

# TABLE RONDE

## Transition Énergétique

2019

Dans les locaux du cabinet d'avocats Watson Farley & Williams

Le 08 Novembre 2019



# La transition énergétique à l'ère de la convergence technologique



**Développement des énergies vertes ou équilibrage du réseau, l'avenir de la transition énergétique se joue dans l'émergence de solutions de stockage. Mais de la batterie, de l'hydrogène, ou du biométhane, il est encore difficile de dire quelle technologie l'emportera ; ou sera complémentaire de l'autre.**

Photographie : Philippe Castaño

**Xavier Leloup : Chez Renault, une nouvelle technologie prometteuse vient d'être appliquée en matière de stockage. Pouvez-vous en dire plus ce dispositif de stockage stationnaire d'énergie ?**

**Nicolas Schottey, Renault** : Une batterie, c'est à peu près 10 ans de durée de vie dans une voiture et une voiture roule pendant environ 15 ans. C'est donc 5 ans qui nous manquent pour couvrir la durée de vie globale. La question est : que fait-on de batteries usagées ? Puis, une fois que la voiture est détruite, que fait-on des batteries encore utilisables ? D'où le principe de seconde vie des batteries, installées

dans des bâtiments. À titre d'exemple, l'immeuble de la Société Générale à la Défense dispose de cinq batteries de Kangoo dans son sous-sol qui lui permettent de stocker l'énergie. Combien consomme un bâtiment ? En dehors des horaires d'entrée et de sortie de bureaux, pas grand-chose. On a donc installé des batteries qui se rechargent pendant la nuit et pendant les horaires de travail, et se déchargent durant les pics de consommation. Ce système fonctionnant, nous avons cherché à l'étendre. Aujourd'hui, le parc automobile de Renault atteint environ les 200 000 voitures. Donc en prenant seulement 1% de notre parc, on a déjà 2 000 batteries, ce qui équivaut environ à 100 MWh de stockage. Ce sont des montants déjà énormes. On a donc commencé à travailler avec RTE et les autres acteurs du service énergétique, qui recherchaient justement des moyens de stabiliser leurs réseaux. Et c'est comme cela qu'est né le projet il y a deux ans. Nous sommes ensuite entrés dans les aspects techniques en nous associant à de grands partenaires comme The Mobility House, qui gérait ce type de projets là, à une échelle plus petite, pour Daimler et Audi. Et puis on a travaillé avec des industriels qui ont l'habitude d'intégrer du matériel technique et électrotechnique. Nos conteneurs se trouvent à la fois en

## Nicolas Schottey

- Nicolas Schottey a débuté sa carrière chez Renault en 2004 en tant qu'Analyste Performance des groupes motopropulseurs. Il a ensuite notamment travaillé sur la Stratégie industrielle et le Plan stratégique Renault Drive the Change du Groupe Renault. En 2016, Nicolas a rejoint la business unit Véhicules Electriques du groupe, en tant que Directeur du Programme Batteries et Infrastructures.
- Le Groupe Renault est très impliqué dans les services liés à l'écosystème électrique tels que la recharge intelligente, la charge réversible ou Vehicle to Grid ou l'usage de la seconde vie des batteries. Sur ce dernier point, le groupe, comme Bouygues Energie et Services, fait partie des partenaires qui portent le projet ELSA, qui a permis le développement d'un système de stockage d'énergie basé sur des batteries de seconde vie
- Renault a détrôné Tesla sur le podium des voitures électriques les plus vendues en Europe. Avec plus de 7.000 immatriculations au 1er Semestre 2019, la ZOE est par ailleurs le véhicule électrique le plus vendu en France.



France, adossés au réseau français, et en Allemagne, dans une centrale à charbon désaffectée qui bénéficie déjà de toutes les connexions réseau, ainsi que dans un centre de recyclage de déchets qui a déjà l'habitude d'accueillir ce type de conteneurs. Autrement dit, on a cherché à valoriser cet actif que constituent les batteries électriques avec d'autres acteurs du réseau afin que ce problème se transforme en solution pour chacun. Et c'est ainsi que nous avons commencé à travailler avec le cabinet Watson Farley.

**“Les stockages aujourd’hui s’élèvent plutôt à quelques MW alors que nous sommes à 60 MW, soit une taille un peu plus importante que ce qui est fait ailleurs.”**

**Xavier Leloup : Et en Europe, êtes-vous les seuls à faire cela ?**

**Nicolas Schottey** : Nous sommes les seuls à le faire à cette échelle-là. C'est-à-dire que les stockages aujourd'hui s'élèvent plutôt à quelques MW alors que nous sommes à 60 MW, soit une taille plus importante que ce qui est fait ailleurs.

**Xavier Leloup : Renault est déjà implanté en France et en Allemagne. Avez-vous d'autres projets d'implantations ailleurs en Europe ? Est-ce facile à déployer ?**

**“Les stockages aujourd’hui s’élèvent plutôt à quelques MW alors que nous sommes à 60 MW, soit une taille un peu plus importante que ce qui est fait ailleurs.”**

**Nicolas Schottey**

**Nicolas Schottey** : Cela peut se déployer mais la question est : faut-il le déployer ? Car en Europe, tout le réseau est interconnecté. Nous avons donc davantage intérêt à massifier l'installation pour en tirer le maximum de valeur plutôt que de nous implanter un peu partout.

**Xavier Leloup : Laurent, vous êtes intervenu sur ce dossier en tant qu'avocat. On disait qu'il y avait beaucoup d'intervenants. Cela complexifie-t-il l'approche ?**

**Laurent Battoue, Watson Farley** : Les modalités de connexion étaient un point majeur du projet. Sur les autres aspects du développement, en revanche, il n'y avait rien de très spécifique. Mais surtout, ce n'était pas un projet strictement énergétique. C'est un projet mixte de stockage énergétique structuré autour des problématiques de connexion au constructeur automobile. Donc quand on rentre dans l'exécution, c'est-à-dire la mise à disposition des batteries et la faculté pour le constructeur de garder un contrôle dessus, voire de les récupérer en y substituant de nouvelles



### Laurent Battoue

➤ Laurent Battoue est associé au sein du bureau parisien de Watson Farley & Williams. Responsable du département droit public composé de 10 avocats, il dispose d'une expérience de plus de 10 ans en droit public des affaires, et tout particulièrement dans les domaines de l'énergie et des infrastructures.

➤ Il conseille notamment des acteurs publics ou privés dans le cadre de la passation ou de l'exécution de contrats publics, de montages contractuels complexes et de partenariats public-privé institutionnels. Il dispose par ailleurs d'une expertise reconnue dans le secteur des énergies renouvelables (éolien terrestre, éolien en mer, biogaz, biomasse, hydroélectricité, cogénération, réseaux de chaleur). Dans ce secteur, il conseille notamment des développeurs, des groupes industriels, des fonds d'investissement et des banques dans des opérations d'acquisition, de financement ou de refinancement. Il intervient sur des sujets prospectifs tels que la mobilité électrique et les nouveaux schémas de valorisation de l'électricité (« corporate PPA », agrégation, garanties de capacité et garanties d'origine).

batteries, cela vient forcément interférer avec une exploitation linéaire de batteries. Pour moi, c'est l'élément saillant qui a donné lieu au plus grand nombre de discussions. Sinon on retrouve un environnement assez classique en matière d'obtention de permis et de contrats de projets. Au surplus, ce qui reste l'originalité de ce projet, c'est d'y avoir mis non seulement des batteries usagées mais aussi des batteries neuves, car il y avait un intérêt à garder ces batteries neuves afin de leur garantir un haut niveau de performance avant leur mise à disposition. Donc à tout moment, le constructeur doit pouvoir les récupérer pour les fournir à ses clients.

