

MANI FESTE



Les AODE garanties d'une transition énergétique *véritablement* solidaire

"Ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz, essor des énergies renouvelables, lutte contre le réchauffement climatique, dynamique territoriale : en deux décennies, le paysage énergétique français a été profondément modifié. Il importe aujourd'hui de réfléchir aux modalités d'accompagnement et de mise en œuvre d'une transition énergétique acceptée de tous, utile à tous. Dans ce Manifeste, la FNCCR définit sa vision du monde énergétique de demain et le rôle qu'y joueront les collectivités, autorités organisatrices des services publics de distribution et fourniture d'énergie (AODE) au cœur des territoires."

P rès de vingt ans après la première loi d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz, le paysage énergétique français a été profondément modifié et pas uniquement par voie législative. L'essor des énergies renouvelables, l'enjeu de la lutte contre le réchauffement climatique, comme la dynamique territoriale ont entraîné des mutations tout aussi profondes.

Le secteur pouvait sembler inébranlable : il a été secoué par l'émergence de nouveaux acteurs, les difficultés de la filière nucléaire, la montée de la précarité énergétique, la volonté accrue des collectivités territoriales de prendre en main leur destin énergétique. La transition énergétique remue en profondeur le modèle français. Les secousses les plus visibles sont celles qui affectent l'organisation des systèmes électrique et gazier, historiquement centralisée autour de grands pôles de production à partir desquels l'énergie circulait de manière descendante vers les consommateurs finals. Associé au numérique, le réseau de demain sera décentralisé et bidirectionnel.

En découlent d'autres secousses, avec l'appropriation par les territoires et les citoyens de la ressource (production, autoconsommation...), parfois aussi une acceptabilité sociale moins acquise aux nouvelles installations d'énergie renouvelable. Enfin, et la crise dite des "gilets jaunes" l'a montré, le volet social de la transition énergétique ne saurait être ignoré, tant il peut conduire à un rejet massif et violent des changements qu'elle suppose. La précarité énergétique est aujourd'hui un sujet majeur. Plusieurs décennies de solutions curatives, et depuis peu également préventives, n'empêchent pas hélas qu'elle perdure et s'accroisse. Plus que jamais, l'énergie est une question politique.

A cet égard, il importe de réfléchir aux modalités d'accompagnement et de mise en œuvre d'une transition énergétique acceptée de tous, utile à tous.

Le passage d'un modèle à un autre entraîne d'inévitables frictions et celles-ci perdureront sans doute quelques années encore.

Néanmoins, il est possible de les atténuer en veillant à préserver et même renforcer la solidarité territoriale et sociale, et de les résorber peu à peu par un portage collectif de la transition énergétique, grâce à des acteurs en prise directe avec la réalité économique et sociale des territoires où se joue notre avenir énergétique. Les élus locaux ont toute légitimité pour continuer à porter de telles transformations.

Par ce Manifeste, la FNCCR souhaite définir sa vision du monde énergétique de demain et le rôle qu'y joueront les territoires.

Il tient compte de l'évolution du secteur depuis deux décennies mais aussi du rôle historique des collectivités organisatrices des services publics de distribution et fourniture d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid), dont les missions non seulement sont toujours d'actualité mais s'étoffent aussi régulièrement. Il s'appuie également sur de nombreux travaux prospectifs, des scénarios proposés par RTE, l'ADEME ou Négawatt, jusqu'aux ambitions dessinées par la programmation pluriannuelle de l'énergie, la traduction législative des objectifs énergétiques de la France et l'adoption du quatrième paquet européen. Il examine également l'évolution annoncée du groupe EDF dans ses différentes composantes, afin de prendre en compte le devenir des services publics concédés (distribution et fourniture d'électricité).

Le Manifeste de la FNCCR se traduit par une série de propositions et, parfois, de mises en garde ou de réserves, toutes ayant pour objectif de définir et construire le service public de l'énergie des années à venir, en veillant à ce que la transition énergétique soit véritablement et durablement solidaire.

1 | **LES FONDEMENTS DE L'INTERVENTION PUBLIQUE LOCALE DANS L'ÉNERGIE**

L'intervention de la puissance publique dans le secteur de l'énergie au sens large a des fondements historiques et revêt aujourd'hui des aspects multiples. Elle s'appuie sur des considérations d'ordre public (de l'éclairage des rues à la smart city), de régulation économique et sociale (gestion de monopoles "naturels", tarification, précarité...) et, de plus en plus, de développement durable, avec une implication croissante dans la gestion raisonnée des ressources du territoire.

2 | **DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE AU SERVICE DES TERRITOIRES ET DES CITOYENS-CONSOMMATEURS**

Distribution d'électricité

Pensée et organisée par les collectivités locales, la distribution d'électricité est un élément-clé de la cohésion nationale, par l'universalité de la desserte, la qualité et l'équité de traitement, fondements du service public, et l'instauration de mécanismes de péréquation et de solidarité particulièrement appréciés des collectivités et des citoyens-consommateurs (FACE, TURPE, FPE). Au regard de l'évolution annoncée du groupe EDF, il s'agit de réfléchir au rôle d'Enedis, aujourd'hui gestionnaire de réseau sur 95% du territoire national (statut, capital, attribution ou non d'une partie des réseaux, monopole...). Autre évolution significative, l'essor des énergies renouvelables induit un nouvel équilibre entre territoires urbains et ruraux, où le pilotage des réseaux se fait de plus en plus exigeant et décentralisé.

La FNCCR est convaincue de la pertinence du système actuel, à la fois par l'existence d'un grand opérateur national porteur "intégré" de la péréquation, et de sa complémentarité, permettant un utile parangonnage, avec les gestionnaires de réseaux locaux, sous le contrôle local de grandes AODE, pôles d'expertise, porteurs d'effets d'échelle, de massification et de solidarité. Les nombreux renouvellements anticipés des contrats de concession avec Enedis, résultat d'un nouveau modèle de cahier des charges, le montrent. En tout état de cause, si des évolutions devaient survenir, elles devraient rester favorables à la préservation d'un système de péréquation dans des aires géographiques suffisamment vastes pour garantir la possibilité de foisonnements entre des

profils territoriaux différents. La FNCCR estime également indispensable que les réseaux de distribution d'électricité demeurent des biens publics locaux, faisant partie du patrimoine des Français via les autorités organisatrices. L'hypothétique attribution par la loi de la propriété d'une partie de ces réseaux à Enedis devrait passer par un véritable parcours d'obstacles (dont l'indemnisation des AODE en numéraire ou attribution d'actions ne serait pas le moindre), qui aurait toutes les chances d'aboutir à une dégradation du service public de distribution du fait de l'affaiblissement du contrôle et de l'éviction des AODE de la maîtrise d'ouvrage, et qui déclencherait un débat ouvrant la boîte de Pandore de la fin du monopole, engendrant ainsi beaucoup plus d'inconvénients que d'avantages.

Il y a lieu enfin d'examiner l'émergence de nouveaux modes de production et consommation : autoconsommation et communautés énergétiques se développeront dans les années qui viennent. La FNCCR plaide pour une simplification de l'encadrement juridique et technique, afin de favoriser la transition énergétique, et pour l'implication forte des AODE dans l'accompagnement et le pilotage de ces "îlots" énergétiques de façon à respecter les grands équilibres nationaux.

Distribution de gaz

Confronté à la lutte contre les gaz à effet de serre, le secteur gazier, distribution comprise, doit impérativement diversifier et surtout "verdir" sa ressource. Or, la production de biométhane modifie substantiellement l'approvisionnement de la chaîne gazière : réseaux "à rebours", unités de production, réseaux de collecte et/ou desserte... Les possibilités ouvertes par l'éventualité de communautés énergétiques de "gaz vert" doivent également être examinées. L'évolution du capital d'Engie, maison-mère, pose aussi la question de la pérennité du monopole légal de GRDF.

Distribution de chaleur et de froid

Utilisant des énergies renouvelables locales, les réseaux de chaleur s'insèrent naturellement dans la transition énergétique, aux côtés et en complémentarité des autres réseaux de distribution. Il appartient sans doute désormais aux AODE de définir un nouveau modèle économique qui ne repose plus sur la part fixe de la tarification mais rend attractives les économies d'énergie, dans une logique proche du contrat de performance énergétique, en associant étroitement les consommateurs. Quant aux réseaux de froid, leur essor évitera le développement anarchique de solutions individuelles polluantes et peu performantes, qui risquent de se multiplier, compte tenu de la récurrence croissante d'épisodes

caniculaires. Les AODE lutteront ainsi contre le réchauffement climatique, tout en offrant une solution de fraîcheur aux habitants.

3 | **RÉINVENTER LE SERVICE PUBLIC LOCAL DE FOURNITURE D'ÉNERGIE**

Après des années marquées par une forte atonie, la concurrence dans les marchés de l'électricité et du gaz s'est accentuée au cours des dernières années. Entreprises dans un premier temps, acteurs publics ensuite et, désormais de plus en plus de particuliers, font jouer la concurrence entre fournisseurs et comparent les offres. La suppression bientôt complète des tarifs réglementés du gaz et l'érosion progressive des TRV en électricité accentuent le mouvement.

Il reste que l'attachement des Français au service public de l'énergie, la lutte contre la précarité énergétique, l'expérience acquise dans les achats groupés, la gestion directe (ELD) et la remunicipalisation d'autres secteurs (eau) ou la réappropriation de l'énergie par des municipalités dans des pays très ouverts à la concurrence (Royaume-Uni...) plaide en faveur de l'intervention des collectivités, lesquelles pourraient "réinventer" un service public de fourniture, visant essentiellement les particuliers. Diverses options se dessinent, du groupement d'achat de consommateurs résidentiels à l'exercice de l'activité de fournisseur, via une structure publique ou parapublique dédiée (régie ou SCIC ou SAS/SA), en passant par l'implication dans les communautés énergétiques. Ces offres reposeraient largement sur un approvisionnement en énergies renouvelables locales, la plupart des AODE étant déjà ou souhaitant devenir productrices.

4 | **PLANIFICATION, PRODUCTION, SERVICES, MOBILITÉS : LES AODE MULTI-CARTES**

En quelques années, les collectivités locales - et singulièrement les AODE - ont pris la mesure de leurs responsabilités dans la transition énergétique, investissant divers champs de compétences, de la production renouvelable à la mobilité, en passant par l'efficacité énergétique, la modernisation de l'éclairage public, l'essor des smart grids, l'émergence des territoires connectés (smart city...).

La convergence et la complémentarité de ces missions sont d'autant plus fortes qu'elles s'appuient sur la mutualisation des compétences et des prestations, requérant l'intervention d'intercommunalités de grande taille, capables de fédérer les besoins de territoires les plus divers : villes-centres, périphéries, monde rural... Les AODE ont vocation à devenir des bras armés de la transition énergétique, portant des projets innovants et structurants pour les territoires : massification de la rénovation énergétique, stockage et flexibilité locale, stations de recharge et avitaillement, service public de la donnée...

Préconisations et propositions

- Préserver et conforter le portage local de la solidarité et de l'efficacité énergétiques par des AODE de grande taille ;
- Préserver la péréquation tarifaire et financière pour la distribution d'électricité via un GRD national (assorti du FPE pour les ELD et du FACE pour les AODE maîtres d'ouvrages) ou, si les circonstances devaient évoluer, via quelques GRD ou quelques groupements de GRD de très grande taille ;
- Préserver le lien consubstantiel entre la distribution d'électricité et le bloc communal ;
- Respecter les droits patrimoniaux des AODE en tant que gardiennes de l'intérêt des citoyens-consommateurs ;
- Les AODE devront concourir à la cohérence entre l'intérêt général énergétique et les nouvelles communautés de l'énergie en leur apportant un appui, et le cas échéant en participant à leur création ;
- Les AODE doivent pouvoir concourir au développement du biométhane, en raison de son intérêt direct pour la transition énergétique et pour le développement de l'économie circulaire, y compris en développant de nouvelles délégations de service public autour du biogaz ;
- Les AODE pourront s'impliquer dans des communautés énergétiques prenant en charge la gestion de réseaux de distribution de biométhane ;
- Développer des schémas d'énergie multi-réseaux sur le territoire de chaque AODE ;

- Les AODE doivent être confirmées comme des acteurs de premier plan de la valorisation des énergies renouvelables mais aussi du développement des capacités de flexibilité comme de stockage d'énergie ;
- Valoriser en particulier les réseaux de chaleur au titre de leur fonction de stockage dans le cadre d'une recherche de flexibilité ;
- Les AODE doivent pouvoir créer des services publics locaux de fourniture d'électricité et de gaz, prenant le relais des services publics de fourniture d'énergie au tarif réglementé de vente, compte tenu de l'étiollement progressif des tarifs réglementés ;
- Les AODE doivent pouvoir décliner leurs capacités de mutualisation solidaire autour des autres maillons de la chaîne énergétique, notamment en ce qui concerne les usages : développement de la mobilité propre, services d'efficacité énergétique, éclairage public performant, cités et territoires connectés.

Introduction

1. LES FONDEMENTS DE L'INTERVENTION PUBLIQUE LOCALE DANS L'ÉNERGIE 3

1.1 L'énergie : de l'organisation de l'ordre public local à la gouvernance du territoire "intelligent" de demain 13

1.2 Les enjeux économiques et sociaux d'un produit "pas comme les autres" 14

1.3 Penser globalement la transition énergétique pour mieux la mettre en œuvre localement 16

2. DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE AU SERVICE DES TERRITOIRES ET DES CITOYENS-CONSOMMATEURS 19

2.1 Distribution d'électricité : préserver la solidarité pour une transition énergétique réussie et des territoires résilients 21

2.1.1 Une péréquation toujours d'actualité 21

a) Des coûts de réseaux différents selon les caractéristiques des territoires desservis

b) Une péréquation favorable aux équilibres sociaux et à la transition énergétique

c) Le fonds de péréquation de l'électricité : forces et faiblesses

d) Le portage de la péréquation par un GRD national (ou très éventuellement par des GRD, ou des groupements intégrés de GRD, de très grande taille) est la moins mauvaise option

2.1.2 Quel(s) statut(s) pour le GRD dans un groupe EDF restructuré ? 34

a) Quel statut pour Enedis demain ?

b) Les réseaux de distribution sont et doivent rester des biens publics locaux

2.1.3 Distribution d'électricité et îlots énergétiques 42

a) L'émergence d'îlots électriques

b) Les AODE actrices de la conciliation entre les Îlots électriques et l'intérêt général énergétique ?

2.2 Favoriser le verdissement du gaz distribué 46

2.3 Intégrer et valoriser les réseaux de chaleur et de froid 51

3. RÉINVENTER LE SERVICE PUBLIC LOCAL DE FOURNITURE D'ÉNERGIE	57
3.1 Un service public de fourniture au tarif réglementé de vente en "peau de chagrin"	58
3.2 "Réinventer" le service public local de fourniture ?	59
4. PLANIFICATION, PRODUCTION, SERVICES, MOBILITÉS : LES AODE MULTI-CARTES	69
4.1 Planification énergétique	70
4.2 Production renouvelable et stockage	71
4.2.1 Photovoltaïque, éolien, hydraulique, chaleur et froid...	72
4.2.2 Stockage	74
4.2.3 Vers des AODE, opérateurs intégrés	75
4.3 Les AODE prestataires de services de mobilité	78
4.4 Essor des services d'efficacité énergétique	79
4.5 L'éclairage public	83
4.6 Cités et territoires connectés	87
4.6.1 Alimentation "intelligente" en énergie et gouvernance globalisée	90
4.6.2 Mutualisation des données des services publics locaux et transversalité	91
Conclusion	96
Les AODE de l'avenir, garantes d'une transition énergétique véritablement solidaire	
Préconisations & propositions	98
Remerciements	100
Etudes & notes	102



1 | LES FONDEMENTS DE L'INTERVENTION PUBLIQUE LOCALE DANS L'ÉNERGIE

L'intervention de la puissance publique dans le secteur de l'énergie au sens large a des fondements historiques et revêt aujourd'hui des aspects multiples. Elle s'appuie sur des considérations d'ordre public (de l'éclairage des rues à la smart city), de régulation économique et sociale (gestion de monopoles "naturels", tarification, précarité...) et, de plus en plus, de développement durable, avec une implication croissante dans la gestion raisonnée des ressources du territoire.

1.1 L'énergie : de l'organisation de l'ordre public local à la gouvernance du territoire "intelligent" de demain

Des préoccupations sécuritaires qui conduisirent la puissance publique à intervenir pour éclairer les rues, jusqu'à la question de la gouvernance de la transition énergétique d'aujourd'hui, les fondements à l'intervention publique locale en matière énergétique sont multiples. Ils s'inscrivent dans trois registres : sécuritaire, économique et social, environnemental.

Les aspects sécuritaires sont omniprésents, qu'il s'agisse de régenter l'éclairage public, à partir du 15^e siècle, lorsque celui-ci était initialement à la charge des riverains, de protéger les consommateurs des risques électriques¹ au moment où les distributions d'électricité se substituent à la distribution de gaz (fin du 19^e siècle), jusqu'à la notion de sécurité d'approvisionnement, plus récente et toujours régulièrement évoquée.

Appréhendée au niveau national comme une mission de l'État et de ses opérateurs, il apparaît que la sécurité d'approvisionnement est aussi un sujet local : lors d'un incident climatique, le maire est souvent perçu par ses administrés comme garant de l'efficacité et de la rapidité du rétablissement de l'alimentation électrique.

1. "L'éclairage électrique et le transport électrique de la force emploient des courants dont l'énergie est comparable à celle de la foudre" (extrait de l'exposé des motifs du premier texte de réglementation nationale en matière d'électricité (décret du 15 mai 1888 concernant les installations de conducteurs électriques destinés au transport de la force ou à la production de la lumière).

Cette approche est loin d'être épuisée. La dépendance totale de l'économie numérique à l'approvisionnement en électricité implique une gestion vigilante de la continuité de fourniture. Il en sera de même avec le développement de la mobilité électrique. L'interruption de l'alimentation, pour une raison ou une autre (défaillance physique du réseau, épisode climatique freinant ou supprimant la production locale à partir d'énergies renouvelables, terrorisme numérique prenant pour cible la smart city...) devient de nos jours inacceptable et impossible à envisager d'un point de vue politique si la conséquence en est que tout s'arrête dans la cité "connectée"... L'approvisionnement en énergie d'un territoire est donc un facteur déterminant de la "sûreté" et de la continuité de la vie, relevant à ce titre de la défense de l'ordre public qui échoit au premier rang aux collectivités du bloc communal, et qui plus que jamais conforte la fonction assurantielle du réseau de distribution d'électricité vis-à-vis des boucles locales d'énergie.

