Institut de la
gestion déléguée

COLLECTIVITÉS TERRITORIALES
COMMENT RELEVER LE DÉFI DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ?

MARS 2021

Sous la direction de Pierre-Emeric CHABANNE,
Travaux coordonnés par Michel THIOLLIÈRE et Laure LAGASSE

SOMMAIRE

INTRODUCTION 3

LE « CHEMIN DE L'ÉNERGIE » 6

I. LES GRANDES ÉTAPES DE L'ÉNERGIE EN FRANCE 7
1. Un modèle centralisé après 1946 7
2. Vers une décentralisation après 1995 8

II. DE NOMBREUX ATOUTS À PRÉSERVER 16
1. Garantir l'approvisionnement de la France en énergie 16
2. Des infrastructures au service de la fourniture 22
3. Les tarifs assurent transparence et accès libre aux activités de transport de l'électricité et du gaz 25
4. Les acteurs au service du développement et de l'aménagement 28
5. La desserte universelle 30
6. La péréquation 30
7. Droit à l'électricité pour tous 33
8. Les tarifs réglementés de vente 34

III. LES DÉFIS DE DEMAIN 37
1. L'ouverture des marchés de l'énergie 37
2. Les réseaux et les compteurs intelligents en faveur de la transition énergétique 40
3. L'accélération des interconnexions de l'énergie entre la France et ses voisins européens 44
4. L'autoconsommation 48
5. La régulation encadre et sécurise l'ouverture du marché 50
6. De nouvelles compétences pour les collectivités 52
7. Le médiateur, protecteur du consommateur 57

IV. DES PISTES DE RÉFLEXION POUR L'AVENIR 59

COMPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL 63

INTRODUCTION

Le monde entier se penche depuis quelques années, avec plus ou moins de détermination et de succès, sur le climat. L'Europe s'est pour sa part – et la France au premier chef – engagée dans une transition énergétique qui, à certains égards, révolutionne nos modes de vie. L'année 2020 et 2021 sont bien entendu marquées par la pandémie de Covid-19. Bien qu'il soit encore trop tôt pour en tirer des enseignements, on peut d'ores et déjà penser que cette crise sanitaire, doublée d'une crise économique et sociale, entraînera des effets durables sur notre rapport à l'énergie.

Ainsi, 2020 aura été une année très singulière dans l'histoire de notre pays. Elle a été secouée par des vagues de fond : la crise sanitaire du Covid-19, la chute de notre économie, la crise sociale qui en découle… mais elle a aussi été marquée par la volonté de réussir la transition écologique et énergétique, comme en atteste l'ambition du plan de relance du gouvernement publié le 4 septembre 2020 et le projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets actuellement en discussion à l'Asemblée Nationale. Elle sera peut-être vue par les historiens comme un tournant dans la marche de notre société.

D'ailleurs, les collectivités territoriales françaises s'emparent de ces enjeux. **À la fois sous la pression des événements mais aussi de nos concitoyens et de l'émergence d'une nouvelle génération d'élus, les collectivités – communes, agglomérations, départements, régions – inscrivent toutes dans leurs agendas un chapitre sur l'énergie.**

Les collectivités territoriales, moteur essentiel de la transition énergétique, sont donc en premier lieu destintaires de ce rapport.

Nous vivons et travaillons dans un pays qui ne dispose pas de ressources naturelles en pétrole ou en gaz lui permettant de faire face à ses besoins en énergie. La France a décidé de ne plus exploiter de charbon et ne veut pas de gaz ou de pétrole de schiste ; nous devons donc avoir recours à d'autres sources et nous approvisionner sur des marchés extérieurs en important de l'électricité lorsque c'est efficient et en important massivement du gaz comme nous le verrons plus loin.

La France doit donc faire face à la fois à de grands défis pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et garantir un accès équitable à l'énergie en adossant ce secteur au principe du service public et de l'intérêt général.

Pendant des décennies, en France, les contours du secteur de l'énergie sont restés stables. Pour autant, avant 2020, trois changements profonds sont intervenus :

- L'ouverture du marché dans le cadre de l'Union européenne ;
- La volonté croissante des collectivités et de nos concitoyens de s'emparer des compétences et libertés offertes par un nouveau cadre législatif, la technologie et le marché ;
- La maîtrise des émissions de gaz à effet de serre imposée par le réchauffement climatique et la volonté des gouvernements d'y faire face, soutenue avec force, notamment par les nouvelles générations.

Ces changements, ceux de 2020 ainsi que ceux qui les ont précédés, appellent de nouvelles pratiques et imposent aux acteurs du secteur de l'énergie - opérateurs et collectivités - d'y faire face et d'entreprendre.

L'Institut de la Gestion Déléguée (IGD) a souhaité réunir l'ensemble des parties prenantes au sein d'un groupe de travail pour comprendre ces évolutions et identifier des pistes de travail pour l'avenir.

Il est essentiel que tous les acteurs du secteur, qu'ils soient opérateurs publics et privés, Gouvernement ou Parlement, collectivités territoriales, entreprises historiques du secteur ou nouveaux entrants, se voient doter des moyens nécessaires pour accompagner cette transition. Rien ne pourra se faire concrètement sans leur implication. Mais pour cela, il faut que le cadre dans lequel ils évoluent le leur permette.

Les Français sont par ailleurs attachés à la transparence et à un accès à l'énergie équitable partout sur le territoire national à des coûts maîtrisés. Des outils tels que la péréquation ou la desserte universelle sont de ce point de vue des acquis qui, comme nous le verrons, doivent être préservés.

Le gaz et l'électricité sont pour l'essentiel des secteurs régulés de l'économie[1]. Tous les pays européens sont interconnectés, les places de marché se sont affranchies des frontières nationales et, partout, les consommateurs veulent choisir librement leur fournisseur et parfois même l'origine de l'énergie qu'ils utilisent. En un mot, ils veulent participer concrètement à la transition énergétique. Les régulateurs des différents pays européens – en France la Commission de régulation de l'énergie (CRE) – sont là pour à la fois surveiller les marchés, fixer les tarifs de transport et de distribution de l'électricité et du gaz « *au bénéfice du consommateur final* » tout en permettant un fonctionnement du marché qui vise à garantir un approvisionnement en énergie du continent européen.

En revanche, le mix énergétique – le choix du bouquet énergétique – reste à la main des gouvernements.

Au travers de nos travaux, nous avons croisé plusieurs enjeux, des innovations, des initiatives, des blocages. Sans avoir la prétention de l'exhaustivité et sans ordre de priorité, nous passerons en revue :

- les champs nouveaux de libertés qui permettent à nos concitoyens et aux collectivités territoriales d'entreprendre ;
- les innovations qui germent un peu partout sur nos territoires ;
- les nouvelles mobilités qui font appel à l'électricité, au gaz et demain à l'hydrogène ;
- la révolution digitale qui modifie durablement l'environnement dans lequel évolue le système énergétique ;
- l'autoconsommation/autoproduction qui se développe partout dans le monde ;
- les nouveaux réseaux de transport et de distribution qui sont moins pyramidaux et s'adaptent aux nouvelles exigences de la consommation ;
- le comptage communicant via *Linky* et *Gazpar* qui permet d'optimiser la performance des réseaux et de mieux maîtriser la consommation ;
- le marché ouvert, en gaz et en électricité, qui favorise le choix et une meilleure connaissance de la ressource pour le consommateur final.

Nous vivons donc au cœur d'une transition à multiples entrées. Les acteurs sont nombreux et les pratiques diverses : règles du marché imposées par le régulateur principalement pour l'électricité, décisions gouvernementales pour la trajectoire de production et la transition

1 Cf. 3ème partie - chapitre V « La régulation encadre et sécurise l'ouverture du marché »

énergétique ou encore recherche d'une meilleure performance et résilience notamment par l'usage des technologies intelligentes (dites « *smart* »).

Même s'il est trop tôt pour savoir comment l'économie française sortira de la crise sanitaire, on peut supposer que la relance aura besoin d'énergie. Plus son coût sera maîtrisé, plus elle correspondra aux aspirations des nouvelles générations, plus elle favorisera le redémarrage de l'économie dans un monde où le coût le plus bas de l'énergie est un avantage compétitif.

La transition doit donc combiner le respect d'acquis, des équilibres essentiels à l'accès à l'énergie et la mise en œuvre de nouvelles pratiques.

C'est un défi à la portée de tous les acteurs du secteur à condition de faire évoluer certaines règles du jeu.

Au terme de son travail collégial, l'IGD présente le paysage de l'énergie tel qu'il se profile devant nous. Il est tout à la fois l'héritier d'une longue tradition, appelé à des mutations profondes et est dans l'obligation de soutenir l'économie au sortir de la crise sanitaire du Covid-19.

Nous analyserons les défis qui se présentent aux acteurs de l'énergie et nous évoquerons les chances et les difficultés actuelles du système français. Nous verrons quels sont les freins au changement et donc à une transition énergétique rapide et efficace.

Le groupe de travail poursuivra ses réflexions et formulera dans les mois à venir des propositions sur la base des quelques pistes de réflexion figurant en partie IV de ce document.

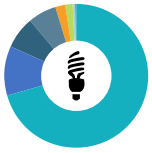
LE « CHEMIN DE L'ÉNERGIE »

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 est venue imposer la séparation comptable des activités exposées dans le présent schéma afin d'ouvrir ces secteurs à la concurrence et mettre fin au monopole de fait qui existait antérieurement.

Maquette simplifiée par étape du chemin de l'énergie :

Production → **Transport** → **Distribution** → **Commercialisation** → **Consommation** → **Services**

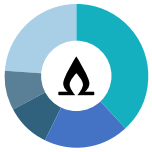
Production d'électricité pour la France en 2019 :



- Nucléaire **70,6%**
- Hydroélectrique **11,2%**
- Gaz **7,2%**
- Éolien **6,4%**
- Solaire **2,2%**
- Bioénergies **1,8%**
- Fioul **0,4%**
- Charbon **0,3%**

Source des Chiffres 2019 – Bilan électrique 2019, RTE (connaissance des énergies se source sur le BE qui fait référence).

La France ne produit pas de gaz, il est importé de :



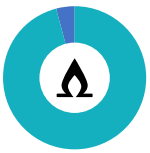
- Norvège **42%**
- Russie **21%**
- Pays-Bas **11%**
- Algérie **10%**
- Autres (Quatar, Nigéria...) **26%**

Source ministère de la transition écologique et solidaire, 2015.

Le transport – les grandes artères de l'énergie – permet l'acheminement depuis les sites de production jusqu'au consommateur industriel ou une maille plus locale où ce sont les distributeurs qui prennent le relai.

C'est RTE qui a le monopole du transport. RTE est une entreprise soumise à la régulation de l'énergie

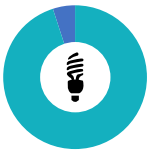
Capital : EDF 50,1%, Caisse des dépôts et consignations 29,9%, CNP Assurances : 20%.



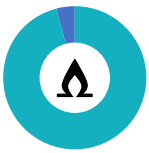
Le transport, également régulé, est assuré par :
- GRTgaz* pour **94%**** du territoire national
- TEREGA pour **6%**** (dans le Sud-Ouest)

**Capital : 75% Engie et 25% pour CNP assurances et la Caisse des dépôts et consignations (la Loi Pacte (2018) permettra d'ouvrir le capital de GRTgaz.*
***Sources : Gas in focus*

La distribution – le réseau capillaire – permet à chaque consommateur d'avoir accès à l'énergie directement chez lui, que ce soit en électricité et/ou en gaz.



- ENEDIS (filiale d'EDF – ex-ERDF) assure la distribution d'électricité sur **95%** du territoire métropolitain
- Les 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD) assurent les autres **5%** du territoire



- GRDF (filiale d'Engie) qui l'assure à hauteur de 96% du territoire tandis que,
- 22 entreprises locales de distribution et 3 nouveaux entrants assurent le reste

Le consommateur a le droit de se fournir en énergie, au meilleur prix et en quantité suffisante. Il doit pouvoir le faire en électricité et/ou en gaz, qu'il soit simple ou gros consommateur, sur un marché ouvert. Tous les textes européens – et leurs déclinaisons nationales – indiquent que la « chaîne de l'énergie » doit être conçue et développée « au bénéfice du consommateur final ».

Les fournisseurs d'énergie facturent leurs services et leurs investissements, au juste prix dans un cadre régulatoire opéré en France par la Commission de régulation de l'énergie. Ces tarifs se retrouvent sur les factures payées par le consommateur.
Le consommateur peut quant à lui, faire le choix de son fournisseur, que ce soit pour l'électricité ou le gaz. En effet, l'ouverture à la concurrence a permis à de « nouveaux entrants » de faire des offres sur le marché.
Chaque fournisseur, historique ou nouvel entrant, peut ainsi proposer ses tarifs aux consommateurs.

- Électricité
- Gaz
- Spécifique à l'électricité
- Energie renouvelable

I. LES GRANDES ÉTAPES DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

Même si les domaines de l'électricité et du gaz ont connu un grand développement aux 19ème et début du 20ème, nous nous concentrerons dans les développements ci-après à la période la plus récente qui a marqué et continue d'influer sur le système énergétique en France.

1. UN MODÈLE CENTRALISÉ APRÈS 1946

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, s'est imposée une étape de construction du pays et de ses infrastructures essentielles, en concentrant les décisions au plus haut sommet de l'Etat.

La France de l'énergie s'est donc construite – et reconstruite – sur un modèle centralisé avec la constitution d'un axe fort symbolisé par la création d'Electricité de France (EDF), monopole public incontesté sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie (production, transport, distribution, et commercialisation) ainsi que sur l'importation, l'exportation et la fourniture. Il en fut de même pour Gaz de France (GDF). Entre 1948 et 1952, plus du tiers des investissements d'EDF, spécialement de grandes infrastructures, seront ainsi assurés par les fonds du Plan Marshall[1].

La Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 portant « nationalisation de l'électricité et du gaz » tire un trait sur l'organisation antérieure - qui reposait sur une multitude d'opérateurs locaux - et s'emploie à dédommager, notamment par un dispositif financier établi pour cinquante ans, les multiples anciens propriétaires privés ou parapublics du secteur.

Par ailleurs, dans une France encore très rurale, les élus locaux influent pour que la Loi de nationalisation maintienne et souligne les compétences communales en matière de « distribution publique de l'électricité et du gaz », issues de la Loi du 15 juin 1906[2]**.** Celle-ci dispose que « *la concession d'une distribution publique d'énergie est donnée (…) soit par la commune ou le syndicat formé entre plusieurs communes lorsque la demande de concession ne concerne que le territoire de la commune ou du syndicat* ». D'ailleurs, elle prédomine encore à ce jour dans les relations avec les grands gestionnaires de réseaux de distribution ENEDIS et GRDF.

Toutefois, la philosophie générale de délégation de service public valorisée par la loi de 1946, ne permet pas pour autant à la commune (ou syndicat) « autorité concédante » de choisir un autre concessionnaire que les gestionnaires de réseaux nationaux.

De même, la loi de nationalisation ne remet pas fondamentalement en cause la loi du 5 août 1920 qui incitait à la création de coopératives agricoles spécifiques : les Sociétés d'intérêt collectif agricole (SICA), désignées SICAE (Sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité). Elles couvrent encore aujourd'hui près de 500 000 habitants.

---

1 Le plan Marshall (1952), du nom du secrétaire d'Etat américain, a été décidé par le président Truman, le gouvernement et le Congrès américains pour aider l'Europe à se reconstruire après la Seconde guerre mondiale.
2 Pour rappel, dans la gestion de l'énergie au plan local, alors dominée par des compagnies privées de tous types, la loi de 1906 impose à la commune d'utiliser la concession pour la distribution, dans une logique de contrat long et de droit de regard, sinon de partenariat.

Dans le même esprit, l'article 23 de la loi du 8 avril 1946 entérine l'existence des Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises locales de distribution (ELD) qui assurent aujourd'hui 5% de la distribution d'énergie[3].

De fait, contrairement à une idée parfois répandue, la loi de 1946 consacre certes à l'Etat un rôle de gouvernance et de décideur des stratégies dans de le domaine de l'énergie, mais n'exclut pas l'échelon local, doté de la concession de service public en matière de distribution de l'énergie.

L'organisation d'après-guerre a donc permis à la France de reconstruire son modèle énergétique, de poursuivre un mouvement d'accès à l'énergie équitable et fondé sur la solidarité territoriale, d'établir une réelle complémentarité avec le développement de l'hydraulique et le déploiement de plus de 200 000 kilomètres de réseau de distribution de gaz naturel, avec le soutien de réseaux de transport efficaces pour les deux énergies.

L'avènement du nucléaire a enfin doté la France d'une forme d'autonomie exceptionnelle alors même que ses ressources propres en gaz s'épuisaient et que la dépendance pétrolière s'accentuait après les chocs pétroliers des années 1970.

En revanche, dans la gestion locale quotidienne de l'énergie, les collectivités vont progressivement se reposer pour une large part sur les seuls opérateurs nationaux, jusqu'au renversement de cette tendance dans la période 1995-2020.

2. VERS UNE DÉCENTRALISATION APRÈS 1995

A partir des années 1990, la France est passée d'un modèle vertical à un modèle horizontal avec le mouvement de « réappropriation » du domaine de l'énergie par les collectivités territoriales.

A. POURQUOI LA DÉCENTRALISATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ?

Ce nouveau modèle s'est imposé à la fois pour répondre au mouvement de décentralisation continu qu'a connu notre pays à partir de 1982 et à la libéralisation progressive des marchés de l'énergie engagée à partir de 1996 dans un contexte général de « rupture avec les monopoles » souhaitée par la Commission européenne.

Les Directives européennes successives ont mis en œuvre des politiques favorables à l'émergence de nouveaux acteurs et de « retour aux solutions locales ». Ce mouvement est encouragé aujourd'hui par l'émergence des nouveaux modèles d'économie circulaire.

En complément de ces évolutions majeures, **le mouvement mondial en faveur de la transition énergétique et la pleine reconnaissance par l'Union européenne de la place des collectivités territoriales en matière de lutte contre le changement climatique, ont consacré l'échelon local dans les choix énergétiques.** Bien sûr, la France a pu s'appuyer dans le même temps sur l'optimisation et la mutualisation des infrastructures d'interconnexion des réseaux de transport à l'échelle européenne.

Ainsi, la verticalité du modèle énergétique français, assise sur une production massifiée et déployée sur des schémas nationaux homogènes, cohabite avec une structure

3 Voir Partie II, Chapitre 4, B. Les entreprises locales de distribution.

plus horizontale, diversifiée dans laquelle les décideurs politiques locaux tiennent un rôle majeur.

B. DE NOUVEAUX OUTILS POUR ACCOMPAGNER LA DÉCENTRALISATION

Le législateur français, en phase avec les orientations européennes, s'est employé à accompagner cette « Nouvelle Époque » de l'énergie.[4] Par exemple, le marché de l'autoconsommation individuelle poursuit sa progression comme nous le verrons plus loin et constitue un défi pour les opérateurs comme pour les aménageurs.

À présent, l'organisation territoriale de l'énergie – spécialement soutenue par le droit à l'expérimentation, l'affirmation des régions, des métropoles et des regroupements communaux – constitue un levier central du modèle français. **De tradition centralisatrice, la France envisage désormais sa gouvernance sous une forme inédite en se référant à des choix énergétiques pris localement.**

De fait, pour les élus locaux, les choix opérés en ce domaine sont indissociables de leur politique d'aménagement du territoire, de mobilité, ou bien encore fiscale et sociale. Un arsenal complet est à leur disposition pour maîtriser leur développement local. Ces schémas sont à la main des collectivités territoriales, le plus souvent en lien avec les préfets et les services déconcentrés de l'Etat. En particulier :

- **Schéma Régional de Développement Economique d'Innovation et d'Internationalisation (SRRDEII - échelon régional) :** Le SRDEII constitue le cadre politique de référence pour les Régions en matière d'aides aux entreprises, de soutien à l'internationalisation et d'aides à l'investissement immobilier et à l'innovation des entreprises, ainsi que les orientations relatives à l'attractivité du territoire régional[5] ;
- **Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET - échelon régional) :** Le SRADDET fixe les objectifs de moyen et long termes en lien avec plusieurs thématiques : équilibre et égalité des territoires, implantation des différentes infrastructures d'intérêt régional, désenclavement des territoires ruraux, habitat, gestion économe de l'espace, intermodalité et développement des transports, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets[6] ;
- **Schémas de Cohérence Territoriale (SCoT - échelon intercommunal) :** Le SCoT est un document de planification stratégique à long terme (environ 20 ans). Il sert de cadre de référence pour les différentes politiques sectorielles, notamment celles centrées sur les questions d'organisation de l'espace et d'urbanisme, d'habitat, de mobilités, d'aménagement commercial, d'environnement, dont celles de la biodiversité, de l'énergie et du climat. Il doit respecter les principes du développement durable[7] ;
- **Plan Local d'Urbanisme (PLU - échelon intercommunal et communal) :** Le PLU favorise l'émergence d'un projet de territoire partagé. Il prend en compte les politiques nationales et territoriales d'aménagement et les spécificités d'un territoire (Art. L.121-1 du code de l'urbanisme). Il détermine les conditions d'un aménagement du territoire respectueux des principes du développement durable, en particulier par une gestion économe de l'espace, et la réponse aux besoins de développement local[8] ;

4 Les débats relatifs à la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 de « Transition énergétique pour la croissance verte » ont mis l'accent sur la nécessité d'établir un service public de distribution des énergies sous pleine autorité et responsabilité locales pour conduire localement une politique globale de l'énergie..
5 Définition donnée par la Région Occitanie
6 Définition ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales.
7 Définition ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales.
8 Définition ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales.

- **Plans Climat-Air-EnergieTerritoriaux (PCAET - échelon intercommunal) :** Le PCAET est un projet territorial de développement durable. À la fois stratégique et opérationnel, il prend en compte l'ensemble de la problématique climat-air-énergie autour de plusieurs axes d'actions :
    - la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES),
    - l'adaptation au changement climatique,
    - la sobriété énergétique,
    - la qualité de l'air,
    - le développement des énergies renouvelables.

  La mise en place des PCAET est confiée aux Établissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants et à la métropole de Lyon (article 188 de la LTECV)[9].

Ces sigles sont le plus souvent inconnus du grand public mais sont le quotidien des élus et de leurs services. L'essentiel est de permettre, grâce à ces différents schémas et plans, un aménagement cohérent du territoire, en prenant en compte les réalités et les ambitions locales. Tous les exécutifs locaux le savent. Il semble néanmoins souhaitable d'engager une simplification et une harmonisation de ces schémas afin que l'action publique y gagne en lisibilité et en temporalité.

Par ailleurs, **de nouveaux outils juridiques offrent aux élus des marges d'action multipliées en matière énergétique** :

- le partenariat d'innovation,
- la société d'économie mixte à opération unique (« SEMOP »),
- le marché de recherche et développement,
- le marché global de performance,
- le marché de partenariat,
- les certificats d'économie d'énergie.

Ainsi, nous pouvons néanmoins constater que le nouveau modèle français concilie à la fois des engagements européens, voire mondiaux – les accords de Paris suite à la COP21 et suivantes – et de plus en plus des politiques publiques engagées au niveau local.

