

INSTITUT
MONTAIGNE



Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux



RAPPORT DÉCEMBRE 2019

Think tank indépendant créé en 2000, l'Institut Montaigne est une plateforme de réflexion, de propositions et d'expérimentations consacrée aux politiques publiques en France et en Europe. À travers ses publications et les événements qu'il organise, il souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique avec une approche transpartisane. Ses travaux sont le fruit d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique, ouverte sur les comparaisons internationales. Association à but non lucratif, l'Institut Montaigne réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des personnalités issues d'horizons divers. Ses financements sont exclusivement privés, aucune contribution n'excédant 1,5 % d'un budget annuel de 5,6 millions d'euros.

*Il n'est désir plus naturel
que le désir de connaissance*

INSTITUT
MONTAIGNE



Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux

DÉCEMBRE 2019

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
I - LES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES EN FRANCE SONT DES INFRASTRUCTURES INDISPENSABLES AU FONCTIONNEMENT DE L'ÉCONOMIE ET À L'INTÉGRATION EUROPÉENNE, QUI NE SONT POURTANT PAS AU CENTRE DES PRIORITÉS DES POLITIQUES PUBLIQUES	13
1.1. Les réseaux énergétiques sont des infrastructures indispensables	13
1.2. ...qui ne sont pourtant pas au centre des priorités politiques publiques	54
II - LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE GÉNÈRE AUJOURD'HUI DE NOMBREUX DÉFIS POUR LES RÉSEAUX, NOTAMMENT POUR CEUX TRANSPORTANT DES ÉNERGIES DONT LA PART DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE EST AMENÉE À DÉCROÎTRE	57
2.1. L'avenir des infrastructures gazières est incertain, d'autant que les nouveaux usages auxquels ils pourraient être affectés demeurent à la recherche d'un modèle économique	57
2.2. La fin de la rente pétrolière menace l'équilibre financier des réseaux de pétrole, qui devront toutefois être conservés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement	66
2.3. La gouvernance des réseaux doit être repensée à l'aune des priorités de la transition	76
2.4. L'Europe doit soutenir et accompagner les grands projets d'intérêt commun nécessaires à la réalisation de la transition énergétique	86

III. LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EST AUSSI UNE SOURCE D'OPPORTUNITÉS ET DE DÉVELOPPEMENT POUR LES RÉSEAUX	93
3.1 Des réseaux énergétiques performants et résilients qui répondent aux défis de la transition énergétique à travers leurs missions historiques	93
3.2 ... tandis que, dans le même temps, les réseaux et leurs rôles se transforment par la transition énergétique pour répondre à de nouveaux usages créateurs d'opportunités et d'innovations ..	101
IV. LE FINANCEMENT DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES DOIT ÊTRE GARANTI À UN COÛT SOUTENABLE POUR LE CONSOMMATEUR.....	115
4.1. Le financement des réseaux énergétiques doit être garanti ...	115
4.2. Les coûts associés aux réseaux doivent rester soutenables pour le consommateur.....	126
PROPOSITIONS	145
REMERCIEMENTS	153

INTRODUCTION

Les réseaux d'énergies (gaz, électricité, pétrole, chaleur/froid) constituent, traditionnellement, un angle mort des politiques énergétiques, largement focalisées sur les enjeux liés à la production électrique et plus récemment aux usages. Cela s'explique en partie par la place de l'entreprise EDF dans l'économie française et de l'attachement des Français à son égard. Depuis l'accident nucléaire de Fukushima, l'opposition entre énergie nucléaire et énergies renouvelables (EnR) reste cependant un marqueur fort pour l'opinion publique. Les énergies fossiles, pétrole et gaz, restent quant à elles traitées principalement sous l'angle fiscal, et ce depuis la dérégulation des prix dans les années 1980, avec notamment la volonté récurrente de mettre en place une taxe carbone.

Les dépenses énergétiques sont contraintes et représentent environ 8,5 % des dépenses totales d'un ménage. Elles constituent donc une préoccupation majeure des pouvoirs publics et des citoyens, comme l'a démontré récemment la crise liée aux gilets jaunes, déclenchée par une hausse des taxes sur les carburants. Sur une année, cela correspond pour un ménage à environ 3 000 €, qui se décomposent de façon équitable entre, d'une part, l'achat de carburants et de lubrifiants pour les activités liées au transport et, d'autre part, l'approvisionnement en électricité et gaz utilisés principalement pour le chauffage. L'accès à l'énergie partout et sans restriction autre que le prix est considéré aujourd'hui comme un acquis.

Cette situation alimente une certaine méconnaissance par le grand public des infrastructures nécessaires pour garantir la continuité de l'alimentation, alors même que le coût d'acheminement de l'énergie

à travers les réseaux représente environ un tiers d'une facture d'électricité ou de gaz naturel. Les réseaux sont mentionnés uniquement lors de crises généralement liées à des aléas climatiques et à des problèmes de sécurité ou pendant les grèves dans les raffineries et lors de blocages de dépôts pétroliers. Plus récemment, les problématiques des données personnelles et des ondes ont donné une certaine visibilité à Enedis et à son projet de compteur communicant Linky.

Répartition de la facture

Électricité

1 356 € TTC/an pour un client 9 kVA (client consommant 8 500 kWh, répartis en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses)



Fiscalité

37 % CTA : 26 €,
TVA : 101 €, TCPE :
81 €, CSPE : 200 €

Fourniture d'énergie

36 % 481 €

Acheminement

27 % (TURPE,
transport et
distribution)

Gaz

1 356 € TTC/an pour un client au tarif B1 consommant 17 000 kWh (usage chauffage)



Fiscalité

27 % TVA : 196 €,
TICGN : 144 €,
CTA : 33 €

Fourniture d'énergie

41 % 550 €

Acheminement

32 % Distribution :
265 €, transport :
90 €, stockage 58 €

Source : CRE, Rapport d'activité 2018.

La France a effectivement jusqu'ici pu s'appuyer sur des infrastructures d'excellence, construites et déployées progressivement au XX^e siècle principalement, par des entreprises publiques de stature nationale ayant garanti un haut niveau d'investissement, une compétitivité des tarifs d'acheminement, une solidarité territoriale à travers une

péréquation tarifaire et la sécurité d'approvisionnement énergétique de notre pays à un coût raisonnable.

Sous l'injonction de l'Europe et avec la supervision de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), les marchés du gaz et de l'électricité se sont ouverts à la concurrence depuis une quinzaine d'années : les tiers ont eu accès aux réseaux dans des conditions transparentes et non-discriminatoires afin d'éviter toute barrière pour les fournisseurs nouveaux entrants sur les marchés de l'énergie et permettre à l'innovation de se développer. Le régulateur a, en outre, construit les tarifs versés aux opérateurs de réseaux pour l'acheminement du gaz et de l'électricité de sorte à maintenir un niveau suffisant d'investissement dans les réseaux qui garantisse un haut degré de qualité pour le consommateur résidentiel et pour les entreprises. L'énergie est en effet une condition essentielle de compétitivité et de performance pour les activités de services comme pour les activités industrielles.

Le manque de visibilité des réseaux, malgré leur importance dans le bon fonctionnement du système énergétique, pose de nombreuses questions dans le contexte de la transition énergétique. Les contraintes du secteur énergétique imposent d'agir dans un temps long ; les durées de vie des actifs sont de plusieurs dizaines d'années. Ce temps s'accélère toutefois de plus en plus. A l'instar des installations de production, les réseaux se trouvent dans une phase de transition accélérée avec la nécessité de repenser leur rôle futur dans le cadre de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et plus généralement vis-à-vis des objectifs internationaux fixés par l'accord de Paris. Il serait en effet illusoire, à date, de pouvoir penser se passer des réseaux. Demain, plusieurs dynamiques imposeront en effet une évolution de l'organisation historique et de la place de ces infrastructures dans le système énergétique français avec

d'importantes répercussions sur les filières industrielles, la compétitivité de l'industrie, la souveraineté nationale et enfin l'aménagement et la solidarité des territoires.

La France n'est pas le seul pays concerné par la transition énergétique. Après sa décision de sortir de l'énergie nucléaire, l'Allemagne s'est engagée dans le développement d'énergies renouvelables sur son territoire. Toutefois, cette nouvelle production se situe au nord du pays alors que la production industrielle est plutôt localisée au sud. En l'absence de lignes à haute tension suffisantes (moins de 15 % des lignes nécessaires ont pour l'instant été construites), cette électricité décarbonée n'est pas en mesure d'être acheminée jusqu'aux zones de consommation. Les réseaux peuvent donc constituer un frein à la transition énergétique.

La transition énergétique confère tout d'abord aux réseaux électriques et gaziers un rôle nouveau et leur impose de nouveaux modes d'intervention et de pilotage de leurs réseaux. **Le secteur de l'électricité**, historiquement fortement centralisé, doit maintenant faire cohabiter la production pilotable (nucléaire, hydraulique et thermique) avec une production d'électricité renouvelable à la fois décentralisée et fatale ou intermittente (éolien et solaire). L'équilibrage en continu de la consommation avec la production, sous peine de blackout, devient de plus en plus délicat pour les gestionnaires de réseaux. L'arrivée de cette production décentralisée va aussi transformer la relation entre RTE et Enedis. Elle renforce en effet le rôle des réseaux de distribution d'électricité qui ne seront plus uniquement des réseaux de transit entre les flux provenant du réseau de transport et les consommateurs finals puisqu'ils accueillent désormais plus de 90 % des sites de production EnR. En outre, le producteur pourra être lui-même consommateur avec l'arrivée de

l'autoconsommation, individuelle ou collective à travers des communautés, ce qui pourrait concerner à terme plusieurs millions de foyers français¹. Les réseaux de distribution vont cependant encore majoritairement accueillir des points de soutirage, Enedis raccordant autant de consommateurs que le stock de producteurs. En parallèle, l'électrification des usages voulue par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) afin de diminuer les émissions de CO₂, notamment dans le secteur du transport, va conduire à raccorder des milliers de nouveaux points de livraison avec l'arrivée des bornes de recharge pour les véhicules électriques.

Les gestionnaires de ces réseaux devront faire évoluer leurs métiers et innover dans le pilotage de leurs infrastructures à une maille locale. Les réseaux vont donc devoir davantage être numérisés afin de garantir à tout moment un équilibre offre/demande à un niveau local en raison de l'impossibilité à date de stocker l'électricité à un coût raisonnable. Cette numérisation des réseaux va également apporter la valeur ajoutée et les innovations dont le système global a besoin pour réussir la transition énergétique. Cette révolution numérique des réseaux doit également être acceptée par les consommateurs, de plus en plus soucieux de leur vie privée, et dont les données de consommation seront *in fine* la pierre angulaire de la réussite des *smart grids*. Dans le même temps, de nouveaux acteurs tels que les GAFAM, jusqu'ici hors du champ de l'énergie, s'investissent de plus en plus fortement sur le sujet afin d'en capter une part de valeur ajoutée.

Par ailleurs, les engagements de la France en faveur d'une diminution des émissions de CO₂ nécessitent également d'optimiser, voire de

¹ Édition 2019 du Schéma Décennal de Développement du Réseau de RTE.

repenser, les infrastructures énergétiques de transport des **énergies fossiles** afin d'assurer leur résilience et leur équilibre économique à moyen terme dans un contexte de diminution de la consommation, de disparition de la rente pétrolière et par conséquent de fermeture de dépôts ou de terminaux pétroliers qui pourraient remettre en cause notre sécurité d'approvisionnement. Il sera donc nécessaire pour le régulateur d'orienter les investissements des gestionnaires de réseaux gaziers afin de garantir la soutenabilité des tarifs pendant cette phase transitoire. Comme dans le secteur de l'électricité, les gestionnaires d'infrastructures gazières vont également devoir prendre en compte une production locale de gaz avec le développement en forte croissance du biométhane injecté principalement sur les réseaux de distribution.

La transition énergétique concerne également les **réseaux de chaleur et de froid** qui doivent se verdir. En l'espace de 10 ans, le taux d'énergie renouvelable et de récupération est passé de 27 % à plus de 56 % pour les réseaux de chaleur français dont un quart sont alimentés par de la biomasse. Malgré des objectifs ambitieux, la filière bois reste toutefois encore sous-développée en France et le verdissement de ces réseaux pourrait conduire à importer du bois et, par conséquent, à augmenter le bilan carbone de cette solution.

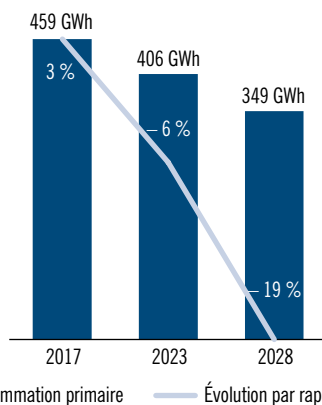
Les gestionnaires de réseaux vont également devoir repenser le financement de leurs infrastructures qui repose principalement sur la consommation d'énergie des ménages et des entreprises avec des tarifs proportionnels aux quantités soutirées. Certes, RTE constate depuis 2010 une certaine stabilité de la consommation d'électricité en France, même si sa place dans les énergies finales a augmenté². Toutefois, les différentes trajectoires de consommation électrique issues

² Selon le bilan prévisionnel 2018 de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE.

des modélisations réalisées par RTE prévoient à moyen terme une tendance à la baisse de la consommation. Cette tendance peut s'expliquer par les actions d'efficacité énergétique, le ralentissement économique et le développement de nouveaux usages tels que l'autoconsommation. En revanche, les pics de puissance sur les réseaux ont augmenté en raison du déploiement du chauffage électrique, ainsi que, dans une moindre mesure, de celui de la climatisation lors de la période estivale.

Par ailleurs, la volonté politique actuelle est d'atteindre une neutralité carbone à horizon 2050, ce qui aura pour conséquence de diminuer fortement le recours et la dépendance aux sources d'énergie carbonées, notamment gazières et pétrolières, en les remplaçant par des EnR. À titre d'exemple, la PPE fixe comme objectif une diminution de la consommation primaire de gaz naturel de – 19 % d'ici 2028 par rapport à 2012.

Objectifs de consommation primaire de gaz naturel



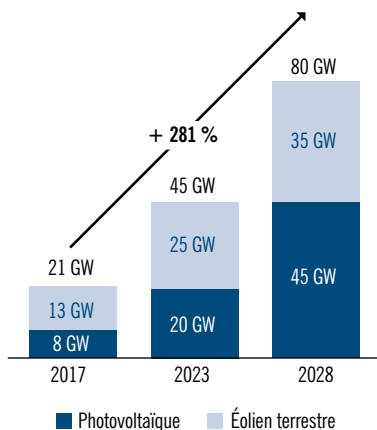
Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat, PPE 2018.

La diminution à terme des soutirages sur les réseaux va donc diminuer les revenus des gestionnaires de réseaux. Se pose ainsi la question de leur équilibre économique et plus spécifiquement celui des gazoducs et oléoducs existants afin de garantir la pérennité de leur entretien pour qu'ils puissent continuer à fonctionner avant d'être convertis pour éventuellement transporter d'autres fluides : le biométhane à moyen terme et l'hydrogène à plus long terme.

Une telle situation incite donc à revoir le mode de financement des réseaux de distribution et de transport afin de le rendre moins dépendant des usages et donc moins sensible à la composante énergie. Le but est en effet de faire ressortir le vrai prix de l'assurance constituée par l'existence des réseaux et d'avoir un accès fiable et continu à l'énergie. En parallèle, les tarifs devront inciter les opérateurs à innover pour chercher des alternatives à des investissements trop coûteux ou *a minima* pour réduire leur coût.

Des investissements importants vont devoir être consentis par les gestionnaires d'infrastructures énergétiques dans un contexte de crise du pouvoir d'achat et donc de nécessité de conserver un tarif d'accès soutenable pour le consommateur final. Les distributeurs d'électricité et de gaz naturel vont exploiter des réseaux de collecte de la production photovoltaïque et éolienne pour l'électricité, du biométhane pour le gaz, ce qui va imposer de nombreux raccordements et des renforcements de réseaux, afin de limiter les effets des potentiels déséquilibres locaux entre la production et la consommation. Pour optimiser le pilotage de leurs réseaux, Enedis et GRDF se sont engagés dans des programmes ambitieux de digitalisation de leurs infrastructures dont les plus connus sont les déploiements de compteurs communicants, Linky pour Enedis et Gazpar pour GRDF. Ces projets restent coûteux pour les distributeurs avec environ 6 Mds€ pour Enedis et 1,3 Md€ pour GRDF.

Évolution de la production des énergies renouvelables en France métropolitaine



Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat, PPE 2018.

De nouveaux investissements sont également prévus sur les réseaux de transport qui devront faire face à de nouvelles contraintes techniques : le raccordement d'éoliennes offshore au large des côtes françaises pour RTE, le rebours du biométhane injecté dans les réseaux de distribution vers les réseaux de transport lorsque la consommation n'est pas suffisante en été pour absorber la production locale pour les gestionnaires de réseaux de transport, ou encore la prise en compte de la flexibilité des moyens intermittents et décentralisés dans l'équilibrage des réseaux et le renforcement des interconnexions avec nos voisins européens pour accroître la solidarité énergétique dans un contexte où les pointes de consommation perdurent.

Cette évolution du système énergétique s'accompagne d'une évolution de la gouvernance au travers de compétences nouvelles pour les collectivités. Concessionnaires, les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz, mais aussi de chaleur ou de froid, sont historiquement liés aux collectivités et les évolutions en cours renforcent cette interdépendance. La transmission de données pour élaborer leurs politiques territoriales, l'aménagement d'éco-quartiers, le développement de plans de mobilités, l'insistance sur les approches collectives et multifluides et la nécessité de trouver de nouvelles sources de financement sont autant de champs inédits renforçant les interactions entre les nouveaux acteurs locaux (EPCI, métropoles, etc.), pouvant agir dans le cadre de partenariats publics-privés, les gestionnaires d'infrastructures et les citoyens.

Le temps s'accélère dans ce secteur stratégique où s'impose la nécessité de concilier la réponse à des attentes renforcées des collectivités avec l'impératif d'une masse critique permettant aux gestionnaires de réseaux français de garder leur position actuelle de leaders internationaux, tout en assurant une optimisation de l'efficacité et des coûts de ces infrastructures. Cela nécessite de revisiter les modes d'organisation historiques de ces réseaux pour chercher des solutions permettant à la fois innovation, efficacité et maintien d'une solidarité territoriale.

LES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES EN FRANCE SONT DES INFRASTRUCTURES INDISPENSABLES AU FONCTIONNEMENT DE L'ÉCONOMIE ET À L'INTÉGRATION EUROPÉENNE, QUI NE SONT POURTANT PAS AU CENTRE DES PRIORITÉS DES POLITIQUES PUBLIQUES

1.1. Les réseaux énergétiques sont des infrastructures indispensables...

1.1.1. Les réseaux énergétiques sont indispensables au fonctionnement de l'économie française

État des lieux de la consommation énergétique en France

La France n'est pas en mesure de couvrir sa consommation par ses propres ressources énergétiques. Elle doit donc importer et le devra d'autant plus qu'elle s'est interdit d'exploiter des mines hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique depuis 2011 et que les rares réserves d'énergie fossiles, pétrole et gaz naturel, qui étaient présentes dans le bassin aquitain, se sont taries. Par ailleurs, pour l'alimentation de ses centrales nucléaires, la France ne dispose d'aucune mine d'uranium. Quand bien même le territoire national bénéficie d'avantages naturels qui permettent une production locale d'électricité à travers les centrales de production hydrauliques et

désormais les EnR que sont l'éolien, le solaire, sans oublier le biométhane pour la production de gaz naturel, la consommation énergétique française repose majoritairement sur les importations. La facture énergétique nationale reste de 45 Mds€ en 2018 et contribue majoritairement au déficit commercial de la France.

Les hydrocarbures demeurent en France aujourd'hui la source d'énergie primaire la plus utilisée puisqu'ils représentent 46 % de l'énergie finale consommée sur le territoire national. Un tiers de la consommation d'énergie et une quantité similaire des émissions de gaz à effet de serre sont le fait des transports. Malgré la volonté de développer les mobilités propres, le transport routier, aérien et maritime est toujours alimenté à plus de 90 % par des dérivés du pétrole (essence, gazole, etc.).

S'agissant de l'électricité, en 2018, la production nucléaire représente en moyenne 72 % du mix énergétique. Les 28 % restants sont générés par la production hydraulique (12 %), les centrales thermiques (7 %), fonctionnant principalement au gaz naturel, les éoliennes (5 %), l'énergie solaire (2 %) et les bioénergies (2 %). La consommation électrique annuelle des 32 millions de sites, résidentiels et non résidentiels, est proche de 500 TWh, soit près d'un quart de l'énergie finale consommée. Le solde exportateur net de la France est de 60 TWh en 2018. La consommation gazière annuelle des 11 millions de sites, résidentiels et non résidentiels, est également proche de 500 TWh de gaz et représente la moitié de la chaleur utilisée en France.

Historiquement, la France dispose d'infrastructures de production et de transport importantes (centrales nucléaires, ports où arrivent le pétrole brut et le gaz, raffineries...) mais qui sont éloignées des lieux de consommation. La grande majorité des énergies consommées en France, en dehors de la biomasse et certains produits fossiles comme le gaz propane ou le fioul, doivent donc être acheminées par des

réseaux permettant de transporter l'électricité, le gaz, les produits pétroliers ou la chaleur et le froid dans les zones urbaines, de leur lieu de production ou d'importation vers leurs lieux de consommation.

La France a jusqu'ici pu s'appuyer sur des infrastructures robustes et résilientes construites principalement par des entreprises publiques de stature nationale, notamment EDF et Engie, à la suite de la Seconde Guerre mondiale. Ces dernières ont garanti un haut niveau d'investissement et de qualité, une compétitivité des tarifs d'acheminement, une solidarité territoriale et la sécurité d'approvisionnement énergétique qui ont participé à la croissance de l'économie française. Bien que discrets car largement enterrés, les réseaux de transport et de distribution acheminent l'énergie d'un centre de production (centrale nucléaire, raffinerie) ou d'importation (terminal méthanier, interconnexion européenne) à un centre de consommation (compteur électrique ou gazier, entrepôts de produits pétroliers). Ces réseaux sont exploités par des gestionnaires qui ont la charge, d'une part, du développement des lignes électriques ou des canalisations afin de raccorder de nouveaux nœuds de consommation et, d'autre part, de l'entretien et de la maintenance des réseaux existants ainsi que de leur réparation en cas de dysfonctionnements.

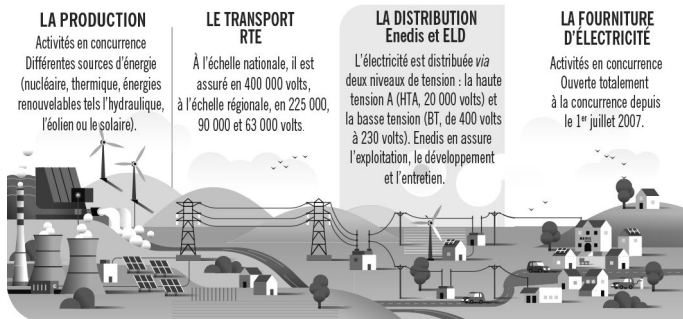
S'agissant de l'électricité et du gaz naturel, les réseaux ont un fonctionnement relativement similaire avec des différences sensibles entre le transport et la distribution.

D'une part, le transport d'électricité est régi par une concession nationale entre l'État et RTE³ dans laquelle le gestionnaire de réseau de transport, par dérogation au droit commun des concessions dans lequel la personne publique possède les actifs indispensables au service public, est propriétaire du réseau pendant toute la durée de la

³ Art. L. 321-1 et suivants du Code de l'énergie.

concession⁴. À cette concession s'ajoute la certification par le régulateur du gestionnaire du réseau de transport. RTE, filiale indépendante d'EDF, exploite ainsi 106 000 km de lignes (400 kV au niveau national et entre 63 kV et 225 kV au niveau régional) qui relie notamment les 58 réacteurs nucléaires ainsi que les interconnexions avec nos six voisins européens (Royaume-Uni, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse) et plus de 300 clients industriels.

Représentation de la production à la fourniture de l'électricité en France métropolitaine



Source : Enedis, 2016.

Le transport de gaz relève quant à lui d'un régime d'autorisation et non de concession⁵. C'est la différence majeure entre le transport de gaz et le transport d'électricité car, pour le reste, le transporteur de gaz doit également faire l'objet d'une certification et est aussi propriétaire de son réseau⁶. Le réseau de transport de gaz naturel (entre 16 et 95 bars) est exploité par deux gestionnaires en monopole sur leur

⁴ Art. L. 111-41 du Code de l'énergie.

⁵ Art. L. 431-1 du Code de l'énergie.

⁶ Art. L. 111-48 du Code de l'énergie.

zone de desserte respective, Teréga pour le sud-ouest de la France (5 080 km de canalisations) et GRTgaz pour le reste du pays (32 000 km de canalisations). Leurs réseaux sont connectés à nos voisins européens afin de se rapprocher des pays producteurs, aux 13 centrales à gaz qui produisent de l'électricité et à près de 900 clients industriels. Plus de 467 TWh ont été importés l'an dernier par gazoducs. Le gaz naturel peut également être liquéfié en vue d'être transporté sur de plus grandes distances par voies maritimes. Son importation en France passe par quatre terminaux méthaniers qui représentent 117 TWh et dont trois sont exploités par Elengy, filiale d'Engie.

Représentation de la production à la fourniture de gaz en France métropolitaine

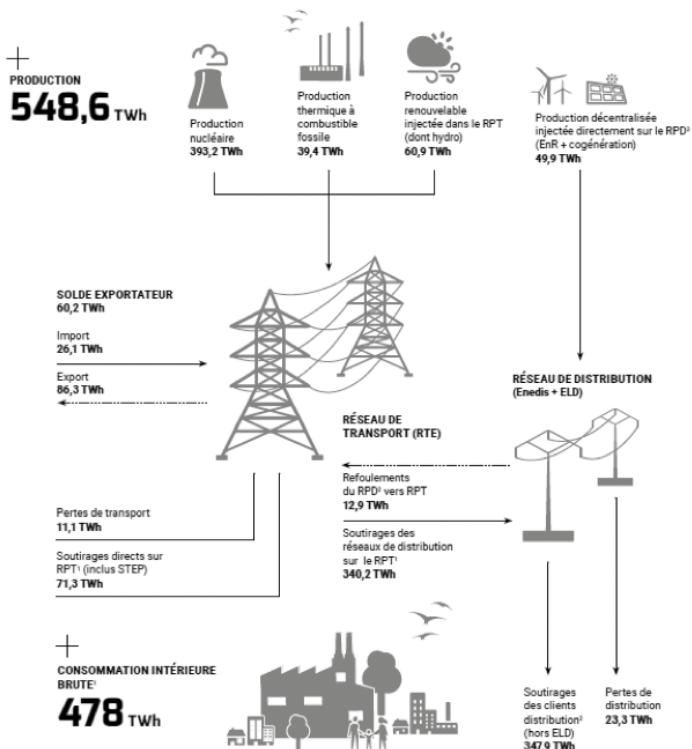


Source : Sydela.

D'autre part, les réseaux de distribution d'énergie, qui permettent d'acheminer l'énergie jusqu'au consommateur final avec un niveau de tension ou de pression faible, relèvent eux du régime classique des concessions, dans lequel les collectivités locales, qui ont pour mission d'organiser le service public de la distribution, sont propriétaires des réseaux et en concèdent l'exploitation à des gestionnaires de réseaux de distribution :

- En électricité, Enedis, filiale indépendante d'EDF, et 160 entreprises locales de distribution (ELD) – Enedis représente 95 % des quantités d'électricité acheminées – exploitent des réseaux qui desservent 35 millions d'utilisateurs et 400 000 producteurs, dans les conditions prévues par environ 550 contrats de concession d'une durée de 25 à 30 ans. Enedis est le plus important gestionnaire en Europe. Il exploite 1,4 millions de km de lignes haute tension HTA et basse tension BT (entre 230 V et 20 kV). Les réseaux d'Enedis sont directement connectés au réseau de transport HTB exploité par RTE à travers près de 3 000 postes sources HTB/HTA. Concernant le reste du territoire non desservi par Enedis, les ELD les plus connues sont Electricité de Strasbourg, SRD pour la Vienne ou GreenAlp à Grenoble. Il s'agit de régies publiques qui n'ont pas été nationalisées en 1946 lors de la création de l'EPIC EDF.

Électricité : de la production à la consommation



¹ France métropolitaine, Corse comprise.

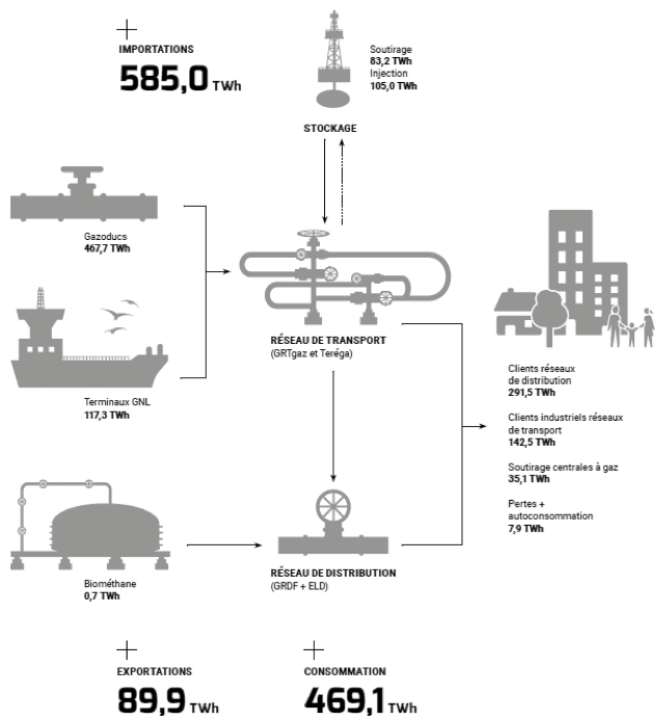
² Hors entreprises locales de distribution (environ 5 % du territoire métropolitain).

RPT : réseau public de transport - RPD : réseau public de distribution.

Source : CRE 2018.

