



Les notes de

La Fabrique Ecologique

FONDATION PLURALISTE DE L'ÉCOLOGIE

Note ouverte à la co-construction citoyenne

Circuits courts de l'énergie et solidarités énergétiques locales :

**Accélérer le développement de
projets d'énergies renouvelables
locales dans une dynamique
circulaire**

Mai 2022

Synthèse

La crise actuelle du marché de l'énergie nous rappelle l'urgence de gagner en résilience à travers plus de sobriété et d'efficacité énergétique d'une part, et par un développement des énergies renouvelables locales d'autre part. Ce qui permettra également de contribuer à la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit maintenant de passer des intentions aux actes en développant ces projets à plus grande échelle. Il est ainsi l'heure de réinventer nos systèmes énergétiques avec une «urgence du moyen terme», tel que nous y exhorte le GIEC. Les projets qui vont pouvoir être mis en œuvre dans les dix prochaines années vont être décisifs pour nous placer sur une meilleure trajectoire carbone. Les petits projets de territoires ont des capacités à être mis en œuvre bien plus rapidement que des centrales nucléaires ou des parcs éoliens offshore. Il est donc temps de faire basculer la planification énergétique du niveau national au niveau local de façon plus précise.

A ce titre, il est décisif de promouvoir toutes les formes de circuits courts énergétiques renouvelables, quels qu'en soient les vecteurs : électricité, gaz ou chaleur. Pour cela, et afin d'œuvrer à la création d'un cadre plus propice au développement de boucles énergétiques locales multi énergies intégrant plus de solidarités, nous formulons trois recommandations, qui, en complément d'actions déjà engagées ou proposées par d'autres pour promouvoir une gouvernance citoyenne de ces projets ou la levée des freins relatifs aux processus d'autorisations, nous semblent de nature à améliorer le modèle économique des projets (pour des porteurs citoyens, publics ou privés) et à en faciliter le déploiement.

Propositions

Faire évoluer les règles de la commande publique afin qu'elle appuie davantage la structuration de filières à travers ses achats d'énergie.

- Envisager des aménagements, similaire à la Loi Egalim (restauration collective) pour permettre à des producteurs d'énergies locales de mieux valoriser leur production auprès d'acheteurs publics.
- Permettre à la commande publique de sortir d'un marché de fourniture et de contracter des "PPA" (achats directs d'énergie) dans le cadre de contrats de long terme, pour sécuriser l'investissement du porteur de projet.

#1

Développer des fonds de garantie public/privé pour limiter les risques des projets d'énergies renouvelables locales.

- Mutualiser la couverture de ces risques et ainsi permettre une baisse du coût d'accès au capital pour les porteurs de projets, notamment les plus petits.
- Créer des fonds de garantie régionaux abondés par des porteurs de projets, des collectivités et l'Etat pour permettre à beaucoup plus de projets d'être viables économiquement.

#2

Permettre une plus forte valeur ajoutée sociétale de ce type de projets, afin qu'ils contribuent à plus de solidarités énergétiques.

- Définir un cadre réglementaire et fiscal dédié au don d'énergies locales pour des publics fragiles.
- Créer des «zones franches énergétiques» par des exemptions fiscales dédiées à ce type de projets sur des territoires considérés comme fragiles ou prioritaires par l'ANRU ou l'ANCT.

#3

Signataires

- **Pierre Henri Grenier** - Banque de la Transition
- **Alexandra Batlle et André Joffre** - Tecsol
- **Benoît Denis et Justine Bain Thouverez** - LLC et associés
- **Aurélien Bertin** - Valoen
- **Richard Loyen et David Gréau** – Enerplan
- **Clément Lacombe** - Université de Pau et des Pays de l'Adour
- **Germain Gouranton** - Naldeo
- **Delphine Pujos** - Département du Gers
- **Carine Sebi et Anne-Lorène Vernay** - Grenoble Ecole de Management
- **Simon Ducasse** - Atlansun
- **Thibault Perrailon et Sébastien Delpont** – GreenFlex

Autres membres du groupe de travail

- **Andreas Rudinger** - IDDRI
- **Frederic Lajoux** - Enedis
- **Antoine Jabet** - GRDF
- **Christophe Delfeld** - GRT Gaz
- **Nicolas Ott** – BCM Energy
- **Donald François et Patrice Gerardin** - Sereysun
- **Celia Blauel** - Mairie de Paris
- **Pierre Levi** - Bordeaux Métropole Energies
- **Guillaume Perrin et Lionel Guy** - FNCCR

Conformément aux règles de la Fabrique Ecologique, seuls les signataires de la note sont engagés par son contenu. Leurs déclarations d'intérêts sont disponibles sur demande écrite adressée à l'association.

Grands Témoins

- **Nicolas Ott** - directeur du développement, BCM Energy
- **Pierre Leroy** - 2ème adjoint au maire de Puy-Saint-André, président du PETR Briançonnais, Écrins et Guillestrois Queyras, président de SEVE (Soleil Eau Vent Energie), président de la commission transition écologique de l'ANPP, auteur du livre « Passage délicat : Penser et panser le territoire »

Relecture

Cette note a été discutée par le Comité de lecture de La Fabrique Ecologique, composé de **Nicolas Blanc, Gildas Bonnel, Elyne Etienne, Géraud Guibert, Sandrine Maisano, Guillaume Sainteny et Lucile Schmid**.

Elle a enfin été validée par le Conseil d'administration de La Fabrique Ecologique.

Première publication : Conformément aux règles de La Fabrique Ecologique, cette première publication est mise en ligne sur le site de l'association (www.lafabriqueecologique.fr) pour faire l'objet d'une co-construction citoyenne. Chacun peut contribuer à son élaboration, les amendements et les propositions pouvant être intégrés lors d'une deuxième publication de la note à intervenir dans les prochains mois.



Sommaire

Introduction	4
I. Les énergies renouvelables locales : de quoi parle-t-on ?	5
I. Les différentes filières à considérer dans notre paysage énergétique	5
II. Une réflexion sur les énergies locales pour tous les vecteurs : gaz, électricité et chaleur	6
III. Les différents intervenants, régimes de concurrence et tarifications selon les types d'énergies	6
IV. Un coût pour les consommateurs d'énergie qui se décompose en trois parties	8
V. Un besoin d'insertion territoriale harmonieuse des projets d'énergies renouvelables	8
VI. La gouvernance citoyenne, un levier pour développer des projets aux co-bénéfices larges	10
VII. Une pauvreté énergétique grandissante et un système énergétique actuel peu solidaire	11
VIII. Les équilibres « offre / demande » locaux à l'échelle des territoires	12
IX. Repenser le financement des opérateurs de réseaux énergétiques	12
X. Réinterroger la place de la puissance publique dans la chaîne de valeur	13
II. Etat des lieux des énergies locales : chiffres clés et cadre, où en est-on ?	14
I. Un potentiel essentiel à activer pour tenir nos ambitions de décarbonation	14
II. Un développement des énergies renouvelables très en retard en France	15
III. Mettre en perspective à une échelle Européenne le soutien à ces projets	15
IV. Comprendre l'économie des projets d'énergies renouvelables locales pour les développer	16
III. Comment accélérer ce développement de circuits courts de l'énergie ?	17
I. Revoir les règles de la commande publique relatives à l'achat d'énergies renouvelables locales	18
A. Réconcilier le droit de la commande publique et le droit des énergies renouvelables	19
B. Formaliser des régimes juridiques dérogatoires au droit de la commande publique ...	20
C. Permettre des contrats d'achat directs vus par la commande publique	22
1) Le manque de compétitivité du prix du mégawattheure renouvelable par rapport au mégawattheure centralisé dans le cadre actuel	24
2) L'obligation de remise en concurrence périodique	24
3) Les durées plus longues consacrées par les contrats de marchés globaux de performance	24
D. Clarifier un régime dérogatoire	25
E. Accélérer le calendrier de mise en œuvre des dernières évolutions réglementaires ..	25



II. Développer des fonds de garantie pour limiter les risques des projets et baisser le coût d'accès au capital des porteurs de projets	26
A. Mieux maîtriser les risques opérationnels identifiés.....	26
1) Le premier risque opérationnel : la qualité et la quantité de gisement de productible dans le temps.	26
2) Le second risque opérationnel : les prix de revente des énergies locales ainsi produite	26
B. Mettre en place des fonds de garantie à l'échelle de régions.....	28
III. Donner un cadre juridique et fiscal aux dons d'énergie et à des zones franches énergétiques	30
A. Élaborer un régime encadrant le « don d'énergies locales ».....	30
B. Développer des « Zones Franches Énergétiques »	32

Annexes

Annexe 1 : Vecteurs énergétiques	33
Annexe 2 : Une fiscalité et une tarification énergétique complexes.....	34
Annexe 3 : Des tendances de progression des énergies renouvelables peu encourageantes	37
Annexe 4 : Freins constatés pour les collectivités au développement de projet	38
Annexe 5 : Détails du projet de plan solaire par la Commission Européenne en date de mai 2022	39



Introduction

L'urgence d'un changement d'échelle dans le déploiement des énergies renouvelables locales

Les gilets jaunes ont exprimé leur exaspération quant au poids des charges énergétiques. La jeunesse exprime son impatience vis-à-vis de la lenteur des actions mises en œuvre pour lutter contre le changement climatique et son envie d'une accélération bien plus importante de la transition énergétique. L'invasion de l'Ukraine par la Russie et les conséquences géopolitiques qui en découlent ont souligné notre très faible indépendance énergétique. Le retard dans l'investissement dans de nouvelles infrastructures de production contribue à la hausse des prix. Il est l'heure de réinventer nos systèmes énergétiques, en pensant le long terme mais aussi en organisant le moyen et le court terme, avec des projets pouvant émerger rapidement. Les rapports du GIEC nous l'ont rappelé, il va être décisif d'agir massivement dans les dix ans à venir.

La première étape de toute démarche sérieuse de transition est de rendre nos modes vies plus sobres et nos systèmes énergétiques plus efficaces. Favoriser la production et la revente d'énergies renouvelables notamment dans une logique de circuits courts et d'économie circulaire entre « consomm'acteurs » en est l'étape suivante. L'envie de transition énergétique, au plus près d'eux sur leurs territoires, est réelle chez les Français, mais ils la veulent juste et solidaire. Les élus locaux seront attendus sur ces questions lors de leurs prochains mandats, et il est nécessaire au plan national de bâtir un cadre mieux adapté à ces développements, en lien avec les dynamiques européennes. Cette demande pour des énergies renouvelables locales émerge aussi des entreprises.

Beaucoup d'initiatives énergétiques locales émergent sur nos territoires, mais lorsqu'il est question de passer d'expérimentations à grande échelle, les choses se compliquent, faute de cadre juridique stable et satisfaisant.

Trois échelles de coordination publique à considérer : européenne, nationale et locale

Une organisation centralisée franco-française des systèmes énergétiques n'est plus adaptée à notre temps et à la maximisation du potentiel énergétique des territoires. La structuration des nouvelles filières technologiques décarbonées (hydrogène, batteries, éolien offshore, solaire) s'effectue à une échelle européenne, notamment à travers le renfort d'interconnexions entre réseaux nationaux. Le développement de projets de production se joue à une échelle territoriale.

L'échelon national est de moins en moins pertinent pour organiser le développement de projets, mais il reste celui de la loi, de la fiscalité, des engagements internationaux, de l'actionnariat des opérateurs de réseaux énergétiques, des fournisseurs historiques et des réflexions prospectives. La planification des productions énergétiques renouvelables doit être pensée au niveau des territoires. L'énergie prend une trajectoire circulaire dans une architecture faite d'infrastructures de production mises en réseau pour le transport et la distribution. Afin d'éviter les oppositions stériles entre les logiques de production et de réseau, il est temps de mettre en œuvre une politique énergétique qui concilie les deux afin d'atteindre les objectifs de la Stratégie Nationale Bas Carbone.

Mieux intégrer la dimension de solidarité dans le développement de projets renouvelables

Le développement de projets d'énergies locales et renouvelables est absolument nécessaire et doit s'accélérer. Il faut concilier préservation de l'intérêt général et développement de circuits courts de l'énergie, ce qui fonctionne en de nombreux endroits du monde. Il convient de démythifier l'idée que le développement d'énergies renouvelables décentralisées impactera forcément la solidarité énergétique nationale. La mise en œuvre de boucles énergétiques locales pour développer les énergies renouvelables peut et doit rendre notre système énergétique plus juste.



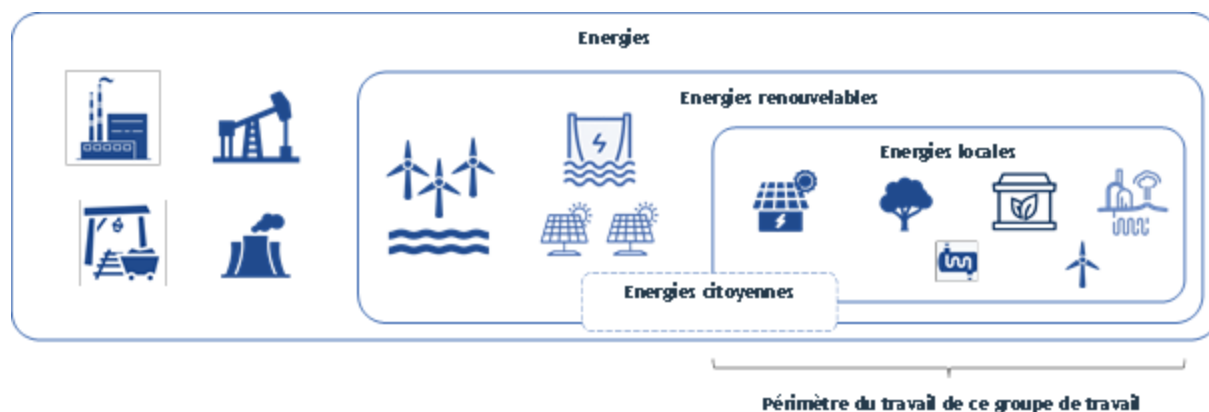
I. Les énergies renouvelables locales : de quoi parle-t-on ?

I. Les différentes filières à considérer dans notre paysage énergétique

Au début du XIX^e siècle, toutes les énergies étaient renouvelables et locales, mais le développement de filières fossiles et fissiles à forte densité énergétique a rendu possible et rentable, dans le contexte réglementaire et fiscal de ces époques, l'échange de flux d'énergie à des échelles bien plus larges. Les impacts écologiques de ces filières imposent de reconsidérer leur développement.

La majeure partie de notre consommation énergétique en France est composée d'énergies fossiles et fissiles dont les combustibles sont importés de pays géopolitiquement instables. Ces énergies sont ensuite transformées dans des unités centralisées (centrales nucléaires, raffineries, centrales thermiques à gaz / charbon ou fioul).

Les énergies renouvelables complètent aujourd'hui notre production énergétique, avec des projets de grande taille (centrales hydroélectriques, éolien offshore, grandes centrales solaires au sol, agro-carburants et demain hydrogène vert) et de petites tailles (géothermie, biomasse / bois énergie et chaleur fatale valorisés via des réseaux de chaleur, biométhane, solaire photovoltaïque et éolien terrestre). Certains de ces projets sont dit « citoyens » du fait d'une gouvernance impliquant les acteurs locaux.



II. Une réflexion sur les énergies locales pour tous les vecteurs : gaz, électricité et chaleur

Le groupe de travail a concentré ses travaux sur les enjeux d'un développement plus large des projets d'énergies renouvelables locales (que ceux-ci soient citoyens ou non), laissant de côté les enjeux de développement de grands projets renouvelables : éolien en mer, hydroélectricité, centrales solaires au sol, à aborder différemment.

