

ÉNERGIE OUTLOOK



Le secteur de l'énergie français en mutation

Réglementation, compétitivité, stratégie à l'international, mobilité et réseaux :
tour d'horizon des enjeux et des initiatives

NOVEMBRE 2016

SIAPpartners

ÉDITO

En France comme en Europe, le monde de l'énergie est entré dans une phase de transition avec l'ouverture accrue des marchés, la prise de conscience environnementale, mais aussi la digitalisation des activités.

Cette phase de transition vers un secteur de l'énergie moins carboné et plus connecté repose sur des leviers publics, mais aussi privés : si la réforme des mécanismes fiscaux et compensateurs en faveur des énergies renouvelables est nécessaire, la capacité à engager le secteur privé dans les nouveaux équipements du territoire l'est tout autant.

Afin d'accompagner cette transition et de garantir la performance du système énergétique national, la France peut s'appuyer sur un tissu industriel dense aux atouts autant technologiques que commerciaux. Ceux-ci sont aussi bien portés par de jeunes entreprises spécialistes des technologies émergentes, que par des acteurs historiques à la recherche d'innovations et de diversification de leurs offres.

Sia Partners vous propose dans cette 11ème édition de son magazine *Energies & Environnement* ses points de vue et analyses sur ce monde de l'énergie en mutation. Emploi, logement, impôt, transport... des sujets sur lesquels les acteurs du monde de l'énergie se positionnent également. Nous interrogeons plus particulièrement :

- L'adaptation de la réglementation et de la fiscalité pour favoriser une économie plus verte et tournée vers l'innovation ;
- L'évolution des modes de transport vers des solutions plus écologiques et fluides ;
- L'emploi et la compétitivité des différentes filières énergétiques au travers de l'émergence de nouveaux acteurs et d'investissements ciblés ;
- L'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de son logement, aussi bien en termes de confort d'habitat que de protection des données ;
- La capacité à renforcer l'intégration européenne, mais aussi à valoriser le savoir-faire français en matière d'énergie.

Autant de sujets qui reflètent les enjeux du prochain quinquennat pour réduire l'incertitude réglementaire, favoriser le climat d'investissement et engager davantage les citoyens français vers de nouveaux modes de consommation.

Bonne lecture !

L'équipe Energies & Environnement de Sia Partners

COMITÉ ÉDITORIAL



• Charlotte DE LORGERIL



• Hélène TABUTEAU



• Geoffrey BERTAUD



• Thomas SAMSON

Liste des contributeurs

- Axel AUGÉY
- Matthieu BILA
- Caroline BOUCQ
- Camille CLOUARD
- Noël COURTEMANCHE
- Cyril CROCQ-GAILLARD
- Pierre-Marie DECULTOT
- Martin FAISANT
- Laurent FERRE
- Auxence GROS BOROT
- Jean-Baptiste HECQUET
- Thomas HERVOUET
- Jean-Sébastien IP
- Gautier LAVEISSIERE
- Pierre LEPLATOIS
- Alice MOREUIL
- Baptiste POSSEME
- Jean PROUVOST
- Hubert SIZARET

SOMMAIRE

PARTIE 1		
METTRE EN PLACE DES MÉCANISMES RÉGLEMENTAIRES ET FISCAUX PROPICES À L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES		
●	Complément de rémunération pour les énergies renouvelables : le rôle renforcé des agrégateurs de production	1
●	Transformer les contributions fiscales pour soutenir la croissance des énergies renouvelables électriques	4
●	Les cleantech, un secteur en croissance soutenu par les industriels de l'énergie	7
PARTIE 2		
DÉVELOPPER UN TRANSPORT PLUS PROPRE EN FRANCE		
●	Quels leviers pour financer la couverture du territoire en bornes de recharge pour véhicules électriques ?	11
●	Le transport de marchandise et le secteur logistique : un laboratoire pour l'éco-mobilité ?	13
●	Hub commercial et excellence technologique, des atouts français pour développer le GNL carburant	16
PARTIE 3		
ASSURER LA COMPÉTITIVITÉ DES ANCIENNES ET DES NOUVELLES INDUSTRIES		
●	Le démantèlement nucléaire, une filière d'avenir portée par de nouvelles initiatives	20
●	Raffinage et distribution des carburants : la transformation nécessaire de deux secteurs historiques	22
●	Le marché de l'effacement électrique : des volumes encore faibles, mais déjà de nombreux acteurs	25
PARTIE 4		
SÉCURISER L'ACCÈS À L'ÉNERGIE DES FOYERS FRANÇAIS		
●	Précarité énergétique : quelle efficacité et quelle évolution des mécanismes d'aide existants ?	29
●	Les réseaux de chaleur, gagnants de la combinaison de la baisse de consommation énergétique et du développement des énergies renouvelables ?	32
●	Émergence des réseaux intelligents et connectés : vos données sont-elles en sécurité ?	35
PARTIE 5		
INTÉGRATION DES MARCHÉS INTERNATIONAUX, EXPORT DE TECHNOLOGIES : QUELLE STRATÉGIE FRANÇAISE ?		
●	Gaz de schistes en Europe : le progrès technologique est-il suffisant pour transformer les risques d'aujourd'hui en opportunités de demain ?	39
●	Exporter les compétences françaises pour développer la filière nucléaire dans la péninsule arabique	42
●	Le management du réseau électrique au pas 15 minutes en Europe : une opportunité pour augmenter les échanges d'électricité	44

PARTIE 1

METTRE EN PLACE DES MÉCANISMES
RÉGLEMENTAIRES ET FISCAUX PROPICES À
L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES

COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : LE RÔLE RENFORCÉ DES AGRÉGATEURS DE PRODUCTION

Plus de 2 ans après l'adoption des nouvelles lignes directrices européennes en matière de soutien aux énergies renouvelables, la France instaure enfin un nouveau mécanisme se substituant à une partie des obligations d'achat des énergies renouvelables par EDF : la prime de marché ex-post appelée complément de rémunération. Ce nouveau mécanisme vise à rapprocher le rachat des productions renouvelables des contraintes et signal prix du marché, afin notamment de limiter les prix négatifs sur les marchés de l'électricité – un phénomène qui reste toutefois restreint en France, et de moduler la priorité à l'injection. Cette réforme pourrait entraîner une remise en cause des stratégies des producteurs et renforcer un nouvel acteur du système électrique : l'agrégateur de production renouvelable.

UNE ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION

POUR FAVORISER LA COMPÉTITIVITÉ

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le gouvernement a en effet ajouté le 27 mai dernier le décret n°2016-68 à la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte établissant un nouveau mode de rémunération pour les producteurs d'énergies renouvelables. A moyen terme, une partie de ces énergies ne pourra plus bénéficier d'obligations de rachat à un prix et à une durée déterminée, et devra être vendue sur le marché de gros de l'électricité.

Les tarifs de rachat qui existaient auparavant avaient bien pour but de favoriser l'émergence de filières (éolien, photovoltaïque, biogaz..) dont les coûts d'investissements restent encore aujourd'hui très importants. S'ils agissaient comme une garantie pour les

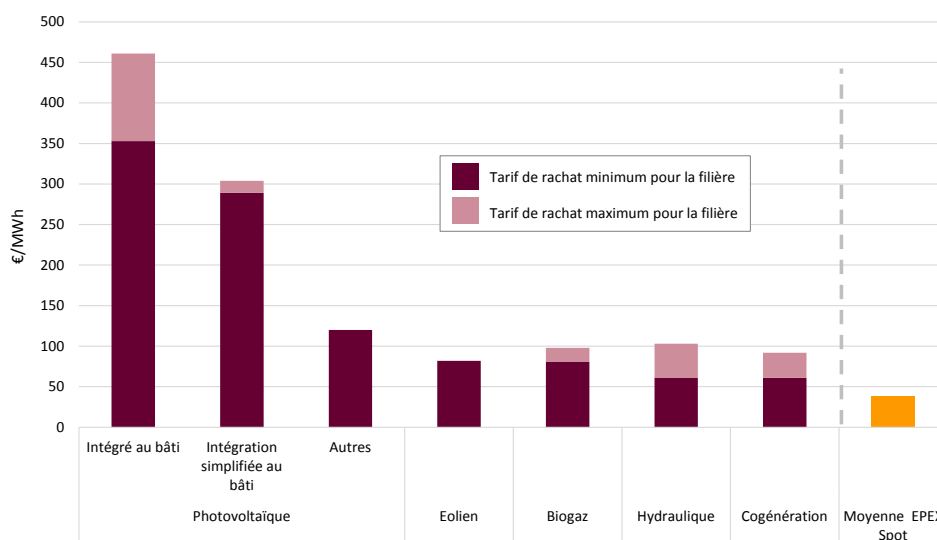
investisseurs, qui étaient assurés de pouvoir revendre la totalité de leur électricité, ils ne les incitaient cependant pas à s'intéresser à l'équilibrage du réseau et ne fournissaient pas de signal prix sur l'offre et la demande. Par exemple, si l'offre excède la demande, les prix deviennent négatifs sur le marché mais les producteurs d'énergies renouvelables (EnR) sous obligation d'achat peuvent continuer à injecter leur production sur le réseau et à toucher le tarif de rachat pour cette énergie non désirée. Les sources d'énergie décentralisées créent ainsi des coûts d'exploitation qui sont, dans ce système, entièrement pris en compte par le gestionnaire du réseau.

Le nouveau décret mettant fin aux obligations d'achat ne prévoit pas pour autant d'abandonner les aides aux énergies renouvelables. Les producteurs pourront vendre leur électricité sur le marché et bénéficieront d'une prime versée mensuellement à la place d'un tarif de rachat fixe : le complément de rémunération.

Les prix de rachats actuels sont en effet bien supérieurs aux prix sur le marché, comme illustré sur le graphique ci-dessous :

Tarifs de rachat des énergies renouvelables en 2015

Source : Analyse Sia Partners d'après données du Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer



Le complément de rémunération est un mécanisme de prime de marché ex-post, c'est-à-dire caractérisé par un calcul après réalisation de la production et de la vente sur le marché. La formule de calcul de son montant est la suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i}) - (Nb_{capa} \cdot Pref_{capa}) + \sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}$$

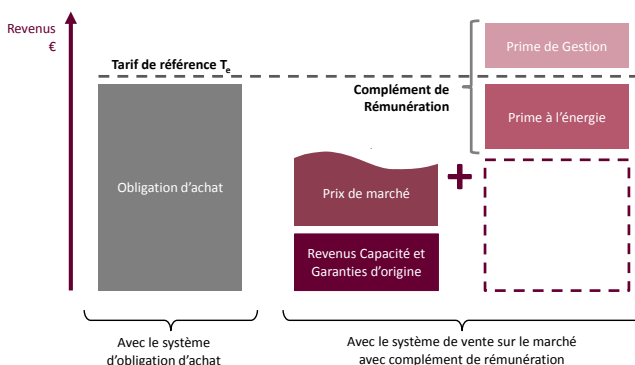
Avec :

- n un nombre entier compris entre 1 et 12
- E_i la production nette d'électricité de l'installation telle que sur une année calendaire
- α un coefficient de dégressivité sans dimension ;
- T_e le tarif de référence en €/MWh ;
- M_{0i} le prix de marché de référence représentatif de la valorisation de l'électricité produite sur les marchés de l'électricité exprimé en €/MWh sur le pas de temps i ;
- Nb_{capa} et $Pref_{capa}$ respectivement le nombre de garanties de capacités de l'installation et le prix de référence de ces garanties en €/MW ;
- $P_{gestion}$ une prime unitaire de gestion représentative des coûts supportés par le producteur (coûts d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement, coûts de vente sur le marché, ...) exprimée en €/MWh.

Pour une installation donnée avec une production donnée, le montant du complément de rémunération correspond à la différence entre « le montant qu'aurait obtenu le producteur s'il avait vendu sa production au tarif de référence T_e » et « le montant obtenu par le producteur pour une vente de sa production au tarif de référence du marché pour la filière concernée ainsi que pour la vente de ses certificats de capacité » à laquelle est ajoutée « une prime de gestion » pour compenser notamment les frais de commercialisation sur les marchés et les coûts d'équilibrage.

Rémunération des producteurs avec les systèmes d'obligation d'achat et de vente sur le marché avec complément de rémunération

Source : Analyse Sia Partners



Deux principales stratégies se présentent aux producteurs EnR concernés par le complément de rémunération pour vendre leur électricité :

1. La vente indépendante sur les marchés de l'électricité

Dans ce premier cas, les producteurs doivent être responsables d'équilibre pour leur périmètre de production et membre EPEX Spot (marché de l'électricité). Les membres EPEX Spot peuvent vendre directement leur production en émettant des ordres de ventes sur les marchés day-ahead et intraday, marchés notamment pertinents pour les productions intermittentes (par exemple solaire et éolienne), car ils nécessitent seulement des prévisions à court terme. Les ordres de ventes étant établis à l'aide de prévisions de production, il peut subsister un écart entre la quantité d'électricité vendue et la quantité réellement produite, ce qui donne lieu à des pénalités et oblige les producteurs à régulariser ces écarts en tant que responsables d'équilibre. Pour vendre leur électricité de manière indépendante sur les marchés, les producteurs doivent supporter l'intégralité des coûts dus à la commercialisation sur le marché ainsi qu'à l'équilibrage, avec un risque de surcoût pour les producteurs ayant mal anticipé leur courbe de production : les coûts des écarts sont ainsi en moyenne de 18 euros par MWh pour les écarts négatifs pour une position courte en 2015.

Par ailleurs, pour intervenir sur le marché EPEX Spot, les producteurs doivent compter parmi leurs salariés des personnes habilitées à la vente sur le marché. Ainsi, ils doivent souscrire à ce marché et financer la formation de certains de leurs salariés afin d'obtenir un examen d'habilitation, ce qui implique des coûts additionnels.

2. Le rattachement à un agrégateur qui gère la vente de l'électricité

Un producteur seul apparaît donc démuné pour faire face à des conditions de marché qui lui sont défavorables. C'est dans ce contexte qu'apparaît un besoin pour un nouveau type d'acteur capable de servir d'intermédiaire entre le producteur et le marché : l'agrégateur de production renouvelable, structure qui rachète et agrège la production de multiples producteurs. Il agit du point de vue du marché comme une centrale électrique virtuelle, dont la production est en réalité distribuée sur un vaste territoire. Ainsi, l'agrégateur supporte des coûts de vente et d'équilibrage moins élevés qu'un producteur seul. Dans cette configuration de vente, les producteurs ne doivent pas nécessairement procéder à une réorganisation importante, puisqu'un intermédiaire se charge de la vente sur le marché de leur électricité, et ils n'ont pas à assumer les risques de la prévision. L'agrégateur leur fournit également une expertise trading permettant d'optimiser la vente de leur électricité sur les différents marchés.

En contrepartie de ces services précieux pour le producteur, l'agrégateur se rétribue par le biais d'une commission sur le prix de vente. L'agrégateur cherche donc à atteindre une taille critique au-delà de laquelle ses revenus provenant de la vente d'énergie compensent ses coûts (dont les deux postes principaux sont les coûts des écarts et les coûts fixes).

QUELS ACTEURS

POUR LE MARCHÉ FRANÇAIS ?

Différents types d'acteurs apparaissent en mesure de rentrer sur le marché de l'agrégation de production. Les utilities françaises et étrangères maîtrisent toutes les facettes de ce métier. EDF est en France un agrégateur historique puisqu'il rachetait auparavant toute la production décentralisée. Les acteurs du trading d'énergie sont aussi à même de répondre aux besoins des producteurs. On assiste de plus à l'émergence de pure players se lançant sur ce segment prometteur.

Le marché français en est pour l'heure à ses premiers balbutiements, mais l'analyse du marché allemand offre un éclairage instructif car son marché électrique est plus mature en termes de capacités renouvelables installées et de réglementation. En Allemagne, suite à la mise en place en 2012 d'un complément de rémunération identique au modèle proposé en France au travers de l'EEG (Erneuerbare Energien Gesetz, loi sur les énergies renouvelables promue en 2000), la filière de l'agrégation de production a rapidement décollé. Aujourd'hui, ce sont plus de 70 acteurs qui se partagent un marché de 40 GW ! La centrale virtuelle de l'énergéticien Norvégien Statkraft agrège à elle seule plus de 9 GW issus de 1 500 producteurs à l'aide d'un unique centre de dispatching à Düsseldorf.

En France, la fin des tarifs d'achat devrait permettre au marché de prendre son envol, au rythme du développement du renouvelable et de l'arrivée à échéance des contrats des producteurs sous obligation d'achat. A l'instar de l'Allemagne, de nombreux producteurs pourraient être tentés de sortir par eux-mêmes du système d'obligation d'achat, attirés par une prime de rémunération aujourd'hui très attractive.

UN MARCHÉ DE L'AGRÉGATION EXPOSÉ

À LA CONCURRENCE ÉTRANGÈRE

Plusieurs PME françaises se sont d'ores et déjà lancées dans l'agrégation de production sur le territoire français, comme Quadran (382 MW), NovaWatt (359 MW), Smart Grid Energy (250 MW), Hydronext (108,7 MW), Enercoop (une centaine de producteurs), la Compagnie Nationale du Rhône... Ces volumes restent faibles, à l'image du marché français qui souffre de la comparaison avec son voisin allemand. Les acteurs de l'agrégation outre-Rhin lorgnent sur le marché naissant en France et se positionnent. EON, Statkraft et Next Kraftwerke (plus d'1,5 GW agrégés en Allemagne) sont par exemple présents sur le marché français et anticipent le développement de l'agrégation. Next Kraftwerke a ainsi lancé en novembre 2015 sa centrale virtuelle française, baptisée « Centrales Next ».

Une taille critique étant nécessaire pour bénéficier d'effets d'échelle sur les coûts et d'une diversification suffisante des sources d'énergie, les PME apparaissent très vulnérables à la concurrence d'agrégateurs gérant des portefeuilles de plusieurs gigawatts. Le marché européen pourrait donc être amené à se consolider autour de plusieurs grands acteurs : Smart Energy a ainsi été racheté en 2016 par Vinci Energies, ce qui montre que les acteurs du service énergétique s'intéressent également au marché ; Quadran a également racheté 50% d'Hydronext... La plupart des capacités françaises sont pour l'heure toujours dans le giron d'EDF à travers le système des obligations d'achat, et le groupe aura donc pour défi de conserver ces producteurs dans son périmètre pour rester un acteur majeur de la production d'électricité renouvelable en France.

LA RÉFORME DES AIDES

AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES :

VERS UN REMODELAGE DE LA FILIÈRE

Si les évolutions de la filière EnR se montrent semblables à celles observées en Allemagne, de nombreux producteurs feront appel à des structures d'agrégateurs pour qu'elles soient des intermédiaires de vente sur les marchés. Selon les contrats conclus avec les agrégateurs, les producteurs seront ainsi plus ou moins réceptifs aux signaux de marché puisqu'ils n'y participeront pas nécessairement directement.

Les impacts financiers de la réforme sont encore difficiles à évaluer en raison d'un manque de définition des grandeurs utilisées dans la formule du calcul du montant du complément de rémunération. Le tarif d'achat de référence T_e , ainsi que le coefficient α ou la périodicité de calcul, doivent être définis dans de futurs arrêtés par filière. Or, le niveau global de rémunération des producteurs dépend en grande partie de ces paramètres et notamment du tarif de référence. Si ce dernier est défini à un niveau équivalent à l'obligation d'achat actuelle (par exemple 82 euros par MWh pour l'éolien), la rémunération des producteurs EnR ne devrait pas fondamentalement changer. Pour des producteurs fournissant de bonnes prévisions de leur production, la prime de gestion pourrait même apporter un surplus de rémunération.

Cependant, ce manque de visibilité actuel sur les niveaux de rémunération pourraient faire reculer les investissements dans les différentes filières EnR ou y accroître les coûts d'investissement. Le rôle des agrégateurs pourra alors s'avérer clé pour maintenir le rythme de déploiement actuel des énergies renouvelables.

TRANSFORMER LES CONTRIBUTIONS FISCALES POUR SOUTENIR LA CROISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

Les engagements politiques français portent de belles ambitions pour le développement des énergies renouvelables. Selon la loi de transition énergétique pour la croissance verte adoptée en juillet 2015, les énergies renouvelables devront représenter 40% de la production d'électricité d'ici 2030, en portant le parc éolien à 37 GW et le parc photovoltaïque à 24 GW. Pour permettre leur émergence et leur développement, les énergies renouvelables disposent d'incitations : subventions de l'ADEME, appels d'offre, ou encore tarifs de rachat. Ces derniers sont financés par la contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Si les tarifs de rachat sont amenés à disparaître pour être remplacés par le nouveau complément de rémunération, ces derniers ont été négociés pour une durée allant de 15 à 20 ans. Aussi, ce mécanisme restera lié à la fiscalité de l'Etat jusqu'à horizon 2030. Quel a été l'impact des mesures prises dans les dernières années sur les finances publiques ? Quelles sont les évolutions et dispositifs fiscaux apportés pour pérenniser le financement du renouvelable ?

LA CSPE EN 2016, UN DÉFICIT

DE RECouvreMENT CUMULÉ DE PLUS

DE 3,3 MILLIARDS D'EUROS DEPUIS 2002

En 2015, le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables représentait 64% de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) avec 4,04 milliards d'euros. Ce soutien se décompose en deux instruments fiscaux incitant le développement de nouvelles capacités :

- L'obligation d'achat : l'opérateur historique est soumis à une obligation d'achat de la production d'énergies renouvelables à un tarif fixé par arrêtés ministériels après avis de la CRE. Étant plus élevé que le prix de marché et fixé sur une longue période, le prix de rachat garantit un revenu suffisant pour l'investisseur afin d'atteindre une rentabilité cible. Il ne subsiste désormais que pour les faibles puissances depuis le décret du 27 mai 2016.
- L'appel d'offre : le candidat à l'appel d'offre propose un tarif de rachat auquel sera rachetée son électricité produite, si son projet est

retenu. A la différence de l'obligation d'achat, la quantité d'électricité bénéficiant du tarif de rachat est fixée contractuellement.

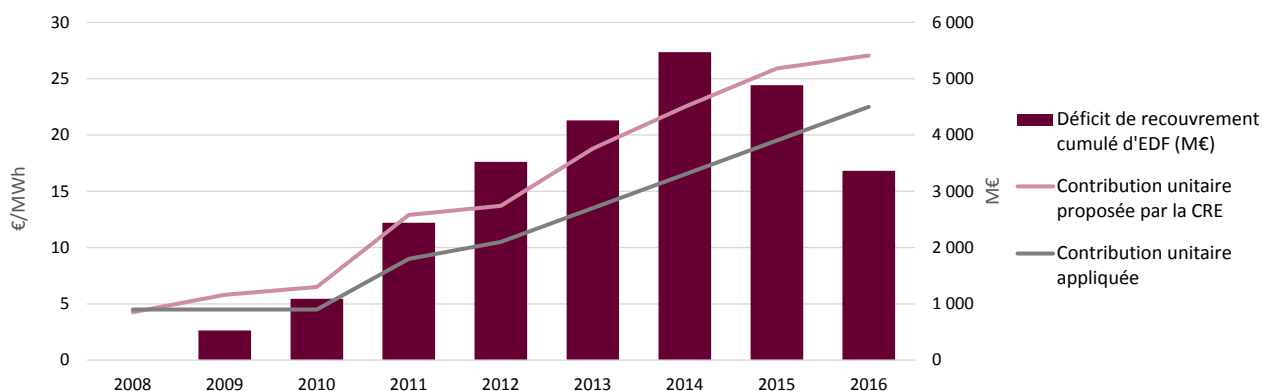
Depuis 2012, le plafonnement de l'augmentation de la contribution unitaire à 3 euros par MWh par année n'a pas permis de suivre la forte augmentation des charges. En 2015, l'écart entre la contribution proposée par la CRE (pour équilibrer recettes et dépenses) et la contribution appliquée a atteint 6,4 euros par MWh. EDF, le principal créancier de la CSPE, a ainsi subi 3,3 milliards d'euros de défaut de recouvrement cumulé depuis 2002, une somme considérable pour le premier énergéticien français.

Le montant global de la CSPE s'est accru ces dernières années : de 1,8 milliards d'euros en 2008, la CSPE a atteint 6,3 milliards d'euros en 2015, soit une croissance moyenne de 19,3% par an.

Le soutien aux énergies renouvelables (EnR) représente 82% de l'augmentation de la CSPE entre 2008 et 2015, contre respectivement 12% et 6% pour la péréquation tarifaire (hors EnR) et les dispositifs sociaux. La filière photovoltaïque et, dans une autre mesure l'éolien, ont concentré la majeure partie de l'augmentation des charges relatives aux EnR.