- En gaz, c'est la même organisation qui prévaut. L'opérateur principal GRDF, filiale indépendante d'Engie, représente 95 % du gaz acheminé vers 11 millions d'utilisateurs situés dans 9 500 communes. GRDF exploite le plus grand réseau de distribution d'Europe avec 200 000 km de canalisations (< 4 BAR). À la différence de l'électricité, le gaz naturel n'est cependant pas disponible dans l'ensemble des communes françaises. Cela s'explique avant tout par des raisons économiques, le gaz étant une énergie substituable, que ce soit par l'électricité ou par d'autres sources fossiles comme le fioul. Le développement du gaz naturel a ainsi été privilégié dans les zones à forte densité afin de rentabiliser les investissements liés à la pose de canalisations. Il y a également 25 ELD, les plus importantes étant Régaz Bordeaux et R-GDS à Strasbourg et environ 5 400 contrats de concession. La desserte en gaz naturel des communes n'est cependant pas figée. Au contraire, elle continue d'évoluer avec, chaque année, de nouvelles communes raccordées aux réseaux. Ce développement est généralement lié à l'installation d'un client industriel dans un territoire permettant par la même occasion de raccorder au gaz naturel les secteurs résidentiels voisins.

Gaz : de l'importation à la consommation



Source : CRE 2018.

Le régime concessif dont nous parlons est toutefois distinct du droit commun des concessions locales de service public sur deux points :

- La distribution d'énergie fait l'objet d'un monopole légal sur chacune des zones de desserte des distributeurs depuis la loi de nationalisation de 1946. Cette situation de monopole a été confirmée par l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concessions et par la jurisprudence⁷. Les collectivités locales n'ont donc pas d'autre choix que de sélectionner le distributeur en monopole sur leur territoire quand une concession arrive à son terme⁸, avec une exception en gaz pour les nouvelles délégations de service public (DSP) depuis 2007 selon laquelle le distributeur dans la zone peut être mis en concurrence avec d'autres distributeurs⁹. Plusieurs acteurs sont ainsi présents en concurrence avec GRDF, notamment Véolia ou Antargaz.
- Les tarifs d'utilisation de ces infrastructures ne sont pas définis dans le contrat de concession mais par le régulateur et font ensuite l'objet d'une péréquation nationale en électricité par le biais du fonds de péréquation de l'électricité¹⁰ (dont l'objet est de faire respecter la péréquation nationale malgré les différences de coûts d'exploitation entre les différents gestionnaires de réseaux de distribution) et par zone de desserte en gaz. Les coûts des distributeurs sont donc mutualisés, ce qui garantit la solidarité entre les territoires.

⁷ CE, 11 mai 2016, Commune de Douai, n° 375553, au recueil.

⁸ Art. L. 322-8 du Code de l'énergie.

⁹ Art. L. 432-6 du Code de l'énergie.

¹⁰ Art. L. 121-9 du Code de l'énergie.

Les gestionnaires de réseaux sont soumis à des missions de service public définies par la loi. Ces missions déterminent le **périmètre du monopole régulé**. La définition de ce périmètre est un enjeu majeur qui a des conséquences en retour sur le périmètre des activités en concurrence et contraint ce que peuvent faire les gestionnaires de réseaux et leur capacité à élargir leurs missions. Pour simplifier, le périmètre en distribution s'arrête au compteur installé chez le consommateur : tout ce qui se trouve en aval de ce compteur relève de l'activité concurrentielle. Ainsi, le domaine des fournisseurs est bien la fourniture d'électricité ou de services dans la maison ou dans l'entreprise, pour laquelle le consommateur exerce sa liberté de choisir son prestataire, tandis que l'acheminement de l'électricité ou du gaz jusqu'au compteur est la mission de service public exercée en monopole par le distributeur. Cette question de périmètre est toutefois moins simple qu'il n'y paraît et peut donner lieu à des querelles byzantines qui doivent être finalement tranchées par le juge ou par le législateur. Ainsi, la propriété des colonnes montantes¹¹ (1,8 millions de colonnes) dans les immeubles a donné lieu à de longs débats et à une série de contentieux. Il a fallu attendre la loi ELAN pour sécuriser ce sujet. L'article 176 de cette loi prévoit que d'ici deux ans ces colonnes entreront dans la concession du distributeur sans condition de remise en état.

¹¹ Une colonne montante correspond au branchement collectif qui achemine l'électricité dans les immeubles depuis le réseau public de distribution aux différents logements.

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

Transport d'électricité : 1 GRT, RTE

- 105 857 km de réseaux en 2018
- Énergie acheminée : 513 TWh
- 311 clients industriels en 2017 dont 15 entreprises ferroviaires

Transport de gaz : 2 GRT

GRT gaz

- 32 548 km de réseaux
- Énergie acheminée : 646 TWh
- 739 clients industriels actifs dont 13 centrales à gaz

Teréga

- 5 107 km de réseaux
- Énergie acheminée : 124 TWh
- 119 clients industriels

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

Distribution d'électricité

- 144 GRD dont 6 de plus de 100 000 clients (Enedis, Strasbourg Électricité Réseau, Gérédis, SRD, URM, GreenAlp), Enedis couvre 95 % de la France et dessert 36,5 millions de clients
- Longueur totale du réseau : environ 1,4 million de km
- Énergie acheminée : 370 TWh
- Nombre total de clients : environ 38,9 millions

Distribution de gaz

- 26 GRD > dont 1 GRD principal, GRDF, couvrant 95 % de la France et desservant 11 millions de clients
- Longueur totale du réseau : environ 206 000 km
- Volume total acheminé : 292 TWh
- Nombre total des clients : environ 11,4 millions

Source : CRE 2018.

Enfin, pour complexifier encore le système, la distribution d'électricité est soumise à un régime qui distingue le rural de l'urbain en matière de maîtrise d'ouvrages et de financement de réseaux. En effet, les travaux de construction et de modernisation des réseaux dans les zones rurales sont beaucoup plus coûteux que dans les zones urbaines, en raison notamment de la dispersion de l'habitat. Dès lors, les gestionnaires de réseaux de distribution sont moins incités à les effectuer, ce qui explique que ces travaux soient fréquemment

assumés par les collectivités territoriales rurales. C'est pourquoi il est prévu dans le code général des collectivités territoriales que les collectivités en zone rurale peuvent recevoir des aides lorsqu'elles assurent ces travaux, afin de compenser le coût important que cela peut représenter pour elles.

Les infrastructures de réseaux sont régulées dans la mesure où il s'agit d'infrastructures essentielles qui sont non reproductibles ou reproductibles à un coût très élevé pour de nouveaux entrants sur le marché. Elles sont également opérées par des monopoles qui sont toutes les filiales de groupes ayant des activités dans le secteur de la production et de la fourniture. Toutefois, le régulateur n'a aucune compétence sur les contrats de concession passés entre les autorités organisatrices de la distribution d'énergie et les gestionnaires de réseaux. Ce n'est pas non plus le régulateur qui approuve les investissements en distribution : les programmes d'investissements sont élaborés conjointement entre les autorités organisatrices et les distributeurs lors de conférences départementales, le tarif fixé par la CRE devant en revanche couvrir intégralement ces investissements.

Les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel ont comme mission de piloter les réseaux, d'assurer les raccordements, la maintenance, les dépannages, le renouvellement des ouvrages et le comptage des flux des consommateurs (soutirage) comme des producteurs (injection). La conduite et l'exploitation des réseaux consistent à gérer en temps réel les flux à travers différents capteurs et automates permettant d'adapter la production à la consommation.

Par ailleurs, le gaz naturel peut se stocker pour partie dans les canalisations elles-mêmes et pour le reste à travers des capacités de stockage souterrain. La France ne disposant plus de gisements

conventionnels de gaz, 99 % du gaz consommé étant importé, elle a développé d'importantes capacités de stockage exploitées par Storengy, filiale d'Engie (9 sites), Teréga (2 sites) et Géométhane (1 site) reliées directement au réseau de transport. Cela permet de stocker du gaz en été lorsque les cours mondiaux sont moins élevés pour ensuite être consommé en hiver lorsque la demande augmente. La valeur économique des infrastructures gazières repose donc aujourd'hui essentiellement sur le stockage. La Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) doit régulièrement évaluer les capacités de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (trois sites de stockage sont actuellement sous cocon).

À la différence du gaz, l'électricité se stocke et se transporte mal et l'équilibrage du réseau se fait en temps réel, contraignant le gestionnaire du système, RTE, à garder des marges de production pour faire face à des pics de consommation (services système) ou d'effectuer des effacements ou des interruptions de consommation en mobilisant notamment les grands consommateurs industriels¹². Les réseaux d'électricité et de gaz naturel sont sous la supervision de centres de dispatching nationaux et locaux. En cas d'incident, les agents des gestionnaires de réseaux interviennent sur le terrain afin d'assurer le dépannage des clients concernés. En parallèle, les opérateurs réalisent des études de planification afin de déterminer les zones à renforcer ou renouveler pour moderniser en continu les réseaux et les dimensionner afin de garantir la sécurité d'approvisionnement des clients.

¹² En cas de situation critique d'exploitation du système électrique, notamment quand la fréquence de celui-ci connaît des perturbations, le gestionnaire du réseau de transport peut procéder à l'interruption, automatique ou manuelle, de la consommation de certains sites industriels en moins de 30 secondes afin de diminuer la consommation globale et rétablir l'équilibre offre/demande. Il existe une contrepartie financière pour les clients qui participent à ce mécanisme. Début 2019, le dispositif d'interruptibilité a été utilisé par RTE en raison d'une perturbation de la fréquence européenne, notamment en raison d'une erreur de mesure des échanges entre l'Allemagne et l'Autriche.

Quant à la chaleur ou au froid, ne pouvant pas être transportés sur de longues distances, les réseaux correspondants doivent être exploités localement, au niveau de l'agglomération, sans qu'il soit possible de les interconnecter entre eux. Le réseau de chaleur peut être défini comme un système distribuant de la chaleur à destination d'usagers variés. La chaleur, générée à travers des équipements de production et des chaufferies, est transportée dans les canalisations (réseau de distribution primaire) *via* un fluide caloporteur, c'est-à-dire de la vapeur ou de l'eau chaude à différentes températures. La chaleur est généralement produite à partir de la combustion de gaz naturel, mais peut également l'être grâce au fioul, à la biomasse ou aux déchets. Elle est ensuite acheminée vers les différentes sous-stations d'échange (réseau de distribution secondaire) situées au pied des immeubles. Ce type de réseau dessert principalement le secteur résidentiel (56 %), puis le secteur tertiaire (35 %) et, dans une moindre mesure, le secteur industriel (4 %).

Actuellement, environ 800 réseaux de chaleur sont en exploitation et une vingtaine de réseaux de froid, alimentant plus de 2 millions de logements dans 600 villes sur 5 000 km de réseaux, 25 TWh de chaleur sont livrés chaque année à 2,4 millions de foyers. Selon la banque des territoires, 94 % des territoires urbains sont alimentés par au moins un réseau de chaleur ou de froid.

Synthèse des résultats de l'enquête - édition 2018

Les données issues de l'enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid démontrent cette année encore leur contribution efficace à la transition énergétique.

Les 761 réseaux de chaleur - données 2017



25 TWh
de chaleur
livrée nette
(24,6 TWh en
2016)



56 %
taux
d'énergie
verte
(soit 14 TWh de
chaleur verte
livrée)
(53 % en 2016)



**0,16 kg/
kWh**
contenu
moyen de CO₂
(0,126 en
2016)



5 397 km
de longueur
desservie
(5 015 km en
2016)

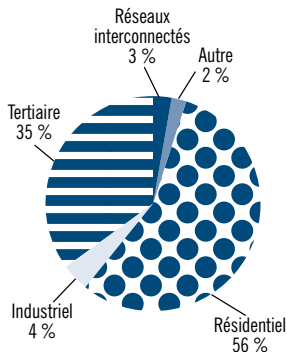
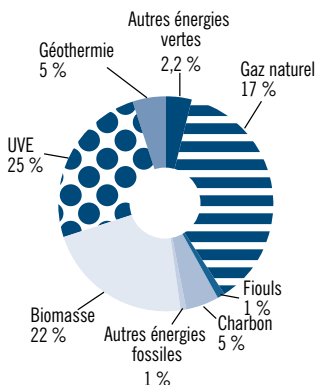


38 212
bâtimts
raccordés
(soit 2,40 M
équivalents
logements) (35
094 en 2016)



0,948
de rigueur
climatique
(année chaude)
(1,002 en
2016)

Bouquet énergétique & secteur de livraison



Le plus gros réseau de chaleur est localisé à Paris. Créé en 1927, il alimente actuellement 500 000 logements, soit environ un tiers des logements collectifs parisiens. Certaines villes ont également misé sur les réseaux de chaleur. Cependant, les ressources d'énergie servant à générer la chaleur diffèrent. La ville de Toulouse a opté pour l'incinération d'ordures ménagères, environ 270 000 tonnes par an, pour fournir de la chaleur à 15 000 logements. Plus au nord, ce sont 18 km de canalisations qui couvrent les besoins en chauffage de 12 000 ménages orléanais grâce à la biomasse, issue de la sylviculture dans un rayon de 150 km autour de la ville¹³. À Dunkerque, plus de 16 000 logements sont alimentés par la chaleur fatale produite par les installations. Il existe également des projets de réseaux de chaleur transfrontaliers comme celui à la frontière franco-allemande qui prévoit de valoriser la chaleur fatale d'aciéries présente à Kehl en alimentant notamment le réseau de chaleur urbain de Strasbourg.

Même si 382 kilomètres de réseaux supplémentaires ont été créés entre 2016 et 2017, la part des réseaux de chaleur reste encore faible à l'échelle du réseau urbain. En effet, elle ne représente que 5 % des consommations en chauffage, loin derrière le gaz (37 %), le bois (25 %), l'électricité (17 %) ou encore le fioul (14 %). De plus, dans certains pays européens, la part des réseaux de chaleur en termes de chauffage s'avère bien plus élevée : 60 % au Danemark, 52 % en Pologne... et jusqu'à 95 % en Islande. Toutefois, le mix énergétique des pays est distinct du mix énergétique français, la Pologne utilise par exemple le charbon en tant que ressource massive pour la production d'énergie¹⁴. À l'échelle mondiale, la Russie s'avère être le pays le plus développé en termes de réseaux de chaleur. Ces

¹³ Chauffage urbain, 2015.

¹⁴ FEDENE & SNCU, 2018.

derniers desservent 44 millions de consommateurs et représentent à eux seuls 55 % de la puissance de chauffe urbaine mondiale¹⁵.

Le principe de fonctionnement du réseau de froid est similaire au fonctionnement du réseau expliqué précédemment à cette différence près qu'il évacue la chaleur des bâtiments. Cependant, ce système se distingue du réseau de chaleur pour plusieurs raisons. Répondant essentiellement aux besoins de climatisation, il est principalement raccordé aux bâtiments tertiaires (tels que les bureaux, hôtels, musées etc.) et encore peu aux habitations. En effet, le secteur du tertiaire représente 94 % des destinations des réseaux de froid. En outre, le réseau de froid reste moins développé : 198 km de réseaux sont déployés sur le territoire délivrant une puissance de 1 TWh en 2017. La FEDENE estime que 1 234 bâtiments sont reliés aux réseaux de froid¹⁶.

Les 23 réseaux de froid - Données 2017



1 TWh
de froid livré net
(0,9 TWh en 2016)



0,01 kg/kWh
taux moyen de CO₂
(0,011 en 2016)²



198 km
de longueur
desservie
(188 km en 2016)

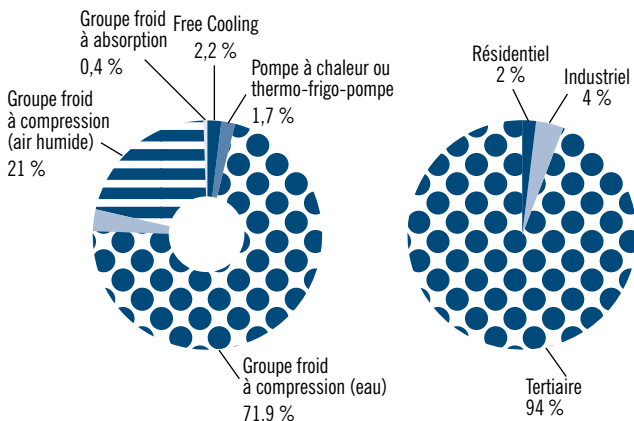


1 234
bâtiments
raccordés
(1 137 en 2016)

¹⁵ ADEME, 2019.

¹⁶ FEDENE & SNCU, 2018.

Bouquet énergétique & secteur de livraison

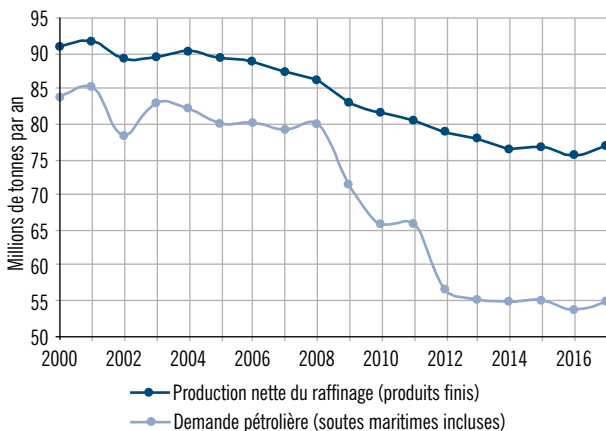


Source : FEDENE & SNCU, 2018.

Enfin, la France est dans l'obligation d'importer son pétrole brut et dépend donc de pays tiers pour sa sécurité énergétique. Compte tenu de l'importante façade maritime du pays, les importations de pétrole brut se font par tankers à travers 17 terminaux pétroliers situés principalement dans les ports du Havre, de Marseille, de Dunkerque ou de Saint Nazaire. Ce pétrole brut importé est ensuite transformé en produits utilisés par les consommateurs finals : le gazole et l'essence pour le transport routier, le fioul pour le chauffage et le jet pour le secteur aérien. La France compte actuellement sept raffineries encore en exploitation en plus de la plateforme de La Mède en cours de restructuration en vue de produire des biocarburants. Les plus importantes sont la raffinerie de Normandie à Gonfreville

et celle située à Donges, qui sont exploitées par la société Total. L'Europe souffre cependant d'une situation de surcapacité de raffinage qui a conduit à la fermeture de nombreuses installations depuis les années 1980, surtout en France.

Comparaison de l'évolution de la production et de la demande pétrolières

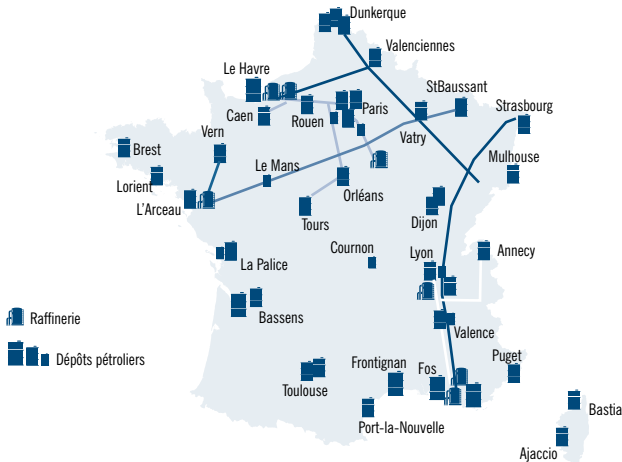


Source : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/chaine-petroliere>

Dans ce contexte, l'importation des produits déjà raffinés augmente pour faire face à la demande. Cela est particulièrement vrai pour le gazole en raison de la répartition du parc automobile français avec une prédominance des moteurs diesel même si cette situation tend à évoluer avec la récente harmonisation de la politique fiscale sur les carburants. Afin d'alimenter les raffineries, les 200 dépôts, les 11 000 stations-services, ainsi que les aéroports, l'industrie pétrolière peut compter sur

un réseau de 6 000 km d'oléoducs de pétrole brut et de produits raffinés. Ces infrastructures couvrent l'ensemble du territoire et participent à la sécurité d'approvisionnement. Ce réseau de canalisations est le plus souvent enterré et n'est donc pas visible par la population. L'actualité peut néanmoins rappeler leur existence aux riverains lors de fuites d'hydrocarbures. La dernière en date concerne le pipeline d'Ile-de-France qui alimente la raffinerie de Grandpuits en Seine-et-Marne et qui a contaminé plusieurs hectares de champs et de rivières dans les Yvelines en février 2019. En réponse à ses obligations envers l'Agence internationale de l'énergie en cas de crise internationale affectant les approvisionnements, la France dispose également de capacités de stockage stratégiques pour les produits pétroliers.

Représentation des pipelines, des raffineries et des dépôts pétroliers en France métropolitaine



Source : UFIP avec données CPDP.

Les missions des gestionnaires d'oléoducs sont assez proches de celles des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel. Ces opérateurs sont responsables de l'exploitation des pipelines afin de faire circuler les flux au sein des canalisations ainsi que de l'entretien, de la maintenance et de la surveillance des réseaux enterrés. Il s'agit avant tout d'une gestion des points d'entrée et des points de sortie. De façon générale, seuls les oléoducs courte distance peuvent faire circuler des produits dans les deux sens. Les hydrocarbures se stockent dans les canalisations : il n'y a dès lors pas d'enjeux d'équilibrage de la consommation et de la production en temps réel comme peuvent les connaître les réseaux d'électricité ou de chaleur. Les canalisations doivent néanmoins toujours être remplies, ce qui nécessite la présence de capacités de stockage suffisantes en sortie des canalisations pour la réception des produits.

Les oléoducs sont supervisés par des centres de pilotage qui assurent le bon fonctionnement du transport des produits et, le cas échéant, des interconnexions avec les autres oléoducs. Ces centres de dispatching gèrent les installations, les stations expéditrices et relais à travers les vannes, pompes et outils de pompage qui composent les différents *pipes*. L'avancement des cargaisons dans les canalisations est suivi grâce à une instrumentation présente le long de ces dernières. En cas d'anomalie, les dispatcheurs peuvent arrêter les cargaisons ou les aiguiller.

Pour chaque énergie, les gestionnaires de réseaux doivent faire face aux différentes contraintes qui leur sont propres pour assurer efficacement l'acheminement. Le transport de l'électricité dans des câbles crée un échauffement de ces derniers en raison de l'effet Joule. De l'énergie est ainsi perdue entre les centrales de production et les lieux de consommation, ce qui oblige le gestionnaire en charge

de l'acheminement à acheter de l'électricité pour compenser ces pertes. Les pertes sur les réseaux de transport et de distribution sont de l'ordre de 30 TWh par an. S'agissant du gaz naturel, celui-ci se transporte à une vitesse d'environ 40 km/h, dans des canalisations à sens unique, et nécessite de nombreuses stations de compression tout au long de son parcours. En outre, pour des raisons de sécurité, il est nécessaire de l'odoriser afin de faciliter sa détection en cas de fuite. Dans un *pipe* de pétrole brut, les cargaisons se mélangent les unes aux autres. En revanche, la difficulté du métier d'exploitant d'oléoducs transportant des produits raffinés réside dans la capacité à faire circuler différents produits au sein du même oléoduc. Ces produits sont expédiés les uns à la suite des autres afin de limiter les mélanges de produits aux interfaces, appelés les contaminats. Ces pertes générées lors du transport ne peuvent être vendues et doivent, par conséquent, être retraitées en raffinerie. Afin d'acheminer les hydrocarbures, l'exploitant dispose enfin de différentes stations de pompage disséminées le long des canalisations.

Les différentes étapes de la construction des réseaux actuels

L'organisation du système électrique et gazier français d'aujourd'hui est fortement liée à l'histoire des groupes EDF et Engie. Avant la seconde guerre mondiale, la France comptait de nombreuses compagnies de production, de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. En 1946, pour participer à la reconstruction du pays, ces entreprises ont été nationalisées en vue de créer deux monopoles : Électricité de France et Gaz de France. Le paysage énergétique français a ensuite été façonné par la construction du parc nucléaire français décidé dans le contexte des chocs pétroliers et de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de la France. Le programme nucléaire a conduit à

centraliser la gestion des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Les réseaux ont pendant longtemps relié les consommateurs résidentiels et industriels à un faible nombre de centrales de production. Dans cet univers centralisé, les flux électriques étaient descendants, du réseau de transport vers les réseaux de distribution. Les métiers de la distribution d'électricité et de gaz naturel étant assez proches, les deux groupes avaient mis en place de nombreuses synergies et des services communs, historiquement connus sous le terme « EDF-GDF ».

En parallèle, la construction européenne s'est traduite par la mise en place d'un marché commun de l'électricité et du gaz naturel. Le Traité de Rome en 1957 a imposé que les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général soient soumises aux règles de la concurrence. Par la suite, plusieurs directives adoptées dans les années 1990 ont mis en place de nouvelles règles visant à ouvrir à la concurrence les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel. Cette libéralisation a conduit les groupes intégrés à filialiser progressivement les monopoles naturels que sont les gestionnaires de réseaux dans un souci d'accès non-discriminatoire aux réseaux de la part des fournisseurs alternatifs et désormais concurrents d'EDF. Cette ouverture s'est déroulée à travers la séparation des quatre maillons de la chaîne de valeur :

- la production : l'activité de production d'électricité n'est plus en monopole depuis 2000. EDF reste encore majoritaire avec l'exploitation de ses 58 réacteurs nucléaires et plus de 2000 barrages hydroélectriques de puissances diverses. Plusieurs centrales thermiques françaises, au gaz ou au charbon, sont exploitées par des producteurs alternatifs et sont complétées par les nouvelles installations EnR, principalement éoliennes et solaires, exploitées par une multitude d'opérateurs de tailles diverses. S'agissant du

gaz, en dehors de la production locale de biométhane, le gaz naturel consommé en France est importé de l'étranger (Norvège, Pays-Bas, Golfe Persique, Algérie, États-Unis ou Russie) ;

- le transport : l'exploitation et la maintenance des lignes à haute tension et des gazoducs à haute pression . Ces activités sont des monopoles naturels qui doivent donc être régulés et qui ont été séparées juridiquement des entreprises verticalement intégrées historiques EDF et Engie ;
- la distribution : les distributeurs nationaux Enedis et GRDF, désormais filiales indépendantes d'EDF et d'Engie depuis leur création en 2008, ainsi que les entreprises locales de distribution dans leurs zones de desserte ;
- la fourniture : il s'agit de la commercialisation de l'électricité ou du gaz naturel aux consommateurs finals à travers des tarifs réglementés proposés par les seuls fournisseurs historiques (EDF, Engie et les ELD) ou des offres de marchés vendues par tous les fournisseurs. Les fournisseurs achètent sur les marchés de gros l'électricité et le gaz nécessaires à l'approvisionnement de leurs clients ou utilisent, le cas échéant, leurs moyens de production propres. Cette activité s'est progressivement ouverte à la concurrence à partir de 1999 pour les gros consommateurs industriels, et concerne l'ensemble des consommateurs résidentiels et non résidentiels depuis 2007.

Les différentes directives européennes ont été progressivement transposées en droit français. Le pilier de l'ouverture à la concurrence est l'accès des tiers aux réseaux existants pour les nouveaux fournisseurs d'énergie afin d'éviter que de nouvelles infrastructures

monopolistiques soient construites par chaque nouvel entrant¹⁷. Afin d'accompagner cette ouverture à la concurrence, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) (qui a d'abord été la Commission de régulation de l'électricité) a été créée en 2000 pour définir les tarifs d'accès des tiers aux réseaux et surveiller l'absence de discrimination à l'encontre des nouveaux acteurs. La CRE est une autorité administrative indépendante composée d'un collège et qui dispose de services propres. Au niveau européen, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a été constituée afin de permettre le dialogue entre les différentes agences nationales sur des sujets communs relatifs aux interconnexions entre États membres.

Comme les infrastructures électriques et gazières, le réseau d'oléoducs de produits finis a été construit après la seconde guerre mondiale afin de permettre l'approvisionnement rapide des forces armées terrestres et aériennes réparties en Europe. L'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN) a ainsi décidé de mettre en place un réseau d'oléoducs à travers l'Europe de l'Ouest et qui passe entre autres par la France, l'Allemagne et le Benelux.

En France, le Central Europe Pipeline System de l'OTAN utilise les oléoducs de défense commune (ODC) auquel le service des essences des armées a toujours recours afin d'approvisionner les dépôts militaires. Ces oléoducs relient notamment Le Havre, Dunkerque, Strasbourg, Nancy et Fos-sur-Mer. Les forces armées des États-Unis ont développé, en complément, l'oléoduc Donges Melun Metz (DMM) qui relie la raffinerie de Donges (Saint Nazaire) à Metz en passant par Melun et Châlons-en-Champagne. A la suite du retrait du

¹⁷ D'autres modèles existent, notamment dans le secteur des télécoms, où chaque nouvel entrant se voit développer sa propre fibre optique dans les zones très denses et ainsi créer plusieurs réseaux parallèles.

commandement intégré de l'OTAN, il a été rétrocédé par les États-Unis à l'État français qui en est toujours propriétaire et l'utilise désormais à des fins civiles.

Le développement de ces réseaux militaires est historiquement lié à la société Trapil créée en 1950 sous la forme d'une *joint-venture* de raffineurs. Elle est aujourd'hui détenue majoritairement par des assureurs regroupés au sein de la société Pisto (Predica, CNP Assurances, Swiss Life, etc.), l'État ayant revendu en 1995 sa participation. Trapil a initialement géré l'oléoduc DMM avant que son exploitation soit concédée en 1994 à la société française Donges-Metz filiale de Bolloré énergie. Trapil exploite par ailleurs les ODC pour le compte de l'État. Trapil a, en outre, construit son propre oléoduc entre Le Havre et Paris (LHP) qu'elle continue d'exploiter pour un usage exclusivement civil. Ce dernier a une importance stratégique car il approvisionne la région Ile-de-France en produits raffinés, notamment les aéroports d'Orly et de Roissy. Ces différents oléoducs sont interconnectés entre eux, y compris avec l'ODC.

Depuis les années 1960, la France possède également un oléoduc de produits finis dans la vallée du Rhône pour approvisionner les dépôts du sud-est de la France depuis les raffineries de l'étang de Berre et de Feyzin, proche de Lyon. L'oléoduc de la Société du pipeline Méditerranée Rhône (SPMR) dessert ainsi Marseille, Avignon, Lyon, Grenoble et la région genevoise. Il est détenu par des pétroliers, Esso, Eni ainsi que par Trapil et par le fonds d'investissements Ardian qui a racheté les participations de Total et de BP en 2017. L'exploitation de cet oléoduc a été confiée par la SPMR à la société Trapil.

Aux trois oléoducs civils de produits raffinés et aux ODC s'ajoutent les oléoducs de produits bruts qui permettent d'alimenter les

raffineries. Le plus important est l'oléoduc Sud Européen, qui alimente la France, la Suisse et l'Allemagne en reliant les raffineries de Feyzin et de Cressier en Suisse au port de Fos-sur-Mer. Il est exploité par la Société du pipeline sud européen (SPSE) détenue également par des pétroliers (Total, Shell, ExxonMobil, BP et P66). La majorité des raffineries historiquement alimentées par cet oléoduc ont depuis été démantelées. Sur les trois pipelines exploités par la SPSE, seul celui alimentant Feyzin et Cressier est encore en activité, les deux autres ont depuis été inertés à l'azote.