Cette note se concentre donc sur les filières d'énergies renouvelables au potentiel le plus important en France dans une perspective multi-usages (chauffage, électricité, mobilité, industrie...) et multi-vecteurs (chaleur, électricité, gaz). Les différents scénarios de prospective sociétales et énergétiques¹ indiquent que ces trois vecteurs énergétiques représenteront plus de 80 % de nos consommations énergétiques².

III. Les différents intervenants, régimes de concurrence et tarifications selon les types d'énergies

L'organisation des marchés de l'électricité, du gaz en réseau, des réseaux de chaleur / froid et des autres combustibles « hors réseau » (gaz en bouteille, bois, fioul, hydrocarbures) est très différente dans leur mode de régulation et leur fiscalité.

Pour le gaz en réseau et l'électricité, le transport et la distribution sont opérés par des opérateurs de réseaux (RTE, GRT Gaz, Enedis, GRDF, Terega, des entreprises locales de distribution (ELD)), alors que la production de biogaz et d'électricité renouvelables est ouverte à la concurrence : aux côtés des opérateurs historiques que sont Engie, TotalEnergies et EDF, d'autres fournisseurs ont développés leurs activités : Enercoop, ekWateur, Planète Oui, Cdiscount, ENI...

Ces activités sont régulées par la Commission de Régulation de l'énergie. Il existe pour ces énergies un tarif unique pour le transport et la distribution, et un tarif unique régulé pour les particuliers, s'agissant de la production et de la fourniture, quel que soit le lieu de consommation dans le pays (péréquation tarifaire territoriale). S'agissant des réseaux de chaleur, différents acteurs peuvent fournir de la chaleur, mais un opérateur en monopole local (collectivité ou délégataire) va coordonner la production, le transport et la distribution de cette énergie. Il appartient à chaque opérateur de ce type de réseau de fixer son prix. De la même façon, pour les autres combustibles (gaz en bouteille, bois, fioul, carburants), il n'existe pas de péréquation territoriale tarifaire, chaque fournisseur peut fixer son prix selon les territoires. Ces formes d'énergies ne sont ainsi pas régulées par la Commission de Régulation de l'énergie. Il n'existe pas de tarif à destination des particuliers fixé par l'Etat pour ces énergies.

Historiquement, les opérateurs énergétiques remplissaient trois fonctions : la production, l'acheminement (transport et distribution) et la fourniture (commercialisation), en monopole et grâce à des capitaux uniquement publics (EDF, GDF). Avoir un monopole à capitaux publics / parapublics pour les activités de transport et distribution reste pertinent : il s'agit d'infrastructures d'intérêt général.

¹ De l'association Négawatt et de l'étude ADEME Transition(s) 2050 dans les quatre scénarios considérés : génération frugale, coopérations territoriales, technologies vertes et pari réparateur.

² Cf tableaux en annexe.



	Production	Transport & distribution	Fourniture
 Electricité	 <i>Concurrence</i>	 Monopole (RTE, Enedis, ELD)	 <i>Concurrence</i>
 Gaz	 <i>Concurrence</i>	 Monopole (GRT gaz, GRDF, Terega, ELD)	 <i>Concurrence</i>
 Chaleur (en réseau)	 Monopole local (collectivité ou délégataire)	 Monopole local (collectivité ou délégataire)	 Monopole local (collectivité ou délégataire)
 Autres combustibles	 <i>Concurrence</i>	 <i>Concurrence</i>	 <i>Concurrence</i>

Source GT LFE

Les réformes du marché dans les années 2000 ont mis fin aux monopoles publics pour la production et la fourniture d'énergie. S'il était pertinent d'avoir un opérateur national unique à capitaux publics pour gérer un parc électro-nucléaire, les projets d'énergies renouvelables locales (photovoltaïque, réseau de chaleur, méthanisation) peuvent efficacement être gérés et financés par des acteurs d'autres natures : coopératives, citoyens, agriculteurs, collectivités, sociétés d'économie mixte ou entreprises privées.

Une organisation du marché français atypique en Europe

En France, à la différence d'autres pays européens, l'Etat est au capital de plusieurs opérateurs énergétiques, notamment de production et de fourniture d'énergie, eux-mêmes actionnaires des opérateurs de réseaux de transport et de distribution d'énergie. Cette présence d'acteurs dominants à l'échelle du pays, mêlant activités de production et de transport/distribution, est une exception en Europe.

En Italie, l'Etat a séparé en entités distinctes d'un point de vue capitalistique les opérateurs du transport et de la distribution d'électricité et de gaz d'un côté et les opérateurs de la production d'un autre.

En Allemagne, l'Etat fédéral n'est actionnaire d'aucun opérateur énergétique mais des Länders (région) ou les Stadtwerke (métropoles) le sont. Par exemple, le Land du Bade-Wurtemberger est actionnaire de l'opérateur ENBW.

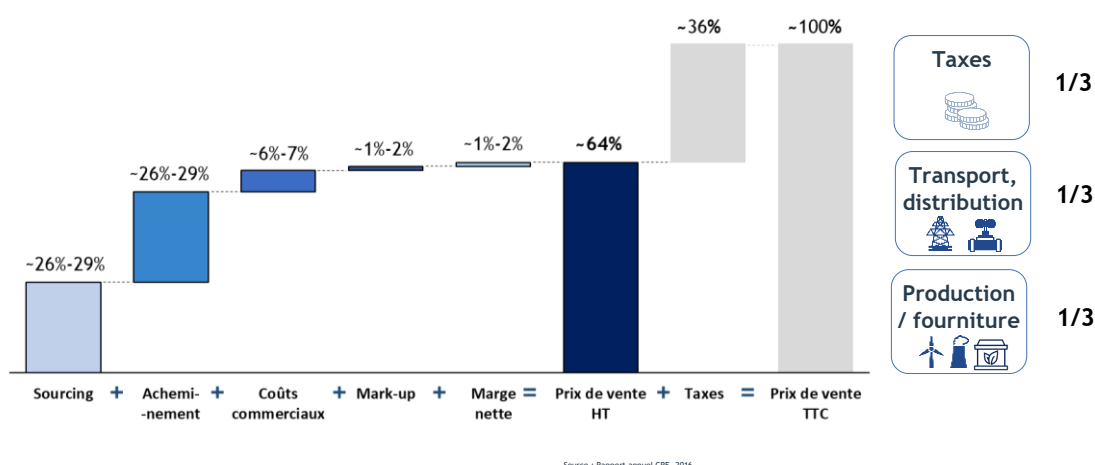
Dans le cas allemand, l'Etat, en charge de réguler le marché (sur les aspects d'énergie, de concurrence, de politique industrielle, etc.), est distinct des acteurs publics actionnaires des opérateurs énergétiques (à savoir Länder et métropoles). Les arbitrages s'effectuent entre des entités distinctes, plutôt qu'entre services de l'Etat sans consultations des territoires ou des citoyens. Une telle habitude du débat et d'arbitrages « sur la place publique » facilite l'adhésion des citoyens et entreprises lors de changement de modèles énergétiques.

Plus généralement, le développement de projets renouvelables décentralisés crée des d'emplois, de la valeur pour les collectivités et les PME et accélère la décarbonation du pays ; ce qui est vertueux pour ces parties prenantes mais moins pour les revenus d'actionnaires de producteurs énergétiques en monopole, quand bien même il s'agit de l'Etat.



IV. Un coût pour les consommateurs d'énergie qui se décompose en trois parties

Pour le gaz et l'électricité en réseau, le prix payé par le consommateur d'énergie se décompose en trois tiers : taxes³, coût de production / fourniture et coût d'acheminement (transport et distribution), dont les parts sont peu ou prou équivalentes, même si elles sont légèrement différentes pour les marchés de l'électricité et du gaz. Cette décomposition est importante pour comprendre le modèle économique des projets d'énergies locales et les controverses associées : les acheteurs d'énergies issues de ces projets, peuvent être de « moindres utilisateurs » des réseaux de transport et de distribution. La question se pose donc du prix et des taxes qu'ils payent par rapport aux autres consommateurs pour y accéder.



V. Un besoin d'insertion territoriale harmonieuse des projets d'énergies renouvelables

Comme toute activité économique, la production ou transformation d'énergie a un impact et doit s'insérer de façon harmonieuse dans son territoire, en lien avec ses parties prenantes. Par exemple, les exploitations agro-forestières visant des débouchés biomasse énergie doivent être gérées avec des préoccupations en lien avec la biodiversité, les conséquences possibles d'un méthaniseur en terme olfactif doivent être bien intégrées et l'impact sonore d'un projet éolien bien anticipé et limité.

La France dispose d'un cadre réglementaire fourni pour l'encadrer. Mais il reste plus difficile et plus long de développer de tels projets à impact globalement positif que de développer des projets à impact négatif. Si un encadrement de la production d'énergie est nécessaire, la complexification et la diversification des modes d'autorisation ont tendance à freiner le développement de ces projets sans être toujours justifiées.

³ Cf détails en annexe.



Des démarches d'autorisation longues et complexes...

Un porteur de projet de production d'énergie renouvelable va possiblement devoir, pour engager son projet et obtenir les avis / autorisations nécessaires, solliciter :

- Des services d'urbanisme en regard du caractère constructible du terrain ;
- Des services en lien avec les activités agricoles ;
- Des services architecturaux des bâtiments de France, à proximité de monuments historiques ;
- Des services de l'armée, si proximité de bases militaires ;
- Des services de l'environnement, pour ce qui est de l'impact en termes de biodiversité ;
- Des services de sécurité incendies, avec les pompiers et la préfecture ;
- Des services de la direction générale de l'aviation civile, si proximité d'un aéroport ;
- Des services des opérateurs de réseau en vue du raccordement.

A cela peuvent s'ajouter des phases de concertation avec les citoyens. Si la pertinence de se préoccuper de l'ensemble de ces questions n'est pas à remettre en cause, il est à noter que, dans la pratique, les constats suivants sont révélateurs de la difficulté de développement des projets locaux d'énergie :

- L'absence d'une gestion « centralisée » de l'ensemble de ces autorités administratives ;
- Des désaccords entre elles, voire des recommandations contradictoires ;
- L'existence de marges d'interprétation des règles très hétérogènes d'un territoire à un autre ;
- Des délais d'instruction variables ;
- Des durées et formes de recours dissemblables.

Ces procédures d'autorisation complexes, dont le coût et les durées sont souvent les mêmes (et de plus en plus élevés) pour un petit ou un très grand projet, tendent ainsi à favoriser le développement de quelques grands projets plutôt qu'une diversité de plus petits projets, dont les impacts pourraient pourtant être moindres, aux co-bénéfices meilleurs et mieux acceptés par les riverains.

Une étude d'Intercommunalités de France (ex-association des Communautés de France)⁴ explicite les freins constatés sur le terrain pour développement de tels projets, notamment lorsque le maître d'ouvrage est la collectivité (réseau de chaleur, biomasse, solarisation d'école...). Certains freins concernent la mise en œuvre, d'autres l'engagement des collectivités dans ce type de projet. Délais, complexité et difficultés administratives sont les plus mentionnés. Les collectivités qui ne s'y engagent pas évoquent un manque de capacité d'ingénierie, de connaissance et de moyens financiers, notamment pour faire face à cette complexité.

Le groupe de travail a fait le choix de ne pas centrer ses recommandations sur l'évolution des démarches d'autorisation, même si les réformer constituerait une étape importante pour que la France tienne ses objectifs de déploiement en termes d'énergies renouvelables. Ceux-ci ne sont d'ailleurs pas atteints, à l'heure où, dans le cadre de sa politique Fit for 55, l'Europe envisage de les relever.

⁴ https://www.adcf.org/files/NOTES-et-ETUDES/production_energie_locale_web.pdf.



VI. La gouvernance citoyenne, un levier pour développer des projets aux co-bénéfices larges

La mise en œuvre de projets d'énergies renouvelables à gouvernance locale associant collectivités et citoyens est très vertueuse. Les modes d'intervention des collectivités et citoyens sont variés⁵ : investissement par des approches participatives, apport de foncier par la collectivité, financement d'études préalables... Ces projets seront un levier clé de compréhension des enjeux énergétiques à valeur ajoutée territoriale partagée.

L'ADEME et Energies Partagées⁶ estiment que les projets d'énergies renouvelables à gouvernance locale génèrent au moins deux, et jusqu'à trois fois plus de retombées économiques locales directes qu'un projet d'énergies renouvelables classique « privé » sur une durée de vie de 20 ans. L'étude menée en 2019 par le syndicat des énergies renouvelables évalue à 2 € les retombées fiscales pour 1 € d'argent public investi. Les dispositifs de décentralisation de l'énergie sont en effet porteurs de nombreux bénéfices sociaux et environnementaux pour les territoires : stabilisation des prix de l'électricité à long terme face à la hausse des prix de l'énergie, traçabilité de la production d'énergie, valorisation du territoire et stimulation de l'emploi local.

Des annonces récentes pour développer les projets à gouvernance citoyenne

Des mesures ont été annoncées par le gouvernement à ce sujet en novembre 2021, avec notamment l'ambition de lancer 1000 nouveaux projets d'énergies renouvelables à gouvernance locale d'ici 2028, d'intégrer ces objectifs dans la prochaine PPE, de rédiger une feuille de route stratégique pour le développement de communautés d'énergie et de transposer la directive énergétique aux « communautés d'énergie renouvelable » et « communautés d'énergie citoyennes »⁷. En 2019, les projets citoyens ne représentent que près de 1 % des projets d'énergies renouvelables en France, contre 40 % en Allemagne (en incluant les projets impliquant citoyens ou agriculteurs)⁸.

Un développeur travaillant au montage d'un parc éolien, un groupement d'agriculteurs développant un méthaniseur, des PME voulant co-investir dans des ombrières solaires sur une zone d'activité pour alimenter leurs camionnettes électriques ou une collectivité souhaitant étendre un micro-réseau de chaleur biomasse, ce ne sont pas toujours des projets dit « citoyens », mais ce sont tout de même des projets vertueux de développement de production d'énergies renouvelables locales dont l'accélération doit être mieux facilitée. Différentes formes de projets de production d'énergies renouvelables existeront, comme il existe différentes formes de logements : habitat social, habitat privé collectif, habitat privé individuel, habitat participatif...

La nécessité d'atteindre nos objectifs climatiques tout en maximisant les retombées économiques et sociales dans les territoires doit nous amener à un double objectif : augmenter la part des projets citoyens parmi les projets d'énergies renouvelables (ce qui est l'objet des mesures indiquées précédemment) et accroître le nombre total de projets d'énergies renouvelables locales (ce qui est l'objet des réflexions de ce groupe de travail).

De nombreux travaux ont montré les bénéfices d'un raccourcissement des chaînes de valeur, et cela est vrai aussi en ce qui concerne les approvisionnements énergétiques renouvelables⁹, dont 80 % de la valeur économique générée l'est sur le territoire national. Dans un monde post-covid, à la suite de la guerre menée par la Russie en Ukraine et face aux conséquences grandissantes du changement climatique, la préoccupation de bâtir des territoires résilients avec une plus grande autonomie énergétique s'est accrue, et le développement des filières locales est encore plus indispensable pour y parvenir.

⁵ <https://expertises.ademe.fr/collectivites-secteur-public/animer-territoire/mobiliser-acteurs-territoire/developpement-projets-denergie-renouvelables-a-gouvernance-locale>.

⁶ <https://energie-partagee.org/wp-content/uploads/2019/12/Note-technique-Etude-Retombees-eco-Energie-Partagee.pdf>.

⁷ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/21191_10MesuresEnergiesRenouvelablesCitoyenne_def_light.pdf.

⁸ <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/energie-citoyenne-une-ambition-politique-forte-qui>

⁹ <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/synthese-etude-ey-ser-energies-renouvelables-maj-021020.pdf>.



