

2

Ville de Leiden, Pays-Bas

Transition énergétique dans les territoires : nouvelles villes, nouveaux réseaux

CO-PRÉSIDENTS :

Monsieur Claude ARNAUD, Président de l'Institut de Recherche & Développement Efficacity

Monsieur Bernard BOUCAULT, Préfet honoraire de région

RAPPORTEURES :

Madame Cécile VAULLERIN, Auditrice au Conseil d'État

Madame Liza BELLULO, Maître des requêtes au Conseil d'État

GRUPE DE TRAVAIL n°2

Comité de prospective de la CRE

#éclairerlavenir
@CRE_Propective

www.eclairerlavenir.fr



Comité
de prospective
de la CRE

ÉCLAIRER
L'AVENIR

Juin 2021

MOT DU PRÉSIDENT

« *Oser, puis doser* » est la maxime qui a été suivie par le groupe de travail « *Nouvelles villes, nouveaux réseaux* » dont j'ai confié la co-présidence à Claude ARNAUD, Président de l'Institut Efficacity et à Bernard BOUCAULT, Préfet honoraire de région. Ces derniers ont eu la lourde tâche d'interroger les membres de ce groupe sur les opportunités de synergies entre les grands réseaux énergétiques en cœur de ville, pour accompagner l'accélération de la transition énergétique. Leur réflexion a été guidée par deux questions. Comment mobiliser les différents réseaux de distribution d'énergie – électricité, gaz, chaleur, froid – pour accompagner la transition énergétique au niveau des territoires ? Comment, dans ce cadre, garantir l'optimum national incarné par la péréquation tarifaire ?

« *Oser* », d'abord, car il n'est pas aisé de poser sur la table l'intégralité des solutions, existantes et en expérimentation, qui permettent de marier les différentes infrastructures qui alimenteront la ville de demain en énergie. Les coprésidents ont posé des questions, souvent dérangementantes, pour des acteurs établis depuis des années dans un modèle parfois peu agile. « *Doser* », ensuite, car coupler les réseaux suppose d'envisager une planification commune, dans un modèle où il faut faire primer l'intérêt collectif sur des intérêts individuels parfois jalousement gardés. Mais surtout, être imaginatif, car une planification commune de ces réseaux suppose de faire évoluer le cadre de gouvernance actuel, sans se priver de la force de notre modèle envié par tant de pays pour sa robustesse.

Cela fait deux ans que le Comité de prospective mène une réflexion sur l'évolution des réseaux de distribution et la décentralisation énergétique dans les territoires. Les membres de ce groupe de travail font face à une réalité plus technique qu'idéologique. C'est bien la transition énergétique qui mène à la décentralisation de la production d'énergie et à de nouvelles façons de la consommer, et non l'inverse ! Ce mouvement de l'histoire a un impact sur la planification des réseaux, en particulier pour le gaz dont l'avenir incertain ne doit pas empêcher d'anticiper le traitement des coûts échoués, et plus largement sur la gouvernance du système.

Ma conviction est que la CRE devra, à l'avenir, de plus en plus adapter sa régulation et sa construction tarifaire pour garantir la recherche de synergies entre les projets des territoires, qui soient favorables à la sécurité d'approvisionnement et à l'équilibrage du système énergétique français.

Ce rapport a pour vertu de poser, presque, toutes les questions et réalise un important travail de comparaison des solutions et des pratiques, en regardant ce qui se passe ailleurs. Si aucune réponse exhaustive n'est apportée, beaucoup de pistes sont considérées pour que les régulations nationale et locale accompagnent les territoires dans la transition énergétique.

La ville est devenue un lieu d'expérimentation et d'innovation. Quelles que soient leurs tailles, les villes sont résolument engagées dans une démarche de transition et de résilience de leur mix énergétique. Leurs relations avec les producteurs, les opérateurs et les fournisseurs d'énergie se transforment, se renforcent, se complexifient et parfois leurs rôles fusionnent.

L'innovation doit être au service du contrat social républicain, fondé sur l'égalité et la liberté. La force de notre modèle réside dans la garantie d'un accès égal et non discriminatoire à l'énergie sur l'ensemble du territoire métropolitain, de Bray-Dunes tout au Nord à Lamanère au Sud, mais aussi dans les Outre-mer, de Saint-Pierre à Papeete.

Les exigences posées par la réussite de la transition énergétique sont de conserver les forces de notre modèle, de trouver une place pour des approches plus territoriales et de ne jamais céder aux sirènes du communautarisme énergétique que je récuse.

Je rejoins la formule d'Erik ORSENNA, pour guider nos travaux sur l'énergie et la ville : *« Nos villes ne s'animent que par l'énergie qu'on leur offre : le chaud, le froid, les lumières, l'électricité. Nos villes ont faim, tout comme nous. Et tout comme nous, elles ont besoin d'être nourries. Et pas seulement d'aliments matériels. Il meurt l'être humain qu'on empêche de rêver. Elle se dessèche, la ville qu'on prive de s'imaginer plus grande, plus belle, plus joyeuse, plus fraternelle ».*

Jean-François CARENCO

AVANT-PROPOS

Le Président de la Commission de régulation de l'énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un Comité de prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives, à moyen terme, du secteur de l'énergie en France. Plusieurs groupes de travail ont été mis en place à cette occasion, chargés de rédiger des rapports publics.

Pour la saison 3, le groupe de travail n° 2 composé de représentants des principales entreprises du secteur et d'acteurs académiques, associatifs et institutionnels, a été chargé de travailler sur les « *Nouvelles villes, nouveaux réseaux* ». Il s'est réuni environ une fois par mois, sous la coprésidence Monsieur Claude ARNAUD (Président de l'Institut de Recherche & Développement Efficacy) et de Monsieur Bernard BOUCAULT (Préfet honoraire de région). Le groupe de travail a bénéficié du concours efficace de ses deux rapporteuses, Madame Liza BELLULO (Maître des requêtes au Conseil d'État) succédée par Madame Cécile VAULLERIN (auditrice a Conseil d'État) qu'il remercie en conséquence.

La composition du groupe et la liste des interventions sont présentées en annexe.

C'EST DANS CE CADRE QUE LE PRÉSENT RAPPORT – QUI N'ENGAGE PAS LA CRE – A ÉTÉ ÉTABLI ; QUELQUES GRANDS PRINCIPES ONT GUIDÉ CES TRAVAUX :

- Ce rapport, qui se veut accessible à tous les publics – y compris aux non-spécialistes du secteur de l'énergie –, a pour ambition de nourrir le débat public, en s'appuyant sur l'analyse des principaux acteurs, privés, publics et parapublics, de l'énergie en France.
- Il est rédigé sous la seule responsabilité des deux co-présidents, Claude ARNAUD et Bernard BOUCAULT.
- Sans prétendre à l'exhaustivité, les co-présidents se sont efforcés de considérer dans ce rapport la diversité des approches et des sensibilités des membres du groupe de travail. L'orientation de la présentation des constats reflète leurs prises de positions et pourront alimenter les prochains groupes de travail du Comité de prospective qui porteront sur « *les réseaux et les systèmes énergétiques* » afin d'aboutir à des recommandations concrètes.

LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS

Réussir la transition énergétique de la France signifie d'avoir su à l'horizon 2050, à la fois substituer des énergies non carbonées au pétrole et au gaz, et réduire la consommation globale d'énergie, par plus de sobriété et d'efficacité énergétique. Cela, tout en maintenant un niveau de croissance économique du produit intérieur brut compatible avec la soutenabilité, *a minima*, de la dette et de la croissance démographique de notre pays.

Les énergies fossiles, pétrole, charbon et gaz, représentent au niveau mondial 80 % des consommations énergétiques globales, et pour la France environ 50 %. Les volumes à substituer sont donc considérables et l'urgence climatique oblige à le faire avec détermination dans les 30 ans à venir. Cela montre combien à quel point l'enjeu de la transition énergétique est majeur sur les plans techniques économiques, financiers, politiques et sociétaux.

Pour cette saison 2020-2021 le groupe de travail n° 2, « *Transition énergétique dans les territoires : Nouvelles villes, nouveaux réseaux* » s'est donc plus particulièrement penché sur l'impact qu'aura la substitution massive d'énergies renouvelables et bas-carbone aux fossiles sur les réseaux actuels d'énergie urbains et interurbains.

L'abandon progressif, mais intensif, du pétrole se fera très majoritairement au profit de l'électricité produite sous des formes variées. De même, à terme le gaz dit naturel sera progressivement abandonné au profit de nouveaux gaz neutres en carbone tels que les biogaz ou l'hydrogène.

Ces énergies substituables au pétrole, puis au gaz, seront bien sûr l'éolien terrestre et maritime, le solaire, mais aussi, notamment dans les territoires denses, la géothermie, les énergies dites de récupération, en particulier les biomasses issues des déchets par méthanisation ou pyrogazéification, ou encore la chaleur fatale provenant par exemple des *data centers*. Mais nous nous devons aussi de mentionner le nucléaire, énergie totalement décarbonée, dont raisonnablement nous ne pourrions pas nous passer.

L'importance de la lutte contre les gaz à effet de serre et le CO₂ notamment, nous oblige, ici, à évoquer les solutions de séquestration du carbone et les processus de transformation par méthanation du CO₂ et de l'hydrogène pour refabriquer du gaz de synthèse injectable dans le réseau gaz naturel. Nul doute que ces techniques encore trop chères aujourd'hui deviendront mûres et pourront donc être mises en œuvre à l'avenir. Toutefois, faute de temps, les questions relatives au traitement du carbone n'ont pas pu être vraiment abordées par le groupe de travail cette année.

Les transferts énergétiques massifs, nécessiteront d'importants renforcements ou de créations d'unités de production, de transport et de distribution entraînant une mise à plat des réseaux traditionnels de gaz et d'électricité, ainsi que leurs modèles de fonctionnement. De plus, une bonne partie des énergies renouvelables nécessaires à cette transformation seront produites ou récupérées localement, multipliant ainsi les points d'injection d'énergie dans les réseaux.

L'histoire a montré que la densité énergétique par unité de surface n'avait cessé d'augmenter depuis toujours. Or, le recours massif à des énergies renouvelables va inverser cette tendance, ce qui signifie que l'espace et les surfaces nécessaires pour produire ces nouvelles énergies, vont augmenter significativement (éolien et solaire

notamment). Les territoires et leurs responsables politiques seront donc au cœur de cette transformation.

Aux changements d'énergies proprement dits, s'ajoute donc un processus implacable de transformation de notre modèle de gestion énergétique en vigueur depuis 70 ans, qui lui aussi passera progressivement d'un fonctionnement centralisé vers un modèle mixte entre centralisation et décentralisation. Sans se cacher que cette remise en question pourra se réaliser assez rapidement.

En d'autres termes, nous devons adopter une vision systémique de l'énergie combinant l'ensemble des typologies de réseau et d'énergie, alors même que nous étions gouvernés par des dispositifs jusque-là assez simples, un réseau électrique et un réseau de gaz naturel, sous surveillance de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

À cela, et depuis longtemps, s'ajoutaient les réseaux de chaleur et de froid, eux-mêmes essentiellement locaux et placés sous l'autorité des collectivités accordant des délégations de service public. Enfin, les progrès technologiques récents et l'entrée en force de la digitalisation, qui permet de beaucoup mieux connaître et appréhender la demande et le besoin en énergie des consommateurs (individuels, collectifs, industriels, etc.), viennent un peu plus bousculer tout ce système énergétique. Si cela peut inquiéter (car tout arrive en même temps), c'est aussi une formidable opportunité pour notre pays qui dispose d'atouts considérables, dont nos grands énergéticiens et équipementiers parmi les meilleurs du monde. Opportunité de réinventer un nouveau modèle énergétique, robuste, flexible et adaptable aux évolutions futures et le plus intégré possible.

Nous avons donc cherché à explorer, d'une manière exhaustive, toutes les solutions possibles de couplage entre réseaux énergétiques urbains. Couplages contribuant à augmenter l'efficacité du système énergétique par synergie et optimisation des réseaux entre eux. Nous avons répertorié environ 15 types de couplages possibles entre les 3 grandes énergies : l'électricité, le gaz et la chaleur. Les technologies qui les supportent sont pour l'essentiel déjà matures et opérationnelles. Ces solutions de couplages peuvent donc être proposées dès maintenant dans des applications pratiques au sein des territoires.

La première partie de notre rapport décrit l'essentiel de ces techniques de couplages en faisant ressortir leurs avantages, mais aussi leurs limites, illustrées par des exemples concrets.

Nous avons également rencontré beaucoup d'acteurs de collectivités locales impliquées dans la transition énergétique, ainsi que des associations qui les représentent. Elles sont parfaitement conscientes de l'enjeu, mais certaines d'entre-elles peuvent rencontrer des difficultés dans la réalisation de leurs projets bas carbone. Car si les objectifs de la transition énergétique sont bien précisés, notamment dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) à travers la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), dans la récente loi « *Énergie-Climat* » ou dans la nouvelle loi « *Énergie et Résilience* » actuellement en discussion au parlement, leur application sur le terrain se révèle parfois compliquée et leur pose de nombreuses questions.

Ces questions portent notamment sur l'ingénierie nécessaire pour faire les bons choix techniques, sur la nécessité d'une fiscalité visant l'efficacité environnementale, sur le maintien de la péréquation tarifaire de l'énergie avec une meilleure intégration des réseaux locaux d'énergie, ou encore sur les outils de planification et d'aide aux acteurs

territoriaux (PCAET, SRADDET, etc.) pour la bonne mise en œuvre de leurs projets. Le tout, dans un souci de maîtrise des investissements et d'équité pour les usagers.

La deuxième partie du rapport aborde ces questions de gouvernance, d'organisation, de régulation, et de modèle économique. Elle tente de formuler certaines propositions de solutions. Mais nous convenons que ce travail reste encore inachevé et que des débats devront se poursuivre autour des missions régaliennes de l'État et de celles des responsables politiques des territoires avant d'aboutir à un nouveau modèle de régulation de l'énergie pour notre futur que l'on pourrait résumer d'une phrase : « *Passer d'une verticalité égalitaire à une transversalité différenciée* ».

Nous tenons à remercier très sincèrement tous les membres du groupe de travail ayant participé à nos diverses réunions, les partenaires territoriaux rencontrés, les équipes de la CRE et notamment son Comité de prospective pour leur disponibilité, leur intérêt pour ce sujet difficile et pour l'excellente tenue des débats dans un contexte difficile lié à la pandémie.

Des remerciements chaleureux vont à nos deux rapporteuses Liza BELLULO, pendant l'année 2020, et Cécile VAULLERIN depuis le début 2021. Elles ont parfaitement réussi leur mission dans la rédaction des comptes rendus de nos réunions et du présent rapport dans un domaine aussi complexe que l'énergie.

Nous avons pour notre part, pris un réel plaisir à conduire ces débats, non sans une certaine fierté d'avoir participé à des réflexions se voulant utiles pour que notre pays tende au mieux vers cet objectif ambitieux de neutralité carbone en 2050.

Claude ARNAUD Bernard BOUCAULT

LISTE DES PARTICIPANTS

Éric	LESUEUR	2EI Veolia	Anne	BARBARIN	FNCCR
David	CANAL	Ademe	Laurent	MORELLE	Gazelec de Péronne
Laurence	CONFORT	AFG	Rodolphe	de BEAUFORT	Gimélec
Robin	PLASSERAUD	AMF	Corinne	CACHEUX	GRDF
Baptiste	VEZOLE	Amorce	Nicolas	PEUGNIEZ	GRTgaz
Marjolaine	MEYNIER-MILLEFERT	Assemblée nationale	Thierry	FRANCK DE PREAUMONT	Idex
Élise	FRAJERMAN	Assemblée nationale	Morgan	BAILLET	Mairie de Paris
Christian	DECONNINCK	ATEE	François	MÉNARD	MCT-MTES
Patrick	CANAL	ATEE	Anaïs	GODARD	Métropole du Grand Paris
Clément	MOLIZON	Avere - France	Franck	FERRÉ	Régaz-Bordeaux
Boris	CAMBAZARD	Bordeaux Métropole	Thomas	VEYRENC	RTE
Servan	LACIRE	Bouygues Énergies & Services	Rachid	OTMANI	RTE
Émilie	GARCIA	Bpifrance	Sean	VAVASSEUR	SER
Colin	RODET	Cerema	Antoine	GARIBAL	Siemens
Séverine	BÈS de BERC	Cerema	Pierre-Alban	VILAIN	Siemens
Marie-Solange	TISSIER	CGE	Aurélié	LEHERICY	SNCU
Lounes	ZIBOUCHE	CRE	Marie	DESCAT	SNCU
Guillaume	MAGNIEN	CRE	Hugo	BELIN	SNCU
Guillaume	BULLIER	CRE	Antoine	CHARBONNIER	Teréga
Natalia	BAUDRY	CRE	Laura	LUU VAN LANG	Teréga
Anne-Maud	ORLINSKI	CRE	Paul	DE BRAQUILANGES	Teréga
Hervé	CHARRUE	CSTB	Valérie-Anne	LENCZNAR	Think Smartgrids
Jacques	MERLEY	EDF	Frédérique	BARTHÉLÉMY	Total Direct Énergie
Éric	L'HELGUEN	Embix	Hélène	PIERRE	Total Direct Énergie
Claudine	RABILLARD	Enedis	Christine	GOUBET-MILHAUD	UFE
Mathieu	BOURGADE	Enedis	Antoine	GUILLOU	UFE
Christophe	BEGUINET	Enedis	Youenn	ROUGETET	UFE
Jean-Baptiste	SÉJOURNÉ	Engie	Didier	REBISCHUNG	UNELEG
Isabelle	HOYAUX	FFIE	Stéphane	ANDRIEU	UNELEG
Charles-Antoine	GAUTIER	FNCCR	Alain	RAOUX	UPRIGAZ

AINSI QUE LES MEMBRES DE LA CRE EN CHARGE DU COMITÉ DE PROSPECTIVE :

- Madame Catherine **EDWIGE**, Commissaire
- Monsieur Ivan **FAUCHEUX**, Commissaire référent
- Monsieur Didier **LAFFAILLE**, Secrétaire général
- Monsieur Guillaume **FOURNEL**, Chargé de mission
- Madame Maïlys **MÉTÉREAU**, Chargée de mission

LISTE DES INTERVENANTS

Michel	GIORIA	Ademe
Gilles	DURAND	AFGNV
Julie	PURDUE	Amorce
Muriel	FLORIAT	Amorce
Patrick	CANAL	ATEE
David	LE NOC	ATEE
Julien	HANS	CSTB
Pierre	FONTAINE	DGEC
Jean-Patrick	MASSON	Dijon Métropole
Matthieu	DECONINCK	Direction de la législation fiscale
Alexandre	HOFFER	E-Cube Strategy Consultants
Éric	PEIRANO	Efficacity
Yves	BARLIER	Enedis
Claudine	RABILLARD	Enedis
Olivier	COMPES	Enedis
Christophe	DONIZEAU	Enedis
Patrick	GÈZE	EnerCit'IF
Guillaume	PERRIN	FNCCR
Valérie	BOUILLON-DELPORTE	France Hydrogène
Philippe	ANGOTTI	France Urbaine
Vincent	FRISTOT	GEG
Marie-Claude	DUPUIS	Groupe RATP
Sophie	MAZOUÉ	Groupe RATP
Amaury	MAZON	GRTgaz
Nicolas	PEUGNIEZ	GRTgaz
François	MÉNARD	MCT-MTES
Pierre	VERRI	Métropole de Grenoble
Erwan	LEMARCHAND*	Métropole européenne de Lille

Julien	JIMENEZ	Région Nouvelle Aquitaine
Sébastien	MATHIOU	Schneider Electric
Jean-François	BIGOT	Séché Environnement
Pascal	GUILLAUME	SNCU
Camille	BONENFANT-JEANNENEY	Storengy
Philippe	ETCHEVERRY	Teréga
Jacques	GRÖNDAHL	Terr'Enr
Gilles	DEBIZET	Université Grenoble Alpes
Frédéric	WURTZ	Université Grenoble Alpes
Philippe	SEBERAC	Veolia Environnement
Florian	DUPONT	Zefco

** Les membres du groupe de travail n°2 du Comité de prospective s'unissent pour honorer la mémoire d'Erwan LEMARCHAND, auditionné en séance plénière fin 2020 pour la Métropole européenne de Lille.*

LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DU DÉPLACEMENT EN RÉGION POUR LA VISITE DU DÉMONSTRATEUR GRYHD

Élus locaux

Alain **BRUNEEL**, Député de la 16^{ème} circonscription du Nord et vice-président du groupe d'étude hydrogène

Jennifer de **TEMMERMAN**, Députée de la 15^{ème} circonscription du Nord et secrétaire du groupe d'étude « énergies vertes »

Julien **GOKEL**, Maire de Cappelle-la-Grande et vice-président de la Communauté urbaine de Dunkerque

Patrice **VERGRIETE**, Maire de Dunkerque et président de la Communauté urbaine de Dunkerque (CUD)

Représentants de GRDF

Édouard **SAUVAGE**, Directeur général

Marie-Françoise **L'HUBY**, Directeur technique et industriel

Philippe **LAHET**, Directeur adjoint, direction clients territoires nord-ouest

Julie **PINEL**, Cheffe de projet senior à la direction de la stratégie

Maïlys **PALE**, Chargée de projet GRHYD

Représentants du consortium GRYHD

Isabelle **ALLIA**, Coordinatrice du projet GRHYD chez Engie Lab CRIGEN

Bertrand **FILLON**, Directeur des affaires européennes au CEA Liten

Jean-Marc **LEROY**, Elogen

Jésus **RODRIGUEZ**, Directeur général ville et environnement de la Communauté urbaine de Dunkerque

LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DES AUDITIONS BILATÉRALES

Laurent	PROBST	Île-de-France Mobilité
Oriane	CEBILE	Assemblée des Communautés de France
Anaëlle	CONTREPOIS	Assemblée des Communautés de France
Nicolas	PORTIER	Assemblée des Communautés de France
Philippe	ANGOTTI	Association France Urbaine
Jean-Patrick	MASSON	Association France Urbaine
Jules	NYSSSEN	Association des régions de France
Olivia	de MALEVILLE	Association des régions de France
Nicolas	MACHTOU	Citelium Group
Benoît	BRIENT	Engie Solutions
Yann	ROLLAND	Engie Solutions
Pierre	FONTAINE	Direction générale de l'énergie et du climat

TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRÉSIDENT	3
AVANT-PROPOS.....	5
LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS	6
LISTE DES PARTICIPANTS.....	9
LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DU DÉPLACEMENT EN RÉGION POUR LA VISITE DU DÉMONSTRATEUR GRYHD	11
LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DES AUDITIONS BILATÉRALES	12
INTRODUCTION	17

PREMIÈRE PARTIE : LA PLEINE RÉUSSITE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE SUPPOSE D'UTILISER TOUT LE POTENTIEL DES NOMBREUSES SOLUTIONS TECHNIQUES EXISTANTES POUR LE COUPLAGE DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES URBAINS.....	19
---	----

1. LE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS DOIT AUJOURD'HUI S'ADAPTER AU NOUVEAU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DES VILLES ET AUX OBJECTIFS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.....	20
1.1. La ville, dotée d'un profil énergétique spécifique, est le lieu propice à la transition énergétique	20
1.1.1.L'usage domestique des énergies	21
1.1.2.Les mobilités courte-distances	23
1.1.3.Le potentiel de sobriété énergétique des villes	23
1.2. Le modèle énergétique français est robuste, mais en transition.....	24
1.2.1.Un système énergétique robuste fondé en 1945	24
1.2.1.1.La production d'énergie	24
1.2.1.2.L'acheminement de l'énergie.....	25
1.2.2. Un modèle qui doit s'adapter aux évolutions récentes.....	26
1.2.2.1.Des innovations technologiques majeures en réponse à la décroissance inéluctable du recours aux énergies fossiles.....	26
1.2.2.2..L'émergence de modèles alternatifs et de nouveaux acteurs.....	27

1.2.3. La nécessité d'accélérer la transformation du modèle énergétique français pour répondre aux objectifs de transition énergétique	28
2. LA COMPLÉMENTARITE ENTRE RESEAUX, À LA MAILLE LOCALE, REPRÉSENTE UN POTENTIEL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ENCORE SOUS-ESTIMÉ ET INSUFFISAMMENT MOBILISÉ	29
2.1. Les objectifs politiques de transition énergétique contribuent à structurer l'offre et la stratégie de chacun des réseaux régules	31
2.1.1. Les synergies entre réseaux permettraient de limiter les coûts de renforcement du réseau public de distribution d'électricité	31
2.1.2. Compte tenu de la volonté affichée de réduire le gaz fossile, les biogaz et l'hydrogène représentent une opportunité de limiter la réduction de la consommation globale de gaz.....	33
2.1.2.1. Le développement des biogaz permettrait de faire face à la réduction drastique des consommations de gaz fossile	33
2.1.2.2. Compte tenu de la maturité technologique de la filière et de son coût élevé, la production d'hydrogène n'apparaît pas, à l'heure actuelle, comme une alternative au gaz fossile	37
2.2. Des réseaux nationaux dont la complémentarité naturelle avec les réseaux de chaleur et de froid doit être encouragée	39
2.2.1. Les réseaux de chaleur présentent un fort potentiel de développement	39
2.2.2. L'intérêt pour les réseaux de chaleur est renforcé par la complémentarité naturelle avec les réseaux nationaux.....	41
2.2.2.1. Le couplage entre réseaux de chaleur et réseau électrique présente de nombreux avantages, en particulier pour répondre à la forte thermosensibilité française	41
2.2.2.2. Moins naturelle <i>a priori</i> , la complémentarité entre les réseaux de gaz et les réseaux de chaleur existe également.....	43
2.2.3. En dépit de leurs avantages, les réseaux de chaleur restent insuffisamment mobilisés.....	43
2.2.4. L'action publique en faveur des réseaux de chaleur est en progression mais nécessite d'être mieux calibrée.....	45
2.3. L'intégration des services publics d'eau et d'assainissement gagnerait à être renforcée dans les schémas de couplage.....	48

2.3.1. Les SPEA représentent des leviers de transition énergétique encore sous-exploités	48
2.3.2. Des couplages sont possibles avec les SPEA pour la valorisation des déchets.....	50
2.3.3. La valorisation des déchets des STEU reste cependant freinée par une réglementation défavorable à la filière.....	52
2.4. Les potentialités de valorisation des services de flexibilité des activités tertiaires restent encore peu exploitées	53
2.4.1. Les nouveaux quartiers à haute performance environnementale sont à l'avant-garde de la ville durable ..	53
2.4.2. Une mise en cohérence est nécessaire entre politiques d'urbanisme, d'aménagement et énergétique.....	55
2.4.3. Les services de flexibilité, développés principalement pour les consommateurs industriels, pourraient également se diffuser en milieu urbain	56
2.4.4. Les réseaux d'énergie intelligents, ou <i>Smart grids</i> , représentent une première étape de l'optimisation des réseaux énergétiques en milieu urbain	58

DEUXIÈME PARTIE : LES LEVIERS D'ACTION IDENTIFIÉS AU SERVICE D'UNE VISION INTEGRÉE DES RÉSEAUX NÉCESSITENT TOUTEFOIS D'ÊTRE COMPLETÉS ET PERFECTIONNÉS

62

1. L'APPROPRIATION GRANDISSANTE DES ENJEUX PAR LES COLLECTIVITÉS ET LES CITOYENS SE HEURTE CEPENDANT À DE NOMBREUX FREINS.....	63
1.1. Les leviers d'actions sont nombreux et les initiatives locales se multiplient	63
1.1.1. L'appropriation citoyenne.....	63
1.2. Plusieurs freins institutionnels ont été identifiés au développement de synergies entre réseaux.....	69
1.2.1. Les outils de planification montrent un décalage entre la vision stratégique de l'État et la mise en œuvre à la maille locale	70
1.2.2. Plusieurs pistes ont été avancées pour renforcer l'efficacité de la planification énergétique locale	73
1.2.3. La montée en compétence des collectivités masque un déficit d'ingénierie.....	75
1.2.4. Les pistes pour combler ce déficit d'ingénierie sont nombreuses	76

1.2.4.1. Développer les compétences par échanges, formations et parangonnage	76
1.2.4.2. Des cahiers des charges pour structurer la relation avec les bureaux d'études	76
1.2.4.3. La création d'une mission d'ingénierie nationale en question	77
1.2.5. Les difficultés d'accès aux données posent des problèmes d'interopérabilité qui freinent la conception d'outils d'aide à la décision pour les décideurs locaux	77
2. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE ET DE FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS EN CONSTRUCTION NÉCESSITE DE S'INTERROGER SUR SON ÉVENTUELLE RÉGULATION	79
2.1. L'optimisation des investissements dans les réseaux énergétiques est au cœur des préoccupations européennes	79
2.1.1. D'importants investissements sont à venir	79
2.1.2. Une vision transversale inter-réseaux sur la question des investissements n'existe pas pour l'heure	80
2.1.3. Le nouveau cadre réglementaire européen invite à adopter une vision intégrée de la contribution des réseaux à la transition énergétique, en incluant ceux qui ne sont actuellement pas régulés	81
2.2. Les missions de la CRE devraient être amenées à évoluer pour mieux prendre en compte la composante de couplages des réseaux	84
2.2.1. Si une évolution de la mission de régulation tarifaire de la CRE n'apparaît pas opportune, celle-ci pourrait inciter davantage les opérateurs à intégrer les alternatives de couplage en lieu et place des renforcements de réseau	84
2.2.2. Une « <i>soft régulation</i> » locale des investissements dans les réseaux pourrait favoriser l'optimisation et l'articulation des réseaux entre eux	85
CONCLUSION	88

INTRODUCTION

La ville est au cœur des consommations d'énergie, compte tenu de son importance en termes de concentration du logement résidentiel (environ 29 % des consommations d'énergie), des activités tertiaires (17 % des consommations d'énergie), et des mobilités de courte distance (57 % des déplacements de véhicules particuliers, qui sont les plus émetteurs de dioxyde de carbone et de particules fines).