La société Total possède et exploite son propre oléoduc, le pipeline d'Ile-de-France (PILF) afin d'alimenter sa raffinerie de Grandpuits en Seine-et-Marne en pétrole brut arrivant du port du Havre et de transporter des produits finis depuis la raffinerie de Grandpuits vers les dépôts du Havre. Cet oléoduc a connu en février 2019 une fuite d'hydrocarbures qui a conduit à la contamination de plusieurs hectares de champs dans les Yvelines et à la mise à l'arrêt de la canalisation et de la raffinerie de Grandpuits.

Le troisième oléoduc de brut relie le terminal d'Antifer, deuxième port pétrolier après celui de Marseille Fos, aux dépôts de la Compagnie industrielle maritime (CIM) sur une distance de 27 km en passant par le canal de Tancarville. Le pétrole brut est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine. Enfin, il existe une dernière catégorie d'oléoduc, les pipelines entre Fos et Manosque qui transportent du pétrole brut ou des produits raffinés notamment pour la Société Anonyme de Gestion de Stocks de Sécurité (Sagess) en charge de la gestion des stocks stratégiques d'hydrocarbures liquides pour le compte de l'État et des opérateurs pétroliers.

Enfin, implantés dès les années 1930 dans quelques grandes villes, les réseaux de chaleur et de froid se sont peu à peu développés. Leur déploiement a connu une accélération avec les chocs pétroliers dans les années 1970 car le gouvernement français souhaitait réduire sa dépendance vis-à-vis des énergies fossiles pour gagner en sécurité énergétique.

Les réseaux permettent un accès équitable à l'énergie

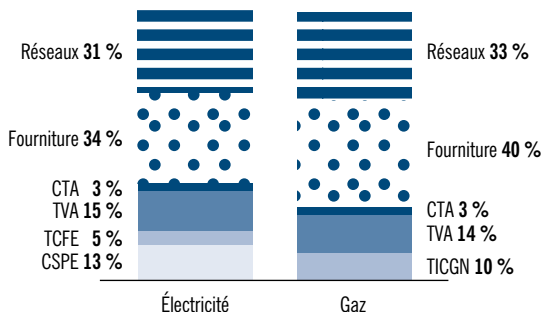
Les réseaux, dans leur physionomie actuelle, sont des piliers du système énergétique français. Ils ont permis un accès équitable de tous à ce bien de première nécessité qu'est l'énergie sous ses différentes formes.

Alors que le prix réel de l'énergie transportée est économiquement fonction de ses coûts et devrait donc être différent selon l'endroit où se trouve le consommateur en raison des coûts de transport qui sont d'autant plus élevés que l'éloignement des centres de production est important, le tarif d'acheminement est identique sur l'ensemble du territoire. Ce choix d'une tarification indépendante de la distance (cf. chapitre 5 qui approfondit cette notion de tarif « Timbre Poste ») et qui soit la même pour tous les consommateurs est un fort vecteur de solidarité. Cette péréquation tarifaire pour l'électricité a été mise en place progressivement jusqu'à la fin des années 1980. Elle a permis une solidarité territoriale entre les zones rurales et les zones urbaines. L'existence des ELD n'entame pas la portée de la péréquation tarifaire, en raison des compensations opérées par le fonds de péréquation de l'électricité qui permet de compenser les différences de coûts liés aux différences de tailles entre les gestionnaires de réseaux de distribution.

Par ailleurs, lors de l'ouverture à la concurrence, le choix a été fait par les pouvoirs publics de conserver une certaine simplicité pour les consommateurs résidentiels et professionnels en proposant un contrat unique qui couvre l'ensemble des activités de fourniture et d'acheminement. Le seul interlocuteur des clients est donc le fournisseur qui facture pour le compte des transporteurs et des distributeurs l'acheminement de l'énergie. Les tarifs réglementés ou les offres de marchés souscrits par les clients résidentiels ou professionnels sont donc intégrés et couvrent les trois composantes suivantes, ayant un poids équivalent dans la facture :

- l'énergie : la production ou l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et les coûts de fonctionnement du fournisseur. Cette composante est différente selon les fournisseurs ;
- l'acheminement : le transport et la distribution de l'électricité et du gaz. Cette composante est la même quel que soit le fournisseur et est fixée par la CRE à travers les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution (ATRD) et de transport (ATRT) de gaz naturel ;
- les taxes : concernant l'électricité il existe quatre taxes : (i) la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en charge du financement des mécanismes de soutien aux EnR, (ii) la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) fixée par les collectivités locales, (iii) la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) qui finance le régime d'assurance vieillesse des personnels d'EDF et d'Engie et (iv) la TVA. Le gaz naturel est également taxé à travers (i) la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) en tant qu'énergie fossile, (ii) la CTA et (iii) la TVA.

Facture moyenne d'un consommateur d'énergie



Source : Observatoire des marchés de détail, CRE.

Même s'ils sont peu connus par les clients finals et guère visibles sur leur facture, les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz naturel représentent le tiers de la facture TTC d'un client. A titre de comparaison, pour l'essence la fourniture représente 30 % du prix final, le transport et la distribution 8 % et les taxes 62 %.

Un cadre réglementaire et des strates de gouvernance qui ont permis le développement des réseaux

En dehors des réseaux de chaleur et de froid, le système énergétique français est historiquement très centralisé dans ses prises de décision avec des entreprises et des régulateurs nationaux. Toutefois, différents régimes de propriété coexistent en raison du développement historique de ces énergies dans les territoires.

Les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel sont propriétaires de leurs actifs. Cette organisation se retrouve

également pour les oléoducs. L'État est encore propriétaire de certains réseaux, par exemple Donges-Melun-Metz dont il concède l'exploitation à un acteur privé, ici Bolloré Energie, d'autres oléoducs sont cependant propriété de leur exploitant, comme le réseau Le Havre-Paris détenu par la société Trapil. La distribution d'électricité et de gaz naturel s'inscrit cependant dans une implantation territoriale avec un régime de concessions et une propriété des communes généralement regroupées au sein d'un syndicat. S'agissant des réseaux de chaleur et de froid, ils sont majoritairement liés aux grands programmes urbains, et à l'initiative des collectivités locales qui restent propriétaires des installations avec délégation de service public, généralement auprès de Dalkia, filiale d'EDF, Cofely ou Climespace, filiales d'Engie. Engie détient notamment, avec la Mairie de Paris, la Compagnie Parisienne du Chauffage Urbain. À titre d'illustration, 76 % de l'énergie livrée provient de réseaux publics gérés en concession contre 24 % venant de réseaux privés. Le marché reste assez concentré entre quelques acteurs. Selon l'ADEME, les cinq premiers opérateurs regrouperaient 90 % du chiffre d'affaire annuel de la filière, soit 2 milliards d'euros sur un marché global estimé à 2,2 milliards d'euros.

En tant qu'acteurs en situation de monopoles naturels, les gestionnaires de réseaux se doivent d'être régulés pour définir les modalités d'accès visant à garantir un accès transparent et non discriminatoire des tiers à ces installations à un coût contrôlé, insusceptible d'être considéré comme une barrière à l'entrée dans le marché. A cet effet, un cadre de régulation tarifaire est défini ex ante afin de contenir l'inflation des coûts de réseaux en incitant les opérateurs à plus d'efficacité. En contrepartie, afin d'éviter que ce contrôle des coûts se fasse au détriment de la qualité de service offerte aux utilisateurs, un tel cadre doit également prévoir des

régulations incitatives sur les résultats attendus par les consommateurs. Les tarifs régulés doivent en conséquence permettre un financement dans la durée des investissements visant à renouveler et à améliorer les réseaux en accordant aux gestionnaires un revenu suffisant. En complément de la tarification, le régulateur peut également mettre en place des règles d'accès spécifiques aux réseaux pour faciliter l'arrivée de nouveaux acteurs. Un comité de règlement des différends est par ailleurs institué afin de garantir que les droits d'accès de tous aux réseaux sont bien respectés.

Les autorités concédantes exercent également un contrôle de l'activité des gestionnaires de réseaux de distribution au niveau de leur concession. Les régions sont dorénavant les chefs de file de la transition énergétique. Les initiatives locales en faveur du développement des EnR exigent une décentralisation des prises de décision afin de faciliter l'acceptation politique de ces projets. Le législateur a ainsi élargi les compétences des collectivités dans le domaine de la planification de la production d'énergie. À cela pourrait s'ajouter une volonté d'indépendance énergétique et par conséquent tarifaire de certaines collectivités, de nature à remettre en cause les mécanismes actuels de solidarité énergétique entre les territoires producteurs et ceux qui ne bénéficient pas d'avantages naturels avec une faible exposition au soleil ou au vent.

Cette décentralisation des décisions rend la tâche des gestionnaires de réseaux toujours plus difficile avec des objectifs pouvant être contradictoires et conduisant par exemple à faire des choix entre le raccordement de producteurs ou l'entretien des réseaux et la diminution du temps de coupure. L'échelon local est cependant adapté pour avoir une vision multi-fluide d'un territoire et permettre le développement des réseaux de chaleur et de froid. Même s'ils ne

peuvent être déployés que localement, à l'échelle d'un quartier ou d'une ville, ces réseaux sont une alternative écologique aux moyens de chauffages les plus polluants notamment quand ils sont couplés à des énergies renouvelables, la géothermie par exemple.

La gouvernance des oléoducs est quant à elle très différente des monopoles publics, avec des acteurs privés comme actionnaires de référence, mais reste cependant sous la tutelle du Ministère de la transition écologique et solidaire. Les pouvoirs publics restent pour autant présents aux conseils d'administration des exploitants à travers des commissaires du gouvernement. Leur rôle est de veiller à la conformité des décisions prises vis-à-vis de la politique énergétique de la DGEC. Ces installations peuvent appartenir aux entreprises pétrolières. Les exploitants d'oléoducs ont comme clients leurs maisons mères ainsi que leurs concurrents, y compris les stations-services de la grande distribution, qui ne sont pourtant pas représentées au capital. Contrairement aux secteurs gazier et électrique, aucune séparation patrimoniale n'a été imposée par les pouvoirs publics à ces gestionnaires d'infrastructures afin qu'ils traitent de façon non discriminatoire leurs clients. Les textes réglementaires prévoient néanmoins une obligation de non-discrimination entre les sociétés actionnaires et les sociétés tierces. La régulation s'opère ainsi par la surveillance mutuelle des actionnaires-concurrents, sous la supervision de la DGEC dont un représentant siège au conseil d'administration.

Cette situation peut s'expliquer par le fait que le secteur pétrolier a toujours été concurrentiel et n'a donc pas connu les libéralisations récentes voulues par la Commission européenne pour les industries électrique et gazière. Par ailleurs, à la différence des autres énergies, les réseaux d'hydrocarbures ne sont pas un monopole naturel et se

retrouvent en concurrence entre eux et avec d'autres moyens de transport. D'une part, les pétroliers peuvent arbitrer entre les oléoducs français en faisant parvenir leurs cargaisons pétrolières dans les différents terminaux français. Les oléoducs français, notamment ceux de bruts, sont également en concurrence avec leurs homologues européens. Ainsi, par exemple, la raffinerie de Karlsruhe a fait le choix d'importer son pétrole depuis Trieste en utilisant l'oléoduc transalpin (TAP) en lieu et place du SPSE qui était utilisé depuis 50 ans. D'autre part, même si les oléoducs sont le système le plus efficace et le moins coûteux pour acheminer des produits pétroliers, il existe également des alternatives aux canalisations. Les hydrocarbures peuvent être transportés sur de longues distances par route, par transport ferroviaire et par voies fluviales grâce à des barges qui remontent le Rhin depuis les Pays-Bas.

Enfin, l'État est peu présent dans les infrastructures pétrolières. Ainsi, bien avant la privatisation d'Elf lors du rachat par Total, l'État s'est désengagé de la société Trapil dès 1995. Sa participation a été revendue aux autres actionnaires privés présents au capital. En outre, si l'État est pour l'heure propriétaire de l'oléoduc DMM et en a délégué la concession à Bolloré Energie, des discussions seraient en cours en vue d'une privatisation de cette infrastructure à l'occasion de l'arrivée prochaine à échéance de la concession. Les principales réglementations en place concernent la sécurité de ces installations et la lutte contre la pollution. Elles sont issues du savoir-faire des exploitants qui les ont co-élaborées avec les services de l'État. Les DREAL en région sont en charge de leur application sous l'égide du préfet. Tous les ans les exploitants d'oléoducs leur fournissent un plan de surveillance et de maintenance. Les réglementations sont très présentes avec une responsabilité forte de l'exploitant, clef de voûte du droit de l'environnement. Même si la majorité des

installations ont été construites entre les années 1950 et 1970, les risques en matière de sécurité restent relativement ténus, comme le montre le faible nombre d'incidents qui se sont produits. Le principal avantage des oléoducs réside dans le fait que les canalisations sont enterrées. La réglementation en vigueur prévoit que les travaux à proximité des oléoducs doivent être déclarés afin d'éviter des ruptures de canalisations dues à des engins de chantier.

1.1.2 Les réseaux énergétiques sont indispensables à l'intégration européenne

La signature du Traité de Rome en 1957, qui a permis une plus grande intégration économique européenne, a promu l'interconnexion des réseaux de gaz et d'électricité. L'idée était de former une unique « plaque de cuivre » c'est-à-dire un espace géographique où l'énergie, notamment l'électricité, circulerait sans contrainte comme sur une plaque parfaitement conductrice.

Depuis, sans pour autant être allé jusqu'à la création d'un véritable marché unique européen en matière d'énergie, les États membres se coordonnent et travaillent ensemble sous l'impulsion de la Commission européenne sur l'interconnexion des réseaux.

Les problématiques relatives à l'énergie sont considérées comme un pilier de la construction politique de l'Europe. Pas à pas, la Commission européenne et le Parlement se sont emparés des différents enjeux avec plusieurs objectifs :

- disposer de réseaux d'énergie performants et résilients, véritables acteurs du développement économique des pays ;

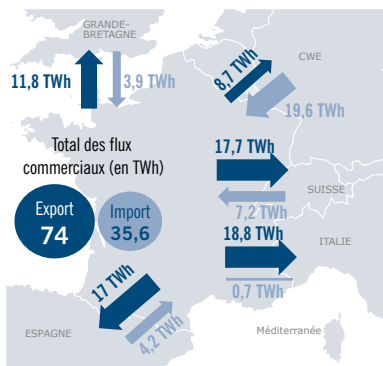
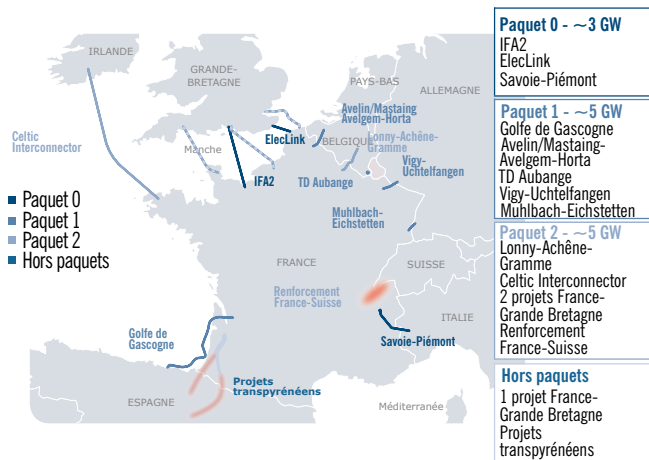
- garantir et maintenir une solidarité énergétique entre les pays membres ;
- permettre aux consommateurs, particuliers ou professionnels, de disposer d'une énergie abordable dans un marché ouvert ;
- accompagner l'Europe dans la transition énergétique à travers des politiques énergétiques et environnementales durables.

Ces objectifs, parfois difficiles à concilier, ont eu pour conséquence une montée en puissance forte de plusieurs directions de la Commission sur les sujets énergétiques (DG-COMP, CLIMA, ENER, DEVCO, ECFIN, INEA), avec des décisions fortes et structurantes pour les chaînes de valeur traditionnelles. Les différentes directives ont remodelé et modifié les systèmes énergétiques des différents États membres.

L'Europe détient aujourd'hui un système intégré et puissant avec des pays européens qui ont réussi à mettre en place une coordination et une gestion des réseaux à échelle européenne. Les gestionnaires de réseaux nationaux se regroupent et partagent autour de forts acteurs centraux tels que l'ENTSO-E et l'ENTSO-G. Depuis 2009, le centre de coordination technique Coreso, qui réunit des opérateurs de réseaux de transport de cinq pays dont RTE, assure avec succès la coordination sur le transport d'électricité. De même pour PRISMA pour le gaz depuis 2012.

En termes de régulation, l'ACER, mise en place en 2010, aide les autorités de régulation nationales dans l'exercice et la coordination de leurs tâches réglementaires au niveau européen, avec un rôle clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Interconnexions européennes



Source : RTE.

Les réseaux d'énergies sont aujourd'hui considérés comme des leviers essentiels pour accompagner les États membres dans la transition énergétique. L'interconnexion de ses réseaux ainsi que la coordination des États membres sont fondamentales afin d'avoir une vision globale de la transition énergétique européenne.

Ainsi, les réseaux sont devenus indispensables à l'intégration européenne pour différentes raisons :

- l'interconnexion des réseaux rend possible le couplage des marchés qui consiste en la mise en commun des carnets d'ordre des bourses gérant les marchés à court terme de plusieurs pays voisins ;
- la complémentarité des modes de vie en Europe et les différents usages de l'énergie permettent l'utilisation optimale des réseaux et la possibilité d'équilibrer les pointes de consommation d'un pays à l'autre (les pics de consommation, par exemple, ne se produisent pas au même moment dans les pays européens en raison des différences d'habitude, ce qui permet d'optimiser les investissements de production au sein de l'Union européenne) ;
- le maillage européen des réseaux permet de résorber les écarts de prix ;
- la solidarité européenne est renforcée grâce aux réseaux (notamment en situation d'urgence).

La Commission européenne insiste sur le fait « *qu'un marché énergétique européen intégré constitue le moyen le plus rentable de garantir des approvisionnements sûrs et abordables aux citoyens européens. Grâce aux règles communes du marché de l'énergie et*

aux infrastructures transfrontalières, l'énergie peut être produite dans un pays de l'UE et livrée aux consommateurs dans un autre. Cela permet de maîtriser les prix en créant une concurrence et en permettant aux consommateurs de choisir des fournisseurs d'énergie »¹⁸.

Les réseaux garantissent donc une vision européenne de la sécurité d'approvisionnement au sein des États membres. Cette sécurité fonctionne grâce au principe de solidarité européenne. Cette coopération structurée permet de prendre en compte simultanément les spécificités de besoins propres de chaque pays ainsi que les besoins globaux de l'Europe.

Dans ce modèle, les réseaux sont essentiels à la création d'un modèle économique vertueux global. À titre d'exemple, cela permet à la France d'évacuer l'électricité des centrales nucléaires lorsque la production est supérieure au besoin réel. De la même manière, les opérateurs de réseaux sont essentiels dans la gestion de crise, comme une panne grave d'un système énergétique de production dans un pays ou une situation atypique. Par exemple, un léger déficit de production électrique au Kosovo a perturbé pendant plusieurs semaines l'ensemble de l'Europe en raison de l'interconnexion des réseaux électriques. En 50 jours, le pays a – volontairement – produit 113 millions de kilowattheures de moins que sa consommation. Ce n'est que 0,02 % de la production électrique du continent sur la même période mais bien assez pour modifier la fréquence à laquelle la tension électrique oscille sur les prises de courant des consommateurs. Ainsi, les opérateurs de transport d'électricité, RTE au premier plan, ont dû œuvrer pour permettre à toute la plaque européenne de se rééquilibrer et de se rephaser.

¹⁸ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers>.

Aujourd'hui l'intégration européenne peut paraître fragilisée et parfois remise en question par des événements politiques comme le Brexit. Toutefois, l'intégration européenne de l'énergie, grâce aux réseaux notamment, parvient à se maintenir, voire a tendance à se renforcer. En effet, une des premières mesures demandées par le Royaume-Uni lors des négociations du Brexit a été de vouloir rester dans un marché européen de l'énergie.

Essentiels pour l'intégration européenne et véritables leviers d'action dans la transition énergétique, les réseaux devront avoir une place véritablement centrale dans les investissements des prochaines années. En complément des règlements et directives actuelles qui couvrent le secteur énergétique, la Commission européenne a en ce sens adopté plusieurs codes de réseau et lignes directrices relatives aux interconnexions en vue d'une meilleure intégration des marchés de gros européens et permettre une distribution plus efficace de la production EnR.

Les orientations du 4^e paquet de l'énergie de la Commission européenne prévues pour 2020 seront structurantes et s'appuieront nécessairement sur les réseaux existants et les investissements futurs à faire, à la fois pour renforcer les interconnexions et maintenir les réseaux existants mais aussi pour prévoir l'intégration globale des EnR en Europe.

En outre, le plan Juncker de financement d'infrastructures stratégiques¹⁹ a bénéficié à certains réseaux énergétiques français, notamment pour le développement d'un réseau de biogaz ou le financement du déploiement d'un projet de compteurs communicants dans une entreprise locale de distribution. La Commission européenne

¹⁹ Le plan Juncker qui a mobilisé 315 Mds€ de financement avec comme objectif 500 Mds€ d'ici 2020 a bénéficié pour 19 % au secteur énergétique européen.

dispose également de la possibilité de reconnaître des interconnexions comme projets d'intérêt commun si elles contribuent à répondre aux objectifs de l'Europe de l'énergie. Ces projets peuvent ainsi bénéficier de certains financements européens ainsi que de procédures simplifiées en vue de faciliter leur mise en œuvre. RTE travaille actuellement sur plusieurs projets d'intérêt commun avec ses homologues européens : le projet Celtic d'interconnexion qui reliera la France et l'Irlande et le projet Golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne.

1.2. ... qui ne sont pourtant pas au centre des priorités politiques publiques

En dépit de leur caractère stratégique, les réseaux semblent être les grands oubliés des débats publics en France comme en Europe. Une explication possible réside dans le fait que les réseaux sont des infrastructures lourdes et complexes qui fonctionnent plutôt bien en France. Pourquoi, dans ces conditions, parler « des trains qui arrivent à l'heure » ? Pourquoi souhaiter remettre les réseaux au centre des priorités publiques ?

Si les réseaux doivent occuper une place plus centrale dans les débats, c'est parce qu'ils sont la condition de la réussite de la transition énergétique et vont devoir, dans les années à venir, répondre à des enjeux à la fois politiques, économiques et sociaux. Il semble donc difficile de continuer à les maintenir à l'écart des priorités des politiques publiques aujourd'hui. Le gouvernement, à travers la PPE²⁰, a ainsi fixé les orientations qui constitueront le

²⁰ La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) établit les priorités d'action du gouvernement en matière d'énergie pour la métropole continentale, dans les 10 années à venir, partagées en deux périodes de 5 ans.

fondement de l'avenir énergétique de la France pour les prochaines années. Cependant, celle-ci semble centrée principalement sur la production et les réseaux sont évoqués en filigrane, principalement comme variable d'ajustement. La question de leur capacité à raccorder les nouvelles installations de production n'est pas réellement traitée, alors qu'il conviendrait bien plutôt d'accompagner les gestionnaires de réseaux afin de réussir les ambitions affichées dans la PPE²¹.

Tout d'abord, l'énergie, et conséquemment les réseaux, est devenue une véritable préoccupation sociale ces dernières années. Les consommateurs français souhaitent comprendre leurs factures énergétiques et les décisions stratégiques qui sont prises dans le cadre de la transition énergétique. Les réseaux représentent en effet une part non négligeable de la facture ; il semble donc justifié d'expliquer les raisons d'investir dans les réseaux pour garantir l'acceptabilité du coût par les consommateurs.

Ensuite, la transition énergétique va apporter des changements significatifs dans l'utilisation des infrastructures existantes ainsi que par les nouveaux usages qu'ils vont devoir intégrer. Le pilotage des réseaux, jusqu'à maintenant très centralisé, va se complexifier avec l'arrivée d'une production décentralisée et diffuse sur l'ensemble du territoire. L'électrification de nouveaux usages, comme la mobilité, va également engendrer plus d'entropie dans le système énergétique. Afin d'avoir une meilleure visibilité sur les flux qui transitent sur leurs réseaux, les opérateurs vont donc devoir intégrer de nombreux capteurs et digitaliser leur fonctionnement. Ces *smart grids* vont ainsi permettre de gagner en efficacité en équilibrant à la maille

²¹ <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>.

locale la production renouvelable intermittente avec la consommation des clients qui pourront être pilotés, à la hausse comme à la baisse.

Il faut donc aujourd'hui remettre le sujet des réseaux au centre du débat sur la transition. Comment les réseaux doivent-ils évoluer pour accompagner cette transition ? Quel prix sommes-nous prêts à payer ? Quelles sont les différentes stratégies qui peuvent être envisagées ?

De plus, il faut donner les moyens à l'ensemble des acteurs du secteur de l'énergie, des gestionnaires de réseaux aux acteurs nationaux et européens, d'avoir une vision d'ensemble claire des réseaux d'énergies actuels et du chemin à parcourir pour répondre aux objectifs de la transition énergétique de demain. Le rôle des réseaux va être amené à changer, à évoluer parallèlement aux usages et aux besoins. Il y a d'ailleurs une volonté des territoires à monter en compétence technique pour venir challenger les opérateurs et les gestionnaires de réseaux sur leur terrain.

Cela illustre bien la nécessité aujourd'hui de redonner de la visibilité et une place centrale aux réseaux dans les politiques publiques en raison de leur rôle stratégique dans la transition énergétique.

Proposition

Mettre en place une « PPE Réseaux », tenant compte de l'évolution de la demande et de la production. C'est en effet indispensable pour que le gouvernement et le législateur orientent et déclinent la politique énergétique du pays en traitant les impacts sur l'ensemble de la chaîne, et non seulement sur le plan de la production. Ce document d'orientation, commun aux différentes énergies, étudiera leur complémentarité et la manière dont les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur, peuvent fonctionner en synergie les uns avec les autres.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE GÈNÈRE AUJOURD'HUI DE NOMBREUX DÉFIS POUR LES RÉSEAUX, NOTAMMENT POUR CEUX TRANSPORTANT DES ÉNERGIES DONT LA PART DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE EST AMENÉE À DÉCROÎTRE

2.1. L'avenir des infrastructures gazières est incertain, d'autant que les nouveaux usages auxquels ils pourraient être affectés demeurent à la recherche d'un modèle économique

Les enjeux futurs pour les réseaux gaziers

La transition énergétique nous force aujourd'hui à repenser l'avenir des réseaux de gaz en France. Les décideurs publics ont largement entamé cette réflexion, notamment à travers la PPE de 2019-2023 et 2024-2028. Celle-ci définit une stratégie d'évolution du mix énergétique misant surtout sur l'électricité, et par conséquent réserve une faible place au gaz. Comme le relève Jean-François Carencio, le président de la CRE, « *pour des raisons stratégiques, diplomatiques et des raisons écologiques, le gaz naturel va diminuer à terme* ».

La PPE souligne que « *le gaz naturel est aujourd'hui une énergie essentielle au système énergétique français. Sa capacité de stockage est aujourd'hui nécessaire pour faire passer les pointes d'hiver de chauffage et d'électricité. Par ailleurs, le gaz naturel est l'énergie*

fossile la moins carbonée. Il n'en reste pas moins une énergie fossile et devra donc être remplacée à long terme par du biogaz ou des nouveaux gaz de synthèse produits avec des énergies renouvelables »²².

La transition énergétique va impliquer une diminution de la consommation du gaz et du pétrole dans le mix énergétique, au profit de l'électricité et de la chaleur et du froid. La problématique de la place du gaz dans le mix futur est donc centrale, et un modèle économique viable reste à trouver. D'autant plus que, s'agissant du gaz naturel, en plus de la diminution des consommations globales sur les réseaux gaziers, on constate également une diminution du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution. Il convient donc de réfléchir à la gestion des infrastructures en décroissance, d'autant plus que les réseaux sont des infrastructures très capitalistiques, à coûts fixes très élevés, et difficilement adaptables. Cette situation pourrait ainsi conduire à un effet ciseau avec des coûts globaux stables voire en augmentation supportés par une base de plus en restreinte de consommateurs. La mutualisation des coûts entre les utilisateurs sera plus difficile car la base de consommateurs concernés sera moins importante. Les clients seraient en conséquence incités à se dé-raccorder des réseaux et à choisir une autre énergie de chauffage.

Pour lutter contre ce phénomène et conserver un coût moyen d'accès au réseau acceptable, la CRE incite depuis plusieurs années GRDF à faire la promotion du gaz naturel et de ses usages avec des aides directes aux futurs clients. En 2018, GRDF a réussi à raccorder plus de 30 000 clients supplémentaires. Cette tendance devrait perdurer avec les récentes annonces du gouvernement qui souhaite mettre

²² Programmation pluriannuelle d'énergie 2018.

fin aux chaudières au fioul d'ici 2030. Environ un million de ménages pourraient ainsi souhaiter se raccorder aux réseaux de distribution de gaz naturel comme solution de repli.

Dans ce contexte d'avenir qui va voir la consommation de gaz fortement diminuer, comment les réseaux de gaz vont-ils évoluer ? Que faire des infrastructures existantes ? Quels investissements poursuivre ? Quels seront les nouveaux usages des réseaux de gaz ?

Il serait prématuré de condamner à l'avance les réseaux de gaz. En effet, même si la consommation de gaz a vocation à diminuer, elle ne disparaîtra pas à moyen terme. Cette énergie est, en outre, adaptée à de nombreux usages, la rendant parfois difficilement remplaçable. A la différence des EnR, le gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité permet de passer la pointe de consommation hivernale liée à la part importante du chauffage électrique dans le parc résidentiel français. En outre, les réseaux de gaz français permettent d'assurer une sécurité d'approvisionnement en énergie en France grâce au stockage.

Les gestionnaires de réseau de gaz ont été surpris, voire sceptiques, quant à la position de la France de vouloir progressivement arrêter le gaz, sans pour autant approfondir l'ensemble des opportunités que pourraient représenter les différents gaz verts. En effet, il est reproché à la PPE de raisonner en silos et de ne pas offrir une vision collective du bien commun que sont les réseaux d'énergie, ni de positionner le gaz comme une énergie qui peut accompagner la transition énergétique.

Les usages de substitution

Les gestionnaires de réseaux de gaz étudient aujourd'hui les usages de substitution des réseaux possibles. Les opportunités pourraient être nombreuses, comme avancé par GRTGaz, GRDF, Teréga. Dans l'étude de ces opportunités, les acteurs du gaz étudient principalement la réduction des émissions de gaz à effet de serre et le développement des gaz renouvelables pour répondre aux usages actuels et futurs. Trois filières principales de gaz renouvelable, aussi appelé « gaz vert », ont été mises en avant dans le rapport « Le Verdissement du gaz » du comité de prospective de la CRE de juillet 2019 :

- la méthanisation. Dès 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août a fixé un objectif de 10 % de gaz vert dans les réseaux en 2030²³ ;
- la pyrogazéification ;
- le power-to-gaz.

