

Conférence Mines-Energie - Jeudi 10 avril 2014 à 18h30 - Compte rendu

« La voie étroite du financement des projets d'énergies renouvelables »

Avertissement : ce compte rendu reflète les discussions intervenues lors de la conférence entre les participants. Son contenu informatif n'engage ni son auteur, ni le Club Mines Energie dans son ensemble, ni les institutions représentées.

1. Crédit Agricole: un modèle de financement par le réseau adapté au financement « EnR diffus » Mme Christine DELAMARRE, UNIFERGIE et Crédit Agricole

Les projets d'EnR de petites tailles posent un double défi aux acteurs du financement :

- Distribuer les financements au plus près de multiples investisseurs, nécessairement par l'intermédiaire d'un réseau bancaire non spécialiste, compte tenu de l'impératif de proximité et connaissance du tissu local,
- Constituer une expertise de pointe du secteur, permettant de maîtriser les risques du financement de projet, dans un contexte de forte évolutivité à la fois technique et réglementaire du domaine.

UNIFERGIE par sa position d'entité experte des Caisses Régionales répond à ce double défi depuis une petite dizaine d'année : développer et déployer l'expertise de financement des projets d'énergies renouvelables de 3 à 100m€, pour des clients souvent néophytes dans le domaine (agriculteurs, professionnels). Les TRI projets (taux de rentabilité interne) sont autour de 7%.

A ce jour, 250000 foyers sont alimentés, avec 2100MW de capacité installée, majoritairement éolien (terrestre), photovoltaïque et dans une moindre mesure biomasse. C'est une véritable filière avec quelques champions français producteurs qui s'est développée dans la période, très dépendante néanmoins des valeurs de rachat par EDF (jusqu'à 60c du kW dans la phase de lancement du photovoltaïque).

Le relais semble pouvoir être pris aujourd'hui par :

- la biomasse (la France dispose de la deuxième forêt d'Europe), pour alimenter des cogénérations (plaquettes), productrices de vapeur et électricité,
- la méthanisation encouragée par le ministère de l'agriculture, permettant le traitement autonome des déchets agricoles.

Les techniques de financement de projet sont classiques, avec certaines particularités et expertises propres au secteur et au type d'énergie plus particulièrement. Elles s'appuient sur des outils de scoring très détaillés, développés pour qualifier les projets et utilisées par le réseau de Caisses Régionales. L'ingénierie financière et juridique consiste en une analyse fine des différents contrats structurant chaque projet, et une analyse de sensibilité du modèle de financement aux différents aléas. Le financement de projet s'appuie sur une SPV (*Special Purpose Vehicle*, entité juridique dédiée) qui adosse le financement et son remboursement aux recettes. Le risque sponsor est estimé en fonction de son expérience et niveau de fonds propres (15-20% : en financement de projet, pas de recours sur le sponsor), un crash test permet de valider le point mort de capacité de remboursement.

La durée de financement de projet va jusqu'à 18 ans en photovoltaïque parc au sol, avec un contrat EDF de rachat pour 20 ans : la sécurité de 2 ans permet de rééchelonner la dette en cas de problème.

L'expertise sectorielle développée permet de qualifier les projets d'un point de vue technique, avec une connaissance détaillée :

- des équipementiers : qualité du matériel, dimensionnement approprié, prix,... pour les différents motoristes, (Vestas, Enercon...) ;
- des gisements (vent ou soleil) : l'aléa vent est estimé sur base d'une analyse du gisement pendant 10 ans, (instrumentation par des bureaux d'étude), en nombre d'heures totales ; le financement repose ainsi sur 90% (P90) du gisement vent historique ;
- du risque réglementaire, qui se caractérise par le foisonnement de réglementations, et l'inconstance totale du gouvernement (néanmoins sans rétroactivité des tarifs d'achat en court de contrat comme en Espagne) ;
- du risque de construction : qualification des constructeurs et installateurs, acompte pour payer les fournisseurs jusqu'à la connexion au réseau EDF (capitalisation des intérêts) ;

Le solaire est très prédictif, le principal risque se trouve être l'équipement et sa durabilité : les constructeurs assure une garantie de disponibilité, sous peine de pénalités, mais la garantie sur des constructeurs chinois dont 60% a déjà disparu reste incertaine. Le modèle de financement inclus ainsi une hypothèse de dégradation dans le temps les recettes.

La biomasse est beaucoup plus complexe en raison des aléas d'approvisionnement (qualité et prix): l'énergie primaire entrante (prix du bois) peut monter, alors que le prix de rachat de l'électricité est fixe sur la durée du contrat (effet de ciseau).

Le modèle économique est extrêmement complexe pour la méthanisation, et des subventions ad-hoc sont en général nécessaires pour l'équilibrer.