VII. Une pauvreté énergétique grandissante et un système énergétique actuel peu solidaire

La pauvreté énergétique ou précarité énergétique, qu'elle concerne les usages énergétiques relatifs au logement ou à la mobilité, se développe fortement à un moment où le coût de l'énergie augmente nettement plus vite que les revenus des ménages les plus fragiles et alors que les efforts de réduction des consommations énergétiques (notamment via le développement d'actions de sobriété, de rénovations énergétiques très performantes, ou de recours à des mobilités bas carbone / partagées) ne vont pas assez vite.

Une certitude : les coûts de l'énergie ne sont pas près de baisser du fait des besoins en capitaux considérables que vont entraîner la reconstitution d'un parc de production électrique en France et le développement de nouveaux projets de chaleur ou de gaz renouvelables. Ces coûts seront reportés sur les consommateurs ou les contribuables, ce qui ne sera pas anodin pour les budgets des citoyens ou des entreprises, avec le risque de faire basculer un nombre croissant de ménages en précarité ou en privation énergétique. En complément d'actions de sobriété et d'efficacité énergétique massives, ces projets d'énergies renouvelables devront ainsi se mettre en place avec un coût (direct ou via des mécanismes tarifaires dédiés) abordable pour les consommateurs les plus fragiles.

Notre système énergétique n'est pas aussi solidaire qu'on aime à le dire. Certes il existe un dispositif utile de chèque énergie compris entre 50 et 275 €, mais le montant moyen des dépenses des ménages était en 2019 - avant la crise géopolitique de 2022 - de près de 1 600 €¹⁰, avec des montants de factures bien plus élevés que cette moyenne pour les familles logées dans de grands logements ou pour ceux habitant des passoires énergétiques. Le chèque énergie ne permet donc de baisser la facture que de 15 % au maximum.

Dans l'effort nécessaire de justice sociale, les modalités du mécanisme des péréquations tarifaires, pensé pour un autre temps que le nôtre, devront être rediscutées. Au moment d'acheter leur électricité ou leur gaz, tous les Français paient le même prix, où qu'ils habitent (ce qui n'est pas le cas pour les réseaux de chaleur, pour acheter son bois-bûche ou faire son plein d'essence). La distribution de l'énergie en zone rurale coûte plus cher qu'en zone urbaine et dense. De ce fait, l'habitant de Neuilly subventionne certes la facture de l'agriculteur du Cantal, mais le locataire d'un HLM à Saint-Denis sponsorise aussi celle du propriétaire d'une résidence secondaire dans le Perche. La solidarité ville-campagne de cette péréquation territoriale a des vertus dans certaines situations, mais elle en empire d'autres : il existe aussi des précaires énergétiques en milieu urbain.

Un besoin de débat public et d'arbitrages pour repenser les péréquations nationales

Différents critères devront guider de nouvelles formes de péréquations ou de solidarités énergétiques. Que les péréquations soient uniquement « territoriales » n'est plus adapté. Il serait important d'intégrer d'autres dimensions : leur impact carbone, l'intensité en emploi, la provenance locale. Le poids relatif de ces dimensions ou leur non-intégration devra être débattu. La question d'intégrer des critères de revenus se pose.

La péréquation entre territoires devra aussi être posée sur de nouvelles bases : certains territoires sont riches en ressources énergétiques (soleil, vent, biogaz, bois) et d'autres territoires sont riches en revenus et en consommateurs. Des péréquations sectorielles pourraient aussi être débattue, les activités non délocalisables pourraient en partie financer l'énergie de celles soumises à la concurrence internationale. Des péréquations entre citoyens et entreprises sont aussi une possibilité : faire payer plus cher aux citoyens pour baisser le prix de l'énergie aux industriels, ou l'inverse : faire payer plus cher l'énergie aux entreprises pour baisser son prix pour les citoyens.

L'énergie est un sujet profondément politique qui nécessite un débat de société sur ses différentes composantes.

¹⁰ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2021/3-depenses-en-energie>.



Comme indiqué, notre monde énergétique s'organise à trois échelles, européenne, nationale et locale. Des solidarités doivent être pensées à ces trois échelons : une réforme des mécanismes de solidarité / péréquation à la maille nationale (cf encadré précédent), des dispositifs à la maille européenne, dont les contours et la mise en œuvre sont en débat (« Just Transition Mechanism » et « Modernisation Fund ») et des dispositifs à la maille locale, sujet sur lequel ce groupe de travail fait des propositions.

VIII. Les équilibres « offre / demande » locaux à l'échelle des territoires

Les premiers développements d'énergies renouvelables représentaient « une goutte d'eau dans l'océan » et étaient injectés dans les réseaux énergétiques. Mais de plus en plus, dans ces développements énergétiques inscrits dans des logiques de circuits courts énergétiques, il est essentiel de se préoccuper à des échelles locales des questions d'équilibre offre / demande à des mailles horaire / journalière / hebdomadaire / saisonnière pour des raisons de bons sens et de réseaux. Cela est indispensable pour dimensionner au plus juste (et limiter leur coût) les installations de production, de transport, de distribution et de flexibilité/stockage.

De même, il est aussi très important de s'interroger sur l'évolution de la demande énergétique compte tenu des mutations nécessaires (par ex : véhicules basculant du diesel à l'électrique), du développement de la sobriété énergétique, des performances énergétiques, du tissu économique et de la démographie. Le même questionnement doit s'appliquer au potentiel local de production d'énergie dans un contexte de changement climatique (par ex : changement des régimes de vents) et de pratiques ou d'usages (par exemple, moins de déchets méthanogènes avec la réduction de la taille des élevages du fait d'une consommation de viande en baisse).

La régionalisation des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie à partir de 2023¹¹, actée par la loi climat et résilience en 2021, peut constituer une opportunité intéressante pour permettre des débats et de se mettre d'accord à l'échelle des régions entre préfets, élus, citoyens, acteurs économiques et opérateurs de réseaux énergétiques sur les façons de planifier ces développements.

IX. Repenser le financement des opérateurs de réseaux énergétiques

Une controverse importante est celle du mode de rémunération des opérateurs des réseaux énergétiques dans un monde plus décentralisé : des échanges locaux d'énergie à l'échelle d'un territoire, s'ils se font par des réseaux privés ou uniquement sur les réseaux de distribution, vont moins solliciter les réseaux de transport et aussi entraîner des coûts additionnels de raccordement pour les réseaux de distribution.

Le renforcement des réseaux énergétiques est essentiel à la réussite de la transition énergétique : un modèle dans lequel les besoins d'investissement des réseaux augmentent, alors que les revenus diminuent car les besoins de puissance des consommateurs baissent – par une combinaison d'actions de sobriété, d'efficacité et de déploiement de productions renouvelables locales – ne peut pas fonctionner.

Ce constat a amené la Commission de Régulation de l'énergie, dont le mandat est de s'assurer du bon fonctionnement du réseau et de la santé économique de ces opérateurs, mais pas du développement économique et écologique territorial, à être critiquée sur l'efficacité de ses mesures de soutien et d'accompagnement à ces projets d'énergies locales et sur la mise en œuvre de mécanismes vus comme des freins à l'émergence de tels projets.

¹¹ <https://www.lagazettedescommunes.com/780670/loi-climat-et-resilience-les-energies-renouvelables-poursuivent-leur-mue/>

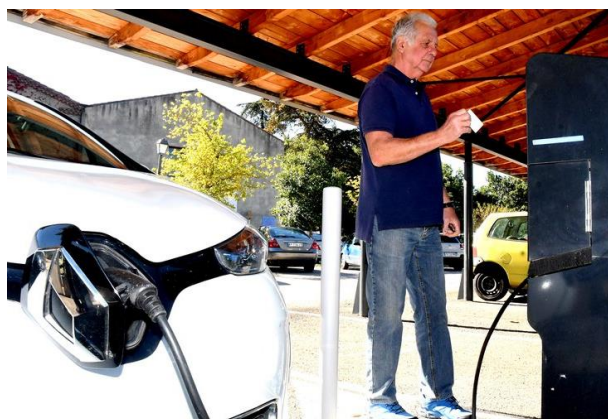


Le retard très important pris dans le développement de projets d'énergies renouvelables (particulièrement au regard de nos voisins européens) et la conviction, appuyée par l'urgence climatique, qu'opposer les formes de production d'électricité bas carbone n'était plus le sujet, aident à dissiper ces controverses. Les bases du mode de rémunération des services rendus par les réseaux dans une telle architecture des systèmes énergétiques devront être réinterrogées dans les années à venir. De nouveaux arbitrages seront à faire entre paiement de ces infrastructures par la fiscalité (modèle des routes départementales), paiement de ces infrastructures par les usagers (modèle des autoroutes) et ainsi que sur quelles bases.

X. Réinterroger la place de la puissance publique dans la chaîne de valeur

Il est nécessaire de questionner le futur des services publics en termes d'énergie : où doivent investir et se positionner Etat et collectivités ? Quelle place laisser à des acteurs privés ou à des acteurs de l'économie mixte dans la chaîne de valeur : dans les infrastructures de transport et de distribution (réseaux de chaleur ou de froid, réseaux électriques, réseaux de gaz verts) ? Dans des projets de production de filières innovantes ou au taux de rentabilité trop bas ? Dans des services aux citoyens combinant rénovation énergétique et production d'énergies renouvelables décentralisées (par exemple le service FaciRenov opéré par Bordeaux Métropole Energies) ? Dans des services plus intégrés incluant la production / fourniture d'énergies locales renouvelables ?

Dans le département de l'Aude, à quelques kilomètres d'écart, pour permettre un accès à la mobilité de ses citoyens en zone rurale, la commune de Moutoumet gère une station-service délivrant des carburants fossiles tandis que la commune de Villerouge Termenès a mis à disposition des habitants un véhicule électrique en temps partagé rechargé par une ombrière photovoltaïque. Les formes d'implication et de coopération publiques / privées / citoyennes pour développer des boucles énergétiques renouvelables locales sont encore un champ d'innovation.



II. Etat des lieux des énergies locales : chiffres clés et cadre, où en est-on ?

I. Un potentiel essentiel à activer pour tenir nos ambitions de décarbonation

Les trois exercices de prospectives énergétiques menés en 2021 : études RTE « Futurs énergétiques 2050 », Negawatt et ADEME Transition(s) 2050 convergent sur un point : il va nous falloir développer plus de projets de production d'énergies renouvelables. La part de ces projets qui pourront / devront se faire à de petites échelles à des mailles locales n'est en revanche pas détaillée précisément dans les documents publics disponibles. Selon les choix opérés en ce qui concerne la place du nucléaire dans le mix électrique, et des hypothèses de reports d'usages entre vecteurs énergétiques ou des niveaux de sobriété / efficacité énergétique réalisée, les chiffres au global et par filières varient, mais dans tous les cas : énormément de projets sont à bâtir, avec une place de choix pour la biomasse, le biogaz, le solaire PV et l'éolien.

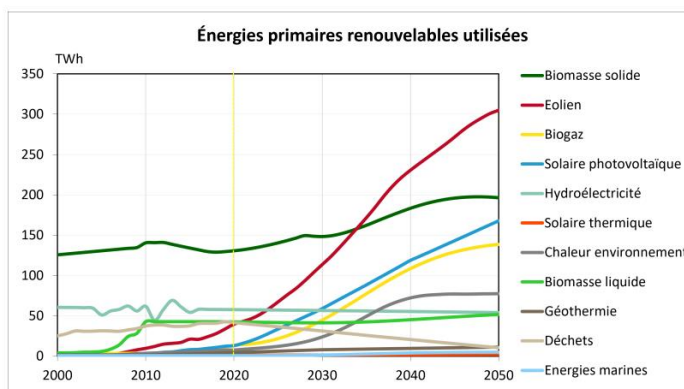


Figure 4 - Évolution de la production des énergies renouvelables mobilisées dans le scénario négaWatt

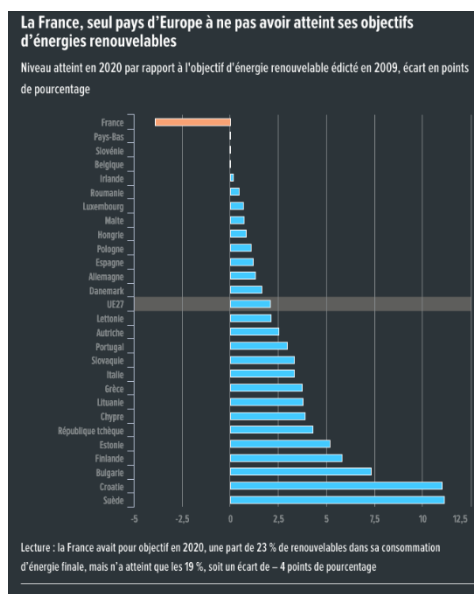


II. Un développement des énergies renouvelables très en retard en France

Les données de Eurostat indiquent que de tous les pays européens, la France est le seul pays à ne pas avoir tenu ses objectifs de développement des énergies renouvelables qui devaient atteindre 23 % en 2020... Il y a un enjeu à quitter la dernière place du classement et à mieux exploiter le potentiel énergétique renouvelable de notre territoire.

Les raisons tiennent du peu d'entrain à apporter une aide au développement de projets en alignant toutes les politiques publiques, d'une moindre productivité des installations hydroélectriques et d'un moindre développement de projets à gouvernance locale, ce qui cristallise plus d'oppositions aux projets.

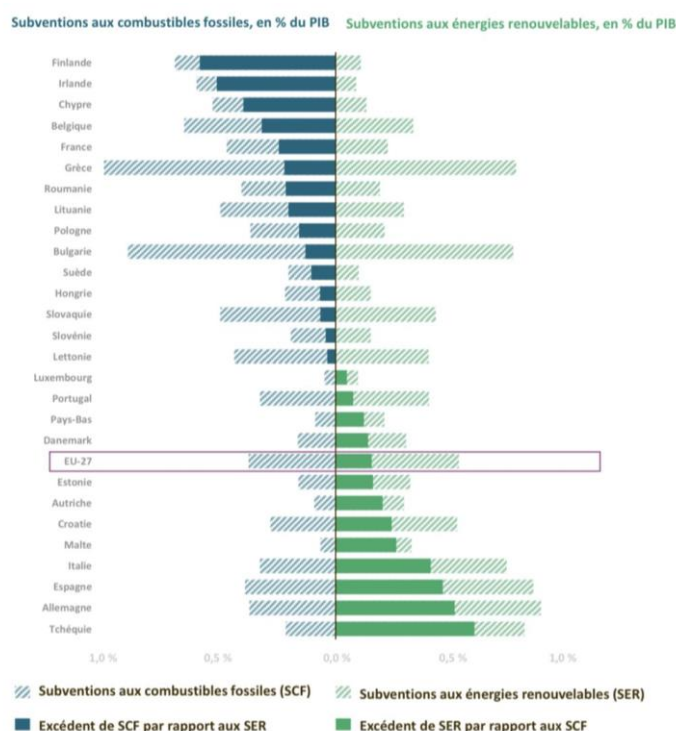
Sur une filière emblématique telle que le solaire photovoltaïque, nous ne suivions toujours pas une bonne trajectoire, en étant toujours en deçà de l'objectif bas de la PPE d'après les données du SER en 2021.¹²



III. Mettre en perspective à une échelle Européenne le soutien à ces projets

En matière de subventions publiques aux projets d'énergies renouvelables, au regard d'autres pays de l'UE, les montants de subventions aux énergies fossiles restent en France supérieurs à ceux consacrés aux énergies renouvelables. La France est le 5^e pays le moins vertueux du continent en la matière.

Les bénéfices et externalités positives de ce type de projets ont amené de nombreux pays européens à avoir une politique de soutien bien plus intense à ce type de projets d'énergies renouvelables. La bascule plus massive de subventions des énergies fossiles vers les énergies renouvelables est une question qui devra être rediscutée en France pour faciliter la mise en œuvre de la Stratégie Nationale Bas Carbone et améliorer l'économie de ces projets.