La méthanisation est la filière qui offre le plus de promesses à ce jour. Il existe déjà 700 unités de production en fonctionnement en France et 10 000 en Allemagne. Les installations de méthanisation initient des dynamiques d'économie circulaire, d'agroécologie et de traitements des déchets, en particulier au profit du monde agricole²⁴. C'est une technologie qui repose sur la dégradation de matière organique dans un milieu sans oxygène.

Les matières organiques pouvant être exploitées incluent notamment les déchets (animaux et végétaux), les cultures agricoles ou leurs résidus, les boues de station d'épuration des eaux usées, ou encore les déchets organiques municipaux ou industriels. Ce processus

²³ Article L 104 - 4 du Code de l'énergie.

²⁴ Rapport « Le Verdissement du gaz », Comité de prospective de la CRE, Juillet 2019.

consiste essentiellement à chauffer ces matières dans une grande cuve fermée, appelée digesteur, méthaniseur ou réacteur à biogaz. Le biogaz sera formé au bout de quelques semaines. À la fin de la méthanisation, il reste un résidu solide au fond de la cuve nommé digestat qui peut servir d'engrais. Le biogaz contient principalement du méthane (plus de 50 %) et du dioxyde de carbone. En l'état, il peut déjà servir à alimenter des moteurs biogaz, pour générer de la chaleur et de l'électricité. Pour qu'il puisse être injecté dans le réseau il doit subir une épuration. À la suite de cela on ne parle plus de biogaz mais de « biométhane » : contenant plus de 97 % de méthane, il est de qualité équivalente à celle du gaz naturel.

Les avantages et opportunités du gaz vert par la méthanisation sont multiples. Tout d'abord, il peut être produit facilement et assez rapidement. De plus, la chaîne de production et de consommation de ce gaz entraîne une libération de CO₂ beaucoup plus faible que celle du gaz naturel, il est donc moins polluant. Il permet aussi de réduire le nombre de déchets, ce qui en fait une énergie en phase avec la transition énergétique.

La pyrogazéification consiste à chauffer des déchets à des températures tournant en moyenne autour de 1 000°C en présence d'une faible quantité d'oxygène.

L'ensemble du déchet (à l'exception d'une fraction minérale du déchet et d'une petite quantité de carbone fixe non converti qui constituent le résidu solide) est converti en ce que l'on appelle « gaz de synthèse » ou « syngaz ». Celui-ci est composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et, dans une moindre mesure, de méthane et de diazote. Aujourd'hui, l'utilisation directe de ce gaz de synthèse est possible et relativement répandue

dans certains procédés industriels et dans des chaudières. Cependant, pour pouvoir injecter ce gaz dans les réseaux, il est nécessaire de le transformer en biométhane par la méthanation.

Il n'y a aujourd'hui pas encore de rentabilité économique associée à cette technologie et il faudra encore des travaux de recherches supplémentaires ainsi que des expérimentations afin de valider la technologie et trouver un modèle économique rentable (cf. le comité de prospective de la CRE).

Le *power-to-gas*, quant à lui, est un procédé qui consiste à convertir l'électricité en gaz de synthèse injectable dans les réseaux, sous forme d'hydrogène (H₂) ou de méthane (CH₄). On parle de gaz renouvelable quand l'électricité utilisée est d'origine renouvelable (éolien, photovoltaïque par exemple). Le procédé implique deux phases distinctes : la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et la conversion éventuelle de cet hydrogène en biométhane, par réaction de méthanation qui permet de valoriser l'électricité décarbonée non exploitée. Le gaz est ensuite stockable et peut être utilisé pour différents usages et dans divers secteurs (transport, bâtiment, tertiaire, industrie, etc.). Ce procédé semble se développer à très grande vitesse à échelle nationale. Quelques initiatives en témoignent. À Dunkerque, le *power-to-gas* est utilisé par Engie pour chauffer 200 logements et devrait par la suite alimenter une cinquantaine de bus fonctionnant avec un mélange d'hydrogène et de gaz naturel. Un autre projet significatif a vu le jour en Provence-Alpes-Côte-D'azur à l'initiative de GRTGaz. Il s'agit du projet Jupiter 1000 : le site aurait la capacité d'injecter 200 m³ d'hydrogène par heure dans le réseau. Cette technologie reste toutefois au stade de processus expérimental aujourd'hui.

En termes d'emploi, ces filières naissantes sont, par ailleurs, encore trop embryonnaires pour prendre le relais des secteurs gaziers historiques. La loi de 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoyait l'élaboration d'un Plan de programmation de l'emploi et des compétences. Ce plan, publié début 2019, comptabilise à date entre 20 000 et 50 000 emplois directs dans le secteur gazier. Bien qu'en progression régulière, la filière du biogaz ne prévoit que moins de 2000 emplois directs en 2016. Dans la phase transitoire, en amont de l'industrialisation de la production de biométhane en France, un accompagnement des salariés du gaz et des sous-traitants est donc nécessaire pour s'adapter aux nouveaux usages des réseaux ainsi qu'à la digitalisation du secteur et à l'approche multi-énergie qui peut en découler.

Proposition

Accélérer la mise en place, sous l'égide de la CRE, de l'identification des zones favorables pour orienter et inciter les projets à se développer sur les territoires les plus propices à l'accueil de méthaniseurs, reposant en particulier sur l'étude des coûts de raccordement et d'injection dans les réseaux, de transport ou de distribution.

Le gaz vert offre donc un certain nombre de promesses à approfondir et expérimenter. En revanche, en l'absence des modèles économiques qui valideraient l'utilisation de ces nouvelles technologies, il reste compliqué d'envisager le passage à grande échelle des expérimentations qui sont effectuées pour l'instant. À date, le coût de production du biométhane reste élevé (95 €/MWh) alors que le prix du gaz naturel sur les marchés se situe à environ 32 €/MWh. À court terme, on peut donc s'interroger sur la capacité pour la filière de pouvoir faire diminuer son coût de production et ainsi être

compétitive sans subvention publique. Pour autant, il est possible qu'à horizon de 50 ans un modèle économique émerge pour l'une ou plusieurs de ces technologies. Il est donc impératif de poursuivre les travaux et les recherches en cours. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont donc tout intérêt à partager leur retour d'expérience entre eux. À cet effet, GRDF a conclu avec Italgas, gestionnaire de réseau de distribution italien, un accord de coopération concernant l'intégration croissante du gaz renouvelable.

Il serait donc en tout état de cause peu rationnel de se contenter de laisser périlcliter ces réseaux existants. Si le poids du gaz va diminuer dans le mix énergétique français, il faut réfléchir à l'évolution du rôle des gestionnaires des réseaux de gaz. Trois rôles pour les réseaux de gaz sont envisageables à l'avenir :

- un **rôle assurantiel** qui s'illustre par la possibilité de garder des réseaux de gaz afin de ne pas se priver d'une énergie qui permet à la fois de garantir une sécurité d'approvisionnement en France, de stocker de l'énergie et donc d'offrir une véritable flexibilité énergétique.
- un **rôle de complémentarité** des énergies qui s'incarne bien à l'échelle locale où il est pertinent d'adapter le mix énergétique aux spécificités du territoire considéré. Les enjeux et les scénarios envisageables ne sont pas les mêmes selon l'échelle étudiée (européenne, nationale ou locale). Construire des schémas directeurs en regardant la complémentarité des énergies et leur continuité sur les territoires pourrait permettre de minimiser les coûts pour les collectivités.

- un **rôle de transporteur de l'ensemble des gaz**, et notamment des nouveaux gaz, suppose l'adaptation des infrastructures à ces nouveaux gaz et une complexification de leur gestion. Les différents acteurs du réseau et des collectivités concernées vont avoir besoin de partager plus largement l'information afin de mieux se coordonner. Le digital offre un certain nombre de réponses à cette problématique.

L'avenir des infrastructures gazières demeure donc incertain, malgré le développement de nouvelles technologies de gaz renouvelables qui offrent de nouvelles opportunités envisageables à moyen/long terme. Il conviendra d'ailleurs de concilier les logiques et les horizons de temps entre les politiques publiques, les chercheurs et les gestionnaires de réseaux afin d'anticiper les évolutions possibles. Le secteur de l'énergie nécessite de prendre des décisions et faire des choix aujourd'hui qui impacteront les 20 ans à 50 ans à venir.

Proposition

Étudier l'opportunité de renforcer la coopération entre RTE, GRTgaz et Teréga pour optimiser le pilotage des réseaux stratégiques français en matière énergétique et accélérer la convergence entre les énergies. Cette étude pourrait être menée sous l'égide de la DGEC.

2.2. La fin de la rente pétrolière menace l'équilibre financier des réseaux de pétrole, qui devront toutefois être conservés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement

Des réseaux pétroliers indispensables pour l'armée et les aéroports

Depuis 1999, la France connaît une diminution continue de la consommation de produits pétroliers qui était en croissance depuis le dernier choc pétrolier de façon corrélée avec le PIB. La consommation de produits pétroliers est ainsi passée de 89 Mt en 1999 par an à 74 Mt en 2018, niveau équivalent à la consommation de 1986. Cette diminution reste toutefois disparate entre les différents produits finis. Après avoir connu une forte croissance depuis le milieu des années 1980, la consommation de gazole commence désormais à décroître (- 3 % entre 2018 et 2017). Cette situation s'explique par la politique fiscale du gouvernement récemment mise en place et qui vise à aligner les taxes entre le diesel et l'essence. La consommation de gazole reste toutefois environ cinq fois supérieure en France à la consommation d'essence. Par ailleurs, les carburants aéronautiques, produits à base de kérosène, sont quant à eux en progression constante depuis de nombreuses années (+ 3,2 % en 2018). Il est fort probable que cette tendance se confirme à moyen terme en raison de l'accroissement continu du transport aérien en Europe et dans le monde, même si on note un récent mouvement lié à la « honte de prendre l'avion » qui a notamment conduit à une diminution du trafic passager en Suède.

La loi sur la transition énergétique pour une croissance verte votée en 2015 prévoit qu'en 2030 15 % de la consommation finale de carburants sera assurée par des EnR. De plus, la PPE vise désormais

la neutralité carbone dès 2050. D'ici là, les pouvoirs publics ont fixé des objectifs ambitieux à atteindre. Pour la période allant jusqu'à 2028, la consommation primaire d'énergie fossile devra avoir décliné de 35 % par rapport à son niveau de 2012. Sans remettre en cause le bien-fondé de ce chiffre, il est utile de rappeler qu'au niveau européen la Commission n'a, à date, fixé aucun objectif chiffré. Par ailleurs, la consommation primaire de fioul devrait passer de 843 TWh en 2017 à 565 TWh en 2028. S'agissant du brut raffiné, selon le scénario de référence de la DGEC, sa consommation devrait se réduire progressivement par rapport à la situation en 2015 de -20 % en 2020 et -34 % en 2030.

La DGEC prévoit que ces objectifs seront atteints tout d'abord grâce à la rénovation énergétique des logements et à la substitution de moyens de chauffage fossiles par des solutions moins polluantes. Un million de chaudières fioul devraient ainsi être remplacées par des chaudières au gaz ou des pompes à chaleur électriques. Les énergéticiens français EDF, Engie et Total ont déjà suivi les recommandations de la DGEC en proposant des offres commerciales à leurs clients en ce sens.

En outre, il est prévu que la consommation unitaire des véhicules thermiques continue de décroître grâce aux progrès technologiques au niveau des motorisations mais également en devenant de plus en plus hybrides. La majorité des constructeurs réfléchissent actuellement à l'élargissement de leur offre. En parallèle, les véhicules thermiques devraient être remplacés progressivement par des véhicules électriques. Ce phénomène reste encore marginal en France avec à présent environ 200 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation, dont une grande majorité sont des véhicules professionnels. Selon la CRE, ces véhicules propres

représentent 2 % des immatriculations depuis 2018 et moins de 1 % du parc automobile français. Cette proportion devrait fortement augmenter dans les années à venir. Le plan climat prévoit la fin de la commercialisation de véhicules émettant des gaz à effet de serre pour 2040. Selon la DGECC, entre 2,5 à 3 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables devraient être en circulation en 2025 et entre 3,6 à 4,3 millions d'ici 2030.

Malgré ces objectifs ambitieux, force est de constater que les volumes transportés par les oléoducs français continuent de croître, notamment grâce aux carburants aéronautiques livrés aux aéroports qui compensent les baisses de gazole et de fioul. Si les objectifs de la PPE ne sont pas revus d'ici là par les prochains gouvernements et s'ils sont respectés par les acteurs économiques, à l'horizon 2050 les sept raffineries françaises encore en exploitation auront été fermées. Certaines raffineries peuvent cependant retrouver une seconde vie comme l'ancienne raffinerie de la société Pétroplus située près de Rouen et qui a récemment été transformée en dépôt pétrolier par Bolloré Énergie. La France ne sera donc plus en mesure de raffiner du pétrole et devra importer les produits finis pour couvrir notamment la consommation résiduelle des secteurs aérien et maritime ainsi que celle de ses forces armées. Leur électrification n'est effectivement pas prévue dans un horizon de temps réaliste, même si des industriels travaillent sur les concepts d'avions ou de ferries électriques. Par ailleurs, les grands ports maritimes sont encore très dépendants des hydrocarbures et doivent anticiper la fin de la rente pétrolière. Pour compenser la perte de tonnage due à la fermeture des raffineries, une solution pourrait être le développement des activités alternatives dont le gaz naturel liquéfié maritime, à l'instar des stratégies engagées par les ports du nord de l'Europe.

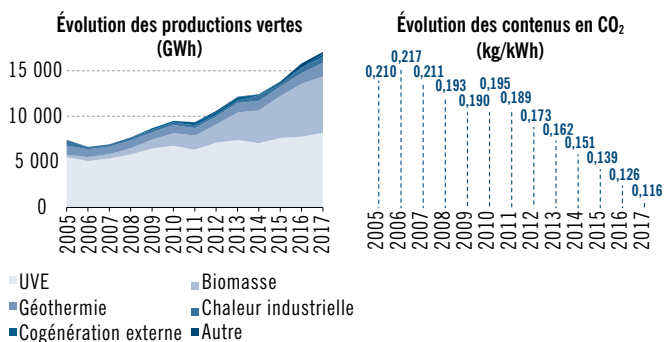
Peu d'opportunités pour transporter d'autres fluides

Les exploitants se préparent dès à présent à une diminution à moyen terme des quantités transportées et en conséquence de leurs revenus générés par leur cœur d'activité. En tant que sociétés privées, elles se doivent d'assurer leur rentabilité et de trouver de nouveaux relais de croissance. Tout d'abord, concernant le pétrole brut, compte tenu de la fermeture envisagée des raffineries françaises, les exploitants d'oléoducs de brut vont se retrouver au fur et à mesure en concurrence avec leurs homologues étrangers pour approvisionner les sites restants. La diminution des volumes de brut circulant sur certains pipelines pourrait remettre en cause leur équilibre économique en cas de sous-utilisation. Dans un contexte très concurrentiel des raffineries et des oléoducs, cette situation pourrait avantager l'appareil industriel de nos voisins européens.

La conversion d'oléoducs de pétrole brut en oléoducs de produits finis semble être techniquement délicate tout en étant relativement coûteuse en raison, d'une part, de la taille des canalisations et, d'autre part, des tracés qui relient les raffineries alors que les produits finis doivent être acheminés jusqu'aux dépôts. Le secteur pétrolier travaille ainsi sur la possibilité de transporter d'autres fluides compte tenu de la difficulté de construire de nouveaux pipelines en France. Ces fluides pourraient être du gaz naturel, de l'hydrogène mais également du CO₂. Toutefois, les obstacles techniques pour rendre compatibles les infrastructures existantes (pompes, valves, etc.) semblent être trop nombreux pour que ces options soient envisageables dans une enveloppe financière réaliste et acceptable pour la société.

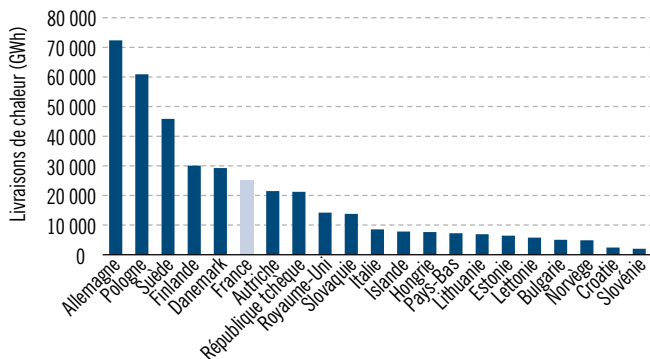
La question des biocarburants qui permettent d'économiser plus de la moitié des émissions de CO₂ par rapport aux carburants fossiles

est également posée. La première génération de biocarburants est à base de plantes riches en sucre ou en amidon pour produire de l'éthanol qui est ensuite mélangé à de l'essence. De façon similaire, les plantes riches en huile servent à créer du biodiesel. Au niveau communautaire, la Commission européenne a fixé un objectif de 10 % d'EnR dans les transports en 2020 avec un plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération. Total a commencé à convertir sa raffinerie de La Mède pour produire de façon industrielle des biocarburants. La priorité de la PPE est désormais de développer les carburants de seconde génération. Ils se basent sur de la biomasse provenant de déchets organiques et de résidus agricoles. Le gisement de biomasse reste néanmoins limité et largement en concurrence avec la production de chaleur. Enfin, des biocarburants de troisième génération pourraient être générés à partir de microorganismes mais sont encore au stade de la recherche et développement.



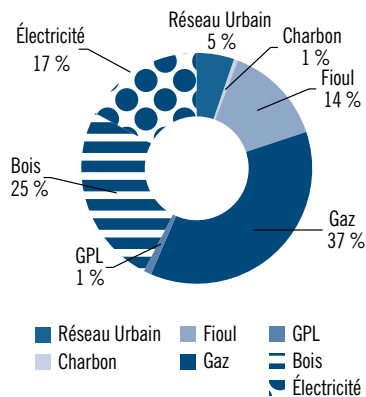
Source : FEDENE.

Panorama des livraisons des réseaux de chaleur en Europe



Source : données FEDENE & Euroheat and power.

Répartition des besoins en chauffage en France



Source : FEDENE.

7 2

Les secteurs du transport aérien et maritime accompagnent également le développement des biocarburants. L'Organisation maritime internationale souhaite diminuer de moitié les émissions de gaz à effet de serre du secteur d'ici 2050 et fortement réduire la teneur en soufre du fioul utilisé par le transport maritime. Les transporteurs vont donc devoir s'adapter en utilisant des carburants alternatifs. La société Maersk, premier transporteur mondial de conteneurs, expérimente dès à présent sur sa flotte 20 % de biocarburant mélangé au fioul lourd. En parallèle, les transporteurs pourraient également réduire leur vitesse pour réduire la consommation de carburant et les émissions de CO₂ associées. S'agissant du kérosène, il n'existe pour l'instant pas d'alternative crédible et économique aux hydrocarbures pour le secteur aérien. Les prochaines années devraient voir l'émergence de biokérosène, mélangé avec du jet, qui devra néanmoins répondre aux exigences de performance, de certification et de compatibilité pour permettre son emploi sans modification des avions et des infrastructures. Des premiers essais sont en cours : Air Total, fournisseur de nombreux aéroports dans le monde, a récemment signé un partenariat avec un producteur de biocarburants à base de grains de maïs. Par ailleurs, les pouvoirs publics réfléchissent également à l'introduction d'ici 2021 d'une incitation financière à destination des compagnies aériennes afin d'incorporer des biocarburants, à l'instar des outils existants pour le transport terrestre. La DGEC pourrait fixer comme objectifs au secteur aérien 2 % de biocarburants en 2025 et 5 % en 2030.

Enfin, à horizon 2050, le secteur pétrolier souhaite développer des carburants liquides bas carbone tels que des carburants de synthèse obtenus à partir d'hydrogène fabriqué par électrolyse et de CO₂ capté.

Ces nouveaux produits pétroliers sont une solution transitoire qui permettra de maintenir des volumes nécessaires à l'équilibre économique des oléoducs de produits finis.

Une diversification des activités notamment vers l'international

Les solutions viennent en conséquence pour partie des exploitants. Une diversification a ainsi été menée par Trapil. En plus de la gestion de son propre oléoduc Le Havre Paris, ce dernier propose des prestations d'exploitation, de maintenance et de surveillance à des tiers en France, par exemple pour la SPMR. En complément, Trapil offre des prestations liées à l'ingénierie des oléoducs (inspection, audit, informatique, analyses en laboratoire, etc.) en France et à l'étranger. Trapil a notamment développé une nouvelle génération de racleurs dotés d'une technologie ultrasons qui permettent de détecter de façon plus précise les défauts au sein des canalisations. Ces activités annexes ont vocation à pallier la diminution du financement lorsque la consommation va se réduire. Cette polyvalence permet au surplus de développer et de perfectionner les qualifications des employés des sociétés d'exploitation.

Les exploitants se tournent également vers l'international pour se préparer à la PPE. L'expertise de Trapil est reconnue en Afrique, notamment concernant la lutte contre les piquages clandestins sur les oléoducs. Les exploitants sont également sollicités par les exploitants chinois qui s'intéressent à la technologie des racleurs mais également de façon plus globale à la réglementation mise en place en France pour la gestion de ces infrastructures. Les exploitants français, ou leurs actionnaires, pourraient également être intéressés par une prise de participation au sein d'autres oléoducs européens.

Des subventions à plus long terme ?

A la différence des infrastructures électriques et gazières, la politique tarifaire des oléoducs n'est pas décidée par un régulateur indépendant. Elle est directement fixée par les sociétés d'exploitation. Les textes réglementaires prévoient que les tarifs d'accès soient soumis au contrôle de la DGEC qui peut effectuer des analyses de données comptables et, le cas échéant, faire opposition. En pratique, le fonctionnement du secteur est satisfaisant au regard des enjeux en raison de la collégialité au sein des actionnaires et de la présence d'un commissaire au gouvernement.

Jusqu'à présent, les tarifs permettent de couvrir les dépenses d'exploitation des opérateurs. Les oléoducs étant en concurrence, les sociétés d'exploitation n'ont aucun intérêt à faire augmenter sensiblement les tarifs d'utilisation. A titre d'illustration, le transport par le LHP d'un mètre cube de gazole entre la Normandie et l'Île de France revient à moins de 4 euros contre plus du double par camion. Les tarifs connaissent cependant une augmentation depuis de nombreuses années en raison des investissements nécessaires au renouvellement des actifs.

Se pose donc la question de la sécurité d'approvisionnement en France à long terme qui ne semble pas avoir été entièrement abordée jusqu'à présent dans les réflexions sur la PPE. L'avenir des pipelines transportant des produits finis doit être assuré afin de subvenir aux besoins des forces armées et des secteurs aérien et maritime. Si l'armée doit supporter seule le coût du maintien des réseaux pétroliers nécessaires à son activité en exploitation, cette situation devrait créer des enjeux importants pour les finances publiques.

Un système de subventions publiques visant à garantir le maintien d'un filet de sécurité ne semble cependant pas à l'ordre du jour dans un contexte où les subsides aux énergies fossiles se réduisent. Pour autant, le transport par oléoduc reste une solution sûre avec une empreinte écologique limitée comparée à l'alternative de transport de produits finis par camions. Les émissions de CO₂ d'un pipeline par rapport à un transport par camion sont trente fois moindres à volume équivalent.

Proposition

Confier au Secrétariat Général de la Défense et de la Sécurité Nationale (SGDSN), dans le cadre des déclinaisons des dispositifs législatifs et réglementaires (en particulier de la Loi de Programmation Militaire), une mission d'évaluation de la criticité des infrastructures de transport d'hydrocarbures et de la robustesse des exploitants des réseaux d'oléoducs.

2.3. La gouvernance des réseaux doit être repensée à l'aune des priorités de la transition énergétique

Trouver le bon niveau d'intervention entre national et local

L'héritage de l'après-guerre entraîne une vision assez centralisée de l'énergie en France. Les objectifs énergétiques sont fixés au plan national puis déclinés à l'échelle des territoires. Les visions nationale et locale sont pour partie alignées, mais il existe des points de divergences à noter :

- Au plan national, accélérer le développement des EnR pour tenir les engagements pris par la France à l'échelle européenne et

mondiale, tout en garantissant une sécurité d’approvisionnement et une équation économique abordable pour les consommateurs.

- Au plan local, disposer d’infrastructures apportant un bon niveau de qualité de service, s’intégrant harmonieusement dans le contexte local, avec une attention particulière au développement des infrastructures de mobilité électrique et la mise en place d’infrastructures de méthanisation.

Or, avec l’augmentation croissante des nouveaux usages et des besoins émergents liés à la transition énergétique, ce modèle plutôt centralisé est de plus en plus remis en question car les réseaux de distribution et l’aménagement des territoires (de la planification à l’aménagement opérationnel) font l’objet de problématiques de plus en plus liées que sont :

- le choix du développement ou du renforcement des réseaux pour optimiser les coûts d’aménagement et diminuer le temps de coupure face au raccordement de producteurs ;
- le choix des sources d’énergie et des meilleurs leviers de distribution d’énergie pour les collectivités ;
- la cohérence avec les stratégies publiques, par exemple la volonté de privilégier le local via l’économie circulaire.

Par conséquent, la décentralisation de certains modes de gouvernance s’accroît et s’accompagne de l’émergence d’instances de gouvernance locales utiles pour favoriser l’acceptation locale des projets liés à la transition énergétique. Le législateur a ainsi élargi les compétences des collectivités dans le domaine de la planification de la production

d'énergie avec la loi NOTRe. Les régions doivent désormais élaborer des Schémas Régionaux d'Aménagement de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) afin de définir des objectifs de moyen et long termes de maîtrise et de valorisation de l'énergie ainsi que de lutte contre le changement climatique.

Cette nouvelle mission implique un effort particulier de la part des collectivités locales afin de monter en compétences et avoir un réel pouvoir de décision. Progressivement, elles commencent à se saisir de la planification stratégique du mix énergétique à l'échelle de leur territoire. Cela s'exprime concrètement par la création d'un « département énergie » au niveau des collectivités, de création de postes et de différents types d'instances afin d'élaborer par exemple un schéma directeur à l'échelle de la ville ou de la région, même si leurs moyens sont encore assez limités pour réaliser ces nouvelles missions. Certaines régions souhaiteraient notamment récupérer les moyens d'agences de l'État, comme l'ADEME. Les gestionnaires de réseaux accompagnent les collectivités en leur fournissant notamment des outils permettant de définir où il serait le plus pertinent de développer des EnR ou des bornes de recharge en fonction des contraintes des réseaux.

Localement, la mobilisation de nombreuses sources de production d'énergie à l'échelle de la ville, du quartier ou du bâtiment à travers les EnR ou les énergies de récupération peut cependant conduire à des surcoûts pour la collectivité. En effet, il n'existe pas vraiment de mise en cohérence horizontale et verticale de ces différents niveaux de planification et de ces différentes mailles de gouvernance. Cela complique la gestion du réseau au niveau national comme au niveau local et cela pourrait conduire à la désoptimisation des réseaux avec des surcoûts pour le reste de la collectivité, d'autant plus que le décideur n'est généralement pas celui qui paie *in fine* les coûts afférents.

En dehors des risques de désoptimisation du réseau d'un point de vue technique, il faut aussi veiller à l'optimisation des investissements et à la maîtrise des coûts du réseau. Une vision partagée de la planification est nécessaire pour assurer ensuite une cohérence dans la mise en œuvre. Pour optimiser leurs dépenses de raccordement, les gestionnaires de réseaux doivent prévoir au mieux les investissements, notamment les besoins en termes de renforcement des réseaux et de postes sources pour l'électricité et postes de compression pour le gaz.

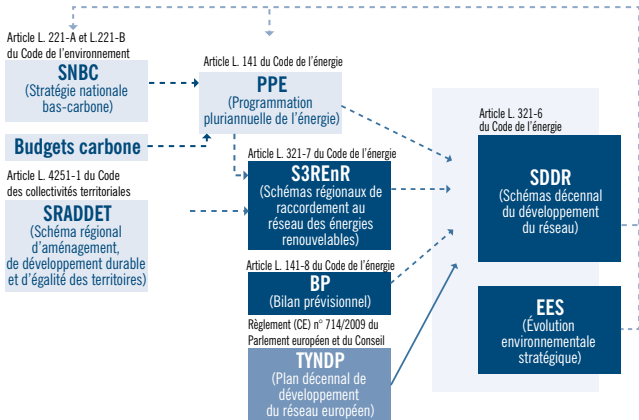
En électricité, il existe différents scénarios permettant d'estimer les tendances de consommation et la production EnR :

- au niveau régional, les schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR (S3RENr), élaborés par RTE et Enedis, qui se basent sur les SRADDET. Ces schémas permettent une mutualisation des coûts de certains ouvrages nécessaires au raccordement de la production EnR afin d'éviter que le premier producteur se retrouve à financer seul leur construction ;
- au niveau national, RTE publie le schéma décennal de développement du réseau qui se base sur les objectifs figurant dans la PPE ;
- au niveau européen, l'ensemble des GRT travaillent sur un plan de développement à 10 ans.

En parallèle, le modèle concessif actuel pour la distribution d'électricité crée également des difficultés en conduisant les autorités concédantes à conserver en partie la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution dans les zones rurales. Elles investissent sur leurs réseaux environ 1

Md€ par an. Ces investissements sont financés, d'une part, grâce au produit de la taxe sur la consommation finale de l'électricité (TCCFE) et, d'autre part, à travers un fonds d'aide aux collectivités pour l'électrification rurale (FACE). Les travaux dont les autorités concédantes ont la maîtrise d'ouvrage sont indépendants de ceux à la charge d'Enedis. La CRE n'a ni visibilité ni contrôle sur l'articulation entre ces dépenses et celles d'Enedis. Le dialogue entre les autorités concédantes et la CRE reste en outre limité. Selon la taille de la concession, l'autorité concédante peut toutefois faire face à un manque de moyens techniques et humains pour gérer efficacement sa maîtrise d'ouvrage.

