

Éolien et photovoltaïque, de nouvelles valeurs refuge

En juin dernier, l'Agence internationale de l'énergie a évalué à 112 milliards de dollars le montant global investi en 2008 dans

les moyens de production d'électricité verte. L'AIE précise que ce niveau, jamais atteint jusqu'alors, s'est maintenu en 2009 malgré la crise et qu'il était dû majoritairement à deux filières : l'éolien et le photovoltaïque. Une forme de consécration pour ces deux énergies à forte connotation "écologique", en l'espace d'une décennie pour ce qui concerne la France, ont fini par apprivoiser investisseurs et ban-

Aidées par le soutien de la puissance publique, les filières éolienne et photovoltaïque sont devenues en une dizaine d'années financièrement attractives. Banquiers et investisseurs y trouvent désormais leur compte, ce qui ne manque pas de susciter quelques critiques. Enquête sur les modalités de financement de ces filières d'avenir.

quiers. Jusqu'à l'excès parfois, le photovoltaïque ayant fait l'objet d'une « bulle spéculative », selon les propres termes du ministère en charge de l'Énergie (MEEDDM).

Si l'obligation d'achat des électrons verts (8 c€/kWh pour l'éolien, de 27 à 33 c€/kWh pour une centrale au sol en métropole) constitue la clef de voûte de ce succès, ces filières ne jouissent pas pour autant d'un blanc-

seing. Car même calculé, le risque est la phobie des financiers. Pas question de s'engager à la légère sur des projets de plusieurs centaines de kW, voire de plusieurs dizaines de MW, financés à 80% par la dette sur une vingtaine d'années. Il s'agit pour eux de jauger la rentabilité de l'opération à l'aune de deux critères : le gisement considéré (anémométrie, heures d'ensoleillement) et le coût du matériel.

« Pas question de s'engager à la légère sur des projets de plusieurs dizaines de MW. »

Des banquiers dans le sens du vent

Les grandes banques, n'ayant pas en interne les compétences nécessaires, sollicitent des cabinets d'audit spécialisés pour mener à bien cette évaluation. Une sorte de contre-expertise – *due diligence*, en termes juridiques – puisqu'il s'agit pour ces officines de vérifier les estimations initiales du gisement dressées par les porteurs de projets.

Pour ce qui est du matériel, les coûts d'investissement généralement admis tournent autour de 1,5 €/W installé pour l'éolien (deux fois plus pour l'offshore) et de 3 €/Wc pour le photovoltaïque, sur le segment des centrales au sol. Selon les chiffres les plus récents disponibles sur le site de l'Ademe, le coût du Wc installé était en 2005 de l'ordre de 4,5 €. Depuis, les capacités mondiales de produc-





tion de cellules ont connu une spectaculaire augmentation, passant de quelque 4 GW en 2007 à 12 GW en 2009 (source : Eurobserv'ER, citant la revue Photon International). Un dynamisme dû pour partie à l'essor de grandes unités de production installées en Asie (38% de la production mondiale de cellules en 2009 est venue de Chine).

L'octroi d'un prêt par une banque court généralement sur 15 ans pour un projet éolien, sur 18 ans pour un projet photovoltaïque. Des durées plutôt longues pour un banquier. Mais ce qui passe pour un défaut recèle néanmoins quelques qualités appréciables, comme le souligne Bernard Chabot, économiste et consultant indépendant : «Le financement des énergies renouvelables permet aux banquiers de diversifier leur portefeuille de projets avec des investissements de long terme. De plus, le vent et le soleil sont des énergies "gratuites" et du fait des tarifs d'achat garantis, il n'y a aucun risque quant à la valorisation du kWh produit. De tels projets viennent idéa-

lement compenser ce que les Golden Boys ont fait comme folies dans les salles de spéculation. Ces mêmes qui, il y a quelques années, éclataient de rire lorsqu'ils discutaient à la cantine avec leurs collègues qui finançaient l'économie réelle et en particulier les renouvelables !»