Source: Cour des comptes européenne, sur la base du document établi par Trinomics et intitulé *Study on Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments*, octobre 2020.

¹² Cf graphe en annexe



IV. Comprendre l'économie des projets d'énergies renouvelables locales pour les développer

Le potentiel de développement des projets d'énergies locales dépendra bien entendu du prix auquel pourront être commercialisées ces énergies auprès des consommateurs (collectivités, citoyens ou entreprises), au regard du coût d'accès à des formes d'énergies fossiles ou plus centralisées. Toute mesure qui permettra de diminuer les risques d'un projet – et donc d'en baisser le coût – sera ainsi un levier précieux pour accélérer le développement de plus de projets (le taux d'intérêt proposé par la banque à un porteur de projet intègre ce coût du risque : moins de risques permet des taux plus bas et donc une énergie moins chère pour le consommateur).

Une caractéristique très spécifique de ces projets d'énergies renouvelables locales réside dans le fait que leur économie ne dépend souvent pas uniquement du marché de l'énergie, contrairement au cas de projets de production d'énergie centralisés (type centrale nucléaire ou par parc éolien offshore). Ces projets vont aussi dépendre de l'économie des marchés de la forêt, de l'immobilier ou de l'agriculture : le bois-énergie est souvent un sous-produit de la production de bois d'œuvre destiné à la production de meubles, d'emballages ou de matériaux de construction. Le développement d'un projet de production d'énergie solaire sur un toit va aussi répondre à un enjeu d'amélioration d'une étiquette énergie, de non-obsolescence vis-à-vis du décret tertiaire ou contribuer à sécuriser la perception de loyers / limiter la vacance locative en proposant des charges faibles. Un agriculteur va travailler à l'optimisation de ses revenus de production d'énergie mais surtout de ses revenus de production d'alimentation. Ce lien à d'autres marchés dans des projets à revenus multiples peut rendre ces projets plus résilients mais aussi causer des risques de rentabilité plus faible dans certains cas.

L'économie de projets « énergies fossiles » dépend essentiellement de 3 facteurs : 1. du coût des équipements / de la construction de la centrale ou chaudière (peu variable d'un lieu à un autre), 2. du coût du combustible (peu variable d'un lieu à un autre) et 3. de la fiscalité applicable. Les prix de ventes sont eux régulés ou fixés sur des marchés nationaux. On a donc facilement un coût de référence national pour ces types de projet. Sur leur durée de vie, la part de l'investissement initial est faible au regard du coût des combustibles dans le coût global.

L'économie de projets « énergies renouvelables locales » va dépendre elle de 6 facteurs : 1. du coût des équipements / de la construction de la centrale (peu variable d'un lieu à un autre), 2. du coût d'accès au foncier (à négocier et très variable selon le lieu), 3. du coût de raccordement au réseau, 4. du gisement du productible (très variable d'un lieu à un autre : ensoleillement, niveau de vent, biomasse méthanogène à proximité...), 5. de la fiscalité applicable et 6. des prix de revente via différents canaux : en auto consommation, en autoconsommation collective en local, en vente directe ou en revente « au réseau ». On n'a donc pas, pour ces projets, un « coût de référence national » mais des conditions économiques qui vont faire que sur un territoire, il y aura un équilibre économique pertinent pour développer 10%, 20%, 50% ou 100% des projets pour lesquels il existe une faisabilité technique, avec un nombre de projets possibles qui n'est pas le même selon les territoires. Sur leur durée de vie, la part de l'investissement initial est majeur en regard des coûts d'exploitation dans le coût global.

Développer plus de projets d'énergies renouvelables locales peut se faire par la combinaison de différents facteurs : sécurisation d'une demande locale suffisante à un prix couvrant les coûts, garantie d'accès au productible (si sa disponibilité est variable : chaleur fatale, biomasse), limitation des coûts d'accès au foncier, limitation des coûts de raccordement et limitation de la fiscalité applicable. Le modèle économique de ces projets est plus proche de celui du développement de projets immobiliers que de projets d'infrastructures (avec les mêmes enjeux d'obtention d'autorisation, de bon voisinage et d'acceptation locale, d'accès à un coût du capital faible, de recherche de tiers investisseurs, de maîtrise des coûts de construction et de sécuriser l'accès au foncier, et enfin de compréhension du volume / coût acceptable par une demande locale)

Recommander des mesures de nature à améliorer l'économie des projets d'énergies renouvelables locales a fait partie des discussions de ce groupe de travail.



III. Comment accélérer ce développement de circuits courts de l'énergie ?

Comme indiqué dans la présentation du contexte du marché de l'énergie en France, ce groupe de travail s'est évertué à formuler des recommandations pour promouvoir le développement de projets d'énergies renouvelables locales, quels qu'en soient les vecteurs énergétiques ; gaz, électricité ou chaleur.

Différents enjeux sont à considérer pour accélérer le développement de tels projets aux bénéfices économiques, sociétaux et environnementaux à grande échelle :

- Simplifier, harmoniser et raccourcir les procédures d'autorisations associées ;
- Réviser le modèle d'affaire des opérateurs de réseaux énergétiques, questionner le maintien de leur rattachement à des producteurs d'énergie et faire évoluer le mandat de la Commission de Régulation de l'Energie ;
- Repenser les mécanismes de solidarité énergétique nationale et développer des mécanismes de solidarité énergétique locales ;
- Améliorer le modèle économique des projets et limiter leurs risques.

Au regard d'autres travaux ou réflexions menés dans d'autres cercles et par d'autres institutions¹³, le parti pris du groupe de travail a été, de faire des suggestions de mesures de nature à :

- Améliorer la performance économique et à limiter les risques de ce type de projets, notamment quand la puissance publique n'en est pas le seul maître d'ouvrage ;
- Instaurer des mécanismes de solidarités énergétiques territoriales.

Notre pays ne manque pas de potentiel en termes d'énergies renouvelables locales, mais le cadre réglementaire / fiscal / financier actuel ne permet pas à assez de projets d'aboutir. Dans sa synthèse, « Les énergies renouvelables par les collectivités locales : quels freins lever pour réussir la transition énergétique ? »¹⁴, la FNCCR rappelle la disparition de 80 % des projets projetés et en cours d'analyse. La grande majorité ne sera pas développée par des opérateurs privés au motif principal de taille et de rentabilité jugées insuffisantes. Il y a donc un « potentiel physique » de projets qui ne peuvent pas être développés par des opérateurs dans le cadre économique actuel mais qu'une intervention publique pourrait permettre de lancer et de rendre viables.

¹³ Ayant fait des recommandations sur le renforcement de la dimension « citoyenne » de projets d'énergies renouvelables, des mesures spécifiques au développement de certaines filières en particulier, de la levée de freins administratifs et procédures d'autorisation et au regard de sujets qui méritent un débat politique de société bien plus large (modèles économiques des opérateurs de réseaux énergétiques et ajustement des mécanismes nationaux de péréquation)

¹⁴ <https://www.fnccr.asso.fr/article/projet-enr-a-gouvernance-locale-une-levee-indispensable-des-freins/>



Nous proposons ici des recommandations de 3 natures pour favoriser le développement de tels projets de boucles énergétiques locales renouvelable multi énergies :

- Une mesure administrative permettant à la commande publique de jouer un rôle moteur dans le développement de ces filières ;
- Une mesure volontaire visant à limiter les risques de porteurs de projets et leur permettre d'accéder à de meilleures conditions de financement ;
- Une mesure fiscale afin de soutenir plus fortement les projets à forte valeur ajoutée en termes de solidarité locale.

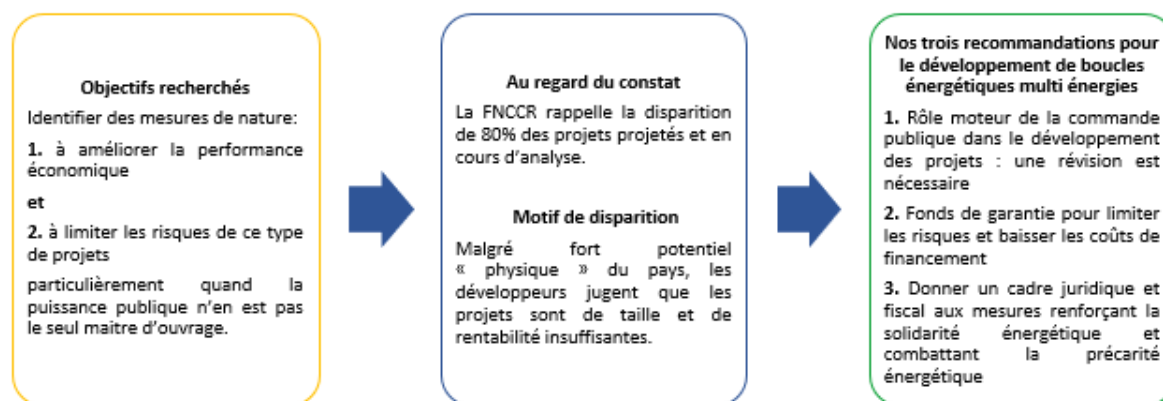


Illustration 1 : Le processus d'élaboration des recommandations

I. Revoir les règles de la commande publique relatives à l'achat d'énergies renouvelables locales

Pour une collectivité, l'achat public est un levier d'engagement considéré comme « acteur exemplaire », qui peut se mettre au service de sa politique énergie climat et devenir un levier de la structuration de filières à forte valeur ajoutée écologique et sociétale.

Cependant, les règles de la commande publique ne permettent normalement pas de discriminer un candidat pour des achats d'électricité, de biogaz, de bois ou de chaleur sur des critères de proximité géographique dans une logique de circuits courts de l'énergie.

Pour limiter le risque supporté par un porteur de projet, la collectivité pourrait contracter pour ses besoins propres sur une durée alignée avec celle de l'amortissement du projet. Aujourd'hui, ce n'est pas possible.

Le développement d'un achat direct et local d'énergies renouvelables passe en effet d'abord par la conclusion de contrats de la commande publique. Or, le régime juridique de la commande publique est encore partiellement réfractaire à la prise en compte de données étrangères à l'égale concurrence.



A. Réconcilier le droit de la commande publique et le droit des énergies renouvelables

La vocation « collectiviste » et décentralisée du droit des énergies renouvelables s'avère incompatible avec des règles de droit telles que la liberté d'entreprendre ou la liberté d'accès à la commande publique. Le droit des énergies renouvelables trouve son sens dans l'optique du développement d'un système énergétique décentralisé et décarboné tandis que les règles de la commande publique ne prennent en compte que les paramètres liés au prix et la qualité des prestations délivrées, dans un système essentiellement dicté par les règles du marché. Or, au regard du bouleversement du système énergétique actuel par la guerre russo-ukrainienne et l'urgence climatique, un système énergétique décentralisé est doté d'une gouvernance plus flexible (moins d'échelons décisionnels permettent une adaptation rapide des orientations), inclusive et démocratique. Il implique l'ensemble de la population dans le processus, en particulier les catégories traditionnellement plus « passives », les citoyens et les PME, aussi connus sous le nom de « consommateurs » (en opposition avec consommateur). Dans cette optique, la décentralisation est un levier puissant pour constituer un système énergétique décarboné et résilient face à la crise énergétique actuelle et de l'avenir.

En effet, en vertu de la Directive 2014/24/UE relative à la passation des marchés publics, les pouvoirs adjudicateurs « *traitent les opérateurs économiques sur un pied d'égalité et sans discrimination et agissent d'une manière transparente et proportionnée* ».

Au regard de ces principes communautaires essentiels, il demeure difficile de sélectionner un opérateur économique sur des critères autres que ceux du prix et de la qualité des prestations.

Si le droit de la commande publique a évolué vers une obligation pour l'acheteur public de s'interroger systématiquement sur la possibilité d'intégrer dans ses marchés, pour chacun de ses achats, et dans les procédures de passation et d'exécution, des exigences en termes de « développement durable », la sélection d'un mieux disant écologique demeure intégrée pleinement dans la recherche de l'offre économiquement la plus avantageuse.

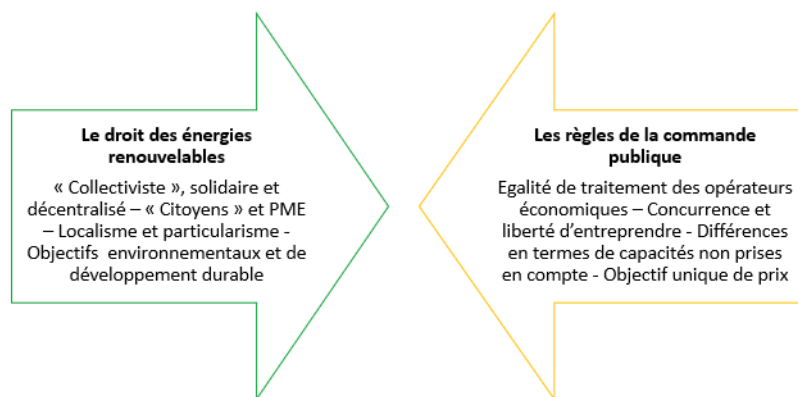


Illustration 2 : l'opposition entre les principes portés par le droit des énergies renouvelables et les règles de la commande publique

En effet, une collectivité ne peut exiger une capacité d'intervention et de production locale si cela ouvre le marché prioritairement aux entreprises de proximité. Procède de ce constat une difficile conciliation de schémas contractuels « en circuits courts » avec un droit de la commande publique qui prohibe la préférence géographique.

Or, l'interdiction du localisme revêt une importance majeure pour la sélection des candidats puisque potentiellement, l'acheteur public souhaitant sélectionner un acteur local (ou qui s'installera localement) devra inclure à sa consultation des acteurs qui ne seront pas installés localement mais qui pourront offrir des conditions plus compétitives (prix du kWh inférieur à l'offre locale), sans apporter aucun des co-bénéfices portés par des contrats d'achat direct locaux (pertes énergétiques limitées, coût de distribution plus faible, dynamisation de l'emploi local, conservation des investissements locaux à la maille locale).



B. Formaliser des régimes juridiques dérogatoires au droit de la commande publique

Pour autant, certains régimes juridiques, notamment celui de l'autoconsommation collective ainsi que celui applicable aux communautés d'énergie ou aux réseaux de chaleur, peuvent inviter à considérer que des dérogations aux restrictions imposées par le code de la commande publique sont possibles. Un état des lieux du marché de l'énergie a permis de mettre en évidence aujourd'hui des opérations d'autoconsommation collective qui incluent des collectivités consommatrices d'énergie d'origine photovoltaïque sans que les autorités préfectorales ne s'y soient opposées dans le cadre du contrôle de légalité.

Si on prend également l'exemple des Communautés d'Energies Renouvelables et Communautés d'Energies Citoyennes, au sein desquelles l'énergie renouvelable produite peut être partagée, cela induit que le régime des communautés s'inscrit dans un régime dérogatoire, sous peine de neutraliser complètement la portée de ce texte, et de freiner les conditions d'une solidarité énergétique au niveau local dans une logique de circuit court et d'économie circulaire.