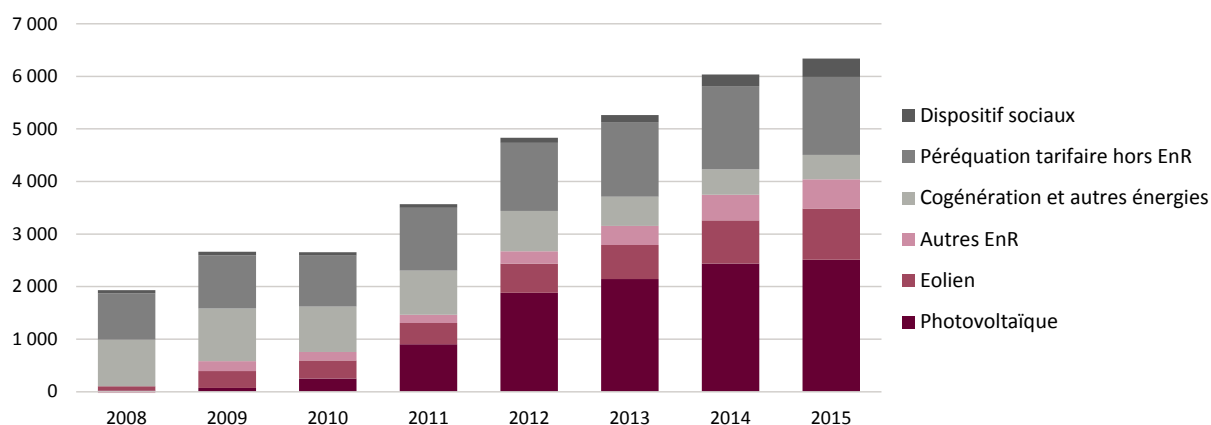
Évolution de la contribution unitaire et du déficit de recouvrement d'EDF de 2008 à 2016

Source : Analyse Sia Partners d'après les données de la CRE



Évolution des charges relatives à la CSPE de 2008 à 2015

Source : Analyse Sia Partners d'après les données de la CRE



DES SURCÔÛTS LIÉS À LA BAISSÉ DE PRIX

SUR LE MARCHÉ DE GROS ENTRE 2008 ET 2015

De par la façon dont elle est calculée, la contribution au développement des EnR est influencée par le prix de marché de l'électricité. En effet, pour un volume d'électricité donné, la charge de service public correspond à la différence entre le prix de rachat de l'électricité et un prix de marché, le tout multiplié par le volume racheté.

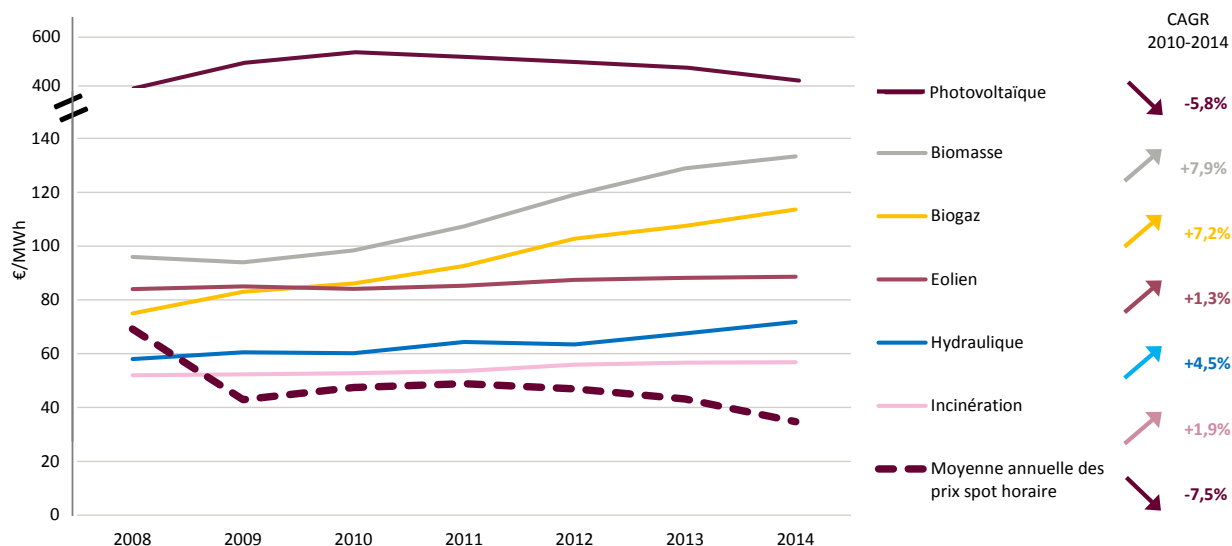
Au-delà de l'augmentation des volumes d'électricité renouvelable, la baisse du prix du marché de gros de l'électricité a eu un fort impact sur le montant global de la contribution publique. En effet, entre 2010 et 2014, le prix de gros de l'électricité a chuté de 47,4 à 34,7 euros par MWh en moyenne, soit une baisse moyenne de 7,5% par an. Ainsi toutes choses égales par ailleurs, la baisse du prix de l'électricité sur les marchés a occasionné un surcoût de 1,2 milliards d'euros à la collectivité.

En parallèle, les prix de rachat moyens des énergies renouvelables ont tous augmenté, mis à part pour la filière photovoltaïque où le prix de rachat était initialement très attractif. En effet, les tarifs de rachat de l'énergie photovoltaïque ont constitué une bulle fiscale, du fait du niveau élevé du tarif face aux coûts de production de plus en plus faibles de la filière.

La divergence entre le prix de marché et le tarif de rachat justifie 39% de l'augmentation des contributions aux énergies renouvelables, l'autre levier étant l'augmentation des volumes d'énergie renouvelable produits. La priorité à l'injection des renouvelables provoque nécessairement une diminution mécanique des prix lors de l'arrivée massive de ces énergies renouvelables sur les marchés de l'énergie, conduisant donc à une hausse de la contribution publique.

Évolution des charges relatives à la CSPE de 2008 à 2015

Source : Analyse Sia Partners d'après les données de la CRE



DE NOUVELLES RÉFORMES FISCALES

POUR COMBLER LE DÉFICIT DES RECETTES

La réduction du déficit de la CSPE a été entamée en 2015, grâce aux augmentations successives de la contribution unitaire. Le déficit de recouvrement d'EDF devrait ainsi être diminué de 2,1 milliards d'euros entre 2014 et 2016. Cependant, un déficit fiscal cumulé de 3,3 milliards d'euros est encore à prévoir d'ici la fin 2016. Pour atteindre l'objectif de production EnR fixé en 2020, Sia Partners estime à plus de 9 milliards d'euros les recettes fiscales supplémentaires nécessaires au comblement du déficit et au financement des tarifs de rachat jusqu'à 2020 compris. Des réformes fiscales ont été menées dans ce sens en 2016 et sont à prévoir en 2017. Elles s'articulent en deux axes majeurs : le transfert de la CSPE à l'ancienne TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité), et un prix plancher du carbone pour les centrales thermiques.

Depuis le 1er janvier 2016, la TICFE, rebaptisée ensuite CSPE, a absorbé la CSPE « 2015 ». L'ancienne TICFE passe donc de 0,5 euro par MWh à 22,5 euros par MWh. Ce transfert a étendu l'assiette de base de la CSPE, afin de prendre en compte les consommations pour toutes les puissances. En effet, les dispositions d'exonération relatives à la "CSPE 2015" disparaissent : le plafonnement à 627 783 euros par site et à 0,5% de la Valeur Ajoutée pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh d'électricité.

Toutefois, des exonérations totales et des tarifs réduits compris entre 0,5 et 7,5 euros par MWh sont prévus pour la nouvelle CSPE. Ainsi, seuls les gros consommateurs non concernés par les exonérations totales devront davantage participer à la CSPE. *In fine*, les restrictions limitent donc l'impact du changement d'assiette sur les recettes de cette taxe. Son prélèvement par les services de douane de l'Etat permettra toutefois un meilleur contrôle budgétaire.

UNE TAXATION CARBONE

POUR FAVORISER LE RENOUVELABLE

Au-delà de l'augmentation des prélèvements auprès des consommateurs d'électricité, une autre solution consiste à accentuer la fiscalité sur les consommateurs d'énergies fossiles, à commencer par les centrales thermiques productrices d'électricité. Ainsi, lors de la dernière conférence environnementale en avril dernier, le chef d'Etat a proposé la mise en place d'un prix plancher du carbone pour les centrales thermiques productrices d'électricité dès 2017. Pour réduire le recours aux énergies fossiles, notamment le charbon, un cours actuel du CO₂ sur le marché carbone européen autour de 8 euros par tonne n'est pas suffisamment élevé. La France propose donc d'établir un prix plancher d'environ 30 euros par tonne d'ici 2017. Ce montant permettrait de compenser le différentiel de l'ordre de 10 euros par MWh entre le coût de production d'un kWh avec du charbon et avec du gaz. Cependant, ce projet ne permettrait pas de dégager des recettes fiscales suffisantes pour remplacer les augmentations de CSPE. En effet, les recettes fiscales seront limitées par la chute de la production des centrales thermiques. Selon le Ministère de l'Environnement, l'objectif serait de réduire de 95% la production électrique issue du

charbon et de 70% celle issue du gaz. En supposant la production électrique thermique constante par rapport à 2016, ainsi qu'un prix à 30 euros par tonne de CO₂ les recettes fiscales seront de l'ordre de 500 millions d'euros/an. Or, malgré ces hypothèses fortes, ce montant reste éloigné des 800 millions d'euros nécessaire pour compenser une absence de hausse de la CSPE en 2017.

Si le plafonnement de la hausse de CSPE est maintenu, la taxation de l'ensemble des consommateurs de combustibles fossiles apparaîtrait alors comme l'ultime levier pour financer les énergies renouvelables électriques. En effet, la CSPE réduit la compétitivité de l'électricité par rapport aux énergies fossiles, alors même que la production électrique est bien moins émettrice de gaz à effet de serre que les énergies fossiles. Les hausses prévues de la contribution énergie climat (CCE), à 30,5€/t CO₂ en 2017 et 56€/t CO₂ en 2020 (amendement au projet de loi de finances 2015), pourraient contribuer au financement des énergies renouvelables. Alors, une part des recettes de la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE), impactant notamment les prix des carburants, serait reversée au budget de la CSPE. Le financement des énergies renouvelables électriques se trouverait donc lié à d'autres postes budgétaires : efficacité énergétique ou encore Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Cela marquerait un renversement significatif du concept de la CSPE : d'une aide au renouvelable supportée par les consommateurs d'électricité, elle deviendrait une pénalisation indirecte des moyens polluants. Cette extension de l'assiette va dans le sens de l'effet incitatif de la CSPE, mais implique toutefois une décorrélation entre les payeurs et les consommateurs d'électricité. Le sujet sensible du prix à la pompe pourrait donc être un frein à l'application de cette nouvelle possibilité, déjà évoquée en 2015 mais pour l'instant toujours écartée.

LES CLEANTECH, UN SECTEUR EN CROISSANCE SOUTENU PAR LES INDUSTRIELS DE L'ÉNERGIE

Le 9 février 2016 Ségolène Royal et Emmanuel Macron annonçaient la création de l'incubateur « Green Tech Verte » pour aider des startups proposant de nouvelles technologies et services pour la transition énergétique et écologique (souvent qualifiées de startups « cleantech »). Rattaché au ministère de l'environnement, il s'agit du premier incubateur complètement financé par l'état. Ce n'est pas un hasard si le gouvernement a choisi l'environnement pour son premier incubateur : l'écosystème cleantech français est particulièrement dynamique. Stimulés par les nouvelles réglementations en vigueur et les nouvelles attentes des consommateurs, des innovations et de nouveaux modèles d'affaire émergent, et viennent illustrer le relais du secteur privé dans la poursuite des objectifs environnementaux nationaux.

POLITIQUE PUBLIQUE ET FINANCEMENTS

DE L'INNOVATION CLEANTECH :

DE NOUVEAUX DISPOSITIFS

Deux vecteurs principaux permettent à un secteur industriel de s'épanouir : un cadre légal favorable, voire incitatif, et l'afflux de capitaux. Entre innovation et problématiques environnementales, le secteur des cleantech est à cheval entre deux des thèmes principaux de la Nouvelle France Industrielle ; il profite ainsi doublement des nouvelles mesures et des fonds engagés par l'Etat.

Les nouveautés réglementaires concernant l'environnement sont principalement portées par la loi de transition énergétique adoptée

en août 2015, qui concrétise les objectifs ambitieux de la France notamment en matière d'émissions de gaz à effet de serre et de maîtrise de l'énergie. Cette loi a envoyé un signal très positif au secteur cleantech, laissant entrevoir de belles perspectives de croissance. En effet, chaque nouvelle contrainte réglementaire pour l'environnement est une opportunité de business cleantech.

En parallèle, de nombreux dispositifs en faveur de l'innovation ont été renouvelés ou créés récemment. Le gouvernement n'avait d'autre choix que de répondre à l'engouement autour de l'innovation et de rassurer sur les conditions pour l'entrepreneuriat en France. Tous les dispositifs présentés dans le tableau ci-dessous ont été créés ou renforcés depuis 2013, à l'exception du Crédit Impôt Recherche. Ils ont pour rôle de faciliter la création et le développement des jeunes entreprises.

Tableau des dispositifs de soutien en faveur de la transition énergétique et de l'innovation en 2016

Source : Analyse Sia Partners

	Evolution réglementaires depuis 2013	Financement
Environnement	<p>Objectifs de la loi de transition énergétique</p> <ul style="list-style-type: none"> 50 % de consommation énergétique entre 2012 et 2050 <ul style="list-style-type: none"> 30 % d'énergies fossiles entre 2012 et 2030 40 % d'émissions de GES entre 1990 et 2030 32 % d'ENR dans la consommation en 2030 50 % de nucléaire dans la production électrique en 2025 <ul style="list-style-type: none"> 50 % de déchets en décharge en 2025 <p>EnR Nucléaire Economie circulaire Transports Habitat</p>	<p>bpi france</p> <p>BPI en 2015 : 1,26 Mds€ mobilisés pour la TEE dont :</p> <ul style="list-style-type: none"> 970 M€ de prêts 200 M€ d'investissements 90 M€ d'aides directes <p>Caisse des Dépôts Deux enveloppes de • 1,5 Mds€ • 5 Mds€</p> <p>ADEME Fonds de 2,65 Mds€ dans le cadre du Plan d'Investissement d'Avenir</p>
Innovation	<p>Dispositifs pour les entrepreneurs</p> <ul style="list-style-type: none"> Outils centralisant les possibilités d'investissement (Pass' Entrepreneur, en développement) Visa Entrepreneur pour les étrangers Dispositif de dérogations temporaires (en développement) <p>Dispositifs pour les startups « Early stage »</p> <ul style="list-style-type: none"> Réforme des Plus-Values Mobilières Statut de Jeune Entreprise Innovante Amortissement des investissements dans des startups innovantes Facilitation du regroupement de Business Angels Facilitation de l'accès au Crowd Funding La French Tech <p>Dispositifs aidant le développement</p> <ul style="list-style-type: none"> CIR : Crédit Impôt pour la Recherche CII : Crédit d'Impôt pour l'Innovation CICE : Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi Création du PEA-PME <p>Niveau de maturité ↑</p>	<p>Financements pour les entrepreneurs</p> <ul style="list-style-type: none"> Bourse nouveaux entrepreneurs : 10 M€ pour 300 bourses Fonds BPI pour l'innovation dans les quartiers prioritaires : financements de 10 K€ à 100 K€ Aide à l'innovation : subventions, avances remboursables ou prêts à taux zéro adaptés à chaque projet <p>Financements pour les startups « early stage »</p> <ul style="list-style-type: none"> Prêts d'amorçage pour préparer les levées de fonds Fonds Ambition Amorçage Angels : tickets entre 200K€ et 500K€ au cotés de business angles Fonds de 200 M€ dédié aux startups French Tech <p>Financements pour le développement</p> <ul style="list-style-type: none"> Large Venture de Capital Développement minimum de 10 M€/ investissement SPI: fonds Société de Projets Industriels pour investir dans des projets d'industrialisation <p>Niveau de financement ↑</p>

En plus de mettre en œuvre un cadre législatif favorable à l'émergence d'innovations cleantechs, l'Etat mobilise également des fonds conséquents pour en accélérer le développement. Le secteur des cleantechs profite des financements de la BPI pour l'innovation et des fonds dédiés à la transition énergétique portés par la BPI, l'ADEME et la Caisse des Dépôts. Le périmètre de la BPI est dédié à l'investissement et au financement d'entreprises, en particulier pour l'innovation. La Caisse des Dépôts gère pour sa part le Fonds pour la Transition Énergétique et le financement de projets publics (rénovation énergétique, transports propres et énergies renouvelables principalement). L'ADEME gère une enveloppe de 2 650 millions d'euros dans le cadre des Investissements d'Avenir destinés à des démonstrateurs et plateformes technologiques sur les énergies renouvelables, les Smart grids et la chimie verte.

L'augmentation des investissements et financements publics est un signal positif pour les investisseurs privés, pour qui le terme « cleantech » a longtemps été synonyme de faible rentabilité. Les « success story » sont rares dans ce secteur mais se font de plus en plus nombreuses : on peut notamment citer les levées de fonds de Solairedirect (150 millions d'euros) en 2014 et Quadran (42 millions d'euros) en 2015. Le montant total du capital investissement cleantech ne cesse de croître depuis trois ans : l'année 2015 établirait même un nouveau record avec près de 600 millions d'euros investis pour le seul secteur des cleantechs selon GreenUnivers.

Depuis 2014, la France est d'ailleurs le pays d'Europe le plus actif en matière de levées de fonds cleantech, tant en montants investis qu'en nombre de deals.


































Les industriels contribuent à la bonne santé de l'écosystème cleantech en finançant les startups et en tissant des liens de plus en plus étroits avec elles.

Les acteurs traditionnels de l'énergie ne sont pas en reste : en plus des projets pouvant être labélisés « cleantech » qu'ils développent en interne (production d'énergie renouvelable, pilotes Smart grid etc.), tous les énergéticiens français investissent dans des startups cleantechs. L'environnement n'est plus un sujet secondaire pour eux : ils l'ont pleinement intégré à leurs stratégies long terme. Le durcissement des réglementations environnementales, la concurrence des GAFA et l'électrification du mix énergétique sont autant de défis à résoudre par l'innovation, et les énergéticiens regardent aujourd'hui vers l'extérieur pour trouver des solutions de croissance.

C'est le rôle des fonds de Corporate Venture qui prennent des parts en actionariat minoritaire dans des startups à des fins de veille technologique. L'intérêt est pour les industriels de garder un œil sur les jeunes pousses susceptibles de bouleverser leur marché. Ils s'offrent ainsi une position préférentielle pour créer d'éventuels partenariats ou même racheter la startup à terme. Total, Engie et EDF ont tous les trois un fonds de Corporate Venture dédié aux nouvelles technologies de l'énergie. Le tableau ci-dessous recense les startups dans lesquelles ils ont pris des participations, par grandes catégories de technologie.

Les investissements publics des fonds de Corporate Venture de Total, Engie et EDF

Source : Analyse Sia Partners d'après les données de Crunchbase

Thème	Investisseur	Startup
 Stockage d'énergie	EDF	 
	TOTAL	    
 Services liés aux Smart grids	EDF	   
	ENGIE	   
	TOTAL	 
 Biocarburants / biochimie	TOTAL	     
	EDF	 
 Smart Cities	ENGIE	 
 Internet of Things	ENGIE	

Ce tableau montre d'abord la diversité des thèmes d'intérêt des énergéticiens parmi les startups cleantech. Profitant de leur position centrale dans l'écosystème, ils peuvent s'intéresser à différents types de technologies. On remarque néanmoins un intérêt commun pour le secteur électrique et particulièrement les services liés à la fourniture d'électricité. Ce n'est pas étonnant pour EDF car il s'agit de son cœur de métier. Le groupe perd ses parts de marché historiques au profit de nouveaux entrants et tente de se diversifier par le haut : en offrant plus de services à ses clients. Engie est le principal concurrent d'EDF et affiche l'ambition d'un leadership mondial sur les services énergétiques (efficacité énergétique mais aussi services à la fourniture d'électricité, et big data appliqué à l'énergie). Total reste moins actif avec deux investissements rendus publics dans les services à la fourniture d'électricité, mais cette situation pourrait évoluer puisque le groupe s'est lancé dans la fourniture d'électricité en janvier 2016. En revanche, le groupe pétrolier a réalisé cinq investissements dans des technologies de stockage d'énergie, avant d'acquérir le fabricant français de batteries Saft pour 1 milliard de dollars en mai 2016. Cela illustre bien le rôle de veille économique que peut jouer un fonds de Corporate Venture.

La diversité des startups cleantechs est donc favorable aux industriels de l'énergie qui y cherchent la pépite de demain. Outre l'apport de capitaux, les industriels bénéficient d'une expertise solide des technologies et marchés de l'énergie qu'ils peuvent mettre à disposition de startups dans le cadre de partenariats. Leurs infrastructures et leur base client sont également d'une grande valeur pour les jeunes entreprises car elles sont souvent nécessaires à la réalisation de démonstrateurs et de POC (Proof Of Concept). C'est particulièrement le cas pour les technologies de l'énergie, souvent

lourdes et coûteuses. Le programme Open Innovation d'EDF encadre par exemple entre 15 et 30 partenariats de ce type par an. Parmi les derniers en date, celui avec la startup Cornis a permis de tester son système de prise de vue HD novateur pour surveiller le vieillissement des éoliennes EDF en mer. De plus en plus de grands groupes s'approprient également le concept de « Fab Lab » qui met à disposition d'entrepreneurs les infrastructures et outils nécessaires au prototypage et à la construction de maquettes. Il s'agit cette fois d'aider un entrepreneur à modéliser son idée, sans nécessairement rechercher à monter un partenariat avec lui. L'industriel en profite pour dynamiser son image et identifier des idées novatrices.

En plus d'appuyer les startups grâce à leurs expertises et infrastructures industrielles, les grands groupes organisent de plus en plus d'événements ponctuels comme des concours Innovation, des « hackathons » et autres « journées de l'innovation ». Les lauréats bénéficient de la visibilité de l'organisateur, qui communique largement sur l'événement et peut exposer ses propres employés à la culture entrepreneuriale.

Le gouvernement actuel conclut son mandat sur une note positive à l'égard des cleantech. On ne peut lui créditer tout le dynamisme dont fait preuve le secteur aujourd'hui, car il est trop tôt pour observer l'impact des mesures et des fonds mobilisés. Néanmoins les signaux envoyés sont positifs, et ils ont été entendus par les investisseurs et les industriels de l'énergie. Le prochain gouvernement aura pour tâche de continuer dans cette direction, tant sur les engagements environnementaux que sur la facilitation de l'entrepreneuriat en France, pour permettre à des nombreuses entreprises innovantes d'atteindre leur plein potentiel.



PARTIE 2

DÉVELOPPER UN TRANSPORT
PLUS PROPRE EN FRANCE

QUELS LEVIERS POUR FINANCER LA COUVERTURE DU TERRITOIRE EN BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES ?

Le dernier mandat présidentiel a misé sur le développement du véhicule électrique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. La Loi pour la transition énergétique et la croissance verte de 2015 est ainsi riche en initiatives en faveur de la mobilité électrique. Mesure phare, le « super bonus » permet aux particuliers de bénéficier d'aides avantageuses à l'achat de véhicules électriques. Résultat de cette politique volontariste, la France est en tête des ventes de véhicules électriques en Europe au premier semestre 2016. Toutefois, afin de concrétiser le développement de l'électromobilité, les efforts doivent également être portés sur la mise en place d'un réseau de bornes de recharge dense et adapté en vue de satisfaire les besoins nouveaux de la filière.

ÉTAT DES LIEUX DES INFRASTRUCTURES

DE RECHARGE

L'équipement du territoire en bornes de recharge accessibles au public affiche environ 45 prises pour 100 000 habitants en France. Ce chiffre reste éloigné des 168 prises pour 100 000 habitants affiché par la Norvège, qui détient le plus grand nombre de véhicules électriques par habitant au monde. A cela s'ajoute de fortes disparités géographiques, en particulier entre les grandes métropoles et les espaces ruraux, qui limitent les déplacements en véhicule électrique aux espaces urbains. Cependant, la situation évolue rapidement : le site collaboratif Chargemap, qui recense les bornes de recharge, a notamment enregistré une croissance du nombre de prises de 38% entre juin 2015 et juin 2016 en France, ce qui souligne un essor notable à encourager.

De nombreux acteurs privés sont mobilisés pour financer l'équipement du territoire en bornes de recharge. En 2014, l'Etat a décidé d'exonérer

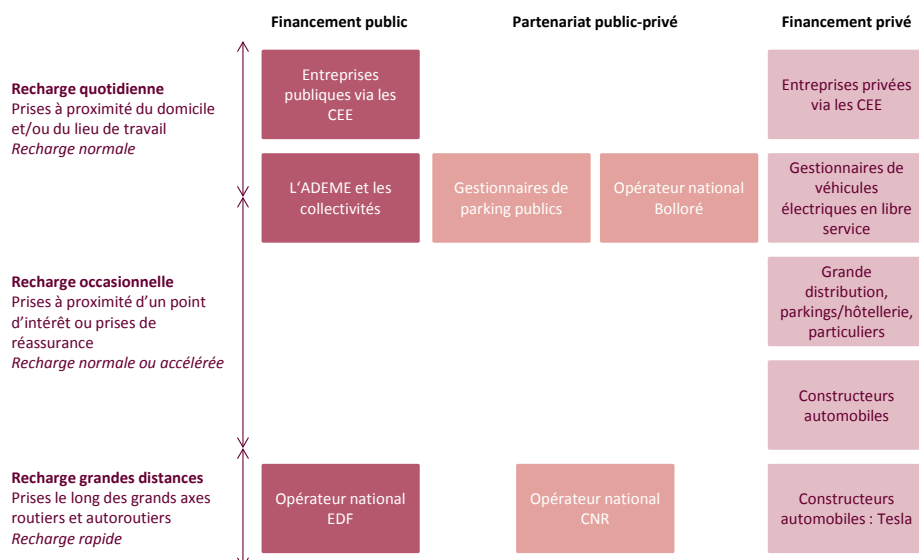
de la redevance d'occupation du domaine public, les acteurs dont le projet d'équipement du territoire en IRVE (Infrastructure de Recharge pour Véhicule Électrique) est reconnu d'intérêt national. Il s'agit du Groupe Bolloré, de la Compagnie Nationale du Rhône et d'EDF (via sa filiale Sodetrel).