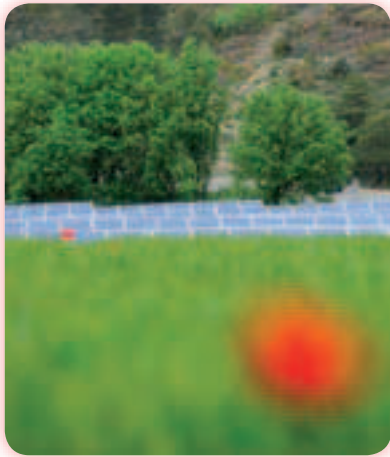
Risque faible, marges fortes

Autre gage de sécurité : un porteur de projet ne sollicite un prêt qu'une fois le montage administratif accompli. «C'est vrai que nous avons le beau rôle, admet un banquier. Les dossiers que nous voyons arriver ont tous un permis de construire et des délais de recours purgés.» Alain Meunier, responsable du financement de projets EnR chez Natixis, mesure quant à lui le chemin parcouru depuis 2000 : «À l'époque où Energeco était encore la Sofergie des Banques Populaires, nous passions pour des "professeurs Tournesol" à vouloir financer des éoliennes ! Ce n'est qu'autour de 2004-2005 que le tournant a eu lieu, notamment quand le Crédit agricole, via sa

filiale Unifergie, s'est rendu compte que les agriculteurs commençaient à sérieusement s'intéresser à l'éolien.»

Prenant le sillage des Sofergies, les grandes banques se sont donc à leur tour positionnées sur l'éolien, puis le photovoltaïque à partir de 2007. Avec des marges confortables à la clé. Schématiquement, le calcul du taux d'intérêts se fait en prenant comme référence l'Euribor (Euro Interbank Offered Rate), un taux interbancaire calculé sur la moyenne des taux pratiqués par une soixantaine de banques européennes. Auquel est ajouté le taux de marge de la banque prêteuse. «À l'heure actuelle, les liquidités redeviennent disponibles et le taux de marge se situe autour de 2 %, indique un autre banquier. Nous étions même descendus à 1 % avant la crise. Mais l'argent est devenu plus cher en 2008, ce qui nous a conduit à pousser nos marges à 2,5 voire 3 %. Cela se traduisait pour le porteur de projet par un taux global de 6 à 6,5 %.» Retour d'expérience aidant, l'éolien jouit désormais d'une image moins

◀ Le parc éolien du Aumelas, près de Montpellier.



► Parc photovoltaïque à proximité de Manosque.

► risquée pour les banquiers. «Il était d'usage au début de la décennie de financer un parc éolien sur 12 ans, mais désormais, l'éolien est jugé mature, nous sommes donc plus confiants, confirme Alain Meunier. Aussi, le financement de la dette descend rarement en dessous de 15 ans.» Le photovoltaïque ne loge pas tout à fait à la même enseigne, du fait de son explosion plus récente. De plus, la durée du contrat d'achat est de 20 ans et non 15. C'est pourquoi la durée de remboursement de la dette est ramenée sur 18 ans, ce qui a également pour avantage de donner un peu de souplesse à l'échéancier : en cas de baisse de production pendant la durée de vie de l'installation, le remboursement sera finalement rééchélonné sur 20 ans.

Du "cash flow" tous les ans

Ce qui vaut pour les banques vaut également pour les investisseurs, institutionnels ou privés, dans le sens où les énergies renouvelables constituent une nouvelle valeur refuge. «Les fonds d'investissement se sont clairement positionnés sur les renouvelables, indique Jérôme Billerey, président du directoire d'Aérowatt. Pour deux raisons : un risque technique faible et des contrats solides, de longue durée. Bien que le productible d'un

parc soit soumis à une petite variabilité saisonnière, celui-ci va générer du "cash" tous les ans, au même titre qu'une concession autoroutière. C'est pour ça que les fonds sont intéressés.» «Plus un investisseur connaît le marché, plus il va être exigeant en termes de taux de rentabilité, estime pour sa part Fabrice Juquois, président de Photeis, maître d'ouvrage en installations photovoltaïques de grande puissance. Les moins gourmands vont demander 6%, mais ce taux exigé

La prise de décision uniquement basée sur le taux de rentabilité interne montre ses limites

peut aller jusqu'à 12%. Pour des centrales photovoltaïques au sol, le curseur oscille entre 6 et 9%.» Les fonds privés investissent soit dans le capital des porteurs de projets, soit directement dans des opérations. Dans ce deuxième cas de figure, ces fonds d'investissements deviennent actionnaires de la SPV (Special Purpose Vehicle*).