Au bilan, la dette représente environ 70% des frais d'exploitation courante (éolien, solaire). Les défauts sont aujourd'hui tout à fait marginaux dans le portefeuille de projets financés. Les principales garanties en cas de défaut de remboursement seraient :

- Nantissement de créance du contrat EDF en priorité,
- Puis la garantie du sponsor (équipement), vérifiée par recette en fin de construction.

Les perspectives du secteur en France sont aujourd'hui plutôt incertaines. La réglementation est toujours très évolutive, et n'a pas fini d'évoluer. Les banques sont très contraintes par les ratios de solvabilité (Bale III), et cherchent à développer une relation bilatérale avec leurs clients (à la fois collecte et crédit) pour s'en affranchir. Le financement EnR s'inscrira ainsi dans cette logique de relation bancaire, ou celle de la désintermédiation pour les gros acteurs.

L'Europe réfléchit également à faire évoluer les tarifs de rachat et la CSPE. L'orientation la plus probable serait la disparition de l'obligation de rachat à prix fixe, sans doute seulement au prix de marché. Une conférence bancaire en juin abordera la question.

2. Green Giraffe : impact des politiques publiques sur l'éolien offshore en Europe et USA

M. Nicolas GOURVITCH, Green Giraffe Energy Bankers

Green Giraffe Energy Bankers est une société de conseil, spécialisée dans la structuration des financements pour les gros projets d'énergie renouvelable, et en particulier l'éolien offshore pour lequel elle a participé à la très grande majorité des projets financés en Europe et aux Etats-Unis.

Ce rôle est critique pour l'industrie, car le financement est un élément fondamental de l'économie des énergies renouvelables : les modes et conditions de financement induisent la majeure partie du coût du kWh éolien et solaire, puisque la production électrique en tant que telle se fait à coût marginal nul (à la maintenance près).

Relativement à l'éolien terrestre et solaire, l'éolien offshore présente des facteurs de risque encore notables et difficiles à maîtriser. L'équipe projet est la principale garantie de bonne fin, par sa capacité à gérer les projets de façon transparente et pragmatique, dans un contexte où :

- Les accidents en phase de construction sont fréquents, combinés à l'incertitude et à la saisonnalité météorologique du milieu marin (un retard ponctuel de quelques semaines peut entraîner le report de la construction au-delà de toute la période hivernale),
- Il n'existe pas de maître d'œuvre naturel capable de porter seul l'économie du contrat : les différents lots (installation en mer, sous-station électrique, équipement,...) sont de taille équivalente,
- Le tissu de fournisseur est fragmenté, et les garanties potentielles dépassent souvent la taille du bilan des petites entreprises.

L'analyse des interfaces entre lots du projet et la gestion du risque multi-contrats associé constitue le cœur de l'expertise de structuration des financements : identifier l'impact sur le chemin critique des différents aléas possibles : par exemple fondations sur le quai, mais les bateaux sont encore occupés sur un autre projet, puis on arrive en hiver, et au lieu de perdre 3 mois, on perd 1 an. Qui plus est, ces quatre industries sont peu habituées à travailler ensemble.

Des mois et des mois de négociation sont ainsi nécessaires pour préparer le financement des banques. Celles-ci facturent une marge de crédit de l'ordre du pourcent, qui ne peut couvrir que des risques projet résiduels très faibles. Heureusement, le risque technologie est maintenant maîtrisé, le gisement de vent est laminaire, donc plus prévisible, même si des questions d'ombrage d'une éolienne sur l'autre sont à prendre en compte et sont encore mal compris. Enfin le porteur de projet est suffisamment impliqué par son apport en capital pour l'inciter à faire des réparations en cas de défaillance technique en phase d'exploitation.

En dépit de la crise financière de 2009, le coût global de financement est resté stable à environ 6%. Ceci masque en réalité la chute des taux directeurs, alors que le coût de financement interne des banques a considérablement augmenté. Les banques n'empruntent en effet plus sur les marchés à des taux sans risque (risque de défaut considéré non négligeable). Par ailleurs le marché de la syndication est quasi mort, ce qui nécessite à faire appel à un grand nombre de banques pour clore un financement, rendant les négociations beaucoup plus complexes. C'est le travail de Green Giraffe.

La comparaison du secteur entre Grande-Bretagne, Allemagne et Etats-Unis montre l'impact des politiques publiques sur la taille et la structure du secteur, ainsi que le coût final du kWh racheté.

La Grande-Bretagne a démarré il y a une dizaine d'années, et présente de très loin le parc installé le plus important. La nécessité de prendre le risque marchand (prix de marché pour les certificats verts et le rachat de l'électricité) a créé une barrière à l'entrée qui favorise les gros énergéticiens, lesquels peuvent faire jouer un effet de portefeuille avec leurs actifs de production classiques. Le câble est un actif de transmission, qui doit être vendu une fois installé, typiquement à des investisseurs type fond de pension car les revenus sont très peu risqués, car assurés par le gouvernement. La conséquence principale du risque marchand est ainsi un renchérissement du coût de la dette. Les prochains appels d'offre sont colossaux, et la Grande-Bretagne va demeurer le premier pays par le parc installé à échéance prévisible.

L'Allemagne présente de loin la politique la plus efficace grâce à un cadre réglementaire très stable (garantie de rachat à prix constant pendant 12 ans), qui a permis :

- un prix de rachat le plus compétitif à 12c/kWh,
- l'émergence de petits acteurs de niche.

Il est à noter que le risque de raccordement est assuré par la puissance publique, ce qui réduit le coût du financement.

Les Etats-Unis ont promu un marché totalement dérégulé, mais la conséquence est qu'aucun projet offshore, qui nécessite un cadre réglementaire protecteur, n'a (encore) été construit.... Les prêteurs et investisseurs demandent des marges très élevées en raison des risques importants qu'ils ont à supporter, au premier rang desquels la revente d'électricité à prix de marché, à des utilities traditionnellement très petites, auxquelles les banques font très peu confiance. Les coûts de rachats nécessaires à rendre un projet économiquement viable sont en conséquence également élevés (environ 20 c\$/kWh).

*

* *

Questions – Réponses

Quelle situation de l'éolien offshore en France ?

- une tentative a eu lieu par Total il y a 10 ans, mais le prix de rachat x3 était jugé trop élevé à l'époque,

- un 1^{er} appel d'offre en 2004, avec un prix de rachat proposé à 13c, n'a pas abouti. Cela a refroidi le gouvernement, puis l'expérience coûteuse du photovoltaïque a incité à la prudence.

Le mécanisme actuel d'appel d'offre a favorisé l'association des gros énergéticiens (EDF, GDF Suez...) avec des spécialistes du secteur. Le tarif offert aux lauréats est de l'ordre de 20c€/kWh, ce qui est particulièrement cher en comparaison d'autres pays comme l'Allemagne, mais il faut tenir compte de conditions de vent inférieures et d'une prise en compte des risques différente par les pouvoirs publics (ex. raccordement en Allemagne, offres rendues à un stade amont donc plus de risque de développement pris par les candidats). Le volume des appels d'offre privilégie des gros bilans. Les petits opérateurs ne peuvent pas garantir le risque à ce niveau.

Quelle situation économique des projets EnR en France aujourd'hui ?

Le portefeuille de projets renouvelable des banques est très bon : les projets trop risqués n'ont pas été financés, et la marge de financement correspond bien au profil de risque admissible. Les projets sont en train d'être regroupés par les développeurs, qui créent une holding et revendent le portefeuille pour réaliser leur plus value. Cela est totalement transparent pour les prêteurs.

Quel impact de la production EnR sur l'équilibre des réseaux et le mix énergétique ?

La « perturbation » globale du mix dû aux EnR reste faible, comparée en particulier à l'effet de déplacement du gaz par le charbon en Europe, suite au mécanisme inverse aux USA avec les gaz de schiste (et l'exportation du charbon excédentaire des USA vers l'Europe).

La capacité du réseau à absorber l'intermittence est très hétérogène en fonction des géographies, l'Allemagne présente la situation la plus complexe avec un fort taux d'EnR, et peu d'interconnexion (nord-sud). La vente à prix négatif, dénoncée par les médias, reste cependant très rare. L'effet net massif de l'ajout des capacités de production renouvelables reste une baisse considérable des prix de gros, qui compense plus que largement le surcoût des tarifs de rachats de l'électricité pour le contribuable-consommateur (au détriment de la rentabilité des producteurs historiques et de leurs actionnaires).

Quid de l'avenir ?

Avec l'expérience cumulée, il y a maintenant une bien meilleure maîtrise des risques techniques. **L'incertitude réglementaire reste ainsi la principale source de risque et de renchérissement des coûts de financement de la transition énergétique.**

Il est probable que les projets EnR à venir s'accompagnent de capacités de stockage, et qu'un mécanisme de financement de capacité se mette en place en Europe. Le business model et le type d'acteur dépendra toujours de la volonté politique des états. La « compétition » entre les modèles allemands, anglais, français sera riche d'enseignements.

En France aujourd'hui tout est basé sur une obligation d'achat. Demain le mécanisme sera sans doute un prix de marché (« merchant »), avec un complément de prix éventuel des états qui couvre une partie du risque, en particulier sur le résidentiel, et pour favoriser l'éolien. Le solaire devra de plus en plus rentrer dans une logique d'autoconsommation, avec risque de rentabilité sur le ménage (ou copropriété) consommateur.

La CSPE sera sans doute alimentée par les différents acteurs de l'énergie, carburant (essence, diesel) inclus.

Philippe ROCH (X84, Mines P86)

Club Mines-Energies