Cette dynamique se traduit également dans la relation entre les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux avec l'outil contractuel de la concession, adaptée pour relever les défis de la transition énergétique. En effet, ce modèle contractuel permet aux collectivités territoriales de traduire contractuellement leurs engagements en matière énergétique, notamment avec les « espaces de respiration locale » qui offrent souplesse et adaptation à la « territorialisation » de l'énergie.

Pour autant, le groupe de travail de l'IGD, en concertation avec les élus locaux, ne peut que souhaiter une simplification des procédures, comme cela sera étudié dans nos pistes de réflexion.

C. LA TECHNOLOGIE AU SERVICE DE LA DÉCENTRALISATION

Les innovations technologiques accompagnent, et parfois précèdent, ce mouvement. Le développement des réseaux intelligents – *smart grids*[10] – et de dispositifs numériques préfigurant les « villes et territoires intelligents » est un exemple qui illustre la pertinence des solutions d'énergies renouvelables qui se développent majoritairement au niveau local. Accompagnée par le savoir-faire des gestionnaires de réseaux de l'énergie, la réponse aux attentes en

9 Définition ADEME – agence de la transition écologique.
10 Les réseaux électriques intelligents, ou Smart grids, sont des réseaux communicants qui intègrent des fonctionnalités issues des technologies de l'information et de la communication

faveur du « produire et *consommer local* » est aujourd'hui rendue possible par des choix décentralisés dans le secteur de l'énergie.

Du fait d'un large mouvement de décentralisation, l'énergie devient donc un critère important de l'attractivité locale et de la création de valeur.

C.1. Le développement des mobilités électriques et au gaz GNV

Les pouvoirs publics et les constructeurs favorisent l'émergence de véhicules électriques pour les mobilités douces. Ces dernières vont du transport de voyageurs et de marchandises jusqu'aux deux roues à assistance électrique.

Le transport de voyageurs ferroviaire (TGV, TER, tramways…), les trolleybus et certains autobus, les véhicules personnels ou professionnels mais aussi le transport de marchandises sont autant de moyens de transport électriques.

Peu à peu, le parc automobile des flottes professionnelles et des automobiles personnels mute vers un modèle plus vertueux avec les véhicules hybrides et entièrement électriques. Selon le magazine *Capital*, qui cite l'Avere-France, l'association nationale pour le développement de la mobilité électrique, *« 42.763 véhicules 100% électriques ont été écoulés en France en 2019, ce qui représente une progression de 38% par rapport à l'année précédente. La part de marché des voitures électriques progresse également, passant de 1,5% en 2018 à 1,9% l'année dernière. » Les Échos*, citant l'analyste berlinois Matthias Schmidt, note de grandes différences d'un bout à l'autre du marché européen mais que 4,7% de voitures neuves à batterie ont été vendues entre janvier et août 2020.

Il faut aussi évoquer **la mobilité au gaz GNV** qui connaît depuis plusieurs années un développement prometteur dans les secteurs du transport de marchandises et de voyageurs. Ses performances sanitaires et environnementales, économiques ou techniques en font **un carburant professionnel alternatif au diesel de référence**.

Les avantages du BioGNV, le GNV renouvelable, 100% made in France :

- 80% d'émission de CO2 en moins par rapport au diesel,
- Production d'engrais bio qui évite la pollution des sols et des eaux,
- Création d'emplois locaux par la filière biométhane : 4 000 emplois créés en 2019, 53 000 à horizon 2030,
- Des revenus complémentaires, stables, pour les agriculteurs.

A fin août 2020, 23 000 véhicules circulaient au gaz en France, soit +46% en 3 ans. Et le mouvement se poursuit.

De leur côté, les collectivités territoriales vont de l'avant. Ainsi, pour le marché de la propreté urbaine en 2019, une benne à ordure sur cinq vendue était au GNV.

Le transport de marchandise porte quant à lui très fortement la dynamique, avec un nombre croissant de poids lourds vendus au gaz. Même si les parts de marché des poids lourds au GNV sont encore faibles, elles connaissent une progression exponentielle. Du côté du transport public, un bus sur quatre vendu est au GNV.

La programmation pluriannuelle de l'énergie, publiée le 21 avril 2020, a fixé des objectifs ambitieux pour le développement du GNV, en faisant un carburant alternatif incontournable. Elle vise 60% de poids lourds circulant au GNV en 2050 contre 30% à l'électrique.

L'Etat français accompagne cette transition énergétique avec le bonus écologique pour l'achat de véhicules hybrides ou électriques. De son côté, l'Allemagne a quant à elle, doublé le bonus écologique (passant de 3000 à 6000€) et abaissé le taux de TVA de 19 à 16%. Aussi, l'Etat affiche un objectif de 100 000 bornes de recharges ouvertes au public pour la fin d'année 2021.

Enfin, les modes de déplacement à deux roues (bicyclette, trottinette, etc.) se développent également dans nos villes.

Ces nouveaux usages demandent à la fois un soutien en matière de recherche et développement, une certaine capacité de production par les usines européennes, des aménagements urbains adéquats et un signal-prix (tel le bonus écologique) qui favorisent l'accès à ces nouveaux matériels roulants.

Ainsi, *« le Programme d'investissements d'avenir (PIA) Ville de demain accompagne 31 EcoCités. (…) De nombreux projets de transports (infrastructures, mobilité douce, billettique intégrée, etc.) sont conduits dans ce cadre. Le Programme d'investissement d'avenir Véhicule et transports du Futur accompagne l'émergence de nouvelles solutions techniques et technologiques en soutenant des projets de logistiques, de motorisation hybride, d'allégement des véhicules, de transports ferroviaires, etc. »*

Les constructeurs automobiles, les opérateurs tels RTE et ENEDIS, consentent des efforts importants. Pour autant, plusieurs défis sont encore devant nous.

- le défi des batteries : **sauf pour les véhicules directement reliés aux réseaux (le ferroviaire), l'électricité ne se stocke pas autrement que par des batteries**. Malgré des efforts, la France ne parvient pas aujourd'hui à fournir les batteries et à les recycler à la dimension souhaitée. La France et l'Allemagne se lancent dans la construction de batteries. Ainsi, début 2020, *« Saft et PSA ont annoncé vouloir développer des batteries lithium-ion avancées, avant une mise en production prévue en 2023. Objectif ultime : répondre aux besoins d'un million de voitures électriques par an. »* C'est un pas en avant mais insuffisant si le parc se développe comme le souhaitent pouvoir public et population.

- le défi de la source : dans le grand public et chez la plupart des commentateurs, qui dit véhicule électrique dit véhicule propre ! Pourtant, la vérité n'est pas aussi simple ! **Rouler avec un véhicule mu par une électricité produite grâce à un mix essentiellement décarboné ne revêt pas le même intérêt que rouler avec une électricité qui provient d'un mix carboné**. Autrement dit, rouler avec une électricité d'origine nucléaire, éolienne ou solaire – donc décarbonée – n'a pas la même valeur que rouler avec une électricité produite au charbon ou au fioul ! Les pouvoirs publics seraient bien inspirés d'indiquer ce qu'il en est car, ici comme ailleurs, la confusion n'est pas bonne pédagogue. La France qui produit une électricité essentiellement décarbonée a un avantage sur nombre d'autres pays européens sans parler des USA et de l'Asie… Rouler à l'électricité en France, c'est pour l'essentiel rouler avec une électricité décarbonée.

- le défi des aménagements routiers et urbains : **des aménagements propres aux véhicules électriques et intermodaux liant véhicules personnels et collectifs sont nécessaires afin d'inciter nos concitoyens à privilégier des mobilités douces**. Les collectivités territoriales font des efforts. Aujourd'hui, 26 000 points de recharge sont ouverts au public sur le territoire français. En 2019, le réseau de recharge français comptait un point de recharge ouvert au public pour 7 véhicules électriques (ce taux est supérieur aux recommandations de la directive européenne qui en prévoit un pour 10). En 2021, ce seront 100 000 points de recharge ouvert au public qui seront en service. Pour l'avenir, l'Etat, les collectivités territoriales et les opérateurs auront la responsabilité de dessiner ensemble l'avenir des territoires, ce qui nécessitera de partager les objectifs et les moyens pour y parvenir.

- le défi industriel : comme nous l'avons vu, fabricants et gestionnaires de réseaux doivent investir massivement pour proposer sur le marché véhicules, recharges, batteries… Puisque la pandémie a mis en lumière l'exode industriel de fabrications essentielles à l'indépendance du pays hors de France et d'Europe, il y a là **un défi européen à relever pour produire l'arsenal des mobilités douces en Europe : véhicules et batteries**. Or, chacun sait que nous sommes encore loin du compte.

Et l'hydrogène ?

Pour beaucoup, c'est l'avenir. Ou plutôt un autre avenir que celui de la seule mobilité électrique à batteries. On verra donc se développer à la fois des mobilités électriques à batteries mais aussi des mobilités électriques à piles à combustible.

L'association *France Hydrogène*, présidée par Philippe Boucly, est l'organisme de promotion de la filière hydrogène et de la pile à combustible. Dans le cadre du Plan de relance, la filière se voit dotée de 7 Milliards d'euros. Adoptée le 8 septembre 2020, la feuille de route présentée par le Gouvernement est ambitieuse. Selon Philippe Boucly : « *A horizon 2030, nous avions indiqué un objectif de 300.000 utilitaires légers et taxis fonctionnant à l'hydrogène et, en reprenant les chiffres de la plateforme automobile, 5.000 poids lourds. Pour 2024, nous envisageons 1.000 bus hydrogène. Déjà une vingtaine de villes sont favorables à ce programme et nous recensons des intentions de commandes pour 400 autobus. Dans notre projection, nous avons estimé un besoin d'un millier de stations de ravitaillement en France pour 2030… Ce sont aussi 250 trains qui pourraient fonctionner à l'hydrogène d'ici 2030. Alstom a développé son modèle qui roule déjà dans plusieurs pays. Une version pour la France est attendue pour 2022-2023.* »

France Hydrogène *met en avant 3 axes de développement :*

- *développer une mobilité lourde décarbonée,*
- *rendre plus vertueuse l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse,*
- *développer l'excellence française en matière de recherche afin de conserver notre haut niveau en la matière et de bénéficier des compétences futures nécessaires.*

France Hydrogène préconise une complémentarité entre voitures électriques à batteries et voitures électriques à piles à combustible.

Le Gouvernement a donc présenté, dans le cadre du Plan de relance, deux appels à projet.

Le premier vise à :

- Développer ou améliorer les composants et systèmes liés à la production et au transport d'hydrogène et à ses usages tels que les applications de transport ou de fourniture d'énergie,
- Soutenir des projets de démonstrateurs, de pilotes ou de premières commerciales sur le territoire national, permettant à la filière de développer de nouvelles solutions et de se structurer.

Le second :

- Déployer dans les territoires des écosystèmes structurants, associant production, distribution et usages d'hydrogène décarboné et/ou renouvelable,
- Accompagner le changement d'échelle permettant la structuration de la filière industrielle et baisser les coûts.

C.2. Les réseaux de chaleur

Dans un autre domaine, **les réseaux de chaleur ont déjà une longue histoire mais sont à nouveau à l'honneur depuis une dizaine d'années**. Ils participent à la diversité des modes de chauffage. **Les réseaux de chaleur sont un bon exemple de l'évolution du secteur de l'énergie depuis la période d'avant-guerre jusqu'à aujourd'hui**.

En effet, en France, les premiers réseaux de chaleur ont été créés, dans les années 1930, dans les centres urbains de quelques grandes villes, dont les besoins de chaleur étaient importants : Paris (en 1928), Chambéry, Villeurbanne, Grenoble, Strasbourg…

Dans les années 1950 à 1970, les réseaux de chaleur se déploient en lien avec l'extension des villes. La construction de nouvelles zones d'habitat collectif s'accompagne fréquemment de la construction d'un réseau de chauffage urbain, alimenté par du fuel ou du charbon. A la fin de cette période, le développement des réseaux de chaleur et de froid ralentit.

Les chocs pétroliers amènent les pouvoirs publics à chercher une diversification du mix énergétique, pour des raisons économiques et d'indépendance énergétique. Se développe alors la mobilisation, à travers de nouveaux réseaux de chaleur ou en faisant évoluer des réseaux existants, de la géothermie profonde (en particulier en Ile-de-France, où la ressource est disponible et la densité de construction élevée) et de la récupération de chaleur fatale[11] issue de l'incinération des ordures ménagères. La compétence des collectivités en matière d'établissement de réseaux de distribution d'énergie calorifique est consacrée dans la loi relative à la chaleur du 15 juillet 1980.

Les années 1990 marquent, à nouveau un fort ralentissement. Peu de nouveaux réseaux sont mis en place, hormis de petits réseaux ruraux alimentés par la biomasse[12], dans le cadre de plans régionaux visant à développer le bois-énergie.

Il faut attendre 2010 et les lois Grenelle pour que les réseaux de chaleur reprennent une place importante dans la politique énergétique nationale. Il leur est confié la mission de contribuer à l'augmentation totale de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique national. En zone urbaine, ils sont perçus comme le seul moyen de mobiliser massivement des énergies telles que la biomasse, la géothermie ou la chaleur de récupération des déchets.

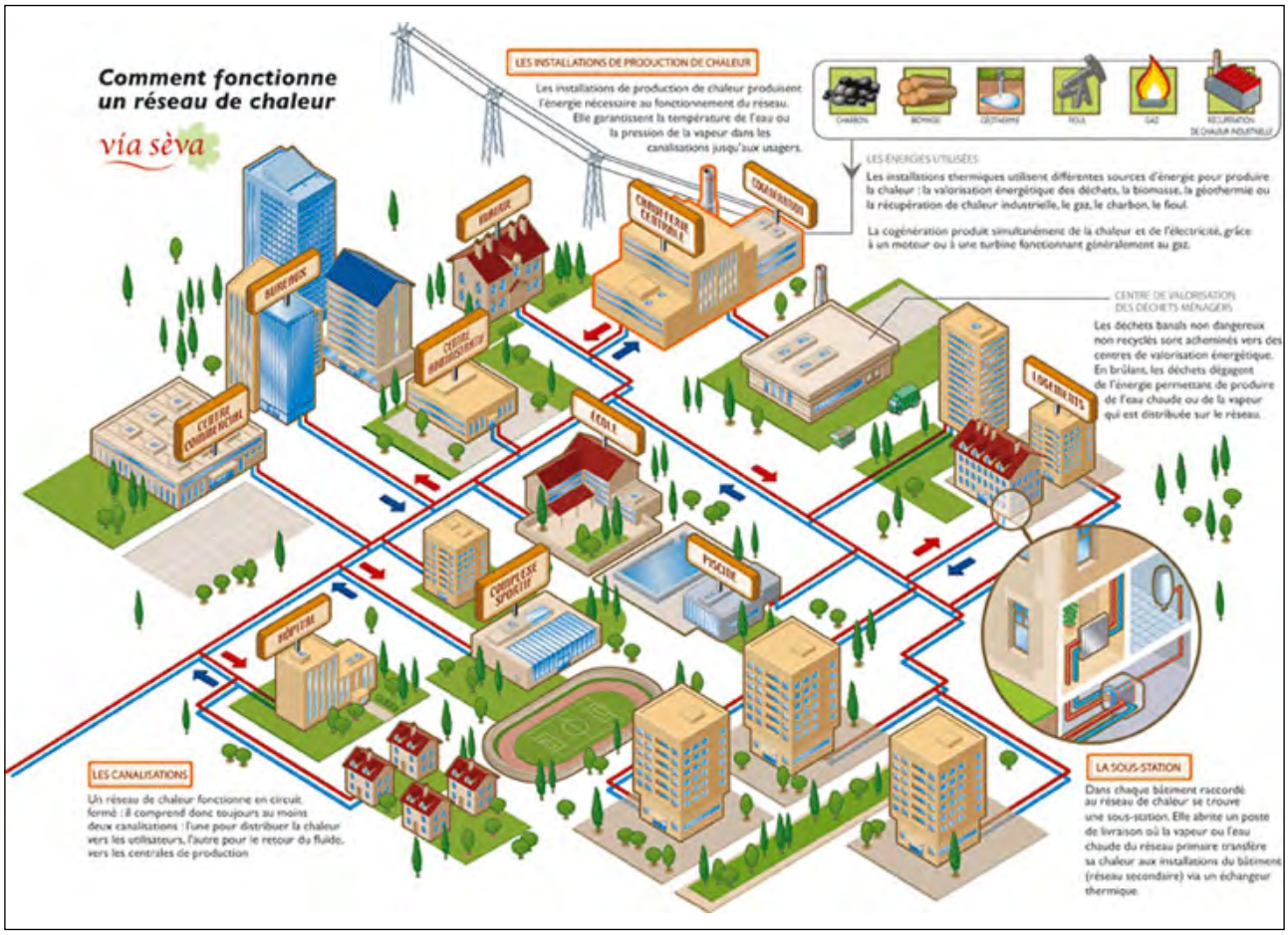
Ces orientations nationales s'inscrivent dans un cadre européen, décliné par les différents États-membres, également favorable au renforcement de la mobilisation des réseaux de chaleur efficace.

Le débat national sur la transition énergétique confirme ce **rôle clé pour les réseaux de chaleur et de froid, outil à disposition des collectivités pour renforcer l'indépendance énergétique locale, réduire les émissions de gaz à effet de serre des territoires, et accroitre la part des énergies renouvelables et de récupération.**

Aujourd'hui, on compte près de 800 réseaux de chaleur dans notre pays[13].

---

11 Par chaleur fatale, on entend une production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.
12 La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques pouvant se transformer en énergie. On entend par matière organique aussi bien les matières d'origine végétale (résidus alimentaires, bois, feuilles) que celles d'origine animale (cadavres d'animaux, êtres vivants du sol).
13 En 2009, on en comptait 418.


Comment fonctionne un réseau de chaleur
via sèva
LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE CHALEUR
Les installations de production de chaleur produisent l'énergie nécessaire au fonctionnement du réseau. Elle garantissent la température de l'eau ou la pression de la vapeur dans les canalisations jusqu'aux usagers.
CHARBON
BIOMASSE
GÉOTHERMIE
FIOUL
GAZ
RÉCUPÉRATION DE CHALEUR INDUSTRIELLE
LES ÉNERGIES UTILISÉES
Les installations thermiques utilisent différentes sources d'énergie pour produire la chaleur : la valorisation énergétique des déchets, la biomasse, la géothermie ou la récupération de chaleur industrielle, le gaz, le charbon, le fioul.
La cogénération produit simultanément de la chaleur et de l'électricité, grâce à un moteur ou à une turbine fonctionnant généralement au gaz.
CENTRE DE VALORISATION DES DÉCHETS MÉNAGERS
Les déchets banals non dangereux non recyclés sont acheminés vers des centres de valorisation énergétique. En brûlant, les déchets dégagent de l'énergie permettant de produire de l'eau chaude ou de la vapeur qui est distribuée sur le réseau.
LES CANALISATIONS
Un réseau de chaleur fonctionne en circuit fermé : il comprend donc toujours au moins deux canalisations : l'une pour distribuer la chaleur vers les utilisateurs, l'autre pour le retour du fluide, vers les centrales de production
LA SOUS-STATION
Dans chaque bâtiment raccordé au réseau de chaleur se trouve une sous-station. Elle abrite un poste de livraison où la vapeur ou l'eau chaude du réseau primaire transfère sa chaleur aux installations du bâtiment (réseau secondaire) via un échangeur thermique.

Source : CRE

II. DE NOMBREUX ATOUTS À PRÉSERVER

L'histoire de l'énergie en France, que nous venons de voir évoluer du modèle centralisé de 1946 à un mouvement de décentralisation, nous lègue un héritage précieux. Nous avons souhaité en parcourir les grandes lignes. Car, au-delà des évolutions politiques, économiques et technologiques, l'énergie est un secteur tellement vital pour un pays, qu'il est important d'en distinguer, comprendre et préserver l'architecture essentielle.

1. GARANTIR L'APPROVISIONNEMENT DE LA FRANCE EN ÉNERGIE

A. EN ÉLECTRICITÉ : GRÂCE AU SECTEUR NUCLÉAIRE

Du fait que la France ne recèle pas en son sous-sol des ressources d'énergie de manière significative, il a fallu trouver des solutions pour que le pays assure au maximum sa sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, dès les années 1950 a été mis en place un plan de développement du secteur nucléaire puis, de manière accélérée, dans les années 1970 fut décidé le « tout nucléaire » pour faire face aux chocs pétroliers.

En quelques décennies, la part du nucléaire dans la production d'électricité augmente et avoisine 75%, le reste étant principalement assuré par l'hydraulique pour environ 12%, puis par des centrales à carburant fossile.

Le réseau de transport s'adapte pour acheminer cette production vers les zones de consommation. L'industrie électrique est ainsi structurée autour de moyens de production très capitalistiques et affichant une longue durée de vie. C'est une industrie mature, administrée de manière centralisée, s'inscrivant dans le temps long et par essence peu « agile » comme on peut l'entendre aujourd'hui.

Au-delà de la diversification des approvisionnements, il faut retenir que **le système électrique est complexe. Il implique une solidarité technique entre moyens de production, réseau de transport, réseaux de distribution et consommateurs.** Nous l'avons imagé au début de ce rapport dans le « chemin de l'énergie ». Il est régi par des propriétés techniques spécifiques pour maintenir un équilibre entre production et consommation à tout moment et en tout point du réseau européen.

Quelles que soient les évolutions à venir sur les technologies de stockage, les flux d'électricité s'établissent de manière instantanée et ne peuvent être contrôlés (ils répondent uniquement à des lois physiques – Lois de Kirshoff)[1].

1 Du nom du physicien allemand qui les a établies en 1845

Aujourd'hui, la France dépend pour une très large part de l'électricité d'origine nucléaire. 58 réacteurs produisaient début 2020 un total de 379,5 TWh (2019). Le Gouvernement a décidé de la mise à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim, par décret publié au Journal Officiel le mercredi 19 février 2020 pour un arrêt du premier réacteur le 22 février et pour le second le 30 juin 2020. La France compte depuis 56 réacteurs.

La France peut par ailleurs s'appuyer sur des réseaux sûrs et efficaces, indispensables au transport et à la distribution mais aussi à l'équilibrage du système électrique global, comme nous le verrons plus bas.

Répartition des centrales nucléaires en France en 2018

* Fermeture en février 2020

B. EN GAZ : UNE DIVERSITÉ DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

B.1. Le gaz naturel

La France a peu de ressources en gaz naturel. Pendant quelques décennies elle a pu compter sur le gaz de Lacq (1957-2013) mais cette période est achevée. Par ailleurs, la France s'interdit de rechercher et d'exploiter du pétrole ou du gaz de schiste[2]. Cette décision fut complétée par la loi de 2017 interdisant la recherche et l'exploitation (en 2040 pour les exploitations existantes) de tout gisement d'hydrocarbure.

Aujourd'hui, l'essentiel du gaz est importé, ce qui nécessite soit des infrastructures d'interconnexion avec nos voisins européens pour acheminer, par exemple, le gaz de Russie ou de Norvège, soit des terminaux de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) pour accueillir des méthaniers.

La France compte donc plusieurs points d'entrée du gaz en France.