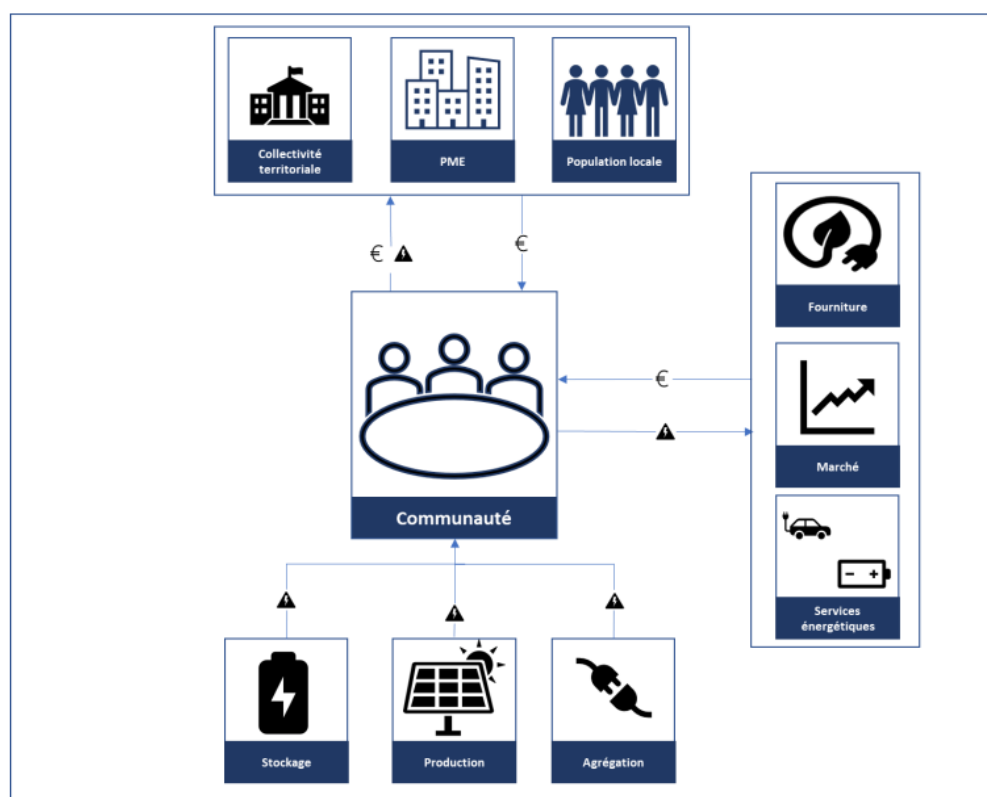


Illustration 3 : les composants d'une communauté d'énergie

En tout état de cause, le législateur européen reconnaît implicitement le statut particulier des Communautés d'Energie, dont les membres sont souvent dépourvus des connaissances et des compétences clefs leur permettant de mettre en œuvre leur projet d'énergie renouvelable.

La Directive 2018/2001 relativement à la promotion des énergies renouvelables demande explicitement aux Etats membres une meilleure transparence des règles de fonctionnement et un allègement des procédures administratives relatives à l'octroi des autorisations nécessaires. Pour ce faire, les Etats membres sont invités à instituer « des points de contact uniques [qui] devraient guider le demandeur et servir d'intermédiaire tout au long de la procédure administrative ¹⁵ ».

¹⁵ Le considérant 50 de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.



La même directive souligne que « [l]es procédures administratives constituent des obstacles administratifs importants et coûtent cher¹⁶ » et préconise la communication d'un « manuel de procédures facilitant la compréhension des procédures » aux promoteurs et citoyens.

S'agissant du traitement des Communautés d'Énergie vis-à-vis du marché de l'électricité, l'article L293-3 du code de l'énergie prescrit « un traitement non discriminatoire et proportionné en ce qui concerne leurs activités, droits et obligations en tant que client final, producteur, fournisseur ou en tant qu'autre acteur du marché ».

S'organiser autour de la production locale de l'énergie...



➤ L'autoconsommation est un dispositif centré sur la production d'électricité sur un même site par une personne pouvant être à la fois un consommateur et un producteur.

L'autoconsommation est « collective » lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre (1) un ou plusieurs producteurs et (2) un ou plusieurs consommateurs finaux (3) liés entre eux au sein d'une personne morale.

**L'autoconsommation est encadrée par les articles L. 315-1 du code de l'énergie.*

Les communautés d'énergie constituent un moyen plus inclusif et holistique de s'organiser autour de la production d'énergie. Elles visent des objectifs autres que strictement financiers dans le respect d'un fonctionnement démocratique et d'un contrôle effectif attribué aux membres « citoyens » et PME.

Le point de rupture avec l'autoconsommation est la recherche d'une solidarité énergétique traduite notamment par la possibilité de partager avec ses membres la production locale d'énergie.

**Les communautés d'énergie sont encadrées par les articles L. 291-1 et suivants du code de l'énergie.*

La question qui se pose alors est la suivante : est-ce un « régime dérogatoire implicite » qui est consacré ? Ou faut-il prendre en compte le risque d'assimilation de tout contrat d'achat direct d'énergie par une personne publique en un contrat de la commande publique ? Dans quelle mesure l'énergie peut être effectivement partagée dans le cadre de communautés si les règles de mise en concurrence s'appliquent à chaque acte de fourniture entre les participants personnes publiques et privées ? L'application systématique des règles de mise en concurrence ne risque-t-elle pas de désavantager les personnes publiques consommatrices d'énergies qui ne disposeraient pas des mêmes règles de marché ?

La question se pose dans la mesure où, en principe, dès lors qu'une collectivité rémunère un opérateur privé chargé de la production en contrepartie d'une énergie produite, et entend répondre à un besoin propre – le bénéfice de l'électricité pour ses besoins propres – alors le Code de la commande publique s'applique.

Face à la crise du marché de l'énergie, le contexte d'urgence climatique et les enjeux de solidarité commandent de modifier en profondeur les méthodes d'achat d'énergies renouvelables. D'autant que les contrats d'achat direct, lorsqu'ils sont conclus dans le cadre d'un projet intégral comprenant le développement, la construction et l'exploitation d'un actif de production, sont généralement conclus pour une longue durée avec des prix stables, ce qui offre un contraste important avec la volatilité caractéristique des marchés de l'électricité, du gaz ou du bois. La conclusion de contrats d'achat direct permet de négocier des tarifs de long terme, avec peu de perspectives d'augmentation et par conséquent d'offrir au producteur et au consommateur une excellente visibilité sur les revenus et dépenses futurs, indépendamment de l'évolution du cours des énergies sur le marché.

Cette question nécessite de s'arrêter sur les règles d'application concrète du droit de la commande publique aux achats publics direct d'énergies renouvelables.

¹⁶ Le considérant 51 de Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.



C. Permettre des contrats d'achat directs vus par la commande publique

Les régimes juridiques des dispositifs de décentralisation des énergies s'appuient en effet sur des contrats d'achat direct d'énergie. Les collectivités peuvent considérer la possibilité de recourir aux « corporate PPA » pour tous types d'énergies.

Les plus fréquentes seront l'énergie électrique à partir de projets locaux solaires photovoltaïques, éoliens, ou de biométhane. Les contrats d'achats direct d'énergie (ou « *Corporate Power Purchase Agreements* ») s'avèrent généralement être des contrats par lesquels un producteur d'énergie électrique d'origine renouvelable vend directement sa production à un ou plusieurs consommateurs. Ces contrats permettent d'assurer au consommateur que son électricité est renouvelable, hors du mécanisme des garanties d'origine.

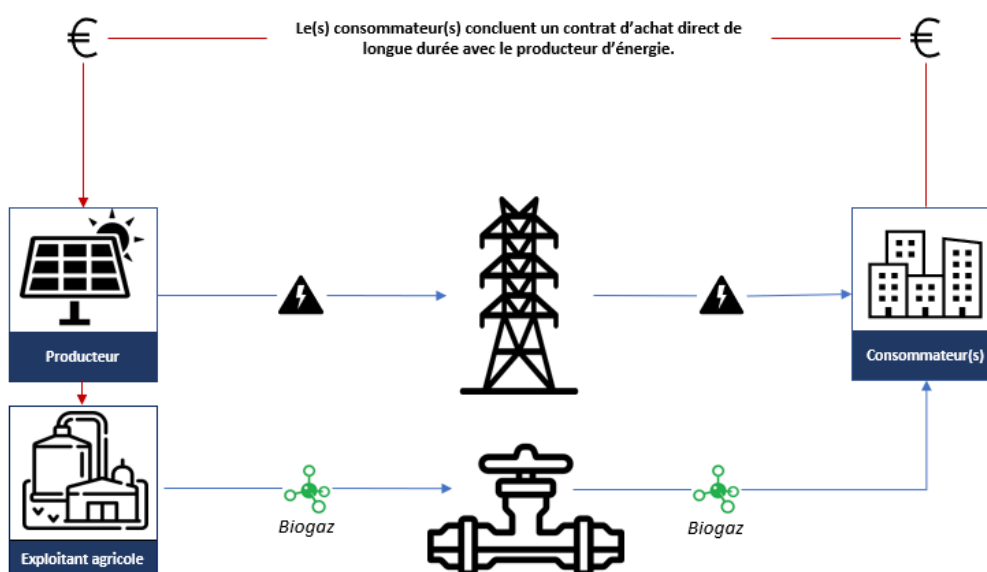


Illustration 4 : le fonctionnement d'un contrat d'achat direct d'énergie

Aujourd'hui, la réglementation en matière d'énergie permet dans l'ensemble aux collectivités territoriales d'endosser le rôle du producteur comme du consommateur final dans le contrat d'achat d'énergie.

Pourtant un certain nombre d'obstacles et de contraintes viennent décourager les ambitions locales de recourir au contrat d'achat direct qui reste encore très marginal. Il est à noter qu'aux Etats Unis, dans le cadre de « *Community Choice Aggregator* », les collectivités peuvent passer de tels « *Power Purchase Agreement* » non seulement pour leurs besoins énergétiques propres mais aussi pour leurs concitoyens dans le cadre de démarches d'achat groupés.¹⁷

Le développement de l'approvisionnement direct en énergie passe d'abord par la conclusion de contrats de la commande publique, qui sont des contrats passés à titre onéreux par un acheteur ou une autorité concédante, pour répondre à ses besoins en matière de travaux, de fournitures ou de services, avec un ou plusieurs opérateurs économiques.

Le contrat d'achat direct d'énergie entrera dans le champ de la catégorie des contrats de la commande publique dès lors que la collectivité y assumera le rôle du consommateur final. En effet, dès lors que la collectivité rémunère l'opérateur privé chargé de la production en contrepartie de l'énergie produite et entend répondre à un besoin propre les deuxième et troisième critères posés par l'article L2 du code de la commande publique doivent être considérés comme remplis.

¹⁷ <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72195.pdf>

En conséquence, il convient d'analyser les contrats d'achat direct comme des contrats de fourniture d'énergie répondant aux dispositions de l'article L111-3 du code de la commande publique. De fait, l'article L331-4 du code de l'énergie fait spécialement référence à l'application des règles de la commande publique pour leur fourniture en énergie.

Comme évoqué plus tôt, la conclusion des contrats de la commande publique nécessite le respect de plusieurs principes, notamment le principe de libre accès à la commande publique (toute entreprise doit pouvoir se porter candidate à l'attribution d'un marché), le principe d'égalité de traitement (qui concourent selon les mêmes règles et reçoivent la même information) et le principe de transparence des procédures. Ainsi, les contrats de la commande publique doivent être des opportunités contractuelles totalement concurrentielles et aucun critère discriminant ne saurait, en principe, être établi pour la sélection des candidats, et notamment un critère concernant la provenance ou l'origine géographique des produits.

Cette interdiction revêt une importance majeure pour la sélection des candidats, puisque potentiellement, l'acheteur public souhaitant sélectionner un acteur en valorisant sa dimension locale ne le peut pas. Le régime juridique relatif au localisme est régulièrement questionné, notamment par les élus nationaux qui portent un intérêt à pouvoir aider les parties prenantes de leur territoire (acheteurs publics locaux ou entreprises locales) à accéder aux ressources locales (publiques ou privées).

Les contrats d'achat directs en bref



- Les contrats d'achats directs s'analysent comme des contrats de fourniture d'énergie au sens des règles de la commande publique.
- Des principes inhérents (dont l'égalité de traitement des opérateurs économiques) à la commande publique doivent être respectés lors de la conclusion de ces contrats.
- Ce cadre, dans son état actuel, n'incite pas la sélection de candidats/de projets exploitant les ressources locales.

Le 28 février 2019, la sénatrice Nadia Sollogoub a saisi le gouvernement en formulant une question écrite relative au recours aux circuits courts dans les marchés publics¹⁸ et notamment sur les critères qui permettraient de recourir aux achats locaux sans contrevenir aux principes fondamentaux de la commande publique.

La réponse du gouvernement, en date du 23 mai 2019, ne permet pas de pallier les difficultés posées dans le cadre des contrats d'achat direct d'énergie. Le premier axe de réponse du Ministère de l'économie et des finances consiste à inviter l'acheteur public à procéder à une démarche de « sourcing » prévue à l'article R2111-1 du code de la commande publique, permettant de sonder préalablement le marché afin de collecter des informations pertinentes sur les produits accessibles (idéalement localement).

En filigrane, on comprend que la réponse du Ministère consiste à inviter les acheteurs locaux à adapter leur commande en fonction des spécificités locales, de sorte que les produits locaux soient sélectionnés. Cette interprétation de la réponse ministérielle est corroborée par un second axe de réponse qui consiste à allouer le marché de manière suffisamment fine pour que les PME (locales) soient en mesure de répondre à la sollicitation de l'acheteur public.

En réalité, ces solutions sont peu opérantes pour une application à un corporate PPA. Quand bien même une démarche de sourcing était mise en œuvre afin de recenser les acteurs locaux susceptibles d'être intéressés par un contrat d'achat direct, il reste difficile de pouvoir différencier objectivement des opérateurs de centrales électriques sans avoir recours à un critère géographique dans le cas où un acteur non-local se présentait. L'interdiction du localisme constitue donc un obstacle majeur à la sélection de producteurs locaux pour la fourniture d'énergie.

¹⁸ Cf. Question écrite n° 09159 de Mme Nadia Sollogoub (Nièvre - UC), publiée dans le JO Sénat du 28/02/2019 - page 1083



Le retour du ministère de l'Économie en bref



Le ministère de l'Économie et des finances invite l'acheteur public à :

- Procéder à une démarche de « *sourcing* » pour sonder le marché et pour recueillir des informations, notamment sur les produits locaux ;
- « Allotir » (séparer en lots) le marché de façon précise et adaptée aux particularités locales afin que les PME « locales » puissent répondre à l'offre soumise par l'acheteur public.

La capacité pratique des collectivités à conclure des contrats d'achat direct d'énergie se heurte de manière assez frontale au régime applicable aux contrats de la commande publique, lequel impose une mise en concurrence préalable de l'opérateur souhaité.

1) Le manque de compétitivité du prix du mégawattheure renouvelable par rapport au mégawattheure centralisé dans le cadre actuel

Les règles de la commande publique, auxquelles devra se plier le contrat d'achat direct lorsque la collectivité est consommatrice, imposent un désavantage structurel par rapport à d'autres types d'approvisionnement. Le coût de transport et de distribution sont payés à un même prix pour le biogaz et l'électricité qui ne dépend pas de la distance entre lieux de production et consommation. Il est difficile de valoriser les effets économiques vertueux d'une production renouvelable décentralisée dans des critères d'achat (maintien des investissements locaux à l'échelle locale, dynamisation et ancrage de l'emploi local, mais également diminution possible de la pression exercée sur le réseau public de transport et de distribution).

2) L'obligation de remise en concurrence périodique

Dans la phase d'exécution du contrat, l'obligation de remise en concurrence périodique (souvent quadriennale) qui s'impose aux contrats de la commande publique, se concilie difficilement avec le besoin d'investissement à long terme du producteur, et avec la tentative de captation pour le consommateur des bénéfices liés à la sécurisation d'un prix stable sur une longue période.