Schéma simplifié de l'articulation du SDDR avec d'autres documents de planification



- Élaboré par RTE
- Élaboré par l'association des gestionnaires de réseau européens ENTSO-E dont RTE est membre
- Élaboré par l'État ou les collectivités territoriales
- Est cohérent avec -> Prend en compte -> Compatible avec
- > Alimente le débat public sur la politique énergétique

Une meilleure coordination est nécessaire

Le niveau territorial pertinent est sans doute celui du département ou de la région. Les régions ont déjà commencé à s'organiser et à monter en compétence afin d'être en mesure de se saisir de ce sujet complexe. Par ailleurs, elles sont nombreuses à avoir manifesté leur envie de s'investir dans le financement des EnR. En revanche, il paraît difficile qu'elles puissent prétendre assurer la gestion opérationnelle des réseaux (manque de compétences) et au regard des enjeux de sécurité liés à une telle gestion. Si certaines d'entre elles ont fait des déclarations en ce sens, elles n'ont pas connu de répercussions concrètes.

Au surplus, d'un point de vue juridique, le code de l'énergie ne prévoit pas la possibilité pour les autorités organisatrices de la distribution d'électricité de gérer en régie leur réseau ni de choisir un autre gestionnaire que celui qui se trouve en monopole sur leur zone de desserte.

Si certaines autorités concédantes, situées principalement dans des zones urbaines et dont les concessions sont largement bénéficiaires, ont pu revendiquer davantage d'autonomie sur le choix de leur concessionnaire, un tel alignement des concessions électriques sur le régime de droit commun n'est cependant pas souhaitable pour l'intérêt général car il pourrait mettre fin à la péréquation tarifaire et à la solidarité existante entre les zones les plus rurales et les métropoles. Et inversement, on peut se demander si un territoire autonome ayant fait certains choix de politique énergétique locale, notamment sur sa production, serait prêt à supporter seul les conséquences financières en termes de démutualisation des coûts de réseau.

Ce désir d'autonomie se retrouve également chez certains consommateurs professionnels qui ont la volonté de développer des réseaux fermés en fonction de leur besoins (centres commerciaux, aéroports, etc.). La transition énergétique a commencé à générer des communautés énergétiques locales pour répondre aux besoins spécifiques des territoires. Ces communautés sont présentées par leurs porteurs de projet comme pouvant se passer des réseaux publics d'énergie, et permettant de garantir une sécurité d'approvisionnement d'énergie tout en offrant une plus grande flexibilité locale. Ces vellétés sont porteuses d'un risque de désoptimisation et du développement d'une certaine autarcie, avec la création de nouvelles inégalités dans l'accès à l'énergie. Toutefois, le Code de l'énergie, éclairé par la jurisprudence récente²⁵, ne prévoit pas que le propriétaire du site puisse se substituer à Enedis en déployant son propre réseau de distribution et que des sites de consommation puissent n'être raccordés qu'indirectement au réseau public de distribution. La question de l'articulation de réseaux fermés et privés avec le réseau public de distribution reste donc posée, dans l'attente de dispositions juridiques susceptibles de l'éclairer. En tout état de cause, le réseau fermé doit rester une exception à la règle afin de préserver le principe même de la péréquation. L'indépendance peut en effet créer des démutualisations de moyens alors qu'à l'inverse une réelle dépendance des réseaux permet une meilleure résilience et optimise les dépenses induites par leur utilisation.

Au niveau local, la gouvernance horizontale des réseaux de distribution ne se résume plus au seul contrôle des autorités concédantes sur leur concessionnaire. Les collectivités locales souhaitent désormais agir sur la transition énergétique en fonction

²⁵ Cour de cassation, Chambre commerciale, 4 septembre 2018, Valsophia, n°17-13.015.

des besoins propres des territoires et mettent en place des politiques locales de développement d'EnR.

Un équilibre doit donc être trouvé par Enedis afin de concilier les demandes locales avec le niveau de dépenses défini au niveau national par la CRE mais également par l'État à travers le contrat de service public signé entre l'État et le groupe EDF.

Chaque nouveau point d'injection ou de soutirage crée des contraintes sur les réseaux et modifie l'équilibre qui préexistait. Afin d'intégrer au mieux les nouveaux moyens de production EnR ainsi que les futures bornes de recharge des véhicules électriques, les gestionnaires de réseaux de distribution ont besoin d'une certaine visibilité sur la puissance des installations et leur localisation, en vue d'anticiper les investissements à venir pour limiter les répercussions sur la qualité de service malgré les changements dans leur pilotage de plus en plus complexe. Des schémas de planification ont ainsi été mis en place afin de coordonner une gouvernance en même temps verticale et horizontale qui peut agir de façon autonome et contraire.

Un premier travail d'arbitrage et de priorisation passe par les conférences départementales instaurées par la loi NOME en 2010. Elles regroupent tous les ans les gestionnaires de réseaux de distribution, les autorités concédantes et le préfet afin de se concerter sur les investissements prévisionnels dans les réseaux de distribution. Les autorités concédantes ont également récemment introduit des schémas directeurs des investissements au niveau de chaque concession qui comportent des engagements de la part du gestionnaire de réseau.

Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a instauré depuis 2017 le comité du système de distribution

publique d'électricité qui analyse les synthèses des conférences départementales et examine leur cohérence au niveau national.

Depuis la loi adoptée en 2015, les régions et les collectivités sont dorénavant les chefs de file de la planification locale de la transition énergétique et de la coordination des actions des différents acteurs publics et privés. Des schémas définissant les trajectoires énergétiques à 2050 doivent être élaborés par les collectivités en tenant compte des objectifs de la SNBC : (i) SRADDET élaborés par les régions et qui fixent à moyen terme des objectifs de production renouvelable sur leur territoire et (ii) les plans climat air énergie territoriaux (PCAET) adoptés par les intercommunalités de plus de 20 000 habitants où doit figurer une vision prospective des réseaux. Ces schémas ont cependant des incidences directes sur les réseaux sans que les conséquences soient analysées par les collectivités concernées.

En complément, les schémas régionaux de raccordements au réseau des énergies renouvelables (S3RENr) ont été introduits afin d'anticiper les travaux à mener pour permettre l'arrivée de ces moyens de production et planifier localement les besoins en matière de réseaux dans un contexte où les objectifs d'EnR sont fixés par les SRADDET.

Les rapports entre le SRADDET et les autres schémas sont cependant peu contraignants et créent des incertitudes pour les GRD quant aux objectifs qui doivent être prioritairement atteints. En outre, certains SRADDET peuvent avoir une portée très politique en refusant le développement de certaines technologies, comme l'éolien par exemple. Il est donc nécessaire qu'une coordination soit menée entre l'ensemble des entités en charge de la planification. Des boucles de rétroaction sont au surplus nécessaires pour conserver une certaine cohérence entre ces différents schémas.

De façon générale, il est indispensable que les gestionnaires de réseaux fassent preuve de transparence dans les débats publics concernant les coûts de réseaux liés aux politiques publiques de soutien à la transition énergétique (coût de la réfaction pour les EnR, soutien à l'autoconsommation, etc.) dans une optique de régulation explicite.

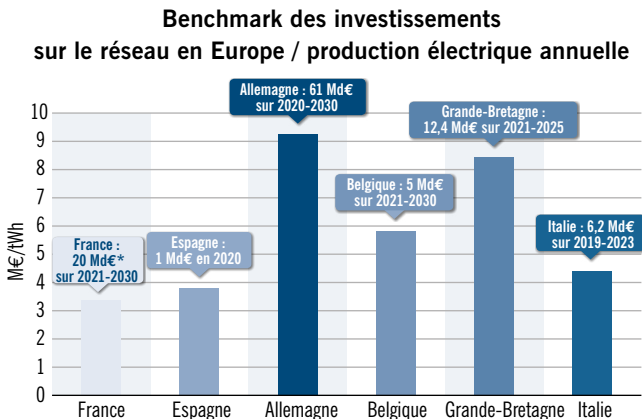
Proposition

Renforcer l'articulation entre les différents schémas directeurs Énergie et coordonner la PPE et les SRADDET. L'organisation d'une conférence réunissant les services centraux de l'État, les préfets et les présidents de région pourrait permettre aux schémas régionaux d'être entendus dans leur spécificité puis conciliés avec les orientations nationales de la PPE dans une approche de synthèse.

2.4. L'Europe doit soutenir et accompagner les grands projets d'intérêt commun nécessaires à la réalisation de la transition énergétique

Quinze gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens ont récemment rappelé l'importance d'une plus grande coordination des politiques énergétiques entre les États afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Ils visent notamment les fermetures de centrales décidées unilatéralement par les États alors que ces décisions peuvent avoir des répercussions sur l'ensemble de la plaque de cuivre européenne. Cet exemple démontre l'importance des interconnexions dans le système énergétique européen et l'absence d'une ambition européenne vraiment forte à date.

Le réseau électrique français dispose de plus de 11GW d'interconnexions avec ses voisins européens soit une puissance équivalente à celle d'une dizaine de réacteurs nucléaires. De nouvelles interconnexions sont en cours de construction pour relier notamment l'Irlande et l'Espagne pour des raisons commerciales, afin d'arbitrer des prix de marché différents, mais également pour des questions de sécurité du réseau européen. RTE a notamment prévu de doubler les interconnexions françaises d'ici 20 ans pour un montant estimé à date à 3 Mds€.



* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentées dans le SDDR pour la période 2021-2030.

Source : RTE.

L'Union européenne (UE) se doit donc d'investir dans ces sujets. Tout d'abord, elle dispose du levier des projets d'intérêt commun dans le secteur de l'énergie. Un cadre dérogatoire à la réglementation

des aides d'État permet ainsi de financer plus facilement certaines infrastructures utiles à la transition énergétique. Les régulateurs nationaux sont associés à l'identification des infrastructures cibles afin de s'assurer que les projets répondent bien à des besoins. Au-delà de la solidarité énergétique entre des pays voisins, les interconnexions permettent également d'offrir des débouchés aux grands parcs d'EnR lorsque la consommation locale n'est pas suffisante pour absorber la production. Les infrastructures liées à une énergie fossile, pétrolière ou gazière, sont également concernées et peuvent être définies comme projets d'intérêt commun de l'UE et recevoir des fonds européens. En 2019, les projets d'infrastructures gazières représentent 32 des 151 projets sélectionnés par la Commission européenne.

L'Europe est également la maille pertinente pour soutenir des projets innovants ayant des coûts de financement trop importants pour un seul État. C'est le cas du stockage, utile comme source de flexibilité pour les réseaux, avec la création d'un Airbus de la batterie. Un plan de 5 Mds€ est ainsi prévu pour créer un géant européen dans ce domaine avec comme première étape la construction d'une usine de production d'ici 2020. La Commission européenne est également un allié du gaz. Elle a défendu par exemple le projet STEP d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne contre l'avis des autorités de régulation nationales. Elle considère en effet qu'il sera nécessaire d'avoir un secteur gazier fort a minima jusqu'à 2035 mais qu'il devra être décarboné. Elle réfléchit également aux synergies entre les secteurs du gaz et de l'électricité, notamment sur la technologie du power-to-gas, afin de permettre des économies pour le système dans sa globalité.

Toutefois, les initiatives européennes peuvent créer des inquiétudes car elles empiètent parfois sur le domaine réservé des États. La

Commission européenne peut ainsi imposer des choix pouvant être vus comme dogmatiques ou idéologiques, non adaptés aux spécificités des pays et donc difficiles à mettre en place, d'autant plus que la direction que souhaite prendre la Commission pour la mise en place d'une Union européenne de l'énergie reste assez conceptuelle. Les disparités entre les différents pays européens est en effet un obstacle majeur. De plus, cette volonté de vouloir à tout prix créer un marché européen unique de l'énergie peut parfois manquer de pertinence, et amène certaines interrogations quant à sa faisabilité et sa justification, notamment sur les raisons qui ont conduit, par exemple, la Commission européenne à fixer un objectif d'interconnexion pour les États membres de 15 % du parc installé.

Jusqu'à présent, les gestionnaires de réseaux de transport ont pu se regrouper sur une base volontaire autour de centres régionaux de sécurité à l'instar de Coréso qui a été créé en 2008 pour renforcer la coordination des gestionnaires de l'ouest européen. Le 4e paquet de la Commission européenne adopte cependant une vision beaucoup plus interventionniste avec la création de centres opérationnels régionaux qui ont vocation, à terme, à agir sur l'exploitation des réseaux à la place des gestionnaires qui se retrouveraient uniquement en charge du développement des infrastructures. Il y a donc une volonté récente au niveau européen de passer d'un modèle collaboratif, à travers un couplage des marchés, une harmonisation des bonnes pratiques et des règles techniques (codes réseaux), à un modèle plus prescriptif. Or, séparer l'exploitation des réseaux de leur développement ne semble pas pertinent pour répondre aux enjeux de la transition énergétique qui nécessite, pour plus d'efficacité, une meilleure connaissance physique des réseaux à travers leur numérisation.

Plus généralement, cet affaiblissement des gestionnaires de réseaux de transport peut se retrouver dans leur organisation capitalistique. Les investissements sont portés par les actionnaires des gestionnaires de réseaux qui sont en pleine réorganisation de leurs activités. Cette situation n'est pas spécifique à la France, car de nombreuses utilities européennes ont revu leur périmètre en se concentrant, pour certaines, sur des activités purement régulées. En effet, les entreprises historiques verticalement intégrées ont dû renforcer l'indépendance de leurs gestionnaires de réseaux de transport à la suite de l'adoption en 2009 du 3^e paquet énergie.

La Commission européenne a fixé comme objectif cible une séparation patrimoniale totale entre les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel ou d'électricité et les producteurs ou fournisseurs de ces énergies (modèle d'ownership unbundling, OU). Un régime dérogatoire a cependant pu être mis en place avec la possibilité de confier la gestion du réseau à une société tierce alors que l'entreprise verticalement intégrée conserve la propriété du réseau : le modèle Independent system operator (ISO). Bien que très développé aux Etats-Unis, ce modèle reste peu utilisé en Europe en raison des limites inhérentes aux relations entre propriétaire et locataire qui peuvent avoir des intérêts divergents. La France a retenu un modèle alternatif, celui de l'Independent Transmission Operator (ITO), qui permet au gestionnaire de réseau d'être une filiale d'une entreprise verticalement intégrée et de posséder le réseau de transport mais qui nécessite, en contrepartie, un renforcement de son indépendance. De nombreux gardes fous ont été instaurés et contrôlés par le régulateur afin de s'assurer que les actionnaires, producteurs ou fournisseurs, n'interfèrent pas dans l'exploitation du réseau et de son développement. Cette séparation patrimoniale a privé l'actionnaire d'une partie de ses droits. Il n'approuve plus les investissements, il s'agit désormais d'une mission du régulateur.

Dix ans après l'adoption du 3^e paquet énergie, il est nécessaire de se demander si les objectifs visés ont bien été atteints et si le maintien de ces règles juridiques est encore pertinent. La majorité des gestionnaires de réseaux sont certifiés sous le modèle OU. Du point de vue de la concurrence, la séparation patrimoniale ou le renforcement de l'indépendance des opérateurs ont permis l'arrivée de nouveaux acteurs et le développement de la concurrence et de l'innovation. En revanche, du point de vue de la politique industrielle européenne, la consolidation des opérateurs n'a pas eu lieu. Si les entreprises verticalement intégrées historiques ont conservé leurs participations dans les réseaux de transport, elles n'ont cependant plus le même poids lors des négociations avec des acteurs extra-européens, notamment exportateurs de gaz, pour qui la séparation patrimoniale ne s'applique pas. Même s'il a pu exister des réorganisations capitalistiques nationales comme la vente en Allemagne des réseaux de RWE à son concurrent EON, aucun gestionnaire de réseau paneuropéen n'a été constitué. Les gestionnaires de réseaux certifiés sous un modèle ITO (RTE et GRTgaz par exemple), ont l'interdiction de prendre des participations dans des gestionnaires de réseaux de transport certifiés en modèle OU choisi par leurs voisins européens, alors même que la loi Pacte adoptée en 2019 assouplit les critères de détention de GRTgaz pour permettre sa détention par des acteurs privés.

Au contraire, ces actifs sont rachetés par des fonds extra européens et sont de potentielles cibles, comme le montre l'acquisition en 2018 par le gouvernement allemand de 20 % du gestionnaire 50 Hertz afin de contrer les velléités d'un conglomérat de l'État chinois. L'organisation nationale des réseaux en France fait de moins en moins office d'exception depuis la cession des gazoducs de Teréga par Total à un groupement européen, qui inclut un opérateur italien

et un fonds d'investissement singapourien. Les réseaux constituent un actif relativement sûr, bénéficiant d'une rémunération prévisible au travers d'un tarif régulé, mais restent néanmoins des activités très capitalistiques.

Les entreprises d'État chinoises, notamment *State Grid Corporation of China*²⁶, ont par ailleurs déjà montré leur intérêt à entrer au capital des gestionnaires de réseaux européens. Au-delà de l'aspect financier, il existe un objectif géopolitique de créer de nouvelles routes de la soie en reliant les systèmes électriques européens et chinois avec des lignes à très haute tension. En outre, de telles prises de participation dans des gestionnaires de réseaux de transport européens pourraient conduire à la transmission d'informations stratégiques sur les consommations des industriels européens à des entreprises d'État chinoises et à fragiliser l'écosystème des équipementiers européens. Ces nouveaux actionnaires pourraient vouloir imposer leurs propres technologies en définissant de nouvelles normes, notamment concernant le stockage par batterie.

La transition énergétique va nécessiter des investissements importants et donc l'arrivée de nouveaux capitaux. Il est donc urgent de mener une réflexion sur l'articulation entre une ouverture du capital de ces infrastructures publiques à des fonds privés, afin de participer au désendettement des États, et la préservation de la souveraineté nationale sur ces actifs jugés essentiels pour la nation. Au niveau français, l'État peut déjà réglementer les investissements étrangers dans des secteurs stratégiques. La Commission européenne est désormais consciente des risques pour les gestionnaires européens

²⁶ State Grid of China est la deuxième plus grosse entreprise au monde avec 350 Mds€ de revenus annuels et près de deux millions de salariés. Son réseau permet d'alimenter plus d'un milliard de clients à travers la Chine.

et va disposer de nouveaux outils juridiques permettant de contrôler les investissements directs de pays tiers pour des motifs de sécurité ou d'ordre public.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EST AUSSI UNE SOURCE D'OPPORTUNITÉS ET DE DÉVELOPPEMENT POUR LES RÉSEAUX

La transition énergétique, ainsi qu'il a été démontré, va générer de nombreux nouveaux défis pour les réseaux, tant en termes de stratégies, d'usages que de technologies. En raison de leurs infrastructures lourdes et complexes, les réseaux pourraient être un frein à la transition s'ils n'étaient pas adaptés et si les investissements nécessaires pour répondre à ces nouveaux défis n'étaient pas anticipés. Pour autant, les réseaux peuvent être de véritables moyens pour accélérer la transition énergétique car ce sont des infrastructures de qualité, à la fois performantes et résilientes, et qui peuvent rendre possible l'évolution du mix énergétique en France.

3.1 Des réseaux énergétiques performants et résilients qui répondent aux défis de la transition énergétique à travers leurs missions historiques...

Que ce soit pour l'électricité ou le gaz naturel, la transition énergétique va renforcer la place des réseaux de distribution en leur conférant un rôle nouveau. Ils ne sont plus seulement en charge de l'acheminement des flux d'énergie vers les consommateurs résidentiels et professionnels. D'une part, ils intègrent désormais les flux d'énergie produits par de nombreuses installations de production renouvelable locales et diffuses dans les territoires (éolien, solaire et biométhane), qui leur sont raccordées. D'autre part, le nombre de points de

soutirage va largement croître avec le développement des bornes de recharge de véhicules électriques et des stations de Gaz Naturel Véhicule (GNV), et peut-être bientôt d'hydrogène.

Les réseaux de distribution d'électricité deviennent ainsi des réseaux de collecte de production avec l'arrivée des EnR, principalement solaires et éoliennes. Ces moyens de production sont disséminés sur l'ensemble du territoire, généralement pour des raisons liées au foncier, dans des zones rurales éloignées des centres de consommation que sont les métropoles ou les zones industrielles. Enedis raccorde en effet la majorité des centrales de production. A date, environ 400 000 sites injectent sur les réseaux de distribution (12 GW d'éolien et 7 GW de solaire soit l'équivalent d'une dizaine d'EPR). Cette tendance devrait se poursuivre à moyen terme avec 48 GW de capacité EnR projetés d'ici 2023. Le gaz naturel connaît également sa révolution avec le développement du biométhane, produit généralement à partir de déchets agricoles. Même si son développement reste encore embryonnaire avec une centaine d'unités de production, il s'agit d'une filière en développement avec un fort gisement et permettant de créer de nouvelles sources de revenus pour le secteur agricole.

La mission des réseaux a déjà commencé à évoluer par le raccordement de ces EnR. Les gestionnaires de réseaux travaillent sur des procédures de raccordement adaptées à l'intégration des EnR ainsi qu'au développement de nouveaux usages comme par exemple la proposition de raccordement avant la complétude du dossier, procédure adaptée au cas spécifique de raccordement ayant la capacité de soutirer et d'injecter de l'énergie. Ils précisent également les modalités de mise en œuvre de raccordements intelligents.

Les réseaux d'énergie permettent aux distributeurs d'être des facilitateurs du marché et, de la même manière, des facilitateurs de la transition énergétique. La couverture du territoire permet l'approvisionnement de celui-ci en énergie de façon globale et d'acheminer la production des EnR depuis les zones rurales vers les zones urbaines. Ils permettent donc le partage de la production entre territoires. Ainsi, la Picardie exporte son énergie éolienne vers l'Ile-de-France et les Alpes et les Pyrénées exportent leur énergie hydraulique vers les grands centres urbains. Plus la maille de partage est grande, plus le foisonnement naturel de la production est important et facilite l'insertion de cette production. Il en est de même pour la consommation avec la mobilité électrique à venir.

La transition générant de nouveaux usages et besoins spécifiques, notamment à l'échelle des territoires, les réseaux vont devoir répondre à ces besoins. Les gestionnaires de réseaux étudient l'équilibre des réseaux et recherchent des optimisations possibles comme par exemple la puissance accordée sur un réseau. Les nouveaux outils de pilotage des réseaux dits « intelligents » vont offrir quant à eux la possibilité d'avoir une meilleure vision d'ensemble, plus fine, des réseaux et sur un territoire précis. Le pilotage des réseaux va être possible à temps quasi réel, grâce à la mise en place de compteurs communicants plus précis et captant plus de données que leurs prédécesseurs.

Les gestionnaires vont donc pouvoir mieux anticiper les crises potentielles comme les pannes, en être informés en temps réel et réparer certaines d'entre elles à distance. L'auto-cicatrisation dynamique des réseaux en cas d'incident va devenir une réalité. En cas de coupure, les clients pourront être réalimentés plus rapidement en localisant finement le défaut grâce aux informations provenant

des compteurs communicants. Par exemple, dans le cadre du démonstrateur « Flexgrid », développé par Enedis en région PACA, un projet a été mis en place afin de tester un périmètre de réseau quasiment « auto-résilient ».

Les compteurs communicants, briques importantes pour la réussite de la transition énergétique

La transition énergétique confère un rôle nouveau et renforcé aux gestionnaires de réseau de distribution. Dans ce contexte, le déploiement des compteurs communicants est apparu essentiel à plusieurs titres :

- **Pour intégrer les EnR** : près de 95 % d'entre elles se raccordent au réseau de distribution, qui est dès lors également devenu un réseau de collecte. Alors qu'il s'agit de centaines de milliers de moyens de production décentralisée et intermittente, le compteur Linky facilite leur intégration au réseau de distribution. Il contribue également à réduire les coûts de raccordement des producteurs au réseau. Les autoconsommateurs ont ainsi vu leur facture de raccordement diminuer de 600 € en moyenne.

De la même façon, le développement de l'autoconsommation collective *via* Linky permet de répartir l'énergie entre consommateurs et producteurs participant à l'opération.

- **Pour favoriser le développement des nouveaux usages** : les nouveaux usages de l'électricité, telle que notamment la mobilité électrique, demanderont d'avoir une connaissance plus fine et

une capacité de pilotage accrue des consommations afin d'adapter les charges aux contraintes d'un réseau de plus en plus alimenté par les EnR. Les fournisseurs d'électricité seront en mesure de fournir des offres davantage adaptées aux besoins des clients et qui répondent à ceux du système électrique.

- **Pour démultiplier les données à disposition** : en ouvrant la possibilité de relever les courbes de charge des clients là où auparavant seules deux relèves étaient effectuées dans l'année, le compteur Linky démultipliera les données à disposition. Dans le strict respect de la loi et de la réglementation relative à la protection des données personnelles et des informations commercialement sensibles, elle permet une mise à disposition des données exclusivement avec l'accord des clients pour les données qui les concernent :
 - **aux particuliers** pour leur permettre de mieux appréhender leurs consommations et d'identifier les actions d'efficacité énergétique qu'ils peuvent mettre en place, qu'il s'agisse de comportements plus vertueux, d'isolation, de changements d'équipements, etc. ;
 - **en open data** notamment pour les acteurs de l'écosystème énergétique, afin de favoriser l'innovation et les nouvelles solutions dans le cadre de la transition énergétique ;
 - **aux collectivités** pour les aider à mieux appréhender la réalité énergétique de leurs territoires afin de mettre en place les politiques énergétiques les plus adaptées, notamment dans le cadre des PCAET et des SRADDET.

La transition énergétique aura donc besoin de s'appuyer sur des réseaux de plus en plus performants et intelligents. Les *smart grids* permettront en retour d'optimiser les investissements consentis pour numériser les réseaux, en évitant des coûts de renforcement, de construction ou de maintenance, ce qui est un enjeu essentiel pour le coût final de l'énergie payée par les consommateurs. Les *smarts grids* permettront de passer d'un modèle traditionnel d'offre et de demande, avec des mouvements descendants d'énergie, à des flux qui seront de plus en plus horizontaux et diffus.

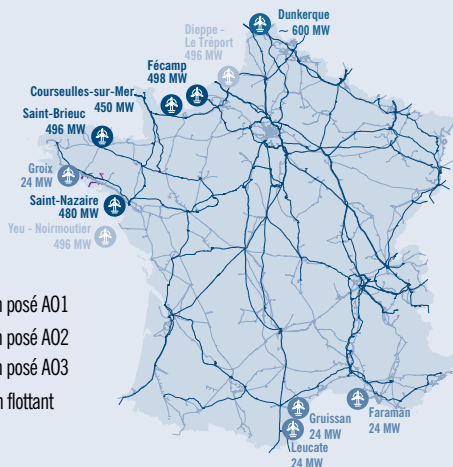
Le raccordement de l'éolien *offshore*

La PPE prévoit à date un objectif de 1GW d'éolien en mer par an jusqu'en 2028. Il existe actuellement en France 7 projets d'éoliennes *offshore* qui ont été choisis par appel d'offre. La loi pour un État au service d'une société de confiance (ESSOC), votée en 2018, dispose que le coût du raccordement est désormais à la charge du gestionnaire de réseau de transport et non plus des porteurs de projet. Son financement est directement intégré au TURPE alors même que ce poste de dépense représente une part importante du coût de la filière. RTE va donc devoir construire un réseau de raccordement sous-marin avec des capacités d'accueil à terre en complément. L'investissement consenti par RTE est évalué à plus de 7 Mds€ pour les raccordements des parcs en cours de développement.

Le Royaume-Uni a quant à lui développé une approche différente. L'Ofgem a établi un régime de réglementation pour les réseaux de transport *offshore* : Offshore Transmission Owners (OFTO). Cette entité concurrentielle est en charge de l'exploitation et de

la maintenance du transport d'électricité dans la partie sous-marine et peut, dans certains cas, réaliser ces ouvrages. En outre, un tel fonctionnement existe également pour le raccordement des éoliennes *offshore* à travers le *Competitively Appointed Transmission Owners* (CATO).

Parcs éoliens à venir et raccordements associés



Source : RTE.

3.2 ... tandis que, dans le même temps, les réseaux et leurs rôles se transforment par la transition énergétique pour répondre à de nouveaux usages, créateurs d'opportunités et d'innovations

La modernisation des réseaux va permettre une évolution des rôles, tout d'abord en renforçant le rôle de tiers de confiance des gestionnaires de ces réseaux pour les consommateurs ; en facilitant l'innovation, en particulier à l'aval du compteur ; et enfin en ouvrant la voie à davantage de flexibilité.

Les réseaux de bornes de recharge de véhicules électriques, une extension naturelle des réseaux d'énergie

L'une des extensions naturelles pour les réseaux électriques est le développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques. Dans un contexte d'énergie décarbonée, comme c'est le cas en France métropolitaine, le développement de la mobilité électrique est un levier intéressant pour abaisser l'impact du transport sur les émissions de CO₂. Pour autant, il est nécessaire de penser et d'accompagner le développement des infrastructures pour positionner les bornes de recharge là où les utilisateurs en auront besoin et là où les impacts sur les réseaux énergétiques seront les plus faibles. Le sujet de l'aménagement du territoire est à prendre en compte pour éviter de créer une nouvelle fracture entre l'urbain et le rural, avec l'apparition de zones entièrement dépourvues de bornes électriques.

La Directive européenne 2014/94/CE fixe un ratio indicatif d'une borne publique pour dix véhicules électriques, soit environ 100 000

bornes en 2022. Certains territoires et zones ruraux connaissent néanmoins une carence de l'initiative privée pour développer ces nouveaux usages. On pourrait donc imaginer qu'Enedis et les entreprises locales de distribution se voient confier la mise en place et l'opération de réseaux de bornes. Ou de manière moins engageante d'intégrer des sociétés d'économie mixte ayant pour objet social de déployer ces bornes. La Loi d'orientation des mobilités (dite loi LOM) prévoit notamment la création de schémas de développement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables, qui sont élaborés en coopération avec les gestionnaires du réseau de distribution.

Le réseau de gaz peut transporter du carburant alternatif avec le GNV, notamment pour le transport routier. L'absence de stations GNV est néanmoins un frein au développement de ce type de solution. Le régulateur se montre précautionneux pour le moment sur ce point et considère que les gestionnaires de réseaux ne peuvent déployer en propre des stations GNV ou des bornes de recharge. La CRE a indiqué que la diversification de l'activité d'un gestionnaire de réseau de distribution dans les filières biométhane, GNV ou relatives aux bornes de recharge, qui relèvent du domaine concurrentiel, est possible si cette activité respecte les principes du droit de la concurrence. Elle considère ainsi que seules les prises de participations purement financières, sans droit associé sur les sociétés de fourniture ou de production, sont compatibles avec les obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux.

L'autoconsommation change la donne vis-à-vis du rôle des réseaux d'électricité

Un autre sujet d'importance pour les réseaux énergétiques est la montée en puissance de l'autoconsommation, d'abord individuelle puis progressivement collective. Le concept de communautés énergétiques locales va prochainement être décliné en droit français lors de la transposition du 4^e paquet Energie européen (dit « Winter Package » ou « Clean Energy Package ») élaboré par la Commission européenne. Le phénomène de l'autoconsommation est toutefois déjà présent en France, même s'il s'est moins développé que chez nos voisins européens.

Jusqu'à présent il était financièrement plus avantageux pour un client particulier qui souhaitait devenir producteur d'EnR, généralement grâce à des panneaux photovoltaïques installés sur son toit, de vendre l'ensemble de sa production à EDF à travers un tarif de rachat incitatif. La diminution progressive des subventions en raison de la chute du prix des cellules photovoltaïques couplée à la hausse des tarifs de fourniture a conduit les particuliers et les professionnels à vouloir autoconsommer leur propre production. L'autoconsommateur peut choisir de consommer sur place tout ou une partie de l'énergie produite. Le surplus est quant à lui injecté sur les réseaux de distribution en l'absence de moyens de stockage. Il existe deux types d'autoconsommation : (i) individuelle au niveau d'un site unique de production et de consommation et (ii) collective à un niveau plus étendu tel qu'un immeuble collectif, un ensemble de bâtiments voire un quartier.

Les autoconsommateurs alternent entre une consommation de l'énergie produite sur place et des soutirages d'énergie depuis le

réseau. L'autoconsommation se concentre ainsi aux heures pleines d'été et dans une moindre mesure pendant les heures pleines d'hiver.

Compte tenu des progrès technologiques accroissant la rentabilité de l'autoconsommation et de la volonté de plus en plus marquée des utilisateurs de devenir responsables de leur consommation et de favoriser la production locale et les circuits courts, le législateur a formalisé un cadre législatif et réglementaire approprié permettant le développement de ces nouvelles offres.

La Loi sur la Transition Énergétique pour une Croissance Verte (LTECV) adoptée en 2015 a fixé certaines limites et a défini une première définition de l'autoconsommation collective. Cette dernière permet aux consommateurs localisés dans une zone géographique où sont également présents des producteurs de consommer cette production en propre. Ces éléments seront certainement amenés à évoluer, pour prendre en compte soit une logique de distance entre les lieux de production et de consommation, soit de partage d'une même ligne électrique par rapport au poste de transformation desservant les bâtiments concernés.

En cette fin d'année 2019, il existe un peu plus de 50 000 sites d'autoconsommation en France (source Enedis), qui représentent toutefois les trois quarts des demandes de raccordement de nouveaux producteurs solaires. Il faut se rappeler qu'un an auparavant, seulement 14 000 clients avaient fait ce choix.

À l'horizon 2030, RTE estime qu'il pourrait y avoir 4 millions d'autoconsommateurs en France. Le comité de prospective de la CRE considère cependant qu'à moyen terme la compétitivité du kWh photovoltaïque, vue du consommateur et de l'autoconsommateur

qui produit essentiellement l'été, devrait être revue à la baisse en raison des prix proposés par les fournisseurs qui tendront à refléter de plus en plus les prix de marché (été / hiver).

L'autoconsommation collective reste encore au stade expérimental avec moins de 10 opérations en cours et une centaine de projets en développement. Pour ce type de schéma, l'exonération de CSPE et de taxes locales ne s'applique pas et la CRE a introduit un TURPE optionnel spécifique qui incite les clients à autoconsommer lorsque le réseau connaît des contraintes.

Décloisonner et faire fonctionner les énergies en synergie, un enjeu fort rendu possible par les réseaux

Au-delà de ces innovations, le sujet du couplage des réseaux est également une tendance de fond. Traditionnellement, les réseaux d'approvisionnement d'électricité, de gaz naturel, de chaleur, de froid ou d'eau ont été conçus et fonctionnent encore aujourd'hui de manière séparée. Seuls les gestionnaires des réseaux de gaz naturel et d'électricité ont été habitués à travailler ensemble avec un service commun pour les petites interventions, même si la démétualisation a ensuite été mise en œuvre entre les deux grands acteurs français Enedis et GRDF ces dernières années.

Cette logique de collaboration doit aujourd'hui s'étendre à l'ensemble des énergies. La complémentarité des réseaux énergétiques ouvre également de nouvelles perspectives pour construire un système énergétique global, plus intelligent et tourné vers l'intégration des EnR. Ainsi, dans sa délibération en date du 8 décembre 2016, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité et de gaz naturel « *de poursuivre les démarches*

entreprises concernant la mutualisation des réseaux d'énergie. Avec l'appui des acteurs industriels de ces secteurs innovants, notamment les gestionnaires de services énergétiques, ils doivent poursuivre les expérimentations engagées, en étroite collaboration avec les collectivités locales où celles-ci se déroulent, et commencer à réaliser et publier des retours d'expérience technico-économiques, afin de juger de l'opportunité d'un développement à grande échelle de ces technologies ». Ainsi, des plateformes se développent en mettant en jeu plusieurs énergies et plusieurs réseaux, comme la plateforme gérée par le GIE Osiris, en Isère.

Étude de cas - Plateforme industrielle du GIE Osiris Les Roches Roussillon (Isère)

En dehors des zones urbaines, les réseaux de chaleur se développent également sur les plateformes industrielles afin de valoriser la chaleur fatale dans différents process de fabrication, voire d'alimenter des zones résidentielles voisines. L'exemple de la plateforme des Roches-Roussillon en Isère est un exemple d'exploitation efficace de la chaleur entre les différents industriels présents sur site à travers un GIE.

Cette plateforme industrielle est localisée sur deux sites d'une superficie de 150 ha, les Roches de Condrieu et Roussillon, distants de 11 km. Elle regroupe principalement des activités du secteur de la chimie, historiquement exploitées par un acteur unique Rhône-Poulenc. Depuis la scission du groupe en 1999 et la création de Rhodia, les différentes activités ont progressivement été revendues à des investisseurs. Actuellement, sur le site, on compte 16 industriels, notamment Air Liquide, Baxter et Solvay, qui

emploient environ 1 600 personnes. En parallèle, des industriels tiers ont fait le choix de s'implanter sur site : Ecoat, spécialisée dans les composants pour peintures et Hexcel, producteur de fibres de carbone pour l'aéronautique. Depuis 5 ans, 500 M€ ont été investis sur la plateforme des Roches-Roussillon.

Afin de mutualiser certaines dépenses, il a été décidé en 1999 de créer le GIE Osiris pour reprendre l'ensemble des activités de service supports à la production de Rhodia. Avec ses 277 salariés, le GIE est désormais en charge de la fourniture de l'énergie à l'ensemble des industriels à travers l'achat direct ou la transformation d'énergie en chaleur. Le GIE propose en complément des services tiers aux entreprises : la sécurité, la maintenance, etc. Il gère également un lycée professionnel.

Dans le secteur de la chimie, les procédés de fabrication reposent essentiellement sur la distillation. Il est donc nécessaire d'avoir accès à une source de chaleur fiable qui est généralement de la vapeur. Il a ainsi été mis en place un réseau de chaleur qui condense la vapeur pour être transportée sur l'ensemble du site et utilisée par les industriels. Les nouvelles entreprises implantées ont également été raccordées à ce réseau de chaleur.

Le GIE a depuis étudié d'autres sources de chaleur. En 2011, Suez a investi pour la mise en place d'une chaudière à base de biomasse (déchets bois non recyclables) qui est entrée en service en 2014 et qui permet d'alimenter le réseau en vapeur verte. Elle permet désormais de produire 15 % de la consommation de vapeur de la plateforme.

En parallèle, l'alimentation en vapeur provient pour environ un tiers de la chaleur fatale générée sur place grâce aux réactions exothermiques des procédés industriels. Le GIE développe actuellement un nouveau projet qui devrait permettre d'atteindre 60 % de chaleur fatale dans le réseau à partir de 2021. Osiris a également récemment bénéficié d'un financement important de l'ADEME à travers son fonds chaleur afin de continuer à décarboner la production de chaleur sur site. Le GIE a étudié des alternatives à la récupération industrielle de la chaleur. Toutefois, compte tenu la localisation de la plateforme en zone rurale, la faible densification des habitations n'a pas permis de raccorder le réseau de chaleur à l'habitat collectif. Pour le secteur résidentiel, la rentabilité économique d'un tel projet n'était pas assurée, le réseau de chaleur ne fonctionnant pour cet usage uniquement en hiver pendant quelques mois.

L'exemple des Roches-Roussillon démontre l'efficacité d'une gouvernance autour d'un GIE qui permet de projeter des investissements sur le long terme. Cette organisation a permis à cette plateforme de mettre en valeur son réseau de chaleur et de le développer auprès de nouveaux industriels installés sur le site. En dehors des plateformes des Roches-Roussillon et de Lacq-Mourenx, ce type d'administration reste encore marginal en France, alors qu'en Allemagne la grande majorité des plateformes industrielles bénéficient d'un exploitant qui mutualise les services notamment le réseau de chaleur.

Des réseaux énergétiques qui se digitalisent et qui génèrent des données en masse

Mise en œuvre concrète du plan Nouvelle France Industrielle d'Arnaud Montebourg, l'association professionnelle *Think Smartgrids* (anciennement Réseaux électriques intelligents – *Smart-grids* France) a vu ses statuts signés le 16 avril 2015. L'association fédère plus de 100 membres adhérents parmi lesquels de nombreux industriels (GE, Schneider Electric, Sagemcom...), des opérateurs de réseaux énergétiques (Enedis, RTE...), mais également des PME (Voltalis, Idex, ...) et des *start-up* (Energy Pool, DC Brain, ...), des pôles de compétitivité et des acteurs universitaires (Mines Paris Tech, INP Grenoble...). L'association accompagne ses membres dans leur développement en France, en Europe et à l'international.

A titre d'illustration, EDF et Enedis ont ainsi mis en place une vitrine de leur expertise en matière de micro-réseau pour territoires non interconnectés, à destination de l'Asie du Sud-Est, sur une île au large de Singapour. Ce projet, baptisé MASERA, expose l'expertise française en matière de pilotage de *micro-grid*, en associant EnR, stockage de l'électricité et véhicule électrique, reliés par une plateforme *smart grid*. L'objectif est de développer des packs de ce type dans des zones insulaires ou isolées dans cette région du monde.

Plus largement, Philippe Monloubou, alors président de l'association *Think Smartgrids*, déclarait en 2016 : « *Le marché mondial des smart grids est estimé entre 30 et 60 milliards d'euros et la filière française, que l'association Think Smartgrids coordonne, espère en capter au minimum 20 %. Enedis est déjà présent sur certains marchés étrangers et je souhaite, via l'association, emmener tout l'écosystème tricolore. Le Brésil, l'Inde et le Japon, notamment, nous intéressent beaucoup.*

Nous souhaitons nous y engager dans des démarches smart city, car il n'y aura pas de smart city sans smart grids ».

À travers sa digitalisation, le secteur énergétique va irrémédiablement faire face à de nouvelles menaces notamment celles de cyberattaques ayant potentiellement des conséquences désastreuses pouvant causer des *blackouts*. La résilience des réseaux devra donc être une priorité politique. Cette révolution numérique des réseaux se traduit par un accroissement considérable des investissements dans ces infrastructures et devra être acceptée par les consommateurs, de plus en plus soucieux de leur vie privée. Dans le même temps, de nouveaux acteurs tels que les GAFAM, jusqu'ici hors du champ de l'énergie, s'investissent de plus en plus fortement sur le sujet afin d'en capter une part de valeur ajoutée.

Proposition

Renforcer les ambitions de développement à l'international des acteurs français en charge de la gestion des réseaux d'énergie, de transport comme de distribution. Valoriser leur savoir-faire en matière de *smart grids* et de comptage intelligent, en lien avec la filière industrielle et sans se limiter aux missions de conseil, comme l'ont fait avec succès d'autres grands opérateurs européens comme Enel et Iberdrola. Pour la réussite de l'exportation de cette filière industrielle, il conviendra que le pouvoir politique apporte le soutien nécessaire, qu'il s'agisse d'apporter de la visibilité à la filière par la voie diplomatique ou de lui faire bénéficier des soutiens financiers du fonds pour l'innovation et l'industrie.

À plusieurs reprises, des réseaux énergétiques européens, principalement de transport, ont fait l'objet de cyber-attaques. La convergence de l'énergie et du numérique renforce la nécessité de faire de la cybersécurité un axe majeur de la modernisation des réseaux. De plus, la filière française se positionne aux avant-postes à l'échelle mondiale en termes académiques, industriels et technologiques en bénéficiant d'un écosystème constitué de grands groupes industriels, de jeunes pousses portant des solutions innovantes et d'un tissu de recherche de haut niveau.

Proposition

Intégrer un volet « Énergie » à la démarche de création d'un grand campus de la cybersécurité (mission confiée par le Premier ministre à Michel Van Den Berghe) afin de permettre aux différents acteurs de se rapprocher et de partager leurs solutions. Développer une stratégie à l'export pour les PME et les startups œuvrant sur le développement de solutions et de services Énergie Cybersécurité avec le soutien de la BPI-France.

Les gestionnaires de réseaux d'énergie gèrent et stockent un nombre croissant de données : données de comptage, données techniques relatives au réseau, mais également données client et données relatives au fonctionnement des marchés de l'énergie.

Sur le périmètre de l'électricité et au titre des articles L322-8 et L322-9 du Code de l'énergie, Enedis a en charge la mission de comptage, en particulier la collecte et la gestion des données, mais également les missions de construire et d'exploiter le réseau ainsi que de veiller à l'équilibre des flux électriques. L'exercice de ces missions implique la collecte d'un nombre considérable et varié de données, qu'Enedis doit gérer tout en préservant la confidentialité

des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel. Dans sa délibération portant recommandations pour le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension du 12 juin 2014, la CRE a recommandé que l'accès aux données soit facilité, notamment pour les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution dans le cadre de leurs missions.

Le même type de mesures a été structuré pour les opérateurs de réseaux dans le domaine gazier. La notion d'opérateur de données se développe donc aux côtés du cœur de métier historique d'opérateur de réseau énergétique.

Les prochaines années vont voir une révision générale des modalités d'élaboration des politiques énergétiques grâce à l'arrivée d'une quantité importante de données récoltées et fournies par les gestionnaires de réseaux aux pouvoirs publics. Les gestionnaires de réseaux vont devoir recruter des profils spécialisés dans le *big data* et le *machine learning*, profils différents de ceux historiquement employés par ces opérateurs.

Enedis est l'un des premiers gestionnaires de réseau à avoir ouvert ses données de consommation dès 2015 et celles de production en 2017, à des mailles géographiques de plus en plus fines (régionale, intercommunale, quartier...). La plateforme data.enedis.fr offre de belles opportunités aux collectivités locales pour affiner leurs politiques énergétiques et aux gestionnaires immobiliers pour cibler les travaux prioritaires.

Par suite, et dans le cadre de la loi du 7 octobre 2018 pour une République numérique qui impose aux gestionnaires des réseaux

publics de distribution d'électricité et de gaz de mettre leurs données à disposition du public par voie électronique, l'initiative de création d'une plateforme numérique commune aux différents opérateurs de réseaux est lancée. Baptisée Agence ORE (Opérateur de Réseau d'Énergie), elle regroupe plus de 170 distributeurs d'énergie. Ce service, unique en Europe, permet aux collectivités territoriales, aux entreprises et au grand public de visualiser et de télécharger les données de consommation d'électricité et de gaz par région, par commune, par distributeur d'énergie et par grand secteur d'activité (résidentiel, industrie, agriculture...). Le site se veut ludique et visuel, avec l'intégration de cartes interactives, de colonnes graphiques et de diagramme.

Avec le verdissement, le développement des réseaux de chaleur et de gaz peut repartir de l'avant

Comme il a été évoqué dans la présentation des différents réseaux d'énergie en France, les réseaux de chaleur représentent en France seulement 5 % de la consommation de chaleur, en net retard sur les pays les plus avancés en la matière en Europe (Scandinavie notamment). Comme plusieurs voisins européens eux aussi en retard relatif (Pays-Bas, Royaume-Uni), la France a engagé depuis maintenant dix ans une stratégie de développement de ce mode de fourniture de chaleur et de froid qui présente beaucoup d'avantages économiques intrinsèques (massification des équipements, meilleure efficacité énergétique que des solutions individuelles), notamment en zone densément peuplée. Un récent rapport sur les réseaux de chaleur et de froid, rédigé à la suite d'un groupe de travail consacré à « la chaleur et au froid renouvelables »²⁷ vient de rendre publiques des propositions qui

²⁷ Dossier disponible à l'adresse suivante : https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/2019.10.07_eb_ew_dp_reseauxchaleurfroid.pdf.

recoupent celles que l'Institut Montaigne souhaite soutenir, à savoir :

Propositions

- 1. Autoriser l'attribution de certificats d'économie d'énergie (CEE), pour des raccordements réalisés sur des réseaux aidés par le Fonds Chaleur. Ceci présente l'avantage de ne pas peser directement sur les finances publiques du fait du fonctionnement du dispositif des CEE. Le Fonds Chaleur pourrait le cas échéant être utilisé comme variable d'ajustement, en complément des CEE, pour éviter tout soutien trop important.**
- 2. Supprimer, dans les zones desservies par des réseaux de chaleur, les mécanismes de récompense des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz lorsqu'ils raccordent des bâtiments au réseau de gaz, dans les conventions de gestionnaires de réseaux de distribution de gaz. Cela permettra d'éviter une concurrence frontale entre deux réseaux énergétiques et d'accélérer le développement des réseaux de chaleur.**
- 3. Obtenir un engagement des gestionnaires et des délégants de réseaux faisant partie de la dizaine de réseaux totalement ou partiellement alimentés au charbon pour renoncer à l'énergie charbon sous 10 ans. En effet, le charbon représente actuellement 4,4 % du mix des réseaux de chaleur, cette part ayant été divisée par 2 en 5 ans.**

LE FINANCEMENT DES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES DOIT ÊTRE GARANTI À UN COÛT SOUTENABLE POUR LE CONSOMMATEUR

4.1. Le financement des réseaux énergétiques doit être garanti

La transition énergétique engendre des investissements

Le coût de la transition énergétique n'est pas uniquement celui du financement des EnR ou des travaux d'efficacité énergétique. Des investissements importants seront nécessaires sur les réseaux de transport et de distribution pour atteindre les objectifs fixés par la PPE et accueillir notamment la production décentralisée. Des réseaux vont devoir être développés pour raccorder les nouveaux moyens de production éolienne et solaire ainsi que les unités de production de biométhane. Des postes sources et de rebours devront être construits pour faire face aux nouveaux flux sur les réseaux et à leur intermittence. Le financement des gestionnaires de réseaux doit donc être garanti pour mener à bien ces investissements.

Le secteur énergétique est très capitalistique avec des coûts fixes importants (câbles, canalisation, etc.) et des durées d'amortissement plutôt longues. Les investissements sur les réseaux d'électricité sont

évalués à environ 4 Mds€ par an pour la distribution²⁸. De son côté, RTE a publié son schéma décennal du développement du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2035 pour prendre en compte l'évolution du mix électrique afin de répondre aux objectifs fixés par la PPE. Les investissements concernés sont estimés à 33 Mds€ sur 15 ans²⁹ soit 2 Mds€ par an alors que le rythme tendanciel annuel des dernières années est de l'ordre de 1,3 Md€. A titre de comparaison, Enedis estime la valeur de reconstruction à neuf du réseau à 140 Mds€. Les investissements ont historiquement été liés à la croissance de la demande des consommateurs résidentiels et professionnels et, s'agissant de l'électricité, plus particulièrement de la pointe de consommation en hiver du fait de la place du chauffage électrique dans le parc français. Les investissements concernaient ainsi majoritairement des raccordements de nouveaux sites de consommation.

En parallèle, afin d'améliorer la qualité d'alimentation et le temps moyen de coupure face au risque climatique, les gestionnaires de réseaux renouvellent et modernisent le matériel existant et vétuste : les réseaux aériens en zone rural, et les câbles enterrés en zone urbaine. Depuis 2006, la durée moyenne de coupure sur les réseaux de distribution, hors événements exceptionnels, est ainsi restée relativement stable. Elle s'établit en moyenne à 73 minutes par an³⁰.

²⁸ Ce montant se décompose par an en : 1,5 Md€ pour le raccordement et le renforcement, 400 M€ pour la gestion des contraintes réglementaires, 300M€ pour les outils de travail et les moyens d'exploitation, 1 Md€ pour la qualité d'alimentation et 800 M€ pour le projet Linky.

²⁹ Ce montant se décompose en : 13 Mds€ pour l'adaptation du réseau, 8 Mds€ pour le renouvellement des ouvrages, 7 Mds€ pour le raccordement des énergies marines, 3 Mds€ pour le numérique et 2 Mds€ pour les interconnexions.

³⁰ Selon une étude du cabinet FTI pour le compte de la CRE, le durée moyenne de coupure en France se situe dans le premier tiers du classement des pays européens et dans la moyenne des pays d'Europe de l'Ouest, même si le temps de coupure moyen y est plus élevé qu'en Suisse, en Allemagne ou au Royaume-Uni.

A l'horizon 2030, Enedis a pour ambition d'atteindre un niveau de qualité sous les 60 minutes sans dégrader le ratio coût / qualité au bénéfice des clients. De son côté, GRDF doit faire face à des investissements relatifs à la sécurité des installations. Les événements tragiques de janvier 2019 à Paris ont rappelé que ce poste de dépense est primordial. En 2018, GRDF a investi 300 M€ pour la modernisation et la sécurisation des réseaux sur un montant global de 1 Md€ d'investissements annuels.

À moyen terme, les gestionnaires de réseaux devraient continuer à raccorder principalement des consommateurs. Toutefois, l'arrivée de moyens de production décentralisée sur l'ensemble du territoire et la modification des usages engendrent une complexité pour les opérateurs pour prévoir leurs investissements. Les éoliennes, fermes solaires et les unités de production de biométhane sont généralement déployées dans des zones rurales. Il est donc nécessaire pour les opérateurs de renforcer leurs ouvrages existants, voire de créer de nouveaux postes sources, pour accueillir ces nouveaux flux. Ces investissements dépendent en partie de la localisation des moyens de production. Les temps de développement des projets EnR sont bien plus courts que la durée des études préalables et des autorisations nécessaires au développement d'une ligne de transport, au renforcement du réseau ou à la construction d'un nouveau poste source. Les opérateurs ont donc besoin de visibilité et élaborent chaque année des scénarios prospectifs en vue d'anticiper leurs investissements locaux et nationaux.

Par ailleurs, concernant l'électricité, la difficulté pour développer les réseaux va résider dans l'articulation entre deux usages différents. D'une part, la consommation électrique devrait décroître avec les actions d'efficacité énergétique et de rénovation des bâtiments

entreprises depuis plusieurs années et, d'autre part, certains usages précédemment thermiques vont être électrifiés avec l'arrivée de plus de 7 millions de points de charge pour véhicules électriques d'ici 2030. Les investissements pour Enedis et RTE afin de faire face à l'électrification à venir de la mobilité sont actuellement très dépendants des hypothèses utilisées pour prévoir le développement de ces nouveaux modes d'usage. Les conséquences pour les réseaux de distribution sont en effet différentes selon les puissances pour les bornes qui seront retenues, l'usage résidentiel ou professionnel des véhicules voire le développement de l'autopartage. Pour autant, à ce stade, Enedis considère que les coûts générés pour les réseaux pourraient être de l'ordre de 100 € par véhicule électrique. RTE estime que la consommation totale à moyen terme des véhicules électriques serait équivalente à un dixième de la consommation d'électricité totale en France, ce qui serait toujours inférieur à la consommation du chauffage électrique. L'arrivée de véhicules électriques pourrait cependant aggraver la pointe de consommation que le système électrique français connaît en raison de sa thermo-sensibilité.

Enfin, la transition énergétique passera par l'utilisation de données. Le déploiement des réseaux intelligents est nécessaire pour accueillir efficacement les EnR et participer à la maîtrise de la demande en énergie. En Europe, 34 % des consommateurs disposent désormais d'un compteur communicant. Les gestionnaires de réseaux français de distribution déploient et financent actuellement leurs projets de compteurs communicants Linky et Gazpar, respectivement pour l'électricité et le gaz naturel, chez l'ensemble des clients. Ces investissements sont importants, de l'ordre de 6 Mds€ pour Linky et 1,6 Md€ pour Gazpar. Ces projets sont cependant déjà rentables à la maille du distributeur grâce à une meilleure exploitation des réseaux et à la réduction des coûts de la relève qui nécessitait jusqu'à

présent le déplacement d'agents chez les clients. Les études technico-économiques réalisées par le régulateur démontrent également que ces compteurs offrent de nouvelles possibilités pour la collectivité, avec des gains financiers associés : meilleur ciblage des besoins de rénovation des bâtiments, fiabilisation des factures source, etc.

Les modèles de rémunération existants

La gestion des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel est une activité régulée car en monopole et doit donc être réalisée de manière transparente et non-discriminatoire. Le financement de l'exploitation des réseaux d'énergie est en conséquence réalisé à travers un tarif régulé qui couvre les coûts supportés par les opérateurs.

S'agissant de l'électricité et du gaz naturel, les tarifs des gestionnaires de réseaux sont fixés par la CRE sur des périodes pluriannuelles d'environ quatre ans. Cette durée a été choisie pour donner un cadre prévisible à l'ensemble des acteurs. La CRE partageait précédemment cette compétence réglementaire avec les ministères de l'énergie et de l'économie. La fixation de cette charge d'environ 20 Mds€ par an est désormais indépendante du pouvoir politique. La CRE est désormais libre de fixer la méthodologie pour établir les tarifs mais doit néanmoins prendre en compte les orientations de politique énergétique transmises par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie en amont de ses travaux tarifaires. La CRE détermine, d'une part, le niveau de rémunération des opérateurs et de leurs capitaux investis et, d'autre part, la répartition des coûts entre les utilisateurs à travers des grilles qui représentent la structure tarifaire. Les grilles tarifaires définissent le prix payé par le client final, résidentiel ou professionnel, en fonction de son profil et des différentes options qu'il a pu souscrire.

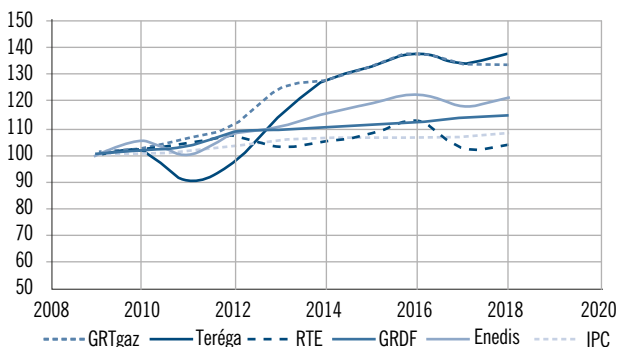
Les dépenses de fonctionnement et les investissements réalisés par les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel sont financées par :

- les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : TURPE HTB pour RTE et TURPE HTA-BT pour Enedis et les ELD d'électricité ;
- les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution (ATRD) pour GRDF et les ELD de gaz ;
- les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de transport (ATRT) pour GRTgaz et Teréga.

Ces différents tarifs sont fixés *ex ante* en se basant sur des dépenses prévisionnelles des opérateurs sur les quatre prochaines années. Le code de l'énergie dispose que la CRE détermine leur revenu autorisé en couvrant les dépenses d'un gestionnaire dit efficace. Que ce soit pour les gestionnaires de réseaux de distribution ou de transport, une trajectoire de dépenses d'exploitation (achats, dépenses de personnel, etc.) est ainsi arrêtée pour quatre ans. Afin d'inciter les opérateurs à mener des gains de productivité, les gains ou les pertes par rapport à la trajectoire sont conservés par les gestionnaires de réseaux de distribution ou de transport. Le revenu autorisé annuel pour Enedis est de 13,4 Mds€ et pour GRDF plus de 3,2 Mds€. Pour les transporteurs, il est de 4,2 Mds€ par an pour RTE, 1,8 Md€ pour GRTgaz et 0,2 Md€ pour Teréga.

Évolution des revenus autorisés (base 100)

Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé.



Source : CRE 2019.

Par ailleurs, lors des exercices tarifaires, le régulateur conserve la possibilité de ne pas retenir certaines dépenses proposées par les opérateurs ou de mettre en place une régulation incitative afin de permettre des économies sur des charges considérées comme pouvant être pilotables. A titre d'exemple, la CRE a récemment introduit pour Enedis une régulation incitative visant à limiter le coût des pertes en ligne sur les réseaux. Afin d'éviter que ce contrôle des dépenses se fasse au détriment de la qualité de service proposée par les gestionnaires de réseaux, la CRE a également mis en place

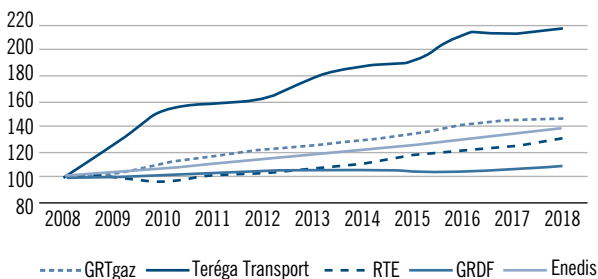
des mécanismes de régulation fixant des objectifs chiffrés sur certains indicateurs clefs (durée moyenne de coupure, délai de raccordement, etc.) qui sont incités financièrement à travers des bonus ou des pénalités en fonction de leur atteinte. Après chaque période tarifaire, la CRE réalise un bilan de la performance des opérateurs et peut décider, si nécessaire, de relever les objectifs ou le montant des incitations pour les prochains exercices, dans l'intérêt des consommateurs.

Les tarifs doivent également permettre de financer les différents investissements à mener. Pour déterminer le niveau de rémunération des capitaux investis par les gestionnaires de réseaux, un taux de rémunération est défini de façon normative par la CRE en début de période tarifaire afin de conserver une rentabilité des fonds propres engagés raisonnable et, le cas échéant, de couvrir la charge de la dette des opérateurs. Ce taux de rémunération est appliqué à la base des actifs régulés (BAR) qui correspond à la somme des actifs exploités par les gestionnaires de réseaux non amortis. Selon la CRE, la somme des BAR est respectivement de 65 Mds€ pour opérateurs électriques et 24 Mds€ pour les opérateurs gaziers. Les règles de séparation patrimoniale sont par ailleurs moins contraignantes pour les distributeurs que pour les transporteurs. Contrairement au transport, les actionnaires des gestionnaires de réseaux de distribution, à travers les conseils d'administration, sont en mesure d'exercer un contrôle sur la fixation et l'exécution du budget et de la politique d'investissement. Toutefois, la CRE contrôle l'indépendance, notamment financière, d'Enedis et de GRDF vis-à-vis de leurs maisons-mères respectives.

Bases d'actifs régulées

Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. Les BAR correspondent donc à la valeur agrégée des investissements effectués par les opérateurs non encore amortis.

Évolution des BAR des opérateurs
(base 100 en 2008)



Source : CRE 2019.