D'autres acteurs sont mobilisés sur des projets d'envergure locale, nationale ou même internationale. Pour les constructeurs automobiles comme Renault, Nissan ou Tesla, le financement de bornes de recharge apparaît comme un levier pour étendre leur marché. Pour certains acteurs privés, la mise à disposition de bornes de recharge peut également être un élément d'attractivité à faire valoir auprès de leur clientèle : c'est le cas pour les acteurs de l'hôtellerie, les gestionnaires de parkings ou encore la grande distribution.

Parallèlement à ces initiatives privées, le financement des bornes par les acteurs publics permet notamment de lutter contre les "zones blanches" et de préserver le principe d'égalité du territoire. Au total, l'Etat souhaite investir 50 millions d'euros pour cofinancer

Les formes de financement des infrastructures de recharge en fonction du type de recharge

Source : Analyse Sia Partners



le déploiement de bornes de recharge par les collectivités locales d'ici fin 2017. Dix-huit collectivités avaient obtenu une réponse favorable de l'ADEME à leur demande de financement lors de la première édition du dispositif de soutien lancé en 2013 dans le cadre du programme d'Investissements d'avenir (PIA). Face à ce succès mitigé, la date limite a été repoussée d'un an et les seuils d'éligibilité ont été assouplis en juillet 2014 pour s'adresser aussi aux projets de taille plus modeste.

A titre de comparaison, la Norvège, qui compte 5 millions d'habitants, a lancé en 2009 un programme public national de près de 13 millions d'euros. L'Allemagne, en revanche, a fortement misé sur les partenariats publics-privés, avec notamment une forte mobilisation des constructeurs automobiles.

DE NOMBREUSES INITIATIVES,

MAIS QUELS OBJECTIFS ?

En 2014, la Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Ségolène Royal, avait annoncé un objectif de 7 millions de bornes en 2030. A titre de comparaison, l'objectif allemand est d'installer 1,2 million de points de charge d'ici 2020, dont 15% de ces points de charge uniquement seront situés sur l'espace public ou semi-public. L'Allemagne mise donc pour beaucoup sur le déploiement de bornes de recharge sur les espaces privés (parking d'habitations ou d'entreprises). Cette répartition correspond à l'usage réel des automobilistes, 95% des recharges étant effectuées au domicile.

La majorité du besoin en bornes concerne le domicile ou le lieu de travail. Le nombre de bornes nécessaires sur la voie publique est en comparaison très faible. Le « *Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules décarbonés* » considère que le maillage optimal est d'une borne tous les 20 kilomètres. Ce maillage en bornes semi-accélérées ou rapides répond au besoin de recharges occasionnelles ou grande distance et permet une utilisation confortable des véhicules électriques. Un maillage tous les 20 kilomètres correspondrait à 1 400 stations de recharge à l'échelle de la France métropolitaine.

Trois tendances montrent qu'il est inutile de sur-équiper la voie publique de bornes de recharge. Tout d'abord, l'augmentation de l'autonomie des batteries permet aux automobilistes de parcourir plus de distances avant d'avoir besoin de recharger leur véhicule. Le nouveau véhicule d'entrée de gamme de Tesla propose une autonomie de 355 km. Renault a annoncé récemment travailler sur la sortie d'une nouvelle batterie pour le véhicule Zoé (qui reste le véhicule électrique le plus vendu en France) ce qui permettrait de faire passer l'autonomie de 160 à 320 km. D'autre part, le parc automobile est amené à diminuer dans les prochaines années. Une étude de l'ADEME publiée en 2014 sur les déplacements en 2050, prévoit que le nombre de véhicules passera en France de 35 millions à 22 millions, dont 5 millions en auto-partage. Enfin, l'habitude du grand public vis-à-vis de la mobilité électrique va naturellement faire baisser le besoin de réassurance (c'est-à-dire la visibilité des bornes sur la voie publique).

Un nouveau levier de financement des bornes de recharge dans les espaces privés a récemment été créé. L'association AVERE-France est en effet à l'initiative du programme ADVENIR, opérationnel depuis juillet 2016 et qui s'étalera jusque fin 2018. Ce programme consiste à faire financer les bornes de recharge privées (non accessibles sur la voie publique) grâce au dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE). Le montant total du programme de financement s'élève à 15,6 millions d'euros. Il permettra de financer 6 300 points de recharge sur les parkings d'entreprises ou de centre commerciaux et 5 700 points de recharge sur les parkings d'habitations collectives. Au total, ce sont donc 12 000 installations d'IRVE qui devraient ainsi être co-financées à hauteur de 40% (pour les entreprises) et 50% (pour les particuliers). Le programme ADVENIR se distingue donc des financements publics proposés par l'ADEME. Le nouvel appel à projet de l'ADEME paru en octobre 2016 prévoit le financement de 3 000 à 5 000 bornes situées, elles, exclusivement sur la voie publique.

Pour l'instant EDF est l'unique participant « obligé » du programme qu'il finance à hauteur de 9,75 millions d'euros. D'autres participants peuvent donc toujours se manifester pour les 5,85 millions d'euros restants.

Les Plans de Déplacement Inter-Entreprises (PDIE) peuvent aussi être un moyen de promouvoir l'installation de bornes de recharges sur les lieux de travail. De plus, le temps de stationnement long permet de privilégier la recharge lente qui améliore la durée de vie de la batterie et nécessite des installations moins coûteuses. Un décret paru le 16 juillet, et entrant en vigueur en janvier 2017, rend obligatoire l'installation de bornes de recharge pour véhicules électriques dans les bâtiments neufs. D'après la loi Grenelle II du 12 juillet 2010, tous les parkings de bureaux doivent être pré-équipés (câblage relié à un compteur individuel basse consommation) pour permettre l'installation de prises ou bornes de recharge. L'installation de bornes de recharge pour les salariés peut être ainsi encouragée via les PDIE qui permettent d'ouvrir une nouvelle phase de réflexion sur les nouveaux besoins de mobilité des salariés et les infrastructures à mettre en place pour y répondre.

Plusieurs leviers existent donc pour développer le réseau d'IRVE sur les espaces privés. A l'image de son voisin allemand, la France doit miser sur le déploiement des bornes de recharge privées pour satisfaire ses ambitions en termes d'éco-mobilité. La récente annonce de la Ministre de l'Environnement au Mondial de l'Automobile 2016 va dans ce sens avec un objectif de 1 million de bornes d'ici 2020 dont 90% chez les particuliers. Les leviers disponibles sont à la fois réglementaires avec le renforcement de l'obligation d'installation de bornes de recharge dans les parkings ; mais également financiers, avec la participation de nouveaux obligés à des programmes de financement de bornes de recharge grâce au crédit d'impôt pour l'installation de bornes chez les particuliers. Enfin, il existe aussi des leviers institutionnels, avec la mise en place d'un travail de communication auprès des entreprises et des territoires notamment lors de la réalisation des PDE et PDIE.

LE TRANSPORT DE MARCHANDISES ET LE SECTEUR LOGISTIQUE : UN LABORATOIRE POUR L'ÉCO-MOBILITÉ ?

Alors que la législation environnementale se fait de plus en plus drastique au niveau des transports (norme euro VI, interdiction des véhicules diesel à Paris d'ici 2020...), les acteurs du transport de marchandises se doivent d'innover pour maintenir leurs activités tout en limitant leurs émissions polluantes. Carrefour, La Poste, Geodis sont autant d'acteurs qui y ont trouvé une rentabilité économique et intègrent dans leur chaîne logistique des solutions de transport plus respectueuses de l'environnement. Ces initiatives pourraient donner un élan majeur à l'éco-mobilité en France, tout en limitant son coût de déploiement pour l'Etat.

DÉVELOPPER L'INTERMODALITÉ

OU LE PROBLÈME DU « DERNIER KILOMÈTRE »

Le trafic routier représente 36% des émissions de CO₂ en France, et 18% pour le seul transport de marchandises, soit un gisement d'environ 60 MtCO₂/an. Les acteurs du transport ont pourtant de nombreuses opportunités d'innover et d'optimiser la chaîne logistique au travers de la « smart mobility » : le transport de marchandises pourrait faire office de laboratoire à grande échelle d'une éco-mobilité globale incluant le transport de personne.

Il faut pour cela que les acteurs du transport de marchandises se diversifient hors du mode de transport traditionnel par camion. L'intermodalité offre une opportunité incontournable pour maîtriser leur impact environnemental et leur coût en amenant à une massification des flux par le rail et le transport fluvial. La France est en retard dans ce domaine avec seulement 10% de transport rail et 2% de fluvial, contre plus de 30% cumulé en Allemagne par exemple. L'amélioration de ces systèmes et leur utilisation plus systématique pourrait amener une réduction de 16% des émissions de CO₂ du secteur d'après le rapport PIPAME sur les chaînes logistiques multimodales. Cela implique toutefois de repenser la gestion des flux et des points de connexion sur les grands axes de commerce au travers de plateformes multimodales. L'interaction entre ces points et les grands centres urbains, qui génèrent la majorité des flux, est également un enjeu crucial.

Cette modification des chaînes logistiques se complète en centre-ville par le développement d'hôtels logistiques. L'hôtel logistique, parfois appelé Espace de Logistique Urbain (ELU), centralise les livraisons des magasins du centre-ville dans un espace unique et adapté, souvent commun à plusieurs acteurs. La livraison finale peut se faire en véhicule propre, comme à Aix en Provence où plus de 1300 enseignes sont livrées en véhicule électrique. L'enseigne Franprix exploite cette solution avec l'approvisionnement d'une centaine de ses magasins parisiens d'abord par voie fluviale jusqu'au centre logistique La Bourdonnais situé au pied de la tour Eiffel, puis par route pour le dernier kilomètre. Cette initiative a permis une réduction de 37% des émissions de CO₂ par rapport à une solution route.

Les ELUs peuvent donc être perçus comme l'articulation de la logistique multimodale. L'ELU est une infrastructure répondant au besoin des centres-villes avant tout par sa proximité avec les principaux centres de consommation, ce qui permet de réduire l'impact de la logistique des derniers kilomètres par le recours à la mutualisation des véhicules et aux carburants alternatifs. En effet, le transport de marchandise en ville est de loin le plus polluant, et a pris de l'importance suite à l'explosion des ventes en ligne et des livraisons à domicile. De plus, le recours à un transport plus « massifié » en amont de l'ELU, parfois par camion et au plus près des points de consommation, réduit coûts et émissions (le transport massifié correspond à l'augmentation du volume de marchandises par trajet, soit en utilisant des véhicules plus gros, soit en remplissant au mieux chaque véhicule). En utilisant des transports plus imposants et donc à première vue plus polluants, cette solution pour verdir les villes paraît contre-intuitive et se confronte à l'acceptation sociale. Les initiatives d'ELU sont toutefois locales et non coordonnées à l'échelle nationale. Le basculement vers un déploiement global sera difficile car chaque projet d'ELU est particulier à la géographie du lieu et nécessite un développement spécifique, auquel s'ajoute un prix prohibitif du foncier dans certaines zones les plus pertinentes.

Le modèle logistique multimodal a la vertu de régionaliser les modes de transport. Avec des déplacements plus courts, il sédentarise le travail de transporteur et en allège la pénibilité. Il mène donc à une création d'emplois non délocalisables à une échelle locale. En massifiant les transports et en mutualisant sur le dernier kilomètre, il réduit également le nombre de véhicules sur la route et ainsi l'engorgement des villes ; or le coût des embouteillages est évalué à près de 5,5 milliards d'euros chaque année en France, et jusqu'à 50% des émissions de polluants en Ile de France sont liées au transport de marchandises. Enfin, cette réduction des distances de transport par la route ouvre la voie aux carburants alternatifs, dont l'une des principales contraintes reste la plus faible autonomie qu'ils confèrent aux véhicules par rapport au diesel et à l'essence.

UN EFFET D'ÉCHELLE NÉCESSAIRE

POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UN RÉSEAU

VERTUEUX DE GAZ NATUREL VÉHICULE

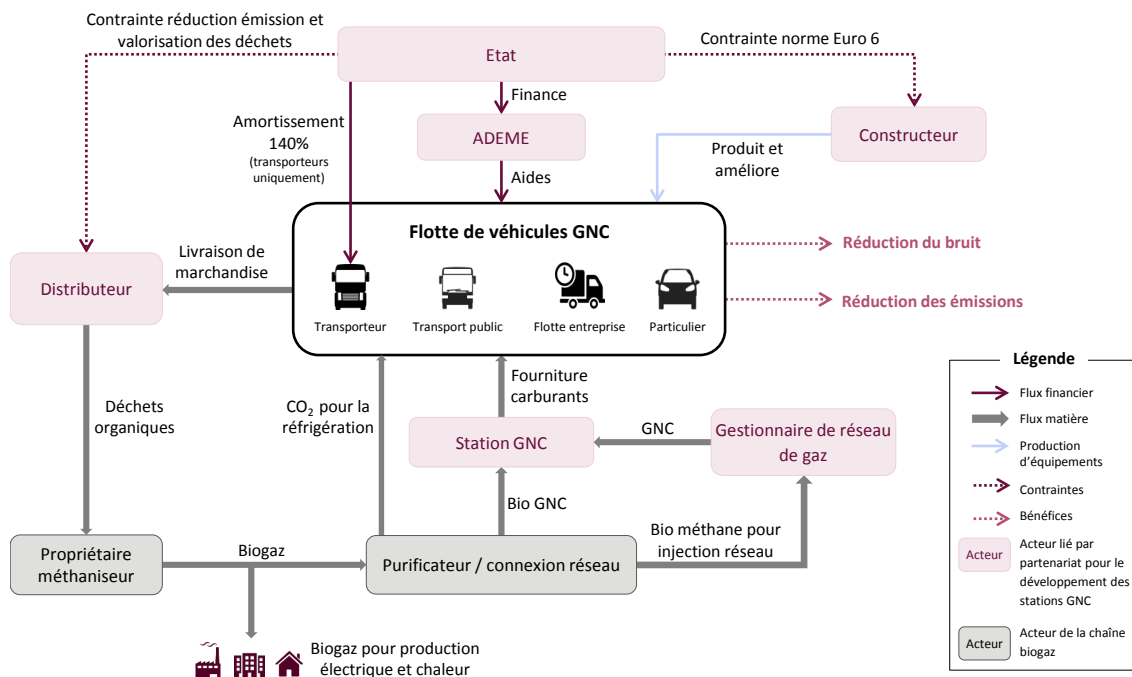
Bien que l'incitation à l'achat de véhicules électriques ait été forte au cours des dernières années, cette technologie demeure peu adaptée sur des distances supérieures à 300 kilomètres et pour les transports par véhicule de plus de 3,5t. Le Gaz Naturel Compressé (GNC), qui émet 20% de CO₂ de moins que le diesel, est une solution alternative ne nécessitant qu'un temps de recharge de quelques minutes et un coût des installations réduit par rapport au GNL, autre carburant alternatif moins polluant. Toutefois, les véhicules roulant au GNC ont longtemps souffert d'une technologie peu mûre et d'une maintenance complexe des véhicules. En se tournant vers ce type de solution, les transporteurs encouragent les constructeurs à relancer leur R&D et effectuer des économies d'échelle. Un cercle vertueux qui tirera le coût des véhicules vers le bas tout en améliorant leurs performances. L'offre se diversifie actuellement avec 6 modèles de plus de 12t sur le marché. Le coût d'achat pour un véhicule GNC reste supérieur de 30% à son équivalent diesel, toutefois cette différence peut être comblée en quelques années (en roulant environ 400 000 kilomètres pour les plus gros porteurs) par le coût réduit du carburant. L'écart de coût sera d'autant plus minimisé dans les années à venir avec l'inclusion dans la TICPE¹ d'une part carbone, favorable au carburant gaz.

La régionalisation des transports et le recours au GNC peut d'ailleurs s'inscrire dans un modèle d'économie locale et circulaire. Une manière de valoriser les bio-déchets des supermarchés consiste à les centraliser dans un méthaniseur afin de produire du biogaz puis du bio-GNC permettant aux enseignes de faire rouler leurs propres flottes de véhicule. Une solution 100% renouvelable que teste actuellement Carrefour en association avec GNVert. Avec les 206t de bio-déchets produits par an par un seul hypermarché, on peut faire rouler 3 semi-remorques de 40t par an. Le CO₂ issu de la purification du bio-gaz pourrait même être exploité pour faire fonctionner les systèmes de refroidissement des camions frigorifiques, par exemple avec les technologies développées par le projet BioGNval coordonné par Suez Environnement.

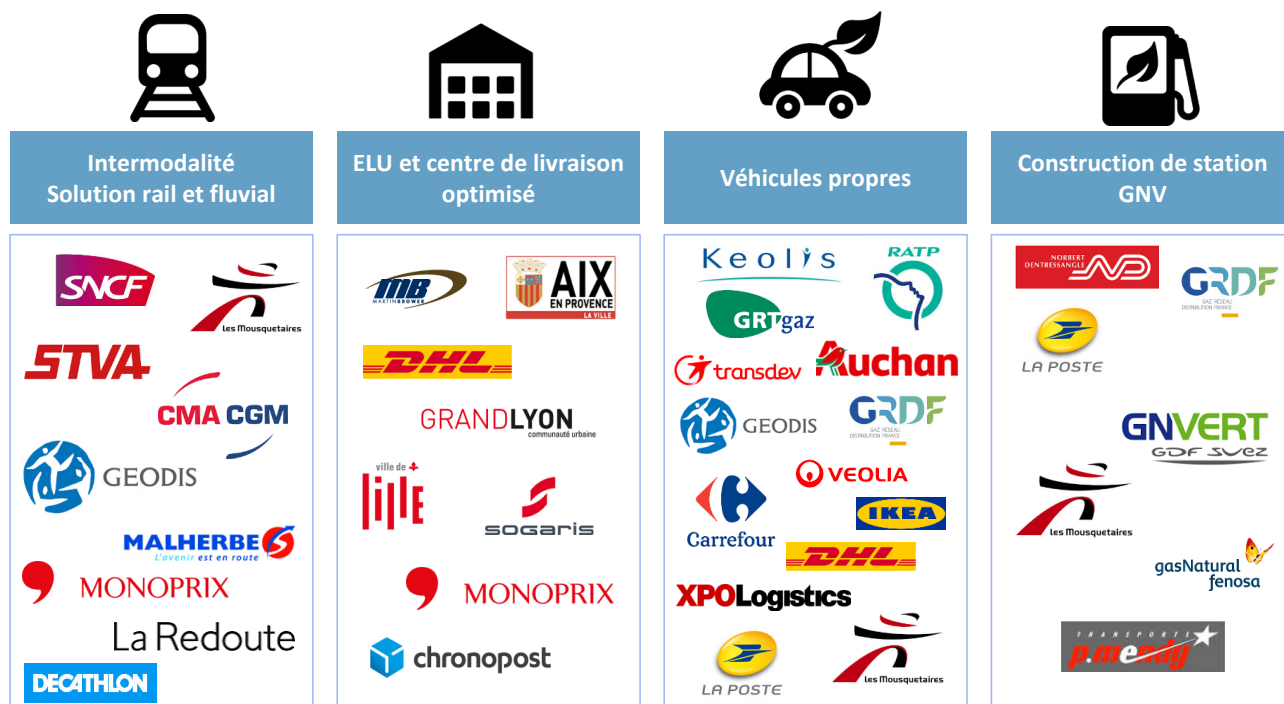
Le GNC pâtit néanmoins d'un réseau sous-développé avec seulement 42 stations publiques en France, ce qui n'encourage pas la demande... et limite donc le développement de l'offre. La demande pourrait justement être créée par le secteur du transport de marchandises qui assurerait un débit minimum et prévisible aux stations, et donc un revenu suffisant. Le développement du réseau doit donc s'appuyer sur des initiatives privées ou des partenariats entre entreprises, qui pourront ensuite donner un accès public aux installations. Le transporteur Mendy, en association avec Iveco et Gas Natural Fenosa, a par exemple créé une station GNL-C au Castets dans les Landes en 2014. Elle est désormais ouverte à tous les professionnels. Toutefois, ces nouveaux systèmes ont un coût de mise en place élevé et une rentabilité avérée seulement à moyen terme.

Le fonctionnement de la filière au Gaz Naturel Compressé

Source : Analyse Sia Partners



¹ Taxe intérieure sur la consommation de produits pétroliers, ex-TIPP, est une taxe sur les carburants. Elle est indexée depuis 2014 sur un prix du carbone qui passera de 7€/tCO₂ en 2014 à 56€/tCO₂ en 2020.



DE NOUVEAUX MODES DE TRANSPORT

À ENCOURAGER PAR UN LIEN ÉTROIT

ENTRE PUBLIC ET PRIVÉ

L'ouverture d'une station GNL-C coûte près de 1,2 millions d'euros d'après l'AFGNV. A l'heure actuelle, une station GNV est rentable à partir de 15 camions venant s'approvisionner régulièrement. Ainsi, l'investissement global, incluant la construction de la station par un fournisseur et l'achat des 15 camions tracteurs par un transporteur, avoisine 2,9 millions d'euros pour une station, soit plus de 4 milliards d'euros pour un réseau national de 1 500 stations, et ce sans même intégrer la contribution GNV issue du bio-méthane (un méthaniseur de petite capacité coûte entre 1 et 2 millions d'euros). Ce montant est difficilement supportable pour un transporteur ou une enseigne de grande distribution malgré les avantages fiscaux existants (un suramortissement comptable de 140% sur les véhicules au GNV). En s'appuyant sur des stations multi-acteurs, pouvoirs publics, transporteurs, distributeurs de gaz naturel et grandes enseignes pourront réduire les coûts et risques supportés par chacun. L'AFGNV estime que par ce biais, 1 euro d'investissement public implique 10 euros d'investissement privé. En appliquant ce mode de financement, l'Etat pourrait donc n'investir que 400 millions d'euros pour des résultats plus probants, du fait de la création de synergies entre les acteurs. Des partenariats public-privé seraient donc à développer à l'instar du projet pilote « Equilibre » dans la Vallée d'Arves, lancé le 3 juin 2016 qui va permettre de tester ce modèle multi-acteurs. Un fonds a été créé à l'occasion par GRDF et l'ADEME pour financer le surcoût des camions. Dans ce modèle, les pouvoirs

publics se positionnent davantage dans un rôle d'accélérateur et d'entremetteur que de financier, pour le développement de stations de types « marchés », c'est-à-dire réservées aux professionnels.

L'importante flotte des collectivités locales, dont les transports en commun, peut également servir de levier au développement des stations. Les stations utiles aux flottes de véhicules municipaux pourraient également être mutualisées pour l'ensemble des besoins publics, professionnels ou particuliers. Une solution qui irait dans le sens de la réduction des émissions de particules (avec une réduction de 95% des émissions de particules pour le GNC) dans les centres urbains, principaux lieux concernés par la pollution atmosphérique, et qui développerait le réseau de stations « territoires » ouvertes à tous. En dernier lieu, de nombreuses entreprises possèdent des flottes significatives de véhicules, comme La Poste ou même GRDF pour ses techniciens. En convertissant une partie de leur flotte au GNC ou à l'électrique, ces acteurs participent au déploiement de la filière tout en améliorant l'image de l'entreprise.

La France est en retard par rapport à ses voisins aussi bien en termes de co-modalité qu'en termes de déploiement des carburants alternatifs. L'Italie comptait en 2015 près de 900 000 véhicules roulant au GNC pour 1 046 stations. L'Allemagne a mis en place une politique volontariste pour le développement de son réseau lui ayant permis d'atteindre aujourd'hui 921 stations, contre à peine 42 en France. Il est toutefois possible de combler ce retard sans casser sa tirelire, en s'appuyant intelligemment sur une création de la demande qui fait intervenir l'ensemble des acteurs professionnels de la chaîne du transport, et qui permettra un accès plus simple et plus abordable aux carburants alternatifs à tous les citoyens.

HUB COMMERCIAL ET EXCELLENCE TECHNOLOGIQUE, DES ATOUTS FRANÇAIS POUR DÉVELOPPER LE GNL CARBURANT

Alors que l'usage du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) comme carburant se développe à travers le monde, dans les secteurs marins, routiers et fluviaux, la France accuse encore un retard sur le sujet face à ses voisins européens et surtout face à la Chine, leader actuel du secteur. Bien que cette énergie permettant de réduire quasi-entièrement les émissions de polluants (SOx, NOx) et entre 10 et 20% les émissions de CO2 ait connu une baisse de son intérêt économique avec la chute des prix du pétrole fin 2014, les armateurs et constructeurs n'ont pas relâché leur intérêt pour ce carburant qu'ils voient toujours comme un secteur d'avenir.