3) Les durées plus longues consacrées par les contrats de marchés globaux de performance

Concernant les contrats instrumentant les marchés globaux de performance (utilisés pour contracter des rénovations énergétiques adossées à des contrats de performance énergétique), des durées plus longues sont généralement constatées, afin notamment de permettre à l'acheteur public de s'assurer que le prestataire supporte en partie la responsabilité de la qualité de la conception et réalisation des ouvrages lors de la phase d'exploitation et de maintenance. Dans le cadre d'un contrat d'achat direct d'énergie, qui s'analyse comme un contrat de fourniture, l'obligation de remise en concurrence périodique rend difficile de contractualiser au-delà de 4 ans. L'extension de la durée du contrat d'achat direct au-delà de cette période pourrait pourtant permettre à l'acheteur public de bénéficier d'un coût plus bas.

Ces limites freinent la capacité des collectivités à appuyer le développement d'opérations de boucles locales d'énergies via leurs achats d'énergie.



D. Clarifier un régime dérogatoire

Notre proposition serait de clarifier l'existence d'un régime dérogatoire sous peine de neutraliser la portée des dispositifs de boucles locales d'énergies de différentes natures¹⁹.

A minima, si aucune dérogation n'est explicitement consacrée à l'application des règles de la commande publique à certains dispositifs de décentralisation de l'énergie, certains critères pourraient se voir adaptés pour faciliter le développement des circuits courts de l'énergie.

A la lumière de ce que la loi de modernisation de l'agriculture et de la pêche n°2010-874 du 27 juillet 2010 a autorisé pour le développement des « circuits courts » alimentaires, il pourrait être procédé par analogie pour développer des circuits courts de l'énergie. L'article 62 du décret 2016-360 met en avant explicitement les « performances en matière de développement des approvisionnements directs de produits de l'agriculture » pour l'analyse des offres.

En prenant en compte le circuit de fourniture de l'énergie produite, et non l'implantation géographique du producteur d'énergies, l'acheteur public pourrait se fonder sur les performances en matière de développement de l'approvisionnement direct en énergie pour attribuer les marchés. Les règles applicables dans le cas de l'expression du souhait de raccorder un bâtiment public à un réseau de chaleur²⁰ pourraient aussi servir d'inspiration pour contracter de l'achat d'électricité, de biogaz ou de bois produit localement.

La libération du plein potentiel des contrats d'achat direct d'énergie se verrait largement bénéficier d'une démarche de recherche et de construction d'un régime *sui generis* de contrat public, sur le modèle de ce qui avait été envisagé pour les marchés globaux de performance énergétique, au moment où il fallait rénover massivement les bâtiments, avec des durées de remise en concurrence alignées sur les cycles d'investissements. A l'image des évolutions du Code de la commande publique pour consacrer la création du Contrat de Performance Énergétique (CPE), dans un contexte d'urgence énergétique, il est permis de s'interroger sur les conditions de création d'une action à la fois massive et pérenne pour le développement des circuits courts d'énergies renouvelables.

E. Accélérer le calendrier de mise en œuvre des dernières évolutions réglementaires

Il faut rapprocher la date d'entrée en vigueur des paragraphes II et III l'article 35 de la loi n°2021-1104 du 22 août 2021 *portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets*. L'article en question permettra aux acheteurs publics et autorités concédantes de poser des spécifications techniques, des conditions d'exécution des contrats relatives à des objectifs de développement durable, mais uniquement dans un délai de cinq ans à compter du 22 août 2021.

Le rendre possible plus tôt, permettrait aux personnes publiques d'introduire une certaine capacité de discrimination entre les candidats, fondée sur les qualités environnementales intrinsèques des offres.

¹⁹ Auto consommation collective, communauté d'énergie renouvelable, communauté d'énergie citoyenne

²⁰<https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/choix-du-reseau-chaleur-mode-chauffage-pour-etablissement-public>



II. Développer des fonds de garantie pour limiter les risques des projets et baisser le coût d'accès au capital des porteurs de projets

Le soutien public à des projets d'énergies locales renouvelables peut prendre différentes formes :

- Achat direct par la puissance publique pour ses besoins propr (cf point précédent) ;
- Subvention directe ou indirecte (mise à disposition de foncier) ;
- Co-investissement dans des gouvernances issues de l'économie mixte ;
- Implication dans la gouvernance de projets ou via des garanties « en cas de difficultés ».

Les projets d'énergies renouvelables locales sont très capitalistiques (au regard de projets d'énergies fossiles à coût global équivalent) et leur équilibre économique peut être très impacté par les conditions financières proposées au porteur de projet.

L'analyse des risques économiques faite par l'organisme prêteur et ses couvertures sont des aspects clés pour que les porteurs de projets s'engagent. Si les coûts de construction et de raccordement, les coûts de retard liés à des délivrance d'autorisation administratives, les aléas sur le chantier ou les oppositions locales peuvent être relativement bien anticipés et sont connus à la mise en service, les risques ultérieurs relatifs au fonctionnement du projet sont aussi à considérer.

A. Mieux maitriser les risques opérationnels identifiés

1) Le premier risque opérationnel : la qualité et la quantité de gisement de productible dans le temps.

C'est un risque très faible dans le cas de projet d'énergies renouvelables locaux éolien ou solaire : les prévisions pluriannuelles moyennes des régimes de vent et d'ensoleillement étant bien maitrisées. Dans le cas de projets de méthanisation, de valorisation de chaleur fatale ou de production de bois énergie, ces risques sont plus grands : si un industriel agro-alimentaire fournissant ses co-produits ou si un agriculteur subit une baisse de production (baisse d'activité économique, calamités agricoles) ou fait faillite, la production d'énergie d'un méthaniseur et la capacité du porteur de projet à rembourser ses créanciers va s'en ressentir.

C'est la même chose pour un industriel pourvoyeur de chaleur fatale dont la baisse d'activité, la cessation d'activité ou le changement de procédés impactera l'économie du réseau de chaleur ; et de même pour la fourniture de bois énergie : si un incendie ravage le massif forestier concerné, si les coûts de transport du bois explosent, ou si l'activité économique associée s'arrête (le bois énergie étant souvent un co-produit de bois d'œuvre utilisé pour d'autres usages), l'équilibre économique du projet sera être fortement affecté.

2) Le second risque opérationnel : les prix de revente des énergies locales ainsi produite

La question à se poser est la suivante : est-ce que tout le volume de kWh pourra-t-il bien être vendu et à quel prix dans ces circuits courts ?

Ce risque existe pour des réseaux de chaleur en cas de baisse de la demande : pour des bonnes raisons (sobriété des usagers, rénovations énergétiques massives des bâtiments connectés) ou de moins bonnes : cessation d'activité d'acteurs économiques connecté ou vacance locative dans des logements connectés.



Pour les vecteurs énergétiques biogaz et électricité, les volumes pourront être commercialisés sur les réseaux et aucun kWh ne sera perdu mais leur prix de vente pourra varier à la baisse.

Dans la dynamique de changement d'échelle du marché, les dispositifs de tarifs d'achat ont vocation à disparaître au profit de mécanismes d'autoconsommation, de vente directe des kWh en local (dont autoconsommation collective), de vente directe à des clients plus lointain (Corporate PPA ou Utility PPA) et de revente sur le réseau.

Ces quatre formes de revente amènent à des niveaux de bénéfices économiques différents pour le porteur de projet.

Sans cette logique où le prix du kWh sur le marché est de 100 € (cas d'école), dont 33 % de fourniture, 33 % de transport et distribution et 34 % de fiscalité, tout électron auto-consommé évitant une dépense de 100 €, sera valorisé à ce prix dans le modèle d'affaire.

Un kWh revendu sur le réseau sera lui valorisé 3 fois moins, à 33 €, selon le coût du tarif d'utilisation des réseaux de distribution, coût qui sera considéré pour une distribution en local et sur l'éventuelle modulation à la baisse de la fiscalité. Au vu des co-bénéfices très élevés de ces projets, dans le cas de revente directe en local ou de vente directe, ce kWh sera revendu à un prix dans cette fourchette entre 33 € et 100 €. Donc selon le canal de vente, le prix de revente de kWh variera du simple au triple.

Un risque économique peut aussi être celui d'un décalage entre le prix de revente prévu et le prix de marché (particulièrement en cas de baisse de prix) dans quelques années, ce qui pourrait amener des clients à dénoncer le contrat. Il est possible également d'identifier le risque lié au fait qu'un client en cessation d'activité ou en sous activité ne consomme pas ou beaucoup moins.

Ces incertitudes sur les revenus dans le temps peuvent de la même façon affecter l'équilibre économique de l'opération et la capacité du porteur de projet à rembourser ses créanciers va s'en ressentir.

Les risques opérationnels en bref



Les projets de production locale d'énergie renouvelable nécessitent encore le soutien de la puissance publique au regard des risques opérationnels encourus.

Ces risques sont liés non seulement à leur réalisation mais également à leur exploitation, dont la qualité/la quantité du gisement de production énergétique et la valorisation effective dudit gisement (prix de revente).

Les bénéfices économiques varient en fonction de la forme de valorisation choisie :

- L'autoconsommation individuelle ;
- La vente directe des kWh en local (dont autoconsommation collective) ;
- La vente directe à des clients situés hors site (Corporate PPA ou Utility PPA) ;
- La revente sur le réseau du surplus d'électricité.



B. Mettre en place des fonds de garantie à l'échelle de régions

Si ces risques existent, ils peuvent être maîtrisés et mutualisés, en groupant certains d'entre eux ou en obtenant de tiers - qui voient une valeur ajoutée à ces projets, un apport des garanties. Ces risques peuvent être aisément mutualisés à l'échelle de leurs portefeuilles de projets par de grands opérateurs économiques, mais si on veut permettre le développement de projets d'énergie locale impliquant de plus petits porteurs de projets (des PME ou un portage par des structures mixtes privé / public / citoyenne), l'accès à des garanties sera primordial.

Des réflexions ont été menées sous l'égide de l'Etat pour mettre en œuvre un fonds de garantie sur la filière solaire pour couvrir les PPA de consommateurs industriels de plus de 10 GWh par an à l'hiver 2022²¹ (excluant donc les petits acteurs). Ces outils de fonds de garantie, qui n'amènent pas des décaissements immédiats pour la puissance publique, sont identifiés au regard de leurs coûts par rapport aux bénéfices générés comme un outil efficace de politique publique.

Notre recommandation serait de mettre en œuvre des fonds de garantie dédiés dans chaque région, une échelle territoriale qui nous semble la mieux adaptée²² pour promouvoir et planifier le développement de projets d'énergies renouvelables locales en lien avec les départements et les intercommunalités.

Cela nous semblerait être un outil précieux pour limiter les risques économiques - en les mutualisant et les couvrant - de projets portés par des PME, des équipes mixtes publiques / privées / citoyennes. Ces fonds de garanties pourraient être abondés par différents acteurs publics sensibles aux bénéfices et externalités positives de ces types de projet : l'Etat, les régions, les départements et les intercommunalités et par les développeurs privés. Une telle initiative est cohérente avec les exigences en termes de gouvernance des communautés d'énergie dont les membres et actionnaires, composés essentiellement de « citoyens », de PME et de collectivités territoriales, sont appelés à détenir le contrôle effectif à la constitution ainsi que pendant toute la durée de vie de la communauté²³.

Il nous semblerait pertinent pour éviter un phénomène de « déresponsabilisation » par les porteurs de projets de bien cadrer ce qui ferait l'objet de couverture en termes de garanties.

Ce genre d'initiative existe déjà en matière de rénovation énergétique. Le Fonds de garantie pour la rénovation énergétique (connu sous le nom de « FGRE ») permet aux établissements bancaires d'attribuer aux propriétaires (particuliers ou syndicats de copropriété) un prêt²⁴ garanti par l'Etat pour le financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements dans la limite de 75% du reste à charge à régler par le bénéficiaire. Les bénéficiaires plus modestes et les passoires thermiques sont particulièrement ciblés par la dernière évolution du dispositif.

²¹ <https://www.pv-magazine.fr/2022/02/24/un-fonds-de-garantie-pour-les-ppa-enr-oui-mais-pas-exclusivement-pour-les-grands-operateurs/>

²² Notamment quant à leurs obligations nouvelles en termes de satisfaction des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables, art. L. 141-5-1 du Code de l'énergie.

²³ Un projet de décret d'application relatif aux communautés d'énergie est attendu prochainement. Il détaille les garanties attendues des principes de gouvernance en termes de droits de vote pour assurer le contrôle effectif.

²⁴ Différents prêts sont visés par ce dispositif, dont l'éco-prêt à taux zéro (logements achevés depuis plus de 15 ans), les cautionnements solidaires des prêts collectifs accordés aux syndicats de copropriétaires. Depuis février, la garantie a été étendue aux prêts avance rénovation. Ce dernier est destiné en particulier aux bénéficiaires les plus modestes n'ayant normalement pas accès aux solutions de financement bancaires. Son remboursement s'effectue lors de la vente du logement ou au moment de la succession. Pour plus de renseignements au sujet du prêt avance rénovation : <https://www.service-public.fr/particuliers/actualites/A15607>



Au regard de cette logique, il ne s'agit pas de garantir des projets développés en dépit de toute rationalité écologique et économique. Il s'agit de permettre à des porteurs de projets engagés, avec des démarches qualité et des impacts écologiques / sociétaux élevés, de pouvoir s'appuyer sur une garantie externe quant aux risques exogènes de marché qu'ils ne peuvent que faiblement maîtriser :

- Evolution de la quantité / qualité de productibles pour des projets de valorisation de chaleur fatale, biométhanisation ou de production de bois énergie ;
- Evolution de la quantité de demande pour des projets photovoltaïque en autoconsommation collective ou de réseaux de chaleur renouvelables ;
- Evolution de prix défavorable / défaut de clients pour des PPA d'électricité éolienne ou photovoltaïque ou de biométhane.

Cette garantie apportée n'étant pas forcément totale (garantie à 40 %, 60 %, 80 % ou 100 %) mais organisée par paliers en fonction des co-bénéfices écologiques et sociétaux des projets développés, à partir de critères que l'on peut retrouver dans des Contrats d'Impact Social²⁵ :

- Impacts sur la biodiversité
- Création d'emplois locaux
- Ménages précaires alimentés
- Qualité de la gouvernance locale / citoyenne
- Diversité des acteurs impliqués

Une façon d'avancer concrètement serait de développer un tel outil sur une région pilote pour tester l'approche et ajuster son mode opératoire dans une logique de répliquabilité.



Les risques opérationnels maîtrisés par la mise en place d'un fonds de garantie :

- Les régions étant des « chefs d'orchestre » en matière de développement durable, un fonds de garantie publique devrait être mise en place à cet échelon. Elles sont les mieux placées pour organiser la promotion et le développement de projets d'énergies renouvelables locales en lien avec les départements et les intercommunalités ;
- Il s'agit de préconiser des projets respectant des objectifs et une logique à la fois écologique et économique ;
- Un exemple d'initiative de fonds de garantie existant est le Fonds de Garantie pour la Rénovation Energétique garantissant à hauteur de 75 % les défauts de remboursement des prêts. Cette avance "rénovation" est destinée aux ménages les plus modestes et aux passoires thermiques (logements classés F et G).

²⁵ <https://www.economie.gouv.fr/contrat-impact>



III. Donner un cadre juridique et fiscal aux dons d'énergie et à des zones franches énergétiques

Le développement de circuits courts de l'énergie doit se faire avec une double préoccupation de renforcement des solidarités énergétiques, et de contribution à la protection des plus vulnérables à la précarité et à la pauvreté énergétique.

Si cela passe d'abord et avant tout par des progrès en sobriété et en efficacité énergétique, il s'agit ensuite de permettre aux ménages les plus fragiles d'accéder à des énergies renouvelables au coût le plus abordable possible.

Cela peut passer par :

- Une réflexion nationale sur une évolution des modes de péréquations tarifaires des énergies de réseaux sur des critères qui ne soient pas exclusivement de « solidarité géographique » ;
- Des approches locales relatives à des tarifications différenciées, dans un cadre réglementaire ou fiscal stabilisé, à mettre en œuvre au niveau local à l'échelle de chacun de ces projets ;
- Des approches permettant d'améliorer l'économie des projets et que les kWh produits le soient à un prix de vente optimisé, avec possiblement des interventions / dispositifs spécifiques à certains territoires pour lesquels les niveaux de pauvreté / chômage / précarité énergétique sont les plus élevées (en plus de dispositifs nationaux comme le chèque énergie).

Le levier de la fiscalité nous semble particulièrement pertinent à utiliser pour traiter ces questions de l'accès à une énergie abordable des populations les moins favorisés, au vu des larges co-bénéfices sociétaux (et pour les finances publiques) de telles interventions. Il nous semble aussi important que ces dimensions de solidarités énergétiques puissent être rendues visibles et explicitées.

A. Élaborer un régime encadrant le « don d'énergies locales »

Notre première recommandation serait de donner un cadre au « don d'énergies locales » pour les publics fragiles comme cela existe pour les invendus alimentaires.

Pour mieux valoriser les invendus alimentaires à une maille locale à destination des plus fragiles, la « loi Coluche » dispositif de la loi de finances pour 1989 inscrit dans l'article 238 bis du Code général des impôts a créé une déduction fiscale supplémentaire pour les entreprises qui donnent des aliments à certaines associations, caritatives et humanitaires dites « organismes d'aide aux personnes en difficulté ».

Cette réflexion a été étendue à d'autres produits que les denrées alimentaires dans le cadre de la loi de lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire du 10 février 2020 ²⁶ pour promouvoir le « don en nature » à l'exception de certains types spécifiques de produits. Les dons en nature sont soumis à une réduction d'impôt de 60 % de leurs coûts de revient (fabrication ou achat), dans la limite de 0,5 % du CA ou 10 000 €. En 2020, la réduction d'impôt pour la tranche de don supérieure à 2 M€ est passée à 40 %.

On pourrait imaginer qu'une partie de l'énergie produite ou que des surplus énergétiques (électricité, biogaz, bois ou chaleur fatale) de ces projets d'énergies renouvelables locales puissent être donnés à des organismes d'aide aux personnes en difficulté habilités ou à des bailleurs sociaux. Ces derniers pourraient ensuite redistribuer cette énergie à des ménages précaires situés dans le périmètre de ces

²⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000041553759/>



projets (périmètre du réseau de chaleur, de l'opération d'autoconsommation collective, de la communauté d'énergie renouvelable ou de la communauté d'énergie citoyenne) avec à la clé une déduction fiscale pour les entreprises / collectivités / société de projet à l'origine de ce don (avec un pourcentage de déduction qui sera à définir par filières).

Le prix de l'énergie achetée étant constitué de trois tiers, la production/fourniture, la fiscalité et le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (connu sous le nom de « TURPE »), avoir un producteur d'énergie renouvelable qui donne « une partie de sa production » doit amener à réfléchir à une modulation combinée du prix de l'utilisation des réseaux et de la fiscalité dans un tel cas afin que les usagers finaux bénéficient de ce don d'énergie de façon effective. Plus précisément, avoir une énergie avec un prix réduit de 33%, de 66% ou de 100% n'aura pas le même effet pour les usagers finaux.

De premières initiatives volontaires en la matière ont été engagées : par la coopérative Enercoop, qui a constitué le fonds de dotations « Energie Solidaire » visant à une forme de don monétaire via « arrondis solidaire » sur les factures énergétiques, fléché vers des associations luttant contre la précarité énergétique²⁷. L'initiative de l'association Sol Solidaire va également en ce sens en valorisant le surplus d'électricité issu de l'autoconsommation au bénéfice de projets de lutte contre la précarité énergétique²⁸. Il nous semble nécessaire qu'un cadre fiscal plus simple soit mis en œuvre.

Une notion temporelle pourra également être intégrée à ce cadre. Par exemple, un bâtiment de bureau peut considérer qu'il a un usage et un besoin d'utilisation de panneaux solaires qu'il a installé pour ses besoins propres en autoconsommation du lundi au vendredi mais que le week-end (au cours duquel les ménages sont plus longtemps chez eux qu'en semaine), ayant moins besoin de cette production électrique, il peut la donner à des ménages fragiles voisins.

De la même façon, un bâtiment éducatif fermé le week-end et ses vacances scolaires pourrait faire don de sa production d'électricité photovoltaïque pendant ces périodes.

La production de biométhane est aujourd'hui soumise par méthaniseur à des volumes maximums de production, les surplus de production étant torchés (brûlés sans valorisation énergétique), on pourrait permettre que ces surplus de production à certains moments de l'année soient donnés dans ce cadre à destination de publics fragiles.

Donner un cadre réglementaire et fiscal à un niveau national permettra de reproduire ces schémas de façon simple partout sur les territoires sans nécessiter de complexes montages juridiques gourmands en temps et en ressources sur chaque projet. Des garde-fous ou des plafonds pourront être fixés par filières (comme ils en existent dans la loi de lutte contre le gaspillage et l'économie circulaire) avec des critères différents s'agissant de chaleur fatale alimentant des réseaux de chaleur, de la vente de bois énergie, de la vente de biogaz ou de la vente d'électricité éolienne ou photovoltaïque.

A l'heure de la nécessité de favoriser l'acceptation sociétale des projets d'énergies renouvelables locaux dans les territoires, corrélér le développement de projets à un bénéfice de dons d'énergie pour les ménages les plus fragiles de ces lieux, dans un cadre simple et stable, serait bienvenu pour ouvrir la voie à une réflexion énergétique plus globale et à une meilleure acceptation des projets en local.

La mise en œuvre de volets de « dons d'énergie aux publics fragiles du territoire » pourrait aussi donner lieu à des bonifications lors d'appel d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie, au même titre que l'est une gouvernance citoyenne ou un financement participatif. Les bénéfices économiques en local ne doivent pas être distribués qu'aux habitants qui peuvent investir dans ces projets, mais aussi aux habitants les plus fragiles.

²⁷ <https://www.enercoop.fr/blog/actualites/nationale/energie-solidaire-et-enercoop-lancent-un-outil-innovant-le-don-denergie?msclkid=30db86f8cfa311ec914fe0d0b3d7217c>

²⁸ <https://www.solsolidaire.fr/>



B. Développer des « Zones Franches Énergétiques »

Une recommandation additionnelle relative à cette dimension de solidarité énergétique en lien avec le développement de projets d'énergies renouvelables locales serait de développer des « Zones Franches Énergétiques ».

Il s'agirait d'y moduler la fiscalité associée à ce type de projet sur des territoires fragiles où l'Etat et les pouvoirs publics souhaitent favoriser le développement d'activités économiques ou de projets de rénovation urbaine. Il existe ainsi une centaine de zones franches urbaines²⁹, définies par décret en Conseil d'Etat qui bénéficient d'exemptions sur 5 ans pour le développement d'activités industrielles, commerciales, artisanales ou libérales.

D'autres zones existent en matière de politique du logement, des zones ANRU dites Zones Urbaines Sensibles ou Quartiers Prioritaire Politique de la Ville ³⁰ qui bénéficient de TVA réduite pour les travaux d'amélioration de l'habitat. Inscrire les projets de production d'énergie renouvelables en circuit court à la liste des activités bénéficiant d'exemptions fiscales sur ces mêmes territoires, déjà définis comme prioritaires par les services de l'Etat à différents titres, serait de nature à y favoriser l'émergence de projets : il serait plus rentable pour des développeurs d'y prioriser des projets.

Faire de quartiers défavorisés des zones où s'installent des projets et des activités économiques associées aux énergies renouvelables et où se développent des compétences relatives aux besoins massifs de notre pays de demain mérite d'être approfondi. Le développement des énergies renouvelables doit être vu comme un levier de développement économique et de résorption des inégalités sociales sur les territoires.

Les opportunités des leviers de fiscalité énergétique



- Les initiatives et programmes de « dons d'énergie » existants fournissent les assises à un cadre juridique et fiscal national.

D'autres dispositifs peuvent concourir à l'élaboration de ce cadre (Loi « Coluche » et Loi contre le gaspillage alimentaire et à l'économie circulaire) de même que la formulation de critères de sélection adaptés aux besoins et particularités de certaines filières.

- La recommandation d'une « Zone Franche Énergétique » pourrait s'appuyer sur l'architecture des programmes de politiques de logement en vigueur (dont Zones Urbaines Sensibles ou Quartiers Prioritaire Politique de la Ville).

²⁹ <https://sig.ville.gouv.fr/atlas/ZFU/>

³⁰ <https://www.anru.fr/tva-taux-reduit-pour-laccession-la-propriete-dans-les-zones-anru-et-les-quartiers-prioritaires>



Annexe I

Vecteurs énergétiques

Poids des vecteurs énergétiques dans les scénarios de prospectives énergétiques RTE et ADEME

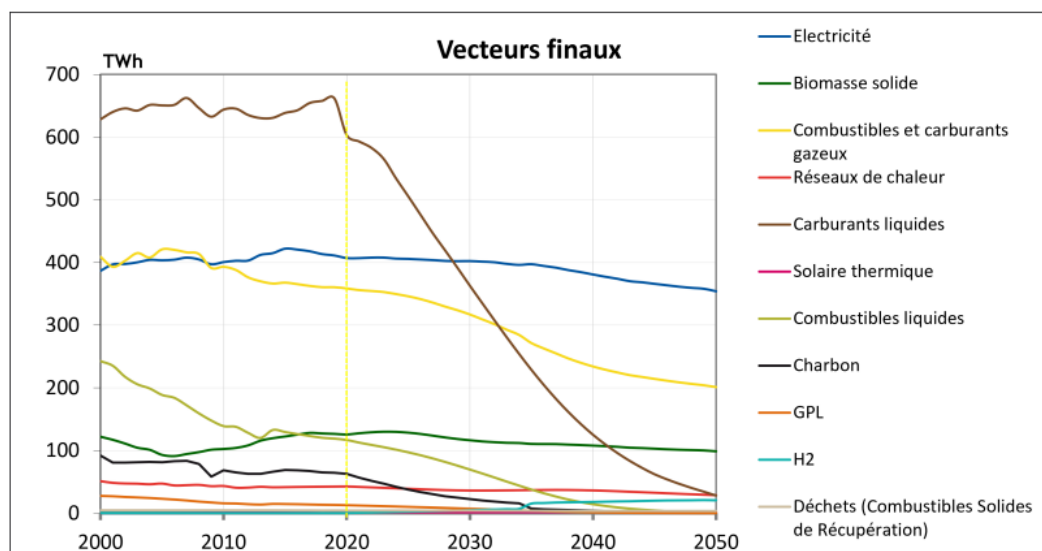
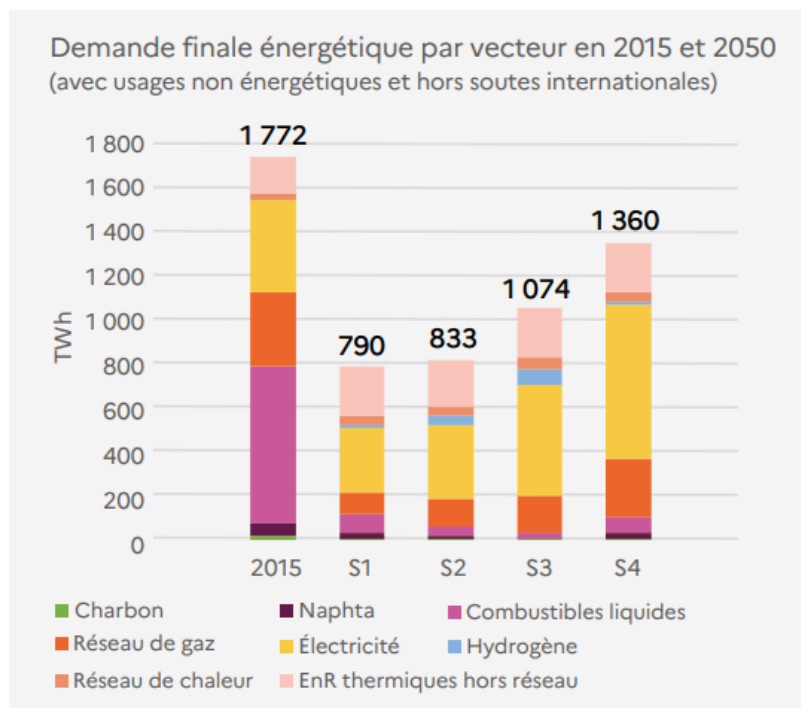


Figure 3 - Évolution des vecteurs énergétiques mobilisés dans le scénario négaWatt (hors matières premières)



Annexe 2

Une fiscalité et une tarification énergétique complexes

- **Décrypter le prix et de la fiscalité pour un consommateur ou porteur de projet**

Comme expliqué précédemment, la fiscalité énergétique applicable à un projet d'énergie renouvelable locale est d'une importance prépondérante parce qu'elle influe sur sa pertinence économique et donc sur le déploiement à grande échelle des projets de production d'énergie renouvelable. Elle reste pourtant relativement mal connue, mal appréhendée et pourrait faire l'objet d'ajustement ou de simplification, tant pour le bénéfice des pouvoirs publics (si le coût de recouvrement / contrôle est supérieur aux montants perçus) que pour celui des porteurs de projet (s'ils le comprennent et l'anticipent mieux).

Ce qui est fréquemment entendu par "fiscalité énergétique" comprend généralement, par erreur et commodité les taxes, impositions diverses d'une part et les tarifs d'utilisation des réseaux d'autre part. Si tous ces prélèvements obligatoires sont réglementairement organisés, ils ont une nature et un objet totalement différents les uns par rapport aux autres, dont la compréhension dans leur individualité est nécessaire pour comprendre l'économie des projets. Aussi, il est possible de distinguer la fiscalité énergétique selon qu'elle affecte la production, la consommation ou les deux.

Le prix final payé par un consommateur d'énergie (des pourcentages variés s'appliquant les vecteurs gaz, électricité ou chaleur) se compose - pour simplifier - de 3 tiers :

- Un coût direct de la production et de la fourniture d'énergie (qui est fixé par le fournisseur),
- Un tarif d'utilisation pour rémunérer le transport et la distribution (qui est fixé par la Commission de Régulation de l'Energie) et donc reversé aux opérateurs de réseaux concernés (RTE, Enedis ou un ELD pour l'électricité, GRT Gaz, GRDF ou Terega ou un ELD pour le gaz)
- Un volet fiscalité correspondant à la somme des différentes taxes applicables. Chaque projet de production d'énergie renouvelable est affecté par une fiscalité énergétique spécifique et par la fiscalité de droit commun applicable à chaque entité réalisant une opération économique.

- **Décomposer taxes et impositions de la fiscalité énergétique**

- I. Tarifs d'utilisation

En matière d'électricité, la « fiscalité » énergétique relative au réseau est composée du Tarif d'utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (ou « **TURPE** »). Ces tarifs sont prélevés auprès des utilisateurs des réseaux afin de rémunérer le gestionnaire de réseau pour ses activités, de construction, extension, renforcement, maintenance des réseaux, et d'acheminement de l'électricité notamment. Son principe est prévu par les articles L341-2 et suivants du code de l'énergie. Le TURPE est supposé « *couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.* ». En d'autres termes, ils sont destinés à abonder les caisses du gestionnaire de réseau pour un service commercial, mais régulé, à la différence des taxes et impositions qui sont l'expression de l'exercice par l'Etat et ses démembrements de l'exercice de prérogatives de puissance publique. Un TURPE différent (HTA/BT ou HTB) est applicable aux usagers, consommateurs comme producteurs selon que ces derniers sont raccordés au réseau de transport ou de distribution.