Les entrées maritimes GNL :

- Dunkerque, terminal GNL. Le gazoduc Franpipe arrive au point d'entrée de Dunkerque et transporte le gaz naturel en provenance de Norvège (30% des entrées) ;
- Fos Tonkin, à Fos-sur-Mer (Provence-Alpes-Côte-d'Azur), terminal GNL. Ce terminal méthanier reçoit 11% des entrées de gaz naturel, via des méthaniers en provenance d'Algérie et d'Egypte. Le nouveau terminal de Fos-Cavaou a été mis en service en 2009 ;
- Montoir de Bretagne (Pays-de-la-Loire), terminal GNL. Ce terminal méthanier reçoit 15% des entrées de gaz naturel, en provenance d'Algérie et du Nigéria ;

Les entrées terrestres :

- Taisnières, dans le Nord-Pas-de-Calais. Arrive à Taisnières 30% de l'approvisionnement de la France en gaz naturel ;
- Obergailbach, en Lorraine. Ce point d'entrée reçoit 14% des entrées de gaz naturel, en provenance de Russie, via l'Allemagne ;
- Biriatou (Aquitaine). La nouvelle interconnexion avec l'Espagne correspond encore à des entrées non significatives de gaz naturel sur le territoire français.

Les pouvoirs publics obligent également à du stockage de gaz afin de prévenir des aléas climatiques ou autres risques d'approvisionnement. En France, nous avons deux opérateurs de stockage : Storengy (groupe Engie) et Terega (groupe Total). Ils gèrent un stock qui représente 26% de la consommation annuelle française.

La France fait ainsi partie des pays européens qui disposent du plus grand stock de gaz naturel, en proportion de leur consommation annuelle. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères.

Indépendamment du gaz importé, notre pays s'est intéressé au biométhane jusqu'à en faire un axe important de la transition énergétique.

2 La loi Jacob du 13 juillet 2011 dispose que « En application de la Charte de l›environnement de 2004 et du principe d›action préventive et de correction prévu à l›article L. 110-1 du code de l›environnement, l›exploration et l›exploitation des mines d›hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national. »

B.2. le biométhane : un vecteur clé de la transition énergétique

Le biométhane est en forte croissance et connait un engouement de la part des collectivités territoriales.

Aujourd'hui, 150 sites en injectent en France (tous réseaux confondus). Environ 80% des producteurs de biométhane sont agriculteurs. Cela représente une production de 2 637 GWh/an soit l'énergie nécessaire pour chauffer près de 500 000 foyers ou faire rouler près de 10 500 bus.

La PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Energie) prévoit 6 TWh à l'horizon 2023 (soit environ 300 sites) et 14 TWh en 2028. A l'horizon 2030, la loi de transition énergétique fixe un objectif de 10% de gaz renouvelable dans le réseau de gaz naturel. En 2050, au regard du potentiel des territoires, 100% du gaz circulant dans le réseau de distribution pourrait être du gaz vert (Etude ADEME, 2018).

Qu'est-ce que le biométhane ?

Source : GrDF

Le biométhane est un gaz renouvelable issu de la fermentation des déchets lesquels proviennent majoritairement de l'agriculture (lisiers, fumiers, cultures intermédiaires à vocation énergétique - CIVE…), **de l'industrie agro-alimentaire et des collectivités** (restauration collective, tontes de pelouse, boues de stations d'épuration).

Les déchets sont introduits dans une cuve privée d'oxygène appelée digesteur qui a souvent l'apparence d'une grande yourte. Ce processus de transformation se nomme **méthanisation**.

Après quelques semaines de fermentation, 2 produits sont disponibles :

- Le **digestat**, un résidu utilisé comme engrais organique, qui contribue à l'amélioration de la qualité des sols agricoles, en substitution des engrais chimiques ;
- Le **biogaz** qui, après épuration, prend le nom de biométhane ;

Le biométhane est ensuite odorisé, contrôlé et injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

Le biométhane est en forte croissance et connait un engouement de la part des collectivités territoriales.

Source : GrDF

Quels usages du biométhane ?

100% renouvelable, le biométhane a les mêmes propriétés que le gaz naturel, ce qui lui permet d'être utilisé :

- Pour le chauffage, la cuisson et l'eau chaude
- Comme carburant pour les bus, camions, bennes à ordure, voitures, bateaux de marchandise ou de croisière. On l'appelle alors Bio-GNV ou Biométhane carburant.

Le biogaz peut aussi être utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité, voire les deux. C'est la co-génération.

Quels sont les bénéfices du biométhane ?

Le biométhane est une énergie renouvelable, non intermittente et stockable dont les bénéfices sont multiples :

- **Les bénéfices environnementaux grâce notamment à la réduction des émissions de gaz à effet de serre**. En effet, le contenu carbone du biométhane (23,4 g CO2eq/ KWh) est 10 fois inférieur au gaz naturel et comparable aux autres énergies renouvelables

- **Le biométhane participe à la transition écologique des territoires et à l'économie circulaire locale** : les déchets collectés deviennent des ressources pour produire, grâce à la méthanisation puis son injection dans les réseaux, une énergie locale et renouvelable qui se substitue aux énergies fossiles (fioul ou gaz naturel)

- **Les bénéfices du biométhane au service des acteurs locaux :**
  - Il apporte aux collectivités une réponse concrète et durable à la problématique de la gestion des déchets ;
  - Il génère des emplois locaux non délocalisables. En moyenne un site de méthanisation crée 3 emplois. Des études montrent que la filière pourrait créer plus de 10 000 emplois directs et jusqu' à 60 000 emplois indirects à horizon 2030 ;
  - Il permet aux agriculteurs de sécuriser l'avenir de leurs exploitations et leur procurer des revenus complémentaires et garantis pendant 15 ans grâce à la vente de la production de gaz vert ;
  - Proposer un gaz renouvelable aux habitants et aux entreprises est un facteur d'attractivité fort pour les territoires.

- **Les cives, un atout pour les sols, le climat et l'empreinte écologique :** elles limitent l'érosion des sols et la pollution des eaux, elles augmentent le stockage du carbone dans les sols, elles favorisent la biodiversité et conduisent à la création d'un engrais naturel en substitution des engrais chimiques.

- **Les bénéfices économiques pour la collectivité :**
  - Le biométhane, gaz vert produit localement, contribue à l'indépendance énergétique de la France et à la balance commerciale ;
  - Injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz, le biométhane permet de valoriser, sans investissements complémentaires lourds, les infrastructures de réseau existantes qui appartiennent aux collectivités.

Depuis 2011, la valorisation du biogaz en injection dans le réseau est possible et soutenue par les évolutions réglementaires :

- 2011 : Mise en place du cadre réglementaire pour l'injection de biométhane :

    - Tarifs d'achat garantis pour les producteurs pendant 15 ans, compris entre 64 et 139 €/MWh. Le tarif dépend de la taille de l'installation (appelée capacité maximale de production de biométhane, exprimée en Nm3/h*) et de la nature des déchets traités.
    - Garanties d'origine pour assurer la traçabilité du biométhane injecté, grâce notamment à son lieu de production et aux déchets utilisés. Ainsi, l'utilisateur sait que le gaz qu'il consomme correspond à une quantité de biométhane effectivement produite. 1 garantie d'origine = 1 MWh de biométhane injecté.

- 2014 : Autorisation d'injection du biométhane issu de boues de stations d'épuration et tarif associé.

- 2018 : Exemption de taxe carbone (TICGN) pour le biométhane utilisé en combustion ; Loi Egalim : instauration du droit à l'injection des producteurs de biométhane sur les réseaux de distribution et de transport, et réfaction tarifaire jusqu'à 40% des coûts de raccordements réseau pris en charge par les opérateurs de réseaux.

- Juin 2019 : décret « droit à l'injection » qui définit un cadre de financement des renforcements en précisant un critère de pertinence et de rentabilité des travaux de renforcement (appelé I/V).

    - Seuil du critère I/V : La valeur seuil maximale retenue pour valider un plan d'investissement de renforcement est 4 700 €/Nm3/h. Lorsque I/V est supérieur à 4 700, les ouvrages de renforcement sont pris en charge par l'ATRD ou l'ATRT. Lorsque I/V est inférieur à > 4 700 €, possibilité de lancer un programme de travaux de renforcement sous réserve d'une contribution financière du porteur de projet ou de tiers (Ex : une collectivité).

- Novembre 2019 : Délibération de la CRE sur la mise en œuvre du « droit à l'injection » qui fixe les modalités de construction et les règles d'établissement des zonages prescriptifs de raccordement et publie la cartographie indicative des zones éligibles aux renforcements

    - Le processus de construction d'un zonage prescriptif est déclenché par une demande d'étude détaillée d'un porteur de projet. Le dossier de zonage est un dossier technico-économique co-construit avec l'ensemble des gestionnaires de réseau de la zone concernée qui doit être approuvé par la CRE après consultation des parties prenantes locales et notamment des autorités organisatrices de l'énergie.
        - L'optimisation du critère technico économique dépend des projets existants sur le territoire et de l'évaluation du gisement méthanisable restant à mobiliser.

- Mai 2020 : délibération de la CRE sur les conditions d'émergence des nouvelles dessertes biométhane sur les canalisations de maillage biométhane.

Quel est le coût du biométhane ?

Le cout de production du biométhane est actuellement de l'ordre de 90 à 100€/MWh. Il est supérieur à celui du gaz naturel importé mais, en tenant compte de l'ensemble de ses externalités positives (réduction des émissions de gaz à effet de serre, développement de l'économie circulaire, emploi, baisse des déchets, soutien au monde agricole, dépendance moindre aux imports de gaz naturel, etc.), il reste très attractif.

Comparé au coût de certaines autres énergies renouvelables émergentes, pour un même usage, il est moins cher. Grâce à l'évolution des technologies et à la standardisation des procédés industriels, les coûts de production pourraient baisser de 30% dans les dix prochaines années soit un coût compris entre 65 et 85€/MWh (Etude Enea Energy Consulting, octobre 2018). Dans un rapport publié en juillet 2019, intitulé « le verdissement du gaz », **la CRE estime que les effets bénéfiques et les externalités positives liés au développement du gaz "vert" garantiront sa compétitivité "macroéconomique" par rapport au gaz naturel à l'horizon 2030**.

B.3. Des nouvelles voies de production de gaz renouvelables

La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelable.

À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération, complémentaires à la méthanisation, vont se développer :
- La pyrogazéification de résidus de biomasse sèche ou de déchets variés secs non fermentescibles, souvent destinés à être enfouis ou incinérés ;
- La gazéification hydrothermale ;
- Le power-to-gas, c'est-à-dire la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et sa valorisation, soit par injection directe dans le réseau, soit après conversion en méthane de synthèse par méthanation ;
- La méthanisation des microalgues.

2. DES INFRASTRUCTURES AU SERVICE DE LA FOURNITURE

Les infrastructures de transport et de distribution irriguent le territoire afin de relier efficacement et en continu les sources de production et les besoins de consommation.

Rappelons d'entrée de jeu une donnée essentielle : **l'électricité ne se stocke pas[1] facilement mais le gaz peut être stocké**. Cette différence essentielle a une incidence bien entendu sur le fonctionnement du système électrique et permet d'avoir des réserves de gaz, comme nous l'avons mentionné plus haut, en cas de pénurie ou d'aléas climatiques graves.

A. EN ÉLECTRICITÉ

Rappelons que le système électrique est régi par des propriétés techniques spécifiques pour maintenir un équilibre entre production et consommation à tout moment et en tout point du réseau européen. L'équilibrage permanent est une donnée essentielle. En effet, si l'on veut éviter des « black-out »[2], il est indispensable que l'équilibre entre demande et offre soit assuré à chaque instant et en tout lieu. Nous y reviendrons.

Dans ce cadre-là, **le gestionnaire de réseau de transport joue le rôle de « chef d'orchestre », garant de la solidarité technique qui préside à la sécurité et à la continuité de l'alimentation électrique**. Il assure en temps réel le bon fonctionnement du système électrique. De par son rôle de coordination avec ses voisins européens et sa responsabilité au niveau national, il est par essence l'acteur unique et indispensable pour la sécurité des réseaux et l'approvisionnement. **Le gestionnaire de**

1 Du moins dans des conditions économiques et environnementales acceptables à grande échelle pour la société.
2 Il y a « black-out » en cas de déséquilibre sur le réseau. Il existe alors un danger pour les équipements raccordés ainsi que des risques de coupures d'électricité. En cas de déséquilibre, certaines régions en Europe et dans le monde peuvent ainsi connaître ce qu'on appelle des « black-out ». Des « incidents » récents montrent à quel point le système peut être fragile : aux États-Unis, des black-outs surviennent assez régulièrement du fait de la complexité des réseaux et des événements climatiques qui détruisent des infrastructures ; il en a été de même dans le nord de l'Italie du fait de chutes d'arbres sur le réseau suisse en février 2020…

réseau de transport conçoit des mécanismes de marché qui permettent d'accéder en permanence en quantité et au meilleur prix à l'électricité nécessaire sur les bourses européennes de l'électricité où se négocient offres et demandes.

Une telle organisation complexe est propre à l'électricité, du fait de son caractère peu stockable à grande échelle (en l'état actuel des infrastructures et des solutions technologiques) et des fortes exigences en matière de qualité et de continuité du signal électrique – la fréquence dépendant en particulier fortement de l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité. Son équivalent consisterait, pour un gestionnaire d'autoroute, à s'assurer à chaque instant un équilibre parfait entre le nombre de voitures qui entrent sur le réseau autoroutier et qui en sortent.

Sur le plan physique, la livraison de l'électricité incombe aux gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de distribution (ENEDIS). Comme nous l'évoquions plus haut, le gestionnaire du réseau de transport doit s'assurer à chaque instant que les quantités d'électricité injectées en tout point du territoire sont égales aux quantités d'électricité qui y sont soutirées et aiguiller les flux en fonction des capacités du réseau.

Cette fonction de gestion du « hub » jouée par les gestionnaires de réseaux va encore se renforcer avec la transition énergétique. La répartition de la production sur le territoire national va évoluer en étant moins concentrée (fermeture de réacteurs nucléaires) et différemment localisée (augmentation de la production dans des zones qui en sont aujourd'hui dépourvues, réduction du potentiel de production sur les fleuves et renforcement de la concentration sur certains littoraux). Surtout, les moyens de production renouvelables sont aujourd'hui majoritairement raccordés au réseau de distribution. La production journalière et saisonnière va devenir plus variable en volume mais aussi en répartition spatiale : on pourra ainsi observer une alternance entre des épisodes de forte production au sud du pays (journées estivales ensoleillées) ou au nord (nuits de printemps ventées) dans des proportions plus importantes qu'aujourd'hui. La France étant par ailleurs à un carrefour géographique majeur, elle doit absorber les grandes variation de flux de nos voisins européens qui transitent sur notre territoire.

Le *mix électrique* du futur ne peut fonctionner que grâce à une mutualisation poussée des moyens, assurée par les réseaux d'électricité. Les évolutions du réseau suivent donc « naturellement » celles de la production. Cette évolution structurante du réseau de transport d'électricité est illustrée dans le schéma décennal de développement de réseau qui vient d'être publié.

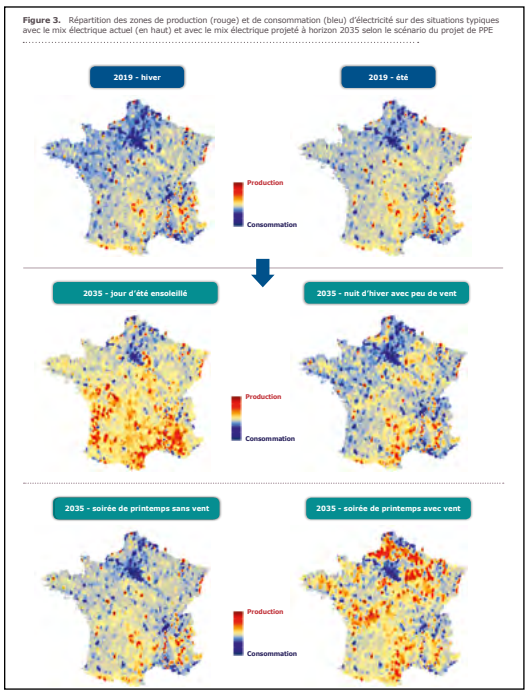


Figure 3. Répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité sur des situations typiques avec le mix électrique actuel (en haut) et avec le mix électrique projeté à horizon 2035 selon le scénario du projet de PPE

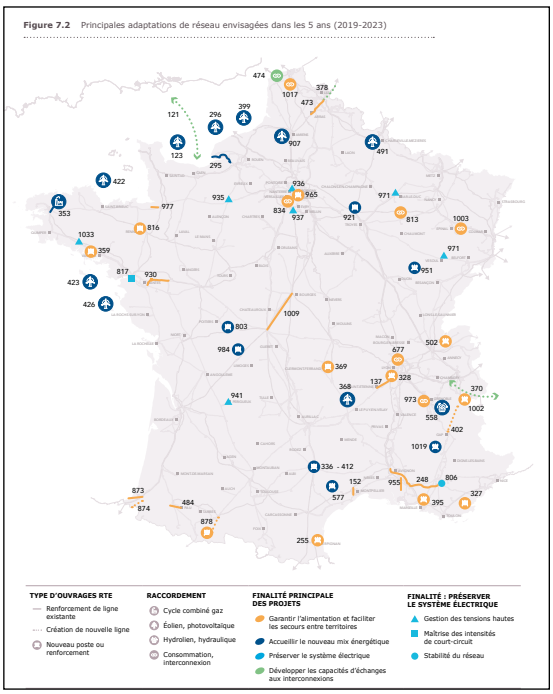


Figure 7.2 Principales adaptations de réseau envisagées dans les 5 ans (2019-2023)

B. EN GAZ

En France, le gaz naturel est importé (à près de 98% et provient presque pour moitié de la Norvège : 42%) et acheminé jusqu'aux zones de consommation par des infrastructures gazières essentielles au bon fonctionnement du marché et à la sécurité d'approvisionnement :

- Les réseaux de transport permettent d'importer le gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. Ils sont aussi un maillon essentiel de l'intégration du marché français avec le reste du marché européen ;
- Les installations de stockage de gaz contribuent à la gestion de la saisonnalité de la consommation, à la flexibilité nécessaire, notamment pour équilibrer les réseaux de transport, et à la sécurité d'approvisionnement ;
- Les terminaux méthaniers permettent d'importer du GNL et de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel, compte tenu du développement du marché mondial du GNL ;
- Les réseaux de distribution acheminent le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport.

Le réseau de gaz est un réseau statique et mécanique dit « en détente ».

Le gaz est inodore. C'est la raison pour laquelle, dès son entrée sur le territoire français, le gaz est odorisé afin d'être plus facilement détecté en cas de fuite ou d'émanations accidentelles.

Lorsqu'il est acheminé par bateaux (méthaniers), le gaz doit être refroidi à -160°afin d'être liquéfié. A son arrivée, il est déchargé dans des terminaux méthaniers où il est regazéifié avant d'être envoyé dans le réseau de transport.

Le gaz naturel est le plus souvent acheminé dans des canalisations en acier où il circule à 30 km/h environ. Il est ralenti par les frottements sur les parois des canalisations. Pour maintenir le gaz au bon niveau de pression le long de son parcours, des stations de compression (entre 65 et 95 bars) sont installées sur le réseau principal. Le réseau de transport est structuré en un réseau principal et un réseau régional :

- Le réseau principal (pression entre 68 et 85 bar ; pression minimale : 45 bar) est constitué par l'ensemble des canalisations à haute pression et de grand diamètre qui relient les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers. Le réseau régional et les plus importants consommateurs industriels lui sont raccordés ;
- Le réseau régional (pression 68 bar ; pression minimale entre 4 et 20 bar) assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals grands consommateurs, directement raccordés à ce réseau.

En France, le transport de gaz est assuré par deux opérateurs (gestionnaires de réseaux de transport-GRT) : GRTgaz gère le réseau de gaz B (bas pouvoir calorifique) dans le Nord et la majeure partie du réseau de gaz H (haut pouvoir calorifique) ; TEREGA gère le réseau de gaz H dans le Sud-Ouest.

Une partie du gaz importé est stockée dans des cavités souterraines. Ces réserves de gaz permettent d'assurer une fourniture constante, en toute saison, même en cas de baisse de l'approvisionnement. La France dispose ainsi de plusieurs mois de réserve grâce à des sites de stockage répartis sur tout le territoire métropolitain.

Le gaz passe ensuite des réseaux de transport vers les réseaux de distribution qui assurent l'approvisionnement direct des consommateurs (particuliers, entreprises…). Le réseau de distribution est structuré en 3 étages de pression : le réseau primaire moyenne pression dont la pression d'exploitation se situe entre 4 et 25 bar puis le réseau secondaire moyenne pression de 4 bar et enfin le réseau

tertiaire dont la pression varie entre 300 mbar (moyenne pression MPa) et 21 mbar (basse pression) pour un usage domestique. L'arrêté du 13 juillet 2000 fixe les obligations de sécurité que les opérateurs de réseau de distribution doivent respecter pour la conception, la construction, la mise en service, l'exploitation et la maintenance du réseau de distribution de gaz.

Les réseaux de distribution de gaz naturel desservent plus de 11 millions de consommateurs, alimentés par 26 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de tailles très inégales :

- GRDF : 96% des quantités de gaz naturel distribuées ; il achemine le gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 22 GRD de plus petite taille, aussi appelés entreprises locales de distribution (ELD) ;
- 3 GRD dits « nouveaux entrants ».

3. LES TARIFS ASSURENT TRANSPARENCE ET ACCÈS LIBRE AUX ACTIVITÉS DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

L'ouverture des marchés nécessite un accès libre à tous les réseaux de transport et de distribution, quels que soient les acteurs, français ou étrangers, qui souhaitent fournir de l'énergie aux consommateurs en France. C'est une condition essentielle au bon fonctionnement de cette ouverture. **En conséquence, il faut afficher un tarif d'utilisation de ces infrastructures qui doivent être construites et entretenues par les gestionnaires de réseaux.**

A. LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE) ?

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) a pour objet de couvrir pour une large part les coûts et les investissements des gestionnaires de réseaux, ainsi que de les rémunérer.

A.1. Modalité de calcul du TURPE

Les gestionnaires de transport et de distribution en électricité, RTE (transport), ENEDIS (distribution), ELD (distribution), investissent pour entretenir et développer les réseaux. Ces réseaux doivent être ouverts à tous les acteurs qui fournissent de l'énergie, et donc utilisent les réseaux, moyennant un tarif.
Ce tarif est calculé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et les tarifs sont mis en place pour une durée de quatre années. Ces tarifs intègrent obligatoirement plusieurs composantes : la péréquation, l'horo-saisonnalité, la modulation en fonction de la puissance souscrite, la desserte universelle...

Les tarifs actuels ont été mis en place en 2018, dits TURPE 5, soit cinquième génération de tarifs. Le principe défini par la CRE privilégie les acteurs qui sollicitent les réseaux de manière responsable.
La CRE l'écrit ainsi : « ***Il s'agit de répercuter sur les utilisateurs les coûts qu'ils génèrent et de faire en sorte que ceux qui adaptent leur comportement en sollicitant moins le réseau constatent une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'ils permettent***. » Le TURPE est discuté en amont avec tous les acteurs.Dès 2018, la CRE a engagé des travaux pour calculer la sixième génération des TURPE – TURPE 6.