La France, malgré un avantage géographique certain et la présence d'acteurs industriels majeurs, a encore un long chemin à parcourir pour espérer devenir un pays clé de la filière et pourrait être pour cela poussée par une volonté politique forte.

UN DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR GNL

CARBURANT QUI PLACE LA FRANCE AU CROISEMENT

DES DIFFÉRENTS PROJETS EUROPÉENS

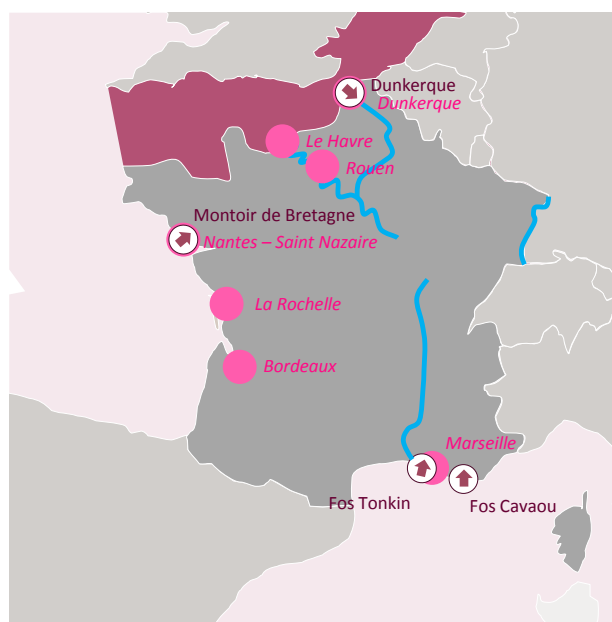
L'usage du GNL comme carburant marin est celui qui représente le plus fort potentiel de développement. Dans ce domaine, la France dispose d'un fort avantage géographique en étant le seul pays Européen disposant de quatre façades maritimes distinctes, dont deux (Manche et Mer du Nord) étant situées dans une zone de contrôle sur les émissions de soufre (Zone SECA) et les autres devant le devenir en 2020.

La Manche est quasiment l'unique porte d'entrée dans la zone SECA Européenne pour le trafic Deep-Sea. Les navires ne peuvent plus depuis le 1er janvier 2015 utiliser des carburants contenant plus de 0,1% m/m de soufre à l'intérieur de ces zones. Ils doivent donc, pour y entrer, soit utiliser des filtres permettant un taux d'émission équivalent, soit changer de carburant, abandonnant le traditionnel fioul lourd (HFO) pour un carburant distillé (aujourd'hui principalement le MGO qui est plus cher que le GNL) soit utiliser des motorisations GNL. Le coût de conversion moteur est relativement important et le GNL demeure plus cher que le HFO même s'il conserve un avantage sur le MGO. Ainsi, les zones SECA étant encore relativement restreintes (Europe du Nord et Amérique du Nord), les armateurs Deep-Sea qui n'y évoluent qu'en partie préfèrent aujourd'hui la deuxième solution. Le secteur du Short-Sea (notamment ferries et navires de croisière restant à l'intérieur de la zone SECA) a une plus grande appétence pour l'utilisation du GNL mais préfère en majorité pour le moment l'utilisation du MGO dont le prix a récemment fortement baissé.

Or, l'arrivée annoncée à partir de 2020 d'une restriction à 0,5% m/m de soufre dans les eaux territoriales européennes pourrait changer la donne. Le trafic Deep-Sea (notamment en provenance d'Asie, transitant par le canal de Suez et soumis à partir de 2019 à des restrictions similaires sur les côtes chinoises) va voir l'intérêt d'un changement de carburant diminuer en faveur de l'utilisation du

La situation maritime et fluviale française en 2016

Source : Analyse Sia Partners



Légende

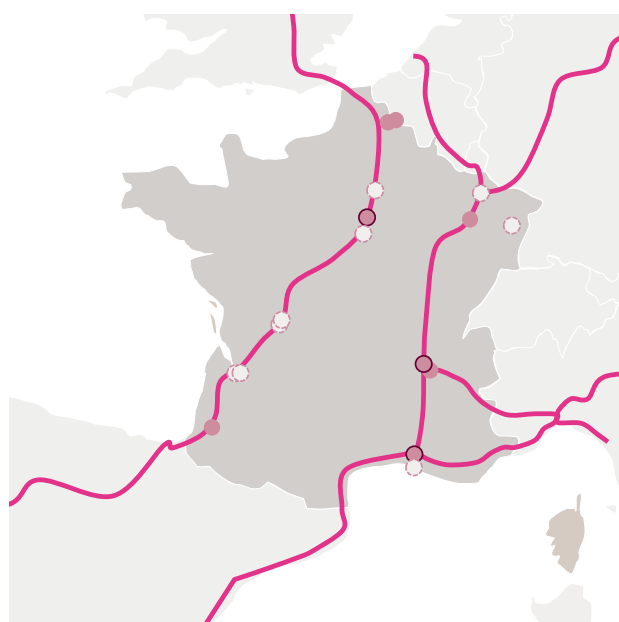
	Terminaux méthaniers
	Zone SECA existante
	Zone de contrôle d'émissions de soufre à 0,5% (à partir de 2020)
	Grands Ports Maritimes Français
	Principales voies fluviales françaises





GNL comme carburant. Cette tendance pourrait être amplifiée par l'arrivée du « Global Sulfur Cap », une décision de l'IMO (International Maritime Organization) attendue pour fin 2016 devant abaisser à partir d'une date entre 2020 et 2025 la limite d'émission de soufre des navires à 0,5%.

Fort de cette position avantageuse, la France est également au croisement de grands axes routiers européens et en particulier des axes du projet Blue Corridor, projet européen visant au développement du GNL routier par la création d'un maillage de stations de distribution. En effet, à l'inverse du GNC (Gaz Naturel Compressé), le GNL permet une grande autonomie (jusqu'à 1 000 km) et s'adresse plutôt au secteur du transport de marchandise sur de longues distances. Sur ce point, la France accuse aujourd'hui un retard conséquent par rapport à ses voisins (et en particulier l'Espagne et la Grande-Bretagne), malgré l'arrivée annoncée de quatre nouvelles stations d'ici 2017.

Les axes GNL en déploiement en 2016 au travers du projet « Blue Corridors »

Source : Analyse Sia Partners



Légende	
	Axes du projet « Blue corridors »
	Station GNL française existante
	Station GNL française en projet
	Station appartenant au projet « Blue Corridors »

Cette utilisation du GNL s'applique également au secteur du transport fluvial, en particulier le long du Rhin où le projet Européen LNG Masterplan (principalement piloté par le port de Rotterdam) vise à développer l'usage du GNL le long de l'axe Rhin, Main, Danube. La CCNR (Commission Centrale pour la Navigation du Rhin), située à Strasbourg fait d'ailleurs figure de référence de ce secteur. D'autres axes fluviaux (et en particulier le Rhône), même s'ils n'ont pas de projet GNL en cours, pourraient être des pistes de développement de la filière, bénéficiant à la fois d'un trafic important et d'une proximité avec des terminaux GNL existants (à Fos-sur-Mer).

Ces trois axes de développement de la filière GNL en France sont interdépendants et peuvent permettre dans certains cas un développement plus facile du réseau de distribution en profitant de sa multi-modalité.

UNE INDUSTRIE FRANÇAISE

À LA POINTE ET VALORISABLE

Le développement de cette filière pourrait être d'autant plus bénéfique à la France qu'il lui permettrait de capitaliser sur des compétences et une expertise déjà existantes et reconnues mondialement et donc de créer des emplois non délocalisables.

L'industrie maritime française a déjà manifesté depuis plusieurs années son intérêt sur le sujet, aussi bien du côté des constructeurs que des armateurs ou des ports. La société de construction navale bretonne STX France avait dès 2014 annoncé la construction d'un navire propulsé au GNL (Pegasus) pour la compagnie maritime française Brittany Ferries. Malgré l'annonce fin 2014 du report de ce projet (Brittany Ferries n'ayant pas pu boucler son plan de financement), STX développe actuellement des navires destinés à l'avitaillement en GNL. De même, CMA-CGM (3ème armateur mondial), avait annoncé en 2013 travailler sur un projet de porte-conteneur au GNL avec Bureau Veritas et le coréen Daweoo. Même si ce projet semble être au point mort depuis la chute des cours du pétrole, CMA-CGM, par sa position d'acteur clé mondial du shipping pourrait être un acteur clé de l'entrée de ce secteur dans le Deep-Sea.

Les ports français ne sont pas en reste et travaillent activement au déploiement du GNL carburant. Le Port du Havre par exemple, a été en mai 2016 le premier port français à réaliser un avitaillement GNL d'un paquebot de croisière (à l'aide de camions GNL). Il a également mené avec l'ensemble des ports de la région (dont le groupement Haropa), une étude de faisabilité technique et de risque de mise en place d'un avitaillement en GNL dans chacun de ces ports. Plusieurs ports (Le Havre, La Rochelle, ...) proposent également des incitations financières récompensant les navires les moins émetteurs comme cela se fait beaucoup dans le reste de l'Europe.

La chaîne de valeur du GNL est également fortement représentée en France avec quatre terminaux méthaniers, qui seront des acteurs clés de la mise en place d'une filière de distribution. Ces terminaux qui proposent pour la plupart déjà un service de chargement de camion-citerne en GNL (principalement pour l'alimentation de clients hors réseau). La société d'ingénierie navale GTT fait aussi figure de pépite dans ce secteur, étant le leader mondial de la fabrication de membranes GNL, indispensables au développement du GNL carburant.

Enfin, même s'il reste aujourd'hui derrière les leaders européens que sont Iveco et Volvo, Renault Trucks développe également des camions tracteurs motorisés au GNL déjà en circulation.

Les clés pour que la France devienne un acteur majeur du GNL carburant sont donc déjà présentes. A cela s'ajoute une forte volonté Européenne d'encourager le développement de la filière, notamment via des programmes de financement (Blue Corridor, LNG Masterplan...). La France propose également des programmes nationaux pour le développement de la filière marine. L'ADEME a par exemple renouvelé fin 2015 son appel à projet pour des ferries propres, ciblant entre autres l'utilisation du GNL. La loi de transition énergétique prévoit également un soutien public à l'installation de systèmes de distribution de GNL dans les ports pour les navires, mais cette loi ne s'est pas encore traduit par des réalisations concrètes. Pour le secteur routier en revanche, les aides publiques au développement de la filière sont aujourd'hui très peu nombreuses et traduisent le faible maillage actuel du réseau de distribution.

Un autre levier de développement passe par le respect des normes imposées en zone SECA. En effet, si la limite d'émission est européenne, les contrôles et les sanctions associées sont définis par chaque pays membre et peuvent varier fortement. Là où le Danemark a mis en place des capteurs d'émissions pour détecter automatiquement les navires ne respectant pas la réglementation avec des sanctions pouvant aller jusqu'à 800 000 d'euros, en France les contrôles sont peu nombreux et aucune sanction spécifique n'a été définie pour le moment. Les contrôles actuels reflètent un fort taux de conformité pour les navires Short-Sea, le MGO étant moins cher aujourd'hui que le HFO il y a deux ans. Il n'est que peu probable que cette tendance continue si les prix du pétrole venaient à remonter.



PARTIE 3

ASSURER LA COMPÉTITIVITÉ DES
ANCIENNES ET DES NOUVELLES INDUSTRIES

LE DÉMANTÈLEMENT NUCLÉAIRE, UNE FILIÈRE D'AVENIR PORTÉE PAR DE NOUVELLES INITIATIVES

Longtemps abordées sous l'angle de la provision des charges futures par les principaux exploitants, les techniques d'assainissement et de déconstruction nucléaire s'industrialisent peu à peu à travers le monde. En coulisse se dessinent déjà les contours d'une nouvelle filière pour un marché mondial estimé à quelques centaines de milliards d'euros sur les prochaines décennies. Même si ce chiffre demeure très éloigné de la part véritablement accessible aux entreprises françaises, ces dernières – portées par les majors, mais aussi par des initiatives telles que le PVS (Pôle de Valorisation des Sites Industriels) – peuvent légitimement prétendre à la conquête de plusieurs marchés à l'international.

DES MARCHÉS DU DÉMANTÈLEMENT

À DISTINGUER EN RAISON DE NIVEAUX

DE MATURITÉ INÉGAUX

Le marché du démantèlement ne peut être considéré comme un ensemble homogène ni en coûts, ni en maturité, les spécificités et techniques mobilisées dépendant fortement de la filière de réacteurs considérée. Il est toutefois commun de différencier les filières à caloporteur/modérateur eau (réacteurs de type REP, REB ou RELP¹) des autres filières (UNGG, Magnox, RBMK, ...).

Conséquence directe de la maturité de la filière, la stratégie de démantèlement diffère entre ces deux catégories. Dans le cas des filières à caloporteur gaz, le démantèlement différé est privilégié, notamment pour permettre la validation sur les sites pilotes des techniques à industrialiser par la suite. Ainsi, sur le parc nucléaire français de génération 1, la centrale de Saint-Laurent a été désignée tête de série pour valider la technique de découpe sous air des éléments du circuit primaire (cœur du réacteur, jupes support et instrumentation). Une fois sa faisabilité technico-économique démontrée, celle-ci sera déployée sur les autres centrales UNGG. En dehors du parc EDF, Sellafield au Royaume-Uni est le principal « laboratoire » du démantèlement des réacteurs au graphite.

Fort des « retours à l'herbe » réalisés sur plusieurs centrales de production commerciale de type REP aux Etats-Unis, la stratégie de démantèlement immédiat s'est peu à peu imposée dans les principaux pays nucléarisés pour la filière des caloporteurs eau. Néanmoins, même si les techniques et savoirs-faire semblent maîtrisés, la maturité des tissus industriels nationaux reste très liée au nombre de réacteurs en « Mise à l'Arrêt Définitif », image de la part de marché de démantèlement déjà accessible. Les Etats-Unis composent actuellement le premier marché mondial avec une filière industrielle mature, tandis que le Royaume-Uni et l'Allemagne regrouperont la majorité des réacteurs à démanteler

en Europe dans les prochaines années. Le marché européen devrait normalement connaître un développement rapide. En France, le réacteur de Chooz A est le seul de type REP en cours de déconstruction. En attendant la mise à l'arrêt progressive du parc de génération 2, il s'agit pour EDF d'optimiser les techniques et de développer les compétences clés – internes mais également chez les prestataires – à déployer par la suite à grande échelle.

AU NIVEAU MONDIAL, DES CONTOURS

DE LA FILIÈRE DU DÉMANTÈLEMENT

QUI SE PRÉCISENT PEU À PEU

Les premiers appels d'offre ont montré un lotissement des marchés semblable sur l'ensemble des réacteurs de la filière à caloporteur eau. Ceux-ci se décomposent principalement selon le niveau de contamination des systèmes, et selon leur taille. A titre d'illustration sur le réacteur de Chooz A, les lots ont été attribués de la façon suivante :

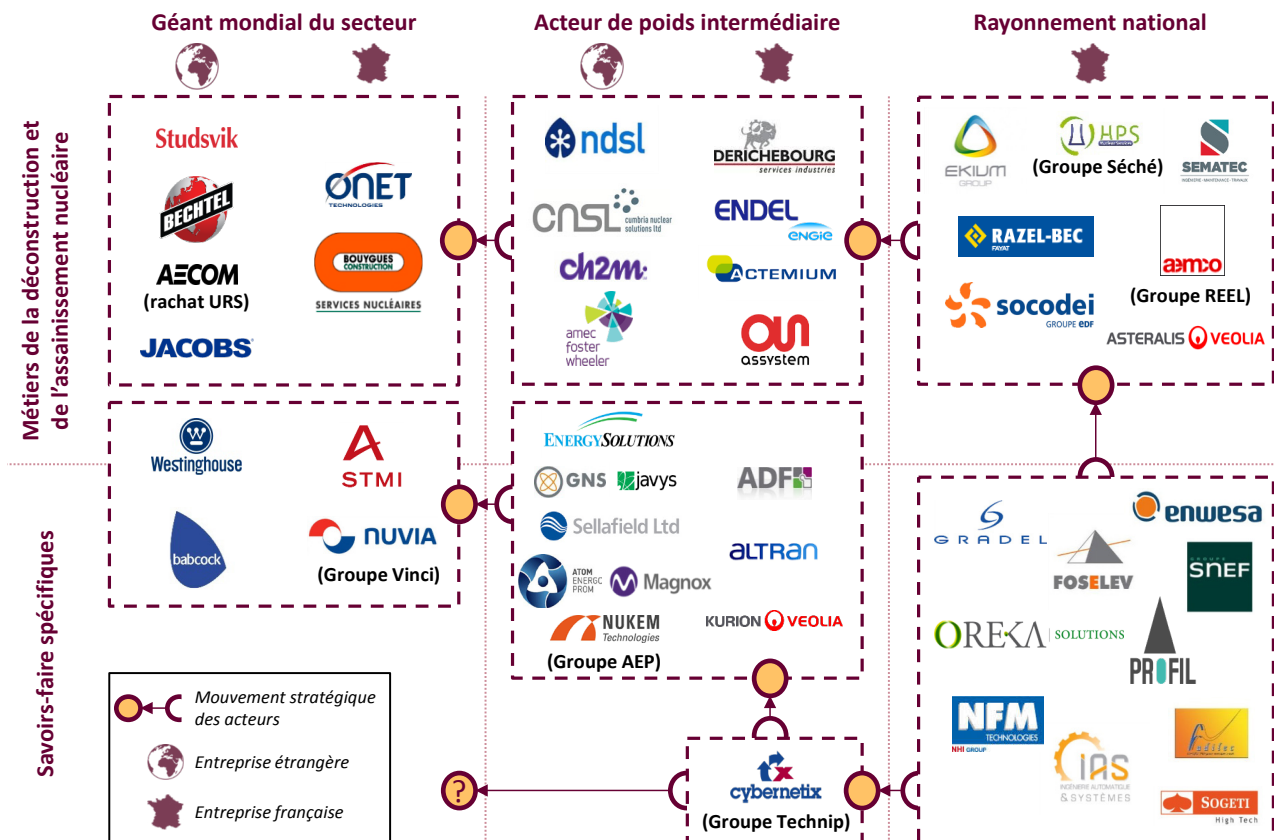
- les Générateurs de Vapeur (GV), dont le traitement des tubes à AREVA STMI ;
- la cuve et l'instrumentation au groupement Westinghouse-Nuvia ;
- le circuit primaire et les annexes à Onet Technologies.

La tendance générale aspire donc à distinguer les métiers « traditionnels » de l'assainissement nucléaire, des savoirs-faire développés pour répondre à des besoins complexes en milieu hostile : intervention robotisée, traitements chimiques, découpe laser sous eau, etc. Sur ce second segment, les majors Westinghouse, AREVA et Babcock International – également constructeurs d'îlots nucléaires – sont en position de remporter plusieurs lots, voire la totalité du marché, en s'appuyant si nécessaire sur les compétences de leurs fournisseurs de rang 1 au sein d'un groupement.

¹ REP : Réacteur à Eau Pressurisée, le plus courant ; REB : Réacteur à Eau Bouillante ; RELP : Réacteur à Eau Lourde Pressurisée, principalement exploité au Canada (type CANDU) et en Inde. Les autres sont de type réacteur à modérateur solide (le plus souvent graphite) et en général à caloporteur gaz.

Cartographie des acteurs du marché du démantèlement nucléaire en 2016

Source : Analyse Sia Partners



En France, la filière reste très dépendante des donneurs d'ordre : EDF, AREVA et le CEA, dont le premier s'est récemment réorganisé² pour faire face aux échéances du démantèlement du parc de génération 2. AREVA, malgré sa position dominante en France, se voit de plus en plus concurrencé par Westinghouse sur le marché européen. En parallèle, sur le modèle du Pôle Nucléaire de Bourgogne – pôle de compétitivité du nucléaire favorisant l'innovation et les synergies dans le secteur, les PME spécialisées dans les métiers du cycle aval se regroupent autour de l'initiative du 'Pôle de valorisation des sites industriels'. Construisant sur le succès des premières Assises du démantèlement, ce pôle a pour objectifs de réduire la dépendance de ses membres aux géants français et d'accroître leur visibilité à l'international en leur permettant de gagner en autonomie sur les appels d'offre européens.

Parallèlement à la structuration de la filière française, une des pistes d'innovation les plus intéressantes concerne le traitement des déchets à très faible activité ou à faible et moyenne activité. Sur ce segment, de nombreux acteurs français ont opéré des mouvements stratégiques récents : acquisition par EDF de l'activité et des installations de traitement des déchets radioactifs du groupe suédois Studsvik, acquisition par Veolia de l'américain Kurion et création de la filiale Asteralis, et acquisition par le

Groupe Séché du français HPS Nuclear Services. Ce segment est d'autant plus porteur que les savoirs-faire développés sont reproductibles sur le traitement des pièces d'aviation ou encore sur celui des déchets de l'industrie chimique. Désormais, il faudra veiller à ce que ces grands groupes français n'entrent pas en concurrence directe sur certains marchés à l'export. Une mauvaise concertation des acteurs français avait déjà conduit la France à perdre un contrat de près de 20,4 milliards de dollars à Abu Dhabi en 2009.

² Le CIDEN (Centre d'Ingénierie Déconstruction et Environnement) a vu son ingénierie (rattachée à la DIPDE, ex-CIPN) être séparée des projets (regroupées au sein de la nouvelle DP2D).

RAFFINAGE ET DISTRIBUTION DES CARBURANTS : LA TRANSFORMATION NÉCESSAIRE DE DEUX SECTEURS HISTORIQUES

Pour faire face aux risques induits par la pollution et le changement climatique, les engagements de l'Europe pris lors de la COP21 devront nécessairement se traduire par des réductions de consommation de produits pétroliers. Or, ces efforts ont un impact sur le secteur du raffinage et de la distribution des carburants, déjà fragilisé, comme en attestent les fermetures de 4 raffineries, 19 dépôts régionaux¹ et 695 stations-service depuis 2010.

Comment la France peut-elle concilier les objectifs de la COP21 avec le maintien sur son sol d'une industrie au service des français et des territoires ?

UNE CRISE SECTORIELLE QUI DÉTÉRIORE

LA BALANCE COMMERCIALE FRANÇAISE

Victime de faibles taux d'utilisation et de marges inférieures à ses concurrents, le secteur du raffinage français a enregistré quatre fermetures de sites entre 2010 et 2012. Une autre reconversion est même prévue pour 2017. Or, avec près de 10 000 emplois directs et 40 000 emplois indirects, le raffinage est un secteur clé pour notre industrie et notre indépendance énergétique. Mais après avoir investi 5 milliards d'euros pour moderniser son appareil productif dans la décennie 2000, il en a perdu 3,5 milliards d'euros entre 2009 et 2014.

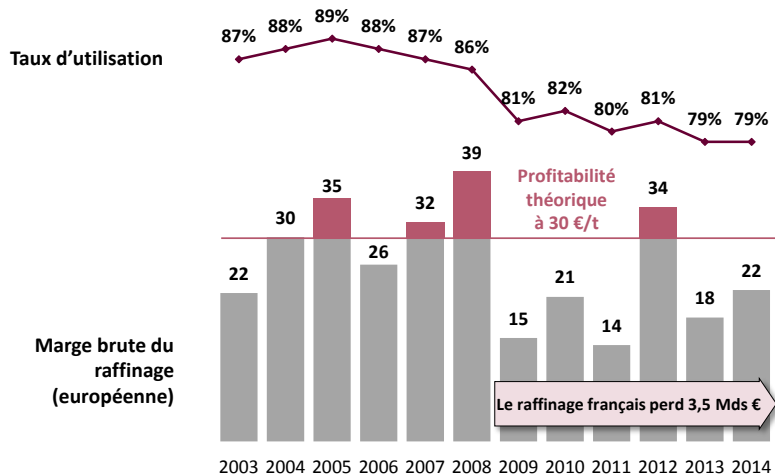
Du point de vue de l'indépendance énergétique, la France est ainsi passée d'une situation d'autosuffisance et d'exportation à une situation de sous-capacité et d'importation après la fermeture de ces raffineries. Pour preuve, nos importations de diesel pèsent pour près de 10 milliards d'euros sur notre balance commerciale, soit 20% de notre déficit en 2015.

Plus en aval, des marges de Transport-Distribution proches de 8 centimes d'euros par litre pour le diesel et 10 centimes pour le SP95 (respectivement inférieures de 4 et 2 centimes d'euros par litre aux marges européennes) mettent également en péril nos stations-service. Ces niveaux s'expliquent par la forte concurrence pratiquée par les Grandes et Moyennes Surfaces qui profitent de faibles CAPEX (station adossée au supermarché) et qui utilisent le carburant comme produit d'appel, quitte à réaliser une marge commerciale minimale. Cette situation, en apparence profitable aux consommateurs, entraîne un désengagement progressif des opérateurs traditionnels sur notre territoire (Shell mais, surtout, BP et Esso). Ainsi, avec un taux de défaillance compris entre 1 et 2%, nos stations ferment au rythme d'environ 200 stations par an.

Troisième indicateur de la fragilité de la filière, les fermetures de dépôts pétroliers sont un signe du délitement du maillage pétrolier français et de l'isolement de certaines régions : 23 départements se retrouvent aujourd'hui sans aucun dépôt de plus de 400 m³.