**Xavier Leloup : Dans ces cas-là, vous devenez presque énergéticien ?**

**Nicolas Schottey :** Non on ne devient pas énergéticien car l'énergéticien est producteur d'énergie pour le consommateur alors que nous ne

sommes que des passe-plats : tout ce qui rentre dans les batteries ressort des batteries. On ne produit rien. Nous ne sommes qu'une action tampon pour éviter qu'il y ait trop de décalage entre

**“Ce qui reste l'originalité de ce projet, c'est d'y avoir mis non seulement des batteries usagées mais aussi des batteries neuves, car il y avait un intérêt à garder ces batteries neuves afin de leur garantir un haut niveau de performance.”**

**Laurent Battoue**

le producteur et le consommateur. Cela ressemble un peu à ce qui se fait sur les barrages.

**Xavier Leloup : On a souvent évoqué le problème de l'intermittence des énergies renouvelables. De ce point de vue là, s'agit-il d'une solution révolutionnaire qui peut être appliquée à d'autres contextes ? En matière d'éoliennes, par exemple ?**

**Nicolas Schottey :** Plus il y a d'éoliennes et plus il y a d'intermittence et plus le réseau est déstabilisé. Ce qu'on a proposé constitue donc l'une des solutions pour le stabiliser de façon pérenne.

**Laurent Battoue :** Il y a en fait deux schémas. Il y a ce projet-là où l'installation de stockage joue son rôle de manière autonome par rapport au réseau et puis il y a l'intégration des solutions de stockage directement sur les outils de production, qui vont interagir avec eux.

**Xavier Leloup : Mais au-delà d'un immeuble, seriez-vous capable de**

### Christine Le Bihan-Graf

➤ Membre du Conseil d'Etat en activité jusqu'en 2003, Christine Le Bihan-Graf a exercé plusieurs fonctions au sein de l'administration dont celle de Directeur général de la commission de régulation de l'énergie (2008-2011).

➤ Agrégée de philosophie, elle a rejoint le cabinet De Pardieu Brocas Maffei en qualité d'associée en avril 2012, où elle a créé un département dédié à la régulation des activités industrielles et au droit public économique.

➤ Elle est co-auteur du « Code de l'Energie » publié aux Editions Lexis Nexis et a notamment contribué à « L'Observatoire mondial des marchés de l'énergie » publié par Capgemini (Novembre 2018).

➤ Elle a récemment conseillé IPM Group et Samsung AM lors de l'acquisition auprès d'EDF d'une partie du capital du terminal méthanier de Dunkerque, ainsi que CNP Assurances dans le cadre de l'ouverture du capital de RTE et enfin ORANO (ex. AREVA) dans le cadre de la cession d'AREVA NP.



**stabiliser le réseau français dans son ensemble ?**

**Nicolas Schottey :** Ce n'est que la première brique. La façon dont on conçoit les choses sur le moyen terme s'articule en trois grandes étapes. La première, c'était de mettre des batteries stationnaires sur le réseau pour apprendre à parler avec un énergéticien, ce qui n'est pas toujours facile quand on a l'habitude de parler kilomètres plutôt qu'en kilowattheures. La deuxième chose que nous avons fait est le pilotage de la charge des voitures, qui permet de charger les voitures non pas à chaque fois que le conducteur utilise sa voiture mais au moment où le réseau me dit que c'est opportun de le faire. On le fait déjà en France et aux Pays-Bas avec des applications où on pilote la voiture à distance. La finalité de notre plan constitue à pouvoir charger et décharger la voiture. On fait donc les deux ensembles : la batterie stationnaire et le pilotage. Et là le stockage est

largement suffisant pour être autonome en énergie renouvelable en France. D'ici à 2025, on parle de près d'un

**“La valeur économique du gaz, c'est le stockage. L'électricité n'a pas cette valeur économique et donc pour développer les énergies renouvelables, il faut développer le stockage.”**

**Christine Le Bihan-Graf**

million de voitures en parc : un million de voitures multipliées par 50 kWh, c'est plus que ce qu'il faut pour pour stabiliser le réseau national avec un fort mix d'énergies renouvelables.

**Xavier Leloup : On parle souvent des problèmes d'intermittence soulevés**

par les énergies renouvelables or là, cela semble assez prodigieux. Christine, qu'en pensez-vous ?

**Christine Le Bihan-Graf, De Pardieu Brocas Maffei :** C'est la solution. Effectivement la valeur économique du gaz, c'est le stockage. L'électricité n'a pas cette valeur économique et donc pour développer les énergies renouvelables, il faut développer le stockage. Le véhicule électrique est une révolution pour les constructeurs automobiles. Avant ils parlaient carrosserie, maintenant ils parlent batteries. Il faut toutefois admettre qu'il y a quelques années, on pensait que le véhicule-to-grid relevait de l'utopie. Or finalement, il arrive. Ce type de véhicule rendra de grands services au réseau en injectant ou en soutirant de l'électricité en fonction des contraintes du réseau. Évidemment, cela constitue la solution idéale de stocker l'électricité dont le réseau a besoin dans toutes ces batteries, mais ce n'est pas la seule solution de stoc-



### Julien Lupion

- Julien Lupion est en charge du financement des énergies renouvelables chez Bpifrance au sein de la Direction du Financement de l'Energie et de l'Immobilier.
- Diplômé de l'ESTP, SciencesPo et HEC, Julien Lupion dispose d'une expérience de près de 10 ans dans le secteur de l'énergie.
- Bpifrance est une banque majeure du financement des projets d'énergie renouvelable en France aux côtés de ses partenaires bancaires, active sur toutes les filières de ce marché depuis plus de quinze ans. En 2019, Bpifrance a co-financé 1,7 milliard d'euros de projets d'énergie renouvelable dont près de 500 millions d'euros en tant que chef de file/co-arrangeur.

kage. On parle notamment beaucoup de l'hydrogène aujourd'hui : pour la mobilité mais aussi comme solution de stockage stationnaire, particulièrement intéressant si l'hydrogène est produit à partir d'énergies renouvelables, notamment, de champs photovoltaïques ou éoliens situés à proximité. Ce qui focalise aujourd'hui l'attention des énergéticiens, ce sont donc toutes ces solutions de stockage. Sans compter que pour les opérateurs de réseaux gaziers, il y a un vrai enjeu à développer le *power-to-gas*, car la demande en gaz va forcément baisser compte tenu des objectifs de la PPE, qui prévoit une diminution importante du recours aux énergies fossiles. Les infrastructures gazières existantes qui pourraient donc être moins utilisées à l'avenir pourraient stocker de l'électricité ou de l'hydrogène, et pas seulement transporter du biogaz. Autrement dit, toutes les problématiques liées à l'équilibrage du réseau et au développement des énergies vertes sont liées aux solutions de stockage.

**Xavier Leloup : Un constructeur automobile pourrait-il finir par avoir une filiale énergétique à part entière ?**

**Nicolas Schottey :** Non, car cela ne sert rien de prendre la place de

**“Il existe aujourd’hui plusieurs solutions de stockage dont chacun cherche à éprouver la robustesse économique et technologique.”**

**Julien Lupion**

quelqu'un qui sait déjà très bien faire son métier. Il est beaucoup plus pertinent d'apprendre à travailler avec lui. Si je reprends l'histoire, il y avait trois éléments qui freinaient l'achat de voitures électriques : l'autonomie, or aujourd'hui on a des voitures qui sont quasiment capables

de couvrir les mêmes distances que les voitures thermiques. Ensuite le prix, or les volumes de production ne cessant d'augmenter on est à des prix à peu près équivalents lorsqu'on ajoute les subventions de l'état en faveur de la transition énergétique. Et enfin l'infrastructure : comment faire pour que l'infrastructure soit à la fois plus fiable et plus disponible ? Et là il faut aider les entreprises à s'équiper, pas à pas, de manière pédagogique. On est plutôt sur du partenariat et de la simplification par rapport à des clients qui sont encore un peu perdus. Mon but est de vendre des voitures mais pour les vendre, il faut disposer des infrastructures.

**Xavier Leloup : Julien, il me semble que vous êtes en pointe sur les questions de stockage à la BPI. Existe-t-il des solutions de stockages concurrentes de celles-ci ?**

**Julien Lupion, Bpifrance :** Il existe

### Vincent Trevisani

- Vincent Trevisani est associé du cabinet Ashurst et responsable de la pratique M&A Energie & Infrastructures du bureau de Paris. La pratique transactionnelle de Vincent se concentre sur les acquisitions et cessions nationales et transfrontalières et le développement de projets dans les secteurs de l'énergie et des infrastructures. Vincent représente des fonds d'infrastructures et de capital-investissement, des investisseurs institutionnels et des groupes industriels français et internationaux.
- Vincent possède une vaste expérience acquise au cours de plus de 25 ans dans la structuration, la gestion, la négociation et la documentation de projets complexes d'investissement, d'acquisition et de cession dans les différents secteurs de l'énergie – énergies renouvelables, énergies fossiles, réseaux de transport d'électricité et de gaz, efficacité énergétique – ainsi que dans les secteurs des infrastructures environnementales et de transport.
- Vincent a accompagné des sponsors et des investisseurs dans un grand nombre de marchés émergents et a une connaissance approfondie des secteurs de l'énergie et des infrastructures en Amérique Latine.



aujourd'hui plusieurs solutions de stockage dont chacun cherche à éprouver la robustesse économique et technologique. Pour cela on a de formidables territoires d'expériences en France avec les zones non-interconnectées (outre-mer), dans lesquelles des projets associent panneaux photovoltaïques et stockage batterie. On a même des projets qui commencent à combiner différents modes de stockage avec des batteries et du stockage hydrogène par exemple. Les porteurs de projet ont vite compris que la solution ne serait pas unique mais bien adaptée à chaque projet selon ses contraintes. En matière de stockage batterie on en est déjà un stade très avancé puisque les projets sont financés par les banques depuis plusieurs années, et ce grâce à un cadre réglementaire et tarifaire qui permet de lever de la dette. Ce sont des modèles particuliers en raison d'un soutien public important.

**“Il y a une vraie nécessité de diversifier le bouquet technologique pour assurer le stockage. Je comprends qu'il y a aussi un vrai sujet de rareté du lithium.”**

**Vincent Trevisani**

de production polluants extrêmement coûteux et un réseau de distribution peu résilient. Le montant des subventions n'est finalement pas si élevé que cela, comparé à ce qui devrait être investi pour mettre en place une alternative viable. Ce type de stockage couplé arrive en métropole mais c'est encore très

marginal. On a aussi un autre mode de stockage plus centralisé dans lequel l'actif de stockage seul est mis à la disposition du réseau et qui commence à émerger. Et puis il y a la pile à combustible, avec l'hydrogène décarboné. Sur ce sujet, on en est qu'au début de l'histoire car la promesse de valeur semble énorme, mais tout aussi énormes sont les freins à lever pour atteindre un modèle économique viable. Chez Bpifrance, nous sommes convaincus qu'il faut prendre le pas de cette filière dès le début, mettre en place de la R&D, des financements, toute une structuration filière qui va permettre de faire naître des champions nationaux dans l'hydrogène vert et en faire une alternative pertinente pour la transition énergétique.

**Vincent Trevisani, Ashurst :** Il y a une vraie nécessité de diversifier le bouquet technologique pour assurer le stockage. Je comprends qu'il y a aussi un vrai sujet de rareté du lithium, argument en tout cas mis en avant par les défenseurs d'autres technologies.



### Simone Pini

- Senior Investment Manager au sein de Cube IM, Simone Pini est responsable des investissements dans le secteur de l'énergie.
- Simone a rejoint Cube Infrastructure Managers en 2007 lors de sa création et s'occupe des investissements et de l'asset management de CNIM Development, Boralex Europe, NeoElectra, Enertherm, Taranis, et notamment Idex jusqu'à sa cession en 2018. Il suit aujourd'hui les participations CogenInfra (Italie), Varanger Kraftvind (Norvège), RPIP et PFP II (Espagne).
- Cube IM gère aujourd'hui 2,5 milliards d'euros avec une quarantaine de professionnels à Luxembourg et Paris. Les investissements de Cube IM se répartissent principalement en trois secteurs : énergie (chauffage urbain, efficacité énergétique, production d'électricité), télécommunications et transport public.

Il y a aussi autre sujet technique qui intéresse les investisseurs, c'est celui du statut juridique de l'opérateur de stockage. Sujet de taille sur lequel la CRE a récemment émis un avis important qui a témoigné de sa volonté de se montrer prudente sur le sujet. À mon sens il est important, au vu des projections de CAPEX pour ceux qui souhaitent investir dans le secteur, de faire la clarté sur la nature juridique du métier de stockeur. Selon Bloomberg, le stockage d'énergie va requérir l'investissement de près de 600 Mds\$ sur les trente prochaines années, ce n'est donc pas rien !

**Xavier Leloup : Et en quoi est-il important de connaître le contenu du statut juridique des stockeurs ?**

**Vincent Trevisani : C'est important parce que ni les investisseurs, ni les prêteurs n'aiment l'incertitude !**

**Xavier Leloup : C'est donc une question de responsabilité et de risque, « tout simplement ».**

**“Il y a aussi l'hydrogène qui constitue une alternative au véhicule électrique, avec notamment des temps de recharge beaucoup plus courts.”**

**Simone Pini**

**Simone Pini, Cube IM :** Comme solution de stockage alternative, même si nous n'y avons pas encore investi pour le moment, nous avons le biométhane. Il y a aussi l'hydrogène qui constitue une alternative au véhicule électrique, avec notamment des temps de recharge

beaucoup plus courts, même si cela ne représente que des projets pilotes pour le moment.

**Xavier Leloup : Sur le sujet du biométhane, SWEN et IDIA Capital Investissement viennent justement d'investir dans TER'GREEN, une plateforme d'investissement portée par le groupe KEON.**

**Maud Minoustchin, IDIA Capital Investissement :** Avec le groupe KEON (ex Naskeo Environnement), nous avons décidé de créer une joint venture pour investir en fonds propres et quasi-fonds propres dans les projets de biométhane portés par des agriculteurs. La plateforme TER'GREEN – c'est le nom donné à cette nouvelle société – co-investira aux côtés des collectifs d'agriculteurs. En effet, la place des agriculteurs dans la gouvernance des centrales de biométhane demeure fondamentale

### Maud Minoustchin

- Maud Minoustchin est Directrice de Participations chez IDIA Capital Investissement. Elle a débuté sa carrière en 2006 dans le groupe ENGIE où elle occupe différentes fonctions à la Direction de l'Innovation puis à la Direction du Développement Durable.
- En 2015, elle rejoint le fonds d'Impact Investing de la Fondation Grameen Crédit Agricole où elle structure des investissements en capital et en dette dans des entreprises à impact du secteur de l'agroalimentaire, de l'énergie et de la microfinance en Afrique et en Asie. En 2017, Maud rejoint IDIA Capital Investissement pour s'occuper des investissements dans la transition énergétique. Maud est diplômée de l'Ecole Normale Supérieure et d'HEC.
- IDIA Capital Investissement intervient en accompagnement des ETI et PME avec une expertise reconnue dans les filières agroalimentaire et viticole, les transitions énergétique, agricole et agroalimentaire, la santé et le tourisme. Le total des fonds gérés par IDIA Capital Investissement (au travers des véhicules CARD, CA Grands Crus, Grands Crus Investissements, IDIA Participations, SOFIPAR, CA Transitions...) s'élève à 1,8 Md€.



pour sécuriser les intrants en matières premières, c'est-à-dire les déchets.

**Xavier Leloup : S'agit-il de la plus grande plateforme en France ?**

**Maud Minoustchin :** Il s'agit surtout de la première plateforme d'investissement de ce type en France. A terme, notre ambition est d'injecter 10 M€ de fonds propres et quasi fonds propres pour porter le développement de la filière biométhane française. Nous ciblons en priorité les projets d'une taille comprise entre 120 et 300 normo mètres cubes. En outre, TER'GREEN dispose déjà d'un pipeline de projets en propre qui sera alimenté par les réseaux des deux autres investisseurs que sont le groupe Crédit Agricole et SWEN Capital Partners. Certains projets sont à un stade de développement très amont, d'autres plus avancés. Il existe également des projets en difficulté portés par

des agriculteurs qui n'ont pas eu les ressources nécessaires pour les mener à leur terme. Ces projets bénéficieront

**“La place des agriculteurs dans la gouvernance des centrales de biométhane demeure fondamentale pour sécuriser les intrants en matières premières.”**

**Maud Minoustchin**

du savoir-faire et des ressources financières de TER'GREEN pour accélérer leur mise en construction.

**Christine le Bihan-Graf :** C'est notamment le cas pour le GNV, le gaz naturel véhicule, où des industriels ont développé la filière avec la culture du colza. Je pense au groupe April notamment. Toutefois, ce sont des développements nécessairement limités, car il



ne s'agit pas de couvrir la France de colza...

**Xavier Leloup : Le biométhane est-il destiné à être exploité en petites unités ?**

**Maud Minoustchin :** En France en tout cas c'est le choix qui a été privilégié. Contrairement à l'Allemagne par exemple, il n'existe pas de cultures agricoles exclusivement dédiées à la méthanisation. Chaque projet doit s'adapter à la nature des intrants et du tissu industriel agroalimentaire présents sur le territoire. Par conséquent, les choix technologiques de méthanisation vont varier d'un territoire à un autre. Il sera très compliqué de développer une solution technologique standard susceptible d'être déployée n'importe où. Ce modèle décentralisé présente néanmoins des avantages : la fertilisation des sols par l'épandage de digestat, la création d'emplois locaux directs, et la concrétisation d'une économie circulaire grâce au rapprochement entre les foyers de production de déchets et les sites de valorisation énergétique de ces mêmes déchets.

**Christine Le Bihan-Graf :** Ce qui, par définition, règle les problèmes de réseau.

**Xavier Leloup : Le biométhane doit représenter 7% de la production de gaz vert en France à terme ?**

**Maud Minoustchin :** C'est l'objectif visé par la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie en 2030, soit l'équivalent de 21 TWh. Un objectif relativement ambitieux puisqu'aujourd'hui, nous n'en sommes qu'à à peine 1TWh.

**Xavier Leloup : Il y a donc du potentiel !**

**Vincent Trevisani :** Il y a toutefois un vrai risque industriel. Les municipalités sont très prenantes de ce type de projets mais même si des progrès ont été accomplis, certaines technologies sont plus éprouvées que d'autres.

**Maud Minoustchin :** Je suis d'accord, même si ce ne sont pas les technologies elles-mêmes qui présentent un risque opérationnel, mais plutôt le bon assemblage des différentes briques technologiques. Nous manquons surtout en France d'un savoir-faire pour combiner ces différentes technologies qui, intrinsèquement, n'ont rien de révolutionnaires. Il s'agit maintenant de rattraper ce retard.

**Xavier Leloup : Manque-t-on d'ingénieurs ?**

**Maud Minoustchin :** Il n'existe aucune filière universitaire de formation française sur le biométhane, si bien que les constructeurs de centrale de méthanisation sont contraints d'aller chercher des ingénieurs dans d'autres filières industrielles pour les former sur le terrain.

**Xavier Leloup : Et votre société commune développe-t-elle un nouveau modèle d'investissement ?**

**Maud Minoustchin :** Avec TER'GREEN, nous créons un modèle d'investissement hybride entre le capital-développement corporate et le capital-infrastructure. Ce modèle de plateforme existe déjà dans le photovoltaïque ou l'éolien. Mais ces projets présentent des TRI beaucoup moins attractifs pour les fonds de private equity corporate comme IDIA CI, en raison de la maturité technologique des projets. Le biométhane étant encore perçu comme un actif relativement risqué en France, les niveaux de TRI y sont plus élevés qu'ailleurs. Nous avons donc décidé d'investir dans le biométhane parce que nous sommes convaincus que la filière française représente un vrai relai de croissance au service de la transition énergétique.



**Laurent Battoue :** Dans les portefeuilles sur lesquels nous avons eu l'occasion de travailler, on a un modèle « utilities » où les agriculteurs n'ont pas à beaucoup s'impliquer, ce qui simplifie beaucoup de choses en termes de structuration. Et puis il y a les modèles que vous évoquez, qui sont structurés avec une implication plus grande des acteurs locaux. Mais dès que l'on réfléchit à la mise en place de financements avec des effets de portefeuille se pose aussitôt la question de la gouvernance. Cela demande une organisation un peu spécifique.

**Simone Pini :** En tant qu'investisseur en infrastructures, on s'intéresse aussi au sujet, et ce principalement pour deux raisons : la première est que la production de biométhane (et de biogaz en générale) est très vertueuse, en ayant à la fois une production d'énergie verte, la valorisation de déchets agricoles qui devraient autrement être traités et la création d'emplois locaux. Ce sont des investissements en ligne avec notre approche ESG. La deuxième, est que c'est l'un des segments (parmi les énergies renouvelables) encore susceptibles de produire des TRI attractifs, supérieurs à ce qu'on observe dans les segments plus mûrs comme le photovoltaïque ou l'éolien.

**Xavier Leloup : Le respect des valeurs ESG correspond en effet à une demande très forte de la part des institutionnels.**

**Maud Minoustchin :** Je préciserais toutefois qu'il ne s'agit pas d'apporter un simple vernis ESG à notre fonds CA Transitions. L'enjeu est beaucoup plus vaste. Nous parlons ici de transformation des modèles de production et de consommation énergétique, un enjeu de société majeur qui demande une implication des investisseurs financiers sur du long terme.

**Xavier Leloup : Évoquons à présent le cas de l'hydrogène, un gaz dans lequel, chez Cube IM, vous avez déjà investi.**

**Simone Pini :** La société Savac, dont nous sommes actionnaires depuis décembre 2018, dispose des premiers bus 100% hydrogène en France. C'est un projet très intéressant pour l'expérimentation de cette nouvelle technologie. L'un des atouts de l'hydrogène est le temps de chargement, qui ne prend que quelques minutes. Cela permet aussi d'alimenter des véhicules lourds comme des bus ou des ferries. Boréal notamment, l'une de nos anciennes participations situées en Norvège, s'y intéresse pour sa flotte de

ferries. Mais il reste encore des questions déterminantes pour le développement de la filière hydrogène : la diffusion des zones de recharge, le coût des véhicules qui doit être compétitif avec les alternatives électriques ou thermiques, et enfin la source même de l'hydrogène, car si votre hydrogène est produit à partir d'énergies fossiles, le véhicule pollue finalement autant qu'un véhicule thermique. Il doit donc s'agir d'hydrogène d'origine renouvelable afin que ceci puisse véritablement contribuer à une réduction des émissions de CO2. De la réponse à ces questions dépendra l'avenir de la filière. Nous avons aujourd'hui un partenaire en Norvège qui développe un projet pilote pour produire de l'hydrogène avec de l'énergie provenant d'éoliennes. C'est un projet intéressant que l'on suit avec beaucoup d'attention.

**Xavier Leloup : Quelle est la position de Bpifrance sur ces questions ?**

**Julien Lupion :** Sur l'hydrogène, nos principaux investissements sont dans des entreprises très actives dans le secteur, comme McPhy par exemple. Nous n'en sommes pas à la phase de financement en dette senior dans les projets, sur le marché français en tout cas. Il existe aujourd'hui un dialogue



entre l'administration et la filière visant à la mise en place d'un mécanisme de soutien pour attirer banquiers et investisseurs. C'est finalement une nouvelle dimension qui va être donnée au gaz vert, très prometteuse à la fois en termes de production et de stockage. Sur le biométhane, je voulais rappeler que c'est une filière relativement jeune dont les premiers projets remontent à 2012. Pour la rendre attrayante, il a donc fallu lui laisser le temps de se consolider. On a fait le choix en France de développer des petits projets, ou du moins de taille moyenne par rapport à d'autres pays, pour toutes les raisons vertueuses qu'on vient d'évoquer. C'est naturellement le monde agricole qui s'en est saisi en premier et c'est pour moi une excellente nouvelle que des plateformes d'investissement se créent et que se mettent en place des labels de qualité au niveau de la filière. Tout cela contribue à attirer des financements et des investissements compétitifs, en particulier des fonds propres dont les projets jusqu'à présent manquaient cruellement. Je suis donc convaincu que dans les deux à trois années à venir, le secteur du biométhane va connaître un taux de croissance exponentiel, l'un des plus importants au sein des ENR. C'est en tout cas l'analyse de Bpifrance. Cela reste bien sûr des volumes plus mesurés, mais en termes de dynamique c'est très intéressant.

**Xavier Leloup : Ce type d'installations industrielles soulève-t-il des problèmes d'acceptabilité locale, notamment du point de vue esthétique ?**

**Julien Lupion :** Ce qui fait peur en général, ce sont les sujets classiques tels que les odeurs, les risques d'explosion, la pollution des sols ou les nuisances liées au trafic routier. J'ai l'impression que comme partout, il y a parfois des oppositions locales sur certains projets mais beaucoup plus faibles que sur l'éolien.

**Maud Minoustchin :** Les porteurs de projet mènent un important travail de concertation en amont avec les populations riveraines. Les projets qui se développent le plus facilement sont souvent ceux qui s'implantent dans des zones déjà pourvues en infrastructures industrielles agroalimentaires. Les habitants sont donc habitués à vivre avec des usines de transformation.

**Julien Lupion :** Finalement, le biométhane est un prolongement de l'activité agricole déjà présente.

**Christine Le Bihan-Graf :** La dernière loi Energie-Climat prévoit des mesures de soutien, donc des subventions, pour l'hydrogène mais uniquement pour l'hydrogène

vert, produit à partir d'énergies renouvelables. Une ordonnance devra être publiée en ce sens prochainement par le gouvernement.

**Xavier Leloup : Hydrogène vert et biométhane, donc, même dynamique ?**

**Christine Le Bihan-Graf :** Pas du tout. Aujourd'hui, le modèle économique de l'hydrogène n'est pas stabilisé. En revanche on a un modèle économique pour le biométhane avec des objectifs ambitieux d'injection.

**Simone Pini :** C'est vrai. Cependant, la rentabilité des projets biométhane repose sur des tarifs régulés. On n'est pas encore à la parité réseau comme on l'est pour l'éolien terrestre ou le solaire.

**Christine Le Bihan-Graf :** Il est subventionné, mais l'infrastructure qui le transporte n'a pas besoin d'être construite et il est économiquement efficace d'optimiser l'usage des infrastructures au lieu de faire supporter au consommateur le coût échoué d'une infrastructure qui ne serait plus ou qui ne serait que peu utilisée.

**Xavier Leloup : Qu'est-ce que le « coût échoué » ?**

**Christine Le Bihan-Graf :** Le coût de construction d'une infrastructure continue à être payé par le consommateur même si l'infrastructure n'est plus utilisée ou l'est moins parce que l'usage de l'énergie initialement transportée décroît. En l'espèce, l'injection de biogaz permet de diminuer l'importance du coût échoué, puisque le biogaz est transporté dans des infrastructures déjà construites et amorties.

**Julien Lupion :** Je pense qu'il faut parler de compétitivité par rapport au coût échoué et au service rendu. Parce que, quand on fait du biométhane,



on ne fait pas que produire de l'énergie, on traite aussi des effluents agricoles, on produit de l'engrais, ce qui n'est pas internalisé dans le seul prix de production de l'énergie. Pour l'hydrogène, ce sera d'ailleurs la même chose, si on arrive à internaliser au sens large tous les services que ce type d'énergie rend à la collectivité et notamment la valeur de stockage sur un temps long.

**Nicolas Schottey :** Je pense que la question est beaucoup liée à la complémentarité, qui est plus dans le « et » que dans le « ou ».

**Vincent Trevisani :** C'est le fameux bouquet énergétique.

**Christine Le Bihan-Graf :** Mais tout n'arrivera pas à maturité en même temps. L'expérience faite avec les ENR va être refaite avec ce type d'énergie. Il faut donc attendre pour savoir qui va gagner ou plutôt, qui sera complémentaire de quoi.

**Nicolas Schottey :** Dans la mobilité, il y a aura des véhicules qui se chargeront sur des stations hydrogène, c'est le cas des camions ou des bus qui stationnent dans un dépôt. Mais de l'hydrogène disponible dans toutes les stations-service, je n'y crois pas à court terme. En

revanche, sur certains usages, oui. Nous avons développé sur des véhicules plus utilitaires un réservoir d'hydrogène sur lequel on vient faire le plein pour aller chercher les quelques kilomètres de plus nécessaires à certaines tournées. On aura donc besoin de toutes les solutions qui vont chacune répondre à quelque chose. On nous demande souvent si on est hybride ou électrique mais on fait les deux car car chaque utilisateur a des besoins différents. La question est plutôt de savoir comment faire interagir toutes les solutions. Aucune technologie n'a vocation à prendre le pas sur les autres.

**Xavier Leloup : Au vu de l'attribution récente de gros chantiers d'éoliennes en mer (Dunkerque, Saint-Nazaire), peut-on affirmer que la filière dans son ensemble est stabilisée ?**

**Christine Le Bihan-Graf :** La filière des éoliennes en mer a en réalité du mal à se stabiliser, à tel point que je ne suis pas sûre qu'on puisse parler aujourd'hui d'une filière industrielle. Il y a la construction d'une usine à Saint-Nazaire mais de nombreux acteurs ont disparu. Les projets sont très compliqués, même s'ils ont évidemment été simplifiés grâce à la mutualisation des coûts de raccordement de ces parcs.

**Xavier Leloup : Le plus cher, c'est le raccordement ?**

**Christine Le Bihan-Graf :** Effectivement, cela coûte très cher, même si cette énergie est désormais compétitive. Savoir si la filière qui s'est organisée autour de ces parcs sera compétitive par rapport à d'autres filières ou à d'autres pays, c'est difficile à dire. L'existence même d'une filière est incertaine : les fabricants de turbines ne sont pas français depuis la disparition d'Areva. Parmi les énergéticiens, EDF a pris de l'avance mais je pense qu'il est encore un peu tôt pour savoir s'il y aura une vraie filière industrielle. La France n'a pas réussi à bâtir une filière industrielle dans le photovoltaïque car comme vous le savez, seuls les fabricants chinois ont survécu. C'est pourquoi je suis plutôt pessimiste quant à notre capacité à en faire une dans l'éolien en mer.

**Xavier Leloup : Mais à ce stade, a-t-on même intérêt à en avoir une compte tenu des retours d'expérience en Allemagne, qui a massivement investi dans ce mode de production ?**

**Christine Le Bihan-Graf :** Il est effet pertinent de se poser la question. Le problème de l'Allemagne est aujourd'hui un problème de réseau

plutôt que de production : les éoliennes ont été construites au nord alors que toute l'activité industrielle et les centres de consommation sont au sud. On peut relever que des filières moins matures émergent comme l'éolien flottant. L'intérêt est que les parcs sont plus loin des côtes : cela se voit moins et c'est moins cher parce qu'on n'a pas les fondations, même si le modèle économique reste à écrire. Cela veut dire beaucoup de subventions mais c'est la condition pour développer le modèle économique. La France a la chance d'avoir des façades maritimes extrêmement importantes, par conséquent il ne faudrait pas se priver de ce type de projets.

**Julien Lupion :** Chez Bpifrance, on regarde aussi. Sur l'éolien en mer posé, on a une structuration de filière qui est compliquée car nous sommes en retard sur le marché domestique : la première décision finale d'investissement en France date de cette année. Le premier parc posé offshore dans le reste de l'Europe, c'était au moins il y a dix, quinze ans. Il ne faut donc pas se tromper de bataille. Par contre cela reste une énergie qui a montré, avec l'appel d'offres de Dunkerque, qu'elle était très compétitive. Avec la levée des derniers recours, on va arriver à un développement important auquel Bpifrance prendra toute sa part en cofinancant les futurs parcs. Sur l'éolien flottant, j'ai l'impression qu'il existe moins d'incertitudes que sur d'autres filières, c'est-à-dire que la réalisation de la promesse économique me paraît plus probable à court terme. L'État ne s'y est pas trompé et va lancer très prochainement des appels d'offres sur le sujet. Cela va donc être un vrai beau sujet dans les années à venir.

**Laurent Battoue :** Nous travaillons déjà, à un niveau pilote, sur le financement de ces projets. C'est très subventionné mais il y a déjà une structuration de financement de projets.

**Xavier Leloup :** Les accords de production bilatéraux de type PPA tendent-ils à se généraliser sur les sites industriels ?

**Laurent Battoue :** « Généraliser » n'est peut-être pas l'expression que j'utiliserais.

**Christine Le Bihan-Graf :** On revend un peu une idée ancienne en idée moderne.

**Simone Pini :** Nous en avons noué un en Norvège. Dans les pays nordiques, c'est plus courant et c'est même souvent une requête des prêteurs. Mais en fait ce ne sont pas forcément des accords locaux dans la mesure où nous venons de contracter un PPA avec un énergéticien qui se trouve à des milliers de kilomètres du site de production.

**Xavier Leloup :** Ce n'est donc pas local ?

**Vincent Trevisani :** Non en fait, ce n'est que très rarement local.

**Christine Le Bihan-Graf :** C'est virtuel.

**Julien Lupion :** Pour faire du local, il faudrait plutôt aller vers le modèle de l'autoconsommation.

**Laurent Battoue :** Soit il y a un outil de production qui n'est pas relié directement au consommateur mais l'électricité suit via un fournisseur, soit on est sur du virtuel avec des documentations qui deviennent financières. Après « généralisation » est sans doute un terme un peu fort : il y a une tendance mais comme le disait Christine, dans son principe ce n'est pas à proprement parler très novateur.

Il y a de gros consommateurs du type SNCF Energie dont c'est le métier, ou la Poste et ADP qui sont déjà avancés dans la réflexion. Pour faire émerger ces modèles, il faut que ces gros consommateurs se soient emparés du sujet.

**Vincent Trevisani :** Avec une grosse demande des GAFA. Tout ce qui concerne les centres de données constitue un gros sujet pour ces clients. Compte tenu de l'importance de leurs besoins en électricité, le modèle du PPA est l'une des conditions leur permettant de sécuriser leurs sources d'approvisionnement.

**Maud Minoustchin :** J'aimerais apporter un autre regard, qui est celui des producteurs indépendants d'énergies renouvelables. Ces acteurs ont tout intérêt à développer ce type de partenariats industriels pour s'affranchir des mécanismes d'appels d'offres qui, même s'ils sont indispensables, peuvent parfois traîner en longueur et ralentir leur développement.

**Vincent Trevisani :** C'est un mécanisme qui est utile à la fois pour le producteur et pour le client.

**Laurent Battoue :** Sur les projets GENR, vous avez raison : on n'est pas forcément éligible à candidater à l'appel d'offres. Il existe des projets par exemple dans le solaire qui ne rentrent pas dans les critères d'éligibilité.

**Xavier Leloup :** Pour quelles raisons ?

**Laurent Battoue :** Souvent liées à leur localisation géographique. Et donc le schéma du corporate PPA permet de les financer.

**Xavier Leloup :** C'est justement un grand besoin des centres de données.

**Vincent Trevisani :** Aujourd'hui leur nombre n'est pas encore très important mais les prévisions laissent présager des quantités colossales. Dans le domaine du stockage de données, tous les grands investisseurs regardent aujourd'hui la France pour développer des centres dédiés. C'est un vrai sujet tant les infrastructures digitales sont indispensables au bon fonctionnement de l'économie. Or



l'un de leurs éléments structurants est l'approvisionnement en électricité. Le corporate PPA est l'un des moyens utilisables et utilisés pour l'assurer.

**Christine Le Bihan-Graf :** En fait il n'y a pas vraiment de différence entre ce fameux PPA et ce que faisait l'industriel au début du XXe siècle, comme par exemple une aciérie négociant avec le producteur historique. C'était la même chose : un prix garanti sur du très long terme, sur des volumes élevés. Là, l'intérêt est d'avoir de la visibilité sur le volume acheté et ne pas être dépendant du marché de gros, parce que le prix est négocié en amont. Or aujourd'hui les producteurs d'ENR ont un double problème : soit ils soumissionnent à un appel d'offres avec toutes les contraintes que nous venons de rappeler, soit ils ne soumissionnent pas et donc doivent vendre leur électricité sur le marché avec toutes les incertitudes que cela comporte en termes de volume et de prix. Pour le producteur, c'est plus facile d'avoir un client unique, et du côté de l'acheteur, il s'agit d'une belle opération de communication visant à mettre en avant l'origine renouvelable de son approvisionnement en énergie. Mais juridiquement, il s'agit d'un contrat d'approvisionnement classique.

**Julien Lupion :** Ces contrats accompagnent tout de même un mouvement de marché qui est que les producteurs indépendants, qui voient leurs marges se réduire, ont besoin de s'intégrer verticalement. Et pour s'intégrer verticalement ils vont chercher naturellement à se rapprocher du consommateur. Or le *corporate PPA* va leur permettre de se rapprocher d'un modèle « *utilities* » leur permettant d'élargir leurs activités.

**Xavier Leloup :** Vous voulez dire qu'une fois rentré chez le client, ils vont pouvoir leur vendre davantage ?

**Julien Lupion :** Avant le producteur d'énergie renouvelable et le consommateur ne se parlaient pas. Avec le corporate PPA, les deux mondes se rencontrent. Le consommateur veut savoir d'où vient son électricité et veut s'approvisionner de manière verte et en circuit court. Cette tendance de fond me laisse à penser que ce type de contrats ne va pas se limiter aux groupes du CAC 40 mais va s'étendre aux PME, qui ont envie de s'approvisionner sur ce mode direct.

Cela soulève bien sûr de nouvelles questions de financement des actifs avec ces contreparties, mais je ne pense pas qu'elles soient insurmontables.

Ce n'est pas parce qu'aujourd'hui on s'appuie sur un modèle qu'on n'est pas capable, demain, avec d'autres outils financiers, en capital ou en dette, de soutenir d'autres modèles.

**Vincent Trevisani :** Pour éviter le risque d'une seule contrepartie de taille modeste, il y a la solution de la mutualisation des plateformes. Car il est certain que l'appréciation du risque est différente selon qu'on est une ETI ou une entité comme ADP. Certaines ETI peuvent ainsi s'associer pour devenir client d'un producteur.

**Laurent Battoue :** Je ne sais pas si on peut faire une complète analogie sur le sujet, mais je pense à l'approche développée sur les projets de cogénération où la chaleur, la vapeur sont consommées par des PME. Et on est capable aussi d'analyser les risques. Structurellement ce n'est pas nouveau mais il y a quand même un changement de paradigme par rapport au système des subventions et son environnement assez paisible. On est ici obligé de se poser de nouvelles questions, qui heureusement se surmontent.

**Julien Lupion :** Finalement tant mieux : ce type de contrats favorise l'émergence d'une nouvelle classe



un manque de projets par rapport aux objectifs fixés par les pouvoirs publics.

**Maud Minoustchin :** Je pense qu'il s'agit surtout d'une question d'allocation des ressources. Les liquidités ne manquent pas pour financer des projets avec une certaine maturité. Les grands assureurs par exemple vont privilégier le financement d'infrastructures moins risquées. En revanche, il est vrai qu'aujourd'hui peu d'investisseurs français s'intéressent aux filières énergétiques plus émergentes. Prenons l'exemple de l'hydrogène : nous sommes sollicités tous les jours

d'actifs dans laquelle les investisseurs pourront investir.

**Laurent Battoue :** On assiste à une conjonction de tous les sujets, car il y aura aussi l'intégration du préstockage dans l'exécution de ces contrats. Ce sera très intéressant pour développer des projets plus linéaires tant dans la production que la consommation. Pour l'instant les projets sur lesquels nous travaillons sont assez classiques dans leur prise en compte de l'intermittence mais à l'avenir, on pourra aboutir à des modèles plus affinés.

**Xavier Leloup : Y a-t-il aujourd'hui trop d'argent à investir dans la transition énergétique ?**

**Vincent Trevisani :** Je dirais plutôt qu'il n'y a pas assez de projets !

**Xavier Leloup : Sur les projets d'ENR cependant, certains investisseurs se plaignent de ne pouvoir concurrencer les offres des grands investisseurs institutionnels, caisse de retraite ou compagnies d'assurances, qui préfèrent investir en direct. Y a-t-il de la place pour tout le monde ?**

**Laurent Battoue :** Il y a plusieurs façons de voir les choses. Si on regarde les trajectoires, notamment en photovoltaïque, oui il y a forcément



existe des projets susceptibles de générer des TRI correspondant à leurs attentes. On est à une période de restructuration et de réorientation qui résulte de cette révolution technologique. On parlait du stockage avec des niveaux de CAPEX énormes au niveau mondial et bien sûr français, avec des technologies qui ne sont pas encore matures et donc risquées. Aujourd'hui, les fonds d'infrastructure ont une approche, dans certains cas, plus capital-investissement, et les fonds de capital-investissement font leur apparition sur le marché des infrastructures énergétiques. Et on espère que cette dynamique assurera le déploiement des différents fonds sur les différentes classes d'actifs et leurs risques associés. Je ne pense donc pas qu'il y ait trop d'argent mais qu'on est dans une période de transition sur les différents modèles économiques.

**Maud Minoustchin :** J'aimerais en profiter pour rappeler les raisons de la création de notre fonds thématique CA Transitions. Ce fonds est l'un des rares fonds de private equity dédié à la transition énergétique à investir en corporate (par opposition aux investissements dans les infrastructures). Les producteurs indépendants sont lancés dans une course aux



par des porteurs de projet en recherche de financements. Mais pour un fonds de capital-développement comme IDIA CI, ces projets relèvent plutôt du capital-risque et ne répondent pas encore à nos critères d'éligibilité. J'ai l'impression que nous manquons d'investisseurs en phase d'amorçage et c'est là, me semble-t-il, que les pouvoirs publics tiennent un rôle fondamental.

**Vincent Trevisani :** Je remarque aussi cette convergence. Traditionnellement, l'énergie était le terrain de jeu des fonds d'infrastructure. Or aujourd'hui je constate l'arrivée de fonds capital-investissement qui n'étaient pas connus pour intervenir dans le secteur de l'énergie et qui considèrent qu'il

financements pour atteindre la taille critique qui leur permet d'accélérer la mise en construction de leurs projets ENR. La levée de fonds propres au niveau corporate permet justement à ce type d'acteurs de ne plus dépendre des levées de dette senior pour financer leur BFR construction par exemple. Certains acteurs souhaitent aussi diversifier leur portefeuille d'actifs, pour ne plus être mono-énergie, s'internationaliser ou encore se positionner sur d'autres segments de marché comme l'efficacité énergétique, la mobilité. La solution de capital-investissement corporate nous paraît donc être une solution de financement adaptée.

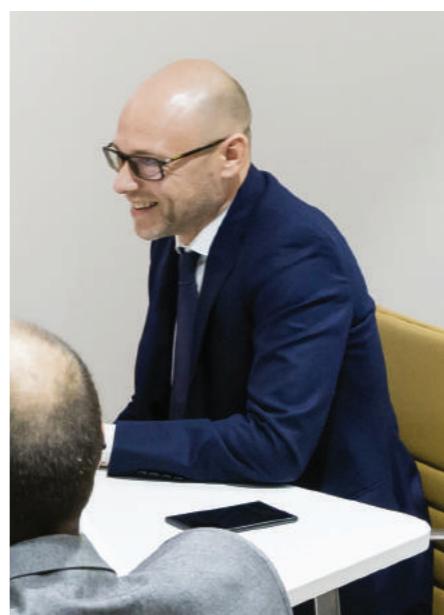
**Xavier Leloup : Êtes-vous les seuls à le faire ?**

**Maud Minoustchin :** Non, mais nous sommes très peu à avoir adopté ce positionnement d'investisseur expert en corporate, avec notamment la BPI.

**Julien Lupion :** Je partage ce constat. Si l'on veut que des entreprises aient les fonds propres pour développer des filières innovantes et s'internationaliser, il est clef de leur en offrir les ressources. Je crois donc que l'intervention en tête de groupe, avec ces fonds-là, est essentielle. Je crois aussi que les

structures de refinancement au niveau des portefeuilles de projets permettent de lever de la dette au niveau principal pour aller l'utiliser ailleurs. Et l'intervention de Bpifrance sur ces transactions sert aussi à cela. Quand vous aidez un acteur à se refinancer pour dégager une partie de ses fonds propres et les utiliser ailleurs, vous l'aidez à se consolider et à devenir toujours plus indépendant, innovant et aller conquérir de nouveaux territoires.