Dès lors, il n'est pas abusif de considérer que l'approvisionnement en électricité constituera longtemps encore un élément central de l'ordre public, imposant aux pouvoirs publics l'organisation dans ce domaine de facteurs de résilience toujours plus performants.

1.2 Les enjeux économiques et sociaux d'un produit "pas comme les autres"

Les enjeux économiques et sociaux sont également un élément structurant de l'intervention des collectivités dans l'énergie, immédiatement perceptible dès la création des concessions locales, communales ou intercommunales, de distribution d'énergie. Lutte contre les monopoles privés, loi du 15 juin 1906 ouvrant la voie aux concessions modernes, tarifs encadrés et contrôle du retour sur investissement pour les opérateurs... : le cadre s'établit rapidement au début du 20^e siècle.

La notion de "monopole naturel", dans laquelle les rendements croissants d'une activité économique permettent à une entreprise d'accéder à des coûts de production de plus en plus bas au fur et à mesure qu'elle grossit, est toujours d'actualité même si on lui adjoint aujourd'hui le concept "d'infrastructures essentielles". Elle préside à l'existence de réseaux uniques (distribution d'eau, distribution d'énergie...) dans un même territoire et implique de facto une régulation par la collectivité des activités de gestion de réseau constituant un service public essentiel. Et il importe ici de souligner la différence entre ce monopole "naturel" qui qualifie l'activité de gestion du réseau et le monopole

légal éventuellement attribué à l'entreprise chargée de cette gestion - c'est le cas d'EDF ou aujourd'hui de sa filiale Enedis, en vertu de la loi de 1946. Le monopole naturel pourrait s'accommoder sans difficulté de l'absence de monopole légal, la gestion du réseau unique pouvant être remise périodiquement en concurrence.

Les préoccupations sociales ne sont pas en reste. Dès 1850, Louis-Napoléon Bonaparte (futur Empereur Napoléon III), qui a écrit *"De l'extinction du paupérisme"*, s'émue du niveau élevé du prix du gaz à Paris. En 1859, un traité signé avec la Compagnie de chauffage et d'éclairage par le gaz ramènera ces tarifs à un niveau plus raisonnable.

Le niveau des tarifs pratiqués par les compagnies d'électricité concessionnaires pour les usagers domestiques suscite également de vifs débats après la Première Guerre mondiale. En 1921, l'État impose un index électrique, calant l'évolution des tarifs sur les coûts du charbon et de la main d'œuvre. Réunies sous la bannière de la FNCCR à partir de 1934, les collectivités concédantes soupçonnent rapidement cet index de favoriser le dégagement de marges commerciales excessives par les compagnies. La contestation de ce dispositif se traduira par une baisse autoritaire des prix de l'électricité en 1935 puis, après négociations avec le Syndicat professionnel des producteurs et distributeurs d'énergie électrique, par l'intégration des gains de productivité dans l'index. Enfin, à la suite d'une nouvelle campagne de la Fédération, des décrets-lois de 1938 autorisent les syndicats d'électricité à imposer une uniformisation tarifaire à l'échelle de la concession départementale, prémisses de la péréquation tarifaire nationale introduite après la nationalisation de 1946, par étapes successives (tarifs jaune puis vert), jusqu'à la mise en place en 1965 du tarif universel pour la basse tension (tarif bleu).

La péréquation tarifaire sous-jacente au tarif universel poursuivait des objectifs de rationalisation économique (tarification au coût marginal sur la plaque nationale correspondant à l'opérateur nationalisé EDF) mais s'inscrivait également dans la continuité des revendications d'avant-guerre d'une maîtrise des coûts pour les consommateurs, à la frontière de l'économie et du social. En complémentarité du tarif bleu, à la fin du 20^e siècle, un dispositif d'accompagnement social des personnes en situation de précarité se met progressivement en place : fonds sociaux énergie, fonds de solidarité pour le logement, puis tarif de première nécessité pour l'électricité et tarif spécial de solidarité pour le gaz, avant leur récent remplacement par le dispositif des chèques énergie.

"De plus en plus, l'intervention publique dans l'énergie répond à des impératifs de développement durable, de transition énergétique et écologique, dans le cadre de la lutte contre le dérèglement climatique."

1.3 Penser globalement la transition énergétique pour mieux la mettre en œuvre localement

Enfin, et de plus en plus, l'intervention publique dans l'énergie répond à des impératifs de développement durable, de transition énergétique et écologique, dans le cadre de la lutte contre le dérèglement climatique. L'implication des collectivités s'y fait régulière et forte, répondant à la maxime "penser global, agir local". En effet, *"ce sont les collectivités locales qui construisent, exploitent et entretiennent les infrastructures économiques, sociales et environnementales, qui surveillent les processus de planification, qui fixent les orientations et la réglementation locales en matière d'environnement et qui apportent leur concours à l'application des politiques de l'environnement adoptées à l'échelon national ou infranational."*² Et c'est ce rôle central qui a été rappelé en juillet 2013, dans les conclusions du débat français de la transition énergétique, qui identifiait le renforcement des compétences des territoires comme un enjeu majeur pour favoriser la mise en œuvre de la transition énergétique, en précisant que celle-ci *"est fondée sur des politiques majeures d'efficacité, qui seront largement conduites et exécutées par des actions locales, ainsi que sur le développement des énergies renouvelables au plus près de potentiels disponibles : les territoires devront être le maillon clé de la mise en œuvre de la transition énergétique"*.

De fait, répondant à ces attentes, les collectivités sont aujourd'hui prêtes à assumer leurs responsabilités dans la transition énergétique. Nombreuses sont celles qui disposent déjà d'outils parfaitement opérationnels, à commencer par les Autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), qu'il s'agisse de stratégie départementale de transition énergétique permettant d'appréhender les enjeux climatiques, énergétiques et atmosphériques du territoire dans leur

2. Chapitre 28 de l'agenda 21.

dimension globale et intégrée, de planification et coordination des politiques locales de transition énergétique, de dispositifs d'efficacité énergétique ou de centrales de production, pilotées par des sociétés dédiées³, en passant par le déploiement de réseaux intelligents et d'infrastructures de mobilités propres.

Les "gilets jaunes", symptômes de fractures sociales et territoriales

Il importe aussi de faire le lien entre les enjeux écologiques et les enjeux sociaux. Apparu fin 2018, le mouvement de contestation de la hausse du prix des carburants par les "gilets jaunes" n'est pas survenu par hasard. Il montre que la transition énergétique a été perçue comme une politique autoritaire et injuste, mettant en évidence un clivage entre une France métropolitaine, plutôt aisée et bénéficiant d'importants choix de mobilités, et une France rurale ou "périphérique" selon l'expression du géographe Christophe Guilluy, contrainte de se déplacer en voiture pour aller travailler, faire ses courses, se soigner... Ce clivage rappelle l'importance de dispositifs de solidarité entre territoires et d'une représentation démocratique de proximité, incarnée par la fonction de maire.

3. Sociétés d'économie mixte locales (SEML) spécialisées ou SAS dédiées dans lesquelles les AODE peuvent être actionnaires principaux.



2 | DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE AU SERVICE DES TERRITOIRES ET DES CITOYENS-CONSOMMATEURS

Distribution d'électricité

Pensée et organisée par les collectivités locales, la distribution d'électricité est un élément-clé de la cohésion nationale, par l'universalité de la desserte, la qualité et l'équité de traitement, fondements du service public, et l'instauration de mécanismes de péréquation et de solidarité particulièrement appréciés des collectivités et des citoyens-consommateurs (FACE, TURPE, FPE).

Au regard de l'évolution annoncée du groupe EDF, il s'agit de réfléchir au rôle d'Enedis, aujourd'hui gestionnaire de réseau sur 95% du territoire national (statut, capital, attribution ou non d'une partie des réseaux, monopole...). Autre évolution significative, l'essor des énergies renouvelables induit un nouvel équilibre entre territoires urbains et ruraux, où le pilotage des réseaux se fait de plus en plus exigeant et décentralisé.

La FNCCR est convaincue de la pertinence du système actuel, à la fois par l'existence d'un grand opérateur national porteur "intégré" de la péréquation, et de sa complémentarité, permettant un utile parangonage, avec les gestionnaires de réseaux locaux, sous le contrôle local de grandes AODE, pôles d'expertise, porteurs d'effets d'échelle, de massification et de solidarité. Les nombreux renouvellements anticipés des contrats de concession avec Enedis, résultat d'un nouveau modèle de cahier des charges, le montrent. En tout état de cause, si des évolutions devaient survenir, elles seraient favorables à la préservation d'un système de péréquation dans des aires géographiques suffisamment vastes pour garantir la possibilité de foisonnements entre des profils territoriaux différents. La FNCCR estime indispensable que les réseaux de distribution d'électricité demeurent des biens publics locaux, faisant partie du patrimoine des Français via les autorités organisatrices. L'hypothétique attribution par la loi de la propriété d'une partie de ces réseaux à Enedis devrait passer par un véritable parcours d'obstacles (dont l'indemnisation des AODE en numéraire ou attribution d'actions

ne serait pas le moindre), qui aurait toutes les chances d'aboutir à une dégradation du service public de distribution du fait de l'affaiblissement du contrôle et de l'éviction des AODE de la maîtrise d'ouvrage, et qui déclencherait un débat ouvrant la boîte de Pandore de la fin du monopole, engendrant ainsi beaucoup plus d'inconvénients que d'avantages.

Il y a lieu enfin d'examiner l'émergence de nouveaux modes de production et consommation : autoconsommation et communautés énergétiques se développeront dans les années qui viennent. La FNCCR plaide pour une simplification de l'encadrement juridique et technique, afin de favoriser la transition énergétique, et pour l'implication forte des AODE dans l'accompagnement et le pilotage de ces "îlots" énergétiques de façon à respecter les grands équilibres nationaux.

Distribution de gaz

Confronté à la lutte contre les gaz à effet de serre, le secteur gazier, distribution comprise, doit impérativement diversifier et surtout "verdir" sa ressource. Or, la production de biométhane modifie substantiellement l'approvisionnement de la chaîne gazière : réseaux "à rebours", unités de production, réseaux de collecte et/ou desserte... Les possibilités ouvertes par l'éventualité de communautés énergétiques de "gaz vert" doivent également être examinées. L'évolution du capital d'Engie, maison-mère, pose aussi la question de la pérennité du monopole légal de GRDF.

Distribution de chaleur et de froid

Utilisant des énergies renouvelables locales, les réseaux de chaleur s'insèrent naturellement dans la transition énergétique, aux côtés et en complémentarité des autres réseaux de distribution. Il appartient sans doute désormais aux AODE de définir un nouveau modèle économique qui ne repose plus sur la part fixe de la tarification mais rend attractives les économies d'énergie, dans une logique proche du contrat de performance énergétique, en associant étroitement les consommateurs. Quant aux réseaux de froid, leur essor évitera le développement anarchique de solutions individuelles polluantes et peu performantes, qui risquent de se multiplier, compte tenu de la récurrence croissante d'épisodes caniculaires. Les AODE lutteront ainsi contre le réchauffement climatique, tout en offrant une solution de fraîcheur aux habitants.

2.1 Distribution d'électricité : préserver la solidarité pour une transition énergétique réussie et des territoires résilients

Pour l'essentiel construits originellement par des communes ou groupements de communes (syndicats d'énergie) ou à leur initiative, dans les premières décennies du 20^e siècle, reconstruits et développés après-guerre par EDF et ces mêmes AODE maîtres d'ouvrage, toujours sous le contrôle de ces groupements qui exercent la compétence d'AODE, les réseaux électriques sont des biens collectifs dont la valeur résulte à la fois d'une desserte universelle, d'un profond ancrage local (dont témoigne aujourd'hui encore la présence sur certains territoires d'entreprises publiques ou coopératives locales non nationalisées en 1946 : les entreprises locales de distribution [ELD]) et d'effets d'échelle induits par un opérateur national (Enedis) contrôlé - et aiguillonné - localement par les AODE. L'histoire de ces réseaux est donc multiple mais leur interconnexion puis leur densification témoignent d'une volonté forte d'en faire de puissants outils d'aménagement, tout comme elles ont permis des économies d'échelle et préservé une dynamique d'innovation.

Pour la FNCCR, toute évolution du dispositif de distribution doit s'évaluer à l'aune de la préservation de l'intérêt général dont le système électrique est un pan essentiel. C'est dans cette optique que seront examinées différentes hypothèses, pour en mesurer les risques et les avantages.

2.1.1 Une péréquation toujours d'actualité

a) Des coûts de réseaux différents selon les caractéristiques des territoires desservis

Intrinsèquement liée au modèle français de la distribution, la desserte universelle en énergie électrique s'accompagne d'une péréquation tarifaire qui garantit à chaque foyer français l'accès à l'électricité au même prix, que sa résidence se situe au cœur d'une métropole ou bien dans une campagne isolée, alors que les coûts d'exploitation et d'investissement des réseaux de distribution d'électricité varient profondément selon les caractéristiques géographiques, démographiques et économiques des territoires desservis (notamment parce qu'il y a beaucoup moins d'usagers par kilomètre de réseau en zone rurale qu'en zone urbaine). Pour la FNCCR, les réseaux publics de distribution sont un outil structurant du système électrique dont ils constituent un facteur de résilience

essentiel grâce à leur fonction assurantielle de premier ordre. Légal accès de tous les utilisateurs à ces réseaux doit donc être impérativement préservé, et leur tarif d'utilisation doit rester unique et "péréqué". Tel est le cas sur le territoire desservi par Enedis (95% du territoire national) grâce à l'entremise de ce gestionnaire de réseau (GRD) national, qui perçoit le tarif unique (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité - TURPE) sur l'ensemble des concessions et réalloue par son fonctionnement comptable et financier interne les excédents des concessions rentables (plutôt urbaines) aux concessions structurellement déficitaires (plutôt rurales).

Parallèlement au dispositif du TURPE, le compte d'affectation spéciale "financement des aides aux collectivités pour l'électrification" (FACE) alloue des subventions d'investissement aux AODE maîtres d'ouvrage de travaux d'extension, de renforcement et d'amélioration des réseaux de distribution d'électricité dans les zones rurales. La loi énergie-climat vient d'ailleurs d'améliorer l'adaptation du FACE à la transition énergétique en l'autorisant à financer également des équipements de production à partir d'énergie renouvelable ou des opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique lorsque ces équipements ou opérations concourent directement ou indirectement à l'évitement de coûts dans les réseaux de distribution d'énergie électrique.

"Pour la FNCCR, toute évolution du dispositif de distribution doit s'évaluer à l'aune de la préservation de l'intérêt général dont le système électrique est un pan essentiel."

b) Une péréquation favorable aux équilibres sociaux et à la transition énergétique

Jamais démentie, cette dynamique de solidarité tarifaire et financière entre territoires constitue un atout à la fois économique (compétitivité des entreprises) et social (préservation des emplois, tarification non discriminatoire). Elle permet également une politique d'investissement et d'aménagement soutenue et équilibrée, afin de préserver la qualité de la distribution, de garantir des raccordements non discriminants et efficaces pour les consommateurs et les producteurs, tout en conduisant des projets innovants (smart grids...) qui prennent en compte la diversité des territoires et de leurs besoins.

A l'heure de la transition énergétique, l'enjeu de l'égal accès aux réseaux de distribution prend de surcroît une dimension nouvelle dès lors que ces réseaux vont mettre en relation des zones (plutôt rurales) de production nette d'électricité renouvelable, et des zones (plutôt urbaines) de consommation nette d'énergie : la parfaite fluidité, non seulement technique, mais également économique et tarifaire de l'utilisation de cette infrastructure essentielle que constitue le réseau sera indispensable au développement de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Parallèlement à l'organisation de la tarification, le transfert par les communes de la compétence d'AODE à des établissements publics de coopération de grande taille (syndicats d'énergie ou grandes métropoles) permet de doubler la dimension tarifaire de la solidarité par une dimension opérationnelle de mutualisation des politiques énergétiques locales sur le terrain, qui constitue un véritable ciment territorial sur des zones géographiques importantes pour cette compétence essentielle aux équilibres sociétaux.

Pour la FNCCR, s'il importe de préserver le modèle ou de l'adapter, c'est au regard de ses bénéfices pour la collectivité. La péréquation tarifaire et financière porte en soi principe d'égalité et d'utilité sociale, qui est un des socles de la Nation, et garantit une forme de justice sociale, qu'il serait hasardeux de bousculer, au regard des récents évènements sociaux.

Les effets d'échelle des grandes AODE au service de l'efficacité des politiques énergétique et de la solidarité territoriale

Les effets de taille liés au regroupement des communes à des mailles territoriales importantes pour l'exercice de compétences énergétiques se répartissent en cinq grandes catégories :

- La capacité à réguler dans leur périmètre géographique des réseaux de distribution d'électricité dont l'architecture (emplacement des postes de transformation, des antennes moyenne tension, bouclages...) a été optimisée aux plans technique et économique indépendamment des limites administratives des communes et des intercommunalités à fiscalité propre ;

- Un effet de levier dans la capacité à réguler localement les opérateurs : cet effet repose sur la réduction de l'asymétrie de taille entre AODE et concessionnaires, permettant de les orienter plus facilement dans le sens de l'intérêt général local, mais aussi de réduire leurs coûts de transaction avec un bénéfice possible en termes de bonification des redevances de concession ;
- Un renforcement de l'expertise lié à la spécialisation des services des grandes AODE sur les questions complexes que sont les questions énergétiques, et autorisant le développement d'activités nouvelles telles que la mise en commun des systèmes d'information géographique ;
- Des économies d'échelle au sens strict, liées à la possibilité de mettre en commun des moyens humains et techniques en évitant les redondances inévitables lorsque les communes exercent isolément leurs compétences : ces économies seront souvent spectaculaires dans le cadre de la mutualisation des services de conseil énergétique aux communes, ainsi que dans celui de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage et de la passation de marchés publics. Dans cette perspective, la loi TECV de 2015 autorise explicitement les syndicats d'énergie à réaliser des actions d'efficacité énergétique à la demande et pour le compte des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre. Dans un autre domaine, de nombreux syndicats d'énergie ont également organisé des groupements d'achat d'électricité ou de gaz associant des acheteurs publics ou parapublics, permettant d'obtenir, grâce à cette massification, de substantielles réductions de prix par rapport aux conditions offertes à une collectivité achetant isolément son énergie et surtout de comprendre leur facture, ce qui constitue un indispensable préalable à toute décision de MDE et efficacité énergétique.
- Elles veillent à l'égalité de traitement, attentives au risque de fracture énergétique, s'engageant dans la lutte contre la précarité. Leur action contribue à pérenniser l'accès à l'électricité à un prix abordable pour tous, grâce au rôle fondamental et inclusif des réseaux publics de distribution, qui est encore aujourd'hui l'expression d'une volonté politique.