Le/la ministre en charge statue en fin de compte par arrêté.

A.2. Que recouvre le TURPE ?

Le TURPE contient des dispositions de régulation incitative autour d'objectifs donnés à l'opérateur (qualité de fourniture, interventions, etc.). Ce tarif représente environ 30% de la facture finale d'électricité payée par le consommateur.

Les articles L. 341-2 et L. 342-6 du code de l'énergie disposent que **les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvrent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.**

Les redevables de la contribution au titre des coûts de raccordement non couverts par le TURPE sont spécifiés à l'article L. 342-11 du code de l'énergie. La participation éventuelle des collectivités en charge de l'urbanisme a été instaurée avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains, dite loi SRU, et de la loi n° 2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat, dite loi UH.
Les lois SRU-UH permettent d'engager davantage les collectivités territoriales dans les décisions qu'elles prennent en matière d'urbanisme. Les arrêtés du 28 août 2007 (avis de la CRE du 23 mai 2007) et du 30 novembre 2017 (avis de la CRE du 13 avril 2017 – cet arrêté remplace l'arrêté du 17 juillet 2008 sur lequel la CRE avait rendu un avis le 12 juin 2008) définissent et fixent les taux de réfaction applicables pour le raccordement d'installations de consommation, de production, ou des réseaux de distribution publics d'électricité.

La construction du TURPE est le fruit d'un consensus historique visant à assurer une juste répartition de ses charges, une compétitivité du tarif (jusqu'à moitié moins cher que celui de ses homologues allemands) et une solidarité territoriale à travers la péréquation tarifaire. Le contexte de transition énergétique, et de son financement, vient aujourd'hui interroger ces principes et pose des questions.

La CRE vient de publier une délibération du 21 janvier 2021 pour le TURPE 6 pour la période 2021-2026.

B. TARIFS POUR L'ACCÈS AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ

À la différence des tarifs concernant l'électricité où l'on procède par empilement en ajoutant les coûts supportés par le transport et la distribution, **lorsqu'il s'agit du gaz, nous entrons dans un catalogue spécifique et complexe**. Ainsi, les terminaux méthaniers, le stockage, le transport et la distribution sont toutes des activités régulées par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) via les tarifs respectivement dénommés ATTM (accès des tiers aux terminaux méthaniers), ATS (tarif d'accès des tiers aux stockages), ATRT (accès des tiers aux réseaux de transport) et ATRD (accès des tiers aux réseaux de distribution) fixés pour des périodes généralement de 4 ans. En 2020, nous parlons d'ATRT 7 pour septième période de tarif de transport, ATRD 5 pour cinquième période des tarifs de distribution, ATS 1 et ATTM 4…

Ces tarifs ont pour objet d'assurer la juste couverture des coûts d'exploitation et d'investissement et la rémunération les opérateurs. Ils prévoient en outre un mécanisme de régulation incitative sur des objectifs de qualité de service assignés aux opérateurs. Plus de détails sont donnés dans l'encart ci-dessous.

QUELQUES ÉLÉMENTS CONCERNANT LES TARIFS DANS LE DOMAINE DU GAZ

Le tarif d'accès aux infrastructures de stockage (ATS) présente une spécificité : il ne s'agit pas d'un tarif au sens « d'une grille tarifaire » adaptée par exemple à différents profils de clients. Il est régulé car les revenus autorisés des différents opérateurs de stockage (Teréga, Storengy et Géométhane) sont définis par la CRE après examen des coûts d'exploitation et des charges de capital de ces opérateurs. Mais contrairement aux autres tarifs d'infrastructures, le revenu autorisé est couvert notamment par un mécanisme d'enchères ouvertes aux différents expéditeurs / fournisseurs. Les coûts qui demeurent non couverts par les revenus des enchères sont collectés auprès des expéditeurs/fournisseurs par les opérateurs de transport pour le compte des opérateurs de stockage via un terme de compensation stockage.

Si le tarif d'accès des tiers aux infrastructures de stockage est récent (2018 pour ATS1 et 2020 pour ATS2), les tarifs d'accès des tiers au réseau de transport et au réseau de distribution ont été instaurés concomitamment à l'ouverture des marchés du gaz au début des années 2000 (2004 pour l'ATRD 1). L'ATS comme l'ATRT sont, chacun pour ce qui le concerne, communs aux opérateurs de stockage d'une part (Teréga, Géométhane et Storengy) et de transport d'autre part (GRTgaz et Teréga). L'ATRD est, quant à lui, spécifique à chacun des distributeurs de gaz sur sa zone de desserte historique. Ainsi, GRDF et 9 ELD gaz ont chacune leur propre tarif ATRD. 13 ELD ont un tarif ATRD identique. Sur chacune des zones de desserte historique de chacun des distributeurs, la grille tarifaire est la même pour tous les clients. C'est le principe de la péréquation tarifaire.

La péréquation, associée à une régulation équilibrée permet à la fois d'assurer au plus grand nombre un accès à une énergie compétitive tout en permettant à l'opérateur de mener des plans d'actions de sécurité industrielle à l'échelle nationale. Ainsi, le tarif ATRD de GRDF représente environ 25% de la facture finale de gaz payée par le consommateur.

La construction des tarifs ATRD, fondée sur une vision économique, est stable depuis le 1er ATRD en 2004, ce qui assure une visibilité et une sécurité tarifaire à l'ensemble des parties prenantes. En outre, les tarifs ATRD n'incluent aucun préfinancement des ouvrages gaz en couvrant uniquement les investissements effectivement réalisés[3] par les distributeurs de gaz, sans marge commerciale.

3 Les écarts entre investissements prévisionnels ayant servi à établir le tarif et investissements effectivement réalisés sont pris en compte dans le CRCP (compte de régularisation des charges et des produits) et reflétés dans le mouvement tarifaire annuel suivant.

4. LES ACTEURS AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'AMÉNAGEMENT

Chaque foyer français, chaque entreprise, partout sur le territoire, a recours à l'électricité et, pour certains, au gaz. **Ce sont des énergies essentielles au développement et à l'aménagement du territoire.** Une zone d'activité, une grande entreprise, un lotissement, un quartier en zone urbaine, doivent être irrigués. Pour ce faire, la France peut compter sur des acteurs historiques et, depuis quelques années, sur de nouveaux acteurs, dits nouveaux entrants.

A. DE GRANDS ACTEURS HISTORIQUES

L'histoire du monde de l'énergie en France s'est, comme nous l'avons vu, construite autour d'acteurs majeurs. Forts de leur compétence et de leur présence dans chaque foyer français, ils restent des acteurs très importants d'un secteur de l'énergie désormais ouvert. Pour autant, que ce soit EDF ou ENGIE, ils sont aujourd'hui confrontés à la concurrence.

Leur part de marché a donc naturellement fléchi au cours de ces dernières années[1]et leurs secteurs d'activité se sont élargis. En effet, EDF développe à travers de nouvelles filiales des services d'accompagnement à la rénovation énergétique[2] , d'efficacité énergétique[3] , de stockage d'électricité, de mobilité électrique [4] mais aussi des activités de production de gaz et même de biogaz[5]. Dans le même temps, le Groupe ENGIE développe de nombreux services liés à la transition énergétique et s'intéresse à l'électricité. Leurs méthodes commerciales se sont renouvelées et ils sont en concurrence sur d'importants segments de marché, y compris à l'international où ils sont très présents.

B. LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION

Si ENEDIS assure 95% de la distribution d'électricité et GRDF assure 96% de la distribution de gaz, **les ELD, Entreprises Locales de Distribution, couvrent à peu près 5% du territoire national pour 5% de la population et 5% de la consommation nationale. Elles distribuent électricité et gaz.** On en compte environ 160 pour l'électricité et une vingtaine pour le gaz. Elles restent pour la plupart, à de rares exceptions près, en situation de monopole sur la couverture de leurs territoires. Elles procèdent à l'entretien et à la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz et peuvent fournir électricité et gaz aux tarifs réglementés de vente fixés par l'Etat.

La plupart des ELD ont une longue histoire. Elles sont nées d'une volonté des collectivités locales et sont de plein pied dans la concurrence avec les autres acteurs du secteur de l'énergie.

Prenons trois exemples parmi ces 160. L'une, à Grenoble, est historique, l'autre, à Bordeaux, est très importante, la dernière, à Thônes, sert un territoire composé de communes de tailles petites et moyennes.

- **GEG,** pour la région de **Grenoble**, évoque son histoire : « GEG est née en 1867 avec la création d'un service municipal d'exploitation et de distribution de gaz, par la Ville de Grenoble. Le service municipal de distribution d'électricité a vu le jour en 1903. En 1946, lors de la grande vague de nationalisations, la Ville de Grenoble a fait le choix de conserver son service municipal et de transformer GEG en régie. Enfin, en 1986, GEG devient une Société d'Economie Mixte. Depuis

1 Le président du groupe EDF confirmait il y a peu qu'EDF perd environ 100 000 clients domestiques par mois.
2 Nouvelle filiale Izi pour accompagner la rénovation énergétique des bâtiments
3 Entreprise Dalkia appartenant au Groupe EDF
4 Nouvelle filiale Izivia du Groupe EDF
5 Filiale Dalkia Biogaz du Groupe EDF

plus d'un siècle, au cœur des Alpes, GEG occupe une place toute particulière dans le paysage énergétique français. »

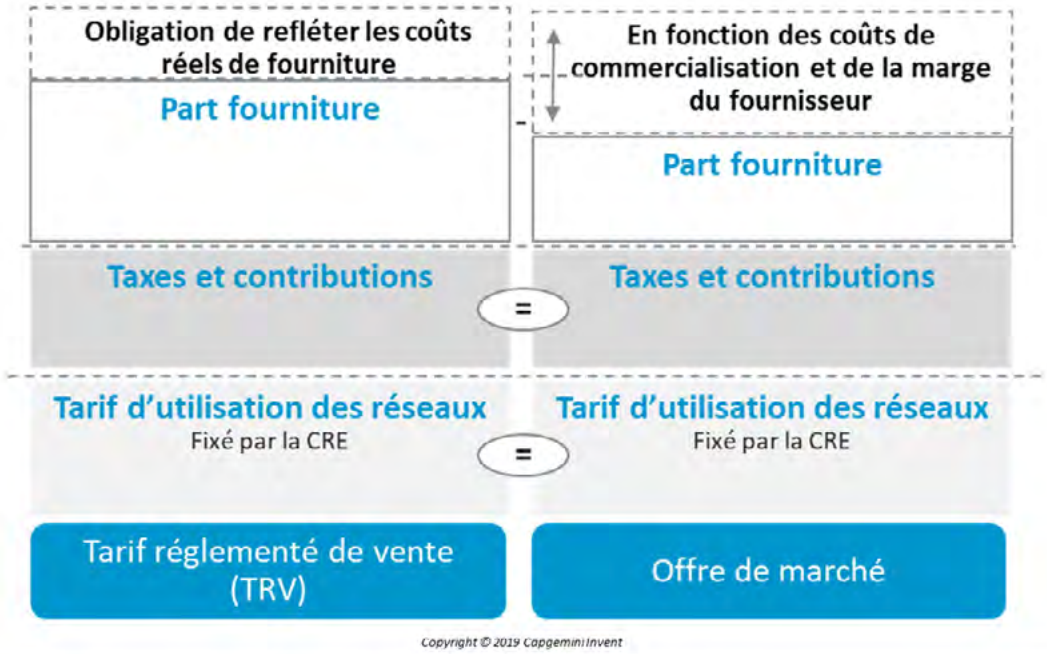
- **Gaz de Bordeaux**, la plus importante ELD française, née en 1875, met en avant ses services sur tout le territoire national et dit travailler « au profit de nos clients bordelais et des 260 000 foyers partout en France qui nous font confiance. » Cette ELD a donc décidé d'élargir son périmètre commercial au-delà de ses frontières historiques.
- **La régie d'électricité de Thônes,** en Haute-Savoie, explique qu'au fil du temps, ce sont des communes qui se sont rassemblées pour apporter le service de l'électricité aux habitants : « la Régie d'Electricité de Thônes participe activement à la qualité de vie des habitants de la vallée et au développement des communes. La Régie est 100% publique. Elle agit sous l'autorité du S.I.E.V.T. (Syndicat Intercommunal d'Energies de la Vallée de Thônes) regroupant 14 communes (territoire de la Communauté de Communes de la Vallée de Thônes, et la Giettaz en Savoie) .»

C. LES NOUVEAUX ENTRANTS

L'ouverture des marchés s'est accompagnée de l'émergence de nouveaux acteurs. **Les « nouveaux entrants » représentent, en 2020, environ 25% du marché français de l'électricité pour les consommateurs résidentiels.** Les fournisseurs étrangers ont attendu que l'ouverture du marché français soit une réalité avant d'entrer. Ils sont présents aujourd'hui avec, entre autres, Vattenfall, (Suède), Eon (Allemagne), Eni (Italie), Iberdrola (Espagne)... Ils ont rejoint les fournisseurs alternatifs français, tels que Total énergie, C Discount, GreenYellow, Enercoop, Alterna, etc. dont certains sont l'émanation d'entreprises locales de distribution (ELD).

Comme on le voit, **le prix de l'électricité est, pour une large part, déterminé par des coûts fixes, ce qui laisse peu de marge pour offrir des prix compétitifs. Les fournisseurs ne peuvent jouer que sur une part limitée de la composante du prix. La disparition progressive des tarifs réglementés de vente (TRV) accélère l'arrivée de nouveaux acteurs.**

Le tableau comparatif ci-dessous montre bien la faible part sur laquelle jouent les différents fournisseurs.



Coûts subis par le consommateur : Comparaison TRV vs offre de marché pour l'électricité

Source Capgemini – 2019

Au 30 juin 2020, la CRE établit dans son Observatoire des marchés de détail le bilan suivant. Il montre l'évolution des parts de marché de détail en électricité entre tarifs règlementés et offres de marché :

	Consommateurs résidentiels	Consommateurs non résidentiels
Consommation totale des sites	149,98 TWh	262,53 TWh
Consommation fournie en offre de marché	40,94 TWh	238,95 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	109,04 TWh	23,58 TWh
Part de marché des fournisseurs alternatifs	24,7%	48,1%

Quant aux prix du gaz, ils recouvrent des frais fixes, identiques pour chaque fournisseur : taxes décidées par l'État, prix du transport et de l'acheminement de l'énergie, coût de l'abonnement… Jusqu'à présent, le prix du kWh de gaz pouvait être soit fixé par l'État chaque mois au travers des tarifs réglementés (TRV) proposés par le fournisseur historique ENGIE ou fixé par chaque fournisseur.

Du fait que la loi Énergie-Climat du 8 novembre 2019 entérine la fin des tarifs règlementés de vente (TRV) du gaz naturel au 30 juin 2023 pour les particuliers, le consommateur doit dès cette année se rapprocher du fournisseur historique (ENGIE) ou d'un fournisseur alternatif/nouveaux entrants pour acheter sur le marché au meilleur prix.

Aujourd'hui, les consommateurs peuvent se rapprocher de plusieurs sites où les fournisseurs, (historiques et nouveaux entrants) font part de leurs propositions. Des sites, tel celui du *Médiateur national de l'énergie,* qui est un acteur public indépendant, mettent également en avant des comparateurs d'offres.

5. LA DESSERTE UNIVERSELLE

La desserte universelle peut se définir comme la garantie qu'en tout point du territoire un service de distribution d'électricité sera présent. Il est ainsi possible d'affirmer qu'en matière d'électricité, il n'y a pas de diagonale du vide ni de territoires oubliés. Couplé à la péréquation tarifaire, le modèle français de la distribution trouve tout son sens.

Pour le gaz, c'est différent. Le gaz étant une énergie substituable pour tous ses usages, il n'y pas de desserte universelle. La réglementation soumet la réalisation des investissements de construction ou d'extension des réseaux de gaz à un ratio technico-économique appelé B/I (Bénéfice sur Investissement). Si le ratio est positif, les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz ont l'obligation de raccorder aux réseaux qu'ils exploitent tout client qui le demande. Si le ratio est négatif, la loi permet l'apport par l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'une participation financière d'équilibre.

6. LA PÉRÉQUATION

A. COMMENT EST-ELLE NÉE ?

La péréquation tarifaire permet de compenser des inégalités de situations, notamment territoriales, de manière à ce que les consommateurs paient le même prix qu'ils habitent près ou loin d'une source de production, en zone rurale ou urbaine. Cette mesure vaut pour l'électricité mais on la retrouve dans d'autres domaines, par exemple l'accès à Internet ou à la téléphonie.

La péréquation tarifaire n'a pas toujours existé. Signalons simplement qu'il a fallu attendre les années 1920 dans notre pays et les premiers syndicats d'électrification rurale pour qu'une forme de solidarité s'organise. C'est dans les années 1950 que s'impose vaille que vaille le principe de péréquation. **Il faudra attendre une vingtaine d'années pour que la péréquation nationale soit généralisée à l'ensemble des usagers, soit à peine vingt ans avant le début de l'ouverture des marchés de l'électricité.**[6]

Les pouvoirs publics, notamment, les collectivités locales qui sont devenues des acteurs essentiels du monde de l'énergie et de l'accès à tous de l'électricité ont depuis lors fait de **la péréquation un principe majeur**.

B. QUELS OBJECTIFS ?

Des tarifs identiques sur l'ensemble du territoire s'appliquent donc à tous les utilisateurs, quel que soit le gestionnaire de réseaux. Les tarifs sont les mêmes alors que les coûts sous-jacents sont différents (transport et distribution coûtent en effet cher lorsqu'il s'agit de raccorder un consommateur éloigné). On comprend que les communes rurales y soient particulièrement attachées.

La péréquation tarifaire est désormais un principe cardinal puisqu'elle a fait son entrée dans la Constitution. Dans son article 72-2 depuis la révision du 28 mars 2003, la Constitution indique : « La loi prévoit des dispositifs de péréquation destinés à favoriser l'égalité entre les collectivités territoriales. » C'est vrai bien sûr pour l'électricité comme cela l'est pour d'autres services.

Par ailleurs, l'article L.121-1 du Code de l'énergie indique de son côté que le service public de l'énergie « concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire. »

La péréquation étant un mécanisme de redistribution qui vise à réduire les écarts économiques entre différents marchés ou les inégalités entre consommateurs ou usagers, on comprend qu'il s'écarte du coût réel de l'électricité et donc du seul jeu économique. Ainsi, le prix de l'électricité est principalement constitué en France de trois grandes composantes : les coûts de fourniture (35% des coûts couverts par le tarif réglementé de vente pour les particuliers à fin mars 2017), les coûts de réseaux (29%) et les taxes (36%).

Si elle fait principalement référence aux tarifs de réseau (TURPE[7]), la péréquation tarifaire s'applique à l'ensemble de ses coûts de l'électricité, exception faite des taxes communales et départementales de l'électricité.

C. PÉRÉQUATION DANS LE DOMAINE DU GAZ

Contrairement à l'électricité où le tarif d'acheminement (TURPE) est identique pour tous les consommateurs quel que soit le gestionnaire de réseau (cf. supra), **il n'y a pas de péréquation tarifaire nationale en gaz. Le principe de péréquation s'applique à l'intérieur de chaque zone de desserte de chacun des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) gaz sauf pour les nouvelles zones de desserte concédées en application de l'article L.432-6 du Code de l'énergie.**

Concrètement, le tarif d'acheminement péréqué (ATRD) applicable pour l'utilisation du réseau est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même Gestionnaire De

6 On pourra utilement consulter la fiche pédagogique de : *https://observatoire-electricite.fr sur l'histoire et l'actualité de la péréquation*. Ce paragraphe s'en inspire.
7 Voir Partie II, Chapitre 3, A. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Réseau. Ainsi, il ne peut donc y avoir de différence entre un client habitant Lille, Lyon ou Marseille puisque les réseaux de distribution de gaz de ces trois villes sont gérés par le même gestionnaire de réseau de distribution, GRDF. En revanche, à Bordeaux, Strasbourg ou Grenoble, les tarifs peuvent être différents de ceux pratiqués à Lille ou Lyon puisque chacun de ces réseaux est géré par une ELD : Régaz à Bordeaux ; R-GDS à Strasbourg et GreenAlp-GEG à Grenoble.

Il existe 11 tarifs ATRD péréqués, construits depuis l'ATRD1 selon les mêmes principes pour tous les GRD gaz :

- 1 tarif spécifique à GRDF ;
- 9 tarifs spécifiques pour les ELD ayant présenté des comptes dissociés ;
- 1 tarif commun pour les 13 ELD ne produisant pas de comptes dissociés.

La péréquation tarifaire existant à l'intérieur de chaque zone de desserte de chaque GRD permet ainsi d'atténuer les inégalités inhérentes aux territoires.

La péréquation, associée à une régulation équilibrée permet à la fois d'assurer au plus grand nombre un accès à une énergie compétitive tout en permettant à l'opérateur de mener des plans d'actions de sécurité industrielle à l'échelle nationale.

La construction des tarifs ATRD, comme nous l'avons vu plus haut, fondée sur une vision économique, est stable depuis le 1er ATRD en 2004, ce qui assure une visibilité et une sécurité tarifaire à l'ensemble des parties prenantes. En outre, les tarifs ATRD n'incluent aucun préfinancement des ouvrages gaz en couvrant uniquement les investissements effectivement réalisés[8] par les distributeurs de gaz, sans marge commerciale.

Stable et équilibrée, la régulation est désormais arrivée à maturité et s'adapte aux grands enjeux de la transition énergétique en y jouant même un rôle essentiel, en particulier sur le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de transport et de distribution et pour la recherche et développement associée.

Les prix reflètent-ils les coûts ?

S'agissant des opérateurs d'infrastructures de distribution et de transport de gaz, globalement les prix reflètent les coûts. Au niveau du client individuel, il est en revanche clair que la péréquation jouant un rôle de redistribution et de lissage tarifaire géographique et temporel, il est beaucoup plus difficile de répondre à cette question de manière catégorique.

En effet, le tarif péréqué assure un lissage temporel :

- Pour un nouvel investissement, les charges de capital sont étalées dans le temps et dégressives puisque l'amortissement conduit à réduire progressivement les charges d'intérêt couvrant la rémunération du capital investi ;
- Alors que le tarif payé par un client est relativement stable dans le temps car les nouveaux investissements de développement et de renouvellement viennent se substituer aux actifs totalement amortis.

Le tarif est péréqué géographiquement :

- Deux clients de même profil paient le même tarif d'acheminement dès lors qu'ils sont sur le réseau d'un même opérateur, ceci indépendamment de leur situation géographique, de l'âge du réseau, etc.

8 Les écarts entre investissements prévisionnels ayant servi à établir le tarif et investissements effectivement réalisés sont pris en compte dans le CRCP (compte de régularisation des charges et des produits) et reflétés dans le mouvement tarifaire annuel suivant.