La ville dispose aussi, d'un fort gisement de sobriété énergétique, de flexibilité et d'économies d'énergie, leviers d'actions essentiels pour atteindre les objectifs de transition énergétique. Elle est également le révélateur de la montée en puissance des acteurs publics compétents en énergie et dotés de moyens financiers importants et des enjeux de gouvernance liés en particulier à la place des citoyens dans la transition énergétique. Enfin, elle concentre non seulement les opportunités de gisements, mais également les contraintes d'aménagement et de planification du territoire, tant dans le domaine du bâtiment que des flux logistiques. C'est pourquoi les travaux du groupe de travail se sont attachés à regarder en priorité les territoires urbains.

Le concept de « *ville intelligente* » consiste à rechercher les moyens d'optimiser les consommations d'énergie qui contribuent à la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable. Il s'agit donc d'un laboratoire particulièrement adéquat pour mettre en œuvre les solutions permettant de minimiser l'impact carbone de l'énergie, en tenant compte des externalités de moyen et de longs termes. En mettant en œuvre des systèmes favorables (i) à la résilience des systèmes de production, de distribution et de mobilité, (ii) à la flexibilité et (iii) à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces solutions étant permises grâce à l'exploitation des données, des circuits courts de production et le pilotage intelligent des réseaux de distribution.

De plus, la transition énergétique induit une rupture dans l'utilisation de l'espace pour produire de l'énergie. Historiquement, en passant du charbon de bois à la centrale nucléaire, l'espace nécessaire a été divisé par mille pour produire un mégawattheure. Avec les énergies renouvelables (EnR) le besoin d'espace redevient un enjeu, d'où la nécessité du réaménagement des territoires et d'une nécessaire solidarité entre les territoires urbains denses et ruraux.

Dans ce contexte et aux termes des travaux de ce groupe de travail, il se dégage de façon consensuelle, qu'une plus grande complémentarité entre les réseaux énergétiques peut renforcer l'efficacité et la décarbonation de l'énergie, à moindre coût.

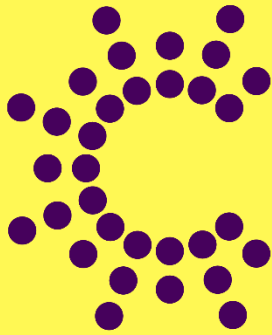
Bien qu'encore insuffisamment développée, cette complémentarité entre réseaux apparaît comme une source essentielle d'efficacité énergétique, mais également de bonne utilisation des finances publiques et d'optimisation de la ressource foncière. Elle permet de valoriser de nouvelles sources d'énergie, notamment issues de la chaleur fatale, de développer des services de flexibilité et de favoriser l'ouverture à de nouvelles demandes d'énergie, en particulier pour la mobilité.

Ces complémentarités entre réseaux s'inscrivent dans le cadre d'une approche sur mesure et différenciée des territoires, en fonction de leurs projets de développement et de leurs caractéristiques géographiques, économiques et sociologiques. Les exécutifs locaux doivent optimiser leur bouquet énergétique pour les usages domestiques et tertiaires, en fonction des avantages comparatifs des différentes sources de production, qui diffèrent selon les spécificités des territoires. Selon ces caractéristiques (disponibilité de ressources de biomasse, de géothermie, desserte existante du réseau de gaz ou d'un réseau de chaleur et de froid, etc.), les avantages relatifs de chacun des trois réseaux énergétiques (électricité, gaz et chaleur) varient. Dans ces conditions, aucune collectivité territoriale ne saurait miser sur une source énergétique unique.

Elles sont donc invitées, dans le cadre de leurs compétences énergétiques renforcées, à rechercher sur leurs territoires les couplages de sources énergétique.

La trajectoire pour atteindre l'objectif de transition énergétique, tel que défini par les textes législatifs et réglementaires, notamment la SNBC et la PPE nécessite donc de mieux faire jouer la complémentarité entre les réseaux (I.1).

Il ressort des travaux du groupe de travail que les solutions techniques de couplages et leurs leviers d'action existent et sont, pour beaucoup, déjà matures (I.2). Mais pour les mettre en œuvre, il faut renforcer les capacités d'ingénierie des collectivités territoriales, approfondir les outils de planification et repenser la gouvernance entre l'échelon national et les différentes strates territoriales (II.1). Se pose également la question, qui ne peut être entièrement tranchée par ce rapport, de la régulation des investissements dans les réseaux afin de mieux optimiser leurs couplages (II.2).



PREMIÈRE PARTIE :

**LA PLEINE RÉUSSITE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
SUPPOSE D'UTILISER TOUT LE POTENTIEL DES NOMBREUSES
SOLUTIONS TECHNIQUES EXISTANTES POUR LE COUPLAGE
DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES URBAINS**

Les modes de consommation propre à la ville, représentent un élément structurant de la transition énergétique (1.1) et contribuent à modifier profondément les modes de production et de distribution de l'énergie, dont le modèle actuel est issu des bouleversements de l'après seconde guerre mondiale et de l'approfondissement du marché européen de l'énergie (1.2). Ces transformations rendent nécessaire, la recherche d'une plus grande complémentarité entre les différents réseaux urbains en développant leurs couplages, *via* des technologies favorables à l'intégration des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) au sein des réseaux électriques et gaziers (2.1). La conduite de la transition énergétique est favorable à la recherche de complémentarités entre les réseaux, régulés au niveau national et ceux régulés à la maille locale, comme les réseaux de chaleur (2.2). Les services publics d'eau et d'assainissement peuvent également être source de complémentarité (2.3.) et les activités tertiaires peuvent elles aussi favoriser la flexibilité (2.4).

1. LE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS DOIT AUJOURD'HUI S'ADAPTER AU NOUVEAU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DES VILLES ET AUX OBJECTIFS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

1.1. La ville, dotée d'un profil énergétique spécifique, est le lieu propice à la transition énergétique

Les besoins exprimés par les collectivités territoriales, selon qu'elles représentent des villes de petite taille dans un environnement rural, ou qu'elles représentent les besoins d'une forte densité de population telle que les métropoles, recouvrent des réalités différentes d'organisation et de besoin énergétique et n'invitent pas au même type de réponse. Dans le cadre de ce rapport, il a été choisi d'étudier en priorité les spécificités des grandes agglomérations, c'est à dire des unités urbaines¹ de plus de 100 000 habitants, qui regroupent plus de 700 communes et 31 millions d'habitants et leurs interactions avec les territoires qui les entourent. Le profil énergétique de ces villes s'articule autour de trois caractéristiques principales : un usage domestique des énergies, consacré prioritairement au besoin de chaleur (1.1.1), la place des mobilités de courte distance (1.1.2) et un fort potentiel de flexibilité et sobriété énergétique (1.1.3). Ces caractéristiques font des centres urbains des lieux propices à la recherche de mutualisation entre réseaux énergétiques.

¹ Selon la définition de l'INSEE, une unité urbaine se définit selon le double critère de la continuité du bâti et du nombre d'habitants. On en compte 2 467 en 2017 regroupant 53 millions d'habitants. [<https://www.insee.fr/fr/statistiques/4806684>].

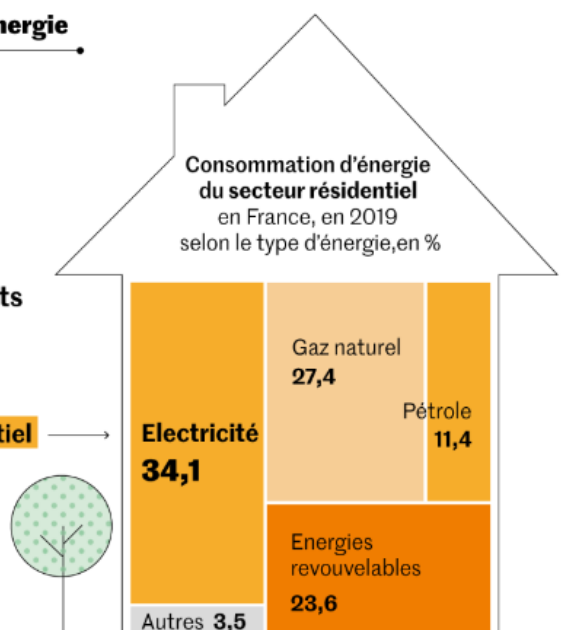
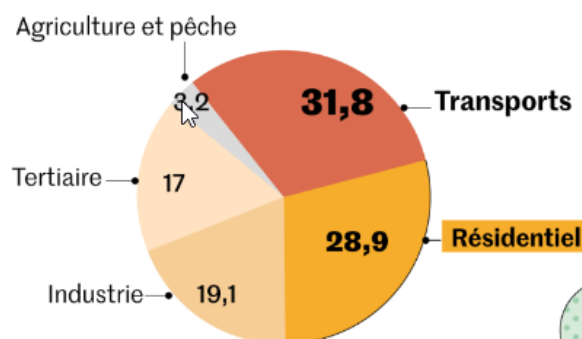
1.1.1. L'usage domestique des énergies

Les énergies en milieu urbain sont mobilisées, au sein des bâtiments, essentiellement à deux fins : les usages électriques non substituables et le besoin de chaleur (ou de froid dans certaines régions). Les bâtiments sont, de manière générale et quelle que soit la taille de la ville observée, responsables de 19 % des émissions de gaz à effet de serre, dont 75 % proviennent du chauffage.

La répartition de la consommation énergétique en 2020

Le logement : un tiers de la consommation d'énergie

Consommation finale d'énergie par secteur, en France en 2019, en %



Source : Le Monde, 5 octobre 2020, Le chantier sans fin de la rénovation thermique.

A titre comparatif, en 2016, la chaleur représentait 42 % de la consommation finale d'énergie, pour un volume de 15,4 TWh.

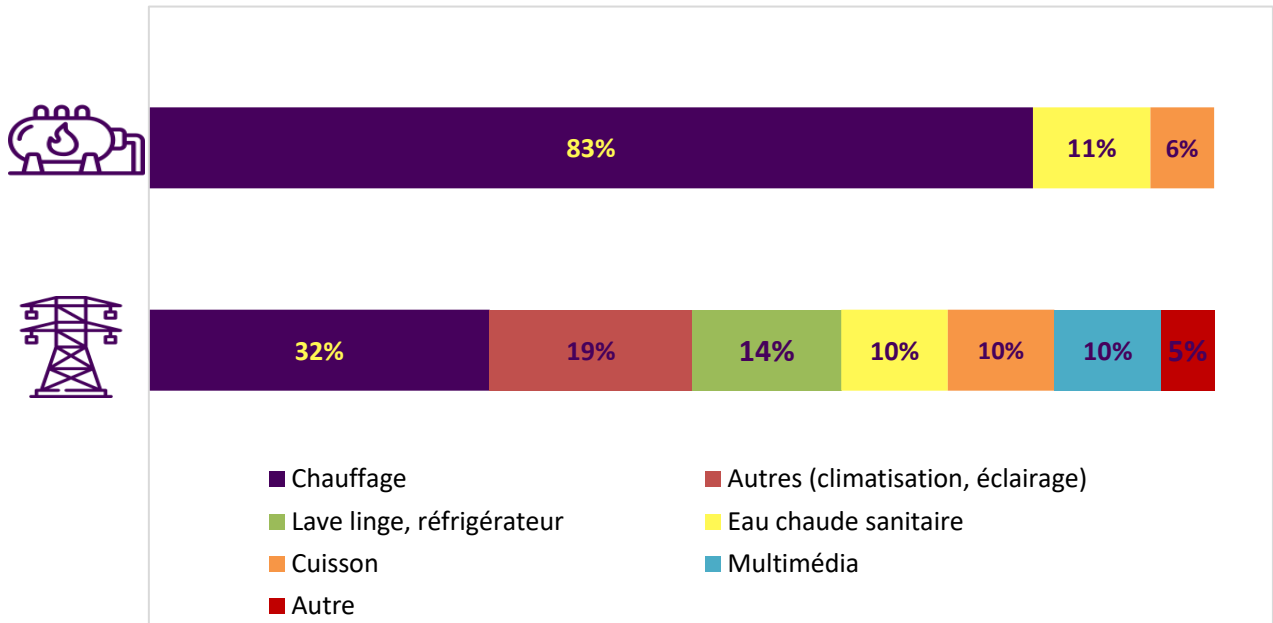
Si l'électricité est seule à même, à ce jour, de répondre à certains besoins (alimentation des appareils électriques, domestiques ou professionnels, notamment ordinateurs de bureau, éclairage domestique ou urbain), le chauffage collectif et la climatisation peuvent être fournis en milieu urbain par les réseaux de gaz, qui desservent 70 % des territoires urbains, et par les réseaux de chaleur et de froid, et plus marginalement par la biomasse, davantage présente à des fins de chauffage en milieu rural. La proportion d'électricité consacrée à ces usages est encore plus importante pour les bâtiments neufs et pourrait s'accroître encore sous l'effet de la nouvelle réglementation environnementale (RE 2020)².

La chaleur, première source de consommation énergétique des ménages en ville est une des pistes principales pour décarboner les usages domestiques.

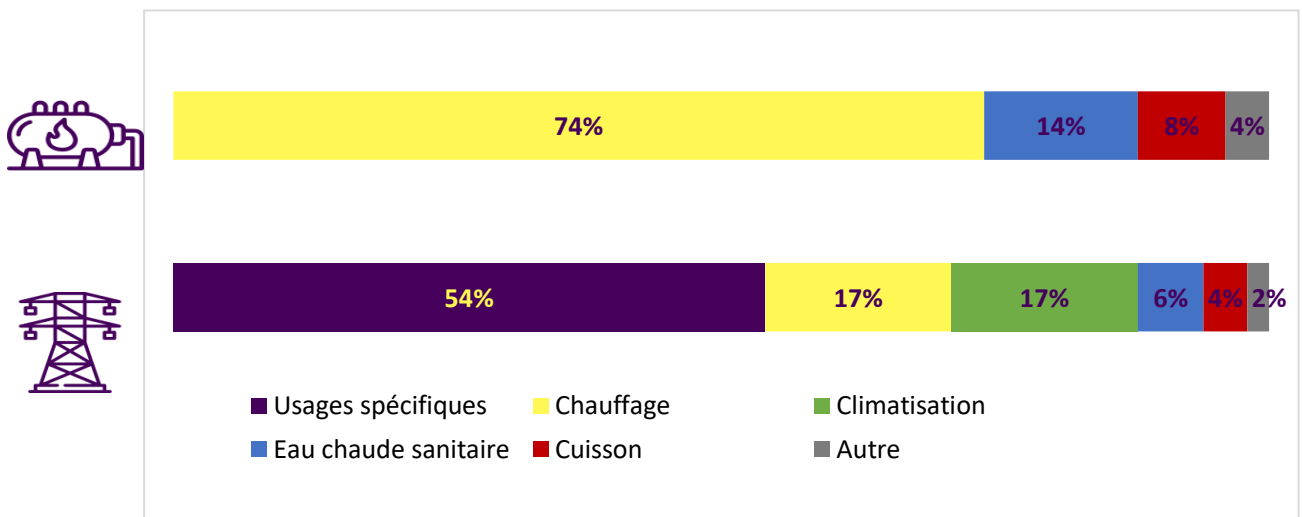
² La réglementation environnementale 2020 s'apprête à remplacer l'actuelle réglementation thermique RT 2012.

La consommation énergétique en gaz et en électricité pour le secteur résidentiel en milieu urbain, d'après le panorama énergétique des territoires urbains réalisés par Enedis, France urbaine et GRDF de 2019³

Secteur résidentiel



Secteur tertiaire



³ Source : Perspectives Gaz 2018, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Teréga.

1.1.2. Les mobilités courte-distances

Les déplacements de personnes et le transport des marchandises tels qu'ils sont organisés et produits aujourd'hui représentent plus de 30 % des émissions de gaz à effet de serre en France. 40 % des trajets quotidiens effectués en voiture en ville font moins de 4 km. À Lyon, Strasbourg, Lille ou Rennes, 30 % des déplacements font moins d'un kilomètre et 60 % entre un et trois kilomètres.

Le report de la mobilité thermique vers l'électrique est donc aujourd'hui particulièrement adaptée aux véhicules des particuliers des territoires urbains, à la fois en raison de trajets en voiture plus courts qu'en milieu rural ou peu dense, mais aussi en raison des politiques de qualité de l'air qui incite au développement de Zones à faibles émissions (ZFE) ou à circulation restreinte (ZCR).

Aujourd'hui 15 % des véhicules neufs vendus aux particuliers en France sont électriques⁴, un chiffre encore faible, en dépit des aides nationales, régionales ou intercommunales. Le prix d'achat relatif demeure, en effet, encore élevé. Surtout, les préoccupations concernant la disponibilité de la recharge, pour des véhicules d'autonomie limitée, constituent encore un frein majeur, en particulier dans les grandes agglomérations où la charge à domicile y est plus difficile. Si un fort maillage public de bornes peut contribuer à les apaiser, ce sont les recharges à domicile et dans les locaux professionnels qui sont les plus déterminantes.

Par ailleurs, l'environnement urbain présente des opportunités de développement de mobilité collective. Le développement des mobilités, à base de bioGNV pour les véhicules de transports publics de voyageurs, ou, à plus long terme, à base d'hydrogène pour les véhicules lourds (transport des marchandises, bennes à ordures ménagères, etc.) nécessite également de repenser les modes de recharge et l'impact de ces derniers sur les réseaux urbains.

1.1.3. Le potentiel de sobriété énergétique des villes

La ville offre des potentiels importants en matière d'aménagement du territoire et d'expérimentation de nouveaux usages, compte tenu notamment du déséquilibre structurel offre/demande tant dans le domaine du logement que des mobilités individuelles et collectives. La construction de nouveaux quartiers peut être le lieu de la réalisation du potentiel d'efficacité énergétique des villes, si leur conception intègre d'emblée un projet énergétique dans le projet de planification urbaine, tel qu'un projet de résilience et de pilotage des consommations ou un projet de production et de consommation d'énergie renouvelables. En effet, tant la densité naturelle de ces territoires que l'imbrication des activités de service public et des activités tertiaires avec l'habitat résidentiel en milieu urbain qui en résulte, présente un potentiel de gisements important en termes de flexibilité en raison de leur production d'énergie fatale susceptible d'alimenter des consommations annexes.

⁴ Source : Baromètre des immatriculations des véhicules électriques, Avere - France, mars 2021.

Une étude de l'Ademe de 2017⁵ montre aussi que certains secteurs représentent un intéressant potentiel technique d'effacement : les immeubles de bureaux, les grands commerces alimentaires et les installations de traitement de l'eau.

1.2. Le modèle énergétique français est robuste, mais en transition

1.2.1. Un système énergétique robuste fondé en 1945

Le système énergétique français est marqué aujourd'hui encore par l'héritage de sa structuration d'après-guerre autour principalement de monopoles publics du gaz et de l'électricité et depuis 20 ans par une politique européenne d'ouverture à la concurrence et de la création d'un marché européen de l'énergie. Ce système est cependant amené à évoluer pour diminuer davantage son empreinte environnementale à travers l'intégration des énergies renouvelables, afin d'accompagner la transition de la part carbonée du mix énergétique.

1.2.1.1. La production d'énergie

La production d'énergie est globalement nationale et centralisée pour l'électricité et importée pour le pétrole et le gaz naturel. La production nationale est organisée selon un schéma de production électrique répartie sur le territoire national, avec un pilotage centralisé et une part majoritaire d'énergie nucléaire. Sous l'effet conjoint de l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence et de la transition énergétique, le panorama énergétique français est amené à évoluer. La volonté de réduire la part du nucléaire dans le mix électrique (50 % d'ici 2035 en application de la SNBC et de la loi du 8 novembre 2019 *relative à l'énergie et au climat*) et la part des énergies fossiles dans la production électrique conduit à revoir le modèle en faveur de l'intégration des énergies renouvelables dont le développement intègre de plus en plus la stratégie des territoires dotés, au-delà de leurs compétences traditionnelles en matière d'aménagement du territoire, de compétences énergie.

La production de gaz présente également un pilotage centralisé, avec des points d'injection et des stockages souterrains répartis sur l'ensemble du territoire.

Quant à l'énergie thermique (réseaux de chaleur et de froid), celle-ci est produite et consommée localement.

⁵ *Source* : L'effacement de consommation électrique en France – Évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine, Ademe, CEREN, E-Cube Stratégie consultants, 2017.

1.2.1.2. L'acheminement de l'énergie

Le système des grands réseaux électriques et gaziers, mis en place depuis 1945 et fondé sur la péréquation tarifaire, est considéré comme particulièrement robuste.

Il a prouvé son efficacité, en offrant un égal accès de tous, pour un tarif modéré, selon la logique dite du « *timbre-poste* »⁶ et d'une péréquation tarifaire nationale⁷ pour l'acheminement de l'électricité et selon la logique « *du péage* » et de la péréquation à la maille d'une zone de desserte pour la distribution de gaz. Les opérateurs de transport (RTE, GRTgaz et Teréga) ainsi que les opérateurs de stockage gazier et des terminaux méthaniers assurent la sécurité d'approvisionnement et l'équilibrage du système énergétique. Leurs filiales respectives de distribution, Enedis et GRDF, mais également les entreprises locales de distribution (ELD) qui fournissent 5 % du volume d'électricité à près de 4 millions de consommateurs, travaillent en étroite relation avec les territoires compte tenu de leurs missions de service public intégrant le modèle de l'économie concessionnaire *via* un contrat de Délégation de service public (DSP).

Les réseaux de chaleur et de froid ont également prouvé leur efficacité, avec un excellent rendement énergétique global. Ils sont pour la plupart sous contrôle des collectivités territoriales à travers des contrats de DSP. Ils rejoignent le régime de la distribution d'eau et d'assainissement, c'est-à-dire, sans régulation, ni péréquation tarifaire nationale.

Quant au pétrole et ses produits dérivés, le raffinage est réparti sur l'ensemble du territoire, le transport se fait par pipeline ou par transport routier, vers les points de livraison à destination des professionnels et les stations-services pour les particuliers. Hors stocks stratégiques, le secteur est totalement libéralisé.

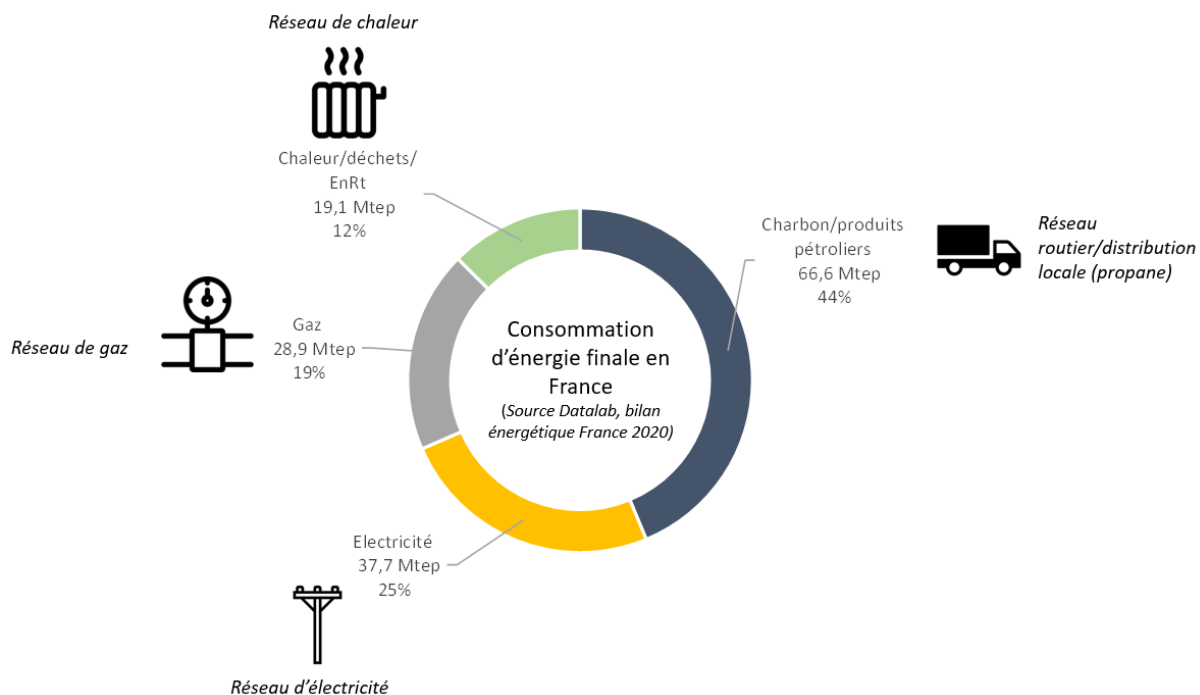
⁶ La CRE construit les grilles tarifaires de l'électricité en respectant plusieurs principes fondamentaux et notamment celui du timbre-poste, signifiant que la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ; *cf.* Délibération n° 2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 *portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).*

⁷ Péréquation tarifaire : les mêmes tarifs d'utilisation du réseau s'appliquent sur l'ensemble du territoire national ; *cf.* même délibération du 21 janvier 2021 déjà citée.

1.2.2. Un modèle qui doit s'adapter aux évolutions récentes

1.2.2.1. Des innovations technologiques majeures en réponse à la décroissance inéluctable du recours aux énergies fossiles

Les ordres de grandeurs de l'énergie distribuée en France



Source : Étude économique sur le couplage des réseaux urbains, AEC- SERMET (mai 2021).

Compte tenu de leurs conséquences en matière de pollution atmosphérique et d'émission de gaz à effet de serre, les énergies dites fossiles, pétrole et gaz naturel, font l'objet d'une très grande sensibilité de l'opinion publique et de politiques publiques de plus en plus contraignantes. Leurs parts dans le mix énergétique sont donc amenées à décroître encore fortement à l'avenir. La question n'est donc aujourd'hui plus celle du prix du pétrole, comme lors des chocs pétroliers des années 1970, ni le risque de pénurie lors du début des années 2000 avec la peur du « *peak oil* », bien qu'annoncé pour 2025, mais bien la question de l'impact de ces énergies sur le changement climatique.

Le prix élevé du pétrole et le risque de pénurie avaient déjà entraîné un mouvement de recherche de nouvelles énergies et solutions techniques de substitutions (éoliennes, panneaux solaires, géothermie, biomasse, etc.). Aujourd'hui, ce mouvement s'amplifie et s'accélère avec la mise en place de productions locales d'énergie électrique, pour la plupart intermittentes (solaire, éolien) entraînant des changements majeurs de pilotage des réseaux électriques.

Ce mouvement concerne également le gaz naturel, avec une production locale de biogaz ou de gaz de synthèse provenant essentiellement de méthanisation, ainsi que, pour l'énergie thermique, la récupération d'énergie fatale réinjectée dans les réseaux de chaleur et la valorisation thermique de déchets. Ces technologies, en particulier celles permettant la production d'énergie renouvelables issues de la récupération, favorisent ainsi une économie locale et circulaire. À cela s'ajoutent des évolutions technologiques majeures tant pour la production que pour le pilotage et l'exploitation des réseaux d'énergie. Le numérique en particulier permet d'organiser des systèmes complets associant production, distribution et consommation voire récupération, intégrant une meilleure connaissance de la demande, des capacités de pilotage de la production accrue.

1.2.2.2. L'émergence de modèles alternatifs et de nouveaux acteurs

Si chacun des grands gestionnaires de réseaux régulés répond naturellement à des objectifs stratégiques qui lui sont propres à l'échelle internationale et nationale, les collectivités territoriales qui nouent le dialogue avec eux adoptent une toute autre approche, fondée sur les besoins de leurs territoires, et intégrant les soutiens publics calibrés à l'échelle nationale en fonction de la PPE.

Parallèlement, la prise de conscience écologique dans l'opinion publique encourage l'émergence de modèles alternatifs sur le modèle des coopératives citoyennes, dans le domaine énergétique. On peut également mentionner les Sociétés d'économie mixte (SEM) départementales créées par la loi du 7 août 2015 *portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République* (dite loi « NOTRe »). Enfin, la politique de la concurrence et la libre-circulation au sein du marché unique qui permet au consommateur de choisir librement son fournisseur d'énergie, entraînent l'arrivée de nouveaux acteurs dans le cercle, jusque-là assez fermé, des opérateurs énergéticiens. C'est le cas notamment, à tous les niveaux de la chaîne de valeur, de *start-up* technologiques, d'investisseurs financiers, de PME-ETI de production d'EnR ou encore des entreprises du pétrole en reconversion.

La coopération entre ces nouveaux acteurs n'est pas naturellement fluide, car ceux-ci peuvent encourager des modèles de développement énergétique différents. Ainsi la vision en matière de stratégie énergétique de France Urbaine, représentante des élus des métropoles diffère sensiblement de celle de la FNCCR, association des élus des collectivités concédantes et organisatrices de services publics locaux, en particulier en milieu rural. De même, le fonctionnement en régie des ELD se distingue du modèle monopolistique porté par Enedis, tout en participant, de manière complémentaire, au service public de l'électricité.

Ces phénomènes bousculent les énergéticiens. À cela s'ajoute l'impératif de s'engager beaucoup plus résolument dans la trajectoire de transition énergétique, ce qui suppose une transformation du modèle énergétique français.