Dans le domaine du gaz il existe une pluralité de tarifs, liés à la diversité des services réalisés. On distingue dès lors les tarifs relatifs à l'utilisation des réseaux, appelés Accès des Tiers au Réseau de



Distribution³¹ (« **ATRD** »), ou de Transport (« **ATRT** »)³². D'autres tarifs d'utilisation sont également prévus, tels que dans le cas de l'accès au stockage³³ (« **ATS** ») dont les coûts peuvent être partiellement collectés au travers de l'ATRT, et aux terminaux méthaniers³⁴ (« **ATTM** »). Sur un modèle similaire au TURPE, l'ATRD, l'ATRT et l'ATTM sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie de sorte que « ces coûts correspondent à ceux d'un exploitant d'installations efficace ». A nouveau, il s'agit d'un service commercial, régulé et facturé à l'utilisateur mais distinct de l'exercice d'une prérogative de puissance publique à leur égard par l'Etat ou l'un de ses démembrements.

2. Taxes et impositions de la fiscalité énergétique

En matière de gaz et d'électricité, les taxes et prélèvements peuvent être détaillés de la manière suivante :

2.1 *Les droits d'accise sur l'électricité et le gaz*

Ce nouveau droit d'accise est aujourd'hui codifié aux articles L312-I du très récent Code des Impositions sur les Biens et Services (« **CIBS** »), et a vocation à remplacer depuis le 1^{er} janvier 2022 dans son intégralité la Contribution au Service Public de l'Electricité³⁵ (auparavant dénommée Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité), la Taxe communale sur la consommation finale d'électricité³⁶ et la Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité³⁷. De manière symétrique à l'électricité, ce droit d'accise est également désormais codifié aux articles L312-I et suivants du CIBS et remplace la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel auparavant codifiée à l'article 266 quinquies du code des douanes. Ces taxes sont des taxes à la consommation, c'est-à-dire que le fournisseur et/ou le producteur et/ou l'auto-producteur sont en principe obligés de la collecter auprès des consommateurs.

2.2 *L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (« IFER »)*

Cet impôt affecte également tous les projets de production d'énergie renouvelable, mais plus directement les projets relatifs à de l'électricité renouvelable. Si l'IFER affecte les réseaux gaziers, les installations de gaz naturel liquéfié, les infrastructures de stockage souterrain et les stations de compression³⁸, elle ne touche pas directement la production tels que les méthaniseurs. Ceux-ci resteront néanmoins impactés par les tarifs qui leurs sont proposés et qui répercuteront nécessairement ces surcoûts.

En ce qui concerne l'électricité, ce sont les appareils de production qui sont frappés de cette imposition. L'IFER s'applique en effet aux éoliennes et hydroliennes³⁹, aux installations de production d'électricité d'origine photovoltaïques et hydrauliques⁴⁰ ou géothermique⁴¹. A noter que l'IFER s'impose aussi aux transformateurs électriques⁴² appartenant au gestionnaire de réseau ce qui affecte donc les producteurs indirectement. A la différence des droits d'accise, cet impôt grève la production des énergies, et n'est pas collecté directement auprès des consommateurs en fonction de leur volume de production. Les IFER sont fonction de la puissance de production de chaque centrale.

³¹ [Article L452-I-1 du code de l'énergie](#)

³² [Article L452-I du code de l'énergie](#)

³³ [Article L421-5-1 du code de l'énergie](#)

³⁴ [Article L452-I2 du code de l'énergie](#)

³⁵ [Article 226 quinquies C du code des douanes](#)

³⁶ [Article L2333-2 du code général des collectivités territoriales](#)

³⁷ [Article L3333-2 du code général des collectivités territoriales](#)

³⁸ [Article 1519 HA du CGI](#)

³⁹ [Article 1519 D du CGI](#)

⁴⁰ [Article 1519 F du CGI](#)

⁴¹ [Article 1519 HB du CGI](#)

⁴² [Article 1519 G du CGI](#)



2.3 La Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA »)

Cette contribution inscrite à l'article 18 de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 *relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières* sert à alimenter les caisses de retraite du personnel des industries électriques et gazières. Il s'agit d'un impôt à la consommation assis sur la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux. De fait, son montant ne varie pas en fonction du volume de consommation, mais de la puissance de l'installation de soutirage.

3. Fiscalité de droit commun

Il ne s'agit bien entendu pas de reprendre l'intégralité de la fiscalité applicable à chaque projet de production d'énergie renouvelable, mais uniquement de soulever l'existence d'un certain nombre de prélèvements clés dans le cadre desdits projets.

3.1 La Taxe sur la Valeur Ajoutée (« TVA »)

Généralement bien connue, la TVA est inscrite aux articles 256 et suivants du CGI. Elle grève les prestations de services en tous genres ainsi que les livraisons de tous les biens, selon un pourcentage variable. Les livraisons de gaz et d'électricité sont grevées à 20%, quand l'abonnement est lui grevé à 5,5%⁴³. A noter qu'en application de l'article 267 du CGI, les « *impôts, taxes, droits et prélèvements de toute nature* » sont à prendre en compte dans l'assiette de la TVA, de sorte que lors d'une consommation d'électricité, les droits d'accise font l'objet d'une imposition de 20%⁴⁴ et la CTA d'une imposition de 5.5%⁴⁵. Les revenus issus de la TVA intègrent le budget de l'Etat.

3.2 La Taxe foncière sur les propriétés bâties (« TFPB »)

L'article 1380 du CGI établit quant à lui une taxe sur les propriétés bâties susceptible de grever les projets de production d'énergie renouvelable. La détermination de ladite taxe est fondée à la fois sur la valeur locative cadastrale des biens immobiliers localisés sur le territoire d'une commune, laquelle est grevée d'un taux de taxation. Elle comprend deux volets :

- La Cotisation foncière des entreprises (« CFE ») ;
- La Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (« CVAE »).

⁴³ Article 278-0 bis du CGI

⁴⁴ Voir article 278 du CGI conjointement avec le point n°23 de la Circulaire du 5 juillet 2019 *Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE)*.

NOR : CPAD1919722C

⁴⁵ Voir conjointement l'article 278-0 du CGI et la *Recommandation du Médiateur de l'Energie* en date du 16 juillet 2015

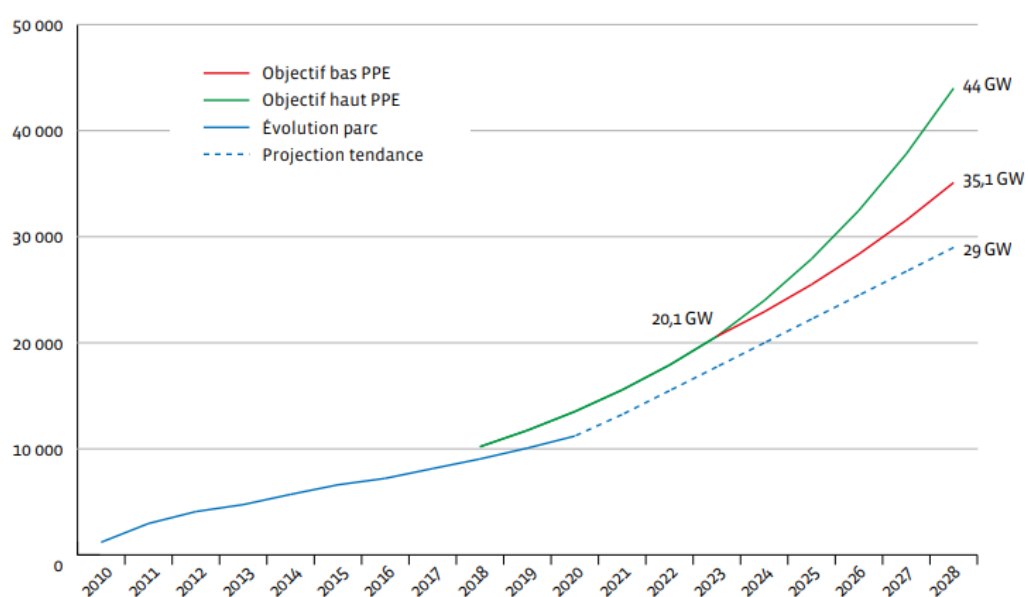


Annexe 3

Des tendances de progressions des énergies renouvelables peu encourageantes

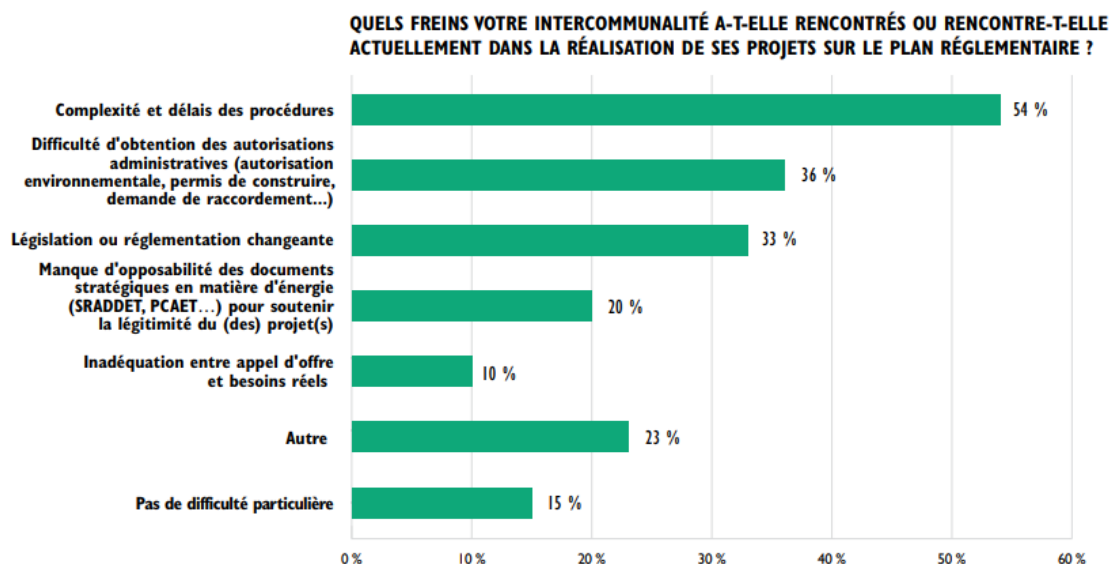
PROJECTION DE LA TENDANCE DE PROGRESSION DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE ET OBJECTIFS DE LA PPE

Source : Observ'ER, 2021.

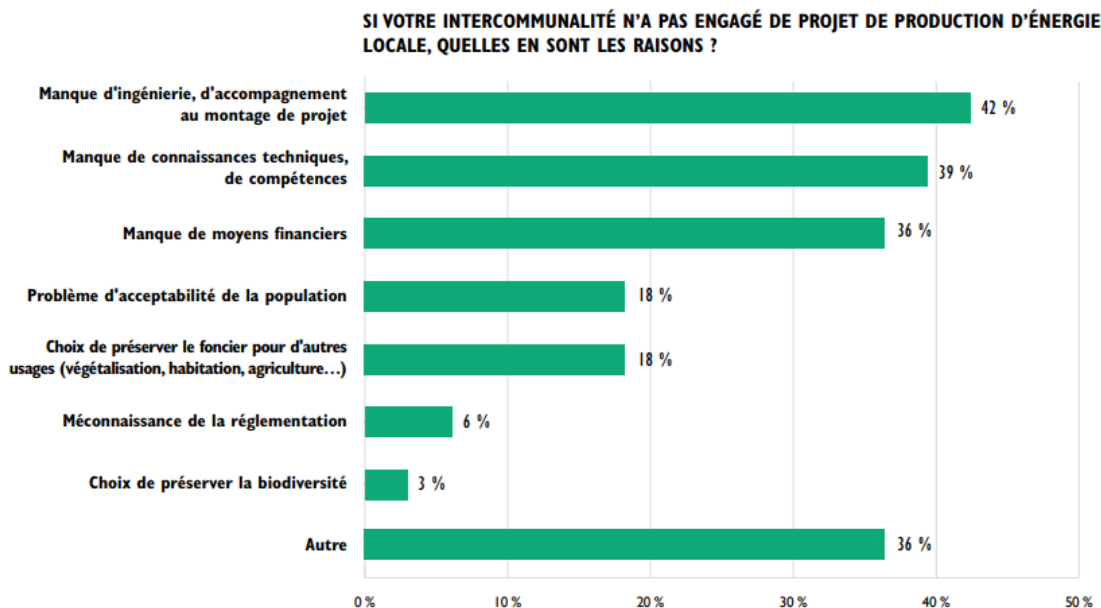


Annexe 4

Freins constatés par les collectivités au développement de projets



Source : La production énergétique à l'échelon intercommunal, enquête en ligne, AdCF, 2020



Source : La production énergétique à l'échelon intercommunal, enquête en ligne, AdCF, 2020



Annexe 5

Détails du projet de plan solaire par la Commission Européenne en date de mai 2022

Au regard du renforcement de l'indépendance énergétique de l'UE vis-à-vis la Russie, un projet de Stratégie Solaire Européenne ⁴⁶ a été rendu public en mai 2022. La Stratégie, propose un déploiement massif de la production d'origine photovoltaïque. Des orientations structurantes pour assurer ledit déploiement sont exposées pour permettre aux parties prenantes visées, notamment les acteurs professionnels et non-professionnels (citoyens et communautés d'énergie), de s'organiser et de se positionner dès à présent. Pour ce faire, cette stratégie aborde deux axes principaux, les modalités d'accélération de ce déploiement et les moyens pour en assurer la mise en pratique. Citant les dernières lignes directrices sur les aides d'état au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie⁴⁷, la Stratégie solaire prescrit un allègement des procédures de mise en concurrence.⁴⁸

En résumé :

- Les acheteurs publics⁴⁹ et les contrats d'achats directs de type « corporate PPA » joueront un rôle dans l'amortissement des risques liés aux investissements.
- Les projets citoyens et les communautés d'énergie reçoivent une attention particulière : la Stratégie recommande des mesures plus incitatives à la mise en œuvre des projets photovoltaïques portés par les acteurs plus modestes.
- Les schémas d'autoconsommation individuels et collectifs regroupant les communautés d'énergie, les collectivités territoriales et les syndicats de copropriété, occupent un rôle clef.
- La mise en place d'autres mesures incitatives complémentaires comme la facturation nette des consommations, le tiers-financement, les solutions de stockage et les pompes à chaleur, est fortement recommandée. Les Etats pourront y appliquer une réduction fiscale conséquente.
- Les schémas locaux de partage d'électricité ainsi que d'échange d'électricité (« Peer-to-Peer ») sont à développer afin de favoriser la diversification des sources de revenus des consommateurs.
- Les mesures incitatives et les procédures administratives doivent être adaptées aux spécificités propres aux communautés d'énergie et les projets collectifs de production, comme l'exemption prévue par les lignes directrices sur les aides d'état, de la mise en concurrence obligatoire pour les projets atteignant une puissance maximale de 6 MW.

A la lumière de ce qui précède, ces orientations donneront une réelle impulsion au développement de la filière solaire, en particulier des projets citoyens et locaux, par l'instauration d'un cadre incitatif adapté à leurs capacités. Il y est ainsi préconisé un allègement, voire une exemption des procédures de mise en concurrence. Ce document stratégique invite à reconsidérer les modes actuels de l'action locale pour libérer la production d'énergie décentralisée et son partage, dans le cadre de schémas d'autoconsommation et de communautés d'énergie, grâce à des mesures administratives et fiscales incitatives.

⁴⁶ « Solar Strategy of the European Union » (Stratégie de l'UE en faveur de l'énergie solaire). Pour plus d'informations, consulter <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/leak-la-commission-europeenne-envisage-de-revoir-son-objectif-2030-pour-les-energies-renouvelables-a-la-hausse/>

⁴⁷ Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 (2022/C 80/01) : [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

⁴⁸ Cf détails en annexe

⁴⁹ A ce titre, les fonds de garantie de l'Etat joueront un rôle moteur dans la sécurisation et la stabilité des projets.