La péréquation permet donc de lancer de grands programmes :

- Les clients d'un réseau totalement amorti vont peut-être temporairement payer pour le raccordement de nouveaux clients dans une zone en développement ;
- Mais ils vont à leur tour bénéficier de la péréquation quand il sera nécessaire de réaliser de gros investissements de renouvellement du réseau (exemple de l'éradication des fontes cassantes dans le passé avec la généralisation progressive des réseaux de nouvelle génération) ou de déployer des projets comme les compteurs communicants ou le projet de conversion en gaz H[9] du nord de la France.

Outre la péréquation qui émane d'une volonté politique, une structure tarifaire reflète également des choix politiques.

De ce point de vue, il est forcément nécessaire de faire des compromis entre complexité/simplicité de la structure tarifaire, et divers mécanismes de régulation incitative, d'évolution et de maîtrise de la consommation. Notons à titre d'exemples :

- La simplicité de la grille ATRD facilite probablement la concurrence entre fournisseurs, limite les coûts de développement des systèmes d'information mais une structure plus complexe permettrait sans doute de mieux refléter les coûts individuels générés par les clients ;
- Une grande partie des coûts de distribution sont fixes : le coût du comptage est par exemple le même pour une très grande plage de consommation alors que le tarif donne un poids important à la part variable des quantités acheminées.

Cela résulte clairement d'une volonté politique du régulateur d'inciter les clients à la maîtrise de leurs consommations d'énergie.

On pourrait bien sûr légitimement s'interroger sur les meilleurs vecteurs de ces incitations et ouvrir plus largement le débat sur ces sujets alors que la France accélère la transition énergétique.

7. DROIT À L'ÉLECTRICITÉ POUR TOUS

Le sujet du droit à l'électricité revient dans l'espace public de manière récurrente depuis le lancement du Service Maintien de l'énergie en 1995. Il a donné lieu à divers lois et actes réglementaires, actant quelques grands principes : pas de coupures pour impayés sans contact préalable avec le client, mise en place de Fonds Solidarité Logement gérés par les conseils généraux et abondés financièrement par les fournisseurs d'énergie.

Ce sujet a été particulièrement mis en exergue lors du vote de la Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, votée le 10 février 2000. Le législateur y a introduit la notion de « droit à l'électricité pour tous.[10] »

Ainsi, **cette vision sociale de l'énergie a contribué à la mise en place d'un tarif social, dit tarif de première nécessité (TPN) et la mise en place d'une politique volontariste en matière de précarité énergétique.**

9 On distingue gaz B pour bas pouvoir calorifique et gaz H pour haut pouvoir calorifique. 90% de la France est en fournie en gaz H provenant de Russie, Algérie, Norvège… Le nord de la France est approvisionné en gaz B venant du site de Groningue aux Pays-Bas qui sera épuisé en 2029. Les pouvoirs publics soutiennent donc le passage de gaz B en gaz H dans les Hauts de France.

10 Article Ier : « [Le service public de l'électricité] concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions ».

Il y aurait aujourd'hui en France environ **3,8 millions** de ménages en situation de précarité énergétique, soit **14,4%** des foyers.

La loi Grenelle 2 avait ainsi défini la précarité énergétique : « *Est en situation de précarité énergétique au titre de la présente loi une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat.* »

Selon les approches et la méthodologie de comptage, les chiffres peuvent varier. Ainsi, si l'on prend en compte les différents indicateurs étudiés par l'Observatoire national de la précarité énergétique, ce sont 5,1 millions de ménages (12 millions d'individus) qui sont en situation de précarité énergétique.

En 2010, un plan national de lutte contre la précarité énergétique (dit aussi de mise en place d'un « bouclier énergétique ») a été lancé par le Gouvernement. **Les pouvoirs publics ont également décidé d'augmenter le périmètre des bénéficiaires potentiels du tarif de première nécessité. C'est ainsi que depuis 2012, toute personne bénéficiant de la couverture de maladie universelle complémentaire peut désormais en profiter automatiquement.**

Depuis 2018, et après une phase d'expérimentation dans quatre départements, **les tarifs sociaux de l'énergie ont été remplacés par le « chèque énergie » qui permet un traitement « multi-énergie » de la précarité.**

La Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit ainsi à son article 201 la création du **chèque énergie. Ce dispositif vise à un traitement plus équitable entre les différentes énergies de chauffage, puisque seuls le gaz et l'électricité étaient concernés par les tarifs sociaux.** Par ailleurs, le chèque énergie pourra financer des travaux de maîtrise de la demande de l'énergie.

En 2019, le chèque énergie est revalorisé et étendu, pour toucher 5,8 millions de ménages. Sa valeur faciale varie de 48€ à 227€ en fonction du revenu fiscal de référence et du nombre d'unité de consommation (fonction de nombre de personne du ménage).

Ce problème de précarité énergétique traverse bien entendu tous les pays. On peut noter au passage le programme mis en place par le maire de Londres, Sadik Khan, qui dès 2018 s'est emparé du sujet face à ce qu'il considérait comme une défaillance du pouvoir central.[11]

Il est probable que les conséquences économiques et sociales liées à la crise du Covid-19 accentueront le problème de la précarité énergétique.

8. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Nous avons déjà abordé les Tarifs Réglementés de Vente (TRV). Arrêtons-nous un instant sur ce qu'ils représentaient jusqu'alors. Les TRV de l'électricité et du gaz ont été considérés pendant des décennies comme une garantie offerte au consommateur qu'il paierait le juste prix. C'était la période du monopole

11 Dans l'introduction à son programme « Fuel poverty action – Plan for London, il écrivait : « And - in the absence of any action from the Government - I am taking the lead through my Energy for Londoners programme, which sets out to address fuel poverty and bring forward the energy transformation of London homes. »

en électricité et en gaz. Depuis le 1er juillet 2007, les consommateurs peuvent, comme nous l'avons vu, choisir librement leur fournisseur d'énergie.

Ils se trouvent désormais face à deux offres alternatives :

- des offres de marché proposées par les fournisseurs qui fixent librement leurs tarifs ;
- les tarifs réglementés de vente en électricité, fixés par les pouvoirs publics et proposés par les fournisseurs historiques (EDF et les 162 entreprises locales de distribution). Nous avons vu qu'en gaz on ne peut plus souscrire de TRV.

Au 30 juin 2019, 73% des sites résidentiels et non résidentiels sont au tarif réglementé de vente et 27 % sont en offre de marché. 33% de la consommation d'électricité est fournie au tarif réglementé de vente et 67% par des offres de marché.

Il faut savoir que les tarifs, qu'ils soient réglementés ou en offres de marché, sont tributaires de charges fixes. De ce fait, comme l'indique le diagramme de Capgemini vu plus haut, les fournisseurs ne peuvent jouer que sur une part réduite du coût du gaz ou de l'électricité. On ne peut donc pas avoir des écarts très significatifs.

Le prix de détail de l'électricité intègre aussi deux contributions et deux taxes qui s'appliquent de la même manière sur la facture des clients aux tarifs réglementés et aux offres de marché. Elles sont décrites dans l'encart suivant.

4 TAXES ET CONTRIBUTIONS

La contribution au service public de l'électricité (CSPE). Fixée à 22,5 €/MWh depuis le 1er janvier 2016, elle est supportée par tous les consommateurs d'électricité (avec un montant toutefois plafonné pour les grands consommateurs d'électricité). La CSPE permet notamment de compenser les surcoûts de production dans les zones non connectées au réseau métropolitain, développer les sources d'énergies renouvelables et de cogénération (électricité + chaleur) et assurer une tarification spéciale aux personnes en situation de précarité.

Les taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE). Définies par chaque commune et département, elles sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Elles recouvrent : la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) et la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) ;

La contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Elle finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des secteurs régulés.

La TVA, qui s'applique à hauteur de : 5,5% sur l'abonnement et la CTA et 20% sur la part proportionnelle (y compris la CSPE et la TCFE), pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA et 20% sur l'ensemble de la facture, pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Le Gouvernement publie régulièrement les tarifs réglementés en électricité et en gaz tant qu'ils subsistent. Le principe étant la couverture des coûts réels liés à la fourniture, à l'acheminement et au stockage de l'énergie, ces tarifs évoluent. Parfois, il est arrivé que des gouvernements souhaitent s'affranchir de cette règle de la couverture des coûts pour limiter des hausses qu'ils jugeaient trop importantes. Le Conseil d'Etat, a plusieurs reprises, a rappelé la primauté de la loi et par conséquent, que les tarifs devaient intégrer parfaitement la couverture des coûts. Ces coûts sont calculés par la CRE.

Les tarifs réglementés de vente sont eux-mêmes en concurrence avec les offres de marché. Il arrive donc que l'on trouve sur le marché des tarifs inférieurs aux tarifs réglementés de vente. **Tout est mis en œuvre pour que les consommateurs fassent jouer la concurrence comme ils le font pour d'autres services** (téléphonie, télévision, Internet…) **d'autant plus que la fin des tarifs réglementés de vente est programmée** (il a déjà été mis fin aux TRV pour les gros consommateurs et elle est programmée pour le gaz), **conséquence logique de l'ouverture des marchés.**

III. LES DÉFIS DE DEMAIN

1. L'OUVERTURE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Dès les années 1990, l'Union européenne a promu l'idée d'un marché commun de l'énergie ouvert et compétitif. Ce qui impliquait que les monopoles d'Etat soient intégrés au marché compétitif de l'énergie. Cela n'allait pas sans poser d'énormes problèmes puisque les modes d'organisation au sein des Etats-membres étaient très différenciés avec un degré d'intégration verticale largement partagé (donnant lieu à des entreprises verticalement intégrées) et des degrés d'intégration horizontale plus ou moins marqués.

A. LOGIQUE EUROPÉENNE ET SITUATION FRANÇAISE

La France, comme le Royaume-Uni et l'Italie, a favorisé la constitution de monopoles nationaux. En Allemagne et en Europe du Nord, la tendance à l'intégration s'est heurtée à la forte présence de pouvoirs publics locaux. Un marché unique exigeait d'identifier les rôles et missions de chacun des acteurs du secteur et de définir la gestion d'un système électrique par définition complexe à l'échelle européenne. **La Commission européenne a donc décidé que sur le « chemin de l'énergie », on séparerait transport et distribution de la production et de la commercialisation.**

Il fut décidé de garder les entreprises de transport et de distribution sous monopole tout simplement parce qu'il serait aberrant de construire des infrastructures parallèles très coûteuses.

La libéralisation du marché a progressé pas à pas. En effet, chaque Etat-membre avait à résoudre des problèmes à la fois techniques, économiques et juridiques. Tout a commencé, en 1996 et 1998 par la mise en œuvre de la Directive européenne 96/92/EC concernant l'électricité. Deux ans plus tard, c'est la Directive 98/30/EC qui a commencé à libéraliser le secteur du gaz. Dans les deux cas, la libéralisation du secteur de l'énergie devait s'accompagner de la mise en œuvre de la régulation. C'est ainsi que du côté français la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été portée sur les fonds baptismaux le 24 mars 2000.

Ont suivi d'autres étapes, portées par les « paquets énergie ». Ainsi, le deuxième paquet, bien connu sous le triptyque « 20-20-20 »,[1] a, à la fois identifié les problèmes qui se posaient pour la mise en œuvre du marché commun de l'énergie et donné de nouveaux objectifs.

Par ailleurs, chaque pays a avancé selon son histoire et ses usages, ce qui a parfois handicapé la mise en œuvre du marché commun de l'énergie. Pour autant, **en une vingtaine d'années, des progrès substantiels ont été atteints. La libéralisation du marché est acquise et la concurrence est présente.**

1 D'ici 2020, 20% d'énergie d'origine renouvelable, 20% de rejets de CO^2 en moins et 20% de plus dans le domaine de l'efficacité énergétique.

B. LA LIBERTÉ DE CHOIX POUR LE CONSOMMATEUR

Cette concurrence est réelle pour les gros consommateurs depuis une vingtaine d'années. Elle l'est depuis 2007 pour les particuliers qui ont le libre choix du fournisseur.
En 2018, le Médiateur de l'Energie indique que « *2 Français sur 3 savent qu'ils peuvent changer de fournisseur d'énergie et 1 sur 5 déclare être déjà passé à l'acte. Pour la 1ère fois depuis l'ouverture du marché à la concurrence en juillet 2007, dans un contexte de plus en plus concurrentiel avec l'arrivée de nouveaux fournisseurs, 66% des Français savent qu'ils peuvent changer de fournisseur s'ils le souhaitent. Et 62% connaissent la marche à suivre (contre 53% en 2017).* »

Le ***Médiateur national de l'Energie***[2] est une autorité publique indépendante créée en 2006 dont le rôle est triple :
- aider au règlement amiable de litiges,
- informer les consommateurs de leurs droits,
- proposer un comparateur neutre et indépendant des offres d'énergie en gaz et en électricité aux consommateurs.

En juin 2020, le Médiateur national de l'énergie a constaté un nombre croissant de litiges mettant en cause les services commerciaux de certains « nouveaux entrants » du domaine de l'énergie qui pratiquaient des démarchages frauduleux. Sans doute du fait, dit-il, que « les nouveaux acteurs sur le marché ne maîtrisent pas toujours encore parfaitement les procédures. Leurs pratiques commerciales ou leurs systèmes de relation avec leurs clients ne sont pas toujours performants... »

Si l'on considère que la France est un pays qui a vécu pendant des décennies avec des fournisseurs historiques, on peut estimer que l'ouverture du marché est réelle. Les chiffres montrent une **volonté certaine des consommateurs de chercher de l'information et de faire jouer la concurrence.**

Du côté des fournisseurs, il en va de même. Après des années pendant lesquelles les fournisseurs alternatifs ont estimé que le marché français était trop fermé et que la concurrence ne pouvait pas jouer, **on note une très nette ouverture par l'arrivée de « nouveaux entrants », français ou étrangers**. En effet, en 2018, un Français sur deux disait avoir été contacté par un fournisseur alternatif, que ce soit en électricité ou en gaz.[3]

On estime aujourd'hui à une **trentaine le nombre d'entreprises qui proposent des offres de marché en électricité et en gaz**. Les nouveaux entrants tiennent aujourd'hui environ 20% du marché en électricité contre 80% pour EDF.

Il en va de même des services liés à la fourniture. **Avec les possibilités offertes par la digitalisation, notamment via l'arrivée des compteurs intelligents, les données de l'énergie se multiplient, se diversifient, s'enrichissent et constituent un élément central pour les acteurs du secteur. L'abondance et la diversité des données représentent une opportunité pour le consommateur, sous réserve que l'accès à ces données permettent de créer des services innovants dont le développement repose sur le traitement et l'enrichissement des données de consommation.**

De plus en plus de consommateurs s'intéressent à l'environnement et aux propositions commerciales incluant une « énergie verte. »[4]

---

2 www.energie.mediateur.fr
3 Baromètre du Médiateur de l'énergie, 2018.
4 61% des personnes ayant répondu au sondage se disent favorables à la souscription d'une offre d'électricité verte, 51% à condition qu'elle soit moins chère ou au même prix que leur offre actuelle. (source le Médiateur de l'énergie – chiffres 2018)

Sans doute instruits de la facilité avec laquelle différents services peuvent être mis en concurrence, tels que Internet, téléphonie, télévision, carburant, etc. les Français ont peu à peu, avec davantage de réticences au départ mais désormais autant d'appétence, décidé de jouer l'ouverture du marché. Ils restent toutefois méfiants sur l'utilisation qui pourrait être faite de leurs données et force est de constater que le développement de services innovants se heurte à l'insuffisance des données disponibles qui résulte principalement de la complexité des règles pour obtenir le consentement des consommateurs. **Un équilibre doit être trouvé entre la protection des données personnelles, l'intérêt de la collectivité et du système électrique pour en tirer le plein potentiel et faire la preuve de leur valeur pour le consommateur.**

FOCUS SUR LES DONNÉES LOCALES D'ÉNERGIE

En application de l'article 179 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV), le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer met à disposition des **données locales d'énergie**.

Sa mise en œuvre est précisée dans un décret et un arrêté tous deux datés du 18 juillet 2016 :

- le décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid
- l'arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid modifié par un arrêté du 6 mars 2020.

Les articles L.111-73 et L.111-77 du Code de l'énergie, introduits par ledit article 179 prévoient que les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) mettent à disposition des collectivités locales, personnes publiques, des consommations agrégées par année civile. L'arrêté du 18 juillet 2016 fixe les modalités de transmission de ces données. A partir de 2019, les GRD ont ainsi l'obligation de mettre à disposition des personnes publiques les données agrégées de consommation avec la sectorisation suivante : secteur résidentiel, codes NAF, non affecté.

Par ailleurs, l'article 23 de la Loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République Numérique dispose la publication à une fréquence trimestrielle de courbes de mesure en open data par secteur d'activité pour les PCE/PRM[5] dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA (électricité) ou la CAR > 300 MWh/an (gaz). La production de ces données nécessite la connaissance des codes NAF correspondants.

Le planning ci-dessous prend en compte les différentes échéances nécessaires pour respecter le calendrier de mise à disposition des données :

5 Le numéro de PRM (point référence mesure) est le nom donné au PDL (point de livraison) sur le compteur ENEDIS Linky. Il s'agit d'une suite de 14 chiffres qui identifie le logement sur le réseau électrique et qui sert notamment à souscrire un nouveau contrat d'électricité ou à en changer. Le PCE (point de comptage et d'estimation) correspond au compteur de gaz. Derrière ces sigles se trouvent des numéros à 14 chiffres, qui correspondent en quelque sorte à l'adresse du logement en gaz et en électricité. C'est grâce à ce numéro que le fournisseur pourra identifier de manière sûre et certaine l'habitation et le compteur électrique et le compteur de gaz qui lui sont liés. Le PCE ou PDL d'une habitation ne change jamais. En revanche, si le consommateur déménage, il aura alors des nouveaux numéros.

Ces données couvrent la France métropolitaine et les DOM (Guadeloupe, Martinique, Guyane, Réunion et Mayotte). Les données concernent les consommations et les points de livraison répartis en cinq secteurs (agriculture, industrie, tertiaire, résidentiel et non affecté), à la maille géographique de l'IRIS[6] ou de la commune suivant les cas. Pour chaque secteur, un indice de qualité est présenté, qui mesure la part des données qui sont issues d'un relevé (le complément est donc la part des données qui sont le résultat d'une estimation).

Les données concernent les consommations et les points de livraison, à la maille géographique de l'IRIS, de l'EPCI et de la région répartis en cinq secteurs (agriculture, industrie, tertiaire, résidentiel et non affecté) ou selon le code NAF[7] à 2 niveaux selon les cas (Le code NAF du client - code NAF du site et le code NAF titulaire. Ce champ est renseigné si le code NAF du site n'est pas connu du fournisseur). Sont aussi diffusées des données pour les gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de réseau de distribution de plus de 1 000 000 de clients (Enedis). Ces données à l'adresse concernent les consommations et les points de livraison des bâtiments professionnels par grand secteur d'activité et de ceux du secteur résidentiel d'au moins dix logements.

Ces données permettent de visualiser l'historique des énergies consommées, produites et échangées sur des périodes mensuelles et annuelles, à l'échelon national et régional. En valeur mensuelle, la consommation brute nationale et régionale est disponible. En valeur annuelle, il est possible d'obtenir la décomposition de la consommation, nationale et régionale, selon deux niveaux de sectorisation à la maille régionale et trois niveaux à la maille nationale. Les énergies produites sont agrégées selon les mêmes filières que pour les données de production en puissance : nucléaire, hydraulique, charbon, fioul, gaz, solaire, éolien et bioénergies.

2. LES RÉSEAUX ET LES COMPTEURS INTELLIGENTS EN FAVEUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

A. LES *SMART GRIDS*

D'après la Commission de Régulation de l'Energie, les « smart-grids » ou réseaux intelligents, peuvent être entendus comme :

« ***Les réseaux électriques intelligents, ou Smart grids, sont des réseaux communicants qui intègrent des fonctionnalités issues des technologies de l'information et de la communication***. *L'objectif est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à tout instant avec une réactivité et une fiabilité accrue et d'optimiser le fonctionnement des réseaux.* »

Les « smart-grids » permettent donc d'accompagner la transition d'un système vertical et centralisé vers un système horizontal et décentralisé dans lequel l'intégralité des acteurs sont en interaction.

6 L'IRIS (« Ilots Regroupés pour l'Information Statistique ») constitue la brique de base en matière de diffusion de données infra-communales. Il doit respecter des critères géographiques et démographiques et avoir des contours identifiables sans ambigüité et stables dans le temps. Les communes d'au moins 10 000 habitants et une forte proportion des communes de 5 000 à 10 000 habitants sont découpées en IRIS. Ce découpage constitue une partition de leur territoire. La France compte environ 16 100 IRIS dont 650 dans les DOM. (*https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523*)

7 La NAF, nomenclature d'activités française, est une nomenclature des activités économiques productives, principalement élaborée pour faciliter l'organisation de l'information économique et sociale. (*https://www.insee.fr/fr/information/3281579*).

Rendre les réseaux électriques intelligents consiste donc en grande partie à les rendre communicants. Ainsi, l'enjeu des smart-grids peut être résumé dans le tableau suivant[8] :

Caractéristiques des réseaux électriques actuels de distribution	Caractéristiques des réseaux électriques intelligents
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée
Communicant sur une partie des réseaux	Communicant sur l'ensemble des réseaux
Gestion de l'équilibre du système électrique par l'offre/ production	Gestion de l'équilibre du système électrique par la demande/consommation
Consommateur	Consom'acteur

Nous avons évoqué l'importance des réseaux de transport et de distribution pour acheminer l'électricité d'un point de production à un point de consommation. **Ces réseaux physiques peuvent être accompagnés de toutes les technologies numériques connues à ce jour afin d'améliorer l'efficacité du transport et de la distribution.**

Ces solutions s'appuient sur des connexions entre différents objets du système électrique (site de production ou de consommation, infrastructures de réseau, stockage…) et un système informatique, qui offrent une meilleure connaissance en temps réel de l'état du système et une optimisation de son utilisation et ses capacités.

On voit donc en quoi **les réseaux qui s'appuient sur des données numériques de plus en plus performantes et sur une connaissance plus fine de la météo, permettent d'améliorer le système électrique et d'optimiser les flux au meilleur coût pour la collectivité.** Dans le même temps, l'architecture des réseaux, à l'origine très pyramidale, évolue pour tenir compte des nouveaux usages.

---

http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids

Sans entrer dans trop de détails, **le développement des technologies de l'information et de la communication permet l'émergence et l'industrialisation de nouvelles solutions de flexibilités susceptibles de rendre des services au système électrique.**

Ces flexibilités peuvent rendre différents types de services au système : équilibre offre-demande à différentes échéances (du long terme au temps réel), résorption des congestions du réseau, réduction des pertes électriques, etc.

Depuis quelques années, ces solutions de flexibilité sont présentées comme des alternatives possibles aux infrastructures classiques de production et de réseau, celles-ci faisant parfois face à des problématiques d'acceptabilité. Elles pourraient également accompagner le développement des énergies renouvelables variables, susceptible d'entraîner une augmentation des besoins de flexibilité du système électrique.

Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau, les pouvoirs publics et l'ensemble des parties prenantes du secteur, en s'appuyant sur les résultats d'études prospectives sur la valeur des flexibilités, expérimentent depuis plusieurs années l'utilisation de solutions flexibles au service du système électrique par le biais de nombreux démonstrateurs (Smart Grid Vendée, GreenLys, Nice Grid, VENTEEA, Solenn…), ainsi que de quelques déploiements à grande échelle (Smile, Flexgrid, You & Grid).

Les solutions *smart grids* recouvrent un grand nombre de solutions différentes, aux caractéristiques variées, et dont la maturité technologique se situe à des stades différents.

Certaines solutions sont expérimentées depuis plusieurs années et apparaissent aujourd'hui techniquement matures ; elles sont donc en cours de déploiement. On peut citer *l'écrêtement* qui vise une optimisation économique pour la collectivité et *l'effacement* lorsque la production est trop faible par rapport à la demande, ce qui arrive lors de pics de consommation.

EFFACEMENT ET ÉCRÊTEMENT

Effacement

M. de La Palisse ne l'aurait pas dit autrement : « si l'on veut économiser de l'énergie quand il y en a peu ou qu'elle est trop chère, il ne faut pas en consommer ! » C'est ce principe très simple qui est à l'origine de l'effacement. Ainsi, **on propose aux consommateurs d'« effacer » ponctuellement une part de leur consommation lorsque le système électrique global est sous trop forte tension ou lorsque les prix sont très hauts**. Cela peut être par exemple, le cas d'une entreprise qui accepte d'arrêter ses machines pendant quelques heures si elle peut remettre à plus tard sa production. Ce faisant, elle soulage le réseau et participe à une meilleure économie globale du système.

Simple dans le principe mais très compliqué à mettre en œuvre…

Le système de l'effacement fait entrer en jeu plusieurs acteurs et doit en toutes hypothèses contrôler et vérifier la part d'électricité véritablement effacée par le consommateur. Dès 2012, la France a été le premier pays européen à valoriser l'effacement, c'est-à-dire à offrir un avantage financier à ceux qui font l'effort d'effacer une partie ponctuelle de leur consommation par l'intermédiaire d'un opérateur d'effacement. La CRE travaille depuis 2016 avec les autres Etats-membres pour harmoniser l'effacement au niveau européen.

Écrêtement

On procède à l'écrêtement quand, au contraire, **la production excède la demande.**

Cette production est dite « fatale » dans la mesure où elle ne peut pas être stockée et est donc gaspillée. Il arrive qu'on produise en certains moments de l'année ou de la journée trop d'électricité. Si les parcs nucléaires et hydroélectriques sont en pleine capacité et si, dans le même temps, on a une météo très favorable avec à la fois un fort ensoleillement dans le sud de la France et du vent dans le nord, les parcs éoliens et photovoltaïques produiront à plein régime.

Pour éviter de gaspiller cette production, on procède à un écrêtement. Des schémas complexes sont intégrés aux études afin d'éviter des investissements de réseau qui ne seraient utiles que quelques heures par an ou par jour. On installe par exemple, des automates de zone pour gérer les congestions réseaux tout en optimisant le coût grâce à l'utilisation de la flexibilité offerte par les parcs éoliens ou photovoltaïques que ceux-ci soient raccordés au réseau de transport (RTE) ou au réseau de distribution (Enedis). C'est le cas dans les régions de Nantes et de Nancy. On procède de la même manière sur le réseau de distribution (Enedis) grâce à des technologies de capteurs qui permettent de coupler une optimisation du réseau qui tient compte de la flexibilité de la production variable. A titre d'exemple, Enedis développe en ce sens des Offres de Raccordement Intelligentes (ORI). Les ORI permettent de dimensionner le réseau non pas en fonction du maximum théorique de production d'électricité mais en fonction d'une moyenne théorique de production. Ainsi, les délais et coûts de raccordement sont réduits et l'intégration des ENR en est facilitée.

Outre l'effacement et l'écrêtement, d'autres solutions sont techniquement éprouvées mais restent à l'état d'expérimentation pour leur utilisation sur le réseau de transport d'électricité :

- le ***stockage par batterie*** pour **absorber ponctuellement de l'énergie en surplus lors de périodes de congestion à un endroit A, tout en restituant la même quantité au même moment à un endroit B du réseau**. Cette solution respecte donc la mission du transporteur RTE en constituant un pont virtuel entre A et B. Ce démonstrateur, appelé RINGO, vise ainsi à tester le déploiement de solutions de stockage par batterie pour décongestionner le réseau et permet d'évaluer les problématiques techniques associées. Les modalités d'activation et les mécanismes sur lesquels un tel actif peut se valoriser sont en cours de concertation.

Enfin, d'autres solutions apparaissent aujourd'hui mais elles restent plus prospectives. Ainsi :

- le ***power-to-gas*** pour **transformer une partie de la production d'électricité en gaz (par électrolyse de l'eau, puis éventuellement du méthane par une réaction complémentaire de méthanation), et utiliser le gaz produit en l'injectant directement sur le réseau gazier ou en le distribuant localement chez un industriel consommateur de gaz ou d'hydrogène**. À terme, le gaz décarboné produit pourrait également être stocké, de manière saisonnière, puis restitué pour la production d'électricité lors des périodes de forts besoins. Cette technologie est susceptible de permettre une production importante de gaz « vert » dans la perspective d'une économie bas carbone, mais devra confirmer son intérêt technique et économique et être expérimentée avant un éventuel déploiement industriel de grande ampleur.

B. LES COMPTEURS COMMUNICANTS

Les compteurs communicants, comme *Linky* ou *Gazpar*, qui combinent des composants physiques et numériques, **permettent de connaître la consommation d'électricité ou de gaz, et, grâce à des capteurs déportés, de mieux la maitriser**.

A titre d'exemple, le compteur Linky permet notamment :

- de relever plus finement les consommations, jusqu'aux « courbes de charge », et de mettre fin aux régularisations a posteriori ;
- de réaliser des interventions clients à distance et immédiates (mise en service, etc.) Pendant la crise sanitaire, Linky a permis d'effectuer deux millions de télé-opérations — afin d'assurer des mises en service, de gérer des déménagements, d'opérer des changements de puissance, etc. — et 10 000 diagnostics à distance ;
- de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de la mobilité électrique ;
- de favoriser la maîtrise de la demande d'électricité notamment par les données mises à disposition ;
- de réduire les coûts d'Enedis par un meilleur pilotage des investissements et du réseau.

***Linky* pour l'électricité (environ 35 millions de compteurs d'ici 2021) et *Gazpar* (environ 11 millions de compteurs d'ici 2023) pour le gaz sont en cours de déploiement dans le pays.**

L'objectif est de permettre à 100% des consommateurs de suivre leur consommation, grâce au compteur communicant, et de bénéficier d'une offre innovante de leur fournisseur.

3. L'ACCÉLÉRATION DES INTERCONNEXIONS DE L'ÉNERGIE ENTRE LA FRANCE ET SES VOISINS EUROPÉENS

Comme nous l'évoquions plus haut, les interconnexions sont indispensables afin de maintenir l'approvisionnement du pays.

A. LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAUX

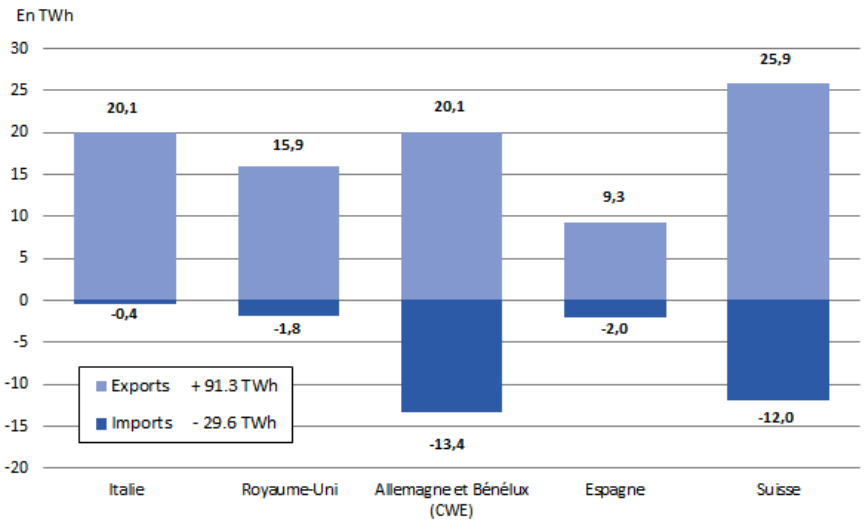
Une évolution structurante est aujourd'hui à l'œuvre sur le système électrique qui connaît un déplacement dans sa logique d'organisation, d'un périmètre national pour atteindre d'un côté un niveau européen et d'un autre se concentrer sur une maille plus locale.

L'interdépendance croissante des pays européens sur le plan électrique est une traduction logique de l'objectif du projet communautaire et résulte de son approfondissement progressif au cours des vingt dernières années dans le secteur de l'énergie. **Reposant sur une interconnexion physique entre pays de plus en plus poussée, le marché intérieur de l'électricité constitue en effet la logique dominante d'organisation des flux en Europe**.

En Europe, la France ne « décide » pas d'exporter de l'électricité – pas plus qu'elle ne « fait appel » à ses voisins lorsque l'électricité vient à manquer : c'est une **logique de marché qui est à l'œuvre et conduit à faire fonctionner les outils de production les plus compétitifs, indépendamment de leur localisation**. Les flux d'électricité entre pays en découlent mécaniquement. Dans ce contexte-là, on peut noter l'avantage que constituent les énergies décarbonées (nucléaire, éolien, solaire) qui se caractérisent par les coûts variables les plus faibles.

La France est, depuis longtemps, un large exportateur d'électricité, et cette caractéristique devrait se renforcer encore dans les prochaines années si les objectifs fixés par la PPE décidée par le Gouvernement pour la production d'électricité sont atteints. Le parc nucléaire français, tout comme l'éolien allemand ou l'hydraulique scandinave, jouent un rôle majeur dans l'organisation des flux électriques à l'échelle européenne.

Le tableau ci-dessous montre comment la France exporte et importe auprès de ses voisins européens.



Source OIE : Observatoire de l'industrie électrique

L'interconnexion croissante des pays européens a permis d'accélérer l'intégration des énergies renouvelables dans nos sociétés, alors que certains ne l'envisageaient pas dix ans auparavant. Un pays comme le Danemark n'a pu atteindre une part de l'éolien de 45% qu'en étant pleinement intégré au marché européen et en s'appuyant très largement sur ses voisins lors des périodes de faible production éolienne.

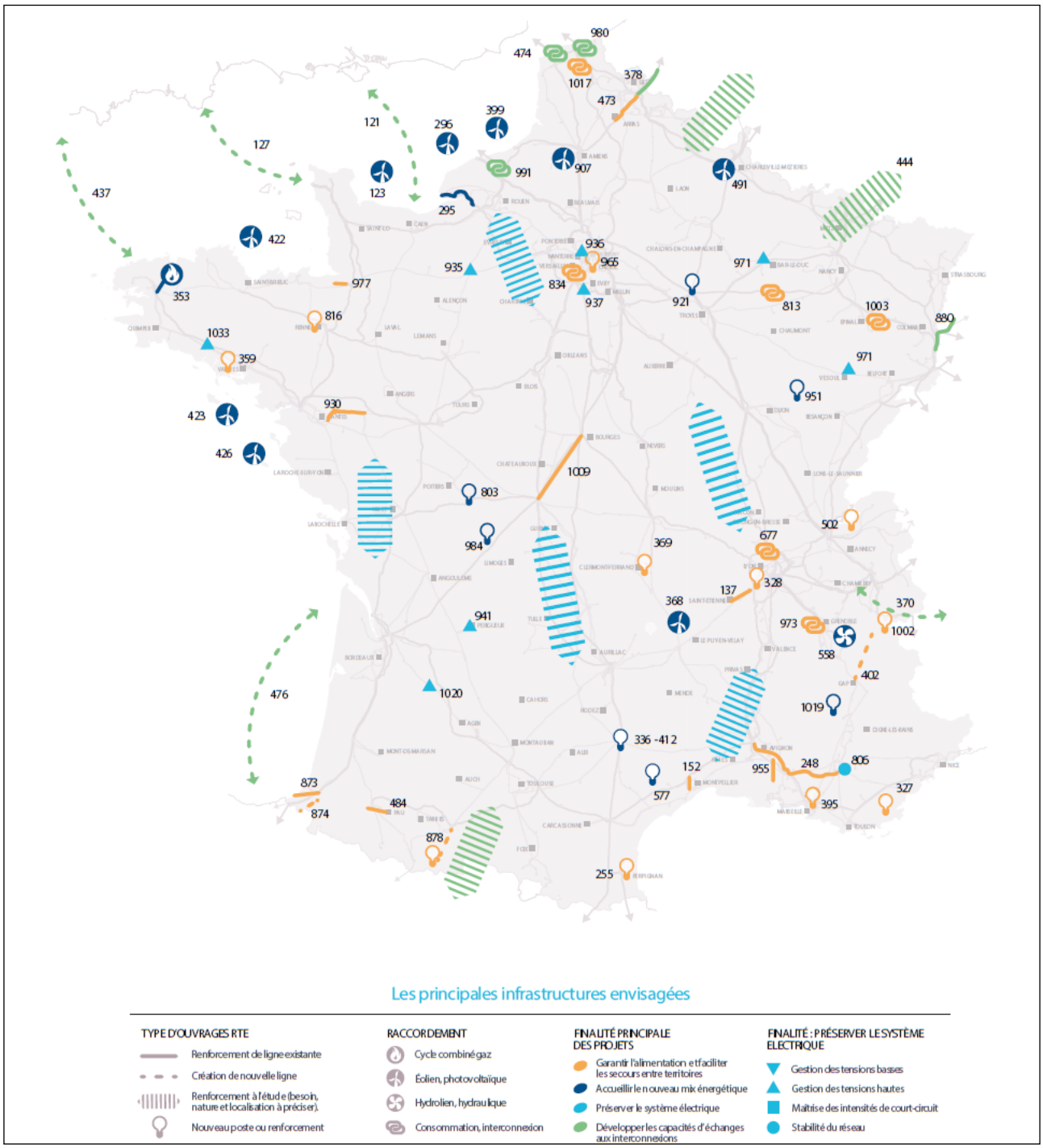
Dans le même temps, **les flux ne peuvent plus être gérés à l'échelle d'un seul pays**. Ainsi, le développement de l'éolien et du photovoltaïque en Allemagne a conduit à des conséquences importantes dans les pays voisins, traversés par des flux d'électricité croissants alors que le réseau interne allemand devenait de moins en moins adapté à la nouvelle répartition géographique de la production outre-Rhin : l'énergie éolienne est fournie dans le nord de l'Allemagne alors que les besoins se situent essentiellement dans le sud. Ces flux d'électricité venant du nord de l'Allemagne et se dirigeant vers le Sud, utilisant les réseaux des pays voisins, ne sont pas sans poser de problèmes.

Le système électrique choisi par la France est fondé en grande majorité sur des formes de production très compétitives sur les marchés de l'électricité et décarbonées : les énergies renouvelables et le nucléaire comptent pour 93 % de la production aujourd'hui (96 % en 2030 dans le cadre de la PPE). Les interconnexions permettent à la France de valoriser cette production d'électricité décarbonée en Europe, tout en important lors des pointes de consommation les plus élevées et en réduisant les besoins de réserve.

La France est aujourd'hui le plus gros exportateur européen. Le solde des échanges s'établit à 60,2 TWh en 2018, en progression très nette par rapport aux deux années précédentes. Le solde des échanges est directement lié aux écarts de prix déterminés tous les jours entre la France et ses voisins. Une meilleure disponibilité du parc nucléaire français, une production hydraulique abondante ainsi que les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires belges en fin d'année se sont notamment traduites par une hausse plus modérée du prix français par rapport à ses voisins, ce qui

explique donc la bonne tenue des exports. Les échanges restent cependant très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant de 10 GW en import le 28 février à 8h à 16,2 GW en export le 22 janvier à 3h. La France était importatrice sur 17 journées en 2018 (52 journées en 2017).

Le constat d'européanisation du système électrique peut sembler en contradiction avec certaines tendances actuelles appelant à une relocalisation de la production. Le paradoxe n'est qu'apparent. **En réalité, il est tout à fait concevable que coexistent des logiques de pilotage à l'échelle locale et un fonctionnement à large échelle d'un grand système interconnecté**. **On peut même dire que c'est grâce à un système électrique à la maille européenne qui assure l'équilibrage qu'on peut avoir des sources de production plus locales.**



Source RTE

Cette carte témoigne de l'importance des infrastructures d'interconnexion entre la France et ses voisins européens et de raccordements ou liaisons propres à l'hexagone. Ci-dessous, quelques exemples :

- Les grands **champs éoliens offshores** doivent être raccordés au réseau dans la Manche et dans l'Atlantique. D'autres doivent l'être à terre sur le territoire national.
- On observe aussi que des études sont en cours pour renforcer des **liaisons existantes** au niveau du territoire français et entre la France et un pays européen voisin, tel que France-Espagne.
- D'autres créations de **nouvelles lignes** sont à l'étude et pour certaines déjà avancées : on le voit entre l'Irlande (producteur important d'électricité d'origine éolienne) et la Bretagne. Ce projet, dénommé *Celtic Interconnector*, porté par RTE et son homologue irlandais Eirgrid, aura une longueur de 575km, dont 500 en mer, d'une capacité de 700 MW, pour un coût de 730 M€, et devrait être réalisé d'ici 2026. Il permettra des échanges d'électricité entre les deux pays. Il est soutenu par l'Union européenne au titre des Projets d'Intérêt Commun et est subventionné à ce titre.

B. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Comment s'achète et se vend l'électricité ? Où cela se passe-t-il ?

- **Soit l'électricité est directement échangée « de gré à gré » entre les acteurs ;**
- **Soit elle est négociée sur des marchés de gros.** Différents acteurs sont présents sur ce marché : les producteurs d'électricité, les fournisseurs d'électricité, des négociants, des opérateurs d'effacement (voir l'encadré ci-dessous) qui valorisent la consommation évitée par leurs clients.

Dans tous les cas elle doit être injectée sur le réseau et consommée par les clients.

Les échanges peuvent se faire sur des bourses, de gré à gré (via un courtier ou non).

Sur les marchés, on distingue :

- **Produits *« spot »* pour le court terme :** heure par heure, minute par minute, l'électricité se vend et s'achète sur des places de marchés européens, à des prix qui évoluent selon l'offre et la demande ;
- **Les prix en fonction des besoins exprimés par la demande et l'équilibrage du réseau pour le long terme :** ce sont des ventes et des achats qui peuvent être négociés d'un mois sur l'autre ou de la veille pour le lendemain.

LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS

Comme pour de nombreuses marchandises, le marché de gros est destiné aux producteurs et aux fournisseurs. Le consommateur final n'y a pas accès.

Ce marché répond à un mécanisme complexe qui tient compte à la fois de l'offre et de la demande (comme tout autre produit acheté et vendu en bourse) et de la temporalité. Les opérateurs de réseaux, tel que RTE, devant procéder à l'équilibrage de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement et la qualité de l'électricité fournie, ont besoin d'échanger régulièrement avec les acteurs de marché qui achètent l'électricité longtemps à l'avance (un mois), un jour à l'avance (*day-ahead*) et même heure par heure, minute par minute si nécessaire (produit spot). Cette connaissance permet à RTE d'établir et de mettre à jour ses prévisions jusqu'au plus proche du temps réel où RTE privilégie l'offre technique et économique la plus intéressante.

Le prix de référence pour le comptant (*spot)* sur le marché de l'électricité français est le prix du produit *Day-ahead* sur la bourse ***EPEX SPOT*** (bourse européenne pour les marchés au comptant). Il est fixé tous les jours entre 12h30 et 13h00 par un mécanisme d'enchères. Négocié la veille pour livraison le lendemain, il reflète l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisé en temps réel par RTE, le gestionnaire du réseau de transport français. Ces prix de court terme sont très volatils. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée à grande échelle et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier brutalement, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, etc.) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale en panne, capacité d'interconnexion réduite, etc.). Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à la moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits à terme sont moins volatils. Ils servent généralement de référence pour la définition des prix aux utilisateurs finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il se couvre généralement pour la majeure partie des livraisons qu'il devra effectuer, en achetant les produits à terme nécessaires.

Source : Commission de régulation de l'énergie, CRE.

EDF doit vendre 25% de sa production d'origine nucléaire aux acteurs alternatifs.

Dans le cadre de l'ouverture des marchés, il a été décidé de mettre sur le marché un prix régulé de l'électricité produit par les centrales nucléaires du parc national d'EDF.[1] Ainsi, EDF doit vendre une part (25%) de sa production d'origine nucléaire et les fournisseurs alternatifs ont droit à un maximum de 100 TWh sur un an.

Ce dispositif a été mis en place le 1er juillet 2011 et court jusqu'au 8 décembre 2025. **C'est l'ARENH : Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique**.

Un débat se fait jour dès à présent pour savoir si l'ARENH doit être maintenu au-delà de 2025. Le Président d'EDF exprimait dans la presse début 2020 des craintes sur un prix de l'ARENH qui serait trop bas, ce qui l'empêcherait de faire face à des investissements lourds pour le « grand carénage » des centrales historiques existantes. Il s'agira en effet pour EDF de prolonger la durée de vie d'une dizaine d'années de certaines centrales, tout en finançant la fermeture de certaines autres, telle Fessenheim en 2020. Puis viendra le moment, sans doute dans les années 2025 et au-delà, où se posera la question du financement d'autres centrales nucléaires de nouvelle génération pour remplacer peu à peu les centrales existantes, dans le cadre de la politique nationale qui prévoit qu'à l'horizon 2040 la France plafonnera à 50% l'électricité produite à partir de réacteurs nucléaires contre environ 75% en 2020.

De son côté, les gouvernements s'inquiéteront bien sûr de contenir le prix de l'électricité, soucieux de ne pas le voir s'envoler. Ce qui aurait un impact sur le niveau de vie des ménages mais aussi sur la compétitivité des entreprises.

4. L'AUTOCONSOMMATION

Les consommateurs – particuliers ou collectifs – ont la liberté de produire eux-mêmes tout ou partie de leur électricité[2]. Cette faculté s'inscrit d'une part, dans le développement des techniques permettant l'autoconsommation, et, d'autre part, dans la prise de conscience de nos concitoyens toujours croissante de maîtriser leur consommation d'énergie. Ces initiatives accompagnent favorablement la transition énergétique.

1 Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010
2 En effet, la loi du 24 février 2017 ratifiant l'ordonnance du 27 juillet 2016 reconnait et encadre l'autoconsommation.

Aujourd'hui, plusieurs opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives sont effectives en France. Phénomène encore marginal, il connaît pourtant un développement rapide.

L'engouement de plus en plus fort de certains consommateurs (particuliers, collectivités ou entreprises) **pour des circuits d'approvisionnement dits courts suscite un intérêt pour ce nouveau mode de production et de consommation**, renforcé par la crainte d'une augmentation des coûts de l'électricité. Ces circuits courts peuvent s'organiser à l'échelle d'un foyer ou d'une entreprise (autoconsommation individuelle), mais également à l'échelle de petites communautés énergétiques partageant une production d'électricité locale (autoconsommation collective). **Les circuits courts sont perçus par un nombre croissant de citoyens comme intrinsèquement favorables à l'environnement**, et l l'autoconsommation s'appuie en général sur des installations d'énergie renouvelable. Cependant, elle ne permet généralement pas une autonomie complète.