1.2.3. La nécessité d'accélérer la transformation du modèle énergétique français pour répondre aux objectifs de transition énergétique

Les conséquences de la transition énergétique sur le modèle français s'annoncent sans précédent, car par le passé, les sources d'énergie ne s'étaient que très marginalement substituées les unes aux autres.

Indépendamment du niveau de consommation finale d'énergie, le volume d'énergies fossiles à substituer est sans commune mesure avec ce qu'on a connu historiquement.

Par ailleurs, l'urgence climatique impose de réaliser cette substitution dans les vingt à trente ans qui viennent. Or, la trajectoire actuelle de baisse des consommations et des émissions de carbone ne permettra très probablement pas de respecter les engagements de la France pour 2030 et 2050, tels que fixés par la dernière PPE⁸ et la SNBC⁹, à savoir une réduction de 20 % de la consommation d'énergie finale en 2030 par rapport à 2012, une réduction de 40 % de la consommation d'énergie fossile primaire en 2030 par rapport à 2012, un niveau de 33 % de consommation d'énergie renouvelable en 2030 et un objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035 et une baisse de 55 % d'émissions à gaz à effet de serre (GES). Pour ce faire, il faudrait pratiquement doubler l'effort annuel pour les vingt prochaines années par rapport à la période comprise entre 2010 et 2020. Même si les « *contentieux climatiques* » se multiplient, tels l'« *affaire du siècle* »¹⁰, le recours de la commune de Grande-Synthe contre le Gouvernement pour inaction climatique¹¹, la mise en demeure du Gouvernement par le Conseil d'État de mettre en œuvre des actions pour améliorer la qualité de l'air¹², à l'heure actuelle, les membres du groupe de travail partagent le diagnostic que les mesures prises doivent être complétées pour garantir la réussite de la transition énergétique.

L'exigence impérative de mener à bien la transition énergétique impose de décarboner l'énergie et, de façon plus ambitieuse, de réduire drastiquement le recours aux énergies fossiles.

⁸ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 *relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie*.

⁹ Instaurée par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique. Elle constitue l'un des deux volets de la politique climatique française, au côté du Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC).

¹⁰ Tribunal administratif de Paris, 3 février 2021, *Oxfam France, Notre Affaire à tous, Fondation pour la Nature et l'Homme, et Greenpeace France*, n° [1904967-1904968-1904972-1904976](#) reconnaît l'État responsable de manquement dans la lutte contre changement climatique.

¹¹ Conseil d'État, 19 novembre 2020, *Commune de Grande-Synthe et autre*, n°427301 sur la mise en œuvre de l'engagement du Gouvernement de réduire les émissions de gaz à effet de serre conformément aux objectifs fixés par l'Union européenne.

¹² Conseil d'État, 10 juillet 2020, *Association Les Amis de la Terre et autres*, n° 428409 sur les plans relatifs à la qualité de l'air.

Cette transition énergétique revêt plusieurs aspects : si on pense bien évidemment au développement des énergies renouvelables, la baisse de la consommation et l'amélioration des flexibilités énergétiques (développement des réseaux et des interconnexions, des capacités de stockage, d'effacement, voire d'interruptibilité, etc.) sont tout autant essentielles pour évoluer vers un monde bas-carbone.

Or l'électricité renouvelable apparaît difficilement stockable et certains secteurs de consommation restent largement carbonés. C'est pourquoi le renforcement de l'interconnexion entre les différents secteurs de production et de consommation d'énergie fait aujourd'hui consensus, notamment à l'échelle européenne. Cette interconnexion permettrait de mieux intégrer l'énergie renouvelable au sein du système de production et de distribution, de décarboner des secteurs fortement émetteurs de gaz à effet de serre, au premier rang desquels les transports, et de réaliser des économies grâce aux effets de synergie. Parmi les bénéfices escomptés de l'interconnexion des réseaux, sont anticipés une optimisation des investissements au service de la transition énergétique, une réduction des émissions de GES, de la consommation énergétique et de la pollution, un soutien à la croissance et à l'emploi local et une meilleure résilience du système énergétique.

2. LA COMPLÉMENTARITÉ ENTRE RESEAUX, À LA MAILLE LOCALE, REPRÉSENTE UN POTENTIEL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ENCORE SOUS-ESTIMÉ ET INSUFFISAMMENT MOBILISÉ

La complémentarité des réseaux d'énergie apparaît donc comme une source essentielle d'efficacité énergétique. L'étude économique sur le couplage des réseaux urbain commanditée en mai 2021 par la CRE à AEC-SERMET¹³ a mis en évidence un triple intérêt à ces complémentarités entre réseau :

- la valorisation de nouvelles sources d'énergie, en particulier issues de la chaleur fatale ;
- le développement de la flexibilité, source d'efficacité énergétique et économique ;
- l'ouverture à de nouvelles demandes d'énergie, concernant en particulier la mobilité.

Chaque réseau possède des avantages propres.

Le réseau d'électricité joue un rôle assurantiel essentiel et reste une énergie indispensable et à laquelle il est fait appel en toutes circonstances, que ce soit pour les usages industriels ou domestiques. Les réseaux de chaleur urbain sont ainsi alimentés à 18 % par l'électricité.

¹³ Étude économique sur le couplage des réseaux urbains, AEC-SERMET, mai 2021.

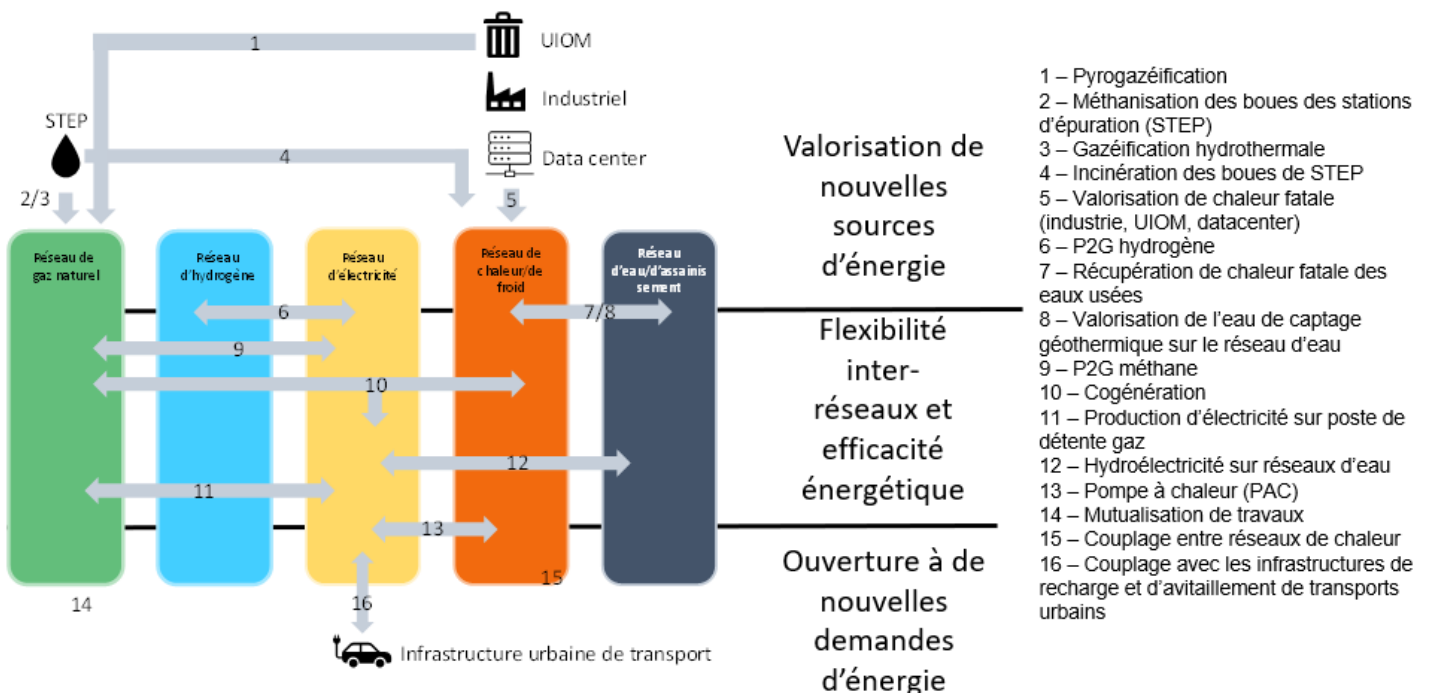
L'intérêt spécifique du réseau électrique pour les couplages porte sur la limitation ou le report qu'ils permettent des investissements nécessaires pour le renforcement du réseau via le développement de la flexibilité locale et la facilitation des raccordements grâce à l'augmentation des débouchés dus aux nouvelles demandes d'énergie.

Les réseaux de gaz naturel, même s'ils peuvent parfois se positionner en concurrence avec les réseaux de chaleur alimentés à la biomasse ou par des intrants issus de déchets, jouent également un rôle complémentaire. De plus, le réseau gazier en milieu urbain pourrait être appelé à jouer lui aussi un rôle assurantiel du fait de sa capacité de stockage, en particulier pour répondre aux pics hivernaux de consommation d'énergie, avec notamment le développement des pompes à chaleur hybrides.

Les réseaux de chaleur encore insuffisamment développés sur le territoire auraient à gagner au renforcement de la complémentarité avec les autres réseaux pour améliorer leur compétitivité.

L'étude demandée par la CRE à AEC-SERMET a mis en évidence les différents types de couplage entre ces trois réseaux.

La typologie des couplages entre les différents réseaux urbains



Source : Étude économique sur le couplage des réseaux urbains, commandité par la CRE à AEC et SERMET.

Nous avons imaginé un dialogue multi-réseaux en cercles concentriques, partant du quartier pour s'élargir progressivement à la ville, puis à sa périphérie et enfin à la région tout entière.

Cela permet de faire émerger le potentiel de complémentarité des réseaux, en fonction de leur niveau d'intégration déjà existant, de la compatibilité technique des couplages et du potentiel identifié en termes d'efficacité.

Au terme des séances de travail menées cette année par le groupe de travail n° 2 du comité de prospective de la CRE, quatre niveaux d'intégration des réseaux ont été identifiés, selon le degré de l'intégration et la maturité technologique des solutions techniques :

- un premier niveau, le plus intégré, comporte les réseaux régulés, l'électricité et le gaz naturel, ayant déjà développé des modèles de mutualisation et d'intégration des énergies renouvelables au périmètre de leur propres réseaux, mais qui gèrent leurs investissements dans une logique concurrentielle et non intégrée entre réseaux ;
- un deuxième niveau, où les gisements d'efficacité sont les mieux connus, associe les réseaux régulés avec les réseaux non régulés de chaleur et de froid ;
- un troisième niveau, aux potentialités réelles de sources locales d'énergie mais moins documentées, porte sur les perspectives offertes par l'énergie provenant des déchets et par une intégration des services publics d'eau et d'assainissement, qui constituent en général le troisième poste de consommation énergétique en milieu urbain et un potentiel important de sources d'EnR&R au circuit de production renouvelable de ces réseaux ;
- un dernier niveau, plus prospectif, porte sur les possibilités de services d'effacement énergétique des bâtiments pour accompagner l'offre de flexibilité des activités tertiaires au secteur énergétique.

2.1. Les objectifs politiques de transition énergétique contribuent à structurer l'offre et la stratégie de chacun des réseaux régulés

2.1.1. Les synergies entre réseaux permettraient de limiter les coûts de renforcement du réseau public de distribution d'électricité

Les réseaux d'électricité vont devoir satisfaire une demande croissante sous l'effet de la réduction de demande par l'efficacité énergétique (rénovation notamment) et du déploiement d'usages nouveaux (pompes à chaleur et mobilité électrique, électrification des processus industriels) tout en garantissant un niveau de qualité de service au moins équivalent au niveau actuel.

Par ailleurs, le développement de la production d'EnR notamment celle du photovoltaïque devrait devenir déterminant pour le développement des réseaux. Les installations d'énergies de sources renouvelables (panneaux photovoltaïques, parcs éoliens) produisant de l'électricité intermittente peuvent générer des excédents à l'échelle infra-journalière, par rapport à la consommation locale, voire nationale, à

hauteur de 30 % de la production journalière¹⁴, en fonction des conditions météorologiques d'ensoleillement et de vent. Cette évolution a des conséquences sur les réseaux de distribution dont les fonctionnalités doivent s'adapter à des flux bidirectionnels¹⁵, notamment en intégrant des solutions de flexibilité et de stockage.

Pour optimiser le coût de la transition énergétique, il est donc nécessaire de mieux ventiler et affecter les sources de production d'énergies renouvelables aux différents usages, tout en respectant le principe de non-discrimination.

À l'échelle urbaine, les couplages du réseau électrique avec les réseaux de gaz et de chaleur présentent un intérêt principalement pour un meilleur pilotage des usages, à l'échelle du bâtiment ou de l'îlot, une optimisation des raccordements avec les EnR et des apports en flexibilité afin d'éviter ou de reporter les investissements en renforcement des réseaux¹⁶.

Pour ce faire, il convient, non pas d'imposer ou d'interdire, mais d'adresser des signaux de marché et de calibrer les soutiens publics pour faire émerger les couplages utiles afin de limiter les coûts d'investissements sur les réseaux électriques. Il ne s'agit pas de remettre en question le principe de guichet national pour les appels d'offre, mais d'accentuer la planification des infrastructures nécessaires à la production, sans négliger les signaux tarifaires déjà existants dans les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

De nombreux mécanismes de marché ont été créés, depuis une dizaine d'années, pour limiter les variations importantes sur le réseau électrique en valorisant les services de flexibilité. Si les services de flexibilité se valorisent bien dans des contextes industriels, on observe cependant des difficultés à les développer dans un environnement urbain diffus (voir infra 2.4.3).

De manière générale, le réseau électrique bénéficierait aussi du développement d'une vision multi-énergie qui permettrait de limiter les contraintes sur les réseaux et les investissements liés à leur renforcement. Ainsi la stratégie d'investissement des opérateurs du réseau électrique devrait mieux prendre en compte les besoins et les ressources des territoires et l'évolution des usages, notamment l'autoconsommation et le développement de la mobilité électrique, autant de facteurs influençant les flux et incitant au développement des couplages, de sorte à favoriser la collaboration entre les opérateurs et les collectivités territoriales.

¹⁴ Source : Académie des technologies, *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, Commentaires d'une étude de l'Ademe sur le mix énergétique futur publiée le 10 décembre 2018*, janvier 2019.

¹⁵ Un système électrique bidirectionnel est une technique de retour de charge électrique autoproduite vers un réseau principal d'approvisionnement énergétique. Le réseau doit prendre le relais en cas d'absence de vent ou de soleil, par exemple. À l'inverse, il doit aussi « faire remonter » l'énergie non consommée vers le réseau à très haute tension.

¹⁶ Voir ci-après le point 2.4. de la première partie du rapport consacré aux services de flexibilité.

Une autre piste de réflexion porte sur la priorité d'injection dévolue aux installations d'énergies électriques renouvelables qui est susceptible d'être aménagée, voire d'être revue à la baisse, sous certaines conditions, dans le cadre de l'article 12 du règlement du 5 juin 2019 pour le marché intérieur de l'électricité¹⁷, pour les installations de puissance installée inférieure à 200 kW, et sur le territoire français, en dehors du cas particulier des zones non interconnectées¹⁸. Ainsi, le gestionnaire de réseau peut procéder à un écrêtement de réseau en indemnisant le producteur qui n'injecte pas dans le réseau l'énergie produite. Il s'agit d'une solution moins coûteuse qu'un renforcement de réseau. En outre, le paragraphe 2 de l'article 4 de la directive du 11 décembre 2018 dite « *RED II* »¹⁹ met à la charge des États membres l'obligation de tenir compte, dans leurs dispositifs de soutien public, non seulement du maintien de signaux de marché, mais également de la prévention de « *distorsions inutiles sur les marchés de l'électricité et en tenant compte des éventuels coûts d'intégration au système et de la stabilité du réseau* ».

2.1.2. Compte tenu de la volonté affichée de réduire le gaz fossile, les biogaz et l'hydrogène représentent une opportunité de limiter la réduction de la consommation globale de gaz

2.1.2.1. Le développement des biogaz permettrait de faire face à la réduction drastique des consommations de gaz fossile

À l'échelle locale, le réseau de gaz naturel fait face à la fois à une baisse de la consommation locale et à l'augmentation des coûts d'investissement pour la modernisation et la sécurité du réseau. À moyen terme la consommation de gaz naturel d'origine fossile sera en très forte diminution²⁰. En effet, la future RE 2020 ne permettra plus l'installation de chaudière à gaz naturel pour les bâtiments neufs (renouvellement de 1 % par an du parc immobilier), et le gaz fossile sera partiellement remplacé à terme par du gaz d'origine renouvelable.

¹⁷ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 *sur le marché intérieur de l'électricité*.

¹⁸ Article L. 322-10-1 du code de l'énergie.

¹⁹ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 *relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables*, dite « *RED II* » (Renewable Energy Directive).

²⁰ *Sources* : E-Cube Strategy consultants, étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, thèse sur les systèmes gaziers, mai 2018, étude commandée par la CRE ; *Potentials of sector coupling for decarbonisation, frontier economics*, CE Delft, Thema consulting group, COWI, 2019, étude commandée par la Commission européenne.

Cette diminution drastique est déjà prise en compte par les acteurs régulés dans leur planification de long terme²¹. Ils posent même la question du démantèlement des actuels réseaux de transport et distribution entraînant des coûts échoués²² très importants, d'ores et déjà intégrés, pour partie²³, par la CRE dans les tarifs du gaz²⁴.

L'enjeu est donc pour les collectivités de favoriser les usages locaux (mobilités, régulation thermique des nouveaux quartiers, transition de l'industrie), à travers les synergies, pour rentabiliser les infrastructures existantes et d'arbitrer plus efficacement les choix énergétiques entre réseaux de gaz et réseaux de chaleur.

La production locale de gaz renouvelable en périphérie des villes et son injection dans le réseau seraient également dynamisées par les couplages. L'étude coût/bénéfice réalisée par AEC-SERMET sur les couplages met en évidence l'intérêt de ces derniers pour ouvrir le réseau de gaz aux nouveaux usages en milieu urbain, en particulier la mobilité collective au bioGNV, dont les bornes d'avitaillement présentent un coût d'installation faible pour un volume distribué potentiellement important, permettant ainsi de freiner le décrochage entre valeur d'actif et valeur d'usage du réseau de gaz naturel. Les solutions BioGNV permettent d'accompagner la décarbonation du système énergétique, avec des impacts positifs sur la qualité de l'air. À titre d'exemple du déploiement de la mobilité au bioGNV, la RATP va disposer, dans le cadre de son plan « *Bus 2025, 100 % bus propres* », d'un parc comprenant 1 500 bus électriques et 2 200 bus 100 % BioGNV en Île-de-France.

Un autre exemple de couplage pertinent au niveau des territoires est la PAC hybride gaz, qui présente de nombreux avantages, lorsqu'elle remplace une chaudière gaz.

GRDF et GRTgaz sont déjà engagés pour permettre l'intégration des gaz renouvelables et bas-carbone dans leurs réseaux, avec à terme l'objectif d'une substitution totale du gaz naturel. En effet, le biogaz obtenu notamment *via* les couplages et les nouveaux usages dont la mobilité *via* l'hydrogène, permettent de maintenir la valeur de ces réseaux, y compris en cas de concurrence avec un réseau de chaleur et ainsi de limiter les coûts échoués de redimensionnement ou d'abandon des infrastructures.

²¹ Source : *Gas decarbonisation pathways 2020-2050*, avril 2020, Gasforclimate.

²² Les coûts échoués, définis par la CRE comme la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas. Particulièrement importants dans le cas d'une infrastructure en décroissance, ces coûts échoués font porter une part importante du coût de la transition énergétique sur les actionnaires des sociétés d'infrastructures gazières. cf. délibération de la CRE n°2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

²³ Si les coûts hypothétiques de démantèlement ne sont pas intégrés dans les tarifs de transport ou de distribution de gaz, certains coûts ont été pris en compte, comme les coûts d'abandon de certaines parties du réseau de distribution.

²⁴ Les opérateurs ayant demandé une réduction de la durée d'amortissement des actifs pour faire face à la baisse de consommation du gaz, cet amortissement plus rapide a un impact sur les tarifs.

Le biogaz conserve cependant aujourd'hui des coûts plus élevés que le gaz naturel importé²⁵, mais une réduction significative du coût par mégawattheure est anticipée à l'horizon 2025-2030²⁶.

L'augmentation progressive de la part renouvelable (biogaz) dans les réseaux de gaz naturel constitue une des options pour l'approvisionnement énergétique du territoire, et contribuerait, par exemple, à la fin du chauffage au fioul du parc immobilier ancien. Mais cet arbitrage en faveur du gaz doit être abordé avec prudence et en tenant compte du risque d'effet cliquet quant aux différentes options technologiques et aux durées variables d'amortissement.

À la maille locale, le réseau de distribution de gaz présente des atouts à prendre en compte lors du choix de solutions de production d'EnR&R. En particulier, le réseau de gaz naturel dispose d'une capacité de stockage et de déstockage intersaisonnier à l'échelle de quelques heures ou de quelques jours, à un coût très compétitif, des potentialités de couplage avec le réseau électrique, *via* les ballons d'eau chaude sanitaire et les pompes à chaleur hybrides et enfin un coût marginal modéré de l'entretien du réseau et de son exploitation. À l'échelle nationale, le développement de centrales à biogaz permettrait d'apporter des capacités de production d'électricité pilotable, particulièrement utiles pour se substituer aux centrales à charbon (il en reste trois actuellement en service en France, vouées à disparaître d'ici 2022²⁷), afin de passer le pic journalier de consommation d'énergie. L'ampleur et le rythme de conversion dépendra de l'évolution des technologies, des prix de marché du gaz fossile, et de la tarification du carbone²⁸.

À Pontivy, le raccordement au biogaz comme projet de territoire

Le projet West Grid Synergy, à Pontivy (Morbihan) est un projet innovant d'interconnexion de sites industriel en gaz renouvelable, porté par GRTgaz, GRDF, Soregies, le SyDEV, SIEMML et Morbihan énergies. Bien qu'il se situe dans une unité urbaine de 15 000 habitants, son exemple pourrait inspirer de plus grandes agglomérations pour faciliter leur accès au biogaz.

Il a débuté avec la volonté d'un industriel de se décarboner en passant au biogaz mais sans pouvoir financer le raccordement à une source de biogaz, trop éloignée de son site industriel.

²⁵ Le tarif d'achat du biométhane « 1G » est compris entre 65 et 135 €/MWh (étude E-Cube précitée). Dans son étude sur le coût des énergies renouvelables et de récupération à partir des données 2019, l'Ademe estime que la production d'électricité à partir de biogaz issu de la méthanisation a un coût élevé (131 et 167 €/MWh), y compris lorsque la production de chaleur est également valorisée (78 à 108 €/MWh).

²⁶ L'étude E-Cube précitée estime possible d'atteindre une cible de 60 €/MWh à l'horizon 2025-2030.

²⁷ Conformément au programme de fermeture des centrales thermiques à charbon, lié notamment aux exigences environnementales de la directive européenne sur les grandes installations de combustion.

²⁸ La loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte* fixait une cible de 100 €/tCO₂ en 2030 mais, depuis 2018, la contribution énergie climat reste fixée à 44,6 €/tCO₂.

L'intercommunalité s'est alors emparée du sujet dans le cadre de l'élaboration de son Plan climat-air-énergie, territorial (PCAET) et a décidé de construire le réseau pour acheminer le biogaz aux consommateurs industriels locaux en finançant une installation de rebours²⁹. Elle a également souhaité faire de ce projet technique un véritable projet de territoire en recueillant l'adhésion de la population (par le biais de réunions publiques, d'un indicateur de suivi de consommation de biométhane sur son site Internet, de la création d'un centre de formation spécialisé dans le biogaz, *etc.*) et en cherchant à valoriser ses propres déchets avec la mise en place du bioGNV pour la station d'une centrale logistique d'une entreprise de la grande distribution. D'un point de vue technique, des analyses ont permis de modéliser la capacité de compression et de stockage du biogaz dans le réseau de gaz naturel. L'ingénierie a été réalisée par GRTgaz avec un appui technique en interne de la collectivité territoriale.

Parmi les différentes techniques de production locale de gaz d'origine renouvelable, la méthanisation est la seule filière mature à ce jour. Cependant le raccordement d'unités de production décentralisées peut se heurter à des problèmes de rentabilité des investissements des infrastructures nécessaires. La France a donc opté pour une méthode d'intégration qui vise à optimiser les coûts, *via* un système de zonage prenant en compte les caractéristiques des réseaux existants (maillage, capacité d'accueil) et les potentiels de production. Ce dispositif permet d'apprécier la pertinence technico-économique des investissements de renforcement de réseaux nécessaires à la mise en œuvre du droit à l'injection introduit par la loi du 30 octobre 2018 dite « *Egalim* »³⁰. Car les coûts pour la collectivité pour raccorder les installations productrices de biogaz, biométhane en particulier, dans les réseaux existants varient en fonction de la distance de la source de production au réseau et également des capacités de stockage de ce réseau. Ainsi, dans certaines parties du territoire, les investissements dans les réseaux de gaz pour permettre d'injecter le biométhane restent trop coûteux et il conviendrait plutôt, pour ces territoires, de privilégier des solutions alternatives (comme la production d'électricité par cogénération ou le bioGNV non injecté). Concernant spécifiquement les zones densément peuplées, l'intérêt du biogaz apparaît davantage limité que dans les zones périurbaines, en raison, d'une part, des caractéristiques du biogaz vert et de l'hydrogène, davantage adaptés à l'industrie qu'aux besoins résidentiels et tertiaires et, d'autre part, du potentiel de production en milieu urbain qui demeure limité à ce jour.

²⁹ Cette installation est appelée « *de rebours* » car elle a pour objectif d'inverser le sens habituel des flux de gaz, qui vont traditionnellement du réseau de transport de gaz vers le réseau de distribution local de gaz. Quand la production locale de biogaz (biométhane) produit localement et injecté dans le réseau de distribution est supérieur aux consommations sur le territoire (une situation qui se produit le plus souvent en été ou les consommations en gaz sont plus faibles), l'installation de rebours permet d'accueillir le gaz renouvelable local excédentaire en le faisant remonter vers le réseau de transport de GRTgaz. Ce dernier l'acheminera vers les territoires voisins pour une consommation immédiate ou vers des stockages souterrains pour une consommation future.

³⁰ Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 *pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous*, dite « *Egalim* ».

2.1.2.2. Compte tenu de la maturité technologique de la filière et de son coût élevé, la production d'hydrogène n'apparaît pas, à l'heure actuelle, comme une alternative au gaz fossile

S'agissant spécifiquement de la production d'hydrogène à partir d'EnR&R, les analyses menées par le groupe de travail n° 2, en coordination avec le groupe de travail n° 4 qui traite spécifiquement de ce thème cette saison³¹, relèvent qu'il s'agit d'une technologie encore insuffisamment mature et plutôt promise à des usages spécifiques (industrie, mobilités moyenne et longue distance, flottes de transport urbain) qu'à des fins de production de chaleur collective pour les ensembles résidentiels et tertiaires et d'injection dans les réseaux de gaz à court terme en milieu urbain.

Concernant l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel et selon la technologie utilisée, les réseaux devront faire face à des investissements significatifs, selon leur qualité, pour répondre aux enjeux de sécurité et de risque de fuite d'hydrogène. Enfin, il convient de constater que les coûts complets de production de l'hydrogène vert sont encore très élevés³², y compris par rapport aux alternatives décarbonées, et fortement corrélés au marché de l'électricité. En dépit des perspectives de baisse de ces coûts à horizon 2030, l'hydrogène devrait rester significativement plus cher que le biométhane.

Le démonstrateur GRHYD à Dunkerque, une première étape vers le *power-to-gas*

Le projet « *Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les Énergies* » (GRHYD), lancé en 2014 à Cappelle-la-Grande (59), est l'un des premiers démonstrateurs *power-to-gaz* français à destination du secteur tertiaire et des usagers domestiques. Emmené par un consortium de 11 partenaires, pour un montant total de 15,3 M€, soutenu par l'Ademe à hauteur de 4,9 M€ *via* le Programme d'investissement d'avenir (PIA), le projet GRHYD combine une partie *power-to-gaz* de production, de stockage et d'injection d'hydrogène *via* la transformation de l'électricité fournie par le réseau, et une partie mobilité incluant la production et la distribution

Ce démonstrateur s'inscrit dans les projets de planification énergétique et de mobilité des pouvoirs publics locaux de la mairie d'accueil du projet Cappelle-la-Grande et de la Communauté urbaine de Dunkerque (CUD) en matière de production d'énergie décarbonée locale, de (ré)industrialisation du territoire et de la promesse faites par la CUD de proposer des transports en commun gratuits et propres.

³¹ Le vecteur hydrogène, rapport du groupe de travail n° 4 du comité de prospective de la CRE, juin 2021.

³² Ils sont estimés par E-Cube, à horizon 2030, entre 130 et 200 €/MWh.