Pour un actionnaire, le fameux taux de rentabilité interne (TRI) fait souvent office de juge de paix. Ce TRI, au moins égal aux exigences de rentabilité du ou des investisseurs, entre dans le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) du projet. Soit la somme,

► Au pied d'une éolienne du Chemin d'Ablis, 52 MW de puissance.

sur l'ensemble de sa durée de vie, des flux de trésorerie actualisés, à laquelle est retranché le montant des investissements initiaux. Si le TRI choisi rend la VAN positive, le projet est rentable. Ainsi, l'étude économique d'un projet vise à calculer le TRI pour lequel la VAN devient positive, point de bascule à partir duquel le projet génère du profit. Toutefois, il est des cas où la prise de décision uniquement basée sur le calcul mathématique du TRI montre ses limites. C'est pourquoi Bernard Chabot lui préfère un autre indicateur de son cru, qu'il appelle "taux d'enrichissement en capital". Ce TEC, obtenu en rapportant la VAN du projet au montant total des investissements, permet de jauger la rentabilité de l'opération en un coup d'œil.

Fonds propres : le Graal des nouveaux entrants

Grâce aux tarifs d'achat, l'éolien et le photovoltaïque présentent aux yeux des investisseurs des niveaux de rentabilité acceptables pour un risque encouru relativement limité (vandalisme ou vol de modules, avarie technique sur une éolienne). Une attractivité bienvenue pour des porteurs de projets désargentés. Car avant même de songer à décrocher un contrat de financement de "dette senior", le porteur de projets aura dû lever une mise de départ en fonds propres, généra-



© Olivier Guerrin/RTE, Jean Lionel Dias/RTE

Photovoltaïque : le gouvernement parviendra-t-il à coincer la "bulle" ?

lement à hauteur de 20 % - ou 25 % en temps de crise - du montant total de l'investissement. Là aussi, les choses ont bien changé depuis les débuts de l'éolien en France. «*Les pionniers du genre, les Valeco, Valorem et autres Aérowatt, n'avaient pas le sou, se remémore Alain Meunier. Avec mon collègue Jean-Luc Daniel d'Oséo, nous organisons donc des "mariages", c'est-à-dire que nous mettions en relation - à titre gracieux ! - ces porteurs de projets avec des détenteurs de capitaux, pour la constitution des fonds propres des sociétés de projets.*» Aux alentours de 2005, le paysage économique des énergies renouvelables change quelque peu. Aux start-up avant-gardistes se joignent les grands électriciens, qui investissent en masse dans l'éolien et le photovoltaïque. Il n'y a qu'à se rappeler qu'en 2007 GDF Suez - avant la fusion - a notamment pris 50,1 % des parts de la Compagnie du Vent pour la bagatelle de 321 millions d'euros. Les grands fournisseurs d'énergie, français et européens, dotés de suffisamment de capacités financières pour injecter des liquidités dans des opérations, disposent tous de leurs parcs éoliens et/ou photovoltaïques.

Mais du fait de leur manque d'antériorité sur le marché, les nouveaux entrants n'inspirent pas d'emblée confiance aux investisseurs. Circonstance aggravante : l'argent constitutif des fonds propres est bien plus onéreux que les encours bancaires. Une raison à cela : les fonds propres sont remboursés en dernier et peuvent être perdus en cas d'échec du projet. À l'attention des entreprises qui ont des difficultés dans ce registre, il existe la possibilité de constituer des fonds dits "mezzanine" : il s'agit de quasi-fonds propres, octroyés par des banques, ainsi que des organismes de financement ad hoc, tel le Fideme pour les projets éolien. Ce