D'abord réservés à l'autoconsommation individuelle, les textes évoluent pour donner **un cadre juridique aux opérations d'autoconsommation collective**, ce qui permet de mutualiser les coûts d'investissement [3]. Elle s'avère également pertinente lorsque les profils de consommation sont complémentaires à l'échelle de l'opération. Ainsi, pour accompagner le développement de ces opérations, les gestionnaires de réseaux de distribution ont intégré dans leur documentation technique de référence, une documentation spécifique adaptée aux opérations d'autoconsommation.

En revanche, **l'autoconsommation ne garantit pas de pouvoir toujours fournir la quantité d'électricité dont les consommateurs ont besoin. Elle est le plus souvent intermittente**. Les *autoconsommateurs* ont alors recours à d'autres sources d'approvisionnement. Au contraire, lorsque ces consommateurs produisent davantage que nécessaire, ils injectent et revendent le surplus dans le réseau. Dans les deux cas, ces consommateurs ont besoin des réseaux de transport et de distribution. Il faut donc trouver une répartition équitable des coûts générés sur les réseaux par les *autoconsommateurs*.

À ce jour, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a recommandé (15 février 2018) que « les *autoconsommateurs* individuels et collectifs se voient appliquer une composante de gestion spécifique qui reflète les coûts liés à leur gestion plus complexe. » La CRE, dans un avis remis au Gouvernement le 26 septembre 2019, recommande que pour la période quinquénnale d'expérimentation : « *les opérations d'autoconsommation collective doivent toutefois s'inscrire dans un cadre précisément défini qui garantisse à la fois la protection des participants à ces opérations mais aussi, plus largement, celle de l'ensemble des utilisateurs des réseaux.* ***L'autoconsommation collective ne doit à ce titre pas remettre en cause la péréquation tarifaire.*** » Elle insiste également pour que les consommateurs se voient protégés comme ils doivent l'être par ailleurs.[4]

La définition du périmètre maximal d'une opération d'autoconsommation collective a fait l'objet de nombreux débats. Pris en application de la loi Energie Climat du 8 novembre 2019, l'arrêté du 21 novembre 2019 fixe les critères permettant de délimiter le périmètre d'une opération d'autoconsommation élargie : « *la distance séparant les deux participants les plus éloignés n'excède pas deux kilomètres ; la puissance cumulée des installations de production est inférieure à 3 MW sur le territoire métropolitain continental* ».

---

3 L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 prise en exécution du 3e de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a été ratifiée par la loi n°2017-227 du 24 février. Elle crée un chapitre 5 dédié à l'autoconsommation dans le livre 3 du code de l'énergie (partie législative, ainsi que le décret d'application n°2017-676 du 28 avril 2017).

4 Dans son avis de 2019, la CRE écrit également : « La CRE rappelle que les opérations d'autoconsommation collective dérogent aux règles de droit commun applicables à la fourniture d'électricité, dans un cadre moins protecteur pour les consommateurs. Par exemple, la personne morale organisatrice d'une opération d'autoconsommation collective n'est pas soumise aux obligations spécifiques d'informations précontractuelles, ni à l'obligation de proposer un contrat d'une durée d'un an, ou de respecter les dispositions relatives à la facturation de l'électricité consommée. Le consommateur ne dispose pas du droit de résilier son contrat à tout moment sans frais, et est ainsi soumis aux conditions de résiliation fixées dans le contrat entre le consommateur et la personne morale organisatrice. Il ne peut pas non plus utiliser de « chèque énergie » pour s'acquitter de sa facture d'électricité autoconsommée.

La baisse des coûts des panneaux photovoltaïques observée au cours des dernières années et la mise en œuvre d'un cadre économique dédié aux opérations d'autoconsommation ont conduit à un plus grand intérêt des consommateurs pour ce type d'installations, qui leur permet de s'approvisionner directement avec de la production d'électricité locale, généralement d'origine photovoltaïque.

Pour certains consommateurs, il devient en effet économiquement plus intéressant de produire une partie de leur électricité plutôt que de s'approvisionner en totalité sur le réseau national. Si l'autoconsommation photovoltaïque reste encore marginale aujourd'hui – elle concerne environ 45 000 consommateurs et représente 0,13 GW sur les 5 GW de photovoltaïque sur toiture – elle continue de se développer fortement dans les années à venir à la faveur d'une baisse continue des coûts des énergies renouvelables et d'un cadre législatif et réglementaire aujourd'hui stabilisé.

S'agissant de l'électricité, l'autoconsommation et les circuits courts sont considérés comme étant susceptibles de favoriser le développement des énergies renouvelables tout en réduisant les pertes électriques et les besoins d'infrastructures de réseau. Surtout, les opérations d'autoconsommation permettent une appropriation citoyenne de la production et de la consommation de l'énergie. Pour les gestionnaires de réseau, l'autoconsommation accroît néanmoins les besoins de pilotage et le volet contractuel et financier peut également être plus complexe.

Autoconsommation et collectivités territoriales : Aujourd'hui, les collectivités qui le souhaitent peuvent lancer des projets d'autoconsommation pour leurs bâtiments. En effet, l'Etat et la CRE (pour le compte de l'Etat), ont mis en place une série d'aides à l'investissement et des tarifs de rachat du surplus de l'électricité produite injectée sur le réseau. Il est probable que la décennie 2020 verra davantage de collectivités territoriales s'intéresser à l'autoconsommation. Les entreprises locales de distribution seront également concernées par les implications juridiques et financières.

5. LA RÉGULATION ENCADRE ET SÉCURISE L'OUVERTURE DU MARCHÉ

L'ouverture du marché dans le domaine de l'énergie s'accompagne de la régulation de ce secteur essentiel de l'économie. **D'une manière générale, la régulation est l'outil le plus performant trouvé à ce jour pour à la fois permettre le développement du secteur privé dans des domaines jugés essentiels au fonctionnement de la société et en même temps s'assurer que le marché permet la satisfaction des besoins du pays (ou du continent au niveau européen) au « bénéfice du consommateur final. »**[5]

Il est essentiel que les systèmes régulatoires fonctionnent et soient respectés car ce sont des signaux très favorables aux investissements. En effet, on observe que là où la régulation de l'énergie fonctionne bien et que le marché est à la fois ouvert et régulé, les investisseurs n'hésitent pas à intervenir. La régulation est une garantie de lisibilité et de visibilité des règles du jeu à long terme, ce qui est exigé par les acteurs de marché.

Au niveau de l'énergie, la régulation en France n'est pas très ancienne. **C'est en 2000 que tout a commencé avec la mise en place de la CRE.**

5 Rappelons que le Français Jean Tirole s'est vu décerner le prix Nobel d'économie en 2014 pour son « analyse du pouvoir de marché et de la régulation. » Il a non seulement étudié les mécanismes de la régulation dans une économie libérale mais apporté des éléments substantiels à l'amélioration des systèmes régulatoires dans les secteurs de l'économie jusqu'à présent dominés par des monopoles. Il a mis en avant la régulation incitative.

La CRE est qualifiée d'autorité administrative indépendante au même titre que celles qui sont, parmi les plus connues, compétentes dans le domaine des marchés (AMF) ou de l'audiovisuel (CSA)… La CRE est installée à Paris, compte un effectif d'environ cent cinquante agents et est administrée par un collège présidé par une personnalité nommée par le président de la République et des commissaires nommés par les présidents des deux chambres (Assemblée Nationale et Sénat) et le gouvernement pour un mandat non renouvelable de six ans, incompatible avec des fonctions électives. Ce collège est aujourd'hui fixé à six membres.

Les missions de la CRE n'ont cessé de s'étendre pour répondre aux obligations faites à la France – la France les prépare et les décide bien entendu à Bruxelles avec les autres Etats-membres – par le biais des directives européennes et des différents Plans mis en place par la Commission européenne.

Au niveau national, il s'agit de contrôler le bon fonctionnement des marchés et de fixer, de manière indépendante, les tarifs. Pourquoi ? Dans un marché ouvert, afin d'éliminer les barrières à l'entrée sur le marché, il est essentiel que tous les acteurs puissent librement et sans discrimination utiliser les infrastructures de transport et de distribution. Ces dernières étant considérées comme des autoroutes et des routes de l'énergie, il faut qu'elles soient accessibles à tous, au même tarif.

La régulation agit en amont pour vérifier que le marché est libre et ouvert et surveiller ce qu'il se passe sur les places de marché. Elle a un pouvoir éventuel de sanction, souvent en lien avec l'Autorité des Marchés Financiers, et éventuellement avec les régulateurs des pays voisins de la France. **Elle agit au cœur du « chemin de l'énergie » en fixant les tarifs du transport et de la distribution afin qu'ils représentent vraiment les coûts**. Elle agit pour le compte du gouvernement afin de traiter les appels d'offres dans le domaine des énergies renouvelables.

Tous les pays de l'Union européenne disposent d'une autorité de régulation indépendante. Les régulateurs se retrouvent au sein d'une association des régulateurs de l'énergie : le CEER, Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie. C'est un lieu d'échanges et de formation installé à Bruxelles. Il fonctionne avec des groupes de travail qui analysent les textes émanant de la Commission européenne et de l'Agence européenne afin de les évaluer et de donner une appréciation.

De son côté, la Commission européenne compte naturellement sur la direction de l'énergie (DG Ener) pour établir ses directives et ses décisions. Mais aussi, entre autres, sur les directions de la concurrence ou de la coopération internationale… Les entreprises de distribution ont elles aussi créées une association de représentation et de dialogue au niveau européen. Pour l'électricité il s'agit d'E.DSO (European Distribution System Operators) et pour le gaz de GD4S (Gas Distributors for Sustainability).

La Commission européenne a installé il y a quelques années, son Agence pour la Coordination des Régulateurs de l'Energie (ACER) à Ljubljana. Elle travaille avec les régulateurs nationaux à la mise en œuvre de décisions au travers d'échanges et de travaux qui réunissent les experts de chaque pays.

De leur côté, les entreprises de transport des domaines de l'électricité (ENTSOE) et du gaz (ENTSOG) se réunissent aussi au niveau européen afin de donner leur avis sur tous les textes qui les concernent et échanger avec les instances européennes et les régulateurs.

Une fois les décisions prises par les instances européennes, certaines sont applicables au niveau national. Ce sont les Etats-membres qui les transposent le cas échéant en droit national et les régulateurs qui doivent les faire appliquer par les acteurs du secteur. Certaines ne sont qu'optionnelles et il revient à chaque Etat-membre et au régulateur de les mettre en œuvre ou pas.

On peut enfin signaler que les régulateurs de l'Union européenne entretiennent des relations avec les pays voisins de l'Union. Ils les invitent à participer à leurs travaux en tant qu'observateurs (Suisse, Islande, Norvège… peut-être le Royaume-Uni après Brexit ?) ou contribuent à l'élaboration de méca-

nismes régulatoires communs afin de favoriser les marchés entre pays, par exemple avec les pays du pourtour de la Méditerranée au sein de l'association MedReg ou avec les six pays de la bordure orientale de l'Europe au sein d'Eastern partnership.

Les Européens travaillent aussi avec les régulateurs d'autre pays, le régulateur fédéral aux Etats-Unis (FERC), au Canada, en Amérique latine, en Afrique et quelques régulateurs asiatiques. Ces initiatives sont financées pour une large part par l'Union européenne.

Enfin, les régulateurs de l'énergie se retrouvent aussi au niveau international dans d'autres instances tel que le World forum une fois tous les trois ans.

6. DE NOUVELLES COMPÉTENCES POUR LES COLLECTIVITÉS

Les pouvoirs publics ont une volonté certaine d'associer les collectivités territoriales à la transition énergétique[6].

Après des décennies de centralisation, l'Etat accorde des pouvoirs aux collectivités. **Sans doute les gouvernements ont-ils acquis la conviction que la transition énergétique ne pourrait pas se faire sans que les collectivités, elles-mêmes grosses consommatrices d'énergie, mais aussi les consommateurs, n'y participent pleinement.**

On note aussi l'intérêt grandissant des citoyens – et des nouvelles générations en particulier – pour les questions de politique énergétique et climatique. Ils s'interrogent sur la pertinence de grands projets d'infrastructures et semblent privilégier le développement de solutions locales. Certes, la Constitution précise que « l'organisation de la République française est décentralisée »[7], pourtant, la France, malgré les déclarations d'intention, n'était pas le pays le plus enclin à se tourner vers les collectivités territoriales pour agir dans le domaine de l'énergie !

A. L'ÉVOLUTION DU CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Outre cette disposition somme toute formelle, l'organisation des collectivités territoriales a évolué. Les deux niveaux de collectivités territoriales les plus anciens – la commune et le département – subsistent mais peu à peu des ensembles plus larges – l'intercommunalité et la Région – ont émergé avec des compétences étendues et une taille pertinente pour aborder des problèmes plus complexes nécessitant davantage de moyens.

Trois lois récentes – Loi de Modernisation de l'Action Publique Territoriale et d'Affirmation des Métropoles (MAPTAM) du 27 janvier 2014, Loi de Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe) du 7 août 2015 et Loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte (TECV) d'août 2015 – précisent le cadre législatif au sein duquel les collectivités territoriales peuvent prendre des initiatives.

Les intercommunalités sont en charge de l'élaboration des Plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET). La loi Grenelle obligeait déjà les communautés de plus de 50 000 habitants à élaborer un plan climat-énergie territorial et la loi TECV a étendu cette obligation aux communautés de plus de 20 000 habitants et a intégré la dimension air. L'intercommunalité fixe des objectifs de réduction de consommation énergétique, de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, de production EnR et d'amélioration de la qualité de l'air. Elle agit en tant que maître d'ouvrage sur son patrimoine (bâtiments, infrastructures,

6 On estime que les collectivités territoriales sont responsables d'environ 10% de l'énergie consommée sur leur territoire.
7 Adopté le 11 décembre 2002 par le Parlement, le projet de loi constitutionnelle relatif à l'organisation décentralisée de la République est soumis le 17 mars 2003 au Parlement réuni en Congrès, qui le ratifie par 584 voix contre 278. La loi est promulguée le 28 mars 2003.

transport, etc.) et mobilise les acteurs du territoire (formations, accompagnement à la rénovation énergétique, etc.). Selon l'étude conduite en décembre 2020 par l'AdCF, l'énergie (gestion, distribution et production) est la première thématique des PCAET approuvés.

Dans le même temps, les collectivités ont des obligations à respecter en tant que consommateurs et maîtres d'ouvrage. L'ADEME[8] le rappelle : « En tant que maîtres d'ouvrage, elles doivent conjuguer les objectifs de performances énergétiques réglementaires et les objectifs de qualité de l'air intérieur reconnue comme essentielle à la santé et le bien-être des occupants. »

Ainsi, depuis la Constitution, en passant par la nouvelle architecture des collectivités territoriales jusqu'aux cadres législatifs et réglementaires, les collectivités territoriales ont été placées en quelques années au cœur de la transition énergétique. Les élus se sont donc logiquement emparés de ces nouveaux espaces de liberté et nouvelles responsabilités.

B. DES OBJECTIFS AMBITIEUX DE RÉDUCTION DES CONSOMMATIONS ÉNERGÉTIQUES

Les collectivités territoriales s'intéressent de près à leur budget de fonctionnement[9] – souvent contraint – pour faire des économies sur leurs factures d'énergie. **C'est donc naturellement qu'elles s'emploient à mieux gérer leur patrimoine** (éclairage, chauffage, isolation) comme le fait un particulier. Dans ces domaines, si la facture d'énergie s'en trouve réduite, il faut pouvoir investir pour changer les lampes, isoler ou améliorer le chauffage. Là, la collectivité est confrontée à l'investissement nécessaire pour obtenir des résultats. Son budget d'investissement ne le lui permet pas toujours et on entend des maires expliquer qu'il faut, par exemple, des années pour équiper l'éclairage public de lampes *LED*. C'est pour cette raison que les collectivités lancent de plus en plus souvent des consultations auprès d'entreprises du secteur privé pour à la fois équiper leur patrimoine et le gérer. C'était fréquent dans les domaines du chauffage, ça l'était beaucoup moins dans le domaine de l'éclairage.

Les collectivités, au même titre que les autres propriétaires ou occupants de bâtiments à usage tertiaire, sont concernées par **l'obligation de réduction des consommations énergétiques prévue par l'article 175 de la Loi ELAN** et son décret d'application. La consommation énergétique en énergie finale des bâtiments, parties de bâtiments et sites de plus de 1 000 m² à usage tertiaire devra être réduite de 40% d'ici 2030 (par rapport à une année de référence au choix mais ne pouvant être antérieure à 2010), de 50% d'ici 2040 et de 60% d'ici 2050. Les données techniques et de consommation devront être communiquées à l'ADEME pour la première fois avant fin septembre 2021 puis annuellement.

Pour les collectivités, la première chose à faire est un audit. Les collectivités ont souvent hérité de nombreux bâtiments dont elles ne connaissent pas parfaitement l'état, les caractéristiques physiques (surface, année de construction, etc.) et la consommation énergétique et sont, de fait, en mal d'établir un planning des travaux à réaliser. Elles peuvent soit prendre en compte le financement d'un plan d'action ou bien le confier, par voie d'une consultation ad hoc, à des entreprises privées. Ces dernières sont désormais nombreuses à pouvoir à la fois établir un diagnostic et prévoir dans le temps des travaux d'investissement et garantir une économie – souvent substantielle – sur la facture d'énergie payée par la commune. Différents dispositifs de mutualisation, tels que le Conseil en énergie partagé piloté par l'ADEME ou les appels à manifestation d'intérêt du programme ACTEE porté par la FNCCR, peuvent fournir un appui important sur la connaissance du patrimoine et l'identification des leviers d'action.

8 Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie.
9 Le Budget des collectivités territoriales se décompose entre le fonctionnement et l'investissement, ce qui correspond aux OPEX et aux CAPEX dans les entreprises.

C. DES OUTILS POUR LA MISE EN ŒUVRE D'UNE STRATÉGIE LOCALE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Outre l'investissement nécessaire et le contrôle régulier des consommations, les entreprises du secteur privé disposent de moyens techniques et humains dont ne disposent pas toujours les collectivités de petite taille. Il s'agit alors pour la collectivité, non pas d'acquérir la compétence elle-même, mais d'encadrer et de contrôler ce qu'elle décide d'externaliser. La concession, la délégation de service public ou encore l'appel à manifestation d'intérêt sont autant d'outils qui permettent à la collectivité de faire appel au secteur privé[10]. **On peut alors parler d'une *co-production* de l'action publique entre des collectivités qui fixent le cap, encadrent et contrôlent et des entreprises du secteur privé qui ont la compétence et agissent pour le compte de la collectivité avec l'obligation d'atteindre des objectifs et de rendre des comptes.**

POITIERS : UN EXEMPLE D'UNE VASTE OPÉRATION DE RÉNOVATION DE L'ÉCLAIRAGE PUBLIC PAR LE BIAIS D'UN CONTRAT DE PERFORMANCE ENERGÉTIQUE (CPE)

Dans le cadre de sa politique de maîtrise des consommations d'énergie, la ville de Poitiers a souhaité rénover la partie particulièrement vétuste de son réseau d'éclairage public (2512/15 000 points lumineux, soit 15% du réseau) ainsi que les équipements associés (armoires, réseau d'alimentation).

Ces travaux concernaient les quartiers de Couronneries, de Beaulieu et des Sapinières regroupant une population de 17 000 habitants.

La ville de Poitiers consacrait environ 500 000€ par an pour l'éclairage public, ce qui représentait 7 500 000€ sur 15 ans. Elle observait par ailleurs que le coût de l'électricité augmentait de 8% par an depuis 10 ans. Aussi, la ville de Poitiers a procédé à une comparaison financière sur les 25 prochaines années, entre la situation de départ et la situation telle qu'elle résulterait suite à un CPE. Dans la situation de 2017, les projections à 25 ans révèlent un coût de 20 950 000€ avec aucun investissement et un patrimoine vétuste et énergivore à l'issue des 25 ans. Dans la situation avec un CPE, le coût est de 12 000 000€ avec des installations remises à neuf et une durée de vie du matériel de 25 ans.

La ville de Poitiers a donc décidé, après une analyse économique, de conclure un contrat de performance énergétique avec une société de projet.

Le CPE est un contrat intégré dans lequel une entreprise de services énergétiques conçoit et met en œuvre des mesures d'efficacité énergétique et garantit les économies d'énergie sur la durée du contrat. Les économies d'énergie réalisées servent à rembourser tout ou partie des coûts d'investissement.

Ce contrat d'une durée de 15 ans, a permis de financer les investissements par les économies d'énergies, et de faire porter sur le titulaire du CPE, les risques de construction, d'exploitation et de maintenance et de bénéficier à l'issue du contrat, d'installations refaites à neuf.

Pour conduire ou faire conduire ces évaluations, les maitres d'ouvrages et les collectivités territoriales doivent impérativement disposer de données de référence permettant d'identifier les opérations, de les prioriser mais également pour mesurer les effets engendrés.

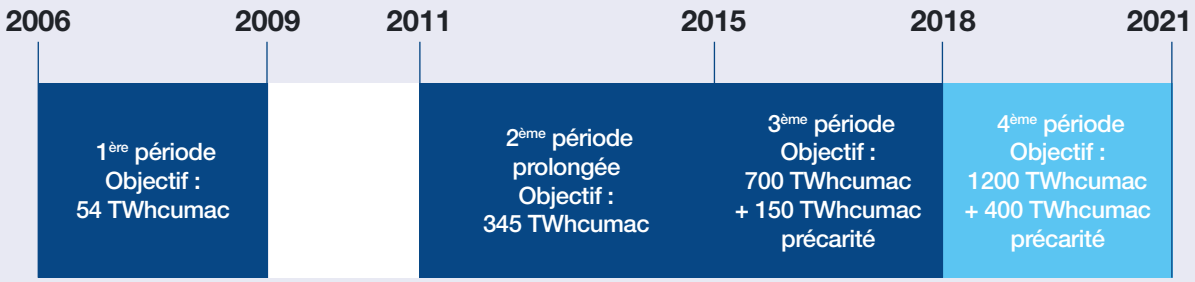
10 Nous y revenons plus en détails dans nos pistes de réflexion en partie IV.

Par leur rôle en matière de comptage et grâce au déploiement du compteur communicant, **les gestionnaires de réseaux peuvent agir en tiers de confiance pour la réalisation de bilans électriques destinés aux acteurs de la rénovation énergétique.**

Depuis quelques années, **les collectivités territoriales peuvent aussi valoriser des certificats d'économie d'énergie pour valoriser toutes leurs dépenses permettant d'améliorer leur patrimoine**.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

L'Union européenne incite depuis des années les Etats-membres à valoriser les économies d'énergie sur leurs bâtiments. C'est pourquoi la France incite à son tour, depuis la Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005, les fournisseurs d'énergie à « promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. » Nous en sommes aujourd'hui à la quatrième période. Un projet de décret actuellement en consultation prévoit la mise en place de la cinquième période du dispositif des certificats d'économie d'énergie comprise entre le 1er janvier 2022 et le 31 décembre 2025.