Comparaison de la marge brute de raffinage européenne (€/t) et des taux d'utilisation en Europe (%) de 2003 à 2014

Source : Analyse Sia Partners d'après UFIP



¹ 224 dépôts en 2010 selon le CPDP et 205 en 2015 selon le Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

EN CAUSE : UNE CONSOMMATION INTÉRIEURE

EN BAISSÉ ET UN MANQUE DE COMPÉTITIVITÉ

À L'INTERNATIONAL

En ce qui concerne la distribution des carburants, les 30 000 stations disparues en 25 ans s'expliquent par la concurrence des Grandes Surfaces, mais également par le coût des réglementations de sécurité et réglementations environnementales en tous genres, le défaut de volume pour les stations rurales et la forte pression foncière en ville.

Le premier facteur explicatif de cette crise est le déclin continu de la demande intérieure et européenne. Aujourd'hui, 70% de la consommation de produits pétroliers incombe au secteur du transport, dont le transport routier représente 90%. Or, le nombre de kilomètres parcourus par les Français stagne depuis 15 ans à 400 milliards et les moteurs récents sont plus sobres en carburant.

Pour ce qui est du raffinage, notre industrie subit la compétition internationale à l'export et perd ses débouchés traditionnels que sont les Etats-Unis et l'Afrique. En effet, le coût de l'énergie, plus élevé chez nous, représente 60% des OPEX contre seulement 30% aux Etats-Unis qui profitent du boom des hydrocarbures de schistes. Au Moyen-Orient et en Asie, les nouvelles giga-raffineries, dont la taille et la modernité offrent économies d'échelle et synergies avec la pétrochimie, sont considérées comme les plus compétitives au monde. L'Arabie Saoudite a récemment lancé des raffineries de 400 kb/j de capacités chacune (deux fois supérieure à notre plus grande raffinerie).

Et l'équilibre de notre consommation diesel-essence de 81%-19% en 2015 ne fait qu'aggraver la situation puisqu'une raffinerie conventionnelle livre plus d'essence que de diesel en sortie. Les raffineurs français ont donc dû investir dans des hydrocraqueurs permettant d'augmenter le rendement de diesel sur un baril de brut.

A ceci, viennent s'ajouter les réglementations extrêmement contraignantes dont les coûts pour la période 2010-2020 sont estimés entre 6,5 et 9 euros par tonne pour l'Union Européenne selon l'UFIP – les plus coûteuses étant le marché carbone ETS, IED pour les émissions industrielles et SLFD pour le fioul maritime – et 1 à 1,5 euro pour les seules directives françaises (PPRT, réglementation séisme, arrêté raffinage).

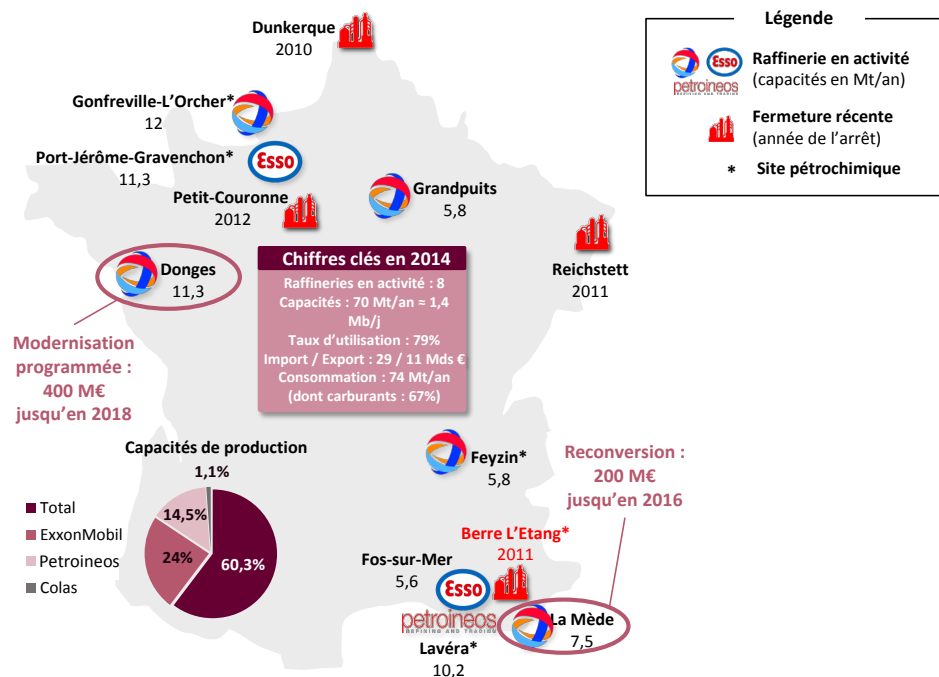
D'AUTRES FERMETURES DE RAFFINERIES

ET DE STATIONS-SERVICE À PRÉVOIR

Le développement de transports routiers "verts" et de carburants alternatifs (biocarburants, gaz naturel, hydrogène) conduira inévitablement à des réductions de capacités en Europe. Quant à la tendance de fond que constitue la production de bruts de plus en plus lourds, couplée à l'augmentation soutenue de la part des distillats moyens dans notre consommation de produits raffinés (nécessitant une conversion accrue et des processus plus énergivores), elle conduira fort probablement à l'arrêt de nos installations les plus fragiles : âgées, de taille modeste, non côtières et non adossées à un site pétrochimique. Ainsi, le président de l'UFIP, Francis Duseux, estime « qu'on devrait connaître une restructuration d'environ 25 voire 30 % du raffinage à l'horizon 2035-2040, soit la fermeture de 20 à 30 raffineries sur les 79 actuellement en activité dans l'Union européenne ».

Etat des lieux du raffinage français en 2016

Source : Analyse Sia Partners





Par ailleurs, la disparition de nouvelles stations-service sur notre territoire accentuerait le phénomène de désertification identifié par la DATAR qui dénombre 900 « stations-clés » (desservant 4 millions d'habitants) sans lesquelles les automobilistes devraient rouler plus de 10 mn pour faire le plein.

ACCOMPAGNER LA TRANSFORMATION DE NOTRE INDUSTRIE DU RAFFINAGE ET DE NOS INFRASTRUCTURES DE DISTRIBUTION

Tout d'abord, l'Etat se doit de profiter d'un baril de brut bon marché pour poursuivre la réforme de la fiscalité appliquée au diesel en résorbant l'écart de TICPE avec l'essence et en votant la fin de la déductibilité de la TVA pour les professionnels. Une clarification sur le long terme concernant le cadre légal et les objectifs nationaux d'incorporation de biocarburants encouragerait le développement d'une filière nationale intégrée (évitant ainsi l'importation massive d'huile de palme).

De même, une réforme claire et échelonnée dans le temps de l'Emission Trading System européen (système de quotas carbone), associée à des mesures de protection vis-à-vis des importations provenant de raffineries plus polluantes, faciliterait les décisions d'investissements de nos raffineurs.

Ensuite, encourageons les investissements et les emplois sur notre sol par des crédits d'impôts. Le PDG de Total, par exemple, a récemment annoncé publiquement qu'il devait arbitrer entre la France et la Belgique pour un projet de construction de nouvelle usine pétrochimique.

Concernant les stations fragiles ou isolées, des mesures spéciales pourraient être prises pour alléger leurs charges : réduction d'impôts et de charges sociales, dérogation pour les investissements liés aux mises aux normes, modulation des obligations de certificats d'économie d'énergie, etc.

En favorisant la R&D, la France pourrait être pionnière dans le développement de la pétrochimie à haute valeur ajoutée et les applications liées à la chimie verte (marché estimé à plusieurs centaines de milliards d'euros d'ici 2020). Avec une filière composée de nombreuses PME innovantes et de groupes leaders internationaux, elle possède de sérieux atouts pour relever le défi.

Il s'agit alors de trouver un équilibre entre la fermeture des raffineries les plus fragiles et les importations provenant de raffineries étrangères jusqu'à 35% plus polluantes que l'industrie française. Lutter contre ces « fuites carbone » pourrait ainsi constituer un moyen pour la France de préserver et développer une industrie d'avenir compatible avec ses objectifs de décarbonisation.

LE MARCHÉ DE L'EFFACEMENT ÉLECTRIQUE : DES VOLUMES ENCORE FAIBLES, MAIS DÉJÀ DE NOMBREUX ACTEURS

Alors que les offres d'effacement historiques disparaissent progressivement avec les tarifs réglementés de vente (TRV) les besoins de flexibilité de consommation du réseau électrique pour faire face aux périodes de pointe restent importants : environ 3 GW dans les années à venir. Pour combler ce fossé, des mécanismes ont été mis en place par le gestionnaire de réseau RTE mais ceux-ci peinent à attirer les acteurs en raison des rémunérations sur les marchés de l'électricité, qui sont en baisse chronique depuis 5 ans (- 20 % en moyenne entre 2011 et 2015 sur le marché EPEX). Toutefois, le secteur de l'effacement a attiré de nombreux acteurs ces dernières années et notamment des « pure players » qui en ont fait le cœur de leur activité. Un écosystème s'est ainsi déjà mis en place, dans l'attente de jours meilleurs.

DE L'EFFACEMENT TARIFAIRE

DE L'OPÉRATEUR HISTORIQUE AUX

EFFACEMENTS PILOTÉS PAR UN ACTEUR TIERS

Historiquement, la plus grande part de l'effacement de consommation était réalisée par voie tarifaire au travers d'offres EJP et Tempo¹ proposées par le seul acteur du secteur électrique d'alors : EDF. Avec ce tarif, les consommateurs bénéficient d'un faible prix de l'électricité à l'exception de certains jours où le prix se trouve très élevé (jours de pointes hivernales), ce qui les incite à ne pas consommer et à contribuer ainsi à réduire la pointe de consommation nationale. Ces offres de fourniture d'électricité répondaient à un besoin exprimé du côté de la gestion de réseau puisque l'effacement aide à absorber les pics de consommation d'électricité.

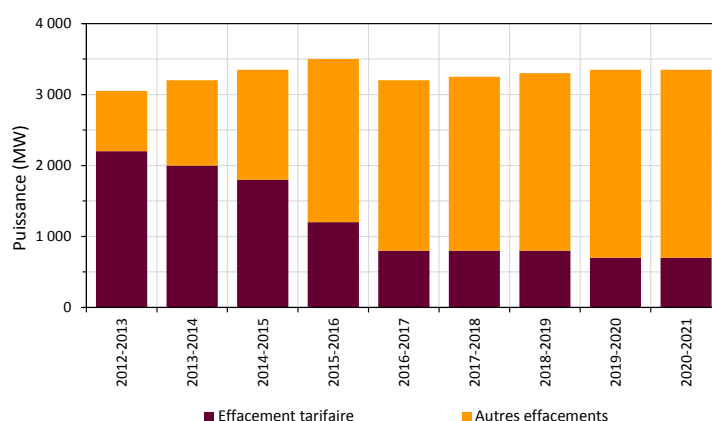
Mais, avec la libéralisation du marché, l'acteur historique a séparé ses activités de transport et de fourniture et a légué à chacune d'elle une offre d'effacement : EJP pour EDF, Tempo pour RTE.

Depuis, le tarif EJP n'est plus proposé puisque c'est un tarif très avantageux pour le consommateur qui constitue aujourd'hui un réel manque à gagner pour le fournisseur. Seuls les contrats historiques, souscrits il y a plusieurs années, persistent donc aujourd'hui mais ils tendent à disparaître avec la suppression progressive des différentes catégories de tarifs réglementés de vente (TRV). Le dernier exemple en date est la disparition des tarifs jaunes et verts au 1er Janvier 2016 qui a engendré la disparition d'environ 1 GW d'effacement sur l'ancienne offre tarifaire EJP.

La contraction des offres d'effacement historiques vient désormais renforcer la pointe de consommation d'électricité et ce alors que la viabilité des moyens de production de pointe classique est remise en question partout en Europe. En parallèle, le besoin de flexibilité du réseau reste fort et RTE doit donc créer les conditions nécessaires au développement de nouveaux types d'effacement pour subvenir à ses besoins, chiffrés à 3 GW dans son dernier rapport annuel de juin. Le gestionnaire de réseau a donc mis en place plusieurs mécanismes de valorisation susceptibles de transformer la disparition des TRV en « appel d'air » pour les nouveaux modes d'effacement. Il espère ainsi maintenir la puissance effaçable au-dessus des 3 GW.

Le remplacement des effacements tarifaires : effacements réalisés et prévisions RTE jusqu'en 2021

Source : Analyse Sia Partners



¹ Tarifs proposés par EDF qui donnent une tarification avantageuse tout au long de l'année en contrepartie d'un tarif « prohibitif » sur les jours les plus froids de l'année.

UNE RECHERCHE DE RENTABILITÉ

QUI S'APPUIE SUR PLUSIEURS

MÉCANISMES RÉGLEMENTAIRES

RTE a mis en place trois mécanismes permettant aux consommateurs flexibles de valoriser leurs effacements. Au mécanisme d'ajustement (M.A), en place depuis plusieurs années, se sont ajoutés les règles NEBEF (« Notification d'Echange de Blocs d'Effacement ») en 2013 et ces deux mécanismes pourraient bientôt être rejoints par le mécanisme de capacité, prévu pour cet hiver.

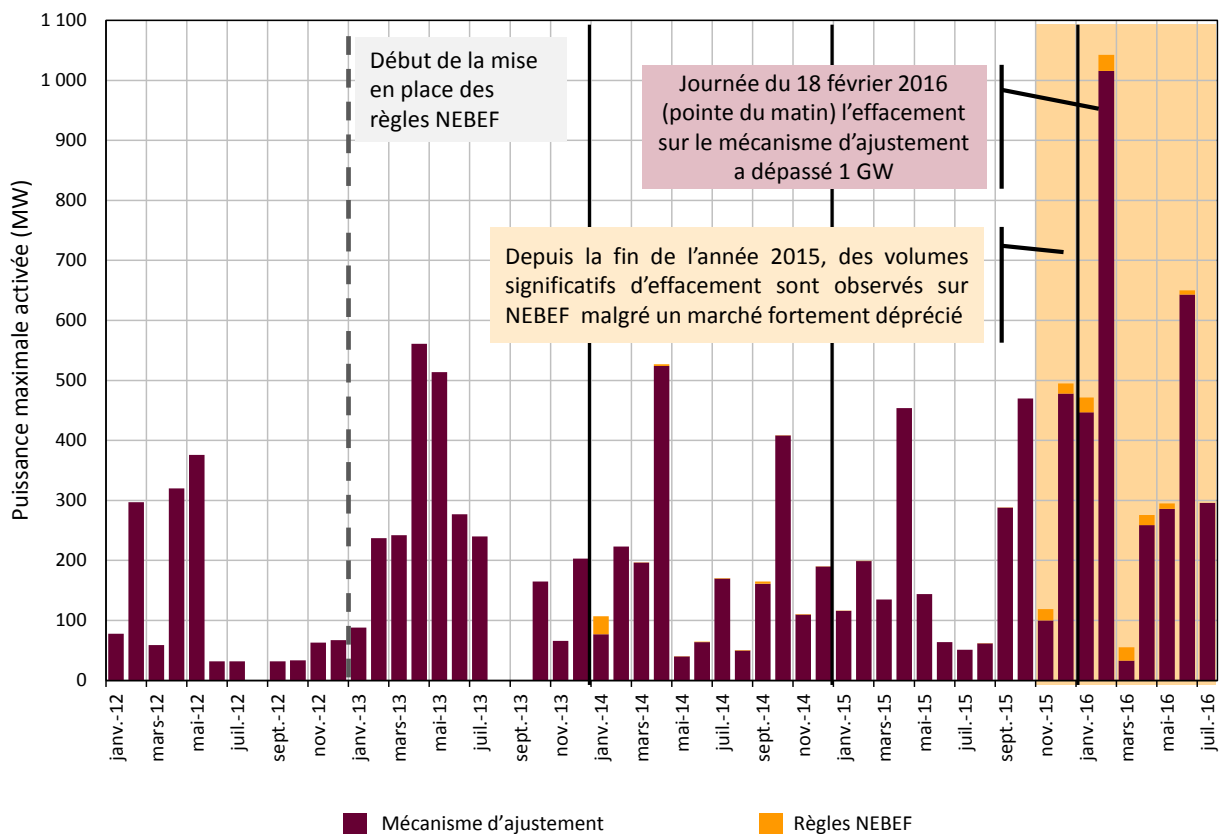
Historiquement, les effacements étaient valorisés sur le mécanisme d'ajustement. Mis en place en 2003 par RTE, c'est un outil qui permet au gestionnaire de réseau de mobiliser des capacités de production ou de consommation afin d'assurer à tout moment l'équilibre entre injection et soutirage sur le réseau électrique. Au même titre que des producteurs qui augmentent leur production, il est possible de subvenir aux besoins du réseau en effaçant sa consommation. Ce mécanisme donne une rémunération supérieure aux marchés mais nécessite une

réactivité et une flexibilité plus importante. Actuellement environ 2100 MW d'effacement sont susceptibles d'être activés sur le mécanisme d'ajustement (1900 MW d'effacement industriel et 200 MW d'effacement résidentiel). Bien que les paiements obtenus sur ce mécanisme soient relativement avantageux, ils sont en baisse ces dernières années en raison de la réduction des besoins d'ajustement du réseau et du renforcement de la concurrence parmi les acteurs d'ajustement.

En complément du mécanisme historique, une autre voie de valorisation a été mise en place en 2013 sous le nom de règles NEBEF. Ces règles permettent aux opérateurs d'effacement de valoriser directement leurs blocs d'effacement sur les marchés de l'électricité, notamment le marché EPEX Spot, de la même manière que le ferait un producteur. L'attractivité de ce cadre réglementaire est directement dépendante de l'état des marchés de l'électricité et il pâtit donc de la baisse chronique de ces marchés depuis 5 ans. Le marché EPEX Spot est par exemple passé de 49 €/MWh en moyenne en 2011 à 39 €/MWh en 2015. Malgré ce contexte peu favorable, des blocs d'une puissance significative sont observés depuis la fin d'année 2015 (voir figure.2). Ces puissances, d'environ 30 MW, restent toutefois faibles en regard de celles activées sur le mécanisme d'ajustement et seule une poignée d'acteurs est aujourd'hui capable de s'effacer via les règles NEBEF.

Puissance maximale d'effacement activée via les mécanismes NEBEF et mécanisme d'ajustement entre 2012 et 2016

Source : Analyse Sia Partners



En plus des deux outils de valorisation, l'arrivée du mécanisme de capacité, pensé pour aider les capacités de production de pointe qui font face à des problèmes de rentabilité en Europe, pourrait constituer une aubaine pour les opérateurs d'effacement. S'il est mis en place, les effaceurs devraient en bénéficier pleinement puisque l'effacement est le moyen de production de pointe par excellence. Cependant, il existe des incertitudes sur la mise en place de ce mécanisme puisque la Commission Européenne enquête actuellement sur sa légalité.

Le potentiel limité du mécanisme d'ajustement, la rémunération peu intéressante des règles NEBEF et la mise en place incertaine du mécanisme de capacité rendent difficile l'établissement de modèles d'affaire robustes et durables. Malgré cela, l'effacement est toujours vu comme un secteur prometteur et tout un écosystème s'est mis en place pour préparer le futur.

UN ÉCOSYSTÈME PRINCIPALEMENT

TOURNÉ VERS LES CLIENTS INDUSTRIELS

L'effacement est vu depuis très longtemps comme un secteur prometteur et de nombreux acteurs s'y sont positionnés. Pour l'instant ils se sont concentrés principalement sur les effacements industriels, au contraire de l'effacement « diffus », qui concerne le secteur résidentiel. C'est en effet le secteur industriel qui dégage les plus gros volumes d'électricité, susceptibles de rentabiliser les investissements qui restent élevés à l'heure actuelle (ces investissements adressent principalement les systèmes de pilotage des équipements électriques à distance).

Parmi les industriels concernés, certains traitent directement avec le gestionnaire de réseau. C'est le cas du groupe Solvay, qui à travers sa filiale Solvay Energy Services, est responsable d'équilibre auprès de RTE et active lui-même des programmes d'effacement. Mais ce cas fait figure d'exception et la plupart des acteurs n'ont pas les compétences pour être responsable d'équilibre et passent par un agrégateur qui se propose de faire l'intermédiaire entre les acteurs possédant un gisement d'effacement et le gestionnaire de réseau.

Ces agrégateurs sont principalement de deux types. En premier lieu, les fournisseurs jouent naturellement le rôle d'agrégateur puisqu'ils sont déjà en lien avec les consommateurs d'électricité et peuvent leur proposer des solutions de valorisation de la flexibilité de consommation électrique en sus de la fourniture. Mais d'autres acteurs ont également décidé d'endosser ce rôle d'agrégateur d'effacement et même d'en faire le cœur de leur activité. Ces « pure players » se sont multipliés ces dernières années et leur nombre est impressionnant aujourd'hui.

Le nombre important d'acteurs et le potentiel limité de l'effacement industriel rendent la compétition intense et le développement de l'effacement diffus pourrait donner un « bol d'air » au secteur. Mais à ce jour, les conditions ne sont pas réunies pour l'établissement d'un modèle d'affaire viable : Il est en effet difficile d'envisager de rentabiliser des équipements de plusieurs centaines d'euros avec quelques kWh valorisés de manière sporadique. Cependant, l'arrivée du compteur intelligent Linky pourrait bien changer la donne. En effet, ce compteur qui doit être installé dans tous les foyers français d'ici à 2021 possèdera, entre autres, des fonctionnalités de pilotage des équipements électriques de la maison. A l'instar du ballon d'eau chaude dont le pilotage est déjà bien maîtrisé, les consommations des autres équipements électriques pourront être modulées à distance. Les équipements de régulation thermique (ballon d'eau chaude, chauffage, climatisation, pompe à chaleur) dont l'utilisation peut être reportée en raison de l'inertie thermique des bâtiments, seront particulièrement concernés. La faisabilité de ce type de programme a déjà été prouvée : dans le cadre du projet NiceGrid piloté par Enedis, des consommateurs ont pu tester l'effacement de leur chauffage électrique via le compteur Linky, réduisant ainsi leur consommation de 20 % en moyenne lors de périodes de pointe.

Le développement du secteur diffus, très lié aux succès des projets Smart grids, sera déterminant pour éviter l'éclatement de la « bulle » effacement et permettre l'avènement de l'eldorado si longtemps attendu.

PARTIE 4

SÉCURISER L'ACCÈS À L'ÉNERGIE
DES FOYERS FRANÇAIS

PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE : QUELLE EFFICACITÉ ET QUELLE ÉVOLUTION DES MÉCANISMES D'AIDE EXISTANTS ?

Des revenus faibles ou précaires, conjugués à une mauvaise qualité thermique des logements et à la hausse des coûts de l'énergie, ont conduit à l'aggravation du phénomène de « précarité énergétique ». Apparue dans le débat public au milieu des années 2000, la précarité énergétique caractérise la situation à laquelle doit faire face une personne dont les revenus ou l'état du logement ne permettent pas de satisfaire ses besoins en chauffage et en électricité. Afin d'aider efficacement les ménages touchés par cette forme de précarité, estimés à plus de 5,8 millions en 2013 - soit environ 12 millions de personnes, l'Etat a mis en place une politique de lutte qui s'articule autour de deux axes : d'une part l'aide à la personne qui propose une aide financière au paiement des factures, et d'autre part l'aide à la pierre qui permet, via la rénovation des logements, de traiter les causes de la précarité énergétique en agissant sur la consommation énergétique. A l'aube de la campagne présidentielle 2017, Sia Partners dresse un état des lieux des solutions proposées et de leur efficacité.

LES MESURES D'AIDES AU PAIEMENT

DES FACTURES D'ÉNERGIE: VERS UNE

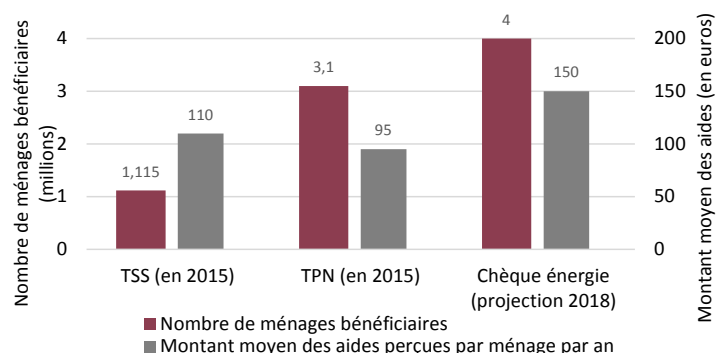
CONVERGENCE AUTOUR DU CHÈQUE ENERGIE

Afin d'atténuer l'impact des prix de l'énergie sur les ménages modestes, l'Etat propose deux aides au paiement des factures : le tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité, mis en place en 2005, et le tarif social de solidarité (TSS) pour le gaz, apparu en 2008. Toutes deux prennent la forme d'une déduction forfaitaire sur la facture d'électricité ou de gaz, d'un montant moyen annuel de 95 euros et 110 euros respectivement, en fonction du nombre de personnes composant le foyer bénéficiaire.