Le MEEDDM a fait paraître les nouveaux tarifs photovoltaïques au Journal Officiel le 1^{er} septembre dernier, modifiant la grille une deuxième fois en moins d'un an. Le ministère des Finances prendra peut-être le relais en rabaissant au passage quelques dispositifs fiscaux, suite aux recommandations du rapport Charpin. Un volet de la loi Tépà (Travail emploi et pouvoir d'achat) serait ainsi dans la ligne de mire, avec l'assentiment du Ser et d'Énerplan. Ce dispositif permet aux personnes physiques et morales assujetties à l'ISF de défiscaliser à hauteur de 75 % des fonds investis dans des PME innovantes. «*75 %, c'est beaucoup, reconnaît Bruno Leconte, conseiller en haut de bilan*. De plus, il y a une différence de traitement entre personne physique, défiscalisée à 75 %, et personne morale, pour laquelle la défiscalisation est limitée*

à 50 %.» Bercy projetterait d'exclure le photovoltaïque du champ de cette défiscalisation.

Il est également question de supprimer - de façon dégressive, sur deux ans - le crédit d'impôt au bénéfice des particuliers portant sur l'achat de kits photovoltaïques, afin de faire éclater la bulle spéculative. Une mesure qui viserait également à contrebalancer le maintien du tarif intégré au bâti résidentiel ancien à 58 c€/kWh. Ces pistes devraient être discutées à l'occasion de l'étude du projet de Loi de finances pour 2011. Ce qui laisse encore quelques jours aux margoulines et autres vendeurs de crédit d'impôt...

* Le haut de bilan d'une société renvoie au financement de ses emprunts de long terme (fonds propres et dette), contrairement au bas de bilan, qui concerne le financement de ses emprunts de court terme.

fonds commun de placement à risque est abondé par des banques, l'Ademe et la Caisse des Dépôts à hauteur de 45 millions d'euros. En sa qualité d'organisme public, cette dernière est également habilitée à octroyer des financements en fonds propres à des taux inférieurs à ceux du marché pour des opérations d'utilité publique, champ dans lequel entrent les énergies renouvelables.

Une CSPE dilapidée ?

Alors bien sûr, les détracteurs des énergies renouvelables ont beau jeu de stigmatiser le caractère artificiel de marchés «*sous perfusion*» via les tarifs d'achat. Ce à quoi les professionnels répondent à l'unisson que les filières émergentes ont besoin d'un soutien de la force publique avant de pouvoir voler de leurs propres ailes. En ne manquant pas de rappeler que l'appareil de production historique, nucléaire comme à flamme, a été financé par les deniers des contribuables... «*Le photovoltaïque suit une courbe d'apprentissage industrielle classique selon laquelle les coûts de fabrication diminuent*

de 20 % chaque fois que la production mondiale double. La France ne finance pas cette énergie sans espoir d'un retour sur investissement», rappelle Fabrice Juquois.

Autre grief régulièrement fait aux renouvelables et plus spécifiquement au photovoltaïque : leur poids excessif dans la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), ponctionnée sur les consommateurs. En se reportant au dernier avis de la Commission de régulation de l'énergie, environ 2,5 milliards d'euros ont été provisionnés en 2010 pour financer la CSPE. Sur cette somme, 528 millions d'euros de charges prévisionnelles ont été affectés aux contrats d'obligation d'achat liés aux énergies renouvelables, tous types confondus. Un montant inférieur à l'enveloppe réservée à la péréquation tarifaire (918 millions d'euros) ou aux contrats de cogénération (669 millions d'euros). Néanmoins, la part du photovoltaïque pourrait atteindre des proportions autrement plus importantes dans les prochaines années, ce qui a conduit le MEEDDM à décider une nouvelle diminution de certains



► tarifs. Dans une note mise en ligne en juillet dernier, le Syndicat des énergies renouvelables (Ser) a estimé que la part du photovoltaïque dans la CSPE pourrait atteindre à terme 850 millions d'euros, sur la base du raccordement prochain de 1 600 MWc actuellement dans la file d'attente, en plus du parc déjà raccordé. Pragmatiques, les organisations professionnelles (Ser, Enerplan) ont été force de propositions dans le cadre de la révision tarifaire, dont plusieurs ont été intégrées au dispositif entré en vigueur le 1^{er} septembre.