- Globalement, sur un plan plus politique, les grandes AODE, par leur étendue, la diversité et la complémentarité de leurs territoires, réunissent et font travailler ensemble des territoires extrêmement diversifiés : villes, campagnes, plaines et montagnes, zones à fort potentiel économique et zones en difficultés... Elles font ainsi partie des structures, pas si nombreuses, qui consolident l'unité nationale autour de stratégies d'avenir et facilitent le "vivre ensemble".

Du fait de l'intérêt de tels effets d'échelle, les regroupements à la maille départementale (suffisamment étendue pour être forte économiquement et suffisamment proche de l'utilisateur final pour pouvoir assurer une véritable mission de service public) se poursuivent, à l'image récente des AODE de l'Allier, de la Charente-Maritime, du Gard, des Pyrénées-Atlantiques...⁴

c) Le fonds de péréquation de l'électricité : forces et faiblesses

Dans les faits, même s'il suscite parfois des réserves de la part des AODE, au regard essentiellement de l'insuffisance des investissements d'Enedis dans certaines zones, le modèle actuel d'organisation du système électrique donne satisfaction en ce qu'il combine un enracinement local significatif, gage de proximité et de réactivité, avec l'efficacité économique d'un opérateur ayant une emprise nationale. La coexistence harmonieuse d'Enedis avec les ELD est également à mettre à l'actif de ce modèle, ces opérateurs de plus petite taille pouvant bénéficier de solutions portées au niveau national - il en est ainsi des compteurs communicants. Et, de leur côté, par leur proximité et la qualité de leur service, les ELD permettent un très utile parangonnage entre GRD, Enedis inclus. L'intérêt des ELD en termes de proximité pourrait d'ailleurs sembler particulièrement attractif pour des territoires aujourd'hui desservis par Enedis, qui pourraient être tentés de créer leur propre opérateur public local.

Mais, dans une telle hypothèse de réduction du périmètre national d'Enedis et d'extension de celui des ELD, le portage de la péréquation ne pourrait plus être assuré par le fonctionnement interne d'Enedis. Il le serait nécessairement grâce à une extension du périmètre d'intervention du fonds de péréquation de

4. Dans au moins les deux tiers des départements, l'AODE recouvre la totalité des communes desservies par Enedis.

l'électricité (FPE) qui assure, depuis la nationalisation, la péréquation financière pour l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité entre les GRD excédentaires et les ELD déficitaires.

Or, bien qu'il réponde à des besoins évidents des ELD, le FPE a rencontré au cours des dernières années de très épineuses difficultés de fonctionnement qui illustrent concrètement les obstacles nombreux et importants auquel risque de se heurter tout dispositif de ce type.

Un fonds de péréquation de l'électricité (FPE) en crise

Le dispositif du FPE reposait historiquement sur un système forfaitaire fondé sur des soldes contributeurs ou bénéficiaires des GRD, correspondant à la différence entre leurs recettes et charges "normatives" respectives, le dimensionnement global de cette péréquation étant fixé sur la base d'un arbitrage politique du Gouvernement (soumis pour avis au conseil du FPE). Ce dispositif a fait l'objet au cours des dernières années de contestations et de recours contentieux mettant en cause le montant annuel de la péréquation (qui se situait à environ 8 millions d'euros), jugé particulièrement insuffisant par certaines entreprises locales de distribution (ELD) bénéficiaires. Par deux fois (en 2015 et en 2018), le Conseil d'État a donné raison aux requérants en annulant les arrêtés de péréquation pour les années 2012 à 2015, pour des motifs tenant à l'insuffisant niveau de compensation des coûts des ELD bénéficiaires, ainsi qu'au niveau excessif de la contribution d'Enedis, cette contribution ne devant pas dépasser l'écart entre ses recettes et ses charges normatives (ce raisonnement conduisant donc à envisager in fine des niveaux de contributions plus élevés pour les ELD contributrices).

En dépit de multiples itérations au cours de ces dernières années et jusqu'à une période récente, il a été impossible d'obtenir un consensus des GRD sur ce dossier. Compte tenu de ces difficultés, la loi de 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a proposé une première option de sortie de crise, en introduisant à l'article L 121-29 du Code de l'énergie une disposition permettant aux GRD desservant plus

de 100 000 clients de sortir de l'approche forfaitaire en sollicitant de la CRE un calcul de péréquation basé sur la réalité de leurs coûts. Cette faculté, mise en œuvre par une ELD bénéficiaire, a conduit la CRE à retenir dans ce cas d'espèce un droit à subvention très substantiellement supérieur à l'ancien niveau historique de dotation, confirmant ainsi la pertinence de la contestation. Après plusieurs années de discussions - au cours desquelles les nouvelles attributions du Fonds ont été gelées - les acteurs semblent s'être mis d'accord sur une approche commune de régularisation pour la période 2012 à 2017, conduisant à la publication d'arrêtés de régularisation en juin 2019.

En parallèle, une réflexion a été engagée sur une évolution du dispositif pour l'avenir ; malheureusement un amendement législatif proposé en ce sens par le Gouvernement dans le cadre de la discussion du projet de loi Energie-climat a été très récemment déclaré irrecevable tant par l'Assemblée nationale que par le Sénat. A ce jour (septembre 2019) le problème de la refondation du FPE demeure donc entier pour l'avenir.

Dans ces conditions de grande incertitude sur la faisabilité d'un FPE au périmètre élargi, le portage de la péréquation à titre principal par Enedis (ou, le cas échéant, par quelques GRD ou groupements de GRD peu nombreux et de très grande taille) reste donc pour le moment une solution certes imparfaite mais néanmoins robuste.

d) Le portage de la péréquation par un GRD national (ou très éventuellement par des GRD, ou des groupements intégrés de GRD, de très grande taille) est la moins mauvaise option

A ce jour, dans le contexte d'une ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité portée par plusieurs directives européennes, la France a su faire valoir l'atout de son modèle d'organisation de la distribution et le préserver. L'avenir n'est cependant pas écrit.

Si la FNCCR se prononce clairement en faveur de la préservation d'un système de péréquation tarifaire pour l'usage des réseaux de distribution d'électricité dans des aires géographiques suffisamment vastes pour garantir la possibilité de foisonnements entre des profils territoriaux différents, il est concevable que cette exigence, à laquelle répond correctement le dispositif actuel de GRD national (Enedis), puisse être satisfaite a minima avec des GRD ou des groupements intégrés de GRD à la maille régionale (ou semi-régionale dans le cas de très vastes régions), sous réserve d'une expertise préalable du dispositif de "TURPE" régionaux qui en résulterait, effectuée conjointement par les AODE et la CRE, et de leur harmonisation, grâce au Comité du système et aux conférences départementales⁵.

D'ailleurs, la loi de 1946 prévoyait initialement la création de distributeurs régionaux, avant que le modèle national s'impose. Quoique la FNCCR n'y soit pas favorable dans le contexte actuel, il n'est pas exclu que cette hypothèse soit à nouveau envisagée, à la faveur des orientations décentralisatrices qu'entraîne la transition énergétique mais aussi, le cas échéant, des modifications de la structure du groupe EDF (cf. infra).

Si un débat s'ouvrait pour redéfinir le paysage de la distribution d'électricité⁶, la FNCCR plaiderait donc, en premier lieu pour le maintien du système actuel, et par défaut pour la création de GRD "de très grande taille" (ou pour des groupements suffisamment intégrés de GRD publics locaux, tels que des ELD, garantissant leur efficacité collective par un niveau effectif de mutualisation), associant des territoires ruraux et urbains, dans une logique de solidarité (entre territoires ayant des densités d'habitants et donc d'abonnés différentes) et de réciprocité (entre territoires plutôt producteurs d'énergie électrique et territoires plutôt consommateurs).

Une péréquation régionale se traduirait certes par des TURPE pouvant varier d'une région à l'autre. Mais alors le risque de différences trop criantes serait

5. Comité du système (Loi TEPCV et décret du 28 janvier 2016) et conférences départementales (loi NOME et article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales).

6. L'éventuel transfert à d'autres niveaux de collectivités (régions, départements...) de la compétence relative à la distribution d'électricité conduirait donc à leur transférer la propriété des réseaux au détriment des communes ou des groupements de communes. Sachant que la valeur patrimoniale nette des réseaux de distribution d'électricité concédés à Enedis est d'environ 41 milliards d'euros, il est plus que douteux que dans le contexte actuel de grave crise des finances locales, les communes et leurs groupements se laissent déposséder d'un tel patrimoine sans réagir... A supposer néanmoins que ce transfert soit accepté politiquement, il se révélerait extrêmement complexe à opérer car il faudra tenir compte également des dettes et des créances de l'autorité concédante vis-à-vis d'Enedis.

minimisé par le choix de périmètres de péréquation assez grands pour autoriser de vrais foisonnements entre profils territoriaux différents. La fourchette des TURPE régionaux pourrait donc s'inscrire dans une variation "acceptable" car limitée. Un point ne serait toutefois pas négociable : le maintien d'un lien consubstantiel entre la distribution d'électricité et le bloc communal. Selon la FNCCR, en cas de substitution à Enedis d'un autre dispositif de gestion de réseau, la meilleure garantie de la préservation de ce lien passerait par la désignation de GRD émanant du bloc communal (SPL, SEML, régies...⁷) ou choisis par lui (attribution de concessions de distribution d'électricité dans le cadre de groupements d'AODE).

Le lien consubstantiel entre la distribution d'électricité et le bloc communal devra impérativement être préservé.

La compétence des communes ou de leurs groupements en matière de distribution d'électricité est liée fondamentalement à la relation de proximité des élus communaux et intercommunaux avec les territoires locaux et leur possibilité de veiller en amont à la cohérence de la desserte énergétique avec les autres politiques locales ayant un impact sur les territoires locaux.

"Le rattachement de la distribution d'électricité à la compétence communale garantit que des élus de proximité seront en mesure de veiller localement à la qualité de cette desserte et à son adaptation à des besoins très évolutifs."

La distribution d'électricité est caractérisée par une capillarité extrêmement fine : les lignes électriques (ou les équipements publics de desserte de sites isolés qui s'y substituent) desservent la quasi-totalité des périmètres d'occupation humaine (habitat et activités). Le moindre hameau est raccordé au réseau électrique, et la distribution d'électricité est gérée au niveau de la parcelle, en lien étroit avec les compétences liées à l'urbanisme.

7. Selon la DAJ, une SEML ne bénéficie pas du régime de la quasi régie ou in house contrairement à la SPL et à la régie. Il pourrait en résulter une mise en concurrence préalable de la SEM, à l'issue incertaine.

Dans ces conditions, le rattachement de la distribution d'électricité à la compétence communale garantit que des élus de proximité seront en mesure de veiller localement à la qualité de cette desserte et à son adaptation à des besoins très évolutifs. Cette relation très forte de proximité est préservée y compris dans le cas - devenu majoritaire - du regroupement des communes dans de grands syndicats départementaux d'énergie, ou, parfois dans des métropoles de grande taille.

Toutes les communes membres du syndicat ou de la métropole sont en effet représentées au sein du comité syndical ou du conseil métropolitain ; elles participent également souvent à des comités de secteurs géographiques, suivis par des collaborateurs dédiés, qui permettent de remonter en permanence vers le syndicat les problèmes rencontrés sur le terrain.

Enfin, les élus communaux ou intercommunaux sont en charge des autres problématiques d'aménagement local du territoire (voirie, éclairage public, zones d'activité, équipements publics, urbanisme, etc.). Ils sont ainsi en mesure de veiller très en amont à la bonne coordination entre la gestion et le développement des réseaux de distribution d'énergie et les besoins des territoires.

Les réseaux de distribution appartiennent aux communes ou à leurs groupements

Rappelons que, conformément à l'article L 322-4 du Code de l'énergie, *"Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1^{er} janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales."* Le IV de l'article L 2224-31 précise que *"L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution, exploité en régie ou concédé, est la commune ou l'établissement public de coopération auquel elle a transféré cette compétence, ou le département s'il exerce cette compétence à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières [deux cas seulement visés par cette exception : le Loiret et la Sarthe]."*





Le Conseil d'État vient d'ailleurs de préciser, par deux arrêts de juin et juillet 2019, que, s'agissant des compteurs Linky, ces équipements de distribution d'électricité sont transférés en pleine propriété au groupement de collectivités assurant de manière effective la compétence d'AODE.

En l'état actuel de l'organisation du système électrique, la FNCCR estime que, toutes choses égales par ailleurs, les inconvénients d'une rupture radicale avec l'organisation présente l'emporteraient largement sur ses éventuels avantages, et que le coût d'une telle mutation organisationnelle apparaîtrait disproportionné au regard de l'intérêt général. Il importe cependant qu'Enedis, et derrière Enedis, l'État actionnaire, soient conscients que le modèle du monopole légal national devra démontrer dans les prochaines années qu'il est le plus performant, en matière de portage de la transition énergétique mais aussi en termes d'aménagement de territoires ruraux trop souvent délaissés. Si tel n'était pas le cas, l'évolution vers un nouveau modèle de GRD apparaîtrait probablement inéluctable. Ceci étant posé, on ne peut toutefois exclure que certaines évolutions concernant la gestion des réseaux de distribution d'électricité ne soient précipitées par d'autres considérations, notamment celles qui résultent du projet de restructuration du groupe EDF.

2.1.2 Quel(s) statut(s) pour le GRD dans un groupe EDF restructuré ?

Parallèlement à la question de la taille du GRD, et dans le cadre du principe non négociable de la préservation du lien entre la distribution d'électricité et le bloc communal, celle du statut juridique et financier du GRD n'est pas moins importante. Or, les récentes perspectives de restructuration du Groupe EDF pourraient rétroagir sur le cadre juridique de la distribution d'électricité. Il est donc nécessaire d'intégrer cette dimension dans un travail de scénarisation.

a) Quel statut pour Enedis demain ?

Plusieurs articles de presse, dont l'un citant un représentant de l'Agence des participations de l'État, ont évoqué une restructuration d'EDF en deux entités

distinctes. D'une part, un pôle entièrement public, regroupant les activités du nucléaire, les concessions hydroélectriques et les activités de RTE. De l'autre, une entité dont le capital serait ouvert, et qui regrouperait (le cas échéant dans le cadre d'une holding spécifique et de filiales) les activités d'Enedis (distribution publique d'électricité) et EDF SEI, ainsi que la fourniture (EDF commerce), les services et la production d'énergies renouvelables⁸.

"La FNCCR n'est pas favorable à une privatisation, même partielle, du concessionnaire Enedis et considère que son monopole légal est directement légitimé par son statut d'entreprise publique."

L'annonce d'une telle réorganisation suscite diverses interrogations quant à l'avenir d'Enedis, son statut, la composition de son capital ou de celui de sa maison-mère. L'impact sur la distribution d'électricité ne serait pas négligeable, qu'il s'agisse de la politique d'investissements ou de la nature des missions dévolues à l'entreprise.

L'ouverture du capital d'Enedis ou de sa maison-mère à des capitaux publics, comme la Caisse des dépôts sur le modèle de RTE, ou à des capitaux privés, avec une valorisation boursière, modifierait substantiellement (directement ou indirectement) la gouvernance du distributeur, notamment s'agissant de l'allocation de ses ressources et sa politique de dividendes. A ce jour, selon l'estimation de la CRE, Enedis accorde entre 500 et 600 millions d'euros de dividendes à EDF, auxquels s'ajoute le coût de prestations internes. Ce sont autant de ressources, au moins s'agissant des dividendes, non affectées à l'entretien et au développement des réseaux. *"La politique de dividendes décidée par l'actionnaire ne saurait constituer un frein à la réalisation par Enedis des investissements nécessaires"*, soulignait la CRE en 2017. Il semble que la politique de dividendes, qualifiée "d'élevés" par la Cour des comptes dès 2013, devrait être réexaminée.

En tout état de cause, la FNCCR n'est pas favorable à une privatisation, même partielle, du concessionnaire Enedis et considère que son monopole légal est directement légitimé par son statut d'entreprise publique : l'affaiblissement de ce

8. Source : Dépêche AFP du 21 juin 2019.

statut affaiblirait également la légitimité politique du monopole.

S'ajoute à cela le sort d'EDF SEI, aujourd'hui directement rattaché à EDF bien qu'assurant la gestion des réseaux de distribution d'électricité au sein des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (territoires ultra-marins, Corse, îles du Ponant et de Chausey au large de la Manche). Ces territoires bénéficient de nos jours de la péréquation tarifaire nationale pour l'acheminement, illustrant l'application du principe de la continuité territoriale. Forte de son réseau d'adhérents au sein des ZNI, la Fédération sera particulièrement attentive au scénario envisagé par les pouvoirs publics en cas de restructuration du groupe EDF.

La FNCCR peu favorable à un éventuel rapprochement RTE Enedis

Un rapprochement de RTE et d'Enedis serait-il pertinent ? L'hypothèse semble écartée mais a déjà été évoquée et la question mérite d'être soulevée tant, en apparence, les missions sont similaires. Néanmoins, le profil des entreprises diffère sensiblement, et il en est de même du régime de propriété. RTE est en effet propriétaire du réseau de transport, tandis qu'Enedis exploite un réseau appartenant aux collectivités, autorités concédantes. Outre qu'un tel rapprochement semble peu évident du strict point de vue physique (transport et distribution sont des métiers différents), mais aussi managérial, il est rendu complexe par la mission de concessionnaire dévolue à Enedis, dont l'ancrage territorial fait défaut à RTE. Par ailleurs, le risque d'un sous-investissement dans les réseaux de distribution (propriété des AODE) au bénéfice du transport (propriété de RTE) n'est pas à écarter.

"L'attribution de la propriété des réseaux de distribution d'électricité aux AODE leur permet de jouer pleinement leur rôle de défense de l'intérêt général."

b) Les réseaux de distribution sont et doivent rester des biens publics

Aujourd'hui concessionnaire, Enedis serait-il fondé à revendiquer la propriété d'une partie des ouvrages de distribution ? Cette approche est directement liée à la valorisation de l'entreprise, et pourrait se poser dans l'hypothèse d'une entrée en bourse. En effet, à ce jour Enedis ne pourrait être valorisé qu'à partir de contrats de concession, certes souvent à long terme, dont certains sont en cours de négociations en vue de leur renouvellement sur la base du modèle national élaboré en 2017 par la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF. Ces contrats garantissent au concessionnaire des revenus récurrents et sans risques, tant que leur réattribution automatique à Enedis est sécurisée par la loi (monopole légal).

La mise en œuvre de nouveaux contrats de concession

La signature par les syndicats d'énergie du nouveau modèle (décembre 2017) de contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité au TRV donne, dans le long terme, de la visibilité aux acteurs de l'énergie et de la valeur à l'entreprise concessionnaire

En décembre 2017, la FNCCR a adopté un modèle national de contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité avec d'une part Enedis et EDF et, d'autre part France urbaine - dont l'adhésion à ce modèle est toutefois sujette à interrogations (cf. ci-dessous à propos de Toulouse). Ce modèle est de nos jours repris par les collectivités, autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), dans le cadre de la négociation de leur nouveau contrat avec leurs concessionnaires, en le complétant par des dispositions locales, tenant compte des besoins et spécificités de leurs territoires. Cette démarche résulte de la nécessité soit de renouveler les contrats de concession qui étaient échus, soit de basculer dans un nouveau cadre contractuel appelé à se substituer à ceux issus du modèle de contrat de concession de 1992 par anticipation pour les contrats non échus.

Un des apports les plus significatifs de ce nouveau modèle de contrat concerne l'élaboration conjointe, par le concédant et le concessionnaire, de schémas directeurs et de programmes pluriannuels d'investissement,

intégrant les objectifs de transition énergétique sur le territoire concerné, tout en donnant de la visibilité sur le long voire très long terme, aux acteurs (il est prévu que les contrats soient signés pour des durées de 25 à 30 ans).

Renouvellement des contrats de cession



Mais la contestation croissante de l'organisation actuelle de la distribution d'électricité engendre une incertitude sur la pérennité du plan d'affaires de cette activité, que la signature de contrats de concession de longue durée ne suffit pas à elle seule à dissiper. De fait, conformément à la hiérarchie des normes, une nouvelle loi pourrait remettre en cause l'organisation de la distribution d'électricité avant l'expiration des contrats de concession en cours, créant un risque que d'éventuels investisseurs extérieurs pourraient souhaiter réduire en dotant l'entreprise d'un facteur de résilience juridique (et subséquentement économique) important : l'attribution à Enedis de la propriété de tout ou partie des réseaux de distribution...

Pour la FNCCR, qui est totalement défavorable à une telle hypothèse, il convient de tenir compte avant tout du fait que l'attribution de la propriété des réseaux de distribution aux AODE constitue la meilleure garantie de la préservation de l'intérêt des citoyens-consommateurs d'électricité. Le droit de propriété des AODE a fondé en effet, historiquement, avec beaucoup d'efficacité, des prérogatives aussi essentielles que celles de contrôler la bonne exécution des missions de service public dévolues au GRD, et d'investir comme maître d'ouvrage sur les territoires non rentables pour l'opérateur. Les droits patrimoniaux des AODE devront donc être intégralement préservés, car leurs réseaux constituent des biens publics, communs à tous les Français. Il serait peu avisé d'en faire des gages d'opérations boursières.

De surcroît, l'éventuelle scission de la propriété des réseaux de distribution (si l'attribution de propriété à Enedis était limitée à une partie des réseaux - par exemple la HTA - seulement) remettrait fondamentalement en cause l'optimisation et la cohérence technique et économique de la distribution d'électricité. Et elle créerait une asymétrie entre les AODE desservies par Enedis et celles desservies par des ELD, qui conserveraient la propriété des réseaux.

Les hypothétiques tentatives d'attribution à Enedis de la propriété de tout ou partie des réseaux de distribution d'électricité se heurteraient à un parcours d'obstacles rédhibitoire.

Les tentatives d'attribution à Enedis de la propriété de tout ou partie des réseaux de distribution d'électricité se heurteraient à des difficultés ou engendreraient des inconvénients dont l'importance serait rédhibitoire en regard des hypothétiques avantages de l'opération.

En premier lieu, si un transfert de propriété devait survenir, il serait bien entendu nécessaire de déterminer le montant et les modalités de l'indemnisation des AODE évincées de cette propriété des réseaux.

La valorisation des réseaux transférés engendrerait des débats complexes ; dans le contexte des contraintes financières très fortes pesant actuellement sur les collectivités, il est clair que l'ensemble du bloc communal serait attentif à ne pas être lésé. Et si, pour échapper aux conséquences financières lourdes d'une indemnisation en numéraire, l'État et le groupe optaient (en supposant ces questions de valorisation épineuses surmontées) pour l'attribution d'actions aux AODE évincées de la propriété, les conséquences en termes de gouvernance d'Enedis pourraient diverger substantiellement avec les objectifs

de la restructuration, les AODE défendant des stratégies locales et territoriales pas nécessairement cohérentes avec l'optimisation financière globale du groupe.

Une autre conséquence d'un transfert à Enedis de la propriété de réseaux serait le recul important en termes de régulation locale que cela induirait. Outre le fait que les AODE n'exerceraient plus la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux transférés, alors que leur maîtrise d'ouvrage leur a permis au fil des décennies de préserver l'indispensable logique d'aménagement du territoire qui doit présider à une activité aussi essentielle que la distribution d'électricité, le pouvoir de contrôle des AODE sur les réseaux transférés disparaîtrait également ou deviendrait largement factice. Le précédent de l'attribution des réseaux de télécommunication à France Télécom en 1996 et les conséquences négatives de ce choix pour de nombreuses collectivités en termes de qualité et de partenariat local illustrent bien les effets négatifs de ce type de scénario pour les services publics en réseau.

Par ailleurs, comme cela a déjà été signalé, une évolution aussi importante d'organisation sur la zone desservie par Enedis accentuerait l'asymétrie de situation avec les zones ELD (dans lesquelles les AODE demeurerait propriétaires des réseaux), sans que ces différences soient justifiées par des considérations d'intérêt général.

Enfin, il est évident qu'une remise en cause aussi fondamentale des grands équilibres serait l'occasion de réinterroger les fondamentaux et d'ouvrir la boîte de Pandore du monopole légal attribué à Enedis, avec la difficulté à mettre en place dans le contexte actuel une organisation de péréquation alternative crédible (cf. supra).

En résumé, l'hypothèse de l'attribution à Enedis de tout ou partie de la propriété des réseaux de distribution déboucherait inéluctablement sur un parcours d'obstacles infranchissable, sauf à renoncer à tout ce qui a permis jusqu'à présent de préserver l'intérêt général dans ce domaine.

"Le système électrique français est aujourd'hui confronté à l'émergence de différents modèles d'ilotage, qui répondent à une demande sociétale croissante, celle du "produire et consommer local".



2.1.3 Distribution d'électricité et îlots énergétiques

a) L'émergence d'îlots électriques

Après des décennies de centralisation, le système électrique français est aujourd'hui confronté à l'émergence de différents modèles d'ilotage, qui répondent à une demande sociétale croissante, celle du *"produire et consommer local"*, déjà observable dans l'alimentation. Certes, l'isolement électrique complet de portions locales de territoires reste encore inenvisageable, car la sécurité électrique nécessite le raccordement à un réseau de grande taille jouant *a minima* une fonction assurantielle. Mais l'émergence de communautés locales en matière d'électricité implique de réfléchir à la création prochaine de tels îlots énergétiques.

Ces modèles valorisent l'autoconsommation et l'autoproduction. Les toutes récentes communautés énergétiques sont basées sur une production et consommation locales, les textes européens ouvrant la possibilité de consentir aux personnes morales qui exploiteraient ces communautés l'exercice de mission très étendues : agrégation, gestion du réseau... La France entend toutefois encadrer étroitement l'exercice de ces missions.

Communautés énergétiques : une clarification s'impose

La définition et la création de communautés énergétiques résultent de deux directives différentes : les communautés d'énergies renouvelables (CER, directive de décembre 2018) sont basées sur une production locale avec éventuellement consommation locale, tandis que les communautés énergétiques citoyennes (CEC, directive de juin 2019) se fondent plutôt sur l'autoconsommation à partir d'une production locale.

La différence entre ces modèles reste encore à préciser, bien que certains éléments induisent des nuances, tel le critère de proximité dans les CER qu'on ne retrouve pas dans les CEC. Ou encore l'exclusion des "opérateurs d'énergie" des CEC qui pourrait éventuellement concerner les sociétés de production des AODE, selon l'IDDRI⁹. La FNCCR forme le vœu que la transcription en droit français soit l'occasion de simplifier au maximum les statuts de ces CER et CEC, dans un but de cohérence et d'efficacité au service de la transition énergétique.

9. Les projets participatifs et citoyens d'énergies renouvelables en France (IDDRI), page 27 - <https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20Iddri/Etude/201906-ST0319-ENR%20citoyens.pdf>

b) Les AODE actrices de la conciliation entre les îlots électriques et l'intérêt général énergétique ?

Dans la plupart des cas, il semble que ces "enclaves énergétiques" ne pourront pas rester entièrement autonomes et devront être raccordées au réseau de distribution, lequel jouera alors un rôle assurantiel, garantissant en toutes circonstances un bon niveau de qualité de plus en plus attendu par les consommateurs.

Accueil de la surproduction, fourniture en cas de surconsommation : ces deux termes s'entendant dans une logique d'instantanéité et d'équilibre. A cet effet, il est légitime de considérer que ce rôle doit faire l'objet d'une rémunération qui ne soit ni trop avantageuse ni discriminante. Il serait en effet anormal que des collectifs de citoyens disposant de ressources importantes leur permettant de se doter d'outils de production soient subventionnés par la solidarité nationale, créant ici des effets d'aubaine.

Il importe également de prendre en compte l'intérêt technico-économique de telles "enclaves" lorsqu'elles permettent d'éviter des travaux coûteux pour la collectivité, notamment dans le cadre de territoires isolés, tout en favorisant l'émergence de productions locales, doublement vertueuses (sur le plan environnemental et pour la gestion des pointes locales). Cette question du "juste prix" tarifaire ne sera certainement pas épuisée avant longtemps mais son principe ne semble pas devoir être remis en question. Il permettra de garantir la péréquation et l'égal accès de tous au réseau.

Par ailleurs, le développement de tels îlots énergétiques pourrait poser des problèmes de pilotage des réseaux par exemple avec des excès de production qu'ils auraient de la peine à absorber. Il importe donc de maintenir une gestion à grande échelle des réseaux pour garantir leur équilibrage pour éviter tout risque de désoptimisation du système.

En tout état de cause, la loi énergie et climat exclut opportunément la possibilité pour les communautés énergétiques d'être leur propre GRD pour l'électricité (mais nullement pour le gaz renouvelable, ni pour la chaleur) : il sera donc nécessaire d'organiser une bonne coopération entre les acteurs de la distribution d'électricité (AODE et GRD) d'une part, et ceux des nouvelles communautés énergétiques, d'autre part.

Plus globalement, la FNCCR restera attentive au développement de telles communautés. Pour concilier l'initiative locale avec la préservation des grands équilibres du système électrique, les AODE pourraient accompagner les communautés, voire s'y impliquer directement comme des facilitateurs "raisonnables", à la fois sous l'angle de la production à partir d'énergies renouvelables, et sous celui de la consommation d'électricité, en apportant à ces nouvelles formes de coopération énergétique leur proximité, leur neutralité, leur expertise technique et leur capacité à rassembler différents acteurs pour structurer un projet.

"Pour concilier l'initiative locale avec la préservation des grands équilibres du système électrique, les AODE pourraient accompagner les communautés énergétiques, voire s'y impliquer directement comme des facilitateurs "raisonnables".

Autoconsommation et contribution des usagers aux coûts du réseau

Dans ses Éléments de réflexion sur l'autoconsommation, la CRE rappelle que *"l'autoconsommation aujourd'hui n'implique pas une indépendance totale vis-à-vis du réseau. En effet, les autoconsommateurs n'ont pas intérêt à se déconnecter totalement, car cela impliquerait non seulement de disposer de capacités de production et de stockage significatives, mais également de pouvoir maintenir la stabilité d'un système isolé, ce qui est techniquement complexe. Aussi, la quasi-totalité des autoconsommateurs alterne entre autoproduction et soutirage, en fonction de leur consommation et de leur production."* De fait, au fur et à mesure de la montée en puissance de l'autoconsommation, la fonction du réseau public pourrait évoluer de plus en plus vers une logique davantage "assurantielle". Ce qui pourrait conduire les autoconsommateurs à moins contribuer à la couverture des coûts fixes si leurs coûts de réseau et d'équilibrage sont moindres. *"Ils paieraient alors une électricité moins chère pour la part autoconsommée, au lieu de la payer à un prix moyen national. Le reste des coûts serait à la charge des utilisateurs n'ayant pas la possibilité de participer à ces opérations."*

Une telle évolution pourrait poser de réelles difficultés pour le financement futur des réseaux de distribution publique d'électricité, alors même qu'ils continueraient à porter une part essentielle de la résilience du système électrique. L'équilibre économique des concessions pourrait en être affecté, et avec lui la gestion par un GRD en situation de monopole national (Enedis) de la péréquation.

Quel optimum économique global pour l'autoconsommation ?

Porté par l'évolution technique et sa traduction législative, le modèle de l'autoconsommation (au sens large) est aujourd'hui regardé avec intérêt par de nombreux consommateurs. Il importe d'abord de rappeler que les premiers usages de l'électricité ont relevé de l'autoconsommation, lorsque l'utilisateur devait disposer d'un générateur auquel étaient raccordés divers objets. Thomas Edison créa un système en réseau, à partir d'une station centrale pouvant relier plusieurs utilisateurs, et c'est ce modèle qui s'est rapidement imposé, parce qu'à la fois plus efficace, plus sûr et moins coûteux. Ce petit rappel historique permet de relativiser l'irruption ou la nouveauté de l'autoconsommation dans notre paysage énergétique. Surtout, il nous invite à en définir les contours du point de vue de l'optimum économique.

À ce titre, plusieurs paramètres doivent entrer en considération. Le premier est celui de la production et consommation d'énergie renouvelable qui sont le plus souvent décalées s'agissant du résidentiel mais peuvent se révéler en adéquation avec les besoins de certains secteurs d'activité (commerce, grande distribution notamment, mais aussi organismes recevant du public). Dans la plupart des cas, une part de la production non consommée in situ sera injectée dans le réseau ou, sous réserve là encore que ce soit économiquement possible, stockée dans des batteries.

2.2 Favoriser le verdissement du gaz distribué

La distribution de gaz naturel est aujourd'hui confrontée à une menace forte : celle de sa disparition à terme, car participant à l'émission de gaz à effet de serre, le gaz naturel étant en effet une énergie fossile, quoique plus vertueuse que le pétrole. De fait, l'ensemble de la filière se mobilise pour "verdir" le gaz des réseaux, grâce à la production de biométhane. Plusieurs scénarios ont été écrits en ce sens, dont un, porté par l'ADEME, ouvre la possibilité d'une production de biométhane couvrant 100% des besoins des Français en 2050.

Les AODE sont largement engagées dans ce mouvement de verdissement du gaz qui, outre ses vertus écologiques, permettra de créer de nombreux emplois non délocalisables, essentiellement en milieu rural, et procurera des revenus supplémentaires à la filière agricole. Il importe donc de créer les conditions pour organiser une migration ambitieuse, ambition insuffisamment traduite à ce jour dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, de la distribution de gaz vers la distribution de biométhane et les AODE doivent pouvoir être parties prenantes des choix qui s'opèrent dans leurs territoires.

L'extension des réseaux gaziers sera vraisemblablement assez faible. Néanmoins, il sera utile de profiter du raccordement d'installations de méthanisation, parfois sur de longues distances, pour mettre en place des dessertes de nouvelles communes et à ce titre explorer les différentes solutions possibles (gaz porté, autoconsommation ou production électrique in situ...). Lorsque cela est possible et économiquement adapté, la FNCCR préconise de procéder par voie de délégation de service public, pour choisir l'opérateur de collecte et de desserte. A ce jour, en vertu de la loi EGALIM, la CRE peut attribuer à un opérateur de son choix, à l'issue d'une consultation et à partir du seul critère de l'équilibre économique, le raccordement d'un méthaniseur à un réseau existant.

La FNCCR estime que cette solution n'est guère satisfaisante au regard du droit de la concurrence (à la différence de la procédure d'attribution d'une DSP) et de l'aménagement du territoire (extension de la desserte liée à la collecte). Les AODE devraient être associées à la procédure, voire l'organiser.

Contrairement aux réseaux de distribution d'électricité, les réseaux de distribution de gaz ne relèvent pas d'une logique de péréquation forte. Néanmoins, leur arrimage à l'intérêt public local demeure essentiel. Avec du gaz "vert", cet intérêt public local sera plus fort encore, en ce qu'il permettra

un véritable basculement dans la transition énergétique grâce au gaz, énergie stockable - à la différence de l'électricité - et favorisant l'économie circulaire.

A cet égard, il convient de s'interroger quant à l'évolution de l'entreprise GRDF, aujourd'hui filiale d'un groupe, Engie, où la participation de l'État est devenue minoritaire (23,64%). Si GRDF bénéficie d'un monopole légal dans son emprise historique, il n'en est pas de même s'agissant de nouvelles concessions où plusieurs DSP, souvent à l'initiative d'AODE, ont été lancées dans les années 2000, certaines étant alors confiées à des opérateurs privés. Il est probable que des discussions s'engagent un jour à ce sujet, l'octroi d'un monopole légal étant plus délicat à défendre lorsque l'actionnariat public devient très minoritaire, voire disparaît complètement.

Les communautés d'énergie et la gestion des réseaux de distribution de gaz

Il semble y avoir une contradiction apparente entre la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019, concernant le marché intérieur de l'électricité, dont l'article 16 laisse aux États la faculté de donner ou non aux communautés énergétiques citoyennes le droit de gérer des réseaux de distribution d'électricité, et la directive (UE) 2018/2001 du 11 décembre 2018 concernant la promotion des sources d'énergie renouvelable, dont l'article 22 (point c) prévoit que *"les communautés d'énergie renouvelable ne font pas l'objet d'un traitement discriminatoire en ce qui concerne leurs activités, leurs droits et leurs obligations en tant que clients finals, producteurs, fournisseurs ou **gestionnaires de réseaux de distribution**..."*, sans que ce point ne soit, ici, laissé à la libre appréciation des États.