Malgré l'augmentation du nombre de bénéficiaires (environ 3,1 millions de ménages ont bénéficié du TPN fin 2015, contre 615 000 en 2010), rendue possible par l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux, la révision des critères d'éligibilité et l'ouverture du TSS aux clients des fournisseurs alternatifs, les tarifs sociaux souffrent de défauts structurels qui les empêchent d'atteindre pleinement leurs objectifs. D'une part, le nombre de bénéficiaires effectifs reste nettement inférieur au nombre d'ayants droit (estimé à 4 millions de ménages), en raison des difficultés techniques pour les identifier dans les fichiers clients des fournisseurs. D'autre part, ces aides sont jugées inégales, du fait qu'elles excluent les ménages se chauffant au fioul ou au bois. Ces limites ont conduit le gouvernement à proposer, dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, votée en août 2015, la mise en place d'un chèque énergie dédié au paiement des factures d'énergie, en remplacement du TPN et du TSS.

Nombre de ménages bénéficiaires des tarifs sociaux de l'énergie et du chèque énergie et montant moyen des aides perçues en 2015, et projection 2018

Source : Analyse Sia Partners d'après des données du Ministère de l'Énergie



	TSS (en 2015)	TPN (en 2015)	Chèque énergie (projection 2018)
Nombre de ménages bénéficiaires des tarifs sociaux de l'énergie et du chèque énergie	1 115 000	3 100 000	4 000 000
Montant moyen perçu par aide par ménage et par an (en euros)	110	95	150

AIDES À LA RÉNOVATION : RENFORCÉES PAR

LA LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

MAIS TOUJOURS INSUFFISANTES

Plus solidaire et plus équitable que les actuels tarifs sociaux de l'énergie, le chèque énergie devrait bénéficier à terme à environ 4 millions de ménages en situation de précarité, dont le revenu fiscal de référence par unité de consommation est inférieur à 7 700 euros, et ce quelle que soit leur énergie de chauffage (électricité, gaz, fioul, bois). Plus simple d'utilisation, le chèque énergie sera envoyé automatiquement chaque année au bénéficiaire, sur la base des informations transmises par les services fiscaux. Le bénéficiaire, qui n'aura donc aucune démarche à effectuer pour le recevoir pourra utiliser le chèque d'un montant moyen de 150 euros pour payer un abonnement ou une livraison d'énergie à un fournisseur, mais aussi pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie engagés dans son logement. Expérimenté depuis mai 2016 dans 4 départements (l'Aveyron, les Côtes d'Armor, l'Ardèche et le Pas-de-Calais), le chèque énergie doit être généralisé à l'ensemble du territoire à partir du 1er janvier 2018.

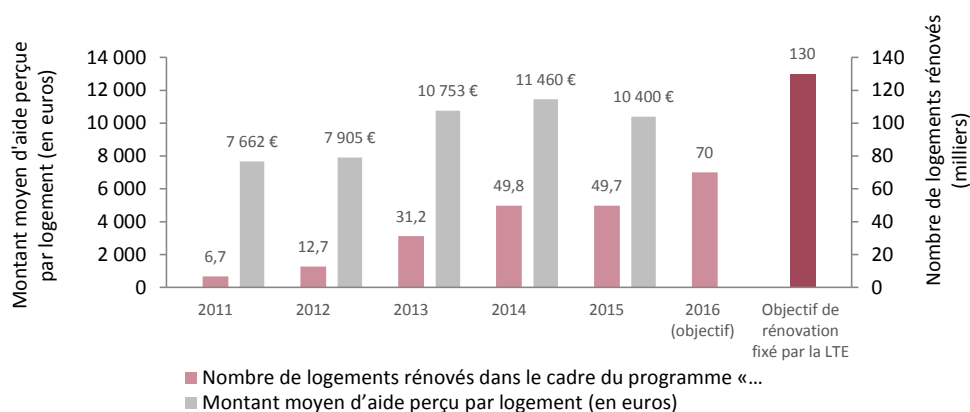
En outre, pour assurer une fourniture en énergie aux ménages les plus touchés et qui ne pourraient pas payer leurs factures, l'obligation de maintien de la fourniture de gaz naturel et d'électricité s'étend désormais du 1er novembre au 31 mars, en cohérence avec l'allongement en 2014 de la trêve hivernale relative aux expulsions de domicile.

Parallèlement au traitement curatif par l'aide au paiement des factures, des aides à la rénovation thermique des logements permettent aux ménages modestes d'avoir accès à des logements de qualité et thermiquement performants, en vue de faire diminuer leurs factures d'énergie. A cet effet, la loi de transition énergétique prévoit la rénovation énergétique de 500 000 logements par an à partir de 2017, dont au moins la moitié à destination des occupants aux revenus modestes : 120 000 dans le parc social et 130 000 dans le parc privé, visant ainsi une baisse de 15 % de la précarité énergétique d'ici 2020.

Les dispositifs d'aide au financement des travaux de rénovation énergétique sont nombreux (éco-PTZ, crédit d'impôt pour la transition énergétique, micro-crédit...), mais ceux-ci n'ont pas pour cible prioritaire les ménages très modestes et leurs logements particulièrement énergivores. En revanche, il s'agit de la cible du Fonds d'Aide à la Rénovation Thermique du programme « Habiter Mieux », créé en 2010, et porté par l'Agence nationale de l'habitat (Anah). Ce dispositif national « d'aide à la pierre », aussi appelé Aide de Solidarité Écologique, a déjà permis la rénovation thermique de plus de 150 000 logements depuis son lancement en 2011.

Nombre de logements rénovés dans le cadre du programme « Habiter Mieux » et montant moyen d'aide perçu par logement de 2011 à 2016

Source : Analyse Sia Partners d'après des données de l'Anah



	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (objectif)	Objectif de rénovation fixé par la LTE
Nombre de logements rénovés dans le cadre du programme « Habiter Mieux »	6 669	12 738	31 235	49 831	49 706	70 000	130 000*
Montant moyen d'aide perçu par logement (en euros)	7 662	7 905	10 753	11 460	10 400	-	-

*cet objectif ne couvre que les ménages dits "précaires" et du parc privé

¹ Le budget d'intervention de l'Agence est désormais porté à 701 millions d'euros, auxquels s'ajoutent 140 millions du Fonds d'Aide à la Rénovation Thermique (FART), contre 537 millions d'euros initialement, auxquels s'ajoutaient 100 millions d'euros du FART.

Malgré une montée en puissance du programme ces dernières années, et l'augmentation du budget d'intervention de l'Anah[1], le rythme actuel de 70 000 rénovations annuelles prévu par le programme se situe bien en-deçà des objectifs fixés par la loi de transition énergétique. Il s'agit donc pour l'Etat de développer d'autres mécanismes d'aide à même de répondre aux problématiques auxquelles se heurte le programme « Habiter Mieux » : la difficulté à détecter les ménages éligibles, la complexité des démarches administratives et le reste à charge encore trop important pour les ménages modestes. Pour aller dans ce sens, l'Anah a mis en place en 2015, à titre expérimental, un nouveau dispositif : l'auto-réhabilitation accompagnée. Il a pour but d'améliorer les conditions d'habitat grâce à la participation des occupants à la réalisation des travaux, avec un montant d'aide de 300 € maximum par jour dans la limite de 40 jours.

La loi de transition énergétique prévoit en outre trois dispositions supplémentaires qui s'inscrivent dans la lutte contre la précarité énergétique et la maîtrise des consommations :

- l'obligation pour les fournisseurs de mettre à disposition des consommateurs éligibles aux tarifs sociaux un dispositif déporté d'affichage en temps réel des données de consommation en euros (art. 28) ;
- l'instauration d'un minimum de performance énergétique pour tout logement en location, afin de contraindre les bailleurs à engager des travaux d'économie d'énergie (art. 12) ;
- une nouvelle obligation « précarité énergétique » du dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE) d'un volume de 150 TWhc qui doit être réalisée sur 2016-2017 au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (art. 30).

Cependant, ces dispositions apparaissent limitées : le décret d'application de l'article 12, paru le 8 juin dernier, reste très vague sur les critères de performance énergétique à respecter pour le bailleur. Quant aux « CEE précarité », des incertitudes pèsent sur leur efficacité, car le coût du CEE ne garantirait pas un niveau d'aide suffisant pour les ménages les plus précaires. Face au manque d'efficacité des dispositifs d'aide nationaux, les ménages touchés par la précarité énergétique se tournent vers des aides locales octroyées par les territoires ou les associations de lutte contre la précarité.

DE NOMBREUX DISPOSITIFS LOCAUX

À HARMONISER OU À GÉNÉRALISER

À L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE

En complément des aides nationales précédemment citées, de nombreux dispositifs locaux existent, tant pour le paiement des factures que pour la rénovation énergétique des logements. Parmi ceux-ci, les fonds de solidarité pour le logement (FSL), qui ont bénéficié en 2010 à environ 328 000 ménages pour un montant moyen d'aide de 250 euros. Cependant, ces aides locales souffrent d'un manque de lisibilité en raison des nombreux critères d'éligibilité et guichets d'obtention (Conseil Régional, Conseil Général, Intercommunalité, Commune). Il s'agit donc d'harmoniser et réorganiser ces mécanismes afin de les rendre plus accessibles.

Enfin, face au constat des difficultés croissantes des ménages à prendre en charge les coûts de l'énergie, les associations caritatives (Secours Catholique, Secours Populaire Français, Croix-Rouge française) et de promotion de la transition énergétique (CLER, Comité de Liaison des Energies Renouvelables) se mobilisent de plus en plus autour de l'enjeu de la précarité énergétique et développent des programmes locaux souvent innovants, qui gagneraient à être généralisés à l'ensemble du territoire national. Parmi eux, le programme « Toits d'abord », porté par la Fondation Abbé Pierre, produit une offre locative à loyers très sociaux destinée aux ménages les plus défavorisés, par la construction et la rénovation de 600 à 700 logements par an. Le CLER a quant à lui développé un dispositif local de détection et d'accompagnement des ménages en situation de précarité énergétique, le SLIME (Service Local d'Intervention pour la Maîtrise de l'Energie), qui a déjà été mis en œuvre localement par une trentaine de collectivités. Parmi elles, le SLIME de Brest Métropole, lancé en janvier 2014, a déjà permis d'aider 72 ménages en 2014 et 150 en 2015.

INVESTIR DURABLEMENT DANS LA LUTTE

CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE, UN

MOYEN DE LIMITER LES DÉPENSES DE L'ÉTAT

De nombreuses avancées ont été réalisées ces dix dernières années en matière de lutte contre la précarité énergétique, à travers la mise en place d'aides à la pierre et à la personne. Néanmoins, ces mécanismes actuels, bien que renforcés par la loi de transition énergétique, apparaissent insuffisants pour répondre à la complexité du phénomène : détection difficile, démarches administratives lourdes, aides insuffisantes pour les ménages très précaires.

Le manque d'efficacité des mécanismes actuels est d'autant plus impactant que la précarité énergétique est à l'origine de problèmes sanitaires importants qui engendrent des dépenses publiques conséquentes. Une étude réalisée par la Fondation Abbé Pierre, parue en 2013, indique que la privation de chauffage aggrave l'état de santé des ménages précaires – les pathologies hivernales chroniques sont plus fréquentes – et freine l'insertion sociale des ménages exposés. Dès lors, investir dans la lutte contre la précarité énergétique de manière pérenne permettrait de limiter le budget Santé de l'Etat. En outre, investir dans la rénovation énergétique des logements pourrait permettre la création de dizaines de milliers d'emplois – non délocalisables – dans le secteur du bâtiment, mais également dans les services, les économies réalisées par les ménages étant réinvesties dans les services.

Il appartient donc aux futurs candidats à la présidentielle 2017 de s'engager sur ce sujet et de proposer des mesures innovantes qui permettront d'endiguer durablement le phénomène. La mise en place d'une stratégie et d'une gouvernance nationale de lutte contre la précarité énergétique, la généralisation des dispositifs locaux de détection et d'accompagnement des ménages, associés à un renforcement des moyens alloués aux dispositifs d'aide financière, apparaissent comme autant de pistes de solutions pour lutter efficacement contre cette forme de précarité aux conséquences sociales et sanitaires évaluées à plusieurs milliards d'euros par an.

LES RÉSEAUX DE CHALEUR, GAGNANTS DE LA COMBINAISON DE LA BAISSÉ DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE ET DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ?

Apparus dans les années 1950, d'abord dans les grandes villes (Paris, Strasbourg, Grenoble), les réseaux de chaleur se sont depuis développés partout en France jusqu'à dépasser les 500 réseaux en activité. D'abord alimentés par des énergies fossiles, principalement du pétrole et du charbon, ils sont depuis les années 2000 identifiés comme l'un des meilleurs débouchés pour les énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ; notamment pour la chaleur issue de l'incinération des déchets, la biomasse, la géothermie et la chaleur de récupération. Alors que l'introduction des bâtiments basse consommation dans les années 2010 laissait présager un déclin des réseaux de chaleur, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et ses objectifs ambitieux d'intégration des EnR&R donne une nouvelle impulsion pour le développement de réseaux plus "verts" et innovants, et ouvre la voie vers des réseaux de distribution intelligents mutualisés (électricité, gaz, eau, chaleur).

LE PARADOXE DES RÉGLEMENTATIONS

ÉNERGÉTIQUES : VERS UN DÉVELOPPEMENT

DES RÉSEAUX DE CHALEUR

Sur plus de 150 Mtep d'énergie consommées en France chaque année, environ 40% l'est sous forme de chaleur¹, elle-même consommée aux deux tiers dans les secteurs résidentiel et tertiaire, principaux débouchés pour les réseaux de chaleur (plus de 40 Mtep). Les réseaux de chaleur fournissent une part limitée de la chaleur, qui reste stable depuis les années 1990 (environ 2,5 Mtep).

À première vue, la réglementation énergétique (RT2012) menace l'utilité de ces réseaux. En fixant de nouvelles règles pour les constructions neuves et en officialisant le concept de bâtiment basse consommation, la réglementation entendait clairement aider les ménages à réduire leurs dépenses en chauffage. La réglementation s'inscrit en effet dans un contexte plus global de réduction de la consommation énergétique française et des émissions de gaz à effet de serre.

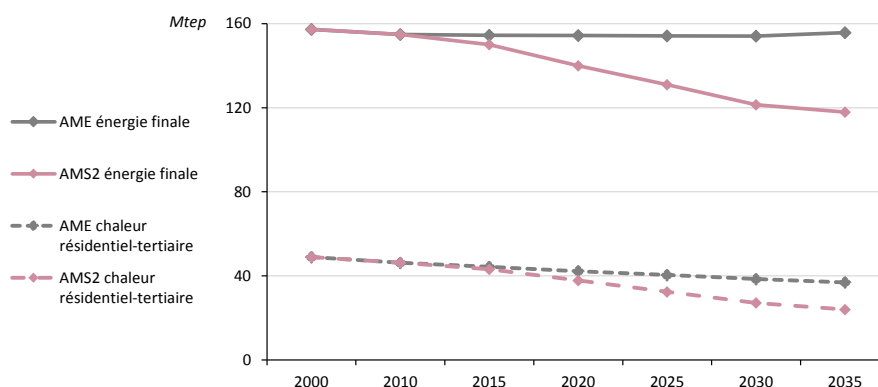
Ainsi, en septembre 2015, le Ministère de l'Environnement a publié un document explicitant les deux scénarios prospectifs ayant servis de base à la loi de transition énergétique qui anticipent une baisse de consommation de chaleur allant jusqu'à -35% entre 2015 et 2030.

Cependant, la RT2012 ne se contente pas de donner l'impulsion d'une baisse de la consommation en chauffage, elle a aussi pour objectif de promouvoir les énergies renouvelables. Deux mesures principales allant dans le sens du développement des réseaux de chaleur se démarquent, et montrent qu'ils ont bien un rôle à jouer dans la transition énergétique :

- Pour chaque nouveau bâtiment, le Cepmax (seuil maximal de consommation d'énergie primaire) est modulé selon les émissions de gaz à effet de serre, afin d'encourager l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO₂, à savoir le bois-énergie et les réseaux de chaleur ou de froid utilisant une part prépondérante d'énergies renouvelables ;
- Pour les maisons individuelles, le maître d'ouvrage a l'obligation de recourir à une énergie renouvelable ou à une solution alternative telle que le raccord à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50% par des EnR&R.

Evolution des demandes en énergie finale et en chaleur selon 2 scénarios prospectifs (AME et AMS2) de 2000 à 2035 (projection)

Source : Analyse Sia Partners, d'après scénarios prospectifs Energie-Climat-Air pour la France à l'horizon 2035, MEDDE DGEC

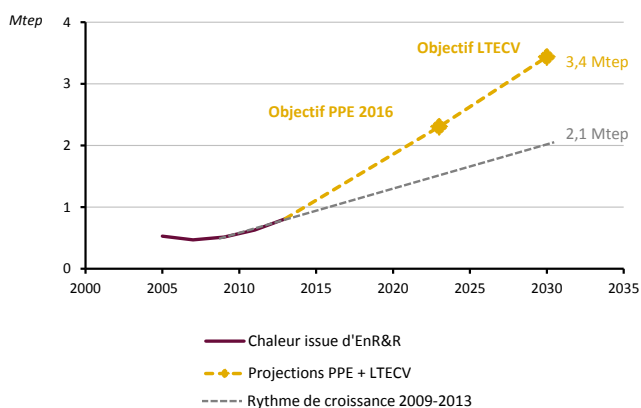


¹ Analyse Sia Partners, d'après sources DGCE et CEREN

Identifiés en Europe comme l'un des principaux débouchés pour certaines EnR&R (incinération des déchets, biomasse, géothermie et chaleur de récupération), les réseaux de chaleur sont aussi un moyen de gagner en autonomie énergétique. En France, la loi de transition énergétique et la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) donnent des objectifs chiffrés pour la chaleur livrée d'origine EnR&R. En 2023, elle devra avoisiner les 2,3 Mtep et atteindre les 3,4 Mtep en 2030 (5 fois plus qu'en 2012 d'après la loi de transition énergétique).

Objectifs de chaleur à base d'EnR&R distribuée par les réseaux de chaleur

Source : Analyse Sia Partners d'après SNCU, PPE 2016 et LTECV



Pour atteindre ces objectifs, les principaux leviers d'action sont : l'augmentation du taux d'EnR&R dans les réseaux existants, l'augmentation de la quantité de chaleur livrée par les réseaux, et la hausse du nombre d'équivalents-logements raccordés.

Une étude du Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie 2012 d'Ile-de-France, dont la méthodologie est rendue obligatoire par la loi de transition énergétique pour toutes les communes équipées d'un réseau de chaleur, identifie des moyens précis pour y parvenir. Dans l'ordre décroissant du ratio efficacité/coût, les collectivités auront la possibilité de :

- Raccorder les bâtiments situés dans le périmètre immédiat d'un réseau existant ;
- Étendre et interconnecter les réseaux existants ;
- Créer de nouveaux réseaux de chaleur.

Les résultats qui pourraient être obtenus en Ile-de-France sont prometteurs. La quantité de chaleur livrée par les réseaux de chaleur pourrait être multipliée par un facteur situé entre 2,4 et 2,9.

Les pouvoirs publics, bien conscients d'un besoin de financement pour ces réseaux fortement capitalistiques, ont mis en place le Fonds Chaleur en 2009 et annoncé le doublement de son budget en 2015. Ce dernier aide les réseaux de chaleur qui évoluent vers un taux d'EnR&R supérieure à 50%.

Si les réseaux de chaleur figurent clairement dans les objectifs nationaux en matière d'énergie, ils font face à des enjeux techniques, économiques et environnementaux. La limitation des pertes énergétiques, notamment, représente un axe d'optimisation incontournable pour garantir la compétitivité des systèmes. Pour répondre à cet enjeu, des technologies matures telles que la sur-isolation des équipements sont déjà utilisées aujourd'hui. De plus en plus d'innovations sont également expérimentées afin non seulement de limiter les pertes mais également de répondre à d'autres objectifs : l'intégration des EnR&R, l'optimisation de l'équilibre offre-demande, et la fiabilisation et sécurisation des réseaux.

Pour répondre à l'objectif d'intégration des EnR&R et pour s'adapter à la RT2012, la diminution des températures dans les réseaux constitue une des innovations les plus porteuses. En effet, plus la température du réseau est basse, plus les sources de chaleur exploitables sont diversifiées. Le réseau n'est alors plus à sens unique et devient un système de production décentralisé dans lequel les points de collecte de la chaleur peuvent également être sources de production (par exemple : un bâtiment équipé de panneaux solaires).

Développer les réseaux basse température offre ainsi la possibilité d'intégrer et de combiner de nouvelles sources peu exploitées par ailleurs, telles que la géothermie de surface et le solaire thermique individuel. Les énergies de récupération présentent également un potentiel intéressant et se développent de plus en plus. Ainsi, le réseau de chaleur Val d'Europe est le premier exemple de valorisation de la chaleur à partir du système de refroidissement d'un data center en France. Grâce à cette technologie, 90% des besoins en chaleur sont couverts. Les eaux usées et la chaleur fatale industrielle sont également des gisements d'énergie à exploiter. Cette dernière est évaluée à un potentiel de 4,4 Mtep par l'ADEME (à température supérieure à 100°C), soit 16% de la consommation de combustibles dans l'industrie. Quelques 20% de ce gisement sont situés à proximité de réseaux existants, donc facilement exploitables. Le réseau de chaleur de Dunkerque en est un exemple remarquable. Alimenté à 60% par les fumées issues de l'aciérie de la ville, il est le plus grand réseau français de récupération de chaleur.

Le fonctionnement à très basse température permet également de faciliter le stockage de chaleur en limitant les pertes. Or, le stockage constitue lui-même une innovation importante pour répondre aux enjeux des réseaux de chaleur. En effet, il permet de lisser les pointes de consommation et ainsi de réduire les puissances maximales de production. Les coûts des chaudières et échangeurs s'en voient diminués. Si le stockage saisonnier (stockage en été pour une utilisation en hiver) en réservoir est une technologie très mature, le stockage thermochimique de grande capacité (qui permet de stocker sur de plus longues périodes et à densité énergétique élevée) en est encore au stade de la recherche-développement.

Il devient aussi indispensable de moderniser les réseaux de chaleur et d'intégrer une dimension « intelligente », afin de tendre vers un « Smart grid thermique ». Agréger de multiples sources de chaleur et associer des solutions de stockage nécessite la mise en place d'équipements

communicants tels que des capteurs ou des systèmes de pilotage pour optimiser et superviser l'ensemble du système. A l'échelle du réseau de chaleur, il devient alors possible d'ajuster la production au plus près de la demande, de mieux anticiper les périodes de chauffage et d'optimiser l'entretien du réseau. Interconnecté à un réseau électrique intelligent, l'ensemble du dispositif offrirait encore une plus grande souplesse : en cas de surproduction d'électricité par exemple, l'excédent pourrait être converti en chaleur.

Nous n'en sommes encore qu'aux balbutiements, mais les réseaux de chaleur constituent une opportunité pour évoluer vers des systèmes énergétiques optimisés intelligents et mutualisés.

Conscient des lourds investissements nécessaires, le gouvernement a doublé le Fonds chaleur sur la période 2015-2017, encourageant ainsi les acteurs du marché à « verdier » les réseaux. Il faudra cependant un soutien au-delà de 2017 pour répondre aux objectifs de 2030 et une réglementation plus exigeante concernant la part d'EnR&R livrée.

Tableau récapitulatif des innovations pour les réseaux de chaleur

Source : Analyse Sia Partners

	Solution	Objectifs	Maturité	Avantages	Inconvénients
Optimisations	Sur-isolation du réseau <i>Augmentation de l'épaisseur d'isolant sur les conduites</i>			<ul style="list-style-type: none"> Réduction des pertes thermiques Bon retour sur investissement 	<ul style="list-style-type: none"> Bâtiment neuf uniquement Investissement initial plus fort Délai de construction plus long
	Optimisation du dimensionnement des pompes <i>Détermination du point de fonctionnement optimal sans surdimensionnement</i>			<ul style="list-style-type: none"> Diminution de la consommation électrique Temps de retour immédiat 	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation du risque d'encrassement et d'usure prématurée
	Optimisation du tracé du réseau <i>Passage du réseau de chaleur dans les bâtiments et non sous terre comme cela est réalisé classiquement</i>			<ul style="list-style-type: none"> Réduction des coûts de construction Facilité d'entretien et de détection des fuites Amélioration de la longévité du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> Bâtiment neuf uniquement Nécessite de prévoir le réseau dès la conception des bâtiments et de disposer de l'espace pour son passage
Évolutions technologiques	Diminution de la température <i>Diminuer le régime aller/retour (ex : passage de 75°C aller/35°C retour au lieu de 90°C/70°C)</i>			<ul style="list-style-type: none"> Réduction des pertes thermiques Diminution de la taille du réseau Adapté aux bâtiments basse consommation Exploitation des sources EnR adaptées aux basses températures 	<ul style="list-style-type: none"> Bâtiment neuf uniquement Technologie spécifique, investissement initial plus fort
	Réseau de sources diffuses <i>Ajout à la source de chaleur centralisée de sources de chaleurs diffuses moins importantes</i>			<ul style="list-style-type: none"> Introduction de la contribution des bâtiments à énergie positive Introduction des nouvelles sources d'EnR&R 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de mettre en place des capteurs communicants pour superviser la contribution de chaque source
	Ajustement dynamique des températures <i>Modulation du régime de température à la demande via des capteurs</i>			<ul style="list-style-type: none"> Réduction des pertes thermiques Optimisation de la production de chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de mettre en place des capteurs communicants Nécessité de s'adapter aux besoins de chaque usager raccordé
	Stockage hydraulique par chaleur sensible			<ul style="list-style-type: none"> Diminution de la capacité de production maximale Lissage des pointes de consommation 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessite de la place supplémentaire Déperdition thermique supplémentaire au niveau du stockage
	Stockage thermochimique			<ul style="list-style-type: none"> Diminution des puissances nominales de production donc des coûts Lissage des pointes de consommation Stockage sur de longues périodes et à densité énergétique élevée 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessite de la place supplémentaire Déperdition thermique supplémentaire au niveau du stockage

Objectifs



Réduire les pertes



Améliorer l'intégration des ENR&R



Améliorer l'équilibre offre-demande



Fiabiliser et sécuriser le réseau

Maturité



Très mature



Mature mais peu utilisé



Très peu mature

EMERGENCE DES RÉSEAUX INTELLIGENTS ET CONNECTÉS : VOS DONNÉES SONT-ELLES EN SÉCURITÉ ?