◀ Ferme photovoltaïque au sol à Saint-Pierre (La Réunion).



◀ Fixation des pales sur la nacelle d'une éolienne du parc de Limousis.

Une parité réseau toute proche

À l'instar des crédits d'impôt sur les équipements tirant parti des énergies renouvelables, les tarifs d'achat sont par nature voués à disparaître. Leur objectif est d'accompagner le développement de filières industrielles et d'appareils de production matures en vue d'atteindre la "parité réseau". Pour l'éolien, le but est proche, à en

croire Philippe Rocher, directeur du cabinet d'études Metrol : «Hors grande hydraulique, l'éolien est la source d'énergie renouvelable la plus proche de la rentabilité. Aujourd'hui, le coût moyen du MWh est de l'ordre de 85 euros, tout compris, des études au démantèlement. Dans le même temps, le prix moyen annuel constaté de l'électricité sur la plaque européenne est d'environ 55 €/MWh. Mais faut-il rappeler qu'en 2008, cette valeur est montée jusqu'à 68 €/MWh ? Et sans la crise économique, elle aurait peut être été encore plus importante, de l'ordre de 72-74 €/MWh.»

Peut-être faudra-t-il une autre décennie à ces deux énergies pour faire la

preuve de leur compétitivité, pour peu qu'elles puissent être départagées de façon uniforme et équitable. «Les coûts afférents aux différentes filières (matériel, entretien-maintenance, démantèlement, etc.) ne sont pas lisibles de façon équivalente, poursuit Philippe Rocher. Les coûts sont très bien connus pour certaines filières, comme l'éolien, moins pour le photovoltaïque, eu égard aux multiples technologies disponibles (mono/polycristallin, amorphe, couches minces). Ces différentes technologies ne vieillissent pas et ne se recyclent pas de la même manière. Il faudrait un même outil ou modèle économique pour pouvoir tenter de comparer sereinement les différentes filières fossiles, renouvelables. Cette méthode - validée par tous les acteurs concernés - devra notamment intégrer le bilan environnemental global de chaque filière sur tout le cycle de vie d'une installation, en tenant compte de sa localisation géographique (valorisation des ressources locales, transport, impacts, etc.). Cela permettrait de composer le bouquet énergétique en connaissance de cause. Mais on n'en est pas encore là.» *

Idir Zebboudj

L'éolien efficient en termes de dépense publique

Afin d'aider les collectivités à mieux cibler leurs dépenses consacrées aux Enr et à la MDE, Amorce a mené une étude comparée visant à apporter des éléments de réponse à la question suivante : quelle est la manière la plus efficace de dépenser 1 000 € d'argent public en faveur de l'environnement ? Pour en juger, deux indicateurs ont été retenus : les économies en énergie primaire et les émissions de CO₂ évitées. Ces deux critères étant cumulés et actualisés, à la manière des CEE. Au registre des dépenses publiques, ont été retenus : les crédits d'impôt, l'éco-PTZ, les tarifs d'achat, la TVA réduite, les CEE, les aides locales ainsi que les coûts induits par la mise à niveau des réseaux électriques. Un certain nombre de filières énergétiques (éolien terrestre et offshore, PV individuel et centrales au sol, PAC air/eau, production d'électricité à partir de biogaz, etc.) et d'actions de maîtrise de l'énergie (installation de chaudières à condensation, isolation des toitures, remplacement de fenêtres, etc.) ont été passées en revue.

A l'heure où cet article est mis sous presse, les données de l'étude sont en cours de finalisation, mais elles permettent de donner quelques tendances. Il en ressort ainsi que l'éolien s'avère être l'une des options énergétiques les plus performantes en termes de rapport efficacité/coût, en compagnie de l'isolation des toitures, suivis de près par la chaudière à condensation.

*SPV : société ad hoc créée dans le cadre d'un financement sans recours, où seuls la valeur des actifs et les revenus du projet sont censés contribuer au remboursement de la dette