S'agissant spécifiquement de la distribution d'électricité, la structure tarifaire du TURPE doit en outre respecter les deux principes suivants qui s'appliquent également au transport : (i) le principe de timbre-poste avec un coût indépendant de la distance entre le point de soutirage et le point d'injection et (ii) la péréquation tarifaire qui consiste en une solidarité territoriale avec un tarif identique sur l'ensemble du territoire.

La péréquation des tarifs de réseaux a été introduite progressivement en France. Jusqu'à la nationalisation de 1946, les distributeurs

étaient des entreprises privées libres de fixer leurs propres tarifs. Il existait généralement un tarif unique au niveau de la commune avec une volonté politique toutefois de réduire les écarts entre les différents tarifs communaux dans un contexte de lutte contre l'exode rural. A partir des années 1950, une refonte de la tarification a été entreprise, ce qui a conduit à une péréquation des tarifs d'électricité à la maille du département. Dans les années 1960, des tarifs péréqués ont été introduits au niveau de trois grandes régions homogènes d'un point de vue de l'exploitation des réseaux et des centrales de production. La dernière étape de la mise en place de la péréquation se produit dans les années 1980 avec la mise en place d'un tarif unique sur l'ensemble du territoire que l'on connaît encore aujourd'hui.

Même si la transition énergétique va confier aux gestionnaires de réseaux de nouvelles missions et le déploiement de nouveaux réseaux, elle ne devrait pas bouleverser les grands principes de la tarification.

Quand bien même la péréquation n'est pas nécessairement un optimum économique, il s'agit d'une attente de la société qui permet une solidarité entre les territoires. Le coût de la péréquation n'est cependant pas connu par les consommateurs. Le principe de péréquation tarifaire impose aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'exploiter des concessions qui se trouvent, pour certaines, dans une situation déficitaire d'un point de vue comptable. Cela est vrai dans les concessions les plus rurales et de faible densité. Les charges du gestionnaire, généralement élevées, ne sont pas entièrement couvertes par les tarifs payés par les consommateurs présents sur ces concessions. Le fait qu'Enedis soit concessionnaire sur 95 % du territoire lui permet de trouver un équilibre financier avec des subventions croisées entre les différentes

concessions, dans une logique de mutualisation des ressources pour une maîtrise des coûts. Enedis a ainsi mis des contributions d'équilibre qui visent à mutualiser les fonds au niveau national et à ainsi faire financer les concessions rurales par les concessions les plus urbaines. Certaines autorités concédantes, situées principalement dans des zones urbaines et dont les concessions sont largement bénéficiaires, souhaitent cependant davantage d'autonomie, notamment concernant le choix de leur concessionnaire. Un tel alignement des concessions électriques sur le régime de droit commun viserait *in fine* à mettre progressivement fin à la péréquation tarifaire et à une augmentation des tarifs de réseaux dans les zones les plus rurales.

La péréquation tarifaire nationale pose cependant la question de l'efficacité du signal économique envoyé au consommateur pour l'inciter à mieux consommer en vue de minimiser son impact sur les réseaux. La CRE cherche à élaborer des grilles tarifaires qui reflètent les coûts de réseaux induits par les comportements tout en étant lisibles et acceptables pour les consommateurs.

Il serait en effet impossible d'appliquer une tarification marginale comme le recommande la théorie économique. Une telle méthodologie reviendrait à faire payer l'ensemble du réseau par les utilisateurs qui l'utilisent aux heures les plus critiques de l'année c'est-à-dire ceux disposant d'un chauffage électrique soit un tiers du parc immobilier français. En première approche, la CRE a introduit un TURPE horosaisonnalisé avec une différence de tarif entre la période hivernale et la période estivale visant à permettre aux clients ne disposant pas de chauffage électrique de bénéficier d'un tarif plus avantageux. En complément de la segmentation actuelle heures pleines / heures creuses, la CRE a ainsi ajouté une segmentation saisonnière entre

hiver et été. Tout en respectant le principe de péréquation, un tel signal est jugé efficace pour inciter progressivement les clients à consommer moins lors des pointes de consommation. Le signal prix envoyé par les tarifs de réseaux aux consommateurs ne concerne cependant qu'un tiers de la facture et reste atténué par les taxes et le coût de l'énergie.

La péréquation est un transfert de coût entre différents usages. Même si personne ne défend l'idée d'une tarification à l'usage, il existe d'autres transferts qui peuvent être justifiés par des raisons d'intérêt général ou de politique énergétique. Ainsi, afin de soutenir les industries électro-intensives, des abattements de TURPE leur ont été octroyées en contrepartie des services qu'elles peuvent rendre aux réseaux en ayant un profil de consommation stable ou contra-cyclique.

Proposition

Comme cela a été effectué pour les fiches de paie et les déclarations d'impôts, rendre plus claire la facture d'énergie avec une explicitation des différentes composantes du prix (énergie, acheminement et fiscalité). Des encarts pédagogiques pourraient être ajoutés en annexe afin de valoriser le rôle des réseaux en lien avec la transition énergétique (accueil des énergies renouvelables, mobilité propre, décentralisation, tonnes de CO₂ économisées ...).

4.2. Les coûts associés aux réseaux doivent rester soutenables pour le consommateur

Les surinvestissements doivent être évités

Quand bien même le coût des réseaux n'est pas une donnée connue par la majorité des consommateurs, il représente la moitié de la facture hors taxes des clients finals et augmente régulièrement (+ 3 % au 1^{er} août 2019). Dans un contexte de crise du pouvoir d'achat, l'enjeu principal pour le régulateur et les opérateurs est donc la maîtrise des investissements en raison de leurs conséquences de long terme sur les tarifs.

Toutefois, afin de répondre aux enjeux de la transition énergétique et en raison du vieillissement des réseaux, les volumes d'investissements des gestionnaires de réseaux vont devoir rester à des niveaux élevés. La CRE doit donc chercher des moyens pour les optimiser. Pour les prochains exercices tarifaires, elle va devoir s'interroger sur le coût acceptable des tarifs d'acheminement pour les consommateurs au regard du niveau de qualité de service attendu dans un contexte de stabilité voire de décroissance de la consommation et donc des revenus. Le droit à l'erreur est donc limité pour le régulateur.

Depuis 2008, la CRE constate une relative maîtrise des charges d'exploitation (OPEX), qui sont restées proches de l'inflation pour les gestionnaires de réseaux de distribution mais toutefois supérieures pour les gestionnaires de réseaux de transport. S'agissant des investissements, la CRE fixe en début de période tarifaire une enveloppe globale qui doit couvrir les investissements théoriquement réalisés par un opérateur efficace. Les tarifs couvrent ensuite les

charges de capital (CAPEX) sur la base du réalisé, les investissements sont par la suite intégrés à la BAR. Les gestionnaires de réseaux ne sont donc pas directement incités à diminuer leurs investissements.

Depuis 10 ans, les BAR des gestionnaires électriques ont augmenté de plus de 25 %. Cette hausse s'explique en partie par les raccordements à effectuer pour accompagner l'accroissement démographique sur les réseaux de distribution ainsi que des investissements réalisés pour enfouir les réseaux afin de réduire les risques de coupure en cas d'événements climatiques. Concernant les réseaux gaziers, la CRE constate une maîtrise de la BAR de GRDF (+ 6 % en 10 ans) ; la BAR des gestionnaires de réseaux de transport n'a toutefois pas suivi la même trajectoire et a fortement augmenté (+ 46 % pour GRTgaz et + 114 % pour Teréga) dans un contexte d'incertitudes sur la place du gaz dans le futur mix énergétique français. Cette croissance de la BAR a une implication directe sur les évolutions futures des tarifs gaziers à la hausse. Elle s'explique par les investissements consentis ces dernières années par les GRT afin de fusionner les zones de prix nord et sud en réduisant les congestions en vue d'annuler les différences de prix précédemment rencontrées.

L'ensemble des mutations liées à la transition énergétique implique des investissements significatifs pour adapter les réseaux aux nouveaux usages. L'objectif principal de la CRE est donc d'éviter les coûts échoués relatifs à des investissements qui ne seraient plus pertinents en raison de l'évolution des flux sur les réseaux d'électricité et de gaz naturel. Dans la mesure des possibilités offertes par la loi, elle doit vérifier que le rythme des investissements des gestionnaires de réseaux est cohérent avec l'évolution de la demande et notamment compatible avec la PPE. Les investissements des gestionnaires de

réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel doivent être approuvés par la CRE qui possède ainsi une compétence généralement détenue par l'actionnaire. Elle évalue les projets à partir d'études technico-économiques afin de déterminer ceux qui sont plus le plus utiles. Aucune étude ne repose cependant sur une vision horizontale entre les énergies. Par le passé, la CRE s'est déjà opposée à certains investissements, notamment le projet STEP d'interconnexion entre la France et l'Espagne porté par Teréga en considérant que ce projet ne répondait pas aux attentes du marché. En plus de leur approbation, les plus grands projets d'investissements (30 M€ pour l'électricité et 20 M€ pour le gaz naturel) sont également soumis à des régulations incitatives visant à s'assurer d'une maîtrise du budget. La CRE détermine un budget cible à respecter. Si le gestionnaire s'éloigne de cet objectif, il sera pénalisé sur les surcoûts et, *a contrario*, il pourra conserver certains gains par rapport au budget. Une telle régulation est cependant dépendante de l'asymétrie d'information entre le régulateur et le régulé.

La CRE n'est cependant pas compétente pour approuver les programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de distribution. Ce choix s'explique en partie par la volonté politique de décentraliser le pouvoir de décision sur la pertinence des investissements à mener dans les territoires. En pratique, la CRE ne dispose également pas des moyens techniques et humains pour réaliser cette tâche compte tenu de l'étendue des investissements et des attentes locales. Elle surveille cependant les coûts unitaires d'investissements sur les réseaux de distribution.

Pour certaines dépenses, telles que celles relatives à l'immobilier ou aux systèmes d'information, le cadre tarifaire existant peut conduire les opérateurs à privilégier des acquisitions de locaux ou de serveurs

qui seront rémunérés à travers la BAR. En effet, les solutions alternatives que pourraient être la location de bureaux ou l'utilisation de systèmes de *cloud* ne nécessitant pas l'immobilisation de serveurs ne sont, d'une part, pas rémunérées et, d'autre part, sont soumises à des incitations dans le cadre la maîtrise des OPEX. Toutefois, ces solutions pourraient être moins onéreuses sur le long terme. A l'instar du régulateur britannique, la CRE incite depuis peu les gestionnaires de réseaux à contenir les CAPEX pour les dépenses non liées directement aux réseaux en privilégiant les OPEX, lorsque c'est possible, par rapport aux investissements. Cette régulation dite des TOTEX est similaire à celle mise en place pour les OPEX avec des trajectoires définies sur l'ensemble de la période tarifaire qui doivent être respectées par les gestionnaires de réseaux.

130

Selon la CRE, trois quart des investissements annuels des gestionnaires de réseaux de distribution et la moitié pour les gestionnaires de réseaux de transport sont soumis à une incitation financière. Le cadre tarifaire permet ainsi à la CRE d'introduire des réglementations incitatives avec un signal économique visant à éviter des situations de sous ou sur investissements de la part des gestionnaires de réseaux.

Recourir aux solutions les moins coûteuses

Grâce aux innovations apportées par la digitalisation du système électrique, l'arbitrage entre les OPEX et les CAPEX peut désormais se poser pour les investissements relatifs à la construction de nouvelles lignes pour répondre à des contraintes et congestions sur les réseaux. Les gestionnaires de réseaux doivent désormais changer leurs méthodes d'investissement et de dimensionnement et être incités à choisir les solutions les moins coûteuses pour répondre

aux nouveaux investissements en évitant de privilégier uniquement la création de nouvelles lignes ou gazoducs synonymes de matériels immobilisés. Une alternative au renouvellement ou renforcement des réseaux repose sur les incitations à remplacer certains investissements par des solutions locales de flexibilité (effacement, batterie, raccordement intelligent, etc.). Le compteur Linky va en outre offrir de nouvelles possibilités techniques pour développer des offres dynamiques qui permettront aux clients résidentiels de s'effacer.

La flexibilité consiste en une modulation de puissance temporaire d'un site de consommation à la suite d'un signal envoyé. A défaut de pouvoir augmenter la production, les gestionnaires de réseaux peuvent inciter les clients à diminuer leur niveau de soutirage à un moment donné en décalant leur consommation. Cette flexibilité permet ainsi d'équilibrer l'offre et la demande. Cet effacement de consommation s'est dans un premier temps développé dans le secteur industriel avec des procédés de fabrication qui peuvent être pilotés plus facilement et décalés dans le temps afin d'éviter de consommer de façon transitoire. Ces effacements de consommation sont ensuite valorisés, par des tiers, sur les marchés. La valeur ainsi créée est partagée avec les clients.

La flexibilité peut également se développer chez les clients résidentiels à travers l'effacement diffus qui nécessitera un pilotage automatique des produits les plus énergivores, notamment le chauffage électrique et la boucle d'eau chaude. Par le passé, EDF a proposé des options d'effacement pour ses clients résidentiels : les offres EJP (effacement jour pointe) et les offres Tempo. Ces offres sont de nos jours assez peu souscrites et mises en avant. Des réflexions sont en cours pour réintroduire un signal tarifaire au niveau du TURPE avec une pointe mobile. Les effacements résidentiels sont évalués à moins de 1 GW.

Le compteur Linky va toutefois permettre d'offrir de nouvelles possibilités techniques à l'ensemble des fournisseurs pour développer des offres dynamiques qui permettront à leurs clients de s'effacer plus facilement.

Le 4^e paquet énergie de la Commission européenne prévoit que « les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution ». L'usage de la flexibilité en France par les gestionnaires de réseaux reste encore au stade expérimental. Enedis peut déjà contractualiser directement avec des collectivités depuis la loi relative à la transition énergétique et pour la croissance verte. Dans un second temps, Enedis pourrait contractualiser directement avec les acteurs de marchés, fournisseurs d'énergie ou agrégateurs. Sur les réseaux de distribution, Enedis estime que les investissements nécessaires pour renforcer les postes sources sous contrainte sont compris entre 9 et 19 M€ par an.

Dans un second temps, la flexibilité sera développée grâce à l'arrivée du stockage de l'électricité. La France possède déjà des moyens de stockage importants à travers les barrages hydroélectriques (13 GW) et les STEP (4,3 GW). Plusieurs technologies sont encore en cours d'expérimentation au niveau des batteries en fonction des besoins en termes de durée d'injection (rapide pour répondre à des appels de puissance lors de pointes de consommation ou plus long pour lisser une consommation et pallier l'intermittence des éoliennes et des panneaux solaires). Le stockage par batteries est encore limité avec 7 MW raccordés. À l'heure actuelle, la stratégie des pouvoirs publics

concernant le développement de moyens de stockage, notamment par batterie, reste assez limité. La PPE considère qu'à l'horizon 2028 le système électrique français n'a pas besoin de moyens de stockage additionnels en raison de son intégration à la plaque européenne. Au contraire, certains pays européens se sont engagés dans une politique ambitieuse pour le stockage, l'Allemagne subventionne par exemple l'achat de batteries pour le stockage. La CRE a élaboré une feuille de route sur le stockage de l'électricité pour mettre en place un cadre facilitant son développement. En complément, un groupe de travail a été mis en place par la CRE et la DGEC afin de réfléchir notamment à la création d'un statut ad hoc d'opérateur de stockage.

RTE estime que la rentabilité du stockage sera liée à l'importance des moyens de production pilotables, nucléaire et thermique dans le mix de demain. Plus les EnR seront présentes et plus les investissements dans des moyens de PPE stockage pourront être rentables. Ce constat est encore plus vrai pour le stockage qui sera fourni par les batteries des véhicules électriques. En parallèle de la flexibilité locale apportée par les batteries, ces moyens de stockage pourront être en mesure, à moyen terme, de remplacer des lignes physiques par des lignes virtuelles. RTE expérimente jusqu'en 2023 le projet Ringo, qui prévoit un système de stockage-déstockage simultané sur batteries localisées dans les postes de RTE entre plusieurs nœuds du réseau sous contrainte. Il n'existe donc plus de flux physique entre ces deux points. Cette solution permet à RTE de ne pas être considéré comme un producteur, ce qui lui est interdit par les directives européennes. À terme, il pourrait être envisagé que ces systèmes soient ensuite exploités par des tiers.

Le développement de la flexibilité est une réponse aux enjeux de la distribution et du transport d'électricité. Il permettra de rendre service

au système électrique en évitant d'une part l'appel à des centrales thermiques de pointe fortement polluantes et d'autre part en réduisant certaines contraintes locales présentes sur les réseaux électriques et éviter ainsi des renforcements et des coûts supplémentaires.

Enfin, la CRE doit encourager les gestionnaires de réseaux à innover à travers la fixation des tarifs. Les gestionnaires de réseaux sont des acteurs importants pour la réussite de la transition énergétique, ils ont ainsi mis en place des programmes ambitieux de recherche et développement pour notamment favoriser l'émergence des *smart grids*. À ce titre, la CRE a défini un cadre tarifaire permettant de financer l'ensemble des dépenses relatives à la R&D des opérateurs pour développer des solutions innovantes d'exploitation des réseaux en vue de leur déploiement industriel. Les dépenses de R&D sont comprises entre 0,3 % du revenu autorisé pour GRDF (10 M€ par an en moyenne) et 1,2 % pour GRTgaz (23 M€ par an en moyenne). En complément, afin d'accompagner l'agilité des gestionnaires de réseaux, ces derniers peuvent, en cours de période tarifaire, bénéficier d'un financement *ad hoc* sur certains projets à travers un guichet *smart grids*. Pour les autres projets de R&D, la CRE pourrait mettre en place une révision de l'enveloppe allouée en cours de période tarifaire.

En outre, en tant qu'acteurs neutres du système énergétique, les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel doivent favoriser l'innovation au sein de l'écosystème des *startups* présentes dans ce domaine. Les compteurs communicants et les données qu'ils génèrent sont des catalyseurs d'innovation qui doivent être mis au service des tiers. La CRE s'interroge donc sur l'introduction d'une régulation visant à inciter financièrement les opérateurs à soutenir l'innovation de tiers autour des compteurs communicants à travers une organisation plus agile. Cela doit passer notamment

par un partage des données à disposition des gestionnaires de réseaux, sous réserve des réglementations en vigueur quant à la protection des données personnelles. Dans le cadre des prochains tarifs, les opérateurs pourraient être en outre incités à réaliser dans les temps les évolutions technologiques attendues par les tiers, notamment concernant l'accès à leurs systèmes d'information.

Comment traiter les investissements futurs ?

Le taux de rémunération de la BAR est fixé par la CRE lors de chaque période tarifaire en se basant sur le coût moyen pondéré du capital. Le régulateur détermine un coût des fonds propres en se basant sur des moyennes de long terme du taux sans risque en ajoutant une composante liée au risque en cohérence avec les taux utilisés par les autres régulateurs européens. Cette méthodologie reste adaptée pour valoriser des actifs avec des durées d'amortissement assez longues. Toutefois, ce taux normatif peut diverger des taux constatés sur les marchés obtenus par les opérateurs ou leurs maisons mères dans un contexte où les conditions d'emprunt des entreprises se font à des taux historiquement bas. Cette méthodologie pourrait avoir comme conséquence potentielle d'inciter les opérateurs à surinvestir en raison d'une surrémunération des actifs nouvellement mis en service par rapport aux taux de marché. La CRE constate à l'inverse qu'un lissage des taux de rémunération sur plusieurs années pourrait avoir des conséquences négatives pour les opérateurs en cas de remontée des taux. En Europe, le régulateur britannique a récemment indiqué que les gestionnaires de réseaux gagnent trop d'argent avec une rentabilité sur les capitaux propres de plus de 10 %.

La CRE s'interroge actuellement sur une évolution de ce mode de rémunération pour les prochaines périodes tarifaires, que ce soit

pour l'électricité ou le gaz naturel, afin d'adapter le signal de rémunération aux conditions réelles d'emprunt des opérateurs.

Quand bien même le débat n'est pas encore tranché, le régulateur réfléchit à se laisser la possibilité de diminuer la rémunération des capitaux investis comme signal à ralentir les investissements. La CRE constate notamment que plusieurs régulateurs européens ont adopté une démarche similaire avec des taux de rémunération pour les nouveaux investissements et un taux pour les anciens. Une option envisagée par le régulateur à ce stade serait de proposer aux gestionnaires de réseaux français (i) des taux de rémunération différenciés pour les actifs précédemment mis en service en se basant sur des moyennes de long terme et (ii) un taux de rémunération indexé, proche des conditions de marché, pour les actifs mis en service au cours de la période tarifaire. Après chaque période tarifaire, les actifs mis en service se verraient rémunérés au taux de la BAR historique. Cette solution pourrait être utile pour garantir la soutenabilité financière du gaz à moyen terme. Elle crée cependant une incertitude financière pour les gestionnaires de réseaux, notamment concernant le choix du taux utilisé pour les nouveaux actifs mis en service. En outre, les investissements des gestionnaires de réseaux sont pour partie non liés à une opportunité financière mais répondent à une demande particulière, que ce soit le raccordement d'un client ou des considérations de sécurité du réseau.

Les pouvoirs publics anticipent une diminution de la consommation qui devrait passer de 493 TWh par an à 420 TWh en 2028 selon la PPE. Face aux nombreuses incertitudes quant aux fluides alternatifs qui pourraient circuler dans les réseaux existants (biométhane, H₂, CO₂, etc.), il est nécessaire que la DGEC clarifie le rôle du gaz naturel dans le mix et le volume minimal nécessaire au maintien en condition

des infrastructures gazières (réseaux de transport, de distribution et stockages). En parallèle, les coûts des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport de gaz naturel pourraient augmenter en raison des objectifs de production de biométhane qui vont engendrer des coûts de raccordement. Il est prévu que la production de biométhane soit multipliée par cinq, ce qui devrait engendrer des investissements sur les réseaux de transport et de distribution de plus de 1,5 Md€ pour prolonger les réseaux existants et les renforcer. Dans cette phase transitoire, sans remettre en cause la sécurité des installations, il est nécessaire que le cadre tarifaire incite à maîtriser les tarifs ATRD et ATRT et notamment à réduire les investissements dans les réseaux de gaz afin de garantir leur équilibre économique. Dans le cas contraire, les clients historiques pourraient choisir une énergie de chauffage alternative et se débrancher des réseaux, créant ainsi de nombreux coûts échoués. Cette situation engendrerait un effet ciseau avec des tarifs en hausse portés par un nombre de plus en plus réduit de consommateurs.

Les bornes de recharge

Fin 2018, la France comportait 25 000 bornes publiques de recharge pour 220 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables. D'ici 2028, la PPE prévoit que près de 5 millions de véhicules pourraient être en circulation en France. Selon les différents scénarios envisagés, à l'horizon 2035, la consommation électrique liée aux véhicules électriques serait, selon RTE, comprise entre 40 et 65 TWh. Ce niveau de consommation correspond à moins de 10 % de la consommation électrique totale, le parc de production devrait ainsi être adapté pour alimenter l'ensemble de ces véhicules. En outre, RTE considère

que la résilience du système électrique ne devrait pas être remise en cause lors des départs en vacances qui sont synonymes de nombreuses recharges sur l'ensemble du territoire au regard des marges disponibles lors de ces périodes.

En revanche, se pose la question de la synchronisation des recharges quotidiennes avec les usages domestiques du soir, chauffage électrique et four, qui pourrait engendrer des appels de puissance simultanés et massifs. Cette situation pourrait entraîner des contraintes sur la production mais également sur les réseaux de distribution avec des congestions localisées au niveau de certaines poches BT pour les quartiers ayant un nombre important de véhicules électriques. Il sera donc nécessaire de lisser la recharge des véhicules sur une période plus longue que nécessaire à travers le pilotage de la recharge afin de désynchroniser les usages et foisonner les consommations. Cette solution pourrait également permettre aux utilisateurs de véhicules électriques de bénéficier de tarifs avantageux en décalant les recharges lorsque les prix de gros sur les marchés sont les plus bas, voire négatifs en cas d'excès de production EnR. Des travaux sont en cours entre les différents acteurs, gestionnaires de réseaux, fournisseurs et constructeurs afin de tester les possibilités techniques d'un pilotage de la recharge au niveau de la borne ou depuis le véhicule.

Les études des gestionnaires de réseaux démontrent que si le pilotage de la recharge couvre 60 % des véhicules électriques, les réseaux seront en mesure d'accueillir à terme les véhicules électriques. RTE estime que le pilotage de la recharge pourrait faire économiser annuellement à la collectivité près de 1 Md€.

En revanche, en absence de pilotage, la pointe de consommation pourrait augmenter de l'ordre de 20 %. Par le passé l'introduction de tels signaux tarifaires a déjà montré son efficacité. Afin de limiter l'impact des ballons d'eau chaude sur les réseaux, EDF avait introduit le signal tarifaire heures pleines heures creuses toujours en vigueur.

L'arrivée massive d'infrastructures de recharge va engendrer des coûts de raccordement importants pour les gestionnaires de réseaux. Afin d'accompagner financièrement les développeurs de projets, la loi LOM récemment adoptée prévoit un taux de réfaction allant jusqu'à 75 % pour le raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité des infrastructures de recharge ouvertes au public faisant ainsi porter majoritairement le coût du raccordement par la collectivité. En parallèle, il est donc nécessaire que les gestionnaires de réseaux réfléchissent à des solutions visant à diminuer le coût du raccordement de ces infrastructures. A l'instar des installations de production EnR, Enedis pourrait proposer des offres de raccordements intelligents avec une puissance de soutirage limitée en contrepartie de coûts et de délais plus intéressants pour le développeur du projet. Enedis expérimente également le raccordement des bornes de recharge sur les systèmes d'éclairage public. Cette solution innovante permet de réduire les coûts grâce à la mutualisation du génie civil.

Le raccordement doit se faire au meilleur prix

Le raccordement des EnR se fait principalement sur les réseaux de distribution. La PPE prévoit que le parc solaire installé va passer de 9 GW à plus de 45 d'ici 2028 ce qui va nécessiter d'accroître par 4 le rythme de déploiement des nouvelles centrales. L'atteinte de ces objectifs dépend en partie des conditions de raccordement proposées par les gestionnaires de réseaux. Enedis n'est cependant pas en mesure de contrôler entièrement le coût des raccordements des nouveaux producteurs. En effet, lorsque de l'électricité est injectée sur les réseaux, les producteurs ne payent pas de tarif d'injection. Il n'existe donc pas de signal économique à la localisation des moyens de production vis-à-vis des contraintes de réseaux. Les éventuelles congestions internes sont gérées directement par les gestionnaires de réseaux et peuvent nécessiter des renforcements de réseaux et des coûts de redispatching. Les gestionnaires de réseaux ne sont donc pas en mesure de pouvoir inciter les producteurs à s'installer là où les contraintes sont les plus faibles et les réseaux les plus denses. À titre d'illustration, les coûts de redispatching en Allemagne pour gérer les congestions relatives à l'intermittence des EnR sont évaluées à plus de 1 Md€ par an.

Au contraire, le mécanisme de réfaction mis en place par les pouvoirs publics vise à faire porter par le TURPE une part des coûts de raccordement des producteurs EnR. Le taux de couverture par le tarif peut aller jusqu'à 40 % en fonction de la taille des installations. Ce mécanisme fait ainsi diminuer le reste à charge pour le producteur et joue le rôle d'une subvention indirecte au développement des EnR. Il retire cependant une incitation sur le coût du raccordement qui peut dépendre de la localisation de l'installation. Pour la CRE, la réfaction crée cependant un biais dans les appels d'offres EnR

conduisant à désigner des lauréats ayant un coût plus élevé pour la collectivité.

Enedis a toutefois fait preuve de créativité en développant des offres de raccordement intelligentes pour accélérer le développement de la production EnR. À travers ces offres, Enedis propose une puissance garantie de raccordement inférieure à la capacité d'injection du producteur mais compatible avec les contraintes locales du réseau et qui ne nécessite que des travaux à la marge. En échange, le producteur bénéficie de délais de raccordements plus courts et de coûteux travaux de renforcement sont ainsi évités. Lors de congestions locales, la production locale est donc volontairement écrêtée un certain nombre d'heures par an afin de soulager les contraintes. Enedis expérimente cette solution au sein du démonstrateur Smart Grid Vendée. Selon l'Union française de l'électricité (UFE), l'écrêtement de la production sur les réseaux de transport pourraient économiser jusqu'à 7 Mds€ d'ici 2035 et 250 M€ pour les réseaux de distribution.

Enfin, la CRE s'interroge désormais sur l'opportunité d'une tarification de l'injection. Une telle tarification, si elle est mise en place, pourrait cependant distordre la concurrence entre les producteurs français et les producteurs européens non soumis à une telle tarification car utilisant les interconnexions pour acheminer son électricité sur le territoire national. La réglementation européenne prévoit par ailleurs que, le cas échéant, si le régulateur décide d'introduire un timbre d'injection, celui-ci ne peut, en moyenne sur l'ensemble des producteurs, dépasser 0,50 €/MWh. Cette composante d'injection serait in fine répercutée sur le prix payé par le consommateur final, qu'il soit résidentiel ou industriel.

Une révision de la part fixe des tarifs d'acheminement de l'électricité est nécessaire

Les modèles de tarification actuellement utilisés reposent essentiellement sur les soutirages. Plusieurs options sont ensuite proposées aux clients afin de refléter au mieux leurs coûts pour les réseaux. Bien que les coûts d'un gestionnaire de réseaux soient principalement des coûts fixes, les tarifs d'acheminement de l'électricité et du gaz naturel sont composés d'une part fixe, un abonnement mensuel, proportionnel à la puissance souscrite et qui dépend des appareils à disposition sur le lieu de consommation et d'une part variable proportionnelle à la consommation et qui représente la majorité de la facture. Les tarifs étant construits de façon comptable, la part fixe ne représente pas l'ensemble des coûts fixes des gestionnaires de réseaux. Au contraire, afin de garantir l'acceptabilité des tarifs, notamment pour les plus petits consommateurs, le montant de l'abonnement reste limité. Plusieurs options sont ensuite proposées aux clients afin de refléter au mieux leurs coûts pour les réseaux. La CRE a notamment introduit une option visant à permettre aux clients ne disposant pas de chauffage électrique de bénéficier d'un tarif plus avantageux.

S'agissant de l'électricité, les actions d'efficacité énergétique entreprises depuis plusieurs années et certains nouveaux usages, comme l'autoconsommation couplée à du stockage, pourraient avoir comme conséquence une diminution à terme de la consommation et donc des revenus des opérateurs même si de nouveaux postes de consommation pourront se développer comme la climatisation.