Sur le volet *power-to-gaz*, l'installation raccordée à un nouveau réseau de distribution de gaz naturel fonctionne correctement et a évité tout défaut de sécurité, avec des taux d'injection entre 6 et 20 % en volume dans le réseau de gaz. À la suite de cette expérimentation, la pollution locale due aux chaudières, préoccupation croissante des centres urbains, a diminué, ce qui indique qu'une partie au moins de l'hydrogène injecté parvient jusque dans les appareils de chauffage. Dans le cadre de ce projet, ni la production d'hydrogène à partir de sources d'énergies renouvelables, ni la production à des fins de mobilité n'ont finalement été développées. Cette expérimentation, concentrée sur les aspects relatifs à la distribution du gaz et à son utilisation dans des chaudières, a permis de démontrer qu'on pouvait mélanger de l'hydrogène et du gaz naturel, sans conséquence sur l'exploitation du réseau et sur les chaudières des clients. En revanche, elle n'a pas permis d'estimer si la coexistence entre hydrogène et gaz naturel dans le réseau existant et la compatibilité de cette injection avec les chaudières d'anciennes générations est techniquement envisageable à grande échelle.

Après cette première étape, les pouvoirs publics locaux sont favorables à d'autres expérimentations sur leur territoire et le projet a fait l'objet d'une acceptation sociale importante concernant le risque associé à l'hydrogène.

L'hydrogène comporte davantage d'intérêts pour les mobilités urbaines (transports collectifs) et le transport lourd (engins de chantier, services de livraison), bien que les conditions actuelles de sa production par électrolyse ne permettent pas encore de concevoir un usage généralisé dans ce domaine. Un amorçage reste néanmoins envisageable pour les autobus et les bennes à ordures ménagères, et, dans une moindre mesure, les flottes de taxis et VTC. Environ 380 projets de développement de bus et 70 projets, publics et privés, concernant les camions et bennes à ordures, sont recensés³³, dans de nombreuses métropoles et autres EPCI, généralement avec des flottes de petite échelle, de deux à huit véhicules. D'autres projets sont plus ambitieux : la ville de Montpellier ambitionne d'atteindre 20 à 50 véhicules, Dijon envisage de basculer totalement à l'hydrogène en 2030 avec 200 bus, une première tranche de mise en service de 25 bus étant prévue dès 2022, Cannes, également, avec 70 bus programmés pour 2030 et 1 000 bus devraient par ailleurs être déployés dans la perspective des Jeux Olympiques de 2024.

Plusieurs conditions apparaissent néanmoins nécessaires à l'apparition d'un modèle économique à l'horizon 2030, car à l'heure actuelle, du fait d'un prix d'acquisition actuel encore très élevé³⁴, l'achat d'un moyen de transport collectif alimenté par hydrogène n'est économiquement soutenable que grâce aux subventions publiques (Ademe, Régions et Commission européenne).

³³ Source : France hydrogène, ex-Aphyac, *Développons l'hydrogène pour l'économie française, étude prospective*.

³⁴ 230 000 € pour un bus thermique fonctionnant au diesel ; 300 000 € pour un bus thermique au GNV ; 450 000 € pour un bus électrique ; 850 000 € pour un bus à hydrogène.

Par ailleurs, la production d'hydrogène vert et sa distribution *via* le réseau de gaz naturel rétrofité³⁵ ne sont pas encore acquises, en raison de son coût (largement supérieur à l'objectif de 5 €/kg) et d'une maîtrise technologique encore insuffisante. L'essor de l'hydrogène en ville sera donc d'abord conditionné à une progression rapide de l'amélioration de la technologie et de la baisse des coûts, ainsi qu'au durcissement de la fiscalité et de la réglementation sur le diesel.

2.2. Des réseaux nationaux dont la complémentarité naturelle avec les réseaux de chaleur et de froid doit être encouragée

2.2.1. Les réseaux de chaleur présentent un fort potentiel de développement

Concernant le deuxième cercle de complémentarité, il existe un fort potentiel de développement des réseaux de chaleur et de froid en France et de synergie avec les autres réseaux. L'écart important entre la France et la moyenne européenne quant à la part de ces réseaux pour le chauffage collectif et individuel des ménages (5 % des ménages français contre 11 à 12 % des besoins en chaleur des États membres en moyenne dans l'UE ³⁶) révèle ce potentiel.

Ces différentiels de développement des réseaux de chaleur reflètent des différences politico-historiques (accent mis sur le chauffage collectif en Allemagne, et à l'Est de l'Europe), de ressources énergétiques (bois énergie, géothermie), de densité d'habitat (habitat dispersé en Suède et au Danemark, mais très concentré dans certaines zones géographiques du Sud de ces pays) ainsi que de choix historiques d'approvisionnement. La France a fait le choix, historiquement, d'un approvisionnement par de grands réseaux pilotés à l'échelle nationale, d'une indépendance énergétique fondée sur le nucléaire et d'une forte individualisation du chauffage³⁷, ce qui se justifiait en partie par la faible densité de son habitat.

Malgré cette proportion faible des réseaux de chaleur en France, notons toutefois la part de réseaux vertueux particulièrement élevée en France. En effet avec un taux d'approvisionnement en énergies renouvelables et de récupération des réseaux de chaleur et de froid français à hauteur de 54 % en 2017, (passé à 57 % en 2020), la France se place en position favorable au niveau européen, certes à un niveau moins élevé que certains pays nordiques ou baltes disposant de vastes ressources naturelles, mais bien meilleure que la Finlande (41 %), l'Italie (24 %), l'Allemagne (11 %) ou la Pologne (4 %).

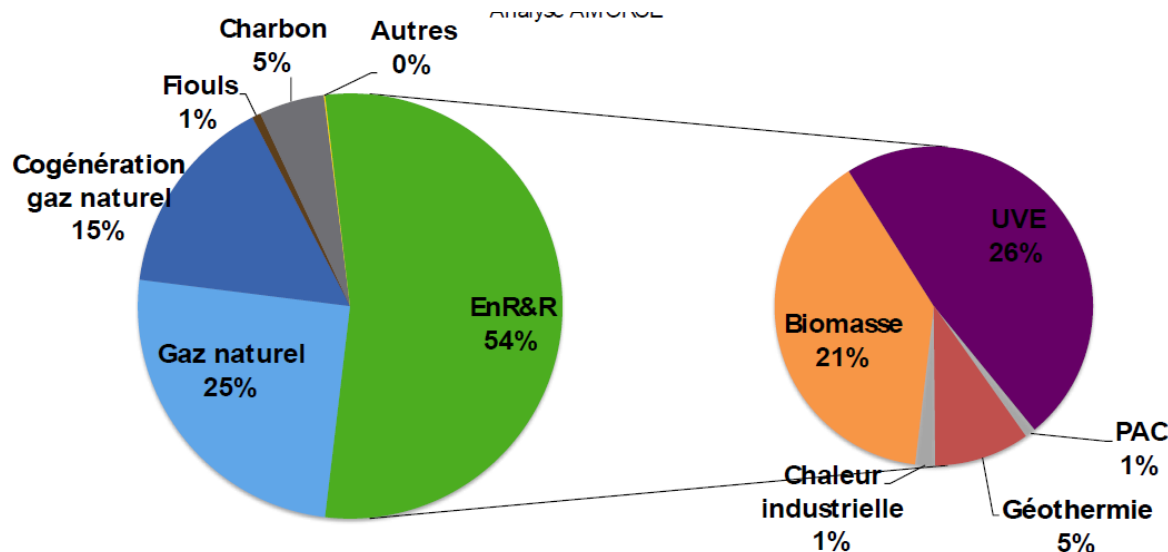
³⁵ Adaptation, rénovation ou modernisation d'une infrastructure existante.

³⁶ Sources : <https://www.observatoire-des-reseaux.fr/les-reseaux-de-chaleur-en-europe/> et https://www.euroheat.org/cbc_publications/cbc-2017/executive-summary/.

³⁷ La forte individualisation du chauffage en France est très largement héritée de la période d'après-guerre où le fioul et le charbon individuel complétaient le bois, énergie dominante alors, pour le chauffage.

Le mix énergétique des réseaux de chaleur en 2018

(en énergie thermique sortie chaufferies)



Source : Enquête annuelle des réseaux de chaleur, SDeS/SNCU/Amorce, édition 2019 – Analyse Amorce.

Le recours aux réseaux de chaleur et de froid présente des avantages réels d'empreinte carbone et de coûts, dès lors qu'ils sont appréciés en termes de cycle complet, indépendamment de leur répartition temporelle, car ils se caractérisent par des coûts d'investissement élevés en début de phase mais des économies d'énergie et de charges courantes en cours d'exploitation et peu de contraintes en termes de recyclage en fin de cycle d'utilisation.

Par ailleurs, le recours aux réseaux de chaleur présente plusieurs autres externalités positives : (i) un rendement énergétique relatif plus favorable que celui de l'électricité issue des énergies renouvelables et de récupération ; (ii) la possibilité d'exploiter, pour de nombreux réseaux de chaleur, des intrants locaux abondants, comme les déchets municipaux, les boues de stations d'épuration, la biomasse locale ou encore la chaleur fatale qui ne sont susceptibles d'aucune autre valorisation qu'énergétique, en particulier dans les zones non desservies par les réseaux de gaz naturel ; (iii) la sécurité d'approvisionnement, en particulier eu égard aux intrants précités et (iv) un soutien à l'emploi local (12 800 emplois directs et indirects actuels).

Avec 50 % de l'énergie en France consommée sous forme de chaleur, les réseaux de chaleur urbains constituent un outil adéquat pour la massification du recours aux EnR&R. Une étude conjointe de l'Amorce et du Céréma³⁸ sur le potentiel de développement des réseaux de chaleur a mis en évidence que 90 collectivités de plus de 20 000 habitants ne disposaient pas de réseaux de chaleur alors qu'elle se situent dans des zones de potentiel favorable.

³⁸ Source : Enquête sur le classement des réseaux de chaleur et de froid, Amorce et Céréma, mai 2020.

Après une série d'actions de sensibilisation, un certain nombre de communautés ont engagé des démarches concrètes en vue de la création d'installations de réseaux de chaleur³⁹. Le rattrapage de la France sur la moyenne européenne en matière de réseaux de chaleur peut être rapide : leur nombre a déjà doublé en 20 ans en France. Compte tenu de ce potentiel, l'ambition de la France en la matière se traduit dans la PPE par un quintuplement, de 2012 à 2030, de la puissance de chaleur livrée⁴⁰ et l'augmentation d'un facteur 3 à 4 du nombre de bâtiments raccordés. Cette ambition louable demandera des efforts financiers et techniques très importants de la part des collectivités territoriales pour atteindre cet objectif.

2.2.2. L'intérêt pour les réseaux de chaleur est renforcé par la complémentarité naturelle avec les réseaux nationaux

2.2.2.1. Le couplage entre réseaux de chaleur et réseau électrique présente de nombreux avantages, en particulier pour répondre à la forte thermosensibilité française

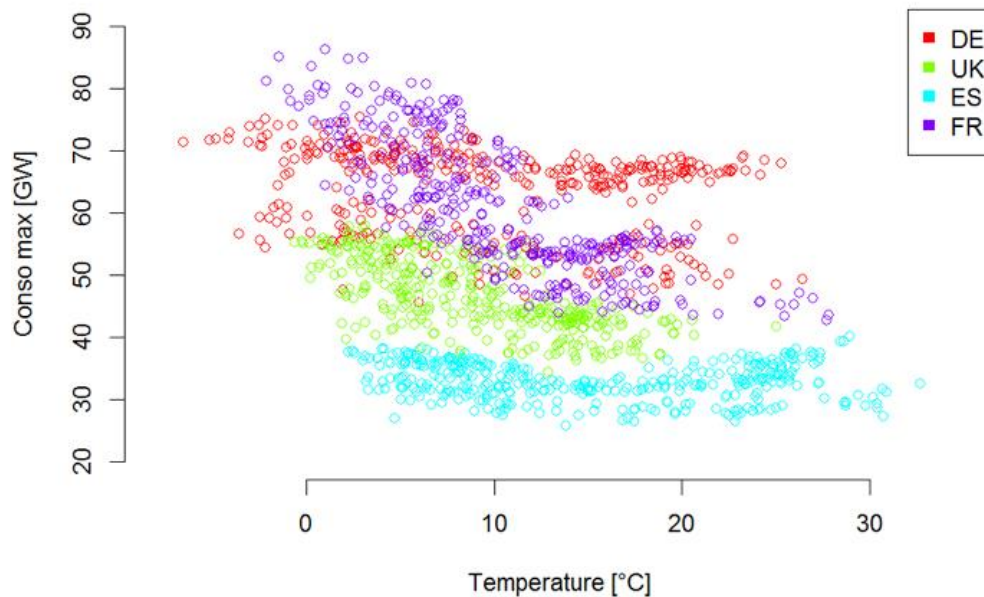
La France se caractérise, au niveau européen, par un recours relatif très important à l'électricité aux fins de chauffage, lié à l'importance de la production d'électricité nucléaire, à son utilisation à des fins domestiques, et non uniquement industrielles et enfin à l'état de son parc immobilier en termes d'isolation. Cette spécificité française entraîne en conséquence une très forte thermosensibilité du système électrique français, de l'ordre de 2,3 GW par degré Celsius en hiver, soit deux tranches nucléaires par degré, soit la moitié de la thermosensibilité européenne, qui représente au total 5 GW/°C⁴¹. Cette forte thermosensibilité risque d'être accentuée par la fin progressive des chaudières au gaz et au fioul et la montée en puissance des mobilités électriques. De plus, du fait de cette thermosensibilité, la fermeture programmée des dernières centrales à charbon françaises pourrait faire peser un risque sur l'approvisionnement hivernal, même si le système électrique français semble disposer de marges suffisantes.

³⁹ Parmi lesquelles : Cavaillon, Bergerac, Menton, Carpentras, Orange, Dreux, Cambrai, Draguignan, Tarbes, Gap, Sète, Bastia, Albi.

⁴⁰ Objectif « *Facteur 5* », résultant du 9° du I de l'article L. 100-4 du code de l'énergie : « *Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs : [...] 9° De multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030* ».

⁴¹ Source : Robin Girard, 24 mai 2019, Variabilité de la consommation électrique et thermosensibilité.

La thermosensibilité de quatre pays européens (Allemagne, Royaume-Uni, Espagne et France) pour l'année 2015



Source : Robin Girard, *Energy-alternatives.eu*, 2019⁴²

Cette spécificité de la thermosensibilité française, crée des contraintes supplémentaires pour le réseau d'électricité, qui doit faire face à d'importantes pointes de consommation le matin et autour de 19 heures et des soutirages⁴³ très supérieurs en période hivernale. Pour les gérer efficacement, des renforcements du réseau sont nécessaires. Ceux-ci, sont coûteux (les coûts prévisionnels, variables selon les sources, s'élèveraient, selon RTE à 33 milliards d'euros pour les quinze prochaines années et selon l'étude sur la modernisation des réseaux électriques du G7⁴⁴, de 21 à 57 €/kW) et aujourd'hui entrepris sans la réalisation systématique d'analyses préalables des scénarios alternatifs. Ils sont financés en large partie par la collectivité publique, *via* les ressources issues du Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE).

Un bouquet énergétique plus équilibré dans la production de chaleur serait de nature à diminuer de manière significative ces coûts de renforcement des réseaux et à valoriser des ressources locales disponibles, porteuses d'emploi, qui resteraient sinon inutilisées.

⁴² *Ibid.* Analyse issue des recherches de Robin Girard.

⁴³ Soutirage : consommation physique des sites ou vente d'énergie (exportation ou fourniture déclarée) qui représente la consommation d'un périmètre donné.

⁴⁴ Source : Modernisation des réseaux électriques dans le G7, Rapport de la présidence canadienne du G7 2018.

2.2.2.2. Moins naturelle *a priori*, la complémentarité entre les réseaux de gaz et les réseaux de chaleur existe également

Énergie de référence pour le fonctionnement des réseaux de chaleur, le gaz naturel alimente à 37 % les réseaux de chaleur urbain « *vertueux* » faisant appel à 50 % ou plus d'énergies renouvelables ou de récupération.

Les réseaux de gaz peuvent continuer à jouer une fonction assurantielle au regard du rôle accru des pompes à chaleur mais aussi des réseaux de chaleur, en cas de difficulté d'accès à la ressource renouvelable les alimentant. Ils ont vocation à rester la solution privilégiée là où les réseaux de chaleur ne peuvent être mis en place. À l'inverse, lorsque, dans le cadre d'une optimisation entre réseaux, un nouveau réseau de chaleur faisant appel aux EnR&R se déploie dans un quartier, il faut envisager la possibilité d'abandon d'actifs dans le réseau de gaz. Cette question n'est pas pour l'instant prise en compte dans la PPE ou le Fonds chaleur.

La Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), un réseau de chaleur pionnier et en constante adaptation

Le réseau de la CPCU a fait preuve d'une grande adaptabilité dans l'évolution de ses sources d'approvisionnement. Depuis 1930, il s'est considérablement « *verdi* », atteignant aujourd'hui un taux d'EnR&R de 51,3 %. La principale source réside aujourd'hui dans la valorisation des déchets ménagers, en lien étroit avec le SYCTOM⁴⁵ (42,1 %), devant le gaz (38,3 %, dont 1,3 % de biogaz), le bois (5,9 %), les biocombustibles liquides (0,5 %) et la géothermie (0,7 %, essentiellement à la Villette et aux Batignolles).

Cette flexibilité est également inter-saisonnière : l'approvisionnement *via* le SYCTOM suffit à couvrir les besoins en été, le gaz ne venant en secours que l'hiver.

Le verdissement se poursuit avec en premier lieu, l'exploitation de la chaleur fatale, qu'il s'agisse des centres de stockage informatiques (ZAC de la Chapelle, avec une puissance à terme de 450 kW, la moitié étant actuellement disponible), sur le fonctionnement des réseaux de froid (Climespace à l'Hôtel de Ville), d'eaux usées (école Wattignies) ou, à terme, d'hôpitaux (hôpital Saint-Vincent de Paul), en deuxième lieu le développement des compteurs intelligents et, en dernier lieu, la suppression totale de l'approvisionnement en charbon.

2.2.3. En dépit de leurs avantages, les réseaux de chaleur restent insuffisamment mobilisés

Plusieurs facteurs limitent toutefois le développement des réseaux de chaleur et leur couplage avec les réseaux d'électricité et de gaz ce qui se manifeste, malgré tous leurs atouts par un taux de croissance d'un facteur seulement de 1,75 entre 2012 et 2020.

⁴⁵ SYCTOM : Syndicat mixte central de traitement des ordures ménagères pour l'Île de France.

Un prix très hétérogène

En premier lieu, en comparaison avec le prix de l'électricité, qui varie faiblement sur l'ensemble du territoire national (par l'effet de la péréquation tarifaire, du principe de non-discrimination en fonction des usages et du monopole de la distribution), le prix de la chaleur est très hétérogène et manque de transparence pour les décideurs locaux. Il dépend des ressources locales, du niveau d'amortissement et des besoins de maintenance de l'installation de production de chaleur, lorsqu'elle existe, ainsi que des coûts d'investissement et de raccordement en cas d'installation. Sa performance en termes de prix relatifs dépend également de la densité urbaine de la zone desservie. Son prix en valeur absolue est enfin le fruit d'une négociation commerciale avec les opérateurs de réseau de chaleur pour laquelle les collectivités ne sont pas toujours correctement armées.

Des biais de fiscalité en défaveur des réseaux de chaleur

En deuxième lieu, la dépense fiscale oriente massivement les ménages vers des solutions de chauffage individuel plutôt que collectif, et ne tient pas compte de l'apport des couplages dans la transition énergétique. L'installation de panneaux photovoltaïques, à des fins d'autoconsommation, bénéficie de soutiens directs, par le tarif d'achat garanti et diverses aides (Ademe, ANAH), indépendamment de tout recours à un dispositif de stockage qui permettrait de maîtriser les coûts induits pour le réseau électrique, ainsi que de soutiens indirects (CSPE). Quant aux chaudières à gaz à très haute performance énergétique, elles bénéficient du dispositif « *Ma Prime renov'* », de la prime « *coup de pouce* », en cas de conversion d'une chaudière au fioul, de l'éco-prêt à taux zéro, d'aides de l'ANAH. Ces aides incitent à se doter de chaudières dont la durée de vie est de 10 à 15 ans, ce qui diminue d'autant l'attrait et la capacité de recrutement des réseaux de chaleur urbains en voie d'installation ou de densification.

Le groupe de travail n° 2 du comité de prospective de la CRE s'associe à cet égard au diagnostic approfondi dressé par la Cour des comptes⁴⁶. Elle relevait en particulier que le soutien aux énergies renouvelables, en 2016, était dix fois plus important pour les énergies électriques (5 276,1 M€) que pour les énergies thermiques (689 M€) et méritait d'être revu. Un rééquilibrage entre énergie électrique et énergies thermiques est donc particulièrement nécessaire pour modérer le coût global, public et privé, de production de chaleur et de froid, et valoriser leurs externalités positives.

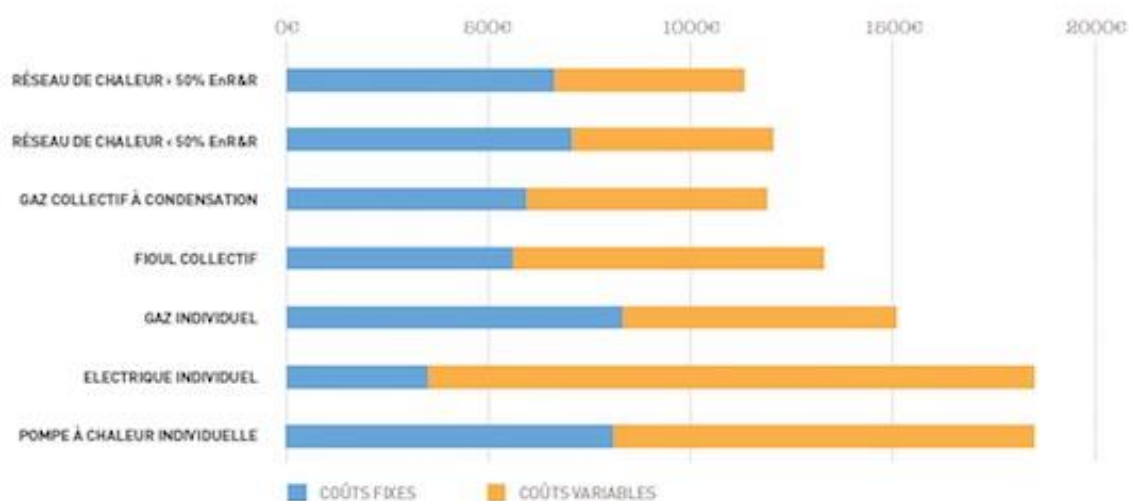
Une faible visibilité en raison de la répartition des coûts fixes et variables

En dernier lieu, les EnR&R thermiques pâtissent d'une plus faible visibilité en raison de la répartition de leurs coûts entre éléments fixes et variables et de leur intérêt essentiellement à l'échelle de bâtiments, voire, de quartiers ou d'une ville.

⁴⁶ Source : <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.

Des investissements préalables sont à la charge des collectivités locales, qui ne bénéficient ensuite d'aucun des avantages liés à la compétitivité du prix de l'énergie consommée⁴⁷, et risquent au contraire de perdre des recettes fiscales, notamment issues de la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE). Il est de ce fait plus avantageux à court terme, à l'échelle de la collectivité territoriale, de favoriser l'implantation de panneaux photovoltaïques et de bâtiments à énergie positive bénéficiant d'une image très favorable dans l'opinion publique et de coûts d'investissements moins visibles et quasi indolores, car mutualisés à l'échelle nationale. De plus, le maillage du réseau est déjà présent sans qu'il soit nécessaire d'entreprendre de substantiels travaux de voirie sources de mécontentements locaux.

Coûts variables et fixes des principaux modes de chauffage pour un bâtiment du parc social moyen (170 kWh/m²/an), en 2016, avant crédit d'impôt



Source : Amorce

2.2.4. L'action publique en faveur des réseaux de chaleur est en progression mais nécessite d'être mieux calibrée

La problématique centrale pour les réseaux de chaleur urbains est donc celle de l'identification rapide et efficace, à l'échelon local, des possibilités du déploiement de réseaux compétitifs, en tenant compte des effets sur les réseaux gaz (coûts échoués) et de la rénovation urbaine sur leur rentabilité.

⁴⁷ Cela ne peut en outre être résolu par une structure tarifaire avec une forte part variable. Si elle permet de mieux valoriser les économies d'énergies suite par exemple à une baisse de la consommation liée à un hiver doux, ou une baisse ponctuelle du prix des énergies, elle rend aussi l'utilisateur plus vulnérable à une hausse de ce prix (hausse du marché, hausse des taxes, etc.) ou à un hiver rigoureux, alors même que ces évolutions dépendent encore fortement du prix du gaz, restant la première énergie mobilisée, même par les réseaux de chaleur dits vertueux.

La mobilisation de la chaleur fatale locale, notamment issue de l'industrie et du tertiaire (*data centers* par exemple), dont il ressort de l'étude AEC-SEMERT commanditée par la CRE qu'il s'agit de la source d'énergie la plus intéressante en ville aujourd'hui, et des EnR de récupération sont une des clés de réussite des couplages entre réseaux de chaleur urbains et les autres réseaux.

Le réseau de chaleur de Val d'Europe : un exemple réussi de récupération de chaleur fatale

Le réseau de chaleur de Val d'Europe, en Île-de-France récupère depuis 2012 la chaleur d'un *data center* pour chauffer une zone de 600 000 m², la valorise grâce à un échangeur pour réchauffer l'eau du réseau de chauffage, avant de la distribuer jusqu'aux bâtiments raccordés, comprenant une piscine et une pépinière d'entreprises (près de 6 000 m² au total). À terme, un projet de parc d'entreprise, d'hôtels, de ZAC et de logements seront bientôt alimentés par ce réseau. Le système est doté d'installations de secours fonctionnant au gaz naturel. Dalkia a financé la plupart des coûts d'installation (réseau, échangeur thermique), soit près de 4 millions d'euros.

Une action publique volontariste est ainsi nécessaire pour révéler l'intérêt du développement des réseaux de chaleur pour un bouquet énergétique plus équilibré permettant de baisser la thermosensibilité du secteur électrique.

Celle-ci se met progressivement en place avec les 25 actions décidées par le Gouvernement en octobre 2019 pour le développement des réseaux de chaleur et de froid⁴⁸, notamment le classement automatique des réseaux⁴⁹, l'abrogation des dispositifs de soutien au raccordement des réseaux de gaz dans les zones desservies par un réseau de chaleur⁵⁰, ainsi que la suppression progressive ou la conversion des réseaux approvisionnés en charbon. Ces actions ont commencé à produire leurs effets.

D'autres actions de la feuille de route du Gouvernement restent encore à réaliser : examiner la possibilité de mettre en place un bonus du Fonds Chaleur pour les projets participatifs locaux ; relever les critères d'éligibilité au taux de TVA à 5,5 % sur le prix

⁴⁸ Source : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2019.10.07_eb_ew_dp_reseauxchaleurfroid.pdf.

⁴⁹ Le classement automatique des réseaux vertueux, en application des dispositions des articles L. 712-1 à L. 712-3 du code de l'énergie, est appelé à jouer un rôle déterminant, en permettant de conforter les décisions d'investissement et de mieux répartir les coûts, en s'appuyant sur des cartographies de potentiel d'installation dressées par les acteurs du secteur. La principale limite de ce dispositif réside dans le fait que cette obligation ne vaut que pour les bâtiments neufs ou faisant l'objet d'une rénovation substantielle, pour les créations de nouveaux réseaux et les bâtiments dont les besoins sont supérieurs à 30 kW et dont le mode de chauffage est modifié.

⁵⁰ Voir la délibération n° 2020-010 de la CRE du 23 janvier 2020 *portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF*. Elle relève, page 9, que le ministre chargé de l'énergie a demandé, en application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la cessation des aides au raccordement de nouveaux clients ou des instruments de fidélisation de clients existants, pour éviter les coûts échoués futurs, dont la CRE a tenu compte en supprimant le mécanisme incitatif en faveur du raccordement des consommateurs.

de la chaleur livrée des réseaux dits « *vertueux* »⁵¹ ; imposer l'actualisation de schémas directeurs pour les réseaux de chaleur ou de froid dans les communes dotées d'un réseau, tous les 10 ans, en systématisant l'évaluation de l'opportunité de créer un service public de distribution de froid ; publier des modèles de contrat pour placer la tarification dans la recherche d'une adéquation à long-terme ; permettre un plafonnement de la part fixe de la tarification ; clarifier le mode de facturation des coûts des raccordements, *etc.*

Les pistes à privilégier pour développer le taux d'EnR&R dans les réseaux thermiques sont, selon une étude de l'Amorce⁵², en premier lieu, la biomasse locale, et en particulier le bois, compte tenu de l'important potentiel forestier de la France. Les combustibles solides de récupération et le biogaz sont également à encourager malgré une progression moins rapide. La géothermie profonde est une solution intéressante, source de peu de nuisances, pérenne et dont la technologie est mature, mais se heurte à de faibles disponibilités, à des coûts d'investissement initiaux élevés et à une faible acceptabilité sociale. Le solaire thermique reste encore peu développé et le nombre de projets de grandes installations est en forte baisse en 2020. Toutes ces solutions ne sont pas toujours bien adaptées au milieu urbain.

Selon l'étude AEC-SERMET, un prix cible de 80 €/MWh_{HT} permettrait l'émergence de réseaux de chaleur à valorisation de chaleur fatale compétitifs en ville. Cette compétitivité dépend largement de la fiscalité carbone et des subventions. Dans les arbitrages à effectuer dans le cadre de synergie entre un réseau de chaleur et les autres réseaux, il faut tenir compte, d'une part, du bénéfice de la valorisation d'une énergie fatale, de la réduction du coût de traitement des déchets associée et de l'impact du verdissement de l'énergie et, d'autre part, des coûts échoués sur les réseaux de gaz identifié à 150 €/mètre linéaire de réseau de chaleur lorsqu'il est créé dans une zone où préexiste un réseau de gaz.