**Xavier Leloup : InfraVia vient justement de lancer un fonds en capital-risque.**



**Vincent Trevisani :** Et pour illustrer le propos sur ces plateformes, qu'elles soient industrielles ou encore à un stade précoce de leur développement, on observe une autre forme de convergence sur les techniques utilisées par l'investisseur pour convaincre le partenaire de lui accorder une participation, en particulier majoritaire : c'est le *management package*. Si certains fonds d'infrastructure sont encore réfractaires, les fonds de capital-investissement n'hésitent pas y recourir pour donner un avantage à leurs offres.

**Simone Pini :** Ce sont des structures d'intérêt des équipes dirigeantes qui se révèlent utiles lorsque, justement, on investit au niveau corporate. Lorsqu'on investit dans un réseau de distribution de gaz dont le retour est régulé, ou dans un projet solaire construit, le rôle du management est limité et peut difficilement améliorer le retour envisagé sur l'investissement. En revanche, lorsqu'il existe un potentiel de développement et de croissance, intéresser l'équipe de management et mettre en place un système d'alignement d'intérêts peut se révéler très utile.

**Xavier Leloup : Cube IM investit dans l'Europe entière. Votre analyse de risque se fait-elle davantage au**



**niveau du pays ou, au contraire, au niveau de la technologie ?**

**Simone Pini :** Notre analyse de risque couvre les deux aspects, géographique et technologique. Le risque pays est reflété dans notre objectif de TRI, en exigeant un TRI plus élevé dans les pays qui nous semblent plus risqués. Pour le risque technologique, nous n'investissons que dans des technologies éprouvées avec un track record suffisamment solide.

**Xavier Leloup : Diriez-vous que l'appréciation du risque marchand a évolué par rapport à ce qui se faisait il y a 10 ans ?**

**Simone Pini :** Ce qui a surtout changé en 10 ans, c'est le coût de construction et donc les investissements nécessaires pour la réalisation des projets, en particulier solaires et éoliens. Aujourd'hui, dans ces domaines, nous n'avons plus besoin de subventions ou de tarifs régulés. Les nouveaux projets ne sont rémunérés qu'au prix du *pool*. De plus, sur le récent appel d'offres lancé par le gouvernement portugais pour les nouveaux projets solaires, les gagnants ont accepté de vendre l'électricité produite à des prix bien en dessous du prix du *pool* pour les premiers 15 ans du projet démontrant que la rémunération au prix du marché leur semble largement suffisante à

rémunérer leurs investissements. Il y a dix ans, ce n'était pas le cas.

**Xavier Leloup : Et que se passerait-il en cas de retournement des marchés financiers, avec une brusque remontée des taux ?**

**Julien Lupion :** Il y a à mon avis deux aspects sur cette question. Nous avons en effet des projets dont le plan d'affaires est extrêmement optimisé, ce qu'on voit d'ailleurs dans les valorisations qui en sont faites au moment de leurs cessions. Ceux-là, nécessairement, sont beaucoup plus sensibles à n'importe quel choc externe. Il existe aussi un effet concurrentiel sur tout ce secteur ces dernières années qui l'a rendu plus compétitif et donc plus résilient. Je crois que la combinaison de ces deux facteurs laisse à penser que si, demain, nous avions un changement de marché, bien sûr qu'il y aurait un impact, mais je ne suis pas sûr qu'on aurait un arrêt total du financement – à moins bien sûr que toutes les banques soient soumises à un choc systémique.

**Xavier Leloup : Notons toutefois qu'aujourd'hui, le secteur bancaire européen ne se porte pas au mieux.**

**Julien Lupion :** Les banques sont soumises à des contraintes sur leurs fonds propres, ce qui ne les incite pas à alourdir leurs bilans. Il y a donc une

limite aux volumes de financement qu'elles peuvent déployer sur chaque secteur. Aussi est-ce le rôle de Bpifrance d'accompagner la massification du secteur des renouvelables et de son financement. Nous avons de tels volumes de financement à mettre en place dans les années à venir et finalement relativement peu de banques actives sur le marché français. Les projets énergétiques sont plutôt de taille modeste sur le marché français ce qui le rend moins attractif pour les BFI et il existe de fortes barrières à l'entrée pour structurer ces financements. Mais je dirais que l'accompagnement de Bpifrance permettra de lisser les effets d'un éventuel choc de marché et d'assurer un minimum de continuité dans le financement des projets.

**Simone Pini :** Un durcissement des conditions des crédits réduirait la profitabilité pour les actionnaires et le développement de nouveaux projets pourrait avancer plus lentement et devenir plus sélectif. Une baisse de la croissance et un ralentissement de la demande énergétique pourrait avoir aussi un effet négatif sur la vitesse à laquelle avancerait la transition énergétique. La tendance de fond, vers une économie décarbonée, semble toutefois inéluctable.

**Maud Minoustchin :** Nous avons une approche plutôt prudente chez IDIA

CI et nous sommes attentifs à ne pas sur-valoriser les sociétés. Le secteur des ENR connaît un emballement indéniable aujourd'hui. Il est important de ne pas perdre de vue que les conditions de financement bancaires actuelles pourraient s'avérer beaucoup moins avantageuses dans le futur. En plus de la possible remontée des taux, il me paraît important d'intégrer d'autres facteurs macro-économiques, voire même géopolitiques. Je pense notamment à la disponibilité des métaux rares nécessaires à la fabrication de panneaux photovoltaïques. Les conditions d'accès aux réserves vont constituer un enjeu de taille. Autre facteur de risque : la concentration des capacités de production entre les mains d'un seul pays. La Chine est devenu le premier producteur mondial de panneaux photovoltaïques. Or, le pays se trouve actuellement en situation de sous-production, ce qui provoque des tensions sur les délais d'approvisionnement et peut mettre en péril des projets lauréats des appels d'offre qui doivent mettre leurs centrales en service dans des temps contraints. Sans parler de la menace des barrières douanières qui peut resurgir à tout moment, au gré des tensions politiques...

**Christine Le Bihan-Graf :** De nombreuses centrales n'ont pas été mises en route parce que les panneaux ne sont pas arrivés.

**Vincent Trevisani :** La Chine utilise tous les outils à sa disposition et module l'allocation de ses investissements en fonction de critères qui ne sont pas seulement économiques et commerciaux.

**Xavier Leloup : Christine, vous nous disiez l'année dernière que la convergence des énergies allait profondément changer l'environnement et le marché, notamment dans l'exploitation et la tarification des infrastructures. Est-ce toujours le cas ?**



**Christine Le Bihan-Graf :** Nous avons parlé d'une convergence des énergies et donc de complémentarité entre le gaz et l'électricité, sans oublier les réseaux de chaleur et l'activité pétrolière. L'avenir va nous imposer de penser de manière beaucoup plus globale cette interdépendance des énergies, et donc aussi la polyvalence des réseaux, notamment gaziers qui vont pouvoir transporter et stocker de l'hydrogène, du biogaz, et peut-être autre chose.... Le stockage stationnaire, nous l'avons tous dit je crois, constitue d'ailleurs un très gros enjeu de l'intermittence.

**Vincent Trevisani :** Le stockage stationnaire de longue durée.

**Christine Le Bihan-Graf :** Exactement. Dans les cavités salines des stockages on pourra stocker du gaz pour produire de l'électricité et qui sera produit lui-même à partir d'électricité. Dans un avenir un peu plus lointain, si cette complémentarité se réalise, est-ce que cela aura un sens de faire un tarif réseau pour l'électricité et un tarif réseau pour le gaz ? Cette complémentarité pourra changer substantiellement à la fois la physionomie des acteurs et des réseaux.

**Xavier Leloup : Sachant que, comme le rappelait le président d'Idex l'année dernière, une bonne partie de l'énergie produite sert à se chauffer.**