Les certificats d'économie d'énergie sont attribués, sous certaines conditions, par les services du ministère chargé de l'énergie, aux fournisseurs d'énergie mais aussi à d'autres personnes morales réalisant des opérations d'économies d'énergie, par exemple les collectivités territoriales. Ces actions peuvent être menées dans tous les secteurs d'activités (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, etc.).

On s'aperçoit aujourd'hui que toutes les collectivités ne « profitent » pas de ces mesures alors qu'elles font pour la plupart des travaux d'économies d'énergie sur leur patrimoine.
L'Etat précise que les certificats délivrés sont inscrits sur un compte individuel ouvert dans le registre national des *certificats d'économies d'énergie*. Ce registre est accessible sur le site *www.emmy.fr*. On y trouve aussi des informations sur le prix moyen des *certificats d'économie d'énergie*.

De manière pragmatique, les collectivités ou leurs groupements ont tout intérêt à valoriser leurs travaux d'économies d'énergie soit avec leurs propres services soit en sous-traitant à une entreprise compétente du secteur, en veillant toujours à obtenir le meilleur prix de rachat des *certificats d'économie d'énergie* auxquels elles ont droit. Ce sont des recettes intéressantes pour les budgets et, de manière très concrète, un retour sur l'investissement.

Les élus locaux, que ce soit au niveau local ou intercommunal, peuvent également être sollicités pour l'installation de parcs éoliens sur leurs territoires. Un parc éolien terrestre demande à la fois des études approfondies, des autorisations multiples et peut être une source de revenus pour la collectivité. En revanche, l'acceptabilité de tels parcs par nos concitoyens, en fonction des territoires concernés, peut être difficile à obtenir. Tout cela demande du temps. Comme nous le voyons dans l'encadré ci-dessous les « développeurs » de parcs éoliens, qui sont des

entreprises privées, ont rédigé des chartes de bonne conduite afin d'être considérées comme des partenaires sérieux par les élus.

CHARTES ÉTHIQUES DANS LE DOMAINE DE L'ÉOLIEN

La confiance doit être de mise entre collectivités territoriales et entreprises privées : c'est un gage d'efficacité.

C'est pourquoi il est important que des deux côtés, on ait l'ambition de nouer des relations transparentes. Cela est possible à condition que le dialogue et des codes de bonne conduite le permettent. C'est dans cet esprit que des opérateurs privés – auxquels se sont associés pour une part des collectivités – s'engagent de manière volontaire à respecter des valeurs lorsqu'ils entrent en contact avec des collectivités.

Deux associations qui regroupent opérateurs du domaine de l'éolien et collectivités affichent une ligne respectueuse vis-à-vis des élus locaux. Ainsi, sur leur site, on lit : « *signée par [les deux associations] AMORCE et FEE (France Énergie Éolienne)*[11] *en 2015, une charte fixe pour objectif de mieux associer collectivités locales et citoyens aux projets éoliens. La filière éolienne a par ailleurs en interne adopté une charte éthique et appelle à une transparence totale. (…) Il est essentiel de mieux prendre en compte les contraintes, les souhaits de la collectivité et de la population. Les professionnels doivent pouvoir garantir que les informations et les outils ont été donnés aux élus lors de projets éoliens. Ces derniers doivent avoir tous les moyens et informations pour accompagner le projet éolien jusqu'à sa mise en œuvre et pendant son exploitation.* »

À l'avenir, il serait souhaitable que davantage de collectivités s'engagent de manière paritaire auprès des opérateurs pour faire avancer ces pratiques éthiques et, in fine, auditer les pratiques constatées lors de la réalisation de champs éoliens.

Ce qui est vrai de l'éolien devrait bien sûr l'être aussi du photovoltaïque et des autres formes d'énergie qui engagent les territoires.

On n'en est qu'au début de ce vaste mouvement de « co-production » et il faudra sans doute de nouvelles avancées à la fois du cadre réglementaire mais aussi des mentalités pour que l'efficacité soit au rendez-vous des collectivités qui sont responsables, rappelons-le, de 10% de l'énergie consommée sur les territoires. Le nouveau mandat municipal qui s'est ouvert en 2020 confirme la prise en compte par toutes les communes et les agglomérations de cette marche en avant pour réussir la transition énergétique.

D. COLLECTIVITÉS LOCALES ET PRODUCTION D'ÉNERGIE

L'autre face de l'implication des collectivités territoriales dans la transition énergétique touche à la production d'énergie. C'est à la fois plus nouveau, plus sensible et plus complexe. Nouveau parce que les collectivités n'ont pour la plupart jamais produit d'énergie, plus sensible parce que nous avons vu que la France a un système de production d'énergie centralisé à la main de l'Etat et complexe parce qu'on ne devient pas producteur d'énergie du jour au lendemain quand on ne dispose pas des compétences pour le faire. Ajoutons à cela que la production d'énergie entraîne avec elle d'autres compétences indispensables : transport et distribution.

11 Amorce revendique la présence de deux tiers de collectivités pour l'ensemble de ses membres ; FEE est une association d'opérateurs privés.

Dans ce domaine, certaines collectivités font le choix de **projets participatifs**. La collectivité peut alors soit soutenir un projet local soit entrer elle-même dans le capital d'un projet. **La Loi LTECV permet en effet à des collectivités de devenir actionnaires d'une structure juridique ayant pour principale vocation la production d'énergie renouvelable**. Les collectivités peuvent aussi inviter des entreprises privées à équiper leurs terrains ou leurs bâtiments de panneaux photovoltaïques et ainsi produire de l'électricité moyennant un retour financier pour la collectivité.
Des initiatives ont germé ici et là, le plus souvent soutenues ou décidées par des regroupements de communes, mais reconnaissons qu'elles sont encore peu nombreuses.

Les collectivités sont également mobilisées pour l'accompagnement à la rénovation énergétique des logements, qui peut s'accompagner du recours à des solutions EnR. Le programme Service d'accompagnement à la rénovation énergétique (SARE), en cours de déploiement, vise une couverture du territoire national par des structures d'information et d'accompagnement auprès des particuliers et du petit tertiaire.

7. LE MÉDIATEUR, PROTECTEUR DU CONSOMMATEUR

Outre les voies juridiques habituelles, le monde de l'énergie propose d'autres voies et moyens pour défendre les consommateurs.

Un consommateur peut bien sûr en priorité s'adresser à son fournisseur d'énergie mais si le litige subsiste au-delà de deux mois, il **peut faire appel au *Médiateur national de l'énergie* dont le rôle est aussi le traitement de litiges entre consommateurs et fournisseurs comme nous l'avons vu plus haut**. Il peut alors être saisi dans un délai de dix mois après ces deux mois. Il a mis en ligne un traitement de règlement de litiges en ligne, dénommé *Sollen*.

FOCUS SUR LE PLAN DE RELANCE ANNONCÉ PAR LE GOUVERNEMENT EN SEPTEMBRE 2020

Les décisions du gouvernement dans le cadre du Plan de relance – pour son volet énergie – vont dans le sens de ce qu'avait souhaité l'IGD. Nous écrivions en septembre 2020, dans nos « **10 Mesures pour assurer la relance par l'investissement et la commande publique en relevant les défis environnementaux** »[12], qu'il faut « Accélérer l'évolution vers une meilleure prise en compte des impératifs du développement durable : le plan de transformation et de relance constitue une opportunité historique de « décarboner » nos économies et nos modes de vies et de placer la transition écologique au cœur de la reprise économique. » Et nous plaidions pour « placer au cœur de la relance économique, et donc de l'investissement public, l'environnement et la transition écologique. »

Aussi, nous insistions tout particulièrement sur le « soutien budgétaire aux actions d'efficacité énergétique des logements (publics et privés), des bâtiments publics et équipements collectifs ; la mise en place de mécanismes innovants, y compris un plan de rénovation énergétique des bâtiments publics confié à des véhicules privés ou publics/privés (contrats de performance énergétique, etc…) » ou encore « la maitrise des consommations énergétiques liées à l'essor du numérique (récupération de l'énergie fatale des Data centers, compteurs intelligents...) ; les incitations fortes à des modèles de production énergétique territoriaux (méthanisation, biomasse...), renouvelables (éolien, solaire…) ou décarbonés (hydrogène vert...), ou encore aux modèles d'autoconsommation ; le soutien aux projets de décarbonation, de sobriété et d'efficacité énergétique… ».

Les mesures du Plan de relance visent à faire baisser la facture de l'énergie pour les ménages et les collectivités territoriales. Elles sont nombreuses et visent l'ensemble des acteurs du domaine de la transition énergétique (collectivités locales, administrations, entreprises et particuliers). Dans la droite ligne des propositions de l'IGD, les mesures du plan de relance accélèrent la transition énergétique.

Cela étant, d'autres mesures s'imposent pour fluidifier et accélérer l'action publique si la France veut être au rendez-vous.

Résumées ci-dessous, les mesures du plan de relance relatives au domaine de l'énergie qui ont été asdressées aux collectivités territoriales :

- ***Renforcer la résilience des réseaux électriques :*** cette mesure vise à augmenter les investissements dans le réseau de distribution, spécifiquement en zone rurale en améliorant sa résilience, notamment face aux événements climatiques et en développant les investissements en faveur de la transition énergétique.

- ***Rénovation des équipements artistiques :*** ce fonds, doté de 20 M€, a comme objectif d'accélérer la rénovation des équipements artistiques obsolescents et énergivores des institutions de la création.

- ***Rénovation énergétique des bâtiments publics :*** un plan d'investissement massif dans la rénovation énergétique des bâtiments publics est mis en œuvre à destination de l'État, notamment pour le secteur de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, mais aussi des collectivités territoriales.

- ***Rénovation thermique des équipements sportifs :*** les collectivités territoriales peuvent déposer un dossier de demande de subvention au titre de la rénovation thermique et de la modernisation des équipements sportifs. Cette mesure consiste à soutenir les actions visant à limiter la consommation d'énergie de ces bâtiments.

- ***Rénovation énergétique des logements sociaux :*** restructuration lourde des logements sociaux et leur rénovation énergétique. L'ambition est de faire émerger des solutions industrielles françaises de rénovation énergétique très performantes.

- ***Développement de l'hydrogène décarboné :*** lancée le 8 septembre 2020, la stratégie nationale bénéficiera aux offres industrielles de solutions hydrogène produites sur le territoire français.

12 Retrouvez nos 10 propositions sur notre site internet www.fondation-igd.org

IV. DES PISTES DE RÉFLEXION POUR L'AVENIR

QUELS OUTILS POUR METTRE EN ŒUVRE UNE POLITIQUE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EFFICACE ?

Les collectivités territoriales sont des acteurs majeurs pour mettre en œuvre une politique de l'énergie efficace.

Il ne saurait en aucun cas être question d'opposer les « anciens » et les « modernes », les acteurs historiques et les nouveaux entrants… En effet, sur les plans technique comme juridique, renforcés par la « digitalisation » du secteur, **les volets verticaux et horizontaux se complètent plus qu'ils ne s'opposent au plein bénéfice de l'intérêt général et du consommateur final.**

La crise sanitaire met en évidence ce que les collectivités territoriales et nos concitoyens vivent au quotidien dans de nombreux domaines : des lourdeurs et des rouages complexes handicapent les mutations au lieu de les accompagner sur un rythme soutenu.

C'est pourquoi l'IGD propose d'aller au plus près des territoires, d'alléger les procédures et de nouer une co-production État/collectivités fondée sur la confiance et le contrat.

Nous présentons ici des pistes qui ont émergé au cour de nos travaux afin d'aider les collectivités dans la transition énergétique.

LA GOUVERNANCE

Etat et collectivités sont parfaitement complémentaires dans les actions à conduire. **Peut-être faudrait-il se doter d'un tableau de bord simple et lisible qui, à l'horizon de cinq années, permette de voir clairement quels sont les objectifs poursuivis dans chaque département – et/ou Région – par les acteurs publics ?** Ce plan à cinq ans des actions à mener pour accélérer la transition énergétique, révisé et amendé chaque année, **permettrait de dresser un bilan des actions qui avancent et celles qui souffrent de retards**. Etat et collectivités territoriales s'engageraient alors à faire tous leurs efforts pour finaliser les projets. Cette volonté de faciliter la transition écologique au plus près du terrain devrait faire l'objet d'un chapitre important dans la nouvelle phase de décentralisation évoquée par le Président de la République le 16 juin 2020.

SIMPLIFIER LES PROCÉDURES

Simplifier pour accélérer. Si nous voulons gagner la partie et être aux rendez-vous du plan de relance et des objectifs de neutralité carbone, Il faut sans tarder **réformer les procédures réglementaires souvent redondantes et *simplifier des outils* territoriaux que sont schémas et plans dont doivent se doter les collectivités territoriales**. Trop de procédures nuit gravement à la bonne compréhension des politiques publiques. Trop d'enchevêtrement des schémas ou plans rend inefficace la nécessaire appréhension des politiques publiques par nos concitoyens et ne permet pas une respira-

tion satisfaisante de la démocratie locale. Cette même dilution des politiques publiques au travers de multiples documents et échelons administratifs rallonge dramatiquement l'action publique. Au rythme actuel, nous ne serons pas au rendez-vous. Rappelons que les procédures de tous ordres prennent bien plus de temps que la construction même d'une ligne Très Haute Tension, ce qui peut s'avérer problèmatique alors que le réseau est la colonne vertébrale de la transition énergétique (ou indispensable à l'intégration des énergies renouvelables). Dans tous les domaines, Etat et collectivités territoriales mesurent cet allongement démesuré de l'action publique. **Au final, ne faudrait-il pas un seul document sous forme de contrat engageant Etat et collectivités territoriales – dont la durée d'instruction serait limitée – avant d'engager les travaux ? Puisqu'il y a urgence, ne doit-on pas, toutes affaires cessantes, accélérer les procédures ?**[1]

LES OUTILS CONTRACTUELS AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le plan de relance annoncé en septembre 2020 fixe des objectifs ambitieux en matière de transition énergétique. Un effort tout particulier doit être porté sur les outils contractuels dont disposent les collectivités locales pour atteindre les objectifs de neutralité carbone et de rénovation énergétique des bâtiments. A titre d'exemple, un délai minimum de 18 mois est généralement observé entre la prise de décision d'un projet d'investissement par une collectivité publique et le début effectif des travaux. Il convient de veiller à la réduction de ce délai, tout en respectant les principes fondamentaux de la commande publique (liberté d'accès, égalité de traitement des candidats et transparence des procédures). Il s'agit ainsi de trouver un équilibre subtil entre efficacité économique et protection des droits.

Des propositions sont avancées en ce sens au travers d'une partie de la boite à outils contractuelle.

Les marchés à procédure adaptée (MAPA), **conclus sans publicité ni mise en concurrence, plus souples et plus rapides, doivent voir leur plafond relevé afin de contractualiser dans de bonnes conditions et accélérer la transition.** Les contrôles *a posteriori* de légalité du préfet et des Chambres régionales des comptes sont là pour veiller à la régularité, à la transparence et à la bonne utilisation des deniers publics.

Les ***contrats de performance énergétique*** (CPE) **doivent être le mode le plus simple et le plus efficace de lancer un appel d'offre pour une collectivité**. Le CPE est d'abord un contrat de performance. Il permet de signer un contrat entre la collectivité et une entreprise privée. Pour éviter le flou juridique actuel qui ne facilite pas la tâche des élus dans le domaine d'un contrat passé dans le domaine de l'énergie, il y a lieu de préciser les modalités d'utilisation d'un contrat de performance avec la spécificité énergie.

L'Appel à manifestation d'intérêt (AME) **est souvent l'occasion pour une collectivité de montrer qu'elle veut aller de l'avant et cherche des solutions auprès d'entreprises performantes**. Son usage ne peut certes pas être généralisé mais il devrait être facilité et considéré comme un appel à l'innovation. On pourrait dans cet esprit favoriser des groupements entre d'une part des Universités-grandes Ecoles-centres de recherche et d'autre part entreprises du secteur privé afin de répondre à ces AME. Ce serait là l'occasion de favoriser l'accès à l'emploi de jeunes diplômés et permettre à la France d'accélérer la transition avec davantage d'innovations.

---

1 Nos voisins allemands sont confrontés aux mêmes problèmes que nous pour accélérer le transport de leur électricité produite par des énergies renouvelables dans le nord et l'acheminer vers le sud, là où se trouvent les gros consommateurs industriels. Une Loi et de nouvelles procédures ont été fixées. Voilà ce qu'en dit le ministère allemand concerné qui évoque « …La réduction de la bureaucratie (…) grâce à la modification de la loi sur l'accélération du développement des réseaux (NABEG 2.0). Cette modification a allégé de nombreuses procédures concernant le développement des réseaux, en particulier en ce qui concerne l'optimisation ou le renforcement des lignes déjà existantes. Dans le cas de plusieurs projets de développement des réseaux, la loi a apporté une contribution immédiate et a raccourci les procédures administratives de plusieurs années. »

Les ***certificats d'économie d'énergie (CEE)*** : **ce sont des incitations financières importantes trop souvent ignorées par les collectivités qui n'ont pas toujours dans leurs services les moyens de les mettre en œuvre**. Le collège départemental évoqué plus haut serait là pour indiquer comment faire et accompagner les communes et intercommunalités. Ces dernières peuvent soit les gérer en régie directe lorsque leur personnel en a la compétence soit en externalisant auprès d'entreprises compétentes.

ACCÉLÉRER LA MISE EN ŒUVRE DES NOUVELLES MOBILITÉS

La crise du Covid-19 montre à quel point les mobilités doivent évoluer. Elle révèle aussi insuffisances et incohérences. Nos concitoyens exigent plus de lisibilité dans l'action publique et un engagement dans la durée. C'est à ce prix que notre pays sera un pays phare dans ce domaine.

De nombreuses initiatives dispersées voient le jour mais ne sont pas toujours en cohérence les unes avec les autres, y compris sur un même territoire. Cela peut être le cas pour les transports publics et les voies cyclables, sans même évoquer les bornes de recharge pour véhicules électriques... **C'est pourquoi il est indispensable que les pouvoirs publics – principalement les collectivités responsables de l'espace public (voirie…), qu'elles soient commune ou agglomération – se concertent davantage avec les Autorités d'organisation des mobilités (AOM) et travaillent ensemble au plus près du terrain afin de co-produire un paysage cohérent et efficace des mobilités nouvelles**. Trop souvent, nos concitoyens ne comprennent pas certaines incohérences. Si cette concertation ne se fait pas, des écarts se feront jour entre territoires bien équipés, bien aménagés, et ceux qui ne le seront pas. Si, au contraire, les acteurs publics travaillent ensemble les Français seront incités à faire évoluer leurs usages.

Heureusement, des efforts sont déjà consentis et des résultats concrets sont déjà visibles dans nos villes et nos campagnes. En effet, les Autorités d'Organisation des mobilités (AOM) sont compétentes sur nos territoires et, à ce titre, organisent les transports urbains sur le périmètre de transport urbain. Elles sont dans l'obligation de par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 de renouveler 50% de leur bus par des véhicules à faibles émissions.

L'IGD préconise aussi que dans chaque Région à qui la loi confère une responsabilité de chef de file de l'intermodalité et préconise un dialogue entre elle et les AOM de son territoire, un schéma clair soit proposé à nos concitoyens. Nous avons besoin d'une vision de long terme. Ce schéma unifierait, renforcerait et remplacerait les autres schémas concernant les déplacements. Il devait être lisible et ouvert au débat. C'est une condition de l'attractivité de nos territoires, urbains comme ruraux.

L'Etat aide peu les collectivités territoriales dans leurs projets d'investissements. Or, un danger nous guette : celui de voir se creuser encore davantage le fossé entre régions attractives parce que bien équipées et celles qui ne le sont pas. Il y a là pour l'Etat un devoir d'équité afin de mettre, dans le cadre du plan de relance, un chapitre mobilité puissant et de proportionner ses aides à la « richesse relative » des territoires.

FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DES EnR LOCALES

Les expériences d'appropriation citoyenne des moyens de productions d'énergie renouvelable se développent progressivement. Elles semblent moins génératrices de débats qui peuvent naitre localement sur leur acceptabilité. Ainsi, les collectivités sont invitées à se saisir des nouvelles possibilités de créer des communautés énergétiques citoyennes (en électricité) ou renouvelables (toute énergie dès lors qu'elle est renouvelable). Pour ce faire, et de manière transparente en terme de coût, les gestionnaires de réseaux peuvent accompagner et soutenir les collectivités dans la mise en œuvre de

ces projets, en particulier par leur rôle en matière de collecte et de traitement des données, de consommation et de production.

LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION, TIERS DE CONFIANCE DE LA RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

La rénovation énergétique apparait comme un champ ou les données ont une importante valeur inexploitée. Les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient se voir confier la responsabilité d'agir en tiers de confiance de la rénovation énergétique en fournissant aux collectivités et maitres d'ouvrage des données de référence pour identifier et prioriser les opérations mais également pour mesurer les effets engendrés. Ce rôle de « tiers de confiance » reconnu par la loi légitimerait pleinement les GRD pour réaliser et certifier des bilans électriques à deux moments clés :

- Avant les travaux, pour identifier les rénovations prioritaires. Ce diagnostic permet de flécher les logements prioritaires au titre de la précarité énergétique, en relation avec les élus et les bailleurs sociaux.
- Après les travaux, pour mesurer l'efficacité des rénovations.

COMPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL

Oriane CÉBILE,
Conseillère Environnement - AdCF

Pierre-Emeric CHABANNE,
Délégué Général - Institut de la Gestion Déléguée

Sylvain CHAPON,
Délégué Marketing opérationnel et Relations externes - ENGIE Acceleration Task Force GIH

Maïté JAUREGUY-NAUDIN,
Directeur des données et innovation - RTE

Céline JUTEAU,
Conseillère environnement, Europe, Numérique - Villes de France

Dominique KIEFFER,
Directeur des Affaires publiques - Dalkia

Laure LAGASSE,
Chef de projet - Institut de la Gestion Déléguée

Pierre MENEGALDO,
Secrétariat Général - Direction des Affaires Publiques - Enedis

Hervé MIGNON,
Directeur Développement Économique et Territoires - RTE

Cécile NIVAUD,
Déléguée Concessions - GrDF

Youri PHILIP,
Ancien stagiaire - Institut de la Gestion Déléguée

Michel THIOLLIERE,
Membre du CA de l'Agence Européenne pour la Coordination des Régulateurs de l'énergie

Kamila WACIEGA,
Directrice du département Energie et affaires publiques - Veolia

L'IGD est une fondation d'entreprises reconnue d'utilité publique qui, **depuis 25 ans**, regroupe l'ensemble des parties prenantes à la gestion des services publics.

L'Etat, les associations d'élus, les entreprises publiques, les entreprises privées, des associations de consommateurs et des représentants de syndicats travaillent en son sein **à l'amélioration de la qualité et de la performance des services publics**, en particulier lorsque ceux-ci sont délégués.

Institut de la
gestion déléguée

84 rue de Grenelle - F-75007 Paris - Tél : +33 (0) 1 44 39 27 00 / Fax : +33 (0) 1 44 39 27 07
contacts@fondation-igd.org / www.fondation-igd.org