Le soutien aux réseaux de chaleur *via* le Fonds chaleur géré par l'Ademe, atteint, en 2020 un montant significatif avec 350 M€ engagés, avec une grande part mobilisée sur les réseaux de chaleur (39 % de l'enveloppe). Mais la contribution du Fonds chaleur, unanimement appréciée, est, de l'avis général, encore insuffisamment calibrée, malgré l'augmentation significative de sa dotation au regard de l'objectif fixé par la loi Grenelle 2⁵³ en 2020, réalisé à hauteur seulement de 60 % (entre 3 et 3,5 TWh réalisés contre un objectif fixé à 8 TWh/an). Le bilan doit également être nuancé au regard du type de projets financés. Ainsi, de nombreuses capacités de production d'EnR&R sont financées par le Fonds à partir d'extensions de réseaux existants et l'engagement de la totalité du Fonds chaleur est aussi porté par l'augmentation des montants d'aides.

⁵¹ Un réseau de chaleur est dit « *vertueux* » s'il est alimenté à plus de 50 % par les EnR&R. Le plan d'action du Gouvernement prévoit de relever ce seuil à 55 % en 2025 et 60 % en 2030.

⁵² *Source : Réseaux de chaleur et de froid alimentés par des EnR&R, Stratégie et perspectives de développement de la filière en France à l'horizon 2050, Impact économie, social et environnemental, juillet 2020.*

⁵³ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 *portant engagement national pour l'environnement*, dite « Grenelle 2 ».

De plus, il serait utile d'engager une révision de l'approche du Fonds chaleur qui prône la compétitivité des réseaux de chaleur vis-à-vis des réseaux de gaz sans intégrer la problématique de l'intérêt global de l'ensemble du système énergétique et la nécessité de l'évitement des subventions croisées ou mal dimensionnées.

2.3. L'intégration des services publics d'eau et d'assainissement gagnerait à être renforcée dans les schémas de couplage

En troisième cercle en termes de potentiel de couplage et de complémentarité entre réseaux, se trouvent les Services publics d'eau et d'assainissement (SPEA) et la valorisation de leurs déchets, dans une approche mutualisée que prônent les Stadtwerke⁵⁴ allemands. Dans une logique d'économie circulaire, mais également de réduction de la pollution des sols, ils apportent une source d'énergie peu chère qui serait perdue autrement, aux réseaux de chaleur en particulier, mais aussi de gaz et plus marginalement d'électricité. Cependant, un certain nombre de freins réglementaires et une maturité moindre des technologies de couplages limitent aujourd'hui le potentiel et l'intérêt de cette complémentarité.

2.3.1. Les SPEA représentent des leviers de transition énergétique encore sous-exploités

Les SPEA totalisent 878 000 kilomètres de canalisation pour la distribution de l'eau potable, connectés à plus de 20 000 stations d'épuration (STEU)⁵⁵. Chacun de ces services revêt le caractère d'un service public industriel et commercial local, d'où une gestion très territorialisée avec grande variété de tailles et de prix, acquittés par les usagers en fonction du service rendu.

Les SPEA sont identifiés dans les PCAET comme des leviers de transition énergétique dans les 14 plans étudiés par Amorce. Le cycle de l'eau constitue en effet le 3^{ème} poste des émissions carbonées des collectivités territoriales et le 4^{ème} poste de dépense énergétique.

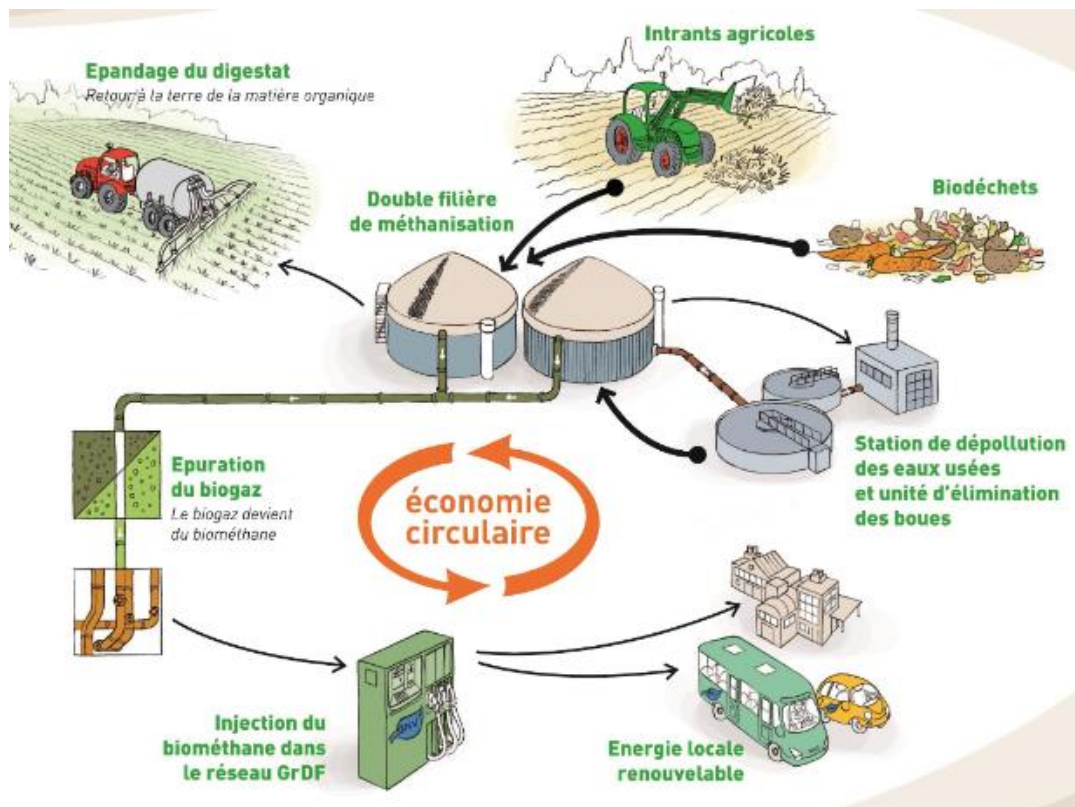
Du point de vue des opérateurs de SPEA, l'énergie représente 20 à 25 % des coûts d'exploitation. Il est dans leur intérêt de les maîtriser en jouant sur la consommation d'électricité des usines et de leurs réseaux. La conception des mesures de sobriété énergétique suppose cependant de connaître et diagnostiquer l'état des réseaux, ce qui est une gageure en l'absence de données disponibles à la maille de la concession et des données de référence disponibles selon les tailles de STEU. En effet, les fuites d'eau potable, demeurent très significatives, à hauteur de 20 % des flux en circulation, et les infiltrations importantes dans les réseaux d'assainissement, à l'origine d'un surcroît inutile de pompage et de traitement, qui alourdit la facture énergétique globale. Certains territoires, par exemple le conseil départemental de Seine-Saint-Denis ont lancé une initiative de diagnostic de performance énergétique des SPEA, afin de fixer des objectifs de traitement spécifiques dans les concessions.

⁵⁴ Littéralement « *atelier municipal* », le Stadtwerke est une entreprise communale de statut public ou mixte qui prennent en charge généralement la distribution d'électricité, de gaz et d'eau, mais également les transports urbains, la collecte et le traitement des déchets urbains, etc.

⁵⁵ Source : eaudefrance.fr.

Les opérateurs des SPEA tirent également profit de la valorisation des boues des stations d'épuration pour produire du biogaz, par le développement de l'hydroélectricité ou par la récupération de chaleur sur les réseaux d'assainissement grâce à des pompes à chaleur. Le coût de la chaleur vendue par les unités de valorisation énergétique aux réseaux de chaleur est très compétitif, autour de 10 à 25 €/MWh.

Le modèle de l'économie circulaire du traitement des déchets en milieu urbain



Source : 23^{ème} forum des collectivités locales, Ensemble 77.

Les potentiels de couplage des SPEA avec les réseaux énergétiques sont variés : optimisation des consommations énergétiques et de couplage avec les réseaux d'électricité par la mobilisation de services de flexibilité électrique, valorisation des boues d'épuration par la production de biogaz, transfert thermique de la chaleur fatale vers les réseaux de chaleur. À titre d'exemple pour ce dernier type de couplage, à Roquebrune-Cap Martin (Alpes-Maritimes), la récupération de chaleur issue du fonctionnement des réseaux d'assainissement assure les besoins de chaleur et de froid à hauteur de 1 200 MWh/an pour un éco-quartier de 20 000 m².

Les opportunités de valorisation de proximité sont par ailleurs fréquentes au voisinage d'équipements hydrauliques, à l'échelle de quartiers (exemple de la STEU de Saône-Beujolais, voisine d'un projet d'éco-quartier de 10 000 m²) ou même d'équipements municipaux (centre nautique de la communauté urbaine d'Arras situé à proximité d'un bassin d'eaux usées ; rénovation d'un gymnase à Metz près d'un réservoir d'eau potable).

Afin de satisfaire les besoins de chauffage, le couplage avec les réseaux d'eaux usées a donné des résultats positifs (Paris, Brest, Métropole européenne de Lille, Saclay), en particulier lorsqu'il inclut des dispositifs de stockage thermique, soit avec les réseaux de chaleur alimentés en bois, déchets, géothermie ou chaleur fatale, soit avec les réseaux de gaz (cogénération et micro-génération, production de biogaz, avec des expérimentations en matière de gazéification hydrothermale, pompes à chaleur), voire par la trigénération⁵⁶ à partir de bois.

Toutefois, les investissements nécessaires à cette fin ont un coût qui dépasse fréquemment la rentabilité attendue par l'opérateur de SPEA. Ce coût doit donc être intégré aux stratégies énergétiques des territoires, et soutenu par d'autres acteurs, en tenant compte des externalités positives qu'il est susceptible de porter.

2.3.2. Des couplages sont possibles avec les SPEA pour la valorisation des déchets

Concernant plus particulièrement la production de biogaz à partir de boues de stations d'épuration, la méthanisation des biomasses humides (déchets fermentescibles⁵⁷, boues de stations d'épuration) présente un réel potentiel de complémentarité, estimé par GRDF à 10 TWh à l'horizon 2050. Le traitement des effluents d'élevage et des boues d'épuration présente cependant des désavantages relatifs en raison d'opérations préalables parfois nécessaires de dessiccation, voire de séchage, qui sont énergivores et pèsent sur l'empreinte carbone globale. Le modèle économique de ce schéma de traitement est susceptible d'être renforcé par une meilleure valorisation des coproduits issus de ces installations (retour au sol des digestats en remplacement de fertilisants chimiques) et par un environnement fiscal favorable⁵⁸.

La filière gazière souligne également l'intérêt de nouvelles techniques de valorisation des déchets, appelées à se développer de manière significative à l'horizon 2050. Il peut donc être opportun, dans ce cadre, d'encourager le processus de gazéification hydrothermale, encore au stade de l'expérimentation, mais qui offre des perspectives, notamment pour le rayonnement international de l'expertise française. La gazéification hydrothermale permet de traiter des biomasses liquides sous statut de déchets ou de résidus riches en matière organique. Cette technique permet de valoriser une plus large catégorie d'intrants et de produire du méthane et de l'hydrogène. Elle présente des atouts en termes de santé et d'environnement, car elle élimine les bactéries, virus et pathogènes et assure la conversion des microplastiques en gaz.

⁵⁶ La trigénération est un procédé permettant de produire et valoriser simultanément de l'énergie électrique, de l'énergie mécanique et de l'énergie thermique. Les systèmes recourant à ce procédé valorisent différentes formes d'énergies et atteignent généralement de hauts rendements.

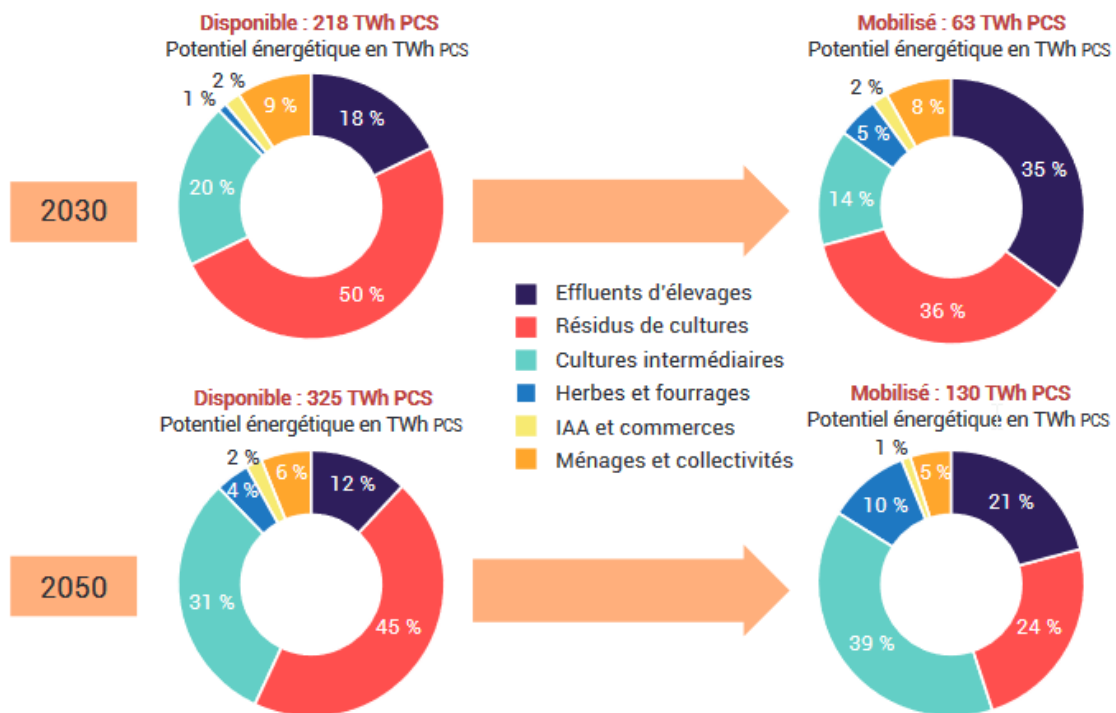
⁵⁷ Effluents d'élevage (lisiers, fumiers agricoles, etc.), résidus de cultures (pailles, menues-pailles, poussières de céréales, cannes de maïs, etc.), couvertures végétales pendant les périodes d'inter-cultures (cultures intermédiaires à vocation énergétique, herbes, fourrages, etc.), déchets alimentaires des particuliers et de la restauration collective, déchets des industries agro-alimentaires, etc.

⁵⁸ Par exemple la poursuite de l'exonération de TICGN du biométhane remise en cause par le PLF 2021, la différenciation du bioGNV vis-à-vis du GNV en matière de soumission à la TICPE.

GRTgaz estime son potentiel à l'horizon 2050 à 58 TWh, voire 138 TWh⁵⁹ ; ce volume correspondrait au traitement de 20 % des lisiers et des fumiers disponibles, 30 % des digestats et 40 % des boues de STEU.

D'autre part, la pyrogazéification⁶⁰ de bois et de combustibles solides de récupération comme les résidus agricoles et sylvicoles s'avère un couplage intéressant en ville, notamment pour les centres d'incinération d'ordures ménagères. L'unité de valorisation doit alors être située à moins à une dizaine de kilomètres du réseau de transport ou de distribution de gaz pour en assurer la rentabilité économique. Si elle présente un potentiel de couplage avec les trois principaux réseaux (cogénération pour l'électricité, chaleur fatale pour les réseaux de chaleur et biogaz pour les réseaux de gaz), le gisement des combustibles solides de récupération, demeure cependant limité⁶¹.

La répartition des gisements disponibles et mobilisés en méthanisation en 2030 et 2050



Source : Ademe (2108), INRA.

⁵⁹ Source : Étude de GRTGaz, Enea consulting, *Potentiel de la gazéification hydrothermale en France*, octobre 2019.

⁶⁰ Procédé thermo-chimique consistant à produire du gaz en chauffant soit du bois soit des combustibles solides de récupération chauffer les déchets à une température comprise entre 800 et 1 500 °C en absence d'oxygène, donc sans combustion, afin de décomposer la matière en différentes molécules gazeuses, qui seront alors recombinaées par méthanation pour produire un gaz injectable dans les réseaux existants.

⁶¹ Représentant aujourd'hui 360 000 tonnes, l'objectif est de multiplier leur volume par 7 d'ici 2025, afin de produire 3,5 TWh d'énergie.

Les techniques de méthanisation, de pyrogazéification et de gazéification hydrothermale sont porteuses d'externalités positives : réduction du volume de déchets non valorisés ; production d'une énergie d'origine locale, accompagnement des gestes environnementaux (tri des biodéchets, réductions des plastiques), optimisation de la valorisation des biodéchets et renforcement des logiques d'économie circulaire.

2.3.3. La valorisation des déchets des STEU reste cependant freinée par une réglementation défavorable à la filière

En premier lieu, la réglementation reste particulièrement restrictive pour le développement de l'activité de valorisation des déchets. En particulier le décret dit « *cinq flux* »⁶² exerce une influence sur la qualité et la quantité de déchets susceptibles d'être valorisés. Il n'est ainsi plus possible, depuis 2016, de mélanger des déchets organiques, issue par exemple de l'agriculture, avec des boues de station d'épuration dans un méthaniseur. Les acteurs de marché anticipent également une prochaine modification de la réglementation des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA) dans le domaine de l'eau interdisant tout mélange de déchets, qu'ils soient ou non soumis à une obligation de tri à la source. De manière plus structurelle, la hiérarchie des modes de traitement des déchets résultant du droit de l'Union européenne⁶³ et fixé à l'article L. 541-1 du code de l'environnement range la valorisation énergétique à des niveaux subsidiaires au regard de l'écoconception, la réutilisation et le recyclage.

En deuxième lieu, il existe une grande ambiguïté du corps social en ce qui concerne la valorisation des déchets, expliquant la faiblesse du nombre de nouvelles installations depuis 20 ans ainsi que la distance importante qui les sépare des villes. Cette situation constitue un frein à la valorisation thermique (récupération de chaleur fatale par pompe à chaleur ou par un réseau de chaleur urbain). Dans ce contexte, les opérateurs ont concentré leurs efforts sur l'accroissement de la performance énergétique des unités de valorisation existantes.

En troisième lieu, la valorisation industrielle est davantage développée que la valorisation aux fins de chauffage collectif en milieu urbain. Car, dans un contexte d'incertitude sur l'évolution des prix et de la fourniture en combustibles solides de récupération, il est compliqué, à la fois, pour une collectivité de s'engager auprès d'un industriel dont elle ignore la pérennité de l'activité et pour un industriel de s'engager auprès d'une collectivité dont les besoins en énergie issue de déchets peuvent varier. Parmi les options envisageables, un fonds de garantie pour la filière des combustibles solides de récupération pourrait être créé afin de garantir la sécurisation de la fourniture en matière première.

⁶² Il s'agit de l'article D. 543-226-1 du code de l'environnement, issu du décret n° 2016-288 du 10 mars 2016 *portant diverses dispositions d'adaptation et de simplification dans le domaine de la prévention et de la gestion des déchets*, aux termes duquel « *Il est interdit de mélanger des biodéchets triés par leur producteur ou détenteur avec d'autres déchets n'ayant pas fait l'objet d'un même tri* ».

⁶³ Directive cadre n° 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 *relative aux déchets*.

Enfin, en l'état des règles relatives à la décentralisation, le modèle mutualisé et intégré des Stadtwerke ne peut être reproduit en France, ce qui limite les possibilités d'intégration des réseaux d'énergie et d'eau à des coopérations entre acteurs locaux sur la base du volontariat.

2.4. Les potentialités de valorisation des services de flexibilité des activités tertiaires restent encore peu exploitées

Au sein d'un quatrième cercle, le plus éloigné de la maturité technologique, se trouvent les couplages à des fins de flexibilité des bâtiments et des activités tertiaires en milieu urbain, au bénéfice en particulier du réseau électrique, pour lesquels des gisements existent, en particulier dans les « *écoquartiers* » mais qui restent assez peu exploités, compte tenu du développement encore embryonnaire de l'identification, de l'exploitation et de l'offre de ces services. Les couplages évoqués précédemment ne pourront se développer sur la seule base de la rémunération de la flexibilité, mais celle-ci peut contribuer à leur rémunération, compte tenu des gisements existants en milieu urbain notamment dans le secteur tertiaire.

2.4.1. Les nouveaux quartiers à haute performance environnementale sont à l'avant-garde de la ville durable

Une politique de construction de nouveaux quartiers à haute performance environnementale constitue, avec la rénovation du parc ancien, aux fins notamment d'une meilleure isolation, un appui complémentaire aux développements des couplages, pour contenir les coûts des renforcements des réseaux.

Il convient tout d'abord de porter une juste appréciation sur la portée de ce levier d'action : la rénovation du parc ancien ne concerne qu'un pourcent de celui-ci chaque année, et le taux de constructions nouvelles représente également seulement un pourcent par an du parc national. Cependant, il faut tenir compte de l'effet de levier potentiel d'une politique de construction et de rénovation Haute qualification environnementale (HQE). Celle-ci peut influencer fortement, en tant que « *tête de pont* » de la ville durable, les usages en ville (mobilité douce ou électrique, encouragement à la sobriété énergétique, autoconsommation, communautés énergétiques citoyennes, etc.), l'appropriation citoyenne et l'acceptabilité sociale de techniques sobres en énergies carbonées.

**Un premier bilan des écoquartiers,
« pointe avancée de la ville durable en France »**

Sur 637 projets, 137 sont aujourd'hui achevés, dont 6 seulement depuis plus de 3 ans. Ces programmes, conduits conjointement avec d'autres initiatives poursuivant partiellement les mêmes objectifs, tels que les territoires à énergie positive ou les contrats de transition énergétique relèvent d'une démarche plutôt que d'un référentiel comportant des cibles précises. Ils constituent le lieu d'expérimentation d'une certaine fabrique de la ville permettant de croiser la logique de l'aménageur, de l'urbaniste avec celle, parfaitement distincte en principe, du planificateur des réseaux, sur plusieurs années, à l'échelle des territoires. Le ministère de la transition écologique a mis en place un suivi de l'engagement des collectivités en faveur de pratiques d'aménagement plus durables et une labélisation « *Démarche Ecoquartier* » officialisant ces initiatives⁶⁴.

Cependant, la rencontre entre l'urbanisme, la planification des transports et la transition énergétique n'a pas encore véritablement eu lieu, compte tenu de logiques et de modèles économiques par nature profondément différents. De plus, la cinétique de ce secteur reste lente, l'habitat étant un bien de long terme : les choix faits sont porteurs de conséquence sur le temps long. Toute solution d'optimisation faite aujourd'hui continue *a priori* de produire ses effets dans la durée de vie du bâtiment.

L'objectif de l'aménageur est de commercialiser du foncier et des bâtiments, et donc de bâtir un quartier attractif pour les habitants, résidentiels ou professionnels, à moindre coût de construction et d'aménagement. Cet objectif est poursuivi à une échelle relativement réduite, celle d'une ZAC, assez peu représentative des enjeux économiques, sociaux et territoires à l'échelle de la ville. De plus, même les opérations labellisées en tant qu'écoquartiers ne sont pas nécessairement les plus innovantes en termes de transition énergétique.

Pour les constructeurs et les aménageurs, le référentiel actuel privilégie la sobriété, le niveau de performance thermique des bâtiments et le respect des normes techniques, avec pour leviers la réglementation thermique des bâtiments, et l'isolation. La préoccupation d'efficacité énergétique ne vient qu'au deuxième rang et la production d'EnR&R, qu'en dernier rang et non de manière systématique. La mobilisation des ressources se concentre de ce fait sur les agencements fonctionnels et spatiaux plutôt que sur l'optimisation de l'infrastructure énergétique. De même l'effet de l'étalement urbain, consécutif de la densification des grands centres urbains, de l'augmentation du prix du foncier et du développement de nouveaux quartiers en périphérie, induit des consommations énergétiques supplémentaires en termes de transports qui ne sont pas systématiquement anticipées.

Le modèle économique de l'aménagement est, en outre, *a priori* peu conciliable avec l'intégration de l'objectif de contribution à la transition énergétique.

⁶⁴ Voir notamment la Charte EcoQuartier 2021 sur le site du ministère de la transition écologique.

Ainsi, l'énergie solaire thermique pour les besoins du chauffage d'eau chaude sanitaire soulève des difficultés de gestion et d'entretien au niveau des copropriétés et consomme du bâti qu'il est plus rentable de commercialiser sous forme de logement ou de bureau. Les évolutions des tarifs de rachat de l'énergie photovoltaïque ont dissuadé, pendant un temps, les nouvelles installations, pour lesquelles un intérêt renaît toutefois dans le cadre de projets d'autoconsommation collective. Le raccordement au réseau de chaleur dépend de décisions publiques à une échelle plus vaste que celle des écoquartiers, pour des coûts variables et délicats à évaluer ex ante à l'échelle de la ZAC. Il reste, en outre, peu compatible avec l'objectif de commercialisation lorsque l'alimentation est assurée par la biomasse. L'alimentation par le réseau public traditionnel d'électricité demeure, aux yeux de l'aménageur, plus simple à manier que la cogénération, qui ne présente pas de valeur ajoutée commerciale. Lorsqu'ils envisagent l'alimentation en EnR&R, les aménageurs privilégient la géothermie, qui ne consomme pas de bâti et qui est pourvoyeuse de recettes pour le secteur du BTP.

À ces difficultés structurelles s'ajoutent des freins en termes de disponibilité des données sur l'état des réseaux (électricité, gaz naturel, chaleur, récupération), leur capacité à absorber les nouveaux besoins nés de l'aménagement et les coûts supplémentaires induits.

L'accès à ces données, à l'occasion de la conception d'un écoquartier, peut en revanche constituer un levier pour mener un diagnostic à l'échelle plus large de la ville.

2.4.2. Une mise en cohérence est nécessaire entre politiques d'urbanisme, d'aménagement et énergétique

Les problèmes identifiés entre aménagement et efficacité énergétique à l'échelle des écoquartiers, se retrouvent plus largement à l'échelle de la politique d'urbanisme du territoire tout entier. Car, il faut rappeler qu'un logement neuf sur deux se construit en dehors de toute maîtrise d'ouvrage publique ou de grand groupe privé.

Pour l'instant les expériences réussies l'ont été sur la base d'une initiative volontariste locale et d'une ambition claire et partagée en termes d'autonomie énergétique ou de neutralité carbone, avec un soutien citoyen et des SEM innovantes, par exemple, à la faveur de la renégociation d'une concession ou d'une DSP ou d'une échéance contractuelle. Le facteur déclenchant de telles initiatives peut être un audit de performance énergétique des bâtiments (quartier des Batignolles) ou de maintenance, dans le contexte d'une extension du bâti (quartier de La Défense).

Un des problèmes principaux, développé en deuxième partie de ce rapport, tient au fait que les documents de planification en matière énergétique ne sont pas suffisamment prescriptifs et ne s'imposent pas aux documents d'urbanisme. Le renforcement du lien entre PCAET et PLU ou PLUi s'avère ainsi indispensable.

Plus généralement, il semble nécessaire de renforcer les liens entre politiques énergétiques et politique d'urbanisme. Plusieurs pistes de travail ont été identifiées par les acteurs de la filière.

À l'échelle locale, des cibles incitatives, spécifiques aux nouveaux quartiers (performance en termes d'émissions de CO₂, par exemple : - 40 % par rapport au reste de la ville, ou des objectifs représentant le double de ceux de la SNBC) pourraient être fixées au stade du cahier des charges par les collectivités pour déclencher un diagnostic des réseaux en même temps que celui du terrain. Cela permettrait l'évaluation systématique des potentiels de mutualisation, par exemple la récupération de la chaleur fatale des eaux usées, l'installation de pompes à chaleur sur les réseaux d'eau non potable, le raccordement à un réseau de chaleur. Pour renforcer l'appropriation citoyenne de ces enjeux, la mobilisation des communautés d'énergie renouvelables et citoyennes permettrait de sensibiliser leurs membres aux questions d'optimisation des réseaux.

Au niveau national, il serait pertinent de faire le bilan des expérimentations associant la Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) pour favoriser le dialogue entre collectivités territoriales, aménageurs et opérateurs du secteur de l'énergie, dont la stratégie est davantage nationale que locale. Enfin, l'inclusion dans les programmes des écoles d'architecture d'une formation aux questions de performance énergétique et le développement de formations communes aux aménageurs, urbanistes et opérateurs énergétiques encouragerait le dialogue et une meilleure compréhension entre ces professions.

2.4.3. Les services de flexibilité, développés principalement pour les consommateurs industriels, pourraient également se diffuser en milieu urbain

Au-delà de la question de la performance énergétique du bâti, la valorisation des services de flexibilité, forme de gestion active de la consommation, est appelée à croître fortement à partir de 2030, en raison de la hausse de la variabilité des besoins et des sources de production intermittentes, en particulier de la part du réseau électrique, sous l'effet de la conjonction de plusieurs facteurs : l'essor de la mobilité électrique, avec un parc attendu de 16 millions de véhicules en 2035, le triplement de la production d'électricité photovoltaïque et le doublement de celle des éoliennes terrestres prévus pour 2025, ainsi que les effets de la nouvelle réglementation RE 2020, qui accroîtra le phénomène de pointe hivernale, en encourageant indirectement le recours au chauffage électrique.

Deux types de gestion active de la consommation se distinguent : celle à la main du consommateur lui-même en lien avec le pilotage des nouveaux usages et celle à la main de l'opérateur, communément appelée effacement diffus.

S'agissant de la flexibilité de la demande en électricité, celle-ci pourrait être en partie induite par une tarification davantage différenciée en fonction du prix de revient de la production et de l'acheminement de l'électricité au cours de la journée, afin que chacun soit incité à la consommer au moment où elle est le plus largement disponible. Cela implique que les fournisseurs d'électricité différencient leurs tarifs en fonction de la congestion de la production, ce qui est désormais possible avec les compteurs de type *Linky*, voire que la CRE envisage un TURPE différencié sur ces critères.

Concernant de l'effacement diffus des consommations électriques des ménages, celui-ci contribue, selon la définition qu'en donne l'Ademe, à l'équilibre du réseau électrique et apporte potentiellement de nombreux bénéfices : diminution de la demande d'électricité en période de pointe, diminution du recours à la production d'électricité par centrales thermiques, diminution des contraintes d'acheminement sur le réseau électrique et une meilleure insertion des énergies renouvelables sur le réseau. L'effacement peut aussi permettre des économies d'électricité pour les consommateurs, au moyen de coupures d'alimentation du chauffage et de l'eau chaude sanitaire quelques minutes par heure. Cette coupure serait imperceptible pour le consommateur et permettrait de réaliser une économie moyenne de l'ordre de 5 à 8 % de la consommation totale journalière d'électricité⁶⁵.

Pour l'heure, les gisements existent mais restent assez peu exploités. Une étude de l'Ademe en date de 2017⁶⁶ estime que certains secteurs représentent un intéressant potentiel technique d'effacement : immeubles de bureaux ou bâtiments publics (constituant plus de 50 % du gisement technique tertiaire soit 1,4 GW), grand commerce alimentaire (20 % du gisement tertiaire), traitement de l'eau (20 % du gisement tertiaire) et grands centres de conservation de données numériques (*data centers*).

Le modèle économique n'est cependant pas encore abouti⁶⁷. S'agissant spécifiquement de leur rémunération, Enedis évalue la valeur de la flexibilité locale des couplages (par exemple les pompes à chaleur qui permettent de faire de l'effacement ou le *power-to-gaz* comme solution de stockage) à un report d'investissements allant de 0 à 24 €/kW par an⁶⁸. Mais pour toutes ces solutions de couplage, leur principal intérêt ne réside pas dans la flexibilité, qui représente une valeur complémentaire au regard des intérêts premiers de ces couplages (décarbonation, production d'hydrogène, production d'EnR, etc.).

Le développement des services de flexibilité suppose que la collectivité territoriale, par sa politique d'urbanisme, soit en mesure d'encourager la mixité des usages, en termes de nature d'usage, de volumes de consommation, d'horaires de consommation, de thermosensibilité.

La révélation et l'exploitation des flexibilités suppose que le gestionnaire de réseaux engage les conditions d'un dialogue fructueux avec les collectivités territoriales et les acteurs du secteur tertiaire.

⁶⁶ Source : L'effacement de consommation électrique en France – Évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine, Ademe, CEREN, E-Cube Stratégie consultants, 2017.

⁶⁷ Les sources de ces difficultés sont encore enjeux de débats : structure de rémunération ? niveau d'entrée pour participer au marché ? règles de contrôle de l'effacement ? etc.

⁶⁸ Source : Webinar Flexibilité locales – Présentation des recensements d'intérêts, Enedis, novembre 2019.

À cet égard, dans la recommandation n° 26 de sa délibération du 12 juin 2014 *sur les réseaux intelligents*⁶⁹, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'étudier les mécanismes qui permettraient la mobilisation des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité et cohérent avec les dispositifs tarifaires. Des avancées ont été menées en ce sens par les gestionnaires de réseaux. Enedis a notamment lancé des appels d'offres pour mobiliser les flexibilités locales. Si la plupart des opportunités pour augmenter les capacités des EnR dans les réseaux électriques ont été identifiées dans les zones rurales, certaines villes présentent un fort potentiel, notamment Paris⁷⁰ et la zone « *Boucle de Marne* »⁷¹.

L'existence éventuelle de réseaux fermés de distribution, de réseaux internes des bâtiments et de production locale d'énergie, ainsi que de capacités de stockage local⁷² pourrait être intégrée à ces diagnostics. Sans préjudice de la fonction assurantielle des réseaux publics d'électricité, l'existence de tels réseaux est de nature à dégager des gains de capacité des réseaux électriques. Les ELD, en tant qu'opérateurs par nature locaux, pourraient naturellement être les promoteurs de « *démonstrateurs* » de scénarios d'optimisation locale multi-énergies.

La révélation de flexibilités dans le tertiaire semble prometteuse, mais se heurte pour l'heure à l'absence de modèle économique suffisamment attractif au niveau local ainsi qu'à l'insuffisante mixité des quartiers.

2.4.4. Les réseaux d'énergie intelligents, ou *Smart grids*, représentent une première étape de l'optimisation des réseaux énergétiques en milieu urbain

Les *Smart grids*, ou réseaux électriques intelligents, représentent une première étape dans le couplage et l'optimisation des réseaux. Ils améliorent l'efficacité énergétique des installations de production d'EnR&R, la résilience des réseaux, la maîtrise des dépenses courantes et minimisent les risques de baisse de tension sur les réseaux électriques.

Les *Smart grids* s'articulent également avec les réseaux gaziers et thermiques. Par exemple, la ville de Simmering, en Autriche, combine un réseau de chaleur fonctionnant en cogénération avec une unité de valorisation énergétique des déchets et un stockage thermique. La pompe à chaleur assure une interface entre ces différents réseaux⁷³.

⁶⁹ Délibération de la CRE du 12 juin 2014 *portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension*.

⁷⁰ Source : <https://flexibilites-enedis.fr/zones/2021-paris-breteuil>.

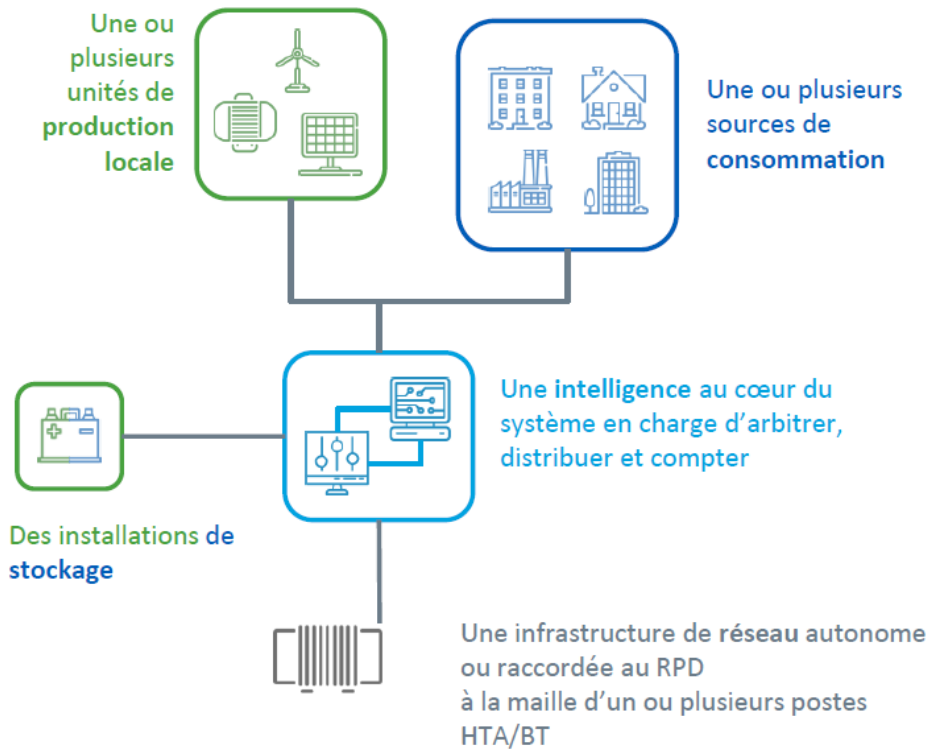
⁷¹ Source : <https://flexibilites-enedis.fr/zones/2021-flex-boucles-de-marne>.

⁷² Le stockage thermique de chaleur et de froid (par l'eau chaude, le sel fondu ou des lits de zéolithe) présente des avantages majeurs à des coûts très modérés, en favorisant le lissage infra-journalier et le couplage avec le réseau d'électricité.

⁷³ Source : <https://positionen.wienenergie.at/en/articles/the-vienna-model/>.

En France, des projets locaux permettant un pilotage journalier des variations sur le réseau électrique grâce aux *Smart grids* voient le jour, comme Nice Smart Valley, Saclay, Nanterre Cœur université, Vivacité à Grenoble, Lyon lab confluences, ainsi que des projets de « *raccordements intelligents* » combinant investissements et exploitation de gisements de flexibilité (*Smart grid* Vendée).

Schéma d'un système « intelligent » de production, consommation, stockage comptage et distribution d'électricité, relié à une infrastructure de réseau autonome ou raccordé au réseau public de distribution (RPD)



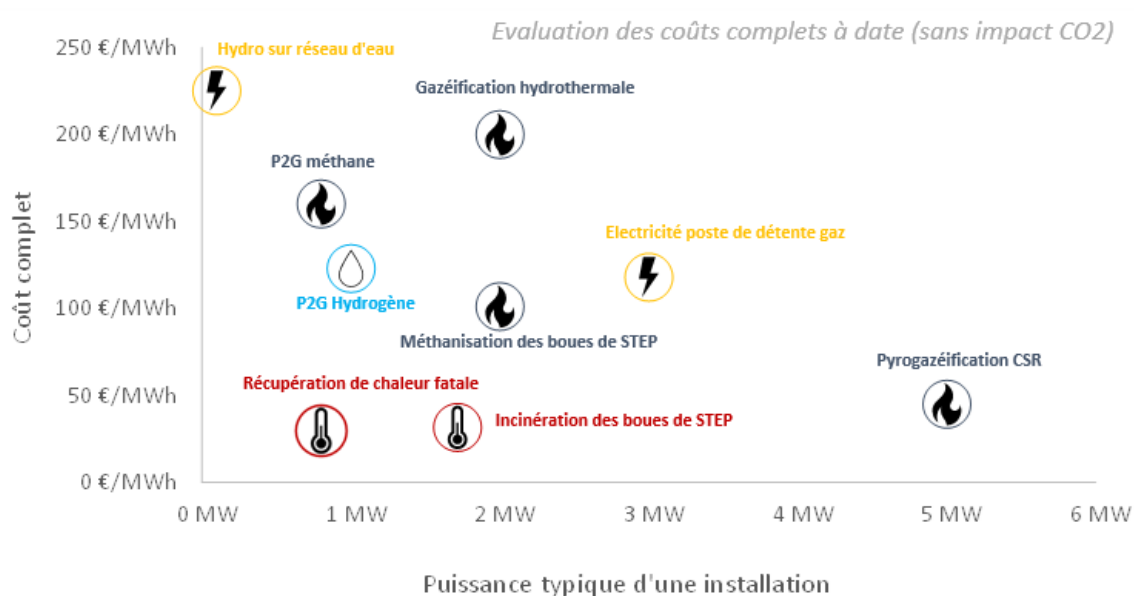
Source : Enedis, présentation au groupe de travail n° 2, 2020.

Pour encourager l'exploitation des gisements de flexibilité, il convient de combiner des outils de type *Smart grids*, des solutions de stockage, pour diminuer la consommation d'électricité de pointe et par conséquent les besoins de renforcement du réseau électrique.

Ces leviers d'action peuvent se combiner avec d'autres outils : une gestion plus intelligente de la pointe journalière, à condition de disposer de signaux de marché suffisamment efficaces et performants (par exemple, pour la recharge de véhicules électriques), des solutions techniques d'articulation entre les réseaux, telles que les pompes à chaleur, des mécanismes de stockage (batteries associées au photovoltaïque, stockage thermique ou chimique) et une plus grande agrégation des gisements de flexibilité, facilitée par la mixité des quartiers et l'implantation de nouveaux ensembles immobiliers.

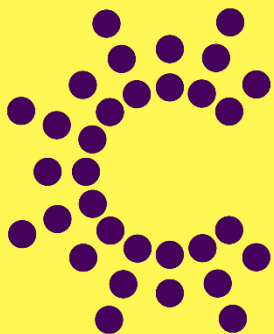
En conclusion de cette première partie, plusieurs constats peuvent être dressés. D'une part, il ressort nettement des échanges du groupe de travail et des recommandations de l'étude AEC-SERMET commanditée par la CRE que la priorité doit être donnée, en milieu urbain, aux réseaux de chaleur intégrant la chaleur fatale et le gaz renouvelable, issu notamment de la valorisation des déchets ou des boues de STEU. D'autre part, les couplages entre réseaux de gaz et d'électricité reposent sur des technologies encore insuffisamment matures qui nécessiteront, pour être développées à grande échelle, la baisse de leurs coûts d'exploitation et l'adaptation de la fiscalité carbone. Enfin, s'il existe d'importants gisements de flexibilité en ville et si la technologie *Smart Grids* est prometteuse, le modèle économique de ces services n'est pas encore suffisamment abouti pour une diffusion large.

Analyse coût/bénéfice des solutions de couplage



Source : *Étude économique sur le couplage des réseaux urbains, AEC-SERMET, mai 2021.*

Compte tenu de la dimension locale des solutions privilégiées, il est nécessaire de favoriser une approche territoriale des arbitrages permettant une plus grande synergie entre réseaux urbains.



DEUXIÈME PARTIE :

**LES LEVIERS D'ACTION IDENTIFIÉS AU SERVICE
D'UNE VISION INTÉGRÉE DES RÉSEAUX NÉCESSITENT
TOUTEFOIS D'ÊTRE COMPLÉTÉS ET PERFECTIONNÉS**

1. L'APPROPRIATION GRANDISSANTE DES ENJEUX PAR LES COLLECTIVITÉS ET LES CITOYENS SE HEURTE CEPENDANT À DE NOMBREUX FREINS

1.1. Les leviers d'actions sont nombreux et les initiatives locales se multiplient

1.1.1. L'appropriation citoyenne

Au cœur des enjeux de transition énergétique, se pose la question de la participation des citoyens à la transformation du modèle énergétique. Cela passe bien entendu par un changement dans les modes de vie et le développement de nouveaux usages (véhicules électriques, investissement dans de nouveaux modes de chauffage) et pose également la question de l'acceptabilité sociale des projets de méthanisation ou de parcs éoliens par exemple. Mais au-delà, se développe une démarche, encore à ses balbutiements en France, mais qui existe de longue date dans les pays d'Europe du Nord, de communautés énergétiques renouvelables, initiatives locales fondées sur la coopération et les investissements non spéculatifs dans le domaine des énergies renouvelables principalement du photovoltaïque et de l'éolien. La directive RED II, a, pour la première fois, donné une définition juridique aux communautés d'énergie renouvelable, qui a été transposée en droit national par l'ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021⁷⁴ aux articles L. 291-1 et suivant du code de l'énergie. D'après cette définition, les collectivités territoriales peuvent être membres de telles communautés, en tant qu'actionnaires, ce qui pourrait donc constituer un nouveau levier d'intervention et d'engagement local. En France, le mouvement « *Énergie partagée* » qui regroupe environ 20 000 personnes, fédère ces initiatives locales, à l'échelle nationale. À la différence d'une démarche de financement participatif, ce type d'initiative citoyenne suppose la participation des personnes à la gouvernance des projets.

Energitif, un exemple de communauté d'énergie renouvelable

Energitif est une société par actions simplifiée (SAS) au fonctionnement coopératif qui a pour objet de concevoir et de réaliser des centrales photovoltaïques à Paris, dont l'énergie produite est injectée entièrement dans le réseau électrique. Le projet est né en 2016, dans le cadre du budget participatif de la ville de Paris, avec l'objectif de favoriser l'implication des Parisiens dans la transition énergétique, au-delà du seul objectif de production qui reste assez modeste (quelques dizaines de mégawattheures). Le projet s'élève à 1 million d'euros d'investissement financé, d'une part, par la Ville de Paris et, d'autre part, par un collectif de 300 particuliers. Il a permis la mise en place de 15 centrales photovoltaïques dont 9 implantées sur le patrimoine municipal, principalement des bâtiments scolaires et 6 sur des immeubles de bailleurs sociaux pour 750 kW.

⁷⁴ Ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021 *portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 *concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, prise en application de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 *relative à l'énergie et au climat*.

Pour mener à bien ce projet, il a fallu lever plusieurs obstacles, en particulier, la difficulté à identifier et à sécuriser le foncier municipal en l'absence d'une connaissance fine du potentiel photovoltaïque du patrimoine municipal malgré l'existence d'un cadastre solaire qui n'est cependant pas adapté à la mise en œuvre opérationnelle. Un autre obstacle rencontré est la nécessité de respecter les règles de mise en concurrence qui ne sont pas adaptées à ce type d'appel d'offres très spécifique.

Pour multiplier ce type d'initiatives citoyennes, une dérogation à certaines règles de la commande publique, pour les appels d'offres que passent les collectivités pour se fournir en énergie, pourrait être bienvenue pour faciliter les projets de développement d'EnR prenant en compte le critère de participation citoyenne. Enfin, une révision des critères liés au bonus citoyen dans le cadre des appels d'offres apparaît nécessaire pour éviter des effets d'aubaine observés avant tout renforcement ou élargissement de ce bonus aux dispositifs d'appels d'offres ou hors appels d'offres.

De manière plus prospective, les modélisations réalisées par l'université Grenoble Alpes dans le cadre du projet Nexus Energy ⁷⁵, en partenariat avec l'Ademe, envisage l'hypothèse d'une mutualisation de la production et du stockage entre habitants réunis en coopératives, qui pourraient à leur tour s'associer pour partager les investissements et l'ingénierie et garantir la fiabilité de leur approvisionnement. Pour garantir cet approvisionnement, ces coopératives pourraient investir dans l'éolien et l'hydraulique en périphérie des villes et passer des conventions avec des bâtiments tertiaires qui ont des besoins différents.

Mais ce modèle présente des inconvénients, car il est fondé sur le volontariat et l'autoconsommation, dont l'impact sur les investissements nécessaires dans les réseaux électriques n'est pas encore pris en compte dans la stratégie d'investissement des opérateurs et, à ce stade, marginalement dans la tarification. L'autoconsommation présente également des surcoûts en termes de gestion et de traitement des données. Cette organisation serait dépendante de l'implication citoyenne fondée sur le volontariat. Si de telles initiatives peuvent voir le jour sans intervention des collectivités territoriales, la mobilisation de ces dernières est un atout majeur pour fédérer, organiser et diffuser les initiatives locales en matière énergétique sur tout leur territoire. D'une manière générale ces initiatives, bien que louables pour susciter l'engagement des citoyens dans la transition écologique, ne sont pas suffisantes pour répondre, à elles-seules, à l'ambition de la PPE et de la SNBC.

⁷⁵ Ce projet de recherche de l'université Grenoble Alpes, en partenariat avec l'Ademe, porte sur les scénarios possibles de transition énergétique par type d'acteurs de la ville. Il a permis de modéliser l'émergence d'entités intermédiaires de nature très diverse, qui interviennent entre les grands opérateurs et les consommateurs finaux, afin d'envisager le pilotage de l'énergie dans les espaces habités de demain. L'étude a permis d'analyser les différents jeux d'acteurs de la politique énergétique avec une modélisation de leurs logiques d'action, de collaboration et d'opposition. Chaque scénario prend l'hypothèse de l'émergence prépondérante d'un de ces acteurs (grandes entreprises, coopératives citoyennes, collectivités locales ou État prescripteur) et prend en compte le fonctionnement socioéconomique spécifique des acteurs, mais également des données scientifiques et économiques, comme la rareté de la ressource et le prix du stockage de l'énergie. Pour chaque scénario, des leviers de bascule ont été identifiés. Voir : www.nexus-energy.fr.

1.1.2. La mobilisation des collectivités territoriales

L'étude Nexus Energy⁷⁶ envisage également un scénario mettant les collectivités territoriales au centre de la politique énergétique, retenant la piste d'une maîtrise accrue par les intercommunalités du pilotage des énergies sur leurs territoires avec une spécialisation locale et une optimisation des différents réseaux. Parmi tous les scénarii envisagés, celui-ci apparaît comme le plus à même d'arriver à l'optimum économique et énergétique pour atteindre les objectifs de la transition énergétique, grâce à une complémentarité et des échanges accrus entre territoires.

Au-delà de la modélisation socio-économique, le constat, posé par l'ensemble des associations d'élus rencontrées dans le cadre de ce groupe de travail (Association des Régions de France, Assemblée des Communautés de France et France Urbaine) est celui d'une appétence grandissante des collectivités pour les questions énergétiques et les initiatives innovantes de plus en plus nombreuses dans ce domaine, en particulier la création de démonstrateurs, comme l'a montré le rapport du groupe de travail n° 2 du comité de prospective de la CRE d'octobre 2019, intitulé « *La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles* ».

Mais d'initiatives locales individuelles au potentiel de reproductibilité encore mal documenté, il est désormais essentiel de passer à un développement général et rationalisé de la production locale d'énergies, au travers des outils existants (SRADDET⁷⁷ et PCAET en premier lieu) de manière coordonnée avec les autres politiques locales (aménagement du territoire, planification urbaine, enjeux de déplacements, au travers des SCOT, PLU et PLUi et des PLH) sans laisser de côté des territoires qui seraient moins dotés en ressources, qu'elles soient financières, géographiques ou de compétence.

Plusieurs éléments accentuent cette dynamique vers une généralisation des initiatives locales en matière énergétique. En particulier, la nouvelle génération des outils de planification, notamment les schémas directeurs des énergies sont susceptibles de constituer un vecteur d'une rationalisation de la planification énergétique en lien avec la politique d'urbanisme et du logement.

⁷⁶ Pour en savoir plus : www.nexus-energy.fr.

⁷⁷ Le SRADDET fixe, en application de l'article L. 4251-1 CGCT, issu de la loi NOTRe, les objectifs de moyen et long termes sur le territoire de la région en matière notamment, de maîtrise et de valorisation de l'énergie.

Métropole lilloise : une stratégie énergétique conduite à l'échelle d'une métropole, exemple du volontarisme des collectivités

À l'occasion de la prise de compétences par la Métropole de Lille (MEL) comme chef de file de la transition énergétique sur son territoire, des objectifs environnementaux ambitieux ont été fixés dans le PCAET approuvé le 19 février 2021 : baisse de 45 % des gaz à effets de serre en 2030 et neutralité carbone en 2050, multiplication par deux de la production locale d'énergies renouvelables, baisse de la consommation d'énergie de 16 % en 2030.

En matière de gouvernance, la métropole a mis en place un Haut Conseil Métropolitain pour le Climat, composé de quatre collègues : communes, acteurs socio-économiques, experts et scientifiques, et citoyens. Un diagnostic a été réalisé en ce qui concerne les caractéristiques du territoire (fortement dépendant des importations et présentant une forte densité d'habitat, doté d'une excellente desserte par les réseaux de gaz et d'électricité, avec des réseaux de chaleur présents dans 6 communes), de la population (300 000 ménages en situation de précarité) et de son important potentiel de récupération de chaleur (incinération de déchets à Halluin).

À la lumière de ces éléments, le conseil de la Métropole a choisi de développer une « *autoroute de la chaleur* » consistant au raccordement de l'incinérateur de déchets d'Halluin aux réseaux de chaleur de Lille, Roubaix, Mons-en-Barœul, Villeneuve d'Ascq et six autres communes. L'énergie produite par le centre de valorisation des déchets (CVE) permettra d'alimenter ces réseaux de chaleur urbains à plus de 65 % par une énergie renouvelable ou de récupération, soit l'équivalent de l'achat de 5 millions d'euros de gaz par an, au bénéfice de 50 000 à 70 000 logements et pour une économie d'émissions de CO₂ de 50 000 tonnes par an.

Ce projet contribuera à l'amélioration de la qualité de l'air en diminuant fortement les émissions de particules fines liées à la combustion de charbon en permettant la mise en extinction définitive de la centrale à charbon du Mont de Terre à compter de 2021. Cette énergie, indépendante du prix des énergies fossiles, et bénéficiant d'une TVA à taux réduit, est à coût maîtrisé.

La quantification des coûts et gains espérés a été évaluée par les services techniques de la MEL dans le cadre d'un dialogue avec les candidats à la reprise de l'exploitation du CVE et du réseau de chaleur. Une modélisation de l'impact sur les postes sources⁷⁸ a été réalisée par Enedis à la demande de la MEL, en tenant compte de plusieurs paramètres telle que l'impact des puissances réservées pour les secours et en anticipant de futurs leviers potentiels d'optimisation énergétique (augmentation du taux d'énergies renouvelables, développement des services de flexibilité, etc.).

⁷⁸ Un poste source est un ouvrage électrique industriel qui se trouve à l'intersection entre le réseau de transport et les réseaux de distribution d'électricité. Pour acheminer l'énergie électrique sur tout le territoire français, il faut d'abord réduire la tension, afin qu'elle s'adapte aux différents besoins des consommateurs ; c'est alors qu'intervient un poste-source permettant de passer de la haute à la moyenne tension (HTB/HTA). Il joue donc un rôle essentiel dans le système électrique global. Cf. www.enedis.fr.

Présentation du projet d'autoroute métropolitaine de la chaleur « Les réseaux de chaleur au cœur de la politique de transition énergétique »

1. Une autoroute urbaine qui traverse des quartiers à potentiel de développement
2. Une puissance totale disponible de 50 MW avec extension possible à 65MW
3. Des vannes en attente sur le parcours pour assurer le développement futur
4. Interconnexion des réseaux de chaleur Nord et Sud de la Métropole
5. Un investissement de 65 millions d'euros (autoroute + adaptation des réseaux de distribution) financé en 12 ans sur la durée du contrat
 1. Un R2 fort à 65 € HT/KW/an
 2. Un R1 de base à 15,5 € Mwh
 3. Un R1 incitatif au-delà des minimums à 11 € Mwh
6. Un prix moyen de vente de chaleur à 29 € MWh pour le volume mini



Source : Métropole Lilloise, intervention devant le GT2, 2020.

Le PCAET⁷⁹, le PLUi⁸⁰ et le schéma directeur de développement des réseaux de chaleur produits par la MEL ont fait l'objet d'une réflexion globale et d'une adoption concomitante.

D'autres outils de la politique d'urbanisme ont été mobilisés : classement du réseau de chaleur,⁸¹ outils d'aménagement et de programmation thématiques⁸² pour imposer des solutions collectives de chauffage, inciter à l'abandon des chaudières individuelles au fioul et du chauffage électrique.

Ces outils ont été complétés, dans un souci de complémentarité avec les réseaux existants, par un dispositif de comptage intelligent en partenariat avec Dalkia et Enedis, par un investissement dans 400 bus au GNV, en partie alimentée par la valorisation en biométhane et BioGNV de 50 000 tonnes de biodéchets, en lien avec Engie, ainsi qu'un soutien aux ménages chauffés au fioul, au charbon ou au bois, situés hors périmètre du réseau de chaleur, pour leur raccordement au réseau de gaz dans le cadre d'une convention avec GRDF.

⁷⁹ PCAET : Plan Climat-Air-Énergie Territorial.

⁸⁰ PLUi : Plan local d'urbanisme intercommunal.

⁸¹ Sur le fondement des articles L. 712-1 et L. 712-3 du code de l'énergie.

⁸² Sur le fondement de l'article L. 123-1-4 du code de l'urbanisme.

Le montant total des investissements s'élève à 75 millions d'euros dont 40 millions d'euros pour le réseau de transport « *autoroute de la chaleur* » et 35 millions d'euros pour l'aménagement des réseaux de distribution de chaleur de Lille et Roubaix. Ce projet bénéficie d'un soutien financier de l'Ademe à hauteur de 12 millions d'euros et de l'Union Européenne *via* le fond FEDER à hauteur de 13 millions d'euros.

Plusieurs facteurs clés de succès ont été identifiés : un engagement politique de la Métropole, permettant de dépasser les oppositions de sept communes dont la voirie était particulièrement concernée par les travaux, un appui du préfet, une montée en compétences des services techniques métropolitains, une gouvernance adaptée, la mobilisation de moyens financiers adéquats et d'un partenariat efficace avec les énergéticiens.

1.1.3. Une réglementation incitative

Le législateur a prévu des dispositifs particulièrement incitatifs afin d'encourager les collectivités territoriales à se saisir de leurs nouvelles compétences en matière énergétiques, issues notamment des lois « *NOTRe* »⁸³, « *MAPTAM* »⁸⁴ et « *TECV* »⁸⁵.

Par exemple, les départements, sont autorisés, en application de l'article 88 de la loi Grenelle II du 12 juillet 2010⁸⁶, à posséder et exploiter, à travers des SEM⁸⁷, des infrastructures d'EnR. De plus, ce même article indique que « *toute personne morale peut [...] exploiter une installation photovoltaïque sur ses bâtiments* ».

Cette possibilité a été élargie à l'ensemble des collectivités territoriales par la loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte* dont l'article 109 est venu modifier l'article L. 3231-6 du code général des collectivités territoriales.

S'agissant des régions, leur rôle de chef de file en matière énergétique est clairement affirmé. Leurs moyens vont ainsi grandissant, tant en termes d'outils de planification que de moyens financiers. Ainsi le projet de loi dit « *4D* »⁸⁸ doit accompagner la mise en place d'un plan national des énergies renouvelables en donnant plus de moyens réglementaires et budgétaires aux collectivités, en prévoyant notamment la délégation de l'attribution d'une partie des aides versées au titre du fonds chaleur et du fonds économie circulaire gérés par l'Ademe aux régions, pour un total de 100 millions d'euros.

⁸³ Loi n° 2015-991 du 7 août 2015 *portant nouvelle organisation territoriale de la République*, dite loi « *NOTRe* ».

⁸⁴ Loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 *de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles*, dite loi « *MAPTAM* ».

⁸⁵ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, dite loi « *TECV* ».

⁸⁶ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 *portant engagement national pour l'environnement* (dite loi « *Grenelle II* »).

⁸⁷ Voir supra partie 1.2.2.1.

⁸⁸ Projet de loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale.

La contractualisation État-collectivités permet d'accompagner ces dernières dans la mise en œuvre de leurs ambitions énergétiques.

Les Contrats de plan État-région (CPER) et les Contrats de transition énergétique (CTE) sont un indéniable progrès. Le nouveau Contrat de relance et de transition écologique (CRTE), qui favorise l'échelon de l'intercommunalité et de la mise en œuvre des projets de transition énergétique prévus par les PCAET, devrait se développer rapidement *via* le soutien de l'Agence nationale de la cohésion des territoires (ANCT) et dans le cadre du Plan de relance, mais dont on ne connaît cependant pas encore l'impact⁸⁹. On peut toutefois regretter que la transition énergétique soit dans ces contrats en concurrence avec les autres projets des collectivités territoriales.

1.2. Plusieurs freins institutionnels ont été identifiés au développement de synergies entre réseaux

Le groupe de travail n° 2 du comité de prospective de la CRE s'est attaché à identifier les freins institutionnels, organisationnels et économiques au développement des solutions techniques déjà existantes de couplage des réseaux. Poser ce constat est l'apport essentiel de ce rapport, les préconisations esquissées devant ultérieurement faire l'objet d'une évaluation approfondie.

Un constat fait consensus parmi les membres du groupe de travail : le fait que la transition énergétique ne sera réussie que si les collectivités territoriales s'engagent dans leur ensemble en matière de gestion de l'énergie et que leur soient fixés des objectifs clairs et cohérents dans le temps. Or, les optimum économiques et d'efficacité locaux associés aux réseaux énergétiques ne convergent pas systématiquement avec l'équilibre national. Cela se manifeste notamment par un décalage fort, en termes de stratégie et de temporalité, entre la vision nationale fixée par la SNBC, la PPE, les lois LETCV et Énergie-Climat et le projet de loi « *climat et résilience* »⁹⁰ et les objectifs fixés localement par les collectivités territoriales au travers des PCAET, des SRADDET et des autres schémas directeurs.

Ce décalage entre la vision de l'État et la mise en œuvre concrète sur le terrain est dû notamment à des faiblesses des moyens en ingénierie de certaines collectivités, à des outils de planification locaux évoluant trop rapidement et parfois déconnectés des objectifs nationaux, dont la mise en œuvre ne fait pas l'objet d'une évaluation systématique et aux difficultés pour les collectivités d'accéder aux données des opérateurs.

⁸⁹ Voir la directive du Premier ministre du 20 novembre 2020 adressée aux préfets : <https://agence-cohesion-territoires.gouv.fr/sites/default/files/2020-11/Circulaire%20n%C2%B0%206231-SG%20du%2020%20novembre%202020%20relative%20%E2%80%A9laboration%20des%20c...pdf>.

⁹⁰ Projet de loi n° 3875 *portants lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets*, en débat au Parlement à l'heure où s'écrit ce rapport.

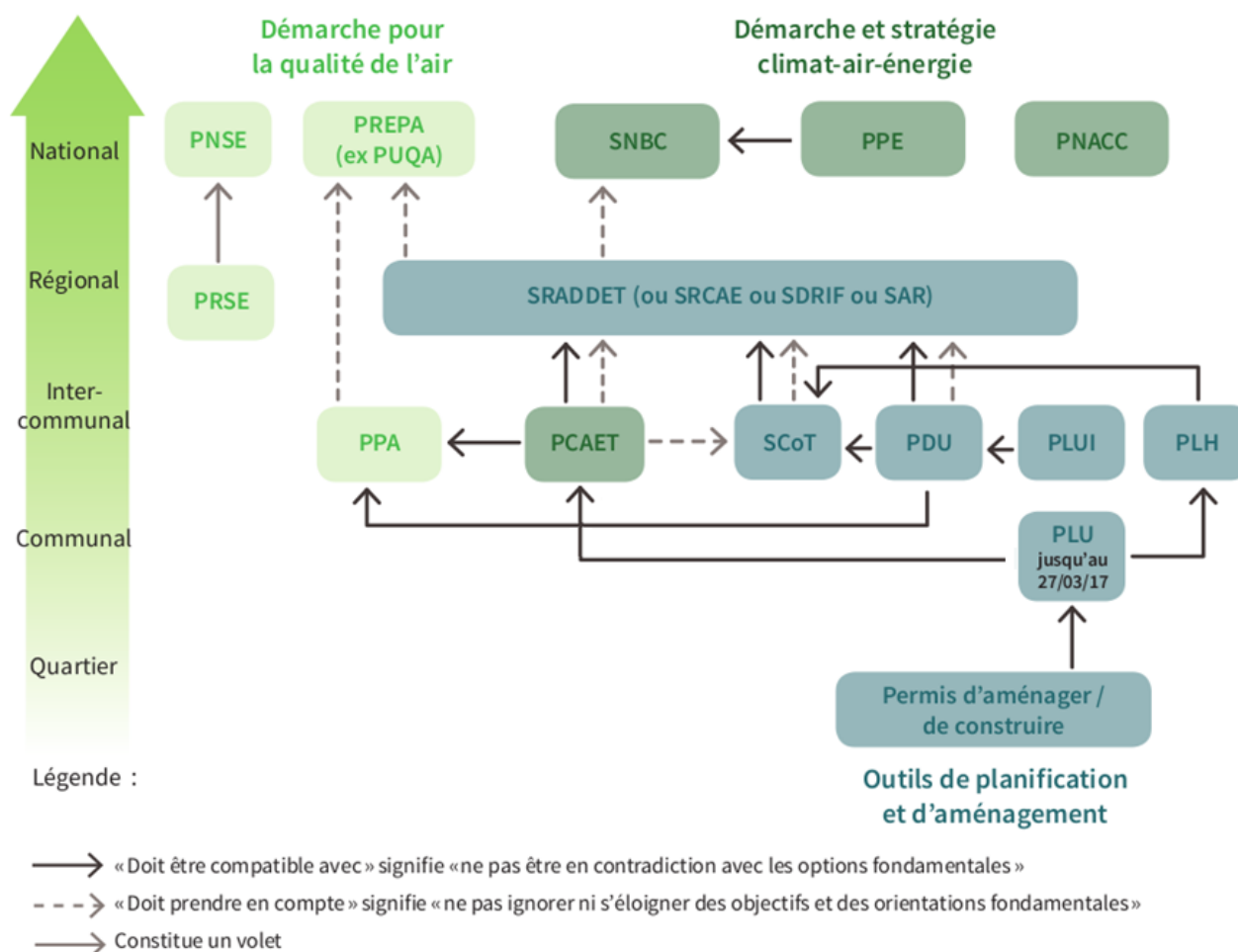
1.2.1. Les outils de planification montrent un décalage entre la vision stratégique de l'État et la mise en œuvre à la maille locale

La stratégie nationale, qui traduit des objectifs européens se concrétise par les outils de planification locaux (SRCAE et SRADDET à l'échelle de la région, PCAET et PLU, à l'échelle des EPCI, SCOT, à l'échelon intermédiaire).

Ces plans sont complémentaires et doivent s'articuler entre eux car aucun ne contient à lui seul une vision intégrée des besoins énergétiques du territoire et de la manière d'y répondre.

Chacun de ces documents de planification répond à un objectif différent qui ont fait l'objet d'une analyse approfondie par le groupe de travail la saison passée⁹¹. Ainsi, par exemple, le PCAET permet de poser un diagnostic et s'articule avec les CTE. Les PLUi s'articulent avec les PCAET en permettant notamment d'identifier les partis-pris d'aménagement.

L'articulation des documents de planification



Source : Ademe.

⁹¹ Rapport du groupe de travail n° 2 : La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles, octobre 2019.

Si l'idée d'une simplification de cette architecture de planification locale a été abordée par le groupe de travail, il ressort des échanges que chacun de ces documents restent nécessaires à la mise en œuvre locale de la stratégie nationale en matière de transition énergétique. En revanche, plusieurs difficultés ont été identifiées par les membres du groupe de travail.

En premier lieu, le défaut d'évaluation ne permet pas d'analyser l'efficacité de la transposition des objectifs nationaux à l'échelon du territoire. Si les objectifs définis par l'État et la répartition des compétences entre chaque niveau de collectivité sont clairs, il n'existe pas, à l'heure actuelle, de dispositif permettant de s'assurer de la cohérence des différents exercices entre eux et avec la PPE, ni pour l'instant, d'évaluation rétrospective sur l'atteinte des objectifs des précédents schémas, comme les Schémas régionaux climat air énergie (SRCAE⁹²). L'association négaWatt a réalisé l'exercice d'analyse et de concaténation des objectifs du volet énergie des SRADDET⁹³. Cette étude a permis de constater que si ceux-ci permettaient en principe d'assurer la trajectoire fixée par la PPE à l'horizon 2030, cela est beaucoup plus incertain à l'horizon 2050. Il est nécessaire de confirmer cette première analyse et de l'étendre aux PCAET. Il conviendra ainsi de suivre avec attention le rapport en cours d'élaboration par la DGEC du ministère de la transition écologique concernant la contribution des PCAET et des SRADDET aux politiques de transition écologique et énergétique, en application de l'article 68 de la loi du 8 novembre 2019 *relative à l'énergie et au climat*⁹⁴. Ce rapport, qui devrait être remis au Parlement en novembre 2021, comportera également une évaluation du soutien apporté par l'État à la mise en œuvre des PCAET et des SRADDET.

En deuxième lieu, l'évolution fréquente des objectifs nationaux⁹⁵ et des changements méthodologiques apportés aux plans locaux les déclinant conduit à un décalage de temporalité entre les documents de planification et les objectifs nationaux et à des problèmes méthodologiques. Par exemple, les SRADDET poursuivent pour la plupart, les objectifs de la loi du 17 août 2015 et ne prennent donc pas en compte les objectifs actuels de la PPE, ni de la deuxième SNBC. Ce problème d'alignement des calendriers entre la PPE et les SRADDET, conduit à leur révision permanente et nuit à leur évaluation effective.

L'étude de l'association négaWatt, citée plus haut, pose le constat de l'absence d'homogénéité dans les méthodes suivies, de différences dans les horizons de temps des exercices prospectifs et d'un manque de cohérence entre les objectifs affichés et ceux réellement atteints.

⁹² Désormais intégrés comme volet des SRADDET, à l'exception de l'Île de France.

⁹³ Source : Association négaWatt, *Analyse et concaténation du volet énergie des SRADDET*, novembre 2020

⁹⁴ Article 68 de la loi 8 novembre 2019 : « Dans un délai de deux ans à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement remet au Parlement un rapport concernant la contribution des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires aux politiques de transition écologique et énergétique. Ce rapport comporte une évaluation du soutien apporté par l'État à la mise en œuvre des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires. Ce rapport compare notamment cette contribution aux objectifs nationaux et aux orientations nationales inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas-carbone ».

⁹⁵ À titre d'exemple la PPE 2020 a fait évoluer, par rapport à la PP 2018, l'objectif de réduction de la consommation d'énergie finale en 2030 de 20 % au lieu de 17 %, une réduction de la consommation d'énergie fossile de 40 % au lieu de 30 % et un niveau de consommation d'EnR de 33 % au lieu de 32 %.

En troisième lieu, si chacun de ces outils de planification apparaît nécessaire au regard des strates territoriales différentes auxquels ils se placent, ils manquent d'articulation avec les autres documents de planification locaux. En particulier, les liens entre politique énergétique des territoires et politique d'urbanisme, récemment renforcés, sont encore insuffisamment mobilisés du fait de modèles économiques très différents et d'une absence de culture commune entre urbanistes, architectes, d'une part, et opérateurs de réseau, d'autre part.

Les collectivités pourraient encourager ce dialogue en organisant une meilleure coordination entre les documents d'urbanisme (PLU et PLUi), d'habitat (PLH), de déplacements urbains (PDU) et d'aménagement du territoire en général (SCOT) et ceux relevant des politiques publiques en matière climat-air-énergie.

En quatrième lieu, ces documents manifestent une dispersion des responsabilités entre les strates administratives. S'agissant de l'articulation entre le SRADDET et le PCAET, à l'heure actuelle, les planifications au niveau régional procèdent souvent d'agrégations de programmations au niveau des intercommunalités et des interventions, le cas échéant, au niveau départemental, des AODE. Les PCAET ne sont pas obligatoires pour l'ensemble des intercommunalités et leurs objectifs ne sont pas contraignants⁹⁶. Plus généralement, comme souvent en matière de décentralisation, la répartition des compétences entre collectivités, compte tenu de la règle interdisant la tutelle d'une collectivité sur une autre, n'est pas toujours aisée à appréhender. Ainsi, à tous les échelons territoriaux, des acteurs s'impliquent dans les enjeux de transition énergétique. Si la répartition entre niveau régional d'élaboration d'une feuille de route stratégique et intercommunalités qui mettent en œuvre les projets au plus près du terrain est claire, la place des syndicats mixtes d'énergie et les Autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), présents à l'échelle départementale est plus incertaine. De plus, les métropoles sont très actives en matière énergétique.

En dernier lieu, les collectivités ont parfois des difficultés à s'approprier des objectifs fixés à l'échelle nationale, dans un cadre, selon elles, trop peu concerté. En effet, si les SRADDET comportent des objectifs ambitieux qui manifestent l'engagement des territoires en faveur de la transition énergétique, ces documents manifestent, pour certains, un problème d'appropriation collective de ses finalités. Par exemple, certains SRADDET incorporent des objectifs *sui generis* indépendants des objectifs nationaux, tel qu'un objectif d'autonomie énergétique en EnR, ce qui pose la question de la solidarité entre territoires, à l'échelle inter-régionale et infrarégionale, et d'autres ne prennent pas en compte l'objectif de neutralité carbone. De même, les documents élaborés au niveau des EPCI répondent essentiellement à d'autres besoins que ceux des stratégies énergétiques régionales et ont une vocation très transversale. La PPE obéit à l'heure actuelle à une logique *top-down* dans la fixation des objectifs.

⁹⁶ Le PCAET est obligatoire seulement pour les EPCI de plus de 20 000 habitants. Il doit être « pris en compte » par le PLU et être compatible avec le SRADDET.

Si les choix politiques sur les dimensions de sécurité d’approvisionnement ou de solidarité se font logiquement au niveau de l’État, les acteurs locaux réclament une plus grande concertation et la fixation d’objectifs régionaux, déclinaison locale de la PPE et de la loi « *Énergie-Climat* », afin d’intégrer les préoccupations territoriales, les enjeux d’acceptabilité et les ambitions spécifiques des collectivités.

1.2.2. Plusieurs pistes ont été avancées pour renforcer l’efficacité de la planification énergétique locale

La nécessité de l’introduction d’une variable locale dans la fixation des objectifs nationaux de transition énergétique fait consensus parmi les participants au groupe de travail, à la fois pour des raisons d’efficacité, mais également pour responsabiliser davantage les acteurs locaux et permettre l’appropriation locale des objectifs. Une étape importante devrait être franchie avec le projet de loi climat et résilience en cours de débat au Parlement qui prévoit, dans son article 22, la déclinaison de la PPE en objectifs régionaux qui devront être pris en compte par les régions lors de l’élaboration des SRADDET. Le projet de loi crée également un comité régional de l’énergie placé auprès du président du Conseil régional et du préfet de région, instance de concertation État-Région sur la fixation de la trajectoire régionale. Cette dynamique positive pourrait être encore approfondie.

En particulier, les régions prônent l’affirmation de leur rôle de chefs de file dans le domaine énergétique. Du fait de l’approfondissement de la décentralisation énergétique, les systèmes de gouvernance vont devenir plus complexes à piloter. Il est donc nécessaire de clarifier les niveaux d’autorités. Si des interrogations demeurent sur la gouvernance la plus adaptée en matière de politique locale énergétique, le rôle de la région, comme chef de file de la politique énergétique apparaît primordial pour, en lien avec les autres acteurs locaux, assurer la territorialisation des objectifs de la transition énergétique (réduction de la consommation d’énergie, développement de la chaleur renouvelable, efficacité énergétique, mobilités propres, *etc.*) et répartir ces objectifs, de manière concertée avec les intercommunalités et syndicats mixtes d’énergie départementaux, responsables des diagnostics territoriaux et de la maîtrise d’ouvrage des projets. Cela passe notamment par l’affirmation des comités régionaux de l’énergie prévue par le projet de loi climat et résilience comme instance régionale de pilotage et de suivi chargée de s’assurer que les objectifs soient conformes avec la trajectoire nationale de neutralité carbone à l’horizon 2050 et que les projets menés le soient dans un délai compatible.

De même, les assises territoriales des énergies renouvelables pourraient être systématisées pour encourager le développement d’une vision régionale en termes de transition énergétique qui intégrerait les ressources et les usages des territoires, notamment pour améliorer l’acceptation sociale des projets de production d’EnR. À l’échelle départementale et des EPCI, il est souhaitable de renforcer le dialogue entre intercommunalités et les syndicats mixtes d’énergie dans le cadre de Commissions consultatives paritaires de l’énergie (CCPE) pour la coordination de leurs stratégies d’investissement dans l’énergie. Enfin, les conférences départementales de l’énergie, issues de la loi NOME sont un outil utile mais davantage des instances de validation que de concertation sur les stratégies d’investissements dans les réseaux. Elles bénéficieraient de s’ouvrir plus largement à l’ensemble des acteurs locaux et aux opérateurs des différentes énergies.

De plus, un travail de co-construction en amont de ces conférences, entre les collectivités territoriales, les services déconcentrés de l'État et les opérateurs faciliterait les arbitrages entre les différentes énergies.

S'agissant de la fixation des objectifs de transition énergétique, un consensus s'est dégagé au sein du groupe de travail pour estimer que l'élaboration des instruments de planification énergétique nationaux devait davantage prendre en compte les diagnostics opérationnels des PCAET et des SRADDET, dans une démarche « *bottom-up* », pour permettre une meilleure appropriation des objectifs. S'il est essentiel que l'État garde la prééminence *in fine*, au nom de la solidarité nationale et de la nécessaire cohérence avec les autres politiques publiques, une véritable concertation au niveau du ministre de la transition écologique, associant l'ensemble des régions en vue de décliner les objectifs nationaux en objectifs régionaux, tout en prenant en compte une dimension interrégionale jusque-là peu développée, pourrait voir le jour, à l'image de ce qui se fait déjà pour la répartition des fonds européens avec des comités État-région. Ainsi une démarche « *top-down* » telle que pratiquée aujourd'hui avec des objectifs nationaux éventuellement déclinés en objectifs régionaux ne devrait être envisagée que s'il ressort de la concertation avec les collectivités que la somme des objectifs locaux ne permet pas d'atteindre l'objectif de décarbonation en 2050. Concrètement, une instance de concertation entre régions, grandes métropoles et l'État, avec éventuellement le concours de la CRE, en amont des exercices de planification énergétiques devrait permettre de favoriser l'échange avec les acteurs locaux et la prise en compte de scénarii multiples pour atteindre les objectifs nationaux fixés. Le préfet de région aura, en tout état de cause, à exercer un contrôle de légalité sur la compatibilité des SRADDET aux objectifs régionalisés de la PPE.

Ensuite, un meilleur alignement des temporalités des documents de planification doit permettre une évaluation effective. On peut saluer l'initiative des régions de France qui ont créé un référentiel de suivi des indicateurs des SRADDET, proposé à la DGEC. Ce socle d'indicateurs communs permettra de constituer un référentiel pour l'évaluation des schémas régionaux par les observatoires régionaux air climat.

Il importe enfin de renforcer les exigences en termes d'élaboration des documents de planification en diffusant, par exemple des lignes directrices sur leur contenu, la méthodologie de son élaboration. Si le SRADDET comprend d'ores et déjà un cahier réglementaire, le PCAET pourrait lui-aussi devenir davantage prescriptif et contenir des normes réglementaires qui se déclinaient notamment dans les documents locaux d'urbanisme. De même, l'obligation de réaliser un PCAET pourrait être élargie à tous les niveaux d'intercommunalité. Enfin, en matière d'évaluation, il serait pertinent qu'une instance régionale de pilotage et de suivi soit chargée de s'assurer que les objectifs déclinés soient conformes avec la trajectoire de neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette mobilisation pourrait s'appuyer sur les comités régionaux de l'énergie prévus par le projet de loi climat et résilience. Il s'agirait ainsi d'assurer un véritable pilotage de l'atteinte des objectifs de la France, en établissant, par exemple, un suivi régional du développement de projets renouvelables et du suivi des délais d'instruction.

1.2.3. La montée en compétence des collectivités masque un déficit d'ingénierie

Les membres du groupe de travail constatent globalement qu'il existe un différentiel important de compétence entre les collectivités. Notamment les métropoles disposent en général des ressources financières et humaines leur permettant de mener les projets de la transition énergétique, mais un nombre important d'EPCI à fiscalité propre, en particulier dans les territoires ruraux, où se situent le potentiel en énergies renouvelables (éolien, solaire, méthanisation), n'ont pas les moyens d'exercer leur compétence nouvellement acquise d'élaborer des PCAET. De plus, la maîtrise d'ouvrage de la transition énergétique, s'accompagnant de milliers de points d'injection supplémentaires, est plus complexe et territorialisée que la maîtrise d'ouvrage d'un système énergétique globalisé, tel qu'il existait jusqu'à présent avec seulement quelques dizaines de points d'injection.

D'après une étude réalisée en janvier 2021 par l'AdCF⁹⁷, le manque d'ingénierie interne à la collectivité est le premier frein identifié au développement des projets locaux d'énergie pour 49 % des intercommunalités répondantes.

À l'origine de ce déficit d'ingénierie, ont été identifiés un manque d'information sur l'étendue des compétences des intercommunalités en matière énergétique, des moyens humains insuffisants, en raison peut-être d'un manque d'attractivité des intercommunalités sur ces sujets pourtant porteurs et un manque de visibilité des filières de formation pour la réalisation des PCAET.

Les besoins en ingénierie des collectivités recouvrent une double dimension : un besoin en ingénierie d'exécution (aide à maîtrise d'ouvrage) et un besoin en ingénierie de programmation ou de planification, tant dans l'identification des ressources que dans la détermination de l'évolution des usages locaux.

Ce besoin est en partie comblé par le secteur privé, en particulier, concernant l'ingénierie des projets, par les bureaux d'études professionnels et pour accompagner les collectivités dans la mise en place d'un appel d'offres et d'un cahier des charges. À titre d'exemple, la banque des territoires fait appel à des bureaux d'études pour aider les collectivités territoriales à mettre en œuvre leur projet de transition énergétique qu'elle finance. De même, les collectivités peuvent se faire appuyer par des bureaux d'études spécialisés avec le concours financier de l'Ademe, qui ont développé un « *Pack ingénierie* », à destination des petites communes pour accélérer le processus en offrant une expertise pour l'étude de faisabilité, la construction de l'appel d'offre et la sélection du prestataire. Ainsi, lorsque les territoires ont été bien conseillés, ils présentent des appels à manifestation d'intérêt pour la valorisation énergétique de leur patrimoine. Enfin, les opérateurs de réseaux, notamment le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, pourraient accompagner les collectivités territoriales sur l'ingénierie de projet, dans le respect du droit de la concurrence. S'agissant de l'ingénierie de planification, certains opérateurs apportent un savoir-faire indispensable aux collectivités. Ainsi, Enedis soutient des initiatives de pilotage stratégique et prospectif du réseau public de distribution en fonction des schémas de développement des EnR&R.

⁹⁷ AdCF, *Production énergétique locale : opportunités et défis pour les intercommunalités*, janvier 2021.

Quatre expériences ont déjà été conduites, notamment avec la métropole de Brest et un syndicat d'énergie en Indre-et-Loire, en raisonnant par hypothèse, par exemple, en faisant varier, pour les besoins de la construction du PCAET, le nombre de bornes de recharge électrique, la création ou non d'une zone d'aménagement concerté ou d'un écoquartier, le pourcentage de production locale d'EnR, etc. Ce service demeure toutefois encore expérimental et dépend de la qualité et de la précision des variables.

1.2.4. Les pistes pour combler ce déficit d'ingénierie sont nombreuses

Le groupe de travail a exploré plusieurs vecteurs de montée en compétence des collectivités.

1.2.4.1. Développer les compétences par échanges, formations et parangonnage

En premier lieu, il est essentiel de favoriser les échanges de bonnes pratiques entre régions et intercommunalités. Ce besoin est en partie comblé par l'Ademe et d'autres structures, comme le réseau de collectivités Amorce, mais qui ne disposent pas, pour l'heure, des moyens financiers et humains suffisants pour faire face à tous les besoins. Il faut signaler que la maîtrise de l'ingénierie n'est pas le seul facteur clé de succès pour la mise en place d'un projet de transition énergétique, il est également essentiel de savoir gérer les enjeux de conduite du changement et d'appropriation par les citoyens, en prenant en compte les aspects sociologiques, organisationnels et économiques. C'est pourquoi le développement d'espaces de ressources et de partage de connaissances entre collectivités est essentiel.

Ensuite, un des meilleurs moyens d'appropriation étant l'expérimentation, le déploiement de projets de transition énergétique permettrait à tous les acteurs, au bout de quelques années, d'obtenir une sensibilité fine des approches tant contractuelles, techniques, qu'opérationnelles.

Enfin, le déploiement de filières de formation pour les collectivités, notamment pour réaliser les PCAET mais aussi pour les autres briques de la transition énergétique comme les techniques de conduites du changement, pourrait être un bon accélérateur pour la montée en compétence des territoires et une visibilité de volume pour la filière qui est aussi le gage de sa structuration et d'une montée en charge rapide. L'Ademe pourrait être mobilisée pour développer des catalogues de formation des agents locaux.

1.2.4.2. Des cahiers des charges pour structurer la relation avec les bureaux d'études

En second lieu, il serait pertinent d'élaborer un cahier des charges, type cas d'usages, pour que les collectivités puissent rapidement s'approprier certains enjeux de la transition énergétique. Dans une logique décentralisée, les syndicats d'énergie pourraient, par exemple, structurer les offres d'ingénierie pour les formaliser. À défaut, des lignes directrices sous forme de cahiers des charges types permettraient d'encadrer les pratiques, de guider les collectivités dans leurs négociations avec les bureaux d'études et d'encourager ceux-ci à être mieux formés aux besoins des collectivités.

1.2.4.3. La création d'une mission d'ingénierie nationale en question

En dernier lieu, pour fédérer ces différentes actions, la création d'une mission d'ingénierie nationale à destination des collectivités territoriales pourrait être une initiative pertinente, même si certains membres du groupe de travail craignent que cela entraîne des lourdeurs administratives. Cette mission nationale, dont la structure administrative reste à définir, permettrait notamment le partage d'expériences mais serait également une source d'acquisition de véritables compétences pour les acteurs publics territoriaux. Elle pourrait, par exemple, superviser l'élaboration des cahiers des charges nationaux servant de base aux négociations entre collectivités et bureaux d'études. Cette mission nationale permettrait également d'accélérer la montée en compétence des territoires et de les accompagner dans la résolution d'éventuelles difficultés contractuelles.

Cette mission nationale pourrait connaître une déclinaison territoriale, sous forme d'un guichet unique de l'énergie auquel les collectivités pourraient s'adresser pour mieux appréhender l'étendue de leur compétence, la clarification de leurs besoins et les moyens d'y répondre. Cette mission pourrait être dévolue à plusieurs acteurs afin d'ouvrir le choix des collectivités : les syndicats départementaux d'énergie qui ont une connaissance approfondie de leur territoire ou les agences régionales de l'environnement créées par les régions. La délégation régionale de l'Ademe⁹⁸ y serait également associée de même que les représentants de l'ingénierie privée, les gestionnaires de réseaux, des entreprises de distribution, les associations d'élus, les syndicats des professionnels de l'énergie et les *start-ups* œuvrant dans le domaine de la transition énergétique.

1.2.5. Les difficultés d'accès aux données posent des problèmes d'interopérabilité qui freinent la conception d'outils d'aide à la décision pour les décideurs locaux

Même parmi les collectivités les mieux dotées en termes de ressources, comme les métropoles, on relève un manque d'outils d'aide à la décision et d'arbitrage des investissements des collectivités qui reposeraient sur des jeux de données uniformisées et partagées. La raison principale réside dans le fait que les collectivités n'ont pas un accès facile aux données et les opérateurs régulés eux-mêmes, qui en disposent, ne les exploitent pas suffisamment à la maille de la concession. Les jeux de données ne sont pas homogènes et difficilement exploitables par des tiers. Ainsi, il n'existe pas, à la connaissance des membres du groupe de travail, d'outil permettant d'évaluer, à ce jour, pour chaque type d'usage (certains, comme le chauffage ou la mobilité, pouvant recourir à plusieurs sources d'énergie, d'autres étant non substituables⁹⁹), les coûts complets sur le cycle de vie des sources décarbonées, y compris les coûts indirects, et les coûts évités, par une analyse objective et indépendante.

Un outil d'aide à la décision intégrant les données de l'ensemble des énergéticiens est d'autant plus crucial que la comparaison entre réseaux, pour établir l'optimum local qui n'est pas un exercice aisé. Car, il faut non seulement additionner les coûts mais aussi tenir

⁹⁸ Notons à ce propos que le projet de loi 4D, en cours d'examen au Parlement, prévoit que le préfet dirige désormais les délégations régionales de l'Ademe.

⁹⁹ Usages non substituables de l'électricité (électroménager, informatique, éclairage, ascenseurs, appareils médicaux, etc.), usages non substituables du gaz pour la chaleur de très haute température.

compte d'une multitude de facteurs, comme : (i) le rendement énergétique variable selon les sources énergétiques, souvent négligé ; (ii) les biais tenant à la répartition entre coûts fixes initiaux élevés et coûts variables, qui ont des incidences sur la répartition des coûts et des avantages pour les collectivités territoriales (en tant que financeur, mais aussi bénéficiaires de recettes fiscales), les bailleurs, les locataires, et les opérateurs du secteur de l'énergie ; (iii) les coûts induits d'infrastructure chez le consommateur ou le client intermédiaire, que ce soit les incidences sur le coût du bâti, les solutions d'isolation, ou les équipements et (iv) les coûts évités du fait des solutions de stockage, de pilotage et de flexibilité, qui allègent les besoins de renforcement de réseau.

Les collectivités soulignent également l'insuffisance des données disponibles en *open data* pour répondre à leurs besoins de diagnostic à l'échelle de leurs propres besoins, avant toute phase d'exploitation, ainsi que la cartographie des réseaux et de leur état. Les producteurs d'EnR&R corroborent ce constat d'insuffisance des données disponibles en *open data* sur l'état des réseaux et les opportunités de s'y raccorder. La disponibilité de telles données demeure ainsi insuffisante en dépit des évolutions réglementaires, et reste conditionnée à l'ingénierie au cas par cas des contrats de concessions. Or, le coût et l'intérêt des différentes solutions dépendent fortement des spécificités physiques du territoire, du potentiel de production ou de récupération de chaleur péri-urbain, ainsi que de la typologie des bâtiments (anciens, normes de réglementation thermique ancienne ou aux niveaux 2012 ou 2020), ainsi que des projets de rénovation urbaine. Enfin, les collectivités constatent l'insuffisance de l'expertise croisée urbanisme-énergies, ainsi que la divergence des modèles économiques du BTP et des énergéticiens.

Les opérateurs de réseaux font valoir pour leur part l'intérêt de la plate-forme ORE¹⁰⁰ et d'initiatives locales, comme le *Challenge Datacity* Enedis à Paris, dont la reproductibilité reste à étudier. Il faut saluer cependant certains progrès. Ainsi, Enedis et GRDF fournissent désormais des bilans du réseau de distribution à des mailles géographiques diverses, allant du quartier à la région, par filière de production et par segment de tension. Ces données sont notamment utilisées pour les diagnostics préalables à l'élaboration de différents outils de planification en Île-de-France. Enedis et GRDF mettent par ailleurs à disposition libre du public de nombreux jeux de données sur les consommations d'énergie, la mobilité, la qualité de fourniture, *etc.* Certaines plateformes sont également co-construites avec les collectivités (par exemple, le projet TerriStory, dont Enedis, GRDF et les transporteurs sont partenaires).

Divers outils d'aide à la décision sont en cours d'élaboration, comme le projet RETHINE de l'Ademe, ayant pour objectif de déployer un outil numérique intégré d'aide à la décision fondé sur la simulation et l'optimisation multi-acteurs des échanges d'énergie entre les réseaux de chaleur et d'électricité d'un quartier ou d'un territoire, le projet Urban-print d'Efficacity, combinant 29 indicateurs de performance environnementale, ou encore les expérimentations menées par Enedis, avec l'association Hespul, de service d'aide à la décision par le biais de cartographie des opportunités d'implantation des sites d'injection et simuler les raccordements. Lorsqu'ils seront suffisamment mûrs, il serait sans doute nécessaire de les affiner en lien avec les collectivités territoriales et le régulateur.

¹⁰⁰ Voir pour plus de détail le rapport du groupe de travail n° 3, *Donner du sens aux données du consommateur*, octobre 2019.

Le projet OmegAlpes du laboratoire G2ELAB (CNRS) : un modélisateur en *open source*

Le projet OmegAlpes, mené par le CNRS et l'université de Grenoble a permis de créer un méta modéleur en *open source* pour l'optimisation de projet énergétique, associant les sciences humaines et sociales aux sciences techniques. L'objectif de cet outil de modélisation est de prendre en compte les jeux d'acteurs et plus généralement l'ensemble des variables pour développer des outils d'aides à la décision aux acteurs locaux dans une logique *open source*. Cette modélisation socio-énergétique permet une approche par acteur, par système énergétique et par périmètre de responsabilité, grâce à des analyses de terrain. Il fournit une aide à la négociation et à la prise de décision pour l'ensemble des acteurs autour de la table, afin d'optimiser les réseaux.

Concrètement, il a servi à étudier le jeu d'acteurs et la gouvernance dans le but de récupérer la chaleur fatale jusqu'alors rejetée dans l'Isère.

Le principal enjeu est la récupération des données qui proviennent à la fois de plateformes industrielles, commerciales et de DSP (comme le compteur *Linky* d'Enedis), de plateformes de type « *Agora énergétique* » (coopératives) et de plateforme de type observations de la production et de la consommation énergétiques, ce qui nécessite le développement d'un savoir-faire pour obtenir l'accord des usagers dans le cadre du RGPD.

2. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE ET DE FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS EN CONSTRUCTION NÉCESSITE DE S'INTERROGER SUR SON ÉVENTUELLE RÉGULATION

Il ressort des travaux du groupe de travail que la régulation à l'échelle nationale et les biais liés à la fiscalité locale incitent insuffisamment à la complémentarité entre réseaux à l'échelle des territoires, en particulier en matière d'optimisation des investissements, qui sont analysés en règle générale par type de réseau au niveau national et non dans une vision intégrée tenant compte de la maille locale.

Le Plan de relance, le Programme d'investissement d'avenir (PIA) et les différents guichets de financement de l'innovation sont très utiles pour aider les collectivités à se lancer dans des investissements d'économie d'énergie, de développement d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) et d'innovations technologiques. Mais celles-ci manquent d'aide à l'arbitrage dans leurs investissements.

2.1. L'optimisation des investissements dans les réseaux énergétiques est au cœur des préoccupations européennes

2.1.1. D'importants investissements sont à venir

La substitution progressive des énergies fossiles par des énergies renouvelables imposera des investissements considérables, en termes de capacité et d'extension des réseaux, mais aussi en termes de création de nouveaux réseaux, d'éventuels redimensionnements et de couplages. En effet, les infrastructures de réseaux vont être confrontées à des ruptures déstabilisantes. En particulier, la décentralisation de la production et le développement de l'autoconsommation sont susceptibles d'occasionner d'importantes déformations des flux d'électricité et une modification des facteurs dimensionnant les organes des réseaux de

distribution d'électricité. De même les réseaux de distribution de gaz pourraient être confrontés à une baisse significative des volumes dans un contexte de décarbonation des usages.

Jusqu'à présent, la valeur tutélaire du prix CO₂ n'a pas été un élément déterminant pour les arbitrages en matière d'investissements pour la décarbonation. Ce critère de la tonne de CO₂ évitée, telle que formulée dans le rapport de France Stratégie (Quinet, 2019) doit devenir un indicateur clé dans l'arbitrage entre vecteurs énergétiques. Les investissements nécessaires à la transition énergétique et les contraintes financières associées doivent donc être cohérents avec le coût de la tonne de CO₂ évitée, mais également avec la vitesse de décarbonation de notre mix énergétique et la maîtrise de la facture finale des consommateurs. Cet enjeu pose la question d'un système d'investissement arbitré en termes d'optimisation économique, afin de s'assurer qu'un investissement dans le réseau ne vienne pas produire des effets contre-productifs pour les autres réseaux implantés localement, en tenant compte de leur efficacité énergétique. Ainsi, par exemple, sur un territoire donné, il peut y avoir une compétition entre un réseau de chaleur et des sites de production et de distribution de gaz et d'électricité.

Sans, bien sûr, remettre en cause la concurrence entre acteurs, l'intérêt général et l'économie globale, exigent une optimisation locale minimale. Ces phénomènes bousculent les opérateurs et le régulateur national de l'énergie dans la conduite de ses activités en soutien des politiques de transition énergétique. Il est donc nécessaire de se poser la question de la régulation des investissements dans les réseaux, qu'ils soient ou non régulés à l'échelle nationale.

2.1.2. Une vision transversale inter-réseaux sur la question des investissements n'existe pas pour l'heure

La CRE exerce une régulation des investissements dans les réseaux électriques et gaziers, résultant du droit de l'Union européenne. Les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel ont l'obligation, respectivement tous les deux ans et tous les ans, d'adopter un Schéma décennal des investissements (SDDR). La CRE dispose d'une compétence d'examen sur les SDDR et vérifie que les investissements prévus couvrent les besoins identifiés et sont cohérents avec les plans européens de développement des réseaux. Cette régulation des investissements permet d'assurer les investissements nécessaires et de pousser à la performance *via* les mécanismes de régulation tarifaire.

Mais, sauf en ce qui concerne les hypothèses sous-jacentes qui doivent être communes aux deux réseaux, les investissements nécessaires pour chaque réseau sont identifiés indépendamment et sans tenir compte des effets éventuels sur les réseaux locaux non-régulés, en particulier les réseaux de chaleur.

Concernant les réseaux de chaleur, l'optimisation des investissements est recherchée dans le cadre de la concession, les offres des différents candidats étant arbitrées par les autorités concédantes, généralement assistées d'un bureau d'études. Lors de la création, de l'extension ou du verdissement du réseau de chaleur, les parties qui sollicitent des aides du Fonds chaleur, sont soumises à un examen puis un contrôle strict de l'Ademe.

Ainsi, différents types de régulation cohabitent aujourd'hui, en lien avec les caractéristiques technico-économiques et l'histoire politique et sociale de chaque réseau. Pour l'électricité, il s'agit d'un mix de régulation nationale et locale et de péréquation tarifaire, pour le gaz, d'un mix de régulation nationale et locale et de tarifs locaux (hors GRDF) et pour la chaleur d'une régulation et de tarifs locaux.

Avec la transition énergétique, les effets de bascules entre énergies seront importants. Ce contexte nouveau crée de nouveaux enjeux stratégiques que la régulation « *en silos* » ne pourra pas résoudre : comment éviter que des investissements en doublon soient réalisés, avec un risque de surcoûts à financer par les usagers et une perte d'optimum pour la collectivité ? Est-il légitime que seuls les usagers restants d'un réseau dont les usages sont en décroissance financent l'ensemble des coûts non amortis d'une infrastructure qui a servi à tous ? Quelle régulation pour organiser et gérer le cas échéant des abandons de mailles de réseau ? Comment assurer que la tarification de l'infrastructure fournisse à chaque usager un signal prix cohérent avec les politiques énergétiques ?

La régulation devra ainsi être en mesure d'appréhender des nouveaux sujets de coûts de transition, de coûts échoués, de coordination d'investissements, de financement et de tarification, qui nécessiteront une approche plus intégrée des énergies. D'un besoin d'optimisation par énergie, nous allons vers un besoin d'optimisation de systèmes énergétiques.

C'est notamment le cas de manière évidente dans les zones urbaines où les densités énergétiques et le potentiel de développement des réseaux de chaleur et de froid sont les plus importants.

S'il importe de conserver le système actuel de distribution de l'énergie dans ses aspects de sécurité et de régulation tout en développant son rôle assurantiel, celui-ci n'est pas encore adapté aux nouvelles problématiques de la transition énergétique. Une partie des membres du groupe de travail estime que les énergéticiens travaillent encore trop en silos dans leur spécialité d'origine, alors qu'une « *consolidation énergétique* » devient indispensable pour intégrer les énergies renouvelables. Il faut donc penser des modèles d'intégration des différentes énergies renouvelables aux réseaux existants, qui favorisent l'optimisation et l'articulation des réseaux entre eux, qu'ils relèvent d'une régulation nationale ou locale. Cela pourrait passer par un renforcement de la régulation des investissements dans les réseaux.

2.1.3. Le nouveau cadre réglementaire européen invite à adopter une vision intégrée de la contribution des réseaux à la transition énergétique, en incluant ceux qui ne sont actuellement pas régulés

Les évolutions réglementaires des cinq dernières années reflètent un certain consensus quant à l'intérêt de l'inscription de la contribution de la régulation des grands réseaux de transport d'électricité et de gaz à la transition énergétique dans un cadre plus large associant également des réseaux régulés à ce jour exclusivement à la maille locale par le jeu du conventionnement.

Au niveau européen, l'intégration sectorielle est considérée comme un levier pour atteindre les objectifs ambitieux en matière de transition énergétique. Le paquet « *énergie propre pour les européens* » constitue à cet égard un levier appréciable.

Les articles 58 et 59 de la directive (UE) 2019/944 *concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité* et transposée par l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021¹⁰¹ encouragent les autorités administratives indépendantes à élargir leurs travaux dans une optique multi-réseaux. La CRE se trouve ainsi investie d'une véritable mission de promotion des couplages entre les réseaux d'énergie, ceux qu'elle régule déjà, c'est-à-dire les réseaux de transport de gaz naturel et d'électricité, mais également ceux qui ne sont que partiellement régulés à ce jour, soit les réseaux de distribution, ainsi que les réseaux qui ne font l'objet d'aucune régulation au niveau national, soit les réseaux de chaleur. Ces dispositions prévoient que les autorités de régulation nationale promeuvent « *l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution* ».

En outre et surtout, ces autorités de régulation doivent faciliter l'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité « *en relation avec d'autres réseaux énergétiques de gaz ou de chaleur* ».

Elles doivent également « *contrôler et évaluer la performance des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs [...]* ».

De manière cohérente avec cette mission générale, les autorités de régulation doivent demander aux gestionnaires de réseaux, en application de l'article 24, paragraphe 8 de la directive RED II précitée, d'évaluer, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de chaleur et de froid, le potentiel de ces derniers réseaux en matière de fourniture de service d'équilibrage et d'autres services de réseau (stockage, flexibilité) et de déterminer si le recours au potentiel identifié serait plus économe en ressources et plus efficace que le renforcement de leurs réseaux.

Il appartient enfin aux autorités de régulation, au titre de de l'article 11 du règlement (UE) 2019/943 *relatif au marché intérieur de l'électricité*, de mesurer le coût de l'énergie non distribuée, ce qui peut inviter à réguler notamment les dispositifs d'injection et de stockage.

En juillet 2020, la Commission européenne a publié une stratégie pour l'intégration du système énergétique dont l'objectif est de passer d'un système énergétique linéaire et segmenté à un système intégré et multidirectionnel. Les trois piliers de la stratégie sont : (i) un système énergétique plus efficace et plus circulaire avec une primauté pour l'efficacité énergétique, en assurant une comparabilité des vecteurs énergétiques et en permettant une meilleure réutilisation de l'énergie fatale et des résidus ; (ii) un recours accru à l'électrification et aux énergies renouvelables et le développement des stockages et des flexibilités et (iii) des combustibles renouvelables et bas carbone pour des secteurs difficiles

¹⁰¹ Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 *portant transposition* de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 *concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité* et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 *sur le marché intérieur de l'électricité*.

à décarboner, notamment grâce à l'hydrogène. Cette stratégie vise à répondre à plusieurs enjeux : (i) mieux gérer le système électrique, avec le développement de la flexibilité, des stockages et des véhicules électriques ; (ii) anticiper une planification intégrée pour une meilleure utilisation des infrastructures existantes et, également, (iii) répondre aux enjeux liés comme la gouvernance, la fiscalité et la dimension territoriale et sociale de la transition énergétique.

Comparaison internationale : la prise en compte des opportunités de couplage par le régulateur italien

L'ARERA, l'autorité italienne de régulation pour le gaz, l'électricité, l'eau, le chauffage et la climatisation urbaine s'est emparé des nouvelles missions confiées par la directive RED II aux régulateurs des États-membres en développant plusieurs outils réglementaires.

Concernant la régulation des investissements, si elle n'approuve pas formellement les plans d'investissement électrique à l'exception de la partie portant sur la résilience des réseaux, elle impose aux GRT de gaz et d'électricité à réaliser des scénarii prévisionnels communs servant de base à leurs programmes d'investissements. Elle a également établi un plan stratégique pour les réseaux de chauffage et de refroidissement, afin d'évaluer conjointement les réseaux de chaleur et les réseaux de distribution de gaz par une approche coûts/avantages visant à optimiser la planification locale des infrastructures d'énergies.

Cette approche multisectorielle se retrouve également dans la régulation tarifaire de l'ARERA. Elle a en effet adopté, lors de son dernier exercice tarifaire, des incitations à favoriser les investissements pour la récupération d'énergie, la valorisation des déchets et la réutilisation des eaux usées. D'autres leviers pour une approche systémique globale ont également été mis en place : une régulation incitative pour favoriser un service d'atténuation sur le transport d'électricité valorisant les actions des GRD pour réduire les incidents sur les réseaux ; des incitations pour la fourniture de données en temps réel et une expérimentation d'architecture partagée entre différents services publics (eau, stationnement, qualité de l'air, etc.) pour déployer un comptage intelligent du gaz mutualisé.

Enfin, l'Italie a fixé un coût à l'énergie non distribuée (40 000 €/MWh_{Non distribués}), comme régulation incitative pour une meilleure qualité de service du réseau de transport électrique.

Après ces projets pilotes comparables au système du régulateur français de « *bac à sable réglementaire* » permettant d'expérimenter de nouvelles réglementations ou dérogations, l'Italie envisage désormais une démarche obligatoire, notamment pour développer les EnR.

L'ARERA manque encore de recul pour juger de l'efficacité d'une planification coordonnée des différents réseaux. Si l'ARERA n'envisage pas pour l'heure le renforcement de ses compétences de régulation des investissements à l'échelon local, elle estime possible que la planification locale multi-énergie puisse être assurée, soit par les GRD locaux de gaz et d'électricité, soit par les compagnies locales d'eau, de chauffage et de refroidissement, soit par les autorités municipales et régionales.

La dimension plus intégrée des investissements voulue par l'Union européenne revient à ajouter aux missions classiques de la CRE une vision territoriale plus affirmée de l'ensemble des réseaux (qu'elle met d'ores et déjà en œuvre dans l'approbation des schémas de raccordement au réseau de distribution et de transport pour le biogaz).

Ces missions prendront d'autant plus d'importance que le paquet européen a reconnu aux collectivités territoriales un droit à la déconnexion des réseaux les moins efficaces à l'horizon 2025, et a fixé des durées maximales pour les concessions.

La CRE pourra également jouer un rôle de régulateur dynamique vis-à-vis des collectivités territoriales pour les accompagner dans le diagnostic des besoins et des ressources de leurs territoires et la mise en place de leur stratégie d'investissement dans les réseaux.

2.2. Les missions de la CRE devraient être amenées à évoluer pour mieux prendre en compte la composante de couplages des réseaux

2.2.1. Si une évolution de la mission de régulation tarifaire de la CRE n'apparaît pas opportune, celle-ci pourrait inciter davantage les opérateurs à intégrer les alternatives de couplage en lieu et place des renforcements de réseau

Le Tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE), guidé par le principe de péréquation tarifaire, assure l'égalité de tous les citoyens dans leur accès à l'énergie, et est essentiel à la cohésion nationale. De plus, les consommateurs d'électricité contribuent chaque année à hauteur de 25 milliards d'euros d'impôts. Toute atteinte envisagée à cette assiette fiscale devrait être compensée par une autre assiette et il n'est pas envisageable à brève échéance de revenir sur ce système, tant qu'un système de concurrence pure et parfaite n'existe pas.

Concernant le gaz naturel, le système est plus libre. Le développement des biogaz, notamment dans le cadre d'une initiative des collectivités territoriales pour le développement de leur économie agricole et de l'aménagement de leur territoire, pourrait nécessiter de repenser la régulation tarifaire de cette source d'énergie. Cette question mériterait d'être expertisée à l'occasion de travaux ultérieurs du comité de prospective.

La question d'une régulation tarifaire nationale des réseaux de chaleur a été posée au cours des travaux du groupe de travail. Il en ressort qu'une telle régulation pour les réseaux de chaleur n'apparaît pas pertinente car ceux-ci dépendent de ressources locales. Ainsi, il semble particulièrement complexe d'uniformiser au niveau national les tarifs liés à ces réseaux, qui ne sont pas interconnectés pour la quasi-totalité et dont la tarification est le reflet de plusieurs paramètres locaux : gisements énergétiques disponibles à proximité, taille, nombre de clients, etc. De plus, l'optimisation tarifaire des réseaux de chaleur se réalise au niveau du contrat de concession, à partir des offres faites par les candidats lors de l'attribution de la concession, puis lors de la révision régulière des prix sur la base des formules contractuelles intégrant des indices publiés et soumis au contrôle de l'autorité concédante.

L'objectif n'est donc pas d'étendre la régulation tarifaire au réseau de chaleur, mais de mieux coordonner les investissements pour favoriser les intérêts du consommateur final et construire des stratégies locales d'investissement cohérentes, à travers notamment des incitations tarifaires. Cette optimisation ne peut se faire exclusivement par le biais des

incitations fiscales et les subventions. Car, bien qu'il existe des éléments orientant les investissements, comme la TVA réduite pour les réseaux à fort taux d'énergies renouvelables, les subventions *via* notamment le fonds chaleur ou encore les procédures de classement des réseaux de chaleur, la politique énergétique française, notamment dans sa composante fiscale, ne prend que faiblement en compte la composante carbone. En effet, la fiscalité énergétique poursuit des objectifs multiples en premier lieu, celui de rendement budgétaire, difficilement compatible avec une fiscalité à visée comportementale et environnementale.

Dans le cadre d'une meilleure prise en compte de la composante couplage, il convient de porter une attention particulière au risque de subventions croisées et d'outils réglementaires favorisant artificiellement certaines technologies.

Dans ce contexte, la CRE pourrait utilement se saisir de la possibilité offerte par l'article 11 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 *sur le marché intérieur de l'électricité* de fixer un prix à l'énergie non distribuée qui soit favorable aux couplages. Cette disposition, qui ne nécessite pas de transposition, autorise le régulateur à définir le coût de l'énergie non distribuée dans le cadre de la détermination du critère de défaillance qui justifie le maintien de capacités du réseau. Ce mécanisme a été mis en place par le régulateur italien (*cf.* encadré 2.1.3.) permettant de valoriser le MWh non distribué à un coût supérieur à celui du MWh distribué. Il serait utile de le tester sous cette forme en France.

L'ensemble de ces pistes vise à intégrer les opportunités que représentent les couplages comme alternatives au renforcement des réseaux et à mieux prendre en compte les externalités positives du non-investissement dans ces réseaux.

2.2.2. Une « *soft régulation* » locale des investissements dans les réseaux pourrait favoriser l'optimisation et l'articulation des réseaux entre eux

Au-delà de la régulation tarifaire, la CRE pourrait également adapter sa régulation des investissements. Cette disposition suppose de donner des compétences de régulation plus importantes à la CRE en matière d'approbation des investissements sur les réseaux de distribution.

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) préconise depuis 2016 que les gestionnaires de réseau aient une vision la plus large de la chaîne de valeur et l'étendent au niveau du réseau global. Dans une publication récente¹⁰², le CEER préconise aux régulateurs européens de ne pas se limiter à une vision en silo et d'adopter une approche systémique globale de la réglementation pour mieux prendre en compte l'impact financier et technique des choix d'un GRT ou d'un GRD sur les autres acteurs et de fixer le cadre dans lequel le gestionnaire du réseau sera incité à faire des choix d'investissement bénéfiques pour le système dans son ensemble plutôt qu'une seule logique d'optimisation de son propre réseau. Dans ses conclusions, le document préconise trois niveaux d'intégration de la préoccupation d'une complémentarité entre réseaux : (i) *a minima*, une meilleure coordination entre gestionnaires de réseaux afin d'utiliser tous les avantages inexploités de la complémentarité, permettant une baisse de tarif, une réduction des perturbations sur les réseaux et une décarbonation à moindre coût, grâce à une coordination

¹⁰² Source: CEER, *Paper on Whole System Approaches*, 2020.

et une planification efficaces ; ensuite (ii) mieux prendre en compte, sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les impacts des choix d'investissement dans les réseaux sur les autres acteurs du marché, comme les producteurs d'énergie et les nouveaux services, basés sur les données et enfin (iii) le CEER prône une approche réglementaire multi-réseaux pour libérer le potentiel de flexibilité supplémentaire dans le secteur de l'électricité par le biais de technologies comme le *power-to-gas* et le *power-to-heat* pour répondre aux nouveaux usages. Pour ce faire, il peut être envisagé notamment de mettre en place des incitations réglementaires directes ou indirectes appropriées pour encourager les opérateurs des réseaux à utiliser une approche systématique et définir de nouvelles exigences réglementaires pour les opérateurs de réseau dans ce sens.

À l'échelle nationale, la forme à envisager pour renforcer l'optimisation économique globale des investissements de l'ensemble des réseaux régulés et non régulés par la CRE ne fait pas l'objet d'un consensus parmi les membres du groupe de travail et la question nécessiterait d'être creusée à l'occasion des travaux à venir du Comité de prospective. Notons cependant que certains distributeurs de réseaux, membres de ce groupe de travail, sont favorables à ce qu'une obligation soit faite aux opérateurs de réseaux, dans leur ensemble, d'optimiser conjointement leurs investissements sous le contrôle de la CRE. L'analyse du régulateur et les signaux économiques en résultant devraient permettre la mise en évidence des économies de fonctionnement permises par l'optimisation des investissements.

Afin d'assurer une optimisation des investissements également à l'échelle locale, le besoin de régulation des investissements se manifeste aussi à cette échelle et doit être traité à ce niveau pour garantir sa pertinence et son opérationnalité, compte tenu du fait que les sources d'énergie renouvelables, les topologies d'usages tout comme les autorités organisatrices des réseaux se situent à la maille locale.

Certains participants souhaitent maintenir le système actuel afin de garantir que les collectivités compétentes en matière d'énergie conservent un pouvoir de décision important quant à leurs réseaux de chaleur et de froid, étant les mieux à même de réaliser ces arbitrages, car bénéficiant d'une connaissance des enjeux locaux propres à chaque réseau thermique. De plus, les collectivités bénéficient d'une relation privilégiée et de confiance avec les gestionnaires des réseaux de chaleur et ne souhaitent pas que cette relation soit remise en question.

Dans ce sens, l'application de l'article L. 322-11 du code de l'énergie¹⁰³ qui donne à la CRE une nouvelle compétence pour demander des modifications sur les plans de développement de réseaux élaborés par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, nécessitera des dispositions réglementaires¹⁰⁴ pour encadrer l'action du régulateur afin de garantir les compétences de contrôle existantes des AODE. De plus, concernant les schémas spécifiques pour le zonage de raccordement du biométhane, leur approbation est faite par la CRE après consultation préalable des AODE.

¹⁰³ Article modifié par l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 *portant transposition* de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 *concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*.

¹⁰⁴ Le décret qui doit préciser les dispositions de l'article L. 311-11 du code de l'énergie n'est pas encore intervenu.

Il est également envisagé par certains membres du groupe de travail l'attribution aux régions et ou aux métropoles de nouvelles compétences afin de contrôler la cohérence des décisions des différents opérateurs en termes d'investissement dans les réseaux sur leur territoire.

D'autres membres envisagent de compléter les missions de régulation de la CRE par une mission de régulation des investissements élargie aux réseaux non régulés, à distinguer de la régulation tarifaire qui n'apparaît pas opportune de faire évoluer pour l'heure. Cela pourrait passer par une déconcentration de la CRE au niveau des territoires, pour réguler, conjointement avec les acteurs locaux, les investissements dans les réseaux énergétiques, à la maille locale et de façon intégrée. Si la régulation des investissements devait passer par la CRE, celle-ci devrait intégrer la vision des collectivités, dans une logique de *soft regulation*. La CRE pourrait ainsi faciliter le dialogue local, notamment concernant les négociations, entre les opérateurs et gestionnaires de réseaux et les collectivités en matière de coordination des réseaux.

Concernant le contrôle a posteriori de l'efficacité énergétique et économique des investissements dans les réseaux, y compris dans la dimension de couplage, les membres du groupe de travail estiment que les instances existantes (CRE, mais également Cour des comptes et missions d'inspection des ministères) sont en mesure de jouer ce rôle, tout comme le contrôle exercé par les parlementaires dans le cadre des révisions de la SNBC et de la PPE.

CONCLUSION

Les membres du groupe de travail s'accordent sur l'existence de freins organisationnels et institutionnels au développement de synergies entre réseaux, notamment une insuffisance d'ingénierie au sein de certaines intercommunalités, des difficultés de planification, une absence d'arbitrage des investissements à la maille locale et une fiscalité énergétique insuffisamment incitative.

Parmi les pistes évoquées, la discussion reste ouverte sur les choix des solutions à adopter et il conviendrait d'étudier les conditions :

- d'une meilleure coordination des investissements entre réseaux ;
- des modalités d'optimisation des investissements locaux ;
- d'une intervention renforcée de la CRE au niveau régional ;
- d'une mise en cohérence de la temporalité et des objectifs des plans locaux avec la stratégie nationale ;
- d'une meilleure prise en compte des besoins et des ressources des territoires compatibles avec la vision régalienne de la transition énergétique.



Comité
de prospective
de la CRE

**ÉCLAIRER
L'AVENIR**