La répartition entre les parts fixe et variable du TURPE devra être revue avec une tarification à la puissance qui devrait être plus

importante afin de garantir, d'une part, la couverture des coûts et les revenus des opérateurs et, d'autre part, éviter que les coûts des autoconsommateurs pour les réseaux soient transférés aux clients ne pouvant autoproduire leur propre électricité. L'énergie autoconsommée par un client n'est pas soumise au TURPE. La rentabilité d'une opération d'autoconsommation est d'autant plus forte que la part variable est importante dans les tarifs d'acheminement. Les autoconsommateurs ne financent donc pas à leur juste mesure l'entretien des réseaux et pourraient croire à tort qu'ils peuvent se passer des réseaux. Pour autant, dans une opération d'autoconsommation individuelle ou collective, le réseau reste un moyen de secours lorsque la production ne couvre pas la consommation notamment pendant la nuit. Avec les structures actuelles, un autoconsommateur ne rémunère en effet pas à sa juste valeur les services qui lui sont rendus par le réseau. L'autoconsommation pourrait donc remettre en cause les modèles de tarification actuellement utilisés par la CRE qui reposent essentiellement sur la consommation.

Le rôle assurantiel du réseau devra être pris en compte dans les futurs TURPE afin de pérenniser le financement d'Enedis et garantir la couverture de ses coûts. Cette part assurantielle, obligatoire ou non, devra être représentative des services rendus par le réseau aux clients et notamment aux autoconsommateurs. Les tarifs devront toutefois éviter de freiner le développement de l'autoconsommation avec une part énergie trop faible qui pourrait limiter la rentabilité des opérations. En complément, le TURPE devra émettre des signaux économiques visant à inciter les clients à autoconsommer au meilleur moment pour les réseaux. Une des solutions réside dans l'horosaisonnalité qui encourage l'autoconsommation lors des périodes de pointe de consommation.

Ce débat se pose également chez nos voisins européens. Même si en moyenne la part variable représente plus de deux tiers du tarif, certains pays ont décidé au contraire d'augmenter fortement la part fixe, la France se situant dans la moyenne haute de la part énergie. A titre d'illustration, depuis 10 ans, le régulateur néerlandais a introduit un tarif de réseaux forfaitaire ne dépendant plus de l'énergie consommée pour les clients résidentiels et professionnels (PME, PMI). Il a en effet estimé, d'une part, que les coûts des gestionnaires de réseaux sont fixes et, d'autre part, que ce tarif permettra à terme une simplification opérationnelle pour les clients et les opérateurs.

La structure des tarifs va également être confrontée à la nécessité de mettre en place des signaux économiques visant la sobriété énergétique des bâtiments. On pourrait considérer qu'un tarif ayant une part fixe importante pourrait encourager les clients à surconsommer. Au contraire, une telle tarification incite les clients à acquérir des appareils plus sobres afin de réduire leur puissance souscrite et ainsi leur abonnement.

Proposition n° 1

Les réseaux énergétiques représentent des investissements importants et qui vont devoir être consentis pendant une longue durée. Ainsi, dans son Schéma Décennal de développement du réseau, portant uniquement sur le périmètre du réseau de transport d'électricité, RTE estime à 33 milliards d'euros l'investissement qui sera nécessaire pour la modernisation, l'adaptation à la transition énergétique, la numérisation et le renforcement des interconnexions européennes. Paradoxalement, la problématique tant technique qu'économique associée aux réseaux n'est pas prise en compte dans les réflexions sur les politiques énergétiques du pays. En Allemagne, l'absence de prise en compte des impacts sur les réseaux de l'Energiewende conduit aujourd'hui à avoir un pays coupé en deux entre le nord et le sud, les réseaux n'ayant pas évolué suffisamment vite. De même, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), qui fixe en France la trajectoire en matière de mix de production d'énergie et scénarise l'évolution des usages et de la consommation d'énergie, n'aborde que de manière très partielle ce maillon indispensable du système.

Proposition : mettre en place une « PPE Réseaux », tenant compte de l'évolution de la demande et de la production. C'est en effet indispensable pour que le gouvernement et le législateur orientent et déclinent la politique énergétique du pays en traitant les impacts sur l'ensemble de la chaîne, et non seulement sur le plan de la production. Ce document d'orientation, commun aux différentes énergies, étudiera leur complémentarité et la manière dont les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur, peuvent fonctionner en synergie les uns avec les autres.

Proposition n° 2

Les investissements à effectuer en matière de raccordement au réseau des centrales de production, notamment celles qui utilisent des EnR, sont régis par différents documents de planification qui interviennent aux plans local et national. Ainsi, la PPE, les SRADDET, les PCAET et les S3REN sont élaborés avec un manque de cohérence et de compatibilité des différentes mailles les unes par rapport aux autres, ni soumission à des règles de priorité, ce qui est préjudiciable pour les opérateurs de réseaux pour planifier leurs investissements et leurs interventions sur les territoires.

Proposition : renforcer l'articulation entre les différents schémas directeurs Énergie et coordonner la PPE et les SRADDET. L'organisation d'une conférence réunissant les services centraux de l'État, les préfets et les présidents de région pourrait permettre aux schémas régionaux d'être entendus dans leur spécificité puis conciliés avec les orientations nationales de la PPE dans une approche de synthèse.

Proposition n° 3

La complémentarité des réseaux d'énergie entre le gaz et l'électricité va se développer, en particulier pour gagner en flexibilité, exploiter les capacités de stockage et gérer les pointes de consommation. Alors que l'utilisation des infrastructures gazières devrait diminuer dans les années à venir à mesure que la demande en gaz se rétracte et que le modèle économique associé au biogaz et à l'hydrogène n'est pas encore stabilisé, il paraît urgent de concevoir une gestion complémentaire et optimisée des infrastructures de transport en gaz et en électricité.

Proposition : étudier l'opportunité de renforcer la coopération entre RTE, GRTgaz et Teréga pour optimiser le pilotage des réseaux stratégiques français en matière énergétique et accélérer la convergence entre les énergies. Cette étude pourrait être menée sous l'égide de la DGEC.

Proposition n° 4

Le coût des réseaux (qui se traduit dans le TURPE pour l'électricité et dans l'ATRD/ATRT pour le gaz) représente une part importante de la facture d'énergie des français, pouvant aller jusqu'à plus de 40 % du montant, hors taxes (30 % avec celles-ci). Ce coût va croître dans les années à venir de manière inéluctable dans le contexte de la transition énergétique qui exige de lourds investissements dans les réseaux et se traduire par des augmentations de factures pour les consommateurs. Il devient donc nécessaire de faire œuvre de pédagogie auprès de ces derniers, sous peine d'entraîner des incompréhensions et des contestations. Il convient de rappeler aux consommateurs les services rendus par les réseaux dans le cadre de la transition énergétique et de leur faire prendre conscience que les montants qu'ils supportent sont affectés à la qualité et à la modernisation des réseaux, indispensables pour leur approvisionnement en énergie et la réussite de la transition énergétique.

Proposition : comme cela a été effectué pour les fiches de paie et les déclarations d'impôts, rendre plus claire la facture d'énergie avec une explication des différentes composantes du prix (énergie, acheminement et fiscalité). Des encarts pédagogiques pourraient être ajoutés en annexe afin de valoriser le rôle des réseaux en lien avec la transition énergétique (accueil des énergies renouvelables, mobilité propre, décentralisation, tonnes de CO₂ économisées ...).

Proposition n° 5

A plusieurs reprises, des réseaux énergétiques européens, principalement de transport, ont fait l'objet de cyber-attaques. La convergence de l'énergie et du numérique renforce la nécessité de faire de la cybersécurité un axe majeur de la modernisation des réseaux. De plus, la filière française se positionne aux avant-postes à l'échelle mondiale en termes académiques, industriels et technologiques, en bénéficiant d'un écosystème constitué de grands groupes industriels, de jeunes pousses portant des solutions innovantes et d'un tissu de recherche de haut niveau.

Proposition : intégrer un volet « Énergie » à la démarche de création d'un grand campus de la cybersécurité (mission confiée par le Premier ministre à Michel Van Den Berghe) afin de permettre aux différents acteurs de se rapprocher et de partager leurs solutions. Développer une stratégie à l'export pour les PME et les startups œuvrant sur le développement de solutions et de services Énergie Cybersécurité avec le soutien de la BPI-France.

Proposition n° 6

Le savoir-faire français d'exploitation et d'opération des réseaux d'énergie est reconnu bien au-delà de nos frontières. Depuis de nombreuses années, Enedis (ou les structures qui ont précédé sur le périmètre de distribution d'électricité) mène des missions de conseil, d'expertise voire d'exploitation auprès d'autres entreprises homologues dans le monde. RTE se structure également pour valoriser ses savoir-faire à l'extérieur de l'entreprise, *via* des filiales

œuvrant dans un cadre non régulé. Des réflexions sont en cours également au sein des acteurs gaziers.

Proposition : renforcer les ambitions de développement à l'international des acteurs français en charge de la gestion des réseaux d'énergie, de transport comme de distribution. Valoriser leur savoir-faire en matière de *smart grids* et de comptage intelligent, en lien avec la filière industrielle et sans se limiter aux missions de conseil, comme l'ont fait avec succès d'autres grands opérateurs européens comme Enel et Iberdrola. Pour la réussite de l'exportation de cette filière industrielle, il conviendra que le pouvoir politique apporte le soutien nécessaire, qu'il s'agisse d'apporter de la visibilité à la filière par la voie diplomatique ou de lui faire bénéficier des soutiens financiers du fonds pour l'innovation et l'industrie.

Proposition n° 7

Les réseaux de chaleur représentent en France seulement 5 % de la consommation de chaleur, en net retard sur les pays les plus avancés en la matière en Europe (Scandinavie notamment). Comme plusieurs voisins européens eux aussi en retard relatif (Pays-Bas, Royaume-Uni), la France a engagé depuis maintenant dix ans une stratégie de développement de ce mode de fourniture de chaleur et de froid qui présente beaucoup d'avantages économiques intrinsèques (massification des équipements, meilleure efficacité énergétique que des solutions individuelles), notamment en zone densément peuplée. Un récent rapport sur les réseaux de chaleur et de froid vient de

rendre publiques des propositions qui recourent celles que l'Institut Montaigne souhaite soutenir et qui sont les suivantes :

Proposition 7.1 : autoriser l'attribution de certificats d'économie d'énergie (CEE), pour des raccordements réalisés sur des réseaux aidés par le Fonds Chaleur. Ceci présente l'avantage de ne pas peser directement sur les finances publiques du fait du fonctionnement du dispositif des CEE. Le Fonds Chaleur pourrait le cas échéant être utilisé comme variable d'ajustement, en complément des CEE, pour éviter tout soutien trop important.

Proposition 7.2 : supprimer, dans les zones desservies par des réseaux de chaleur, les mécanismes de récompense des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz lorsqu'ils raccordent des bâtiments au réseau de gaz, dans les conventions de gestionnaires de réseaux de distribution de gaz. Cela permettra d'éviter une concurrence frontale entre deux réseaux énergétiques et d'accélérer le développement des réseaux de chaleur.

Proposition 7.3 : obtenir un engagement des gestionnaires et des délégants de réseaux faisant partie de la dizaine de réseaux totalement ou partiellement alimentés au charbon pour renoncer à l'énergie charbon sous 10 ans. En effet, le charbon représente actuellement 4,4 % du mix des réseaux de chaleur, cette part ayant été divisée par 2 en 5 ans.

Proposition n° 8

La filière « gaz » voit dans le biométhane un avenir prometteur, avec des scénarios pouvant aller jusqu'à des proportions très élevées de gaz vert dans les réseaux dans les 30 prochaines années. Cela passe par le développement d'une filière complète française, en particulier de production de biogaz *via* le secteur agricole (mise en place de méthaniseurs). Pour autant, dans certaines zones, l'équation technico-économique n'est pas aujourd'hui assurée avec une variable importante sur la capacité ou non de raccorder les méthaniseurs aux réseaux à des coûts raisonnables.

Proposition : accélérer la mise en place, sous l'égide de la CRE, de l'identification des zones favorables pour orienter et inciter les projets à se développer sur les territoires les plus propices à l'accueil de méthaniseurs, reposant en particulier sur l'étude des coûts de raccordement et d'injection dans les réseaux, de transport ou de distribution.

Proposition n° 9

Dans un contexte de baisse inéluctable de la consommation des produits pétroliers, la sécurité d'approvisionnement en produits finis pour subvenir aux besoins des opérateurs d'importance vitale doit être assurée, qu'il s'agisse des forces armées, des aéroports et du transport maritime.

Proposition : confier au Secrétariat Général de la Défense et de la Sécurité Nationale (SGDSN), dans le cadre des déclinaisons des dispositifs législatifs et réglementaires (en particulier de la Loi de Programmation Militaire), une mission d'évaluation de la criticité des infrastructures de transport d'hydrocarbures et de la robustesse des exploitants des réseaux d'oléoducs.

REMERCIEMENTS

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution à ce travail.

Présidents du groupe de travail

- **Thierry Déau**, Président-directeur général, Meridiam
- **Christine Le Bihan-Graf**, Avocate associée, De Pardieu Brocas Maffei

Membres du groupe de travail

- **Marie-Claire Aoun**, Responsable affaires publiques, Teréga
- **Catherine Brun**, Secrétaire générale et responsable du domaine stratégie affaires publiques et territoires, GRTgaz
- **Paul Courtade**, Collaborateur, De Pardieu Brocas Maffei
- **Michel Derdevet**, Secrétaire général, Enedis
- **Christophe Devoille**, Directeur de cabinet et de l'innovation, Storengy
- **Christopher Fabre**, Chargé de mission à la direction des Affaires publiques, Enedis
- **Jacques Merley**, Chef du pôle aval au sein de la direction stratégique, EDF
- **Dominique Mockly**, Président-directeur général, Teréga
- **Viviane Nardon**, Directrice de cabinet, Meridiam
- **Emmanuelle Nasse-Bridier**, anciennement *Chief Credit Officer*, Groupe AXA
- **Xavier Piechaczyk**, Directeur général adjoint, RTE
- **Thierry Plouvier**, Directeur de la division *Power Grids*, ABB
- **Cécile Previu**, Directrice générale, Storengy
- **Edouard Sauvage**, Directeur général, GRDF

- **Emmanuel Schneider**, *Client Executive* ENGIE et SUEZ, Cisco
- **Matthias Seewald**, Directeur des investissements, Allianz
- **Julien Touati**, *Leadership Council Chair and Corporate Development Director*, Meridiam

Rapporteurs

- **Clément Le Roy**, *Board Member of the Energy, Utilities & Transport Practice*, Wavestone
- **Pierre-Louis Pernet**, Responsable des affaires réglementaires, Total Spring

Ainsi que

- **Clémence Alméras**, Chargée d'études, Institut Montaigne
- **Lucie Léauté**, Assistante chargée d'études, Institut Montaigne
- **Alban Petit**, Assistant chargée d'études, Institut Montaigne
- **Inès Picon**, Consultante, Wavestone

Liste des personnes auditionnées dans le cadre de cette étude

- **Philippe Angotti**, Délégué général adjoint, France urbaine
- **Nadi Assaf**, Délégué général adjoint, GIMELEC
- **Julien Aubert**, Député du Vaucluse, Assemblée nationale
- **Morgan Baillet**, Conseiller technique, Cabinet de Célia Blauel
- **Yves Barlier**, Directeur du programme *smart grids*, Enedis
- **Gildas Barreyre**, Président de la Commission Electricité, UNIDEN
- **François Beaude**, *Policy Officer*, Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

- **Rodolphe de Beaufort**, Délégué général adjoint en charge du Comité Smart Up Énergies, GIMELEC
- **Christophe Beguinet**, Administrateur salarié de ENEDIS parrainé par la CFDT
- **Célia Blauel**, Adjointe à la Maire de Paris, chargée de la transition écologique, du climat, de l'environnement, de l'eau et de l'assainissement
- **Patrice Brès**, Président-directeur général, Trapil
- **Christian Buchel**, Directeur Clients, Territoires et Europe, Enedis
- **Rémi Chabrilat**, Directeur productions et énergies durables, ADEME
- **Anne-Flore Coron**, Sous-directeur à la sécurité d'approvisionnement et nouveaux produits énergétiques, DGEC
- **Wilfried Denoizay**, Administrateur salarié de RTE parrainé par la CFDT
- **Philippe Detours**, *General Partner*, Demeter
- **Antoine de Fleurieu**, Délégué général, GIMELEC
- **Bertrand de Singly**, Directeur Stratégie, GRDF
- **Frédéric Fructus**, Administrateur unique, GIE Osiris
- **Nicolas Garnier**, Délégué général, AMORCE
- **Charles-Antoine Gautier**, Chef du département Energie, Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
- **Chantal Genermont**, *Chief Digital Officer*, Enedis
- **Emmanuel Germain**, Directeur général adjoint, ANSSI
- **Christine Goubet-Milhaud**, Présidente, Union Française de l'Electricité
- **Alain Guillaume**, *Business Development and Marketing Manager*, OMEXOM

- **Pascal Guillaume**, Directeur Délégué aux Organisations Professionnelles, Dalkia
- **Dominique Jamme**, Directeur général, Commission de Régulation de l'Énergie
- **Bouzid Khebchache**, Chef de service adjoint aux réseaux EnR, ADEME
- **Dominique Kieffer**, Directeur des Affaires Publiques, Dalkia
- **Servan Lacire**, Directeur R&D et Innovations, Bouygues Energies et Services
- **Carole Le Gall**, Directrice Générale, BU France réseaux, ENGIE
- **Valérie-Anne Lencznar**, Déléguée générale, Think Smart Grids
- **Maximo Miccinilli**, *Director* Energy, CERRE
- **Isabelle Muller**, Déléguée générale, Union Française des Industries Pétrolières
- **Pierre Noël**, *Senior Fellow Economic and Energy Security, International Institute for Strategic Studies*
- **Didier Rebischung**, Président, UNELEG
- **Fabien Roques**, Professeur Associé à l'Université Paris Dauphine et consultant auprès de Compass Lexecon
- **Jean Rottner**, Président de la Région Grand-Est
- **Raphael Sauter**, *DG Energy B1 « Networks & Regional Initiatives », European Commission*
- **Catharina Sikow-Magny**, *Head of Unit, Unit Internal Market I: Networks & Regional Initiatives, Energy, European Commission*
- **Stéphane Villecroze**, *Managing Partner, Demeter*

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent.

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- Religion au travail : croire au dialogue - Baromètre du Fait Religieux en Entreprise 2019 (novembre 2019)
- Taxes de production : préservons les entreprises dans les territoires (octobre 2019)
- Médicaments innovants : prévenir pour mieux guérir (septembre 2019)
- Rénovation énergétique : chantier accessible à tous (juillet 2019)
- Agir pour la parité: performance à la clé (juillet 2019)
- Pour réussir la transition énergétique (juin 2019)
- Europe-Afrique : partenaires particuliers (juin 2019)
- Media polarization « à la française »? Comparing the French and American ecosystems (mai 2019)
- L'Europe et la 5G : le cas Huawei (partie 2, mai 2019)
- L'Europe et la 5G : passons la cinquième ! (partie 1, mai 2019)
- Système de santé : soyez consultés ! (avril 2019)
- Travailleurs des plateformes : liberté oui, protection aussi (avril 2019)
- Action publique : pourquoi faire compliqué quand on peut faire simple (mars 2019)
- La France en morceaux : baromètre des Territoires 2019 (février 2019)
- Énergie solaire en Afrique : un avenir rayonnant ? (février 2019)
- IA et emploi en santé : quoi de neuf docteur ? (janvier 2019)
- Cybermenace : avis de tempête (novembre 2018)
- Partenariat franco-britannique de défense et de sécurité : améliorer notre coopération (novembre 2018)
- Sauver le droit d'asile (octobre 2018)
- Industrie du futur, prêts, partez ! (septembre 2018)
- La fabrique de l'islamisme (septembre 2018)
- Protection sociale : une mise à jour vitale (mars 2018)
- Innovation en santé : soignons nos talents (mars 2018)
- Travail en prison : préparer (vraiment) l'après (février 2018)
- ETI : taille intermédiaire, gros potentiel (janvier 2018)
- Réforme de la formation professionnelle : allons jusqu'au bout ! (janvier 2018)
- Espace : l'Europe contre-attaque ? (décembre 2017)
- Justice : faites entrer le numérique (novembre 2017)
- Apprentissage : les trois clés d'une véritable transformation (octobre 2017)
- Prêts pour l'Afrique d'aujourd'hui ? (septembre 2017)
- Nouveau monde arabe, nouvelle « politique arabe » pour la France (août 2017)
- Enseignement supérieur et numérique : connectez-vous ! (juin 2017)
- Syrie : en finir avec une guerre sans fin (juin 2017)
- Énergie : priorité au climat ! (juin 2017)

- Quelle place pour la voiture demain ? (mai 2017)
- Sécurité nationale : quels moyens pour quelles priorités ? (avril 2017)
- Tourisme en France : cliquez ici pour rafraîchir (mars 2017)
- L'Europe dont nous avons besoin (mars 2017)
- Dernière chance pour le paritarisme de gestion (mars 2017)
- L'impossible État actionnaire ? (janvier 2017)
- Un capital emploi formation pour tous (janvier 2017)
- Économie circulaire, réconcilier croissance et environnement (novembre 2016)
- Traité transatlantique : pourquoi persévérer (octobre 2016)
- Un islam français est possible (septembre 2016)
- Refonder la sécurité nationale (septembre 2016)
- Brexain ou Brexit : Europe, prépare ton avenir ! (juin 2016)
- Réanimer le système de santé - Propositions pour 2017 (juin 2016)
- Nucléaire : l'heure des choix (juin 2016)
- Un autre droit du travail est possible (mai 2016)
- Les primaires pour les Nuls (avril 2016)
- Le numérique pour réussir dès l'école primaire (mars 2016)
- Retraites : pour une réforme durable (février 2016)
- Décentralisation : sortons de la confusion / Repenser l'action publique dans les territoires (janvier 2016)
- Terreur dans l'Hexagone (décembre 2015)
- Climat et entreprises : de la mobilisation à l'action / Sept propositions pour préparer l'après-COP21 (novembre 2015)
- Discriminations religieuses à l'embauche : une réalité (octobre 2015)
- Pour en finir avec le chômage (septembre 2015)
- Sauver le dialogue social (septembre 2015)
- Politique du logement : faire sauter les verrous (juillet 2015)
- Faire du bien vieillir un projet de société (juin 2015)
- Dépense publique : le temps de l'action (mai 2015)
- Apprentissage : un vaccin contre le chômage des jeunes (mai 2015)
- Big Data et objets connectés. Faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)
- Université : pour une nouvelle ambition (avril 2015)
- Rallumer la télévision : 10 propositions pour faire rayonner l'audiovisuel français (février 2015)
- Marché du travail : la grande fracture (février 2015)
- Concilier efficacité économique et démocratie : l'exemple mutualiste (décembre 2014)
- Résidences Seniors : une alternative à développer (décembre 2014)
- Business schools : rester des champions dans la compétition internationale (novembre 2014)

- Prévention des maladies psychiatriques : pour en finir avec le retard français (octobre 2014)
- Temps de travail : mettre fin aux blocages (octobre 2014)
- Réforme de la formation professionnelle : entre avancées, occasions manquées et pari financier (septembre 2014)
- Dix ans de politiques de diversité : quel bilan ? (septembre 2014)
- Et la confiance, bordel ? (août 2014)
- Gaz de schiste : comment avancer (juillet 2014)
- Pour une véritable politique publique du renseignement (juillet 2014)
- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance-chômage (décembre 2013)
- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement Contribution au XXVI^e sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)
- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin
Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ? (avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)
- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique
15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)

- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen Un impératif pour renforcer l'État de droit (novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)
- Comment concilier régulation financière et croissance : 20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademeccum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)
- La France au miroir de l'Italie (février 2012)
- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... » Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ? Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)

- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)
- HLM, parc privé
Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...
Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam... Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ? (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets
Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012
Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus
Pour un service civique universel européen (avril 2007)
- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...
Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :

www.institutmontaigne.org

INSTITUT MONTAIGNE



ABB FRANCE
ABBVIE
ACCURACY
ACTIVEO
ADIT
AIR FRANCE – KLM
AIR LIQUIDE
AIRBUS GROUP
ALLEN & OVERY
ALLIANZ
ALVAREZ & MARSAL FRANCE
AMAZON WEB SERVICES
ARCHERY STRATEGY CONSULTING
ARCHIMED
ARDIAN
ASTORG
ASTRAZENECA
A.T. KEARNEY
AUGUST DEBOUZY
AVRIL
AXA
BAKER & MCKENZIE
BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH
BEARINGPOINT
BESSÉ
BNP PARIBAS
BOLLORÉ
BOUGARTCHEV MOYNE ASSOCIÉS
BOUYGUES
BRUNSWICK
CAISSE DES DÉPÔTS
CAPGEMINI
CAPITAL GROUP
CAREIT
CARREFOUR
CASINO
CHAÎNE THERMALE DU SOLEIL
CHUBB
CIS
CISCO SYSTEMS FRANCE
CMA CGM
CNP ASSURANCES
COHEN AMIR-ASLANI
COMPAGNIE PLASTIC OMNIUM

CONSEIL SUPÉRIEUR DU NOTARIAT
CORREZE & ZAMBEZE
CRÉDIT AGRICOLE
CRÉDIT FONCIER DE FRANCE
D'ANGELIN & CO. LTD
DASSAULT SYSTEMES
DE PARDIEU BROCAS MAFFEI
DENTSU AEGIS NETWORK
DRIVE INNOVATION INSIGHTS - DII
EDF
EDHEC BUSINESS SCHOOL
EDWARDS LIFESCIENCES FRANCE
ELSAN
ELSEVIER SCIENCES
ENEDIS
ENGIE
EQUANCY
ETHIQUE & DEVELOPPEMENT
EURAZEO
EUROGROUP CONSULTING
EUROSTAR
FIVES
FONCIÈRE INEA
GALILEO GLOBAL EDUCATION FRANCE
GETLINK
GIDE LOYRETTE NOUËL
GOOGLE
GRAS SAVOYE
GROUPAMA
GROUPE EDMOND DE ROTHSCHILD
GROUPE M6
GROUPE ORANGE
HAMEUR ET CIE
HENNER
HSBC FRANCE
IBM FRANCE
IFPASS
ING BANK FRANCE
INSEEC
INTERNATIONAL SOS
INTERPARFUMS
IONIS EDUCATION GROUP
ISRP
JEANTET & ASSOCIÉS

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



KANTAR
KATALYSE
KPMG S.A.
LA BANQUE POSTALE
LA PARISIENNE ASSURANCES
LAZARD FRÈRES
LINEDATA SERVICES
LIR
LIVANOVA
L'ORÉAL
LOXAM
LVMH - MOËT-HENNESSY - LOUIS VUITTON
M.CHARRAIRE
MACSF
MALAKOFF MÉDÉRIC
MAREMMA
MAZARS
MCKINSEY & COMPANY FRANCE
MÉDIA-PARTICIPATIONS
MÉDIOBANCA
MERCER
MERIDIAM
MICHELIN
MICROSOFT FRANCE
MITSUBISHI FRANCE
NATIXIS
NEHS
NESTLÉ
NEXITY
OBEA
ODDO BHF
ONDRA PARTNERS
ONET
OPTIGESTION
ORANO
ORTEC GROUP
PAI PARTNERS
PRICEWATERHOUSECOOPERS
PRUDENTIA CAPITAL
RADIALL
RAISE
RAMSAY GÉNÉRALE DE SANTÉ
RANDSTAD
RATP

RELX GROUP
RENAULT
REXEL
RICOL LASTEYRIE CORPORATE FINANCE
RIVOLIER
ROCHE
ROLAND BERGER
ROTHSCHILD MARTIN MAUREL
SAFRAN
SANOFI
SCHNEIDER ELECTRIC
SERVIER
SGS
SIA PARTNERS
SIACI SAINT HONORÉ
SIEMENS
SIER CONSTRUCTEUR
SNCF
SNCF RÉSEAU
SODEXO
SOFINORD-ARMONIA
SOLVAY
SPRINKLR
STAN
SUEZ
SYSTEMIS
TALAN
TECNET PARTICIPATIONS SARL
TEREGA
THE BOSTON CONSULTING GROUP
TILDER
TOTAL
TRANSDEV
UBER
UBS FRANCE
UIPATH
VEOLIA
VINCI
VIVENDI
VOYAGEURS DU MONDE
WAVESTONE
WENDEL
WILLIS TOWERS WATSON
WORDAPPEAL

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

Imprimé en France
Dépôt légal : octobre 2019
ISSN : 1771-6756
Achévé d'imprimer en octobre 2019

INSTITUT MONTAIGNE



COMITÉ DIRECTEUR

PRÉSIDENT

Henri de Castris

VICE-PRÉSIDENTS

David Azéma Associé, Perella Weinberg Partners

Jean-Dominique Senard Président, Renault

Emmanuelle Barbara *Senior Partner*, August Debouzy

Marguerite Bérard Directeur du pôle banque de détail en France, BNP Paribas

Jean-Pierre Clamadieu Président du Comité exécutif, Solvay

Olivier Duhamel Président, FNSP (Sciences Po)

Marwan Lahoud Associé, Tikehau Capital

Fleur Pellerin Fondatrice et CEO, Korelya Capital, ancienne ministre

Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France

René Ricol Associé fondateur, Ricol Lasteyrie Corporate Finance

Arnaud Vaissié Co-fondateur et Président-directeur général, International SOS

Florence Verzelen Directrice générale adjointe, Dassault Systèmes

Philippe Wahl Président-directeur général, Groupe La Poste

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Claude Bébéar, Fondateur et Président d'honneur, AXA

INSTITUT MONTAIGNE



IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux

L'accès à l'énergie sur l'ensemble du territoire français est un acquis qui cache cependant une réalité peu connue, celle des infrastructures de réseaux – de transport ou de distribution – d'électricité, de gaz, de pétrole, de chaleur ou de froid.

Si les infrastructures françaises de réseaux répondent aujourd'hui aux attentes des clients et participent à la compétitivité de nos entreprises, elles sont néanmoins concernées au premier chef par la transition énergétique. Arrivée de nouvelles énergies mais aussi digitalisation et enjeux sécuritaires sont autant de défis auxquels les réseaux font déjà face et devront répondre.

Comment peuvent-ils s'adapter et transformer ces défis en opportunités ? Quels acteurs impliquer dans cette transition ? L'Institut Montaigne formule neuf propositions concrètes pour que notre sécurité énergétique reste garantie, tout en s'assurant que les infrastructures de réseaux participent à l'objectif de neutralité carbone en 2050.

Rejoignez-nous sur :



Suivez chaque semaine
notre actualité en vous abonnant
à notre newsletter sur :
www.institutmontaigne.org

Institut Montaigne
59, rue La Boétie - 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60 – www.institutmontaigne.org

10 €
ISSN 1771-6764
Décembre 2019