Mouvement majeur au sein de la transition énergétique, le développement des Smart grids et du Big Data se traduit aujourd'hui de manière concrète pour le consommateur par le déploiement de matériel Machine-to-Machine, au travers de compteurs communicants tels que Linky pour l'électricité et Gazpar pour le gaz naturel. Ces smart meters captent et transfèrent un nombre important de données, qui peuvent présenter un caractère personnel. En effet, la granularité fine des données telles que la consommation d'énergie permet parfois – via des statistiques et des algorithmes – d'identifier la situation et les habitudes de vie des consommateurs : horaires, comportements, etc. Si la sensibilité au caractère privé d'une donnée est fortement déterminée par des facteurs politico-sociologiques, elle est aussi dépendante d'une relation de confiance mutuelle entre parties prenantes. Actuellement, il émerge une prise de conscience à l'échelle européenne et française de l'importance de la sécurité liée aux données personnelles, qui se manifeste d'abord par la création d'un cadre légal adapté.

UNE GOUVERNANCE EN COURS D'ÉLABORATION EN EUROPE ET EN FRANCE

Historiquement, l'utilisation des données digitales et des fichiers informatiques est régie par la loi Informatique et Libertés du 6 janvier 1978. Cette loi définit en particulier ce qu'est une donnée à caractère personnel et charge la CNIL de réglementer et de surveiller le bon usage de ces données. Les données mesurées par les smart meters sont considérées comme des données à caractère personnel car leur fréquence de relève permet de modéliser les habitudes de vie des consommateurs. La

manipulation croissante de ces données a favorisé l'émergence de nouveaux règlements et directives spécifiques et adaptés – à l'instar du règlement (UE) 2016/679 à caractère obligatoire et de la directive 2002/58/CE – et de nouvelles instances européennes comme le Contrôleur Européen de la Protection des Données (CEPD). Même si ces réglementations semblent arriver tardivement et sont logiquement peu coercitives du fait de leur nouveauté, on peut saluer les efforts fournis par l'Allemagne, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la France qui s'illustrent par leur proactivité en matière de niveau d'exigence de protection des données. En France, la loi « Protection des données à caractère personnel », adoptée le 14 avril 2016, formalise sur notre territoire les critères à observer en matière de protection des données, et prône la communication et la transparence vis-à-vis du consommateur.

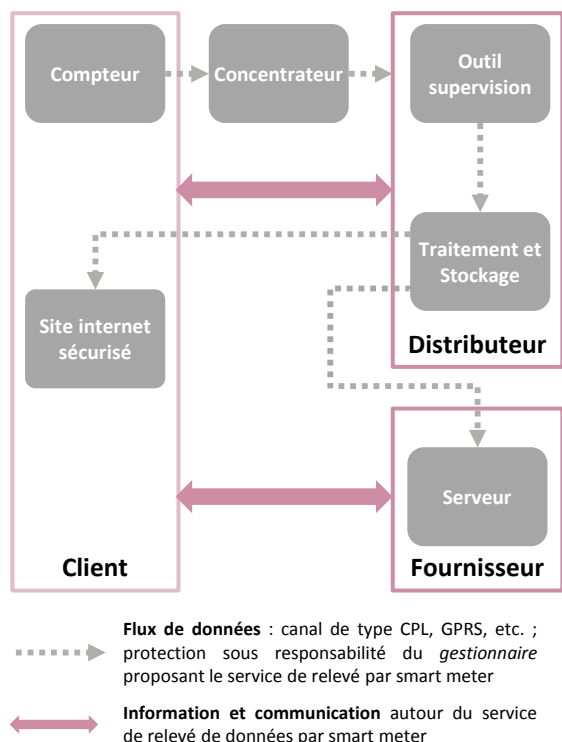
Cette loi alourdit la responsabilité de l'entreprise en cas de défaillance. Elle implique l'apparition de nouveaux processus de contrôle des données dans l'entreprise et de nouveaux rôles tels que les DPO (Data Protection Officer). Ces derniers sont notamment en charge de la bonne application du règlement quant aux données personnelles et l'usage qui en est fait. En particulier :

- La pertinence des données doit être vérifiée au préalable, puis les données doivent être sécurisées via une approche par les risques et/ou une étude d'impact sur la vie privée ;
- La conservation des données est limitée dans le temps et l'espace, de même que leur nombre de sauvegardes ;
- Certaines données doivent être archivées et leur consultation tracée et sécurisée ;
- Les clients doivent pouvoir accéder, consulter, rectifier, compléter ou supprimer les données les concernant.

Les entreprises ne respectant pas ces processus s'exposent théoriquement à des sanctions pénales, des sanctions administratives de la CNIL et des amendes pouvant s'élever à 20 millions d'euros ou à 4% de leur chiffre d'affaires annuel mondial.

La chaîne de transmission des données du smart meter

Source : Analyse Sia Partners



Au sein de l'entreprise, les outils internes de pilotage de la sécurité des données reposent entre autres sur :

- Des règles d'authentification des utilisateurs et des moyens de contrôle des permissions d'accès aux données ;
- Un engagement de confidentialité à signer ;
- La traçabilité et la gestion des incidents ;
- La sécurité des postes de travail ainsi que la sécurité des locaux, du réseau informatique interne, ou encore des serveurs.

Ces axes de pilotage ne semblent pas nouveaux mais sont encore perfectibles au sein des grands acteurs de l'énergie. On peut néanmoins citer l'exemple de la société néerlandaise Alliander, gestionnaire d'une partie du réseau de distribution d'énergie – avec 3 millions de clients et 1 million de smart meters installés– qui est la première entreprise de son secteur à obtenir en 2011 une certification Data Privacy & Security. Cette initiative de mise en place d'une certification est un pas vers l'application concrète de la législation.

VERS UNE SÉCURISATION

DES FLUX DE DONNÉES

Au-delà des exigences liées à la gouvernance des données au sein de l'entreprise, l'expérience de déploiement de smart meters aux

Pays-Bas en 2008 donne une liste non exhaustive des autres critères d'évaluation intervenant dans la protection des données associées. Ces derniers concernent en particulier la sécurité des transferts de données entre les compteurs et les infrastructures de stockage du distributeur.

Le compteur Linky d'Enedis utilise le CPL (Courant Porteur en Ligne) qui repose sur un système d'appairage boîtier-récepteur assurant la sécurité du canal de communication. Le compteur Gazpar de GRDF exploite quant à lui la radiofréquence couplée à des étiquettes d'identification (Radio Frequency Identification) pour protéger le transfert. D'autres technologies sont également utilisées en Europe – tels que le protocole SSL (Secure Socket Layer) adopté par Vattenfall. Aucune de ces technologies ne présente un risque zéro face au piratage éventuel, mais elles sont ce qui se fait de mieux en matière de cybersécurité actuellement.

Toutes ces technologies de transfert prennent en charge des données anonymisées et chiffrées. Ces mesures de sécurité sont nécessaires pour éviter une ré-identification des consommateurs et des usages détournés des données en cas de piratage durant leur transfert. Quelle que soit la solution retenue, le consommateur final est rarement à même de juger du respect des exigences de sécurité quant au transfert de données. En revanche, les clients seront beaucoup plus sensibles à la communication et à la transparence du fournisseur ou du distributeur vis-à-vis des données collectées et exploitées.

Initiatives des acteurs de l'énergie pour la protection des données de leurs systèmes connectés

Source : Analyse Sia Partners

		Fournisseurs			Distributeurs	
		EDF	ENGIE	direct energie	ENEDIS	GRDF
Gestion des données en interne de l'entreprise	Respect de la législation des procédures	« Charte d'usage des données de clients particuliers »	Suivi de la Directive 95/46/CE, cf. document validé par les AEPD*	NC	Respect du référentiel de sécurité rédigé par ERDF, évalué et certifié par l'ANSSI	Collaboration avec l'ANSSI pour la mise en place des projets + contrôle de la CNIL
	Respect de la législation des usages		Règles Contraignantes d'entreprise Engie	Suivi conso via espace client sécurisé		
	Organisation interne	EDF-DSI groupe ; présence CIL	Règles Contraignantes d'entreprise Engie, document validé par les AEPD ; présence CIL	DSI ; Service de traitement des données nominatives	Présence CIL	DSI ; présence CIL
Gestion des flux externes à l'entreprise	Sécurité et fiabilité du canal de communication				Linky : CPL + GPRS	Gazpar : onde radio + téléphonie mobile
	Chiffrement et anonymisation des données				Oui, dans le compteur même	
	Fiabilité du smart meter et du local de pose				Oui, LinkyLab	Tests techniques systématiques
Communication et information à destination du client	Contrôle de l'utilisateur final sur ses données à toute étape du flux	Service suivi de consommation ; client semble propriétaire de ses données			Fonctionnalité prévue	
	Communication proactive et/ou réactive envers le client	Communication sur Linky	Communication sur Linky + sur Gazpar	Communication forte sur Linky	Communication forte sur Gazpar	

UNE ÉVOLUTION TANGIBLE

DES MENTALITÉS

Des enquêtes menées au Royaume-Uni et parues en 2012 ont montré une évolution de la sensibilité des clients en matière de données, propice à un meilleur échange des données entre utilisateurs et prestataires. De manière générale, la circulation des données est mieux acceptée sous deux conditions. Premièrement, le consommateur doit ressentir qu'il garde le contrôle de sa vie privée et de ses données : il doit se sentir impliqué, pouvoir choisir quand et avec qui il les partage et pouvoir modifier ses choix à tout moment. La deuxième condition est la confiance. L'un des leviers permettant d'établir cette confiance est la transparence de l'information entre le client et le gestionnaire des données. Dans le cas des smart meters au Royaume-Uni, il apparaît qu'une fois informés des fins d'utilisation des données et des bénéfices qui peuvent en être tirés, les consommateurs étaient plus enclins à accepter l'installation de l'appareil. En outre, les entreprises doivent être en mesure de répondre sans hésitation aux interrogations de leurs clients : elles doivent pouvoir leur indiquer quelles sont les données en leur possession, quelles sont celles qui sont manipulées, par qui et dans quel but.

La relation de confiance doit cependant être à double sens. Ainsi, le gestionnaire doit pouvoir s'assurer de l'honnêteté du consommateur. Dans le cas des smart meters, les technologies de chiffrement des données et de transmission du signal doivent permettre la mise en place de procédés de détection des fraudes, par exemple. Les entreprises souhaitant manipuler des données issues de compteurs communicants doivent se servir de ces critères pour documenter leurs démarches, communiquer auprès de leurs clients et former leur personnel.

Outre le respect des réglementations techniques et les performances technologiques des appareils et des protocoles de traitement des données, les efforts doivent donc se tourner en priorité vers le développement d'une confiance réciproque entre clients et gestionnaires. Car c'est principalement cette dernière qui permettra aux entreprises le développement de leur activité et aux consommateurs l'utilisation de nouveaux services, en échange de cette monnaie virtuelle qu'est la donnée client.



PARTIE 5

INTÉGRATION DES MARCHÉS INTERNATIONAUX,
EXPORT DE TECHNOLOGIES :
QUELLE STRATÉGIE FRANÇAISE ?

GAZ DE SCHISTES EN EUROPE : LE PROGRÈS TECHNOLOGIQUE EST-IL SUFFISANT POUR TRANSFORMER LES RISQUES D'AUJOURD'HUI EN OPPORTUNITÉS DE DEMAIN ?

Depuis leur développement massif en 2006, les gaz de schistes ne cessent de faire parler d'eux. Ils ont en effet révolutionné l'industrie gazière des Etats-Unis : de 7% de la production en 2006, ils représentent aujourd'hui 55% de la production américaine. En 2009, leur exploitation a permis au pays de rafler à la Russie le titre de premier producteur et il est désormais quasiment autosuffisant en gaz. Aujourd'hui, la production de gaz de schistes américains couvre, à elle seule, les besoins en gaz de l'Allemagne, de la France, du Royaume-Uni, de l'Italie et de la Chine !

En Europe, leur développement est nettement plus timide. En France, il semble même au point mort : après avoir accordé en mars 2010 trois permis exclusifs de recherche, le gouvernement les a finalement abrogé en juillet 2011 au nom du principe de précaution, et a interdit la fracturation hydraulique, unique méthode industrielle à date permettant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Pourtant, des alternatives technologiques semblent depuis émerger ; seront-elles suffisamment fiables et respectueuses de l'environnement pour pénétrer l'Hexagone ?

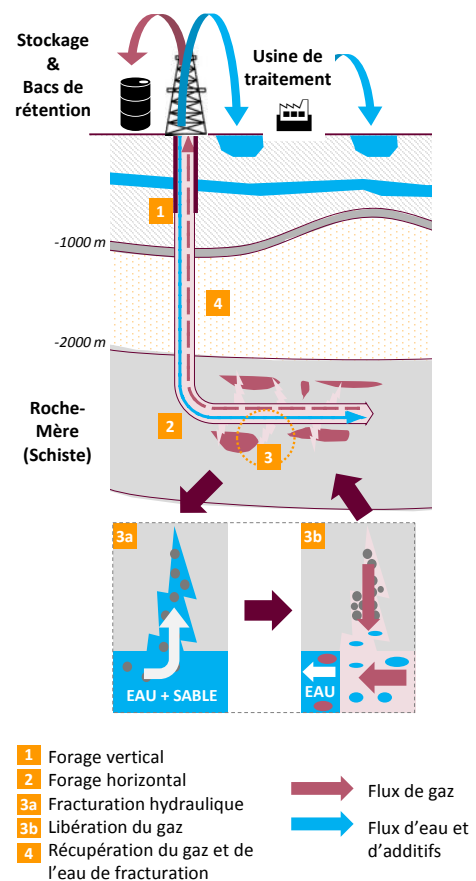
LA FRACTURATION HYDRAULIQUE, UNE TECHNOLOGIE MAL AIMÉE

Si les gaz de schistes sont aujourd'hui tant controversés, c'est à cause de la manière dont ils sont exploités. Leur composition est similaire à celle des gaz conventionnels, mais les roches qui les contiennent sont fondamentalement différentes : alors que les gaz conventionnels ont migré vers des roches perméables et facilement exploitables, les gaz de schistes sont restés enfermés dans des roches-mères argileuses peu perméables et peu poreuses. L'exploitation conventionnelle de ces hydrocarbures est impossible. C'est donc la combinaison de deux techniques qui rend possible leur exploitation : le forage horizontal qui maximise la zone de contact entre le puits et le gisement ; la fracturation hydraulique qui consiste à injecter un mélange¹ de fluide sous haute pression, composé en général d'eau permettant de fracturer les roches, de sable empêchant les fissures² de se refermer, et d'additifs chimiques.

Cette dernière technique présente son lot de risques environnementaux : s'il est désormais avéré que la fracturation n'a pas d'implication dans la pollution des nappes phréatiques³, d'autres problématiques perdurent comme, notamment, l'usage important d'eau (jusqu'à 10 millions de litres pour un seul puit) et le recours à des produits chimiques. Des risques de séismes ont également été identifiés (principalement des microséismes de magnitude inférieure à 3). Enfin, de nombreuses études récentes cherchent à déterminer si l'exploitation des gaz de schistes est, oui ou non, plus génératrice de fuites de méthane que celle du gaz conventionnel.

Les grandes étapes de l'exploitation des gaz de schistes

Source : Analyses Sia Partners d'après IFP Energies nouvelles



¹ Eau (95%), sable (4,5%), additifs (0,5%)

² Les fissures créées mesurent quelques millimètres d'épaisseur et se propagent sur des dizaines de mètres

³ D'après l'étude de Robert B. Jackson et al., publiée en 2013 dans la revue scientifique PNAS, aucun lien n'a été établi entre la fracturation hydraulique et les contaminations. Celles-ci seraient occasionnées par de mauvaises pratiques de forage ou des défauts d'étanchéité des puits.

DES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION

HYDRAULIQUE MATURES D'ICI QUELQUES ANNÉES

Face aux risques environnementaux, les industriels ont lancé des projets de recherche sur des technologies alternatives visant, notamment, à pallier les problématiques de consommation d'eau et d'additifs.

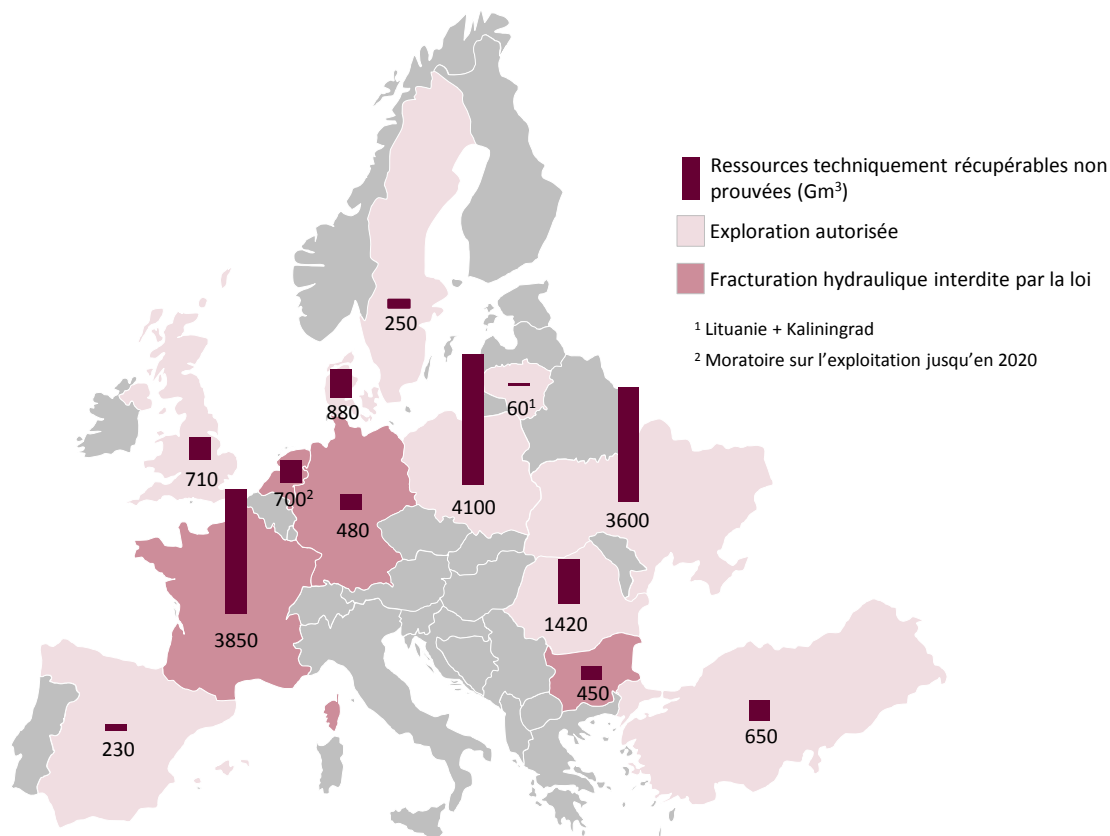
Les techniques les plus prometteuses visent à remplacer l'eau par un autre fluide. L'utilisation de gel de propane pour la fracturation a été testée par la société canadienne GasFrac entre 2008 et 2013, avec près de 2000 stimulations. La méthode employée n'utilise pas d'eau et nécessite moins d'additifs que la fracturation hydraulique. Pour optimiser la technique, la société ecorpStim a testé en 2012 la fracturation au propane pur ; ni eau, ni additifs ne sont utilisés, et le propane, vaporisé en sous-sol, est récupéré et réutilisable jusqu'à 95%. Le volume de propane nécessaire à la fracturation est de 5 à 10 fois plus faible que celui d'eau. Cette solution se heurte néanmoins à la forte inflammabilité du propane pur. C'est pourquoi, ecorpStim travaille au développement de propane pur non inflammable, l'heptafluoropropane. Pour être pleinement opérationnelle, cette méthode devra surmonter le caractère onéreux de ce produit, puis démontrer aux pouvoirs publics des garanties fortes face aux risques de fuite de propane en surface.

Sur un principe similaire, les industriels expérimentent la fracturation au CO₂ liquide en remplacement de l'eau. La méthode ne nécessite pas d'additifs. La Pologne a notamment utilisé cette technique en la combinant à la séquestration de CO₂, contribuant ainsi à la réduction des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

D'autres méthodes, toujours expérimentales, existent aussi. La stimulation par arc électrique consiste à fracturer les roches aux moyens d'ondes acoustiques en provoquant des microfissures. Le volume d'eau nécessaire est fortement réduit et aucun additif n'est utilisé. Néanmoins les fissures sont trop petites et le besoin en électricité reste problématique. La fracturation pneumatique est également à l'étude : l'air comprimé remplace l'eau pour fissurer la roche ; des additifs restent nécessaires. Ainsi, si aucune alternative industrielle n'existe aujourd'hui, il est hautement probable que certaines, notamment celles utilisant du propane, deviennent viables à moyen terme.

Panorama des ressources de gaz de schistes et des réglementations vis-à-vis de la fracturation hydraulique en 2016

Source : Analyse Sia Partners d'après US Energy Information Administration et CPDP-UFIP



UN ESSOR PLUTÔT À MOYEN TERME

Malgré un potentiel européen comparable à celui des Etats Unis (17,4 T.m3 de ressources techniquement récupérables d'après l'US Energy Information Administration), les gaz de schistes n'ont pas connu le même essor sur le vieux continent et ce pour une raison bien simple : l'Europe n'est pas l'Amérique. Elle n'a pas une forte culture pétrolière, ses densités de population sont plus importantes, mais surtout sa réglementation est différente. En Europe, c'est l'Etat qui possède les ressources naturelles en sous-sol ; aux Etats-Unis c'est le propriétaire terrien ! L'octroi d'une concession reste donc simple aux États-Unis quand elle est un casse-tête en Europe.

Ainsi, si la majeure partie de l'Europe autorise l'exploration des gaz de schistes, notamment l'Europe de l'Est pour des questions d'indépendance énergétique vis-à-vis du gaz russe, la production européenne ne décolle pas pour autant. En Pologne, pays qui a délivré le plus de permis, les premiers résultats sont même assez décevants : des forages trois fois plus chers qu'aux Etats Unis, des conditions géologiques plus complexes et des volumes de gaz nettement inférieurs aux estimations américaines ; Chevron y a arrêté ses activités, tout comme Total, ENI ou Exxon. Des déboires similaires ont été observés en Lituanie, Roumanie et au Danemark.

Enfin, tous les pays européens ne se sont pas lancés dans l'aventure : les Pays-Bas ont voté un moratoire sur la fracturation jusqu'en 2020. La Bulgarie et la France, suivies récemment par l'Allemagne, ont décidé de l'interdire.

Si l'heure des schistes n'a pas encore sonné, les gouvernements européens gardent à l'esprit que leur exploitation outre-Atlantique a eu des effets positifs sur la sécurité énergétique, le climat et l'économie. L'Europe reste dépendante d'un point de vue énergétique, son mix est principalement tourné vers le fossile, l'exploitation des gaz de schistes est autorisée chez la plupart des européens. Ainsi, dès lors que la rentabilité économique sera atteinte et, dans une moindre mesure, que des technologies respectueuses de l'environnement seront matures, il est certain que les européens se lançant dans l'estimation de leurs réserves, puis l'exploitation à grande échelle, seront de plus en plus nombreux.

En France, le sujet reste plus complexe : car si c'est bien les risques de la fracturation hydraulique qui ont conduit les pouvoirs publics à s'opposer à l'exploitation des gaz de schiste, une interrogation plus générale se développe autour de la pertinence de la production sur le territoire national d'hydrocarbures, conventionnels ou non, à l'heure de la transition énergétique. Aussi, il apparaît probable que des considérations environnementales, plus globales sur les énergies fossiles, amènent les décideurs de demain à écarter le potentiel des gaz de schistes français dans la stratégie énergétique du pays, quand bien même les conditions de sécurité et de respect de l'environnement seraient atteintes au travers de nouvelles technologies.



EXPORTER LES COMPÉTENCES FRANÇAISES POUR DÉVELOPPER LA FILIÈRE NUCLÉAIRE DANS LA PÉNINSULE ARABIQUE

Quand on parle d'exporter du nucléaire, on s'intéresse plus souvent à la technologie qu'à tout le tissu industriel mobilisé par l'export de la filière. Pourtant la France dispose d'un grand vivier de compétences : l'emploi dans le secteur nucléaire se situe au même rang que le secteur aéronautique et s'appuie sur près de soixante ans d'expérience électronucléaire. Ces atouts sont de plus en plus valorisés avec la mise en avant progressive de « l'équipe de France du nucléaire », dont les gigantesques marchés des pays du Golfe sont une cible prioritaire. Exporter la compétence nucléaire, c'est aussi un moyen de développer et maintenir l'emploi, sous la condition de miser sur le long terme et de négocier la phase actuelle de remaniement de la filière en pleine remise en question.

LE GOLFE PERSIQUE :

UNE FILIÈRE NUCLÉAIRE COMPLÈTE

À MONTER

Dans la péninsule arabe, les besoins énergétiques sont une préoccupation de premier plan avec une population jeune en forte croissance, des besoins forts en électricité liés à l'écosystème (désalinisation, climatisation) et une volonté de se diversifier hors des hydrocarbures.

Depuis 2007, les états du Conseil de Coopération des pays du Golfe ont annoncé leur volonté d'utiliser le nucléaire comme composant de leur mix énergétique. Pour ces pays disposant de larges moyens financiers mais dont les filières industrielles nucléaires sont inexistantes, les perspectives sont ambitieuses : l'Arabie Saoudite vise 16 réacteurs à horizon 2040 pour un marché de 80 milliards de dollars. Abou Dhabi est déjà lancé avec la construction avancée de deux réacteurs coréens.

La compréhension des besoins spécifiques de ces pays s'est développée parmi les acteurs de la filière nucléaire française. L'intégration dans le mix énergétique est pensée là-bas en complément des grands investissements dans le renouvelable. Ainsi pour le nucléaire français, penser des relations pacifiées avec les autres énergies à l'étranger pourrait aussi nourrir la réflexion nationale sur l'articulation entre énergies et ainsi débloquer des feuilles de route.

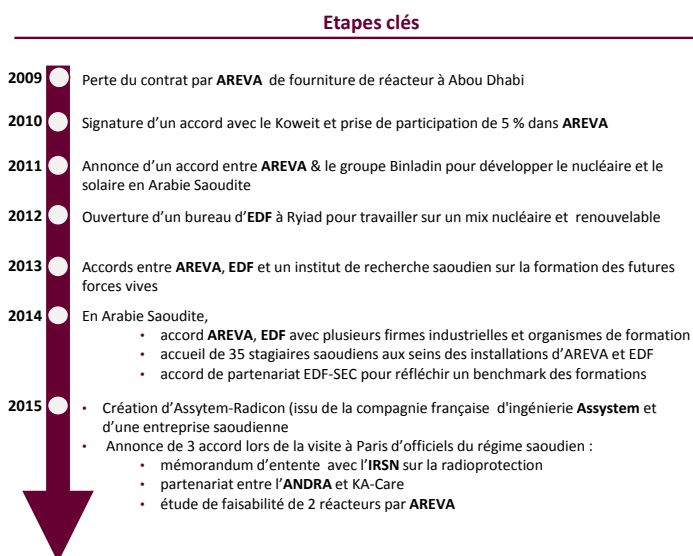
LES PARTENARIATS SE MULTIPLIENT DEPUIS

2010 POUR RÉPONDRE AUX AMBITIONS

La perte du méga-contrat (4 réacteurs) à Abou Dhabi en 2009 par AREVA face aux coréens a donné le départ à une remise en question de la manière d'exporter du nucléaire. Partis trop divisés, l'Etat et les acteurs de la filière montent depuis une « équipe de France du nucléaire » pour présenter un front uni et une offre complète. Faire appel à toutes les compétences et les savoirs-faire des personnels de tous les acteurs de la filière, de l'électricien aux universités.

L'activité de l'équipe de France du nucléaire sur le marché de la péninsule arabe depuis 2009

Source : Analyse Sia Partners



Les initiatives s'accroissent : EDF et AREVA s'associent pour des formations en 2013 à des universités et en 2014 à des industriels. Des accords à l'occasion de visites gouvernementales s'y ajoutent : en 2015 ce sont deux partenariats signés avec les saoudiens, l'un avec l'IRSN (Institut national de la Radioprotection et de la Sûreté Nucléaire), l'autre avec l'ANDRA (Agence Nationale des Déchets Radioactifs) : tout le spectre des compétences s'implique. D'importantes entreprises françaises - mais moins connues - développent aussi leur activité, à l'instar de la création en 2015 d'une filiale en Arabie Saoudite par l'entreprise d'ingénierie nucléaire Assytem.

VENDRE TOUTE UNE FILIÈRE

AVEC UNE « ÉQUIPE DE FRANCE »

Monter une filière, ce n'est pas seulement sélectionner un réacteur, mais aussi développer l'écosystème : créer une autorité de sûreté nucléaire et un cadre réglementaire, un programme de formation universitaire, le tissu industriel de maintenance, des programmes de recherche, etc. Toutes ces composantes, la France les a développées depuis longtemps et cherche à les valoriser sous sa marque.

L'avantage est de pouvoir - en attente ou en préparation des contrats de constructions - réaliser un ensemble de prestations de formation, de conseil, de soutien au développement du mix énergétique du pays, ou à ses programmes de recherche et de formation. Cela se traduit en France par l'implication de personnels hautement qualifiés, par exemples ceux de l'IRSN ou les entités de formation de l'I2EN¹. De plus, les relations se développent au-delà du simple cadre commercial, permettant de tisser des liens forts pour ces programmes au long cours. Un bénéfice à court terme pour la France est la fédération des acteurs et la fluidification des relations entre eux. A long terme, ce sont de nombreux emplois créés en France si un réacteur EPR est vendu in fine à l'export - l'Arabie Saoudite ne prévoyant pas de début de construction avant 2022.

LE GOLFE PERSIQUE,

UN TERRAIN DE JEU DISPUTÉ

Ce marché attire aussi d'autres filières nucléaires étrangères, et les pays du Golfe peuvent faire jouer la concurrence.

La Corée a déjà un pied sur place avec la première phase du projet Barakah aux Emirats Arabes Unis (2 réacteurs APR1400) en voie d'achèvement) et peut mettre en avant la dynamique de son marché domestique. C'est le cas aussi pour la Russie, qui en plus propose des réacteurs VVER déjà exportés (Kudankulam 1 et 2 en Inde, 2 réacteurs de 1 000 MW), et avec une solution de financement. En outre la Russie est volontariste dans l'export de technologies nucléaires dans d'autres pays dont la Jordanie et l'Egypte. Enfin, à l'instar de la France, la Russie maîtrise aussi en propre toute la gamme de la gestion des

matières radioactives et peut offrir des solutions complètes pour une filière nucléaire. L'EPR français est aussi directement en compétition avec les réacteurs développés par les industriels nippon-américains. Ainsi Toshiba-Westinghouse propose l'AP1000, déjà retenu par la Chine pour un déploiement à grande échelle. GE-Hitachi mise sur ses modèles ABWR et ESBWR, ce dernier modèle étant proche en gamme de puissance de l'EPR, avec 1 500 MWe de capacité brute. Les faibles perspectives sur les marchés domestiques de ces deux constructeurs les amènent à miser sur l'export afin d'assurer le succès de leur filière nationale.

Presque tous les pays à compétences électronucléaires sont donc fortement intéressés par la péninsule arabique. Seule la Chine reste encore un peu en retrait concernant le nucléaire civil, mais l'Arabie Saoudite souhaite faire appel à ses compétences pour développer des réacteurs de recherche. Face à ces concurrents, la France met en avant ses 60 ans d'histoire électronucléaire, son autonomie et sa maîtrise de la technologie, et ses réussites dans l'accompagnement de développement de filières à l'étranger, à l'exemple de la Chine.

Les transformations de la géopolitique au Moyen-Orient, notamment la normalisation des relations avec la puissance nucléaire qu'est l'Iran, ont poussé l'Egypte à débloquer les commandes de l'avion Rafale. Cela a donné un élan à toute la filière aéronautique de défense française. Un tel succès pourrait se répliquer pour la filière électronucléaire française avec les pays du golfe. Enfin, bien sûr, « l'équipe de France du nucléaire » joue aussi dans les autres pays à fort potentiel, notamment en Chine ou au Royaume-Uni.

¹ L'I2EN (Institut International de l'Energie Nucléaire) regroupe depuis 2011 toutes les formations françaises universitaires et des écoles d'ingénieurs liées au nucléaire

LE MANAGEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE AU PAS 15 MINUTES EN EUROPE : UNE OPPORTUNITÉ POUR AUGMENTER LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ

Le management du réseau joue un rôle important dans la sécurisation et la diversification du marché de l'électricité. Aujourd'hui, la mise en place d'un marché de l'électricité européen fluide et efficient reste notamment contraint par l'hétérogénéité des pas temporels des réseaux électriques nationaux entre les différents pays européens. La Commission Européenne et l'Entso-e étudient donc la possibilité d'une uniformisation de ces pas du mécanisme d'ajustement en Europe. Cette uniformisation impacterait directement les gestionnaires des réseaux de transport et distribution, qui devront investir pour s'adapter à ce nouveau pas temporel, de leur matériel installé aux processus mis en place. Cependant, même si cette uniformisation créerait de nouvelles opportunités permettant de compenser ces investissements, l'hétérogénéité des pas temporels européens pourrait ralentir l'uniformisation.

UNE VOLONTÉ D'UNIFORMISATION

À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE

Depuis 1996, l'Union Européenne a impulsé un mouvement pour ouvrir à la concurrence le marché de l'électricité européen. Elle espère ainsi pouvoir garantir la sécurité de l'approvisionnement, assurer la compétitivité et contribuer au développement durable des réseaux.

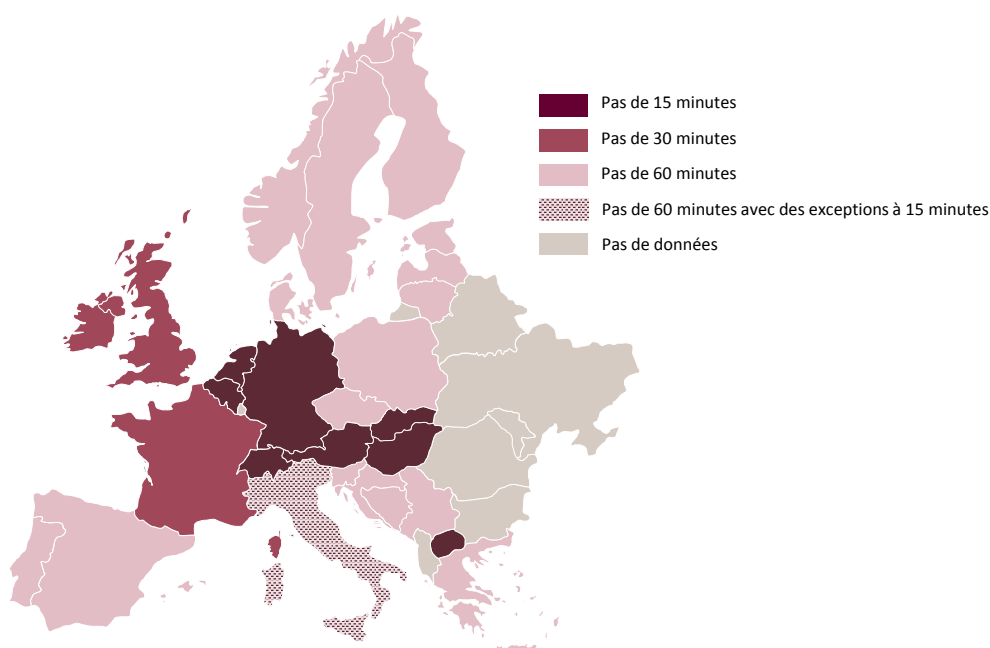
Pour atteindre ces objectifs, de nombreux projets sont en cours dont l'un mis en place par l'Entso-e : Ten Year Network Development Plan. Son but est d'identifier les investissements à faire au sein de l'Europe pour développer les interconnexions entre les différents réseaux des pays membres. En février 2006, la création d'initiatives régionales

avait déjà permis d'augmenter les capacités d'interconnexions à travers différentes zones et de lancer l'uniformisation des différents marchés de l'électricité. L'étape suivante consiste à réunir ces zones en une seule. Pour cela il est nécessaire d'uniformiser le pas temporel des différents mécanismes d'ajustement nationaux (« Imbalance Settlement Period »). En effet, il existe à ce jour de nombreuses disparités au sein de l'Europe.

Plusieurs solutions d'uniformisation ont été évoquées dont les deux principales sont l'uniformisation du pas à 15 minutes ou à 5 minutes. Cependant, de nombreux pays, et plus particulièrement l'Allemagne, ont déjà mis en place l'utilisation d'un pas temporel de 15 minutes. Cette solution part donc avec une longueur d'avance. Le 22 juillet 2015, l'ACER a d'ailleurs préconisé la mise en place d'un pas temporel de 15 minutes pour le premier juillet 2019.

Les différents pas temporels du mécanisme d'ajustement en Europe en 2016

Source : Analyse Sia Partners d'après Frontier Economic



Si une décision d'uniformisation est prise, les gestionnaires des réseaux électriques devront effectuer des modifications pour pouvoir opérer à ce nouveau pas temporel. Du fait de la disparité des installations de comptage dans chaque pays, les modifications à réaliser seront plus ou moins importantes et par conséquent les investissements le seront aussi : changement du matériel de comptage, développement IT pour l'intégration de données plus volumineuses, modification des processus actuels (reconstitution des flux et facturation réseau notamment).

Les investissements à réaliser pour un passage à un pas temporel de 5 minutes sont presque deux fois plus importants que pour le passage à un pas de 15 minutes : 7,8 milliards d'euros contre 4 milliards d'euros. Ces investissements sont importants mais ne représentent néanmoins que 2% et 1% du montant de l'énergie échangée en Europe en 2014 (385 milliards d'euros).

Les investissements nécessaires pour cette bascule dépendent directement de plusieurs postes de coûts. Le plus important est la mise à jour du système de mesures qui compte, dans les deux cas, pour plus de 42% (15 minutes) et 37% (5 minutes) du coût total. Il comprend le renouvellement des instruments de mesures ainsi que celui du système d'information qui traitera l'intégralité des nouveaux relevés. À ces coûts s'ajoutent ceux liés à la mise à jour du système de facturation, des systèmes de planification et d'aide à la prise de décision ainsi que des systèmes de prévision et de trading représentant à eux trois 47% (15 minutes) et 51% (5 minutes) du coût total. L'importance de ces coûts est justifiable par la complexité technique et organisationnelle liée à ces importants projets de changement.

Etant donné les systèmes actuellement en place, les investissements nécessaires pour uniformiser le pas temporel du mécanisme d'ajustement à 15 minutes semblent réalistes pour une implémentation à horizon 2022-2025.

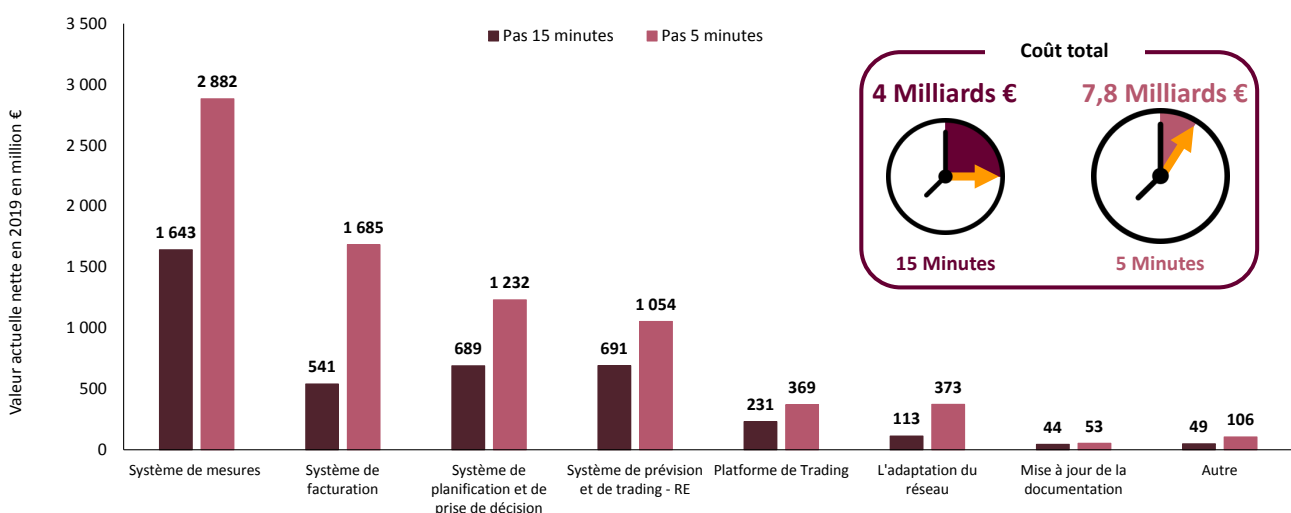
La mise en place d'un pas uniforme à 15 minutes permettrait, entre autres, de réduire les coûts d'équilibrage du réseau mais aussi d'augmenter les volumes échangés sur le marché de l'énergie par la création de nouveaux produits pour fournir un bénéfice compris entre 1,8 milliard d'euros (estimation basse) et 4 milliards d'euros (estimation haute). La réduction des coûts d'équilibrage du réseau proviendrait principalement d'un transfert des activités du marché d'ajustement vers le marché de gros et d'une augmentation de la concurrence européenne. Ces réductions représenteraient entre 79% (estimation basse) et 90% (estimation haute) du bénéfice total :

Même si cette analyse chiffrée est basée sur plusieurs hypothèses et que le résultat métrique est à considérer avec précaution, elle met en lumière certains bénéfices non négligeables qui peuvent justifier l'investissement à réaliser : les bénéfices pourraient couvrir entièrement les investissements.

Il est à noter que cette analyse a été finalisée avant le 23 juin 2016, date du référendum Brexit. Les conditions de sortie de l'Union Européenne ne sont à ce jour pas connues mais il est possible que cette directive ne soit pas applicable au Royaume-Uni, dont les investissements sont les plus importants : 833 millions d'euros, et dont les bénéfices estimés (en cas de mise en place du pas 15 minutes) sont entre 142 millions d'euros et 293 millions d'euros. Par conséquent, si la directive ne s'applique pas au Royaume-Uni, le bénéfice net estimé de l'implémentation du pas 15 minutes serait compris entre 0,5 milliard d'euros (estimation haute) et -1,5 milliard d'euros (estimation basse).

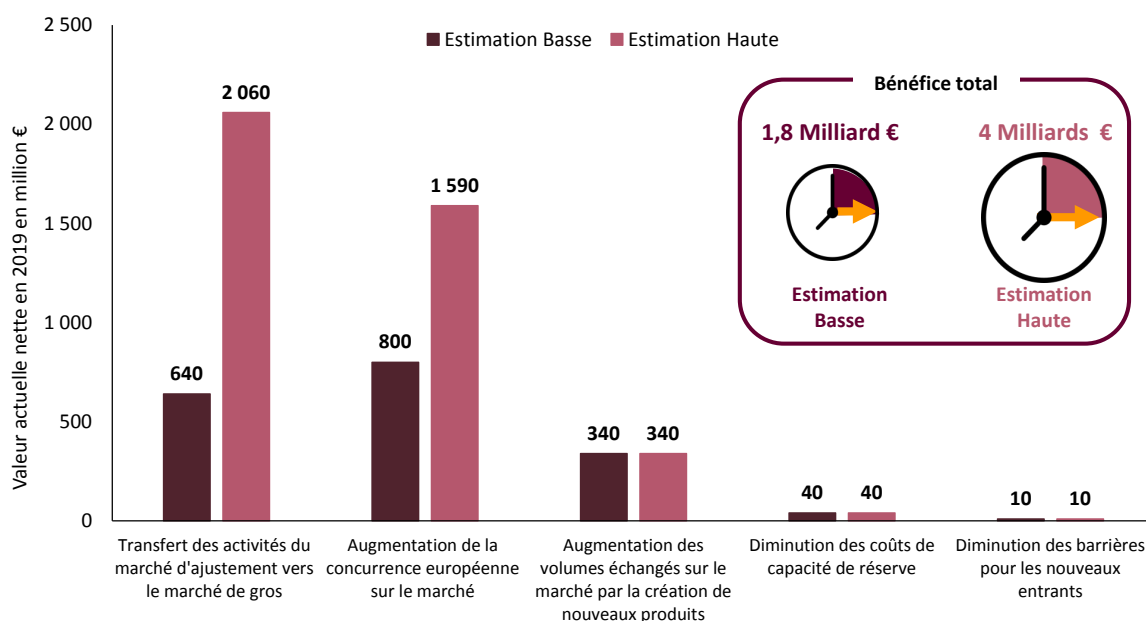
Les différents coûts liés au changement de pas temporel

Source : Analyse Sia Partners d'après Frontier Economic



Les différents bénéfices chiffrables liés à l'uniformisation du pas temporel à 15 minutes

Source : Analyse Sia Partners d'après Frontier Economic



Il faut ajouter que le périmètre des bénéfices chiffrés est restreint et que d'autres opportunités seraient à saisir. Le passage au pas de 15 minutes permettrait aussi le développement d'offres d'effacement et ce particulièrement pour les producteurs d'énergie solaire. En effet, les variations de production de cette énergie qui sont en corrélation avec les variations du prix de l'électricité intra-horaire pourraient être exploitées par ce changement. De plus, une meilleure connaissance et prédictibilité du réseau électrique permettraient une amélioration de la sécurité d'approvisionnement en électricité, de la fréquence du réseau mais aussi des investissements réalisés sur les marchés.

UNE SOLUTION

DÉJÀ CONTESTÉE

Cependant, même si d'un point de vue européen ce changement semble envisageable, les volontés de chaque pays pourront être divergentes. En effet, les pays où les investissements à réaliser sont négligeables par rapport aux bénéfices apportés, comme l'Allemagne ou les Pays-Bas, auront tendance à promouvoir cette uniformisation. En revanche, les pays qui devront réaliser d'importants investissements et où les retombées économiques sont incertaines, comme l'Espagne, la Grande-Bretagne ou les pays nordiques, devraient surement freiner la mise en place de cette uniformisation. La Finlande a d'ailleurs montré des réticences pour le passage au pas de 15 minutes le 12 avril 2016 en demandant au parlement européen la mise en place de ce pas pour 2030 et non pour 2019 comme préconisé par l'ACER. Le parlement européen a répondu le 31 mai 2016 que la mise en place d'une période transitoire serait étudiée pour faciliter cette uniformisation.

CONTACT

Charlotte DE LORGERIL

Associée Partner Energy Paris

Tel : (+33) 6 24 73 18 34

charlotte.delorgeril@sia-partners.com

- Retrouvez toutes nos publications sur le blog de Sia Partners : www.energie.sia-partners.com/
- Pour plus d'informations sur Sia Partners : www.sia-partners.com
- Suivez-nous sur Twitter [@SiaPartners](https://twitter.com/SiaPartners) et LinkedIn www.linkedin.com/company/sia-partners

À PROPOS DE SIA PARTNERS

Sia Partners est devenu en dix-sept ans le leader des cabinets de conseil français indépendants. Cofondé en 1999 par Matthieu Courtecuisse, Sia Partners compte 850 consultants pour un chiffre d'affaires de 140 millions d'euros. Le Groupe est présent dans quinze pays, les Etats-Unis représentant le deuxième marché. Sia Partners est reconnu pour son expertise pointue dans l'énergie, les banques, l'assurance, les télécoms et le transport.

SIA PARTNERS, INCUBATEUR D'IDÉES

Blog Energie & Environnement :

Notre déchiffrement de l'actualité énergétique



Retrouvez notre analyse des enjeux, nos rencontres avec différents acteurs du monde de l'énergie et de l'environnement, complétées par des mises en perspectives à moyen et long termes.

www.energie.sia-partners.com

Gas In Focus :

L'observatoire du gaz naturel, en partenariat avec GRTgaz



Une information consolidée, pédagogique et fiable sur le secteur du gaz qui met en lumière la place du gaz naturel dans les politiques énergétiques française et européenne.

www.gasinfocus.com

L'observatoire du biométhane :



Lancé en mars 2016 par le cabinet de conseil Sia Partners en partenariat avec France Biométhane, l'observatoire du biométhane se positionne comme le guide de référence de la filière en France. Il a pour but de décrire et de mesurer l'évolution de la filière au travers d'indicateurs pédagogiques et fiables. Il s'adresse tant au grand public qu'aux populations d'experts. Le think tank France Biométhane compte parmi ses membres fondateurs des universitaires, industriels, financiers : C. de St Jouan pour Vol-V, A. Planchot et F. Flipo pour Evergaz, P. de Froidefond et H. Lucas pour Cap Vert Energie, J.P. Quaak pour l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France (AAMF), J. Schmit pour GRTgaz, B. de Singly pour GRDF, S. Clodic pour CryoPur, P.E. Meyers pour Air Liquide et Y. Guezell pour la Banque Populaire d'Atlantique.



| Abu Dhabi | Amsterdam | Brussels | Casablanca | Charlotte | Doha | Dubai | Hong Kong | Houston | London | Luxembourg | Lyon | Milan |
| Montreal | New York | Paris | Riyadh | Rome | Singapore | Tokyo |