Cette question a été soulevée par des sénateurs lors de la discussion du projet de loi énergie-climat. La version issue des arbitrages de la commission mixte paritaire comporte un alinéa au L 315-6 du code de l'énergie selon lequel *"une communauté d'énergie renouvelable... ou une communauté d'énergie citoyenne... ne peuvent détenir ou exploiter un réseau de distribution."*

Cette question a été soulevée par des sénateurs lors de la discussion du projet de loi énergie-climat. La version issue des arbitrages de la commission mixte paritaire comporte un alinéa au L 315-6 du code de



l'énergie selon lequel "une communauté d'énergie renouvelable... ou une communauté d'énergie citoyenne... ne peuvent détenir ou exploiter un réseau de distribution."

L'article L 315-6 du code de l'énergie traitant des réseaux de distribution d'électricité, l'interdiction pour les communautés de détenir ou gérer un réseau viserait donc uniquement la distribution d'énergie électrique, nullement celle de gaz ou celle de chaleur.

On pourrait considérer que le législateur français a privilégié la lecture suivante : la directive de 2018 sur les énergies renouvelables a préservé le droit pour les communautés d'énergie renouvelable d'exercer des activités de GRD, sans possibilité pour les États de s'y opposer. Toutefois, la directive plus récente de 2019 sur l'électricité a laissé les États membres libres d'autoriser ou non les communautés d'énergie citoyennes à détenir ou exploiter un réseau de distribution d'électricité. Et la France a fait le choix de ne pas les autoriser. La seule façon de lever cette apparente contradiction est d'en déduire que, *a contrario*, les communautés d'énergie (renouvelable ou citoyennes) peuvent détenir et exploiter un réseau de distribution de gaz, notamment de biométhane, ou un réseau de chaleur.

Aucune précision particulière n'étant apportée à ce propos par la loi, la création ou l'exploitation de réseaux de distribution de gaz renouvelable par des communautés semblerait possible, y compris dans la zone relevant du monopole légal historique de GRDF. Si tel était le cas, pour préserver néanmoins l'arrimage à l'intérêt général de ces distributions de gaz particulières, les AODE pourraient se positionner comme acteurs voire initiateurs de ces communautés, dans le but de faire converger la libre initiative locale avec le maintien des grands équilibres territoriaux.

La FNCCR estime enfin qu'il faudra également questionner la propriété des compteurs de gaz (Gazpar), aujourd'hui dévolue à GRDF - à la différence des compteurs électriques, pleine propriété des AODE. Cette différence de traitement n'a guère de justification. Là encore, le débat s'imposera sans doute, dans la mesure où, en plus du bien commun que représente le réseau de gaz, il s'agit de garantir la bonne exploitation de ce réseau.

"Impliquées dans la production de biométhane, essentiellement par le biais de SEM, les AODE pourraient également piloter des projets d'auto-consommation de biogaz, associant exploitations agricoles et réseaux de desserte, dans des zones rurales non encore desservies par GRDF."

Implication des AODE dans le biométhane

La possible limitation de la taxation du carbone et les objectifs limités de la PPE réduisent le potentiel de développement du gaz naturel dans le mix énergétique. Néanmoins, conjuguée à des coûts décroissants et des aides publiques, la production de biométhane devrait croître assez significativement, son essor étant favorisé, chez de nombreux clients, y compris industriels, par l'intérêt qu'il revêt en termes d'image de marque, imposant une fourniture "verte". En lien direct avec le monde rural, notamment agricole, mais aussi d'autres sources de déchets compostables (restauration collective, déchets ménagers, boues de stations d'épuration...), les AODE seront partie prenante de la production de biométhane, essentiellement par le biais de SEM. Elles pourraient également piloter des projets d'autoconsommation de biogaz, associant exploitations agricoles et réseaux de desserte, dans des zones rurales non encore desservies par GRDF. Leur rôle sera d'autant plus légitime que leurs liens avec le bloc communal, mais aussi avec la filière agricole, sont gage d'une meilleure acceptabilité sociale. Il conviendra notamment de veiller soigneusement à la gestion des digestats, pour garantir la "propreté" de cette production.

2.3 Intégrer et valoriser les réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur renouvelable (géothermie, bois...) devraient continuer à se développer, concourant à diminuer l'empreinte carbone et à valoriser les ressources locales. Outre leur "verdissement", il importe sans doute de réfléchir à d'autres modèles économiques, plus vertueux en termes d'efficacité énergétique.

Depuis plusieurs dizaines d'années, le business plan d'un réseau de chaleur consiste en effet à vendre le maximum d'énergie pour rentabiliser l'installation. Pour l'appuyer et rassurer les investisseurs, une formule de prix est instaurée. Elle est généralement binomiale avec une part fixe, traditionnellement élevée pour asseoir l'amortissement de l'investissement, et une part variable, proportionnelle à l'énergie livrée.

"Proche de la logique du contrat de performance énergétique, un nouveau modèle économique des réseaux de chaleur et de froid est à définir."

Ces formules ont le mérite de rassurer l'exploitant et la collectivité parce qu'elles assurent la stabilité du business plan de la délégation de service public dans la durée. Elles peuvent néanmoins susciter des récriminations, légitimes, du côté des abonnés et usagers du réseau de chaleur. En effet, ce type de structure tarifaire interdit la valorisation de travaux d'efficacité énergétique : la part fixe étant majoritaire, les travaux de l'abonné ont un très faible impact sur sa facture.

Fondé non sur l'énergie livrée et une part fixe rassurante, mais sur un raisonnement global en énergie économisée, un nouveau modèle économique des réseaux de chaleur et de froid est à définir. Un tel modèle devra intégrer les usages du bâtiment et se doter d'outils de contrôle et d'amélioration des consommations. Il intégrerait une logique similaire à un contrat de performance énergétique à l'échelle du réseau, incluant les abonnés, dans un périmètre plus large que le périmètre actuel - qui s'arrête au poste de livraison.

Une telle approche ferait tomber les traditionnelles frontières des prestations, substituant à l'organisation en silo un fonctionnement transversal avec l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur du réseau de chaleur. Ce fonctionnement serait assorti d'une logique de communauté locale

d'utilisateurs-acteurs, garante d'une forte relation de proximité avec les abonnés et usagers. Les interactions seraient facilitées, mêlant énergie consommée et énergie économisée, avec des systèmes de bonus-malus, favorisant un développement en cercle vertueux du réseau de chaleur.

Cette dynamique n'est possible qu'avec une numérisation efficace, ce qui pour le moment est loin d'être le cas, la filière accusant ici un retard certain par rapport à d'autres réseaux énergétiques. Si la tendance est à la logique des réseaux de chaleur 4.0 dans la littérature actuelle du secteur, force est de constater que dans les faits, on en est loin. Le "smart grid thermique" requiert une numérisation poussée, unissant les acteurs de ces communautés locales de chaleur, s'appuyant par exemple sur la blockchain.

Enfin, il convient de s'interroger sur la spatialisation du développement des réseaux de chaleur. Il n'est pas possible de créer des réseaux de chaleur partout, lorsque les densités d'occupation sont trop faibles, ou si la mixité d'aménagement (équilibre entre tertiaire et logement...) est déséquilibrée, nuisant au bon foisonnement.

En revanche, si les conditions géographiques et économiques sont réunies, il sera utile de planifier un développement cohérent avec la stratégie et la dynamique d'aménagement de la collectivité (par exemple, pour bénéficier de nouvelles zones d'activités ou de travaux d'efficacité énergétique). Comme pour les autres réseaux énergétiques, la chaleur doit être appréhendée dans une approche multi-énergies. Si les centres urbains, denses, comme les villes-centres des métropoles et les villes à leur périphérie immédiate sont des candidats immédiats pour le renforcement des réseaux de chaleur, les zones péri-urbaines nécessitent une analyse plus fine (vision globale du territoire). En revanche, dans les approches des bourgs ruraux et des villages, situés au cœur d'une ressource biomasse abondante (notamment), les petits réseaux de chaleur semblent pouvoir être aisément et rapidement créés.

Métropoles et syndicats d'énergie ont vocation à définir la planification cohérente des divers réseaux, en veillant, dans le cas de la chaleur également, à la parfaite adéquation entre la ressource, parfois située en territoire rural, et les besoins, présents dans les territoires urbains, pour construire une solidarité territoriale vertueuse.



Au-delà de son rôle de mise en relation des territoires, le réseau de chaleur constitue une brique du système smart grid, par sa capacité de stockage des productions excédentaires ou produites en dehors des périodes de consommation. L'utilisation de cette brique de stockage, sous forme d'eau chaude est assez simple. D'autres développements sont attendus, comme les matériaux à changement de phases, qui permettent une relation directe entre les différents réseaux d'énergie et l'optimisation du mix énergétique local.

De nouveaux modèles thermiques au cœur des systèmes territoriaux

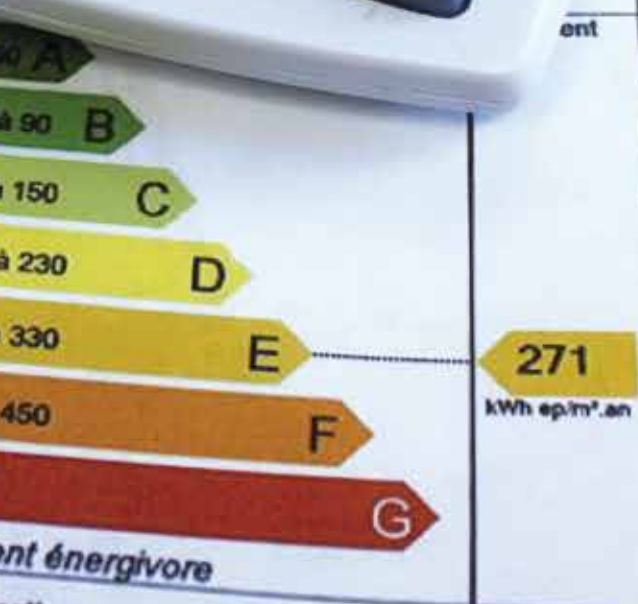
Les nouveaux modèles de réseaux de chaleur s'appuient très largement sur les intrants décarbonés et décentralisés (biomasse bois et déchets, géothermie, chaleur fatale...). Le thermique, qui représente 50% de la demande énergétique totale, est de loin le principal levier de décarbonation des territoires (*a fortiori* en France où l'électricité est décarbonée à 95%). Les projets de réseaux de chaleur et de froid sont également de puissants leviers de développement territorial (valorisation des intrants et capacités disponibles, main d'œuvre, services, sous-traitance...). La chaleur sera la clef de voûte des architectures énergétiques multi-énergies (stockage, cogénération et tri-génération, PAC, pilotage de l'inertie thermique des bâtiments...).

Extrait étude FNCCR-Tilia page 87

Rafrâichissement urbain et confort d'été des territoires

2003, 2011, 2016, 2017, 2018, 2019... : les années se suivent, qui battent des records de températures. Une tendance lourde, les projections climatiques du GIEC confirmant une augmentation des vagues de chaleur pour les années à venir, à la fois en intensité et en fréquence. Les villes, qui connaissent déjà des températures plus élevées via le phénomène d'îlots de chaleur urbains (ICU), risquent de devenir invivables pour leurs usagers, avec des problématiques de confort d'été (et de santé) récurrentes. L'adaptation au changement climatique s'impose donc au cœur de la cité et devra mobiliser l'ensemble de la sphère publique comme privée.

Des solutions existent et peuvent être mises en place à court et long termes : outils de l'urbanisme durable (matériaux, utilisation des trames vertes et bleues...), nouvelle réglementation thermique sur le confort d'été, modes actifs de lutte (comme les réseaux de froid urbains)... Autant de leviers à actionner. Les réseaux de froid présentent en effet de multiples avantages : mutualisation de la production, optimisation du coût pour les abonnés, absence de fuites de fluides frigorigènes, absence de nuisances en bruit et en chaleur rejetée (à la différence des climatiseurs individuels), prédiction de la charge du réseau électrique en puissance appelée... A l'instar des réseaux de chaleur, ils permettent un développement cohérent d'un outil énergétique à l'échelle d'un territoire, le tout dans une approche multi-réseaux et multi-scalaire.



ent énergivore

ation
nnelle :

271 kWh_{ep}/m².an

méthode Factor

À ÉNERGETIQUE

NUMÉRO D'ORDRE :

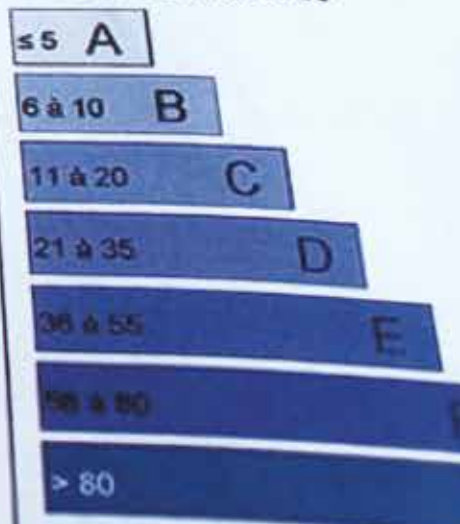
DATE :

ADRESSE :

Émissions de gaz à effet d (GES)

Pour le chauffage, la production d sanitaire et le refroidissement

Faible émission de GES



Forte émission de GES

Estimation des émissions :

validé au 15/09/2006

3 | **RÉINVENTER LE SERVICE PUBLIC LOCAL DE FOURNITURE D'ÉNERGIE**

Après des années marquées par une forte atonie, la concurrence dans les marchés de l'électricité et du gaz s'est accentuée au cours des dernières années. Entreprises dans un premier temps, acteurs publics ensuite et, désormais de plus en plus de particuliers, font jouer la concurrence entre fournisseurs et comparent les offres. La suppression bientôt complète des tarifs réglementés du gaz et l'érosion progressive des TRV en électricité accentuent le mouvement.

Il reste que l'attachement des Français au service public de l'énergie, la lutte contre la précarité énergétique, l'expérience acquise dans les achats groupés, la gestion directe (ELD) et la remunicipalisation d'autres secteurs (eau) ou la réappropriation de l'énergie par des municipalités dans des pays très ouverts à la concurrence (Royaume-Uni...) plaide en faveur de l'intervention des collectivités, lesquelles pourraient "réinventer" un service public de fourniture, visant essentiellement les particuliers. Diverses options se dessinent, du groupement d'achat de consommateurs résidentiels à l'exercice de l'activité de fournisseur, via une structure publique ou parapublique dédiée (régie ou SCIC ou SAS/SA), en passant par l'implication dans les communautés énergétiques. Ces offres reposeraient largement sur un approvisionnement en énergies renouvelables locales, la plupart des AODE étant déjà ou souhaitant devenir productrices.

Après une longue période d'indifférence, l'intérêt des consommateurs résidentiels pour le marché de l'énergie paraît se confirmer et leur appétence pour de nouveaux modes de consommation semble se manifester. En parallèle, tandis que s'élaborent les scénarios de réorganisation du groupe EDF, le service public de fourniture d'énergie s'apprête à subir un nouveau coup de rabet.

3.1 Un service public de fourniture au tarif réglementé de vente en “peau de chagrin”

Déjà amputés des tarifs “jaune” et “vert” (sites de plus de 36 KVA), le tarif réglementé d’électricité - dont le périmètre d’application détermine celui des services publics de fourniture d’électricité concédés à EDF ou exercés par les ELD - devrait prochainement être circonscrit, en France métropolitaine¹⁰, aux seuls sites des particuliers (et des syndicats de copropriétaires) et des petits consommateurs (ou clients) non domestiques, et leur horizon est très incertain. La directive européenne de juin 2019 invite en effet les États membres à agir fortement pour supprimer les TRV, qui, selon l’Union européenne, constituent un obstacle à la création d’un marché intérieur de l’électricité pleinement opérationnel.

Dans le gaz, à la suite de la décision du Conseil d’État de l’été 2017, la situation est encore plus simple : les TRV sont appelés à disparaître d’ici 2023. A cette date, il n’y aura plus que des offres à prix de marché.

La pérennité des TRV de l’électricité semble incertaine

Compte tenu de la pression exercée par certains États membres au cours de la négociation, dont la France, la nouvelle directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 ne prévoit plus la suppression programmée des tarifs réglementés, mais il pourrait s’agir d’un sursis. En témoignent les dispositions de l’article 5 :

- Le droit accordé aux États membres de réglementer les prix de la fourniture d’électricité pour les consommateurs particuliers qui ne sont pas en situation de pauvreté ou de vulnérabilité, ainsi que pour les micro-entreprises, est limité à une période de transition, visant à établir une concurrence effective entre les fournisseurs et à parvenir à une tarification de détail pleinement efficace fondée sur le marché ;
- Les États membres sont soumis à l’obligation, au plus tard le 1^{er} janvier 2022 et le 1^{er} janvier 2025, de présenter à la Commission européenne un rapport sur les mesures prises et les progrès accomplis pour mettre fin aux tarifs réglementés ;

10. Dans les territoires ultra-marins et la Corse, le tarif est préservé.

- Enfin, au plus tard à la fin de 2025, la Commission examinera et présentera un rapport en vue de parvenir à des prix de détail exclusivement fondés sur le marché, éventuellement accompagné d'une proposition législative pouvant inclure une date pour mettre fin aux tarifs réglementés.

La FNCCR fait le constat d'un service public de fourniture en "peau de chagrin" depuis une douzaine d'années et, au regard des textes européens, l'optimisme n'est guère de mise. Elle n'est pas favorable à cette évolution, qu'elle a régulièrement combattue. Elle regrette la suppression des TRV du gaz et plaide en faveur du maintien des TRV de l'électricité le plus longtemps possible, considérant qu'ils structurent le paysage énergétique en ce qu'ils constituent une boussole pour les autres offres et, surtout, protègent les consommateurs-usagers des aléas du marché et limitent les risques de pratiques commerciales contestables.

3.2 "Réinventer" le service public local de fourniture ?

Les collectivités doivent-elles considérer que ce lent déclin des tarifs est inéluctable et se désintéresser de la fourniture ? Plusieurs indicateurs invitent plutôt à se saisir du sujet pour émettre des propositions inspirées par l'utilité sociale et les valeurs du service public.

En France, depuis une vingtaine d'années, un important mouvement de remunicipalisation de l'eau s'opère et de nombreuses collectivités ou groupements de collectivités fournissent de l'eau, en régie, dans une optique de qualité et de juste prix. Dans l'énergie, les ELD continuent d'assurer un service public de fourniture efficace, sont à l'écoute des usagers et disposent de structures et d'accueils de proximité. En mai 2018, un sondage CSA pour le cabinet EY révélait qu'un Français sur deux serait prêt à s'abonner à un service de fourniture d'énergie auprès de collectivités locales.

A l'étranger, un changement notable s'observe au Royaume-Uni, pays pionnier de la libéralisation de l'énergie, où des municipalités (Bristol ou Nottingham par exemple) fournissent de l'électricité à leurs habitants, en concurrence avec des

entreprises privées. Ces “fournisseurs publics locaux d’électricité” proposent notamment des offres “vertes”, assorties de garanties d’origine. Des initiatives se font jour également dans d’autres pays européens (comme l’Espagne) ou des pays plus éloignés, à l’instar du Japon. Alors qu’en Allemagne, les Stadtwerke n’ont jamais cessé de fournir de l’énergie aux habitants.

Exemples de réappropriation de la fourniture au Royaume-Uni et au Japon

Robin hood energy

Des fournisseurs publics locaux d’énergie ont vu le jour au Royaume-Uni, à l’initiative de municipalités. Cette réappropriation des enjeux énergétiques par des autorités locales est présentée comme une réaction aux dysfonctionnements du marché, qui comprend de nombreux fournisseurs déclarés, mais reste largement dominé par six grandes entreprises du secteur de l’énergie (les “Big six”) accusées d’avoir engrangé des profits colossaux au détriment du pouvoir d’achat des consommateurs. Le motif principal de ces initiatives est donc celui de “l’équité sociale”, l’idée étant de proposer des prix de l’énergie “abordables”, voire préférentiels pour les habitants du territoire concerné, mais il est également question d’une réappropriation locale des enjeux : choix des modes de production d’énergie plus respectueux de l’environnement et développement du tissu économique local.

L’exemple le plus emblématique de ce mouvement est incarné par la ville de Nottingham, qui a créé en 2015 son fournisseur municipal d’énergie : “Robin Hood Energy” (sur ce même modèle la ville de Bristol dispose également de son propre fournisseur d’énergie depuis 2016, “Bristol Energy”). Les offres de RHE, adossées à de la production d’énergies renouvelables locales couplée à des achats d’énergie sur le marché, concernent début 2019 130.000 clients à l’échelle nationale (des tarifs préférentiels sont proposés aux habitants de Nottingham) et l’entreprise emploie plus de 200 personnes¹¹.

11. “Nous avons continué d’investir à Nottingham en créant des emplois dans la ville. Au cours des 12 derniers mois, nous avons beaucoup investi et notre effectif a augmenté de près de 65%. Nous employons maintenant plus de 200 personnes dans nos bureaux de Nottingham (...), nous avons réalisé un excédent commercial de 202.000 livres sterling. La plupart des compagnies d’énergie mettent au moins 5 ans pour arriver à ce stade et nous avons utilisé cet excédent pour participer volontairement au programme Warm Home Discount, afin d’aider plus de 1.500 clients vulnérables pendant les mois d’hiver.” Gail Scholes, PDG de RHE, 14 janvier 2019 : cf. <https://robinhoodenergy.co.uk/news/robin-hood-energy-story-2018/>

Des partenariats sont en outre noués avec diverses municipalités (dispositif de "marque blanche"), telles Liverpool ou Leeds, qui ont choisi de s'associer à RHE pour pouvoir proposer une offre spécifique à leur territoire, plutôt que de disposer de leur propre licence de fourniture (10 partenariats ont été conclus essentiellement avec des villes dans ce cadre au cours de l'année 2018).

Miyama Smart Energy

Au Japon, à la faveur de la libéralisation totale du marché de l'électricité en 2016, les collectivités locales ont investi le secteur de la vente directe d'électricité aux consommateurs, le plus souvent en partenariat avec le secteur privé. En 2018, on dénombrait ainsi près d'une trentaine d'initiatives portées par des autorités publiques locales, représentant environ 6% du marché de détail. De fait, la catastrophe de Fukushima les a incitées à se saisir directement des enjeux énergétiques avec comme objectifs principaux le déploiement des énergies renouvelables, la réduction des consommations et le développement économique local.

*"Dans la ville de Miyama (préfecture de Fukuoka), la compagnie Miyama Smart Energy a lancé son service d'électricité en novembre 2015. La compagnie favorise la production et la consommation locale d'énergie, son électricité provient notamment d'une grande centrale solaire et des panneaux solaires des particuliers. Affichant un prix d'électricité plus bas que ceux des grandes compagnies, Miyama Smart Energy a environ 4.500 clients, avec presque autant d'entreprises locales que de ménages. La compagnie contribue à la création d'emplois dans la ville (environ 60), et ses bénéfices permettent le financement d'activités locales (concert, cours de cuisine, etc.)."*¹²

Ces quelques exemples en témoignent : la fourniture d'énergie reste un sujet de préoccupation pour les pouvoirs publics locaux qui considèrent nécessaire de s'impliquer dans ce service, jusqu'à le gérer en direct.

12. Cf. Actualités Japon - Énergie, Environnement, Transport, Construction - Juin 2018 (II), Pôle Développement durable - SER de Tokyo, 20 juin 2018.





Pour la FNCCR, plusieurs arguments plaident en faveur d'une "réinvention" du service public de fourniture, qu'il faudrait mettre en œuvre si tous les TRV venaient à être supprimés. En premier lieu, malgré la digitalisation croissante des "relations clients", la demande de proximité reste forte et nombre de consommateurs ne sont pas et ne seront pas en mesure de gérer consommation et facture de manière uniquement dématérialisée. Par ailleurs, et la très lente érosion des TRV depuis 2007 le montre, les Français souhaitent disposer d'une offre de référence, garantie par les pouvoirs publics. Enfin, de plus en plus, la demande de proximité visera aussi la production, ce qui implique de lier au moins en partie les énergies renouvelables locales et la fourniture. Si les AODE endossaient le rôle de fournisseur local de service public, il semble que celui-ci devrait s'adosser à une production locale, idéalement à leur initiative - les nombreuses SEML de production montrent un vif engouement des collectivités pour les EnR.

Du groupement d'achats au fournisseur local d'énergie

Dans ce cadre, plusieurs pistes de réflexion se dessinent.

Le premier modèle serait celui d'appels d'offres réguliers visant à retenir un fournisseur de référence, à des tarifs négociés et des conditions générales de vente protectrices pour les consommateurs, ainsi qu'un suivi de la bonne exécution des contrats. Parmi les obligations du fournisseur figurerait aussi l'approvisionnement en énergies "vertes" locales.

Les AODE pourraient aussi organiser des groupements d'achat de consommateurs résidentiels. Ces groupements seraient distincts de ceux déjà organisés à destination des professionnels, qui sont soumis aux règles de la commande publique. En effet, le droit européen de l'énergie impose que les clients résidentiels doivent pouvoir à tout instant se désengager d'un contrat. Ainsi, les consommateurs participant à ce type d'opération demeureront libres de conclure les contrats avec le (ou les) fournisseur(s) retenus, et sans période d'engagement. Les offres obtenues pour des marchés seraient sans doute d'une durée moyenne (2 à 3 ans). Elles gagneraient en attractivité si elles s'accompagnaient pour partie d'une garantie d'approvisionnement local.

Les AODE pourraient opter pour une activité de fournisseur local de service public, via une structure dédiée dont les offres reposeraient sur l'approvisionnement en énergies renouvelables locales et l'accès au marché de gros.

Enfin, les AODE pourraient opter pour une activité de fournisseur, via une structure publique ou parapublique dédiée (régie ou SCIC ou SAS/SA) dont les offres reposeraient là aussi sur l'approvisionnement en énergies renouvelables locales et l'accès au marché de gros. Cette offre de service public serait non exclusive en ce qu'elle voisinerait avec d'autres offres émanant du marché. La coexistence d'un secteur public à dimension locale et d'un marché privé s'observe déjà dans divers domaines (éducation, santé, services funéraires) et rien ne s'oppose à ce qu'il en soit de même dans l'énergie.

Après la suppression des TRV du gaz et la réduction des TRV de l'électricité, les AODE proposeraient ainsi aux consommateurs une alternative, sans monopole ni obligation, mais conforme aux valeurs du service public. Pour ce faire, il conviendrait de généraliser l'exercice de la fourniture de service public par des collectivités (aujourd'hui exercée par des entreprises locales de distribution), en vertu d'un principe d'égalité de traitement entre les collectivités.

Rappelons également (cf. supra, § 2.1.3) que l'implication des AODE dans les communautés énergétiques leur permettrait de concourir à l'approvisionnement énergétique des diverses parties prenantes de la communauté concernée - collectivités, mais aussi entreprises et particuliers, ce qui recouvre par exemple des bâtiments et équipements publics - l'éclairage public, les bornes de recharge de véhicules électriques...

L'achat et la commercialisation de l'énergie localement produite à partir de sources renouvelables

Le développement d'activités de groupement d'achat et de commercialisation de l'énergie offre une possibilité connexe de maximiser les retombées économiques pour le territoire. Et ce, de deux manières différentes :

- En relocalisant la marge liée à l'activité de commercialisation, dans le cadre des projets d'autoconsommation collective (dont la maille d'application, en débat, pourrait s'élargir à l'avenir), de groupements d'achats hors autoconsommation (clients répartis dans une zone géographique plus large ou plus éloignée de moyens de production, ou moyens de production sur la HTB), voire de communautés énergétiques avec une participation ou un portage public local.
- En offrant aux développeurs et investisseurs de projets locaux des débouchés commerciaux stables et de long terme. De tels contrats sont importants pour les investisseurs, ils permettent d'abaisser le niveau de risque du projet en assurant des revenus prévisibles. Si ce genre de contrats se développe aujourd'hui, c'est en grande partie en raison du manque de visibilité des marchés de l'énergie à moyen et long termes, qui limite la construction de modèles d'affaire crédibles dans la durée, basés sur une vente de la production au marché.

Pour les consommateurs d'autre part, cela pourrait permettre de bénéficier d'une offre d'énergie locale, compétitive et décarbonée. Les collectivités pourraient ainsi être les premières intéressées par ces mécanismes qui démontreraient leur capacité à signer des contrats de fourniture de longue durée avec des installations locales.

Ces projets (appelés *Power Purchase Agreements* dans les pays anglo-saxons) s'inscrivent dans une tendance de fond pour les entreprises qui souhaitent réduire leur empreinte environnementale : Google a lancé ce mouvement dès 2011 et sécurise désormais 100% de ses consommations en rachetant l'intégralité de certaines d'installations ENR représentant une puissance de 2,6 GW cumulé. En France, ADP et la SNCF se sont lancées en 2018 sur cette voie et ENGIE teste ses premières offres avec des durées contractuelles de 3 à 15 ans, au-delà des horizons de marchés.

Pour les collectivités territoriales, structurer des SEM capables d'agréger les ENR locales, de leur donner de la visibilité et de constituer des contrats de revente d'électricité aux collectivités durant 25 ans avec de l'énergie produite sur leur sol est une piste d'avenir.

Extrait étude FNCCR-Tilia page 77



4 | **PLANIFICATION, PRODUCTION, SERVICES, MOBILITÉS : LES AODE MULTI-CARTES**

En quelques années, les collectivités locales - et singulièrement les AODE - ont pris la mesure de leurs responsabilités dans la transition énergétique, investissant divers champs de compétences, de la production renouvelable à la mobilité, en passant par l'efficacité énergétique, la modernisation de l'éclairage public, l'essor des smart grids, l'émergence des territoires connectés (smart city...).

La convergence et la complémentarité de ces missions sont d'autant plus fortes qu'elles s'appuient sur la mutualisation des compétences et des prestations, requérant l'intervention d'intercommunalités de grande taille, capables de fédérer les besoins de territoires les plus divers : villes-centres, périphéries, monde rural... Les AODE ont vocation à devenir des bras armés de la transition énergétique, portant des projets innovants et structurants pour les territoires : planification, massification de la rénovation énergétique, stockage et flexibilité locale, stations de recharge et avitaillement, service public de la donnée...

En complément de leurs activités traditionnelles, les grandes AODE devront s'investir encore davantage dans la production et la plupart des services énergétiques de demain.

Leur emprise territoriale large, garante d'effets d'échelle et de maîtrise des coûts, leur rattachement au bloc communal, leur expertise technique et leur capacité à fédérer les différents acteurs sont en effet d'indiscutables atouts pour concevoir, porter et exploiter de tels projets. Il en résulte une mutualisation des coûts très favorable à la collectivité, au sens large. En veillant, et certaines le font déjà grâce au financement participatif, à associer fortement la population à tous les chantiers de la transition énergétique.

4.1 Planification énergétique

Une mise en œuvre efficiente de la transition énergétique en passe par un diagnostic et une planification adaptés à chaque territoire dont les spécificités en termes de besoins comme en termes de ressources sont historiquement connus des AODE.

En cohérence avec ses engagements internationaux et européens en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique, la France a développé des politiques dont les ambitions croissantes ont été inscrites dans les lois POPE en 2005, la loi "Grenelle 1" en 2009 et dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte (TECV) promulguée le 17 août 2015. Cette dernière développe et précise les ambitions de la France pour contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que pour renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

Localement, instauré par la loi NOTRe du 7 août 2015, le Schéma régional de l'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) définit des objectifs à l'horizon 2030 en matière, notamment, d'équilibre et d'égalité des territoires, de maîtrise et de valorisation de l'énergie, de lutte contre le changement climatique, de pollution de l'air. Les orientations, comme les objectifs du SRADDET, sont déclinés au niveau intercommunal à travers les Plans climat air-énergie territoriaux (PCAET) prévus par l'article L.229-26 du code de l'environnement.

Les Commissions consultative paritaires énergie (CCPE), codifiées à l'article L.2224-37-1 du Code général des collectivités territoriales, et placées auprès des AODE, permettent de coordonner, sur un périmètre suffisamment grand et diversifié, l'action de leurs membres dans le domaine de l'énergie. Elle met en cohérence leurs politiques d'investissement et facilite l'échange des données afin d'optimiser le déploiement des actions publiques tout en s'assurant de répondre au mieux aux objectifs nationaux et locaux.

Pour favoriser une transition énergétique réussie et acceptée, tout en assurant une parfaite cohérence des décisions publiques, des AODE ont élaboré et arrêté une Stratégie Départementale de Transition Énergétique, reposant sur un diagnostic territorial, permettant d'appréhender les enjeux climatiques, énergétiques et atmosphériques de leur territoire dans leur dimension globale et intégrée, de planifier et de coordonner la politique locale sur la transition énergétique. Des outils de planification partagés, permettent de visualiser les données et cartographies de la stratégie, ainsi que simuler, prioriser, planifier et évaluer le programme d'action des territoires.

Ce référentiel aux grandes orientations stratégiques de la planification climat, air, énergie pour l'ensemble des secteurs d'activités tient compte des contributions collaboratives des acteurs de proximité et de la complémentarité des territoires entre eux. La mixité des territoires regroupés et les échanges réguliers qu'ils entretiennent avec leur AODE participent à enrichir des outils communs.

Ainsi, par la mutualisation des moyens, les AODE appuient et soutiennent les territoires pour favoriser une mise en œuvre réussie et acceptée de la transition énergétique et permettent de disposer des données et analyse nécessaires permettant de coordonner et d'optimiser le déploiement de leurs actions. Un dispositif de suivi collaboratif évalue les progressions réalisées et identifie les éventuels blocages. Il constitue un échange de retour d'expérience, il actualise les données initiales et consolide les trajectoires de la stratégie départementale, il contribue à l'agrégation des données des différents observatoires et réseaux régionaux et nationaux.

Cet exemple illustre bien la capacité des "intercommunalités souples", incarnées par les syndicats d'énergie de grande taille, à s'adapter et à proposer de manière très réactive des moyens et des outils pertinents en réponse à de nouveaux défis.

Pour parfaire leur intervention et leur contribution, un accès à la connaissance fine de données de l'énergie doit être facilité aux AODE (cf. supra).

4.2 Production renouvelable et stockage

D'ici quelques années, la quasi-totalité des collectivités devrait produire de l'énergie. Cette production revêtira différentes formes, y compris celle du stockage.

4.2.1 Photovoltaïque, éolien, hydraulique, chaleur et froid...

Les panneaux solaires seront probablement l'élément le plus visible et la technique la plus répandue. Au-delà de leurs seuls besoins, les AODE pourront jouer un rôle de maîtrise d'ouvrage, menant ces travaux pour le compte des communes, ou d'autres collectivités. Par le biais de SEM, elles pourraient aussi progressivement proposer leurs services aux particuliers, soit pour louer des espaces (toitures, parfois terrains pour construire des centrales), soit pour l'équipement propre des foyers : contrats avec garantie de retour sur investissement, via un tarif d'achat local. Elles pourront aussi piloter d'importants projets d'autoconsommation collective.

Pour pallier la faible acceptation sociale des parcs éoliens terrestres, il convient de privilégier le recours au financement participatif qui pourrait être porté par les SEM des AODE. Ces SEM pourraient profiter du désengagement d'investisseurs privés pour entrer au capital de parcs existants, dont la rentabilité croîtrait grâce au "repowering"¹³. Des outils incitatifs (fiscalité...) pourraient inciter les particuliers à investir dans les projets portés par les collectivités, renforçant ainsi le mécanisme d'adhésion par le financement participatif.

Le petit hydraulique devrait pouvoir bénéficier d'un plan de soutien de l'État, pour permettre la remise en marche de sites inexploités ou nécessitant de coûteux investissements. Les AODE participeraient largement à la reprise de ces sites, développant alors, lorsque les conditions s'y prêtent, des projets d'autoconsommation collective. Par ailleurs, en cas de mise en concurrence des concessions hydroélectriques, les AODE seraient candidates à participer à des SEM pour répondre aux appels d'offres, offrant à la fois leurs compétences techniques et une présence de proximité.

Les réseaux de chaleur au bois continueraient à se développer en milieu semi-rural, et de manière ciblée en zones urbaines, concourant à diminuer l'empreinte carbone et à valoriser les ressources locales. Faute de signal prix carbone significatif, le développement de la géothermie doit être considéré avec prudence et la construction de nouveaux puits, adossés à d'importants réseaux de chaleur, se limitera sans doute aux grandes zones urbaines. Dans tous les cas, il sera nécessaire de favoriser au maximum la chaleur renouvelable. Les réseaux de froid, également renouvelable, seront également une piste d'action

13. Le repowering ("rééquipement") vise, notamment ans l'éolien, à remplacer les anciens générateurs par d'autres, plus récents et plus puissants, ce qui entraîne une nette augmentation de la puissance générée par un parc.



privilegiée, les zones urbaines étant désormais confrontées à la nécessité de recréer des sources de fraîcheur pour compenser les effets d'épisodes de canicule de plus en plus fréquents.

4.2.2 Stockage

Tout comme elles investissent dans des centrales photovoltaïques, les AODE pourraient demain investir dans des centrales de stockage déversant l'énergie dans les réseaux dans un cadre de régulation "smart".

Le stockage d'électricité dans la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019

La récente directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité aborde la question du stockage en postulant que *"dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité, les services de stockage de l'énergie devraient être fondés sur le marché et concurrentiels."* Il en résulte que *"les gestionnaires de réseau ne devraient pas être propriétaires d'installations de stockage d'énergie, ni les développer, les gérer ou les exploiter."* Une exception est toutefois prévue dans le cas particulier des installations de stockage constituant des composants totalement intégrés au réseau, auquel ils rendent des services en termes de sécurité ou fiabilité, en contribuant à la synchronisation entre les différentes parties du système. La directive autorise également les GRD à détenir, développer, gérer ou exploiter des capacités de stockage mais sous réserve dans ce cas qu'aucune autre partie, à la suite d'un appel d'offres ouvert, transparent et non discriminatoire, ne se soit vue conférer un tel droit, ce dispositif étant mis en œuvre sous le contrôle du régulateur. Il semble résulter de ces dispositions que les conditions très restrictives imposées au GRD en matière de stockage d'énergie ne s'appliquent pas, a contrario, aux AODE, auxquelles il serait loisible d'investir dans ce domaine, à l'instar de ce qu'elles font d'ores et déjà en matière de production d'énergie à partir de sources renouvelables.

Les systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux publics de distribution d'électricité reposent sur trois axes principaux :

- l'intégration des énergies renouvelables, en particulier le photovoltaïque et l'éolien ;
- la gestion du système électrique (transport, distribution, micro-réseaux) avec un équilibrage de court terme, une meilleure gestion de la pointe et une alternative au renforcement ;
- la mise en place de batteries (industriel, mutualisé ou résidentiel) pour renforcer le réseau en créant des "lignes virtuelles" et ainsi reporter ou supprimer les investissements d'infrastructure.
- Les AODE devront se positionner dans ces trois axes, d'une part en renforçant leurs investissements dans les sociétés d'économie mixte locale ou SAS de production d'énergie renouvelable et, d'autre part, en proposant des services de stockage ou de flexibilité mutualisés, soit directement par batterie à des endroits stratégiques du réseau. Les AODE pourraient alors s'impliquer dans la gestion de la disponibilité des batteries (opérateurs de charge/décharge) et dans l'optimisation de la consommation locale (comme pour l'autoconsommation collective).

Après avoir baissé de plus de 50% en deux ans, les coûts des batteries devraient encore être divisés par trois d'ici 2025. Les systèmes de batterie gérés par les AODE pourraient ainsi garder un avantage important sur d'autres solutions de flexibilité, à savoir un déploiement facile et rapide avec une possibilité de déplacement afin de résorber les contraintes de réseau ou les congestions temporaires. Ce service pourrait s'apparenter à un dispositif de réserves d'énergie pour l'équilibrage local avec un stockage de court terme (en valorisant la capacité d'énergie de plusieurs heures voire plusieurs jours) et un report d'investissements dans les réseaux en gérant mieux les pointes. Les écrêtements éventuels de production d'énergie renouvelable seraient ainsi supprimés et valorisés en totalité.

4.2.3 Vers des AODE, opérateurs intégrés

Cette dynamique pourrait permettre aux AODE de concourir au développement de l'autoconsommation collective et solidaire, voire des communautés énergétiques¹⁴, en optimisant les factures d'énergie pour les usagers, en évitant

14. Sous réserve d'une clarification telle qu'évoquée précédemment (cf. supra 2.1.3).

Sigeif
endesa
Gaz Naturel Vehicule

24/24  
Carte Bancaire Carte Endesa

GNV **1.221**

BIO-GNV **1.458**

MIX **1.293**

B
I
E
N
V
E
N
U
E





notamment les charges en heures de pointe, en permettant une offre de résilience locale et de secours aux utilisateurs et en valorisant les services réseaux de distribution et mutualisation par des agrégateurs.

Qu'il s'agisse d'EnR ou de stockage, ces capacités de production seront le plus souvent exploitées par des SEML. Peu à peu, celles-ci devront écouler une part de plus en plus importante dans les marchés de gros (plutôt que dans le cadre des mécanismes de soutien). Des mécanismes de type "PPA" seront certainement de plus en plus employés. Les installations de production réalisées par les collectivités conduiront à favoriser l'existence de mix de production électrique locaux (éolien, photovoltaïque, biomasse, le cas échéant géothermie...). Cette diversification des approvisionnements répondrait à diverses exigences, dont la résorption d'incidents climatiques ou la continuité d'alimentation des consommateurs lorsque leurs propres installations domestiques (panneaux solaires en toiture...) sont défaillantes ou en pause. A terme, entre production, réseaux et commercialisation, associés à des opérateurs ou non, les AODE pourraient devenir des mini-opérateurs intégrés.

4.3 Les AODE actrices du service de mobilité décarbonée

Déjà engagées dans la construction et l'exploitation d'infrastructures de charge pour véhicules électriques (IRVE) et de stations d'avitaillement en gaz naturel, les AODE devront intensifier leurs efforts pour mettre à disposition des Français un vaste réseau de stations-services multi-fluides : électricité, bioGNV, hydrogène.

Dans l'électricité, le réseau montera en gamme et les bornes de recharge rapides s'imposeront probablement : un "plein" durera moins de dix minutes (à l'exception des charges lentes couplées à des emplacements de stationnement¹⁵). Les IRVE devraient progressivement s'étoffer d'une offre d'électricité "verte", issue de la production locale. Des services connexes sont envisageables : gestion des batteries pour faire face à des périodes de "pointe" locales...

Les stations GNV devraient basculer massivement vers le bioGNV, là encore avec production locale, avec densification de leurs implantations. Enfin, même si l'hydrogène se développe lentement, en raison de coûts élevés, une large part des stations de l'hexagone pourrait être construite et exploitée par des AODE.

15. A condition que les renforcements des réseaux soient au rendez-vous, ce qui montre à quel point l'action des syndicats d'énergie dans la maîtrise d'ouvrage est structurante.

Ces dernières devront aussi pleinement jouer leur rôle en coordonnant les investissements nécessaires au développement ordonné des réseaux d'IRVE.

Enfin, les AODE pourraient devenir des opérateurs de mobilité, en exploitant leurs propres flottes, le plus souvent pour le compte de leurs communes adhérentes, voire en s'adressant à des entreprises privées ou à des particuliers. L'offre s'étendrait à d'autres modes de transports (véhicules fluviaux électriques...).

Projet de loi d'orientation des mobilités : renforcement des missions attribuées aux AODE

Non encore définitivement adopté par le Parlement, le projet de loi LOM prévoit notamment de donner aux AODE habilitées à installer et à exploiter des IRVE ouvertes au public, en application de l'article L. 2224 37 du CGCT (sur un total de 25 000 bornes installées au 1^{er} janvier 2019, 16 000 environ ont été déployées par des grands syndicats d'énergie), la possibilité d'établir sur leur territoire, en concertation avec les autres autorités concernées (région, autorités organisatrices de la mobilité, GRD d'électricité...), des schémas directeurs destinés à faciliter et à accélérer le développement de la mobilité électrique, tout en veillant à assurer une couverture équilibrée pour éviter l'apparition d'une fracture territoriale durable dans ce domaine.

"L'expertise des AODE en fera des maîtres d'ouvrage appréciés pour piloter des projets de rénovation énergétique visant à la fois les bâtiments publics et privés."

4.4 Essor des services d'efficacité énergétique

Les AODE pilotent déjà des services d'efficacité énergétique (collecte et valorisation de CEE, conseil en économie partagée, opérations de rénovation...). Dans les années à venir, ces services devraient s'accroître, en termes de volume, et se diversifier, touchant de plus en plus le parc résidentiel. Cette mission est



d'autant plus primordiale que l'efficacité énergétique, qui se prépare et se met en place au niveau local, est la clé de voûte de tous les scénarios prospectifs à court, moyen et long termes. Qu'il s'agisse de la PPE, des scénarios de RTE ou de l'ADEME, tous tablent sur une diminution, plus ou moins forte, des consommations entre 2025 et 2050.

L'expertise des AODE en fera sans aucun doute des maîtres d'ouvrage appréciés pour piloter des projets de rénovation énergétique visant à la fois les bâtiments publics¹⁶ et privés, notamment chez les particuliers, en liaison avec les autres acteurs du secteur. L'intracting et les CEE seront les outils financiers à privilégier.

Ici, le maillage territorial et le renforcement des structures de conseils (pour les parcs résidentiels, tertiaires privés et publics et industriels) sont nécessaires pour accompagner les particuliers et les professionnels dans la rénovation de leur bâtiment. L'exemple de la plateforme "RenovAube" porté par le Syndicat Départemental d'Énergie de l'Aube montre comment les acteurs locaux peuvent s'organiser pour d'une part recenser les besoins, d'autre part passer à l'action en procédant à des rénovations à un rythme soutenu et quasiment industriel. En matière d'économie d'énergie, seule la massification est de nature à obtenir des résultats tangibles.

Le maintien des dispositifs d'aide (CITE, taux réduits de TVA à 5,5% pour les travaux éligibles, ANAH, CEE...) ainsi que la capacité à développer de nouveaux modèles d'investissements locaux (par le biais de société publique locale par exemple) sont essentiels pour atteindre les niveaux de rénovation attendus. Plus largement, fixer une nouvelle trajectoire carbone permettra d'enclencher des projets de rénovation, de changement des modes de production mais également de développer de nouvelles technologies.

16. La maîtrise des consommations d'énergie dans le bâtiment nécessite de mobiliser des leviers technologiques, financiers et contractuels nouveaux. Le parc des bâtiments publics et des collectivités territoriales représente 280 millions de m² dont 150 millions m² pour les bâtiments d'enseignement (écoles, collèges et lycées). La consommation d'énergie moyenne pèse pour 4,2% du budget de fonctionnement des collectivités. Les bâtiments représentent 76% de la consommation d'énergie des communes, soit 250 kWh/m².an et 50 euros par habitant et par an. Le décret tertiaire issu de la loi ELAN publié en juillet 2019 précise l'obligation pour tous les bâtiments tertiaires publics ou privés de réduire les consommations d'énergie finale de 40% dès 2030, de 50% en 2040 et de 60% en 2050 par rapport aux niveaux de consommation de 2010. De manière concomitante, la stratégie nationale "bas carbone" prévoit d'atteindre la neutralité carbone des bâtiments à l'horizon 2050 qu'il soit public ou privé, existant ou neuf ce qui se traduira par une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 87% à l'horizon 2050. Néanmoins, les derniers chiffres de la filière ont montré un fort ralentissement des rénovations énergétiques dans ce secteur.

Économiser l'énergie n'est pas systématiquement synonyme de travaux. 10 à 15% d'économies d'énergie peuvent provenir du comportement des usagers des bâtiments, notamment dans les milieux recevant du public (centres commerciaux, bureaux, établissements scolaires, etc.). Ainsi, pour accompagner l'effort en matière de réduction des consommations et des émissions de gaz à effet de serre et en faire une ambition collective, encourager la sobriété énergétique de chacun est une voie indispensable.

ACTEE, modèle d'implication des AODE dans l'efficacité énergétique

Lauréat de l'appel à projets CEE, ACTEE - Action des collectivités dans l'efficacité énergétique - est un programme de soutien aux collectivités pour la réhabilitation énergétique de leur patrimoine. ACTEE comprend une "bibliothèque" d'outils pratiques (guides, cahiers des charges...), un financement pour le diagnostic du patrimoine et la mise en place d'une stratégie immobilière pluriannuelle, et un accompagnement pour la mise en place d'un nouveau type de poste : l'économe de flux. Son rôle est de suivre un projet dans son ensemble, de la sensibilisation en amont des élus (diagnostic de territoire, planification ordonnée des actions...) jusqu'aux travaux (réception, suivi dans le temps).

L'intracring, une solution d'internalisation complète

Voie parfois choisie par certaines métropoles européennes et faisant l'objet d'une convention entre la Banque des territoires et la FNCCR, "*l'intracring*" est une solution de financement originale en circuit fermé, dont l'apport initial peut être apporté par la Banque des territoires. L'exemple le plus abouti se trouve à Stuttgart, mais il s'en observe également à Mulhouse ou à Paris. Le financement initial est investi dans des travaux à rentabilité rapide ; les économies d'énergie (donc financières) générées par ces travaux servent d'une part à rembourser la mise initiale, de l'autre à être thésaurisées pour chercher des gisements d'économie d'énergie plus capitalistiques, et ainsi de suite de manière à avoir couvert la totalité des gisements.

Les services techniques de la ville prennent intégralement en charge le diagnostic, la planification et la réalisation des interventions - le cas échéant en sous-traitant tout ou partie des travaux, après avoir dessiné une "feuille de route" visant à programmer et prioriser la prise en charge de l'optimisation énergétique de l'ensemble des actifs techniques et des bâtiments de la ville, et la définition d'un taux de retour sur investissement "cible" moyen. L'objectif sous-jacent est de simplifier les modèles économiques, dès lors que la ville est à la fois le prescripteur, le concepteur, le maître d'ouvrage et le bénéficiaire intégral des travaux réalisés. [...] Le recours à une telle solution repose toutefois sur l'existence de services techniques très opérationnels et unifiés, largement dotés en compétences énergétiques de terrain, voire en léger sureffectifs, susceptibles de prendre en charge directement un ensemble de tâches s'étalant durant plusieurs années. C'est le cas dans certaines grandes villes allemandes, dont l'organisation est, ici, assez éloignée de celle des villes et agglomérations françaises, en particulier en termes de comptabilité publique.

La mise en place de l'intracting, par les grandes villes ou les syndicats d'énergie, nécessite donc l'embauche d'un économiste de flux attentif, qui s'assurera à long terme de la pérennité des économies générées et de la bonne réalisation de la planification initiale des travaux.

4.5 L'éclairage public

Compétence ancienne des collectivités, l'éclairage public est l'un des domaines dans lesquels les possibilités de progresser rapidement en efficacité énergétique sont le plus marquées. Il en résulte, pour les AODE qui exercent cette compétence, la possibilité d'agir à travers des modèles économiques favorables, à condition d'en créer les conditions. Les syndicats départementaux gèrent un peu plus de 50% du parc. Outre les achats mutualisés d'électricité, le regroupement de la compétence au sein des syndicats d'énergie a permis de moderniser fortement le réseau d'éclairage public en remplaçant les équipements énergivores, par des équipements plus vertueux et fonctionnels,





et en automatisant les réseaux de façon à mieux gérer la durée et l'intensité de l'éclairage. Il est encore possible de réaliser des économies de l'ordre de 50% à 75% des factures (systèmes de gestion, remplacement de points lumineux...), l'intégration de l'ensemble des fonctions (investissements d'équipement et de réseau, achats d'énergie, exploitation et maintenance) entre les mains d'une autorité organisatrice de grande taille permettant des gains d'efficacité considérables.

Éclairage public : 17% de la facture d'énergie des communes

La consommation globale de l'éclairage public en France représente 5,6 TWh, celle de l'éclairage intérieur toutes collectivités confondues 7 TWh, celle de l'éclairage dans les bâtiments non résidentiels 37 TWh. L'éclairage public, malgré une baisse de la consommation de 6% depuis les sept dernières années, représente 16% de la consommation énergétique totale des communes, 17% de leurs dépenses d'énergie et 41% de leur facture électrique. Les dépenses d'éclairage public s'élèvent globalement à près de 2 milliards d'euros par an dont 1 milliard consacré à la maintenance, 400 à 500 millions d'euros investis dans le renouvellement du parc et plus de 450 millions d'euros imputables à la consommation d'énergie.

Le parc se compose de 10 millions de points lumineux ; 40% ont plus de 25 ans et certaines technologies très consommatrices d'énergies y subsistent, comme les lampes à vapeur de mercure (dites aussi "ballons fluo" - 1M de points lumineux).

A 3% par an, le taux de renouvellement de l'éclairage public est relativement faible compte tenu des différents enjeux (sociétaux, économiques, environnementaux, technologiques, politiques) qu'il recouvre et du défi que représente la transition énergétique pour les collectivités. S'y ajoute la perspective de l'éclairage public intelligent avec la collecte de données via les réseaux et les objets connectés.

"L'éclairage public est l'exemple parfait d'une compétence où la mutualisation intercommunale est pleinement conciliable avec les exigences d'un service public administratif de qualité au plus près des administrés."

La Fédération observe que les communes ont bien pris conscience des enjeux liés à la rénovation des installations d'éclairage public d'autant plus que de tels investissements se révèlent rapidement profitables tant sur le plan de l'amélioration des performances techniques, rapidement perceptibles par les citoyens, que sur le plan financier. La FNCCR se félicite que "l'éclairage public" soit reconnu comme une compétence à part entière et soit le plus souvent exercée par des syndicats d'énergie et ceci dans le cadre d'un partenariat gagnant-gagnant puisqu'en pareil cas la commune conserve ses prérogatives, notamment en matière de choix des matériels, le maire continuant d'exercer son pouvoir de police (appréciation des modalités d'éclairage à travers des arrêtés définissant les lieux où l'éclairage public devra être présent, horaires de fonctionnement...). L'éclairage public est l'exemple parfait d'une compétence où la mutualisation au sein de grandes intercommunalités tels que les syndicats d'énergie de grande taille est pleinement conciliable avec les attentes d'un service public administratif de qualité définies au plus près des administrés.

4.6 Cités et territoires connectés

Plusieurs éléments semblent aujourd'hui caractériser la ville ou le territoire intelligents : développement durable et lutte contre le changement climatique, numérisation des infrastructures, développement à grande échelle de services numériques publics et privés recourant à des plates-formes en ligne, gestion transversale et mutualisée des données publiques, répartition de la gouvernance entre autorités publiques, entreprises et citoyens, recours au numérique pour le développement de certains aspects de démocratie participative, voire de démocratie directe. Le modèle du "territoire intelligent" devrait se répandre très largement au cours des prochaines décennies.





Numérique, inclusion et exclusion

13 millions de français seraient en difficulté avec le numérique, donc potentiellement exclus de la future cité connectée dite " intelligente". *"En 2017, 13% de la population âgée de plus de 18 ans ne se connectent jamais à Internet, soit 6,7 millions de nos concitoyens. 14% d'entre eux ont déjà utilisé Internet avant d'y renoncer, en majorité par absence d'intérêt et manque de compétences. S'y ajoutent plus de 7 millions d'internautes distants, qui disposent d'un faible niveau de compétences numériques et se sentent mal à l'aise dans leur utilisation d'Internet. Près d'un tiers d'entre eux ne dispose pas d'adresse mail ni de compte sur un réseau social, et trois quarts ne font pas leurs démarches administratives en ligne [...] Des fractures importantes persistent entre les habitants de notre pays, en fonction des territoires, des niveaux de qualification et de revenus, de l'âge bien sûr, ou encore de situation personnelle."* (cf. Ensemble pour un numérique inclusif - Dossier de presse, Secrétariat d'État chargé du Numérique, décembre 2017).

4.6.1 Alimentation "intelligente" en énergie et gouvernance globalisée

Le développement des énergies renouvelables électriques intermittentes (éolien, photovoltaïque) impose d'assortir les réseaux de distribution d'une certaine dose d'intelligence ("smart grids") permettant d'automatiser l'effacement des soutirages lorsque les injections d'énergie sur le réseau sont insuffisantes, sous réserve des éventuelles possibilités de stockage temporaire. Plusieurs projets (SMILE dans l'ouest de la France ou Confluence à Lyon), tout comme certains SRCAE ou SRADDET, ou PCAET, ont déjà mis en évidence la complémentarité étroite des réseaux intelligents avec les diverses politiques publiques locales. Ainsi les projections de développement des énergies renouvelables électriques intègrent désormais l'évolution des capacités de stockage dans des batteries d'accumulateurs et doivent donc tenir compte de l'évolution du parc de véhicules électriques dans le territoire... Lequel n'est pas indépendant des politiques locales de mobilité (développement des transports collectifs), elles-mêmes liées aux perspectives en termes d'urbanisme, de logement, de voirie, de stationnement... Il en sera de même pour la mobilité au biogaz, dont le combustible sera en partie issu des filières de traitement des déchets

fermentescibles et des boues de stations d'épuration... L'équilibre énergétique du territoire devra aussi intégrer des potentiels d'effacement et de maîtrise de la demande, renvoyant aux besoins de l'ensemble des services publics mais aussi de l'ensemble des activités économiques et sociales locales.

Vers la flexibilité locale

Le rôle des syndicats d'énergie dans l'efficacité énergétique s'accroît avec la digitalisation des métiers. De la récupération de données de comptage pour le compte au suivi à distance des performances avec identification des actions à mener, des gains possibles et de la modélisation technico-économique des investissements nécessaires, en passant par l'installation de compteurs et d'instruments de suivi, le champ d'investigation est large. Ces compétences conduiront sans doute à donner aux AODE un rôle d'opérateur de flexibilité locale où, en liaison avec les GRD locaux ou nationaux, elles piloteront en temps réel les besoins des collectivités en les alimentant à partir de sources de production locales ou en procéder à des actions d'effacement et de stockage.

4.6.2 Mutualisation des données des services publics locaux et transversalité

A l'image des Stadtwerke allemandes, les pratiques de certaines entreprises publiques locales horizontalement intégrées démontrent l'intérêt (efficacité, coûts) à mutualiser les outils de gestion de différents services publics locaux, notamment ceux en réseaux : énergie, eau, collecte des déchets, transports collectifs... Il serait utile de profiter de leur numérisation pour mutualiser la gestion de données largement communes (fichiers d'abonnés à l'énergie, à l'eau et à la collecte des déchets par exemple). La mise en place de compteurs évolués (Linky, Gazpar...) et de capteurs dans les réseaux de distribution d'électricité, de gaz ou de chaleur, d'eau et d'assainissement, dans les conteneurs de déchets, sur les places de stationnement, etc. , devrait par ailleurs induire une augmentation prodigieuse de la quantité de données collectées, rendant d'autant plus impérieuse la recherche d'économies d'échelle grâce à des gestions mutualisées.

"L'émergence d'un service public de la donnée serait une réponse adaptée à la nécessaire protection des citoyens contre l'emprise et la domination des opérateurs privés du numérique, certains (Google...) visant déjà la collecte et l'exploitation de données issues des services publics."

Dans ces conditions, la gestion sectorielle en silo de ces différents services publics pourrait apparaître dépassée dans un avenir proche. Ce qui imposerait leur évolution vers une gestion globale des données dans le cadre de la gouvernance locale d'ensemble du territoire. La soumission de ces procédures à une stricte réglementation de la protection des données personnelles sera très probablement confirmée comme un impératif politique et juridique majeur. L'émergence d'un service public de la donnée serait une réponse adaptée à la nécessaire protection des citoyens contre l'emprise et la domination des opérateurs privés du numérique, certains (Google...) visant déjà la collecte et l'exploitation de données issues des services publics.

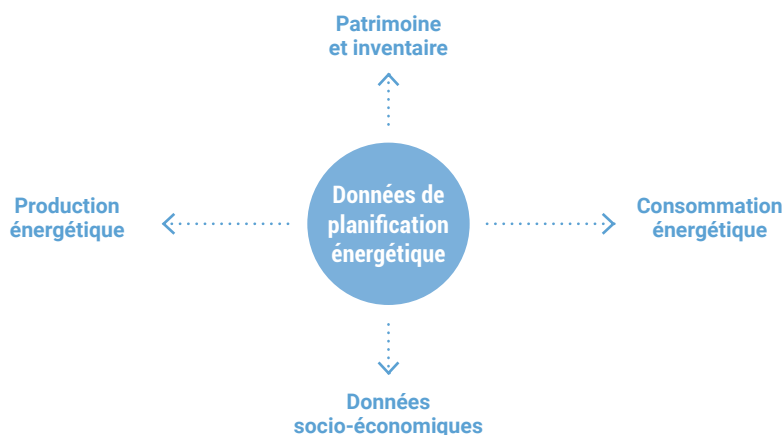
Ainsi rapporté à la logique du "territoire intelligent" dans lequel les différents services publics sont interdépendants, l'approvisionnement et la gestion énergétiques sont appelés à se relocaliser davantage, ne constituant qu'une brique de l'ensemble complexe issu des interactions entre la totalité des réseaux locaux, infrastructures et services du territoire (énergie, gestion de l'eau et de l'assainissement, transports, voirie, Plan de corps de rue simplifié [PCRS], signalisation, vidéosurveillance, logement, santé, information, éducation, culture...). Mais une brique déterminante, puisque nécessaire à toutes les autres.

Données de l'énergie : implication et positionnement des collectivités

Pour les collectivités, la collecte et le rôle des données énergétiques se décomposent en quatre grandes familles.

- Les données du patrimoine qui permettent une meilleure connaissance et un inventaire précis des réseaux d'énergie.
- Les données de production qui permettent le recensement des installations existantes, mais aussi celles de la ressource et du gisement d'énergies renouvelables sur le territoire.

- Les données de consommation qui regroupent les consommations d'énergie finale, par usage (électricité, gaz, chaleur, éclairage public...), par typologie d'acteurs (résidentiel, tertiaire, collectivités, industriel, agricole ...) et source d'énergie (électricité, gaz, chaleur, biomasse...). Leur croisement avec d'autres informations permet notamment de définir les zones prioritaires de lancement d'actions d'efficacité énergétique ou de développement de nouvelles installations.
- Les données socio-économiques et d'externalités de l'énergie, qui regroupent les données de population, d'intensité économique (nombre d'acteurs par typologie, économie locale), de précarité énergétique, les factures énergétiques, le coût des installations des différentes énergies...



Le panorama énergétique du territoire sera d'autant plus utile qu'il sera assorti d'indicateurs simples permettant d'apprécier l'impact du mix énergétique dans le développement socio-économiques et la qualité de vie.

Qu'il s'agisse de systèmes informatiques d'aide à la décision ou d'outils de simulation, la connaissance fine de données de l'énergie par les collectivités est nécessaire à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique. Si les informations à produire doivent être utilisées dans le cadre de politiques bien identifiées, il importe de veiller, lorsqu'on peut pousser la précision jusqu'à la maille du bâtiment, à ne pas être attentatoire à la sphère privée au risque

d'être perçue par certains acteurs, y compris les consommateurs finals, comme intrusif. Les territoires sont d'ailleurs particulièrement vigilants dans la réalisation de leurs projets énergétiques locaux à instaurer un climat de confiance entre les citoyens et les collectivités bénéficiaires de telles données.

Par ailleurs, les AODE sont maîtres d'ouvrage de travaux (renforcement, sécurisation...) et en charge de la programmation des investissements. Elles ont donc besoin d'informations précises de l'état des réseaux, ce qui impose qu'elles disposent de données à jour afin d'engager des travaux à titre préventif plutôt que curatif, dans un souci de bonne gestion des deniers publics.

C'est pourquoi les données des compteurs communicants (Linky ou Gazpar) devront permettre d'affiner la connaissance (partagée entre AODE et GRD) des réseaux dans une logique de "smart grid" (consommations en temps réel, production associée, interruptions de fourniture ou coupures, congestions de réseau, courbes de charge...), et faciliter ainsi les projets innovants : flexibilité, autoconsommation...



LES AODE, GARANTES D'UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE VÉRITABLEMENT SOLIDAIRE

Un manifeste est l'occasion de dresser un état des lieux, de l'analyser et d'en tirer à la fois des mises en garde et des propositions. Dans ce texte, la FNCCR se livre aussi à un exercice prospectif, dans la mesure où le paysage énergétique comme la carte territoriale ne sont pas, ou ne semblent pas, à ce jour figés.

Certaines approches pourront sembler lointaines, d'autres auront un effet quasi-immédiat. Les unes seront adoptées, d'autres oubliées ; c'est la loi du genre.

Il apparaît cependant que plusieurs éléments ont vocation à être mis en œuvre dans un avenir proche : la suppression de certains tarifs réglementés appelle en effet, singulièrement pour les plus vulnérables des usagers, une réponse immédiate des collectivités. Ayons ici en mémoire la crise des "gilets jaunes" et prenons garde de ne pas transférer la colère de populations en difficulté d'une énergie vers une autre. De même, nous devons au plus vite prendre le chemin des mobilités "propres" et construire le paysage de production d'énergie de demain..

Si la gestion et la modernisation des réseaux de distribution sont évidemment des sujets centraux, elles posent cependant plus de questions qu'elles n'apportent de réponses. Le modèle actuel est certes perfectible mais il parvient à concilier de nombreuses exigences, que symbolise la péréquation. Le remettre en cause comporte de nombreux risques. Mais le questionner est utile car, au regard d'une éventuelle future réorganisation d'EDF, donc du distributeur Enedis, rien ne dit qu'il demeurera tel qu'aujourd'hui, dans ses délicats équilibres. Les AODE doivent s'interroger quant au devenir du GRD et à leur rôle futur si un changement majeur se dessinait. Ce manifeste apporte quelques éléments de réflexion. Les AODE sont et demeureront les garantes du service public de l'énergie.

De fait, et plutôt que d'énoncer des recettes prêtes à l'emploi, le document dont vous achevez la lecture est d'abord porteur de valeurs. La FNCCR et ses adhérents entendent en effet rappeler les fondements du service public de l'énergie. La qualité et l'innovation doivent guider notre gestion quotidienne, pour adapter réseaux et services à des consommateurs toujours plus exigeants. A l'heure des "coupe file" et autres "pass VIP", l'égalité de traitement reste une ardente obligation du service public. Enfin, la solidarité, qu'elle soit territoriale avec l'équilibre entre aires urbaines et rurales, ou sociale, avec une attention particulière portée aux foyers en situation de précarité, sera toujours une exigence et une préoccupation constantes.

Grâce à leur statut juridique, émanation du bloc communal, l'implantation de proximité que plébiscitent les Français, et à leur taille de plus en plus grande, qui permet de mutualiser efficacement moyens et ressources, les AODE cochent toutes les cases d'une transition énergétique *"véritablement"* et durablement solidaire.

POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE VÉRITABLEMENT SOLIDAIRE

- **Préserver et conforter le portage local de la solidarité et de l'efficacité énergétiques** par des AODE de grande taille (territoire départemental ou métropoles).
- **Préserver la péréquation tarifaire et financière pour la distribution d'électricité** via un GRD national (assorti du FPE pour les ELD et du FACE pour les AODE maîtres d'ouvrages) ou, si les circonstances devaient évoluer, via quelques GRD ou quelques groupements de GRD de très grande taille.
- **Préserver le lien consubstantiel** entre la distribution d'électricité et le bloc communal.
- **Respecter les droits patrimoniaux des AODE** en tant que garantes de l'intérêt des citoyens-consommateurs.
- **Les AODE devront concourir à la cohérence entre l'intérêt général énergétique et les nouvelles communautés de l'énergie** en leur apportant un appui, une expertise, et le cas échéant en participant à leur création.
- **Les AODE doivent pouvoir concourir au développement du biométhane**, en raison de son intérêt direct pour la transition énergétique et pour le développement de l'économie circulaire, y compris en développant de nouvelles délégations de service public autour du biogaz.

- **Les AODE pourront s'impliquer dans des communautés énergétiques** prenant en charge la gestion de réseaux de distribution de biométhane.
- **Développer des schémas d'énergie multi-réseaux optimisés** sur le territoire de chaque AODE.
- **Valoriser les réseaux de chaleur** au titre de sa fonction de stockage dans le cadre d'une recherche de flexibilité.
- **Les AODE doivent pouvoir créer des services publics locaux de fourniture d'électricité et de gaz**, prenant le relais des services publics de fourniture d'énergie au tarif réglementé de vente, compte tenu de l'étiollement progressif des tarifs réglementés.
- **Les AODE doivent être confirmées comme des acteurs de premier plan de la valorisation des énergies renouvelables** mais aussi du développement des capacités de flexibilité comme de stockage d'énergie.
- **Les AODE doivent pouvoir décliner leurs capacités de mutualisation solidaire autour des autres maillons de la chaîne énergétique**, notamment en ce qui concerne les usages : développement de la mobilité propre, services d'efficacité énergétique, éclairage public performant, cités et territoires connectés.

Pour nourrir la rédaction de ce document, la FNCCR a entendu les analyses et propositions de nombreux acteurs du secteur de l'énergie en 2018 et 2019. Qu'ils soient remerciés de leur disponibilité et de la pertinence de leurs propos.

- **Maxime AVEDIKIAN**, Président fondateur de MC-MA Solutions (collectif Luciole)
- **Jean-Louis BAL**, Président du Syndicat des énergies renouvelables (SER)
- **Robert BAREILLE**, Vice-Président de l'UNCCAS en charge de la précarité énergétique
- **Vincent BRYANT**, Président de DEEPKY (Collectif Luciole)
- **Jean-François CARENCO**, Président de la Commission de Régulation de l'Energie
- **Julien CHARDON**, Président d'ILEK
- **Nicolas CLODONG** Directeur de l'action territoriale, EDF Commerce
- **Gaspard DEMUR**, Assistant du Directeur général Energie de la Commission européenne
- **Claude DESAMA**, Professeur à l'université de Liège, ancien Membre du parlement européen, ancien Président de la Commission énergie du Parlement européen (auteur du rapport sur le projet devenu la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité de 1996), ancien Président d'Intermixt
- **Falk ENGELMANN**, adjoint au chef du département Réseaux, Verband kommunaler Unternehmen, (association allemande des "utilities" publiques)
- **Vincent FRISTOT**, Président de Gaz et Electricité de Grenoble et Adjoint au Maire de Grenoble
- **Christine GOCHARD**, Présidente d'ELE et Directrice générale de GEG

- **Marc JEDLICZKA**, porte-parole de Négawatt
- **Elodie LEMPEREUR ROUGER**, Directrice de SoliNergy
- **Jean-Bernard LEVY**, Président Directeur général d'EDF
- **Heidrun MAIER DEKRUIFF**, Directrice générale de VÖWG (Verband öffentlicher Wirtschaft), association de l'économie publique et sociale en Autriche
- **Eric MALEVERGNE**, Chargé de mission, Soliha
- **Philippe MONLOUBOU**, Président d'Enedis
- **François MOUCHNINO**, Chargé de mission Energie et Environnement (UFC Que choisir)
- **Didier REBISCHUNG**, Président de l'UNELEG
- **Edouard SAUVAGE**, Directeur général de GrDF
- **François SCHMITT**, Secrétaire général adjoint de l'AFOC
- **Virginie SCHWARZ**, Directrice de l'énergie à la DGEC
- **Julien TCHERNIA**, président d'EkWateur
- **Julien TEDDÉ**, Président d'Opéra Energie (Collectif Luciole)
- **Françoise THIÉBAULT**, secrétaire générale des Associations Familiales Laïques de Paris, membre du Conseil supérieur de l'énergie - collège consommateurs
- **Louise VILLAIN**, Pilote experte stockage, EDF
- **Audrey ZERMATY**, Directrice de la stratégie d'Effy (Collectif Luciole)

Par ailleurs, deux études prospectives ont été réalisées par des cabinets extérieurs :

- Evolution des modèles économiques et des ressources financières utilisables par les collectivités et les AODE pour leurs interventions dans le secteur énergétique (Cabinet Tilia)
- Conséquences techniques et économiques de l'autoconsommation pour les réseaux et l'activité de distribution d'électricité (Nouredine HADJSAÏD, Professeur des Universités à l'Institut Polytechnique de Grenoble, et Patrice GEOFFRON, Professeur de Sciences Economiques à l'Université Paris-Dauphine)

Ces études sont disponibles gracieusement sur le site internet de la FNCCR.

Crédits photos :

Photothèque FNCCR, Morbihan Energies (p. 41), SDEC Energie (p. 82/83), Sergies (p. 48), SIGEIF (p. 76/77), SIPPEREC (p. 73), Territoire d'énergie Loire (p. 53, 88/89), Territoire d'énergie Tarn (p. 18, 24, 32, 56, 62/63, 80)

Créée en 1934, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) est une association regroupant plus de 900 collectivités territoriales et établissements publics de coopération, spécialisés dans les services publics d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid, d'eau et d'assainissement, de communications électroniques, de valorisation des déchets, que ces services soient délégués (en concession) ou gérés directement (en régie).

Ce Manifeste est édité par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) pour susciter un débat sur les propositions qu'elle formule.

20 boulevard Latour-Maubourg - 75007 Paris
Tél 01 40 62 16 40

www.fnccr.asso.fr
www.territoire-energie.com

Suivez-nous sur twitter :

@fnccr
@TerrEner_fnccr
@chaleur_fnccr