Les CAHIERS
LOUIS BACHELIER
L'actualité économique et financière vue par la recherche
N° 41 | AOÛT 2021

Des outils mathématiques innovants au bénéfice de la transition énergétique

Avec le concours de René Aïd, Laura Tinsi, Nadia Oudjane, Joseph Mikael, Peter Tankov et Jean-Michel Lasry

SOMMAIRE

N° 41 | AOÛT 2021

Quelles sont les politiques optimales d'allocation des quotas sur le marché du carbone ?

4 D'après un entretien avec René Aïd

Quelles sont les spécificités des marchés de l'électricité à court terme ?

6 D'après un entretien avec Laura Tinsi

Comment optimiser l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique ?

8

D'après un entretien avec Nadia Oudjane

Gestion des risques sur les marchés de l'énergie : « L'IA apporte de la flexibilité et permet de gérer plus de contraintes réelles »

10 Entretien avec Joseph Mikael

Finance verte : « Un changement de paradigme de modélisation est nécessaire »

12

Entretien avec Peter Tankov

Comment les capacités de stockage agissent-elles sur le marché pétrolier ?

14 D'après un entretien avec Jean-Michel Lasry

Publication de l'Institut Louis Bachelier – Palais Brongniart, 28 place de la Bourse 75002 Paris
Tél. 01 73 01 93 40 – www.institutlouisbachelier.org – www.louisbachelier.org
Directeur de la publication : Jean-Michel Beacco
Rédacteur en chef : Ryadh Benlahrech (ryadh.benlahrech@institutlouisbachelier.org)
Secrétariat de rédaction, conception et réalisation :
Eux Production – Tél. 06 64 49 79 72 – www.euxproduction.com
Imprimeur Kava : 42 rue Danton – 94270 Le Kremlin-Bicêtre – Tél. 06 14 32 96 87

PEFC
IMPRIM'VERT®

ÉDITO

« Dômes de chaleur » dans l'ouest canadien, ainsi qu'au Maghreb et dans la péninsule Ibérique ; inondations torrentielles en Europe (Allemagne, Belgique, Pays-Bas…) : l'actualité récente nous rappelle au caractère destructeur, sur le plan humain et matériel, de ces événements météorologiques extrêmes. Si les liens entre tel ou tel phénomène particulier et le dérèglement climatique ne sont pas formellement établis, il est aujourd'hui clair que ce dérèglement global, lié à l'accumulation dans l'atmosphère de gaz à effet de serre (GES), augmente la fréquence de ces phénomènes extrêmes. Aussi ces événements récents nous rappellent à l'urgence d'agir pour réduire les émissions et adapter nos sociétés à ce nouveau régime climatique, caractérisé par une plus grande incertitude. Parmi les actions récentes, on peut mentionner l'ambitieux plan présenté, le 14 juillet dernier, par la Commission européenne pour réduire fortement les émissions de GES d'ici à 2030, avec notamment un renforcement du marché du carbone et une taxe carbone aux frontières de l'Union Européenne. Deux jours plus tard, la Chine a officiellement lancé sa bourse des quotas de CO_2, qui deviendra - en volume - la première au monde.

Au-delà des promesses politiques et de l'implication grandissante des entreprises dans ce qui s'apparente au « combat du siècle », la recherche scientifique doit être au cœur des discussions et faire entendre sa voix. À ce titre, les chercheurs de la chaire Finance et Développement Durable (FDD)[1] et de l'initiative de recherche Laboratoire de Finance des Marchés de l'Energie (FiME)[2], travaillent, depuis 15 ans, sur les sujets liés à la transition énergétique et écologique. Ces travaux scientifiques mobilisent à la fois des chercheurs académiques et des ingénieurs. Ce mode d'interaction original crée une forte émulation pour trouver des solutions innovantes et opérationnelles aux problèmes posés par la crise climatique. Dans cette nouvelle édition des *Cahiers Louis Bachelier*, vous trouverez ainsi un aperçu des recherches effectuées dans ces deux programmes de recherche d'excellence. Dans le premier article, les politiques optimales sur le marché du carbone sont analysées, à la suite de travaux menés par René Aïd. Dans le deuxième texte, les marchés infra-journaliers de l'électricité sont étudiés par Laura Tinsi. Ensuite, ce sont l'intégration et l'optimisation des énergies renouvelables dans un système électrique décentralisé, qui font l'objet de travaux novateurs de Nadia Oudjane. Le quatrième texte donne la parole à Joseph Mikael, un expert en Intelligence Artificielle et en *machine learning*, qui livre son point de vue sur le développement grandissant de ces technologies en finance des marchés de l'énergie. Puis, c'est au tour de Peter Tankov de dévoiler les avancées de la recherche en finance verte et durable, une discipline ô combien importante pour orienter les flux financiers en faveur de la transition écologique. Enfin, le dernier article aborde des travaux de Jean-Michel Lasry, éminent mathématicien et économiste, sur les effets du stockage sur la dynamique des prix du pétrole.

Bonne lecture!

Clémence Alasseur,
ingénieure-chercheuse
et responsable de l'équipe
gestion des risques marchés et
valorisation (département Osiris)
chez EDF R&D

&

Olivier Féron,
ingénieur-chercheur
chez EDF R&D, directeur
du Laboratoire FiME

1. La chaire FDD est soutenue financièrement par EDF et le Crédit Agricole CIB. Ses partenaires académiques sont l'École polytechnique et l'Université Paris-Dauphine PSL.
2. La Laboratoire FiME est soutenu financièrement par EDF. Ses partenaires académiques sont le CREST, l'École polytechnique et l'Université Paris-Dauphine PSL.

QUELLES SONT LES POLITIQUES OPTIMALES D'ALLOCATION DES QUOTAS SUR LE MARCHÉ DU CARBONE ?

Le fonctionnement et l'efficacité du système d'échange de quotas d'émission de l'Union Européenne (UE), communément appelé le marché du carbone, ont longtemps été sous le feu des critiques. Des chercheurs ont développé un modèle pour identifier les politiques optimales permettant d'atteindre les objectifs de réduction d'émission à un moindre coût social.

Créé en 2005, dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union Européenne (UE), le système d'échange de quotas d'émission de carbone concerne plus de 15 000 installations (énergies, industries), soit environ 40 % des émissions de cette zone géographique. Néanmoins, cette bourse du carbone a longtemps coté avec des prix de la tonne de carbone très bas, oscillant entre 5 et 10 euros environ. Les raisons ? Le nombre de quotas de carbone en circulation lors de sa création a été trop élevé. Par ailleurs, l'octroi de quotas gratuits jusqu'en 2012, à certains industriels exposés à la concurrence internationale, a entraîné les prix de ce marché à la baisse. Et pour ne rien arranger, la crise financière de 2008 a accentué la baisse des cours du carbone, en raison de la conjoncture économique défavorable. En clair, les industriels ont, généralement, réduit leur production et donc leurs émissions sans avoir besoin de recourir au marché. « *Le problème vient de l'allocation des quotas. Par exemple, entre 2012 et 2018, il y avait 800 millions de quotas en trop en circulation, alors que le nombre total de quotas de ce marché est d'environ 2 milliards par an. Dans ces conditions, les cours sont restés bas, ce qui n'a pas permis au marché d'envoyer le bon signal-prix, afin d'inciter les industriels à réduire leurs émissions de carbone* », souligne René Aïd.

« La crise financière de 2008 a accentué la baisse des cours du carbone, en raison de la conjoncture économique défavorable »

DES RÉFORMES POUR CORRIGER LE MARCHÉ

Si depuis plus d'un an, le marché du carbone a repris des couleurs avec des prix en hausse de 50 % et un record battu en avril 2021, avec une tonne de carbone qui a franchi pour la première fois le seuil des 50 euros la tonne, ceci est dû à plusieurs phénomènes : l'augmentation des objectifs climatiques de l'UE, qui doit atteindre une réduction des émissions de 55 % en 2030, par rapport à 1990, avec une neutralité carbone en 2050 ; et surtout, la réforme apportée en 2015 et mise en œuvre en 2019, visant à créer une réserve de stabilité du marché, le Market Stability Reserve (MSR), qui permet de réduire et d'y placer le nombre de quotas excédentaires en fonction de la conjoncture économique. « *Le régulateur européen a décidé de mettre en place un mécanisme d'allocation dynamique des quotas (MSR). Si le marché dispose de trop de quotas, les excédents sont retirés et placés dans le MSR et inversement* », explique René Aïd. Autrement dit, la baisse des quotas en circulation permet de soutenir les prix du carbone à la hausse et ainsi pousser les industriels à réduire leurs émissions en investissant dans des technologies plus propres. Résultat ? « *L'introduction de la réserve de stabilité du marché en 2019 a entraîné une hausse des prix du carbone, ce qui a permis d'assurer une réduction annuelle des émissions de 9 % au total en 2019, avec une réduction de 14,9 % dans le secteur de la production d'électricité et de chaleur et une réduction de 1,9 % dans l'industrie* », indique la Commission européenne sur son site web. Mais pour aller encore plus loin, l'évaluation scientifique du MSR est nécessaire.

D'après *Optimal dynamic regulation of carbon emissions market: A variational approach*, écrit par René Aïd et Sara Biagini, ainsi qu'un entretien avec René Aïd.

René Aïd est professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine PSL depuis 2016, maître de conférences à l'École polytechnique de 2015 à 2019. Au préalable, il a été ingénieur de recherche en économie financière des marchés de l'énergie (1998-2003), puis directeur (2003-2006) au sein d'EDF R&D. Il est co-fondateur et directeur (2006-2013) du programme de recherche Laboratoire de Finance des Marchés de l'Énergie (FiME), qui a reçu le prix AEF 2014 de la meilleure initiative de recherche entreprise/université. Directeur adjoint du département recherche d'EDF R&D sur la production et la gestion des risques financiers (2014-2016), il a également été conférencier plénier à la conférence SIAM *Financial Mathematics & Engineering* (2016) et au congrès mondial Bachelier Finance Society (2018). Membre du directoire scientifique de l'Institut Louis Bachelier, il a publié la monographie *Electricity Derivatives* (Springer, 2015) et co-édité le livre *Commodities, Energy and Environmental Finance.*

Méthodologie

Les chercheurs ont développé un modèle simplifié pour étudier et mesurer les politiques optimales à privilégier par le régulateur européen, dans le cadre de l'allocation dynamique de quotas sur le marché du carbone. Ce modèle comprend un ensemble d'entreprises et le régulateur. Les premières ont le choix de réaliser des efforts d'abattement de CO_2 couteux, *via* des investissements dans des technologies plus propres, ou d'acheter ou de vendre des quotas sur le marché du carbone. De son côté, le régulateur cherche à identifier les processus d'allocations de quotas dynamiques pour chaque entreprise, afin qu'elles puissent réduire les émissions de carbone à moindre coût. Les chercheurs démontrent, dans ce cadre, que les stratégies optimales d'allocations dynamiques consistent à maintenir le prix constant.

UN MODÈLE POUR ÉTUDIER LES POLITIQUES OPTIMALES

C'est justement, dans ce contexte, que René Aïd et sa collaboratrice Sara Biagini ont développé un modèle (voir encadré méthodologie) pour mesurer les différentes politiques optimales, qui devraient être privilégiées par le régulateur européen pour respecter ses objectifs climatiques. Et les résultats de ce travail scientifique ont été surprenants. « *Notre modèle suggère que la régulation optimale consiste à maintenir le prix de marché du carbone constant, ce qui est contre-intuitif par rapport à la logique d'un marché où les prix évoluent régulièrement* », affirme René Aïd. En réalité, le régulateur ne décrète pas un prix constant du carbone. C'est sa stratégie d'allocation dynamique des quotas qui maintient le prix constant. Les explications ? Dans le modèle, les décisions d'investissement des entreprises pour réduire leurs émissions sont en partie irréversibles, même en cas de récession. Par exemple, si une unité industrielle investit dans de nouvelles technologies pour avoir une production moins polluante et qu'une crise économique survient, l'entreprise ne pourra pas rentabiliser ses investissements, en raison de la baisse des prix des quotas de carbone. Dès lors, le régulateur doit faire en sorte que les entreprises réalisent des efforts d'abattement constants, afin qu'elles n'aient pas à supporter les coûts d'ajustement liés à la conjoncture économique. « *Le régulateur utilise les allocations dynamiques des quotas à la hausse ou à la baisse en fonction de la conjoncture économique pour que les entreprises aient des actions constantes en faveur de la baisse des émissions. La conséquence de la stratégie du régulateur est que le prix du carbone reste constant. Le régulateur joue un rôle d'assureur des entreprises contre les risques coûteux des cycles économiques* », affirme René Aïd. Mais, quid des politiques d'allocations optimales de quotas ? « *Elles ne sont pas uniques, car il n'y a pas de critère spécifique dans le choix de l'attribution de quotas par firme dans notre modèle. C'est la somme totale des allocations, qui est importante et sur laquelle le régulateur agit. Les stratégies contingentes fonctionnent si les quotas sont adaptés régulièrement en fonction de la conjoncture économique. C'est pourquoi, la réserve de stabilité MSR ne constitue pas une politique optimale, mais seulement quasi-optimale* », conclut René Aïd, qui travaille déjà à de futures extensions de son modèle comme l'analyse de l'impact de la réduction de l'activité sur les taux d'émission ou l'inclusion des consommateurs. ●

À retenir

- La réserve de stabilité de marché est une réforme importante pour ajuster les quotas de carbone en circulation, mais elle ne constitue pas une politique optimale.
- Les stratégies contingentes optimales couvrent les entreprises contre les risques des cycles économiques.
- Les politiques optimales ne sont pas uniques, car seule la somme totale des allocations de quotas en circulation détermine le niveau atteignable de réduction des émissions .

QUELLES SONT LES SPÉCIFICITÉS DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ À COURT TERME ?

L'augmentation continue des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité en Europe rajoute des contraintes nouvelles à de nombreux acteurs du secteur, qui se doivent de maintenir un équilibre entre l'offre de production et la demande. Pour y parvenir, ils peuvent notamment recourir aux marchés de l'électricité à court terme, mais de quelle manière ? Des chercheurs ont modélisé les interactions entre les acteurs intervenant sur ces marchés pour mieux comprendre leur fonctionnement.

« Les producteurs, dits « responsables d'équilibres », doivent ajuster avec exactitude leur production à la demande à chaque instant, sous peine de subir des pénalités financières de la part du gestionnaire du réseau »

La neutralité carbone à l'horizon 2050 a été fixée comme un objectif à atteindre en Europe. Et pour réussir cette transition énergétique, l'augmentation des énergies renouvelables (ENR) dans la production d'électricité est indispensable. D'ailleurs, ces dernières années, les ENR ont pris plus de poids dans le mix énergétique européen, favorisées notamment par la baisse des coûts dans l'éolien et le photovoltaïque. Ainsi, en 2020, les ENR ont représenté 38 % de la production d'électricité, dépassant pour la première fois de l'histoire les combustibles fossiles, d'après Ember, un groupe de réflexion spécialisé dans l'énergie. Si cette tendance est positive dans la lutte contre le réchauffement climatique, elle implique également des inconvénients. « *Avec l'émergence des ENR, qui sont intermittentes par nature, les incertitudes sur la production augmentent et demeurent présentes même lorsque l'on s'approche de la date de livraison de l'électricité sur le réseau. Par ailleurs, la demande devient également plus incertaine, en raison des nouveaux usages comme le télétravail ou le développement de la voiture électrique* », confirme Laura Tinsi. Pour illustrer les incertitudes sur la production, prenons un exemple chiffré : la marge d'erreur pour prévoir la production d'une ferme éolienne peut atteindre 20 % à un horizon de six heures à un horizon de six heures, car elle dépend de la vitesse du vent. Or, l'électricité a des caractéristiques propres, en particulier celle d'être très peu stockable. Dans ces conditions, les producteurs ,dits « responsables d'équilibre », doivent ajuster avec exactitude leur production à la demande à chaque instant, sous peine de subir des pénalités financières de la part du gestionnaire du réseau. Dans le cas de la France, il s'agit de RTE (Réseau de transport d'électricité), qui est chargé d'assurer le transport et l'approvisionnement de l'électricité sur les lignes à haute et à très haute tension.

D'après *Price formation and optimal trading in intraday electricity markets*, écrit par Olivier Féron, Peter Tankov et Laura Tinsi, ainsi qu'un entretien avec cette dernière.

LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ À LA RESCOUSSE DES PRODUCTEURS

En pratique, les producteurs s'engagent à fournir une quantité d'électricité au réseau un jour à l'avance, pour une livraison le lendemain. Et pour compenser et ajuster les éventuels écarts entre la production et la consommation, les marchés à court terme de l'électricité ont notamment été créés, comme Epex Spot à Paris, qui est ouvert en continu (7j/7, 24h/24). Ces marchés fonctionnent selon un système d'enchères entre acheteurs et vendeurs. Les cours spot y sont fixés quotidiennement à la mi-journée pour une livraison le lendemain. C'est le marché journalier (*day ahead* en anglais) dans lequel les producteurs, en particulier d'ENR, peuvent acheter de l'électricité la veille pour une livraison le lendemain, si leur production risque d'être inférieure à leur engagement, selon leurs meilleures estimations

Diplômée de l'ENSAE et titulaire d'un master en mathématiques financières de Columbia, Laura Tinsi a décidé d'approfondir ses connaissances sur les marchés de l'énergie en effectuant une thèse en collaboration avec le CREST et EDF. À partir de septembre 2021, elle va ainsi poursuivre son parcours en tant qu'ingénieure-chercheure au sein d'EDF.

Méthodologie

Les chercheurs ont modélisé les actions des producteurs d'énergies renouvelables, qui doivent faire face à une production intermittente incertaine. Pour ce faire, ils ont développé un modèle de jeux stochastiques avec une fonction objectif à optimiser, sachant que les producteurs interagissent sur les marchés infra-journaliers. Ils ont mobilisé le concept de l'équilibre de Nash et celle des jeux à champ moyen (MFG). Puis, ils ont estimé les faits stylisés observés en pratique avec des méthodes statistiques non paramétriques à partir de données de carnets d'ordres ayant permis de reconstruire le mid-quote, qui est la moyenne arithmétique entre le prix demandé (*bid*) et le prix offert (*ask*).

disponibles à ce moment-là. Une fois que ce marché est clôturé et pour permettre aux acteurs de continuer à échanger, les marchés infra-journaliers (*intraday* en anglais) prennent le relais : l'électricité peut s'acheter ou se vendre pour une livraison à un intervalle de 15, 30 ou 60 minutes au fur et à mesure que les informations arrivent (anticipation de demande supplémentaire, météo, panne…). Toutefois, lorsque la date de livraison arrive, il se peut que des producteurs d'ENR soient en déséquilibre avec une production inférieure à leurs prévisions initiales. Le gestionnaire de réseau engage alors la capacité de réserve de producteurs pouvant fournir de l'électricité immédiatement et faisant office de « filet de sécurité ». Dans ce cas-là, les producteurs d'ENR qui n'ont pas respecté leurs engagements subissent des pénalités financières. « *Ces situations peuvent créer plusieurs problématiques sur les marchés infra-journaliers, en particulier sur la fixation des prix de l'électricité. Empiriquement, il existe une corrélation négative entre les prévisions de productions et les prix, ce qui impacte les revenus des producteurs. Dès lors, la question des stratégies optimales à adopter par les producteurs d'ENR devient très importante* », indique Laura Tinsi. De fait, ces acteurs sont confrontés à trois types de coûts sur les marchés de court terme : le coût direct du trading lié à l'achat ou à la vente d'électricité, le coût d'impact sur le marché en intervenant dessus, et le coût des éventuelles pénalités.

UN MODÈLE ORIGINAL POUR MESURER LES INTERACTIONS SUR LES MARCHÉS

Pour prendre en compte les aspects mentionnés précédemment, les chercheurs ont développé une modélisation mobilisant la théorie des jeux, qui intègre plusieurs producteurs d'ENR. « *L'originalité de notre modèle réside dans le fait qu'il implique plusieurs joueurs, alors que dans la littérature académique existante, à notre connaissance, les modèles n'impliquent généralement qu'un seul producteur. Les prix sont ainsi déterminés par les actions des producteurs sur les marchés. Par ailleurs, nous avons également utilisé la théorie des jeux à champ moyen. Elle permet généralement de simplifier les problèmes comme dans le cas où les producteurs disposent d'informations privées sur leur production* », précise Laura Tinsi. Dans leur article de recherche, les auteurs ont ainsi pris l'exemple de producteurs éoliens qui interagissent sur les marchés infra-journaliers pour équilibrer leur production d'électricité. Après des simulations et calculs, ils ont pu dégager les stratégies optimales des producteurs d'ENR, qui déterminent les prix d'équilibre sur ces marchés. « *La reconstitution des prix d'équilibre sur les marchés infra-journaliers, à partir des stratégies optimales issues de notre modèle, nous permet de mieux comprendre et d'expliquer les faits empiriques observés sur les marchés infra-journaliers à l'aide de formules mathématiques explicites* », souligne la chercheuse. Quels sont ces phénomènes à l'œuvre sur ces bourses de l'électricité ? La liquidité et la volatilité augmentent sensiblement lorsque l'heure de livraison de l'électricité approche. Inversement, le *spread bid/ask* (écart d'offre-demande) se réduit, car il y a plus de vendeurs et d'acheteurs à l'approche du terme. Quant à la corrélation négative entre les prévisions de production d'ENR et les prix du marché infra-journalier, elle se renforce. « *Notre étude donne un aperçu des impacts de l'augmentation des ENR dans le mix énergétique sur les marchés à court terme de l'électricité. Il est donc très important de mieux prévoir la production d'électricité issue des ENR pour minimiser les coûts des producteurs* », conclut Laura Tinsi. ●

À retenir

- Les prix de l'électricité sur les marchés à court terme (infra-journaliers) résultent, dans le modèle, de l'interaction entre les producteurs d'énergies renouvelables.
- Dans ce modèle sont définies des stratégies optimales pour les producteurs faisant face à une production et à une demande incertaines.
- De ces stratégies optimales et de leurs interactions dépendent les mouvements des prix, qui reproduisent certaines caractéristiques des mouvements des prix observés sur les marchés réels.

COMMENT FAVORISER L'INSERTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE ?

L'augmentation de la part des énergies renouvelables variables et intermittentes dans le mix électrique français (éolien, solaire, …) induit de nouvelles incertitudes du côté de la production. Cette évolution, indispensable à la transition énergétique, entraine des difficultés inédites pour garantir techniquement l'équilibre entre la production et la consommation électrique lorsqu'une part importante de l'offre est incertaine et non pilotable. Des travaux scientifiques novateurs sont en cours pour identifier les nouvelles stratégies de pilotage à mettre en place permettant d'exploiter l'ensemble des flexibilités disponibles pour aider à équilibrer le système électrique.

Dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone, la France ambitionne de produire 40 % de son électricité à base d'énergies renouvelables (ENR) d'ici à 2030 et d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Et l'an dernier, 26,9 % de la consommation d'électricité a été couverte par des ENR en France métropolitaine, d'après RTE, le gestionnaire du réseau national. Mais pour augmenter encore cette proportion et atteindre ces objectifs ambitieux - qui s'inscrivent dans la transition écologique et énergétique afin de limiter le réchauffement climatique - le raccordement de la production de l'électricité à base d'ENR au système électrique doit se poursuivre. Parallèlement à cette évolution, on constate la progression rapide des nouvelles technologies, comme les capteurs, les objets connectés donnant lieu aux *smart grids* (réseaux électriques intelligents), qui permettent de générer davantage d'interactions entre les fournisseurs et les consommateurs. L'apport de ces nouveaux outils techniques s'avère précieux pour respecter l'une des contraintes spécifiques au secteur électrique, à savoir l'ajustement entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel, en raison de son caractère peu stockable. « *Pour équilibrer l'offre et la demande, l'utilisation de toutes les flexibilités, c'est-à-dire les marges de manœuvre disponibles du côté de la production et de la consommation, est nécessaire. Mais, la capacité d'exploiter l'ensemble de ces flexibilités apporte des problématiques nouvelles* », indique Nadia Oudjane.

D'après des travaux en cours intitulés *Distributed optimization for decentralized power systems*, réalisés par Nadia Oudjane, ainsi qu'un entretien avec cette dernière.

UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE PLUS DÉCENTRALISÉ

Traditionnellement, le système électrique français est basé sur un pilotage centralisé, qui achemine le courant des moyens de production conventionnels (centrales électriques pilotables) vers les consommateurs. Dans cette configuration, la production s'ajuste au plus près de la demande en fonction des prévisions de consommation. Mais, désormais, avec la hausse en cours et à venir du poids des ENR dans le mix énergétique, le système électrique doit subir les aléas de la production d'ENR variable et décentralisée émanant de gros producteurs, d'entreprises ou de particuliers, qui produisent leur propre électricité. « *L'objectif final est d'équilibrer le système électrique au moindre coût, avec le minimum d'émission de carbone. Cependant, avec les ENR variables, le pilotage du système doit s'effectuer au plus proche du temps réel pour compenser les incertitudes de production éolienne et solaire* », explique Nadia Oudjane. Et d'ajouter : « *Heureusement, de nouveaux leviers de flexibilités sont disponibles du côté de la consommation. Mais le problème a changé de nature, car il y énormément d'éléments à piloter simultanément dans un système électrique plus décentralisé* ». De fait, entre les particuliers et les entreprises productrices d'ENR, les millions d'appareils connectés à consommation flexible (pompe à chaleur ou chauffe-eau intelligent) ou encore le développement des véhicules électriques, l'optimisation du système tourne au casse-tête et nécessite d'identifier les meilleures interactions à mettre en place entre tous ces agents flexibles.

Nadia Oudjane est chercheur senior à EDF R&D, experte en optimisation des systèmes dynamiques stochastiques. Depuis plus de vingt ans, elle travaille sur différents aspects de la gestion des systèmes électriques dans des environnements aléatoires nécessitant le développement de méthodes numériques. Actuellement, elle s'intéresse particulièrement aux techniques de contrôle stochastique et d'optimisation distribuée pour les systèmes électriques décentralisés. Nadia Oudjane a rejoint le Laboratoire de Finance des Marchés de l'énergie (FiME) en 2006.

Méthodologie

La chercheuse effectue des travaux d'optimisation distribuée pour les systèmes électriques décentralisés. Elle réalise ainsi des modélisations stochastiques en mobilisant le contrôle optimal à champs moyens et des techniques de décomposition de décentralisation pour résoudre des grands problèmes d'optimisation stochastique, en présence de nombreux agents. Ces travaux permettent d'identifier des stratégies optimales, afin de coordonner une multitude de flexibilités de natures différentes (production d'ENR par des particuliers, consommation flexible, centrales de production conventionnelles etc…).

DES INNOVATIONS MATHÉMATIQUES AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

L'optimisation d'un système électrique davantage décentralisé implique de nombreuses contraintes et pas des moindres. « *Nous sommes face à un problème d'optimisation mathématique complexe : le grand nombre d'agents et d'équipements, des incertitudes importantes à la fois sur la production et la consommation, ainsi que la gestion en temps réel* », explique la chercheuse. Pour ne rien arranger, les contraintes de fonctionnement des appareils nécessitent des modélisations non convexes, augmentant ainsi les obstacles dans la résolution. Fort heureusement, ces difficultés peuvent être contournées grâce aux innovations mathématiques, en particulier la théorie du contrôle et du jeu à champs moyen, qui s'est développée au cours des quinze dernières années. « *Ces outils mathématiques récents permettent de réaliser des approximations et de faire face au grand nombre. Ils permettent notamment de résumer l'information sur les appareils d'un même type, par le biais d'une distribution de probabilité qu'il s'agit d'optimiser* », détaille Nadia Oudjane.

DES SIMULATIONS NUMÉRIQUES POUR MIEUX PILOTER LA DÉCENTRALISATION

Si, pour l'heure, le pilotage décentralisé du système électrique n'est pas encore opérationnel, il fait l'objet de nombreuses simulations numériques au sein d'EDF dont l'objectif est d'équilibrer l'ensemble des flexibilités contenues dans son portefeuille au niveau agrégé. En clair, ce n'est pas le niveau de production ou de consommation de chaque agent qui compte, mais l'équilibre global. « *Les contraintes de communication en temps réel, le respect de la vie privée, le confort du consommateur et le niveau d'acceptabilité de la population représentent des enjeux très importants. Dans nos travaux, nous parvenons à très bien modéliser l'agrégat tout en respectant ces contraintes* », confirme Nadia Oudjane. Dès lors, quelles sont les stratégies optimales ? D'après les simulations effectuées chez EDF, deux étapes distinctes se dégagent. D'abord, une optimisation stochastique mixte, entre centrales de production électrique conventionnelles, production ENR et consommation flexible, est effectuée un jour à l'avance, en fonction des informations disponibles et en tenant compte des importantes incertitudes. « *Nous avons des algorithmes qui permettent d'arbitrer entre les différents leviers de flexibilité disponibles* », précise Nadia Oudjane. Ensuite, le pilotage en temps réel des flexibilités consiste à envoyer à haute fréquence (par exemple toutes les 10 secondes) un signal de coordination commun à tous les appareils, pour qu'ils décident individuellement et de manière aléatoire une modulation éventuelle de leur consommation, tout en respectant le confort des usagers. À moyen terme, il est tout à fait envisageable que ces techniques d'optimisation décentralisée poursuivent leur développement pour être mises en pratique. ●

À retenir

- L'augmentation du poids des ENR dans le mix énergétique introduit de nouvelles incertitudes du côté de la production, ce qui nécessite de développer de nouvelles flexibilités pour équilibrer la production et la consommation.
- Les avancées récentes dans le domaine des nouvelles technologies comme les capteurs et les objets connectés apportent de nouvelles flexibilités du côté de la consommation. L'exploitation de ces nouvelles flexibilités pour contribuer à l'équilibre du système nécessite le recours à des techniques d'optimisation distribuée.
- Les avancées mathématiques liées aux jeux et aux contrôles à champs moyens permettent de résoudre des problèmes qui concentrent une multitude d'agents.

Ces innovations scientifiques contribuent à l'insertion des énergies renouvelables variables et donc à la transition énergétique et écologique.

GESTION DES RISQUES SUR LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE : « L'IA APPORTE DE LA FLEXIBILITÉ ET PERMET DE GÉRER PLUS DE CONTRAINTES RÉELLES »

Les nouvelles technologies bouleversent les *business models* et les pratiques dans de nombreux secteurs. Et la finance n'est pas en reste puisque les progrès réalisés sur les techniques d'apprentissage machine (*machine learning* en anglais) et en intelligence artificielle (IA) sont particulièrement prometteurs. Si bien que le secteur financier dans son ensemble (banques, assurances, gestion d'actifs…) est engagé dans des projets impliquant ces outils. Mais ce n'est pas tout, les industriels d'autres secteurs sont également en pointe sur ces sujets. À ce titre, EDF travaille également à l'incorporation d'algorithmes d'IA dans ses outils d'aide à la décision, notamment sur les marchés financiers et de l'énergie. Pour faire le point sur les développements récents, ainsi que les problématiques actuelles et futures, Joseph Mikael a répondu aux questions de l'Institut Louis Bachelier (ILB).

ILB : Quels sont les apports du *machine learning* et de l'IA sur le secteur financier ?

Joseph Mikael : L'IA est une sous-branche du *machine learning* (ML), qui est un domaine plus général. Et de nombreuses applications du ML ont été développées pour l'industrie ces dernières années. La première qui vient à l'esprit en finance, concerne les prévisions de prix intégrant davantage de données alternatives comme les images satellites ou les fils d'actualité des réseaux sociaux. Il est, en effet, désormais très simple d'intégrer des données complexes dans les algorithmes. Toutefois, sur les marchés liquides (actions, obligations, changes), les avantages procurés par ces outils de prévision ne tiennent pas très longtemps, car de nombreux acteurs se concurrencent et s'impliquent dans des projets de *machine learning*. À l'inverse, sur les marchés moins liquides, notamment certaines matières premières, les bénéfices des algorithmes tiennent plus longtemps, même si l'hypothèse d'absence d'opportunité d'arbitrage en finance implique un rééquilibrage dans le temps. Par ailleurs, le recours au *machine learning* permet d'intégrer plusieurs dimensions et donc d'introduire plus de sources d'incertitudes différentes. Par exemple, sur les marchés de l'électricité, nous pouvons intégrer les aléas climatiques, les niveaux de production d'unités photovoltaïques et éoliennes ou autres… Une deuxième famille d'application, qui s'est fortement développée, porte sur les outils de *dashboarding/monitoring* (tableaux de bords), qui comprennent des fils d'informations reconnus (Bloomberg, Reuters…) ou ceux issus des réseaux sociaux. Ces outils sont très intéressants, performants et rendus ergonomiques par les progrès réalisés dans la visualisation des données. Pour compléter cette réponse, je pense que le tournant a eu lieu, en 2017, lorsque l'IA de Google a battu le champion du monde au jeu de Go en réussissant à identifier des stratégies de jeu optimales en apprenant tout seul. Or, il est évident que ces mêmes stratégies sont transposables en finance. À partir de ce moment-là, la communauté académique a travaillé sur ce sujet, ce qui a débouché sur les méthodes d'apprentissage par renforcement. Ces dernières permettent de calculer des stratégies optimales sur des opérations de couvertures des risques ou de trading en tenant compte de contraintes importantes, qui étaient très difficiles à intégrer avant, pour ne pas dire impossible.

ILB : Quels sont les autres avantages du *machine learning* par rapport aux méthodes traditionnelles utilisées en finance ?

Joseph Mikael : Auparavant, lorsqu'il fallait calculer des stratégies de trading, il y avait deux choix. Premièrement, solliciter un mathématicien pour qu'il développe une formule fermée analytique ou quasi-analytique, qui est uniquement valable dans un certain cadre ou environnement. Deuxièmement, recourir à des méthodes numériques sujettes à la malédiction de la dimension. Autrement dit, la simplification des problèmes découlant de ces méthodes n'était pas assez réaliste avec les données réelles issues des marchés financiers. Par exemple, si l'on doit couvrir une option sur le marché de l'électricité intégrant plusieurs dimensions comme les prix du pétrole, du gaz, du CO_2 ou encore les aléas climatiques, les méthodes traditionnelles ne suffisent pas, en raison de la complexité propre à la finance et particulièrement sur les marchés de l'énergie (aléas climatiques et de production, les coûts de transaction, problèmes de liquidité, pics de prix…) Si, jusqu'à très récemment, nous n'avions pas d'outil adéquat, l'IA et le *machine learning*, notamment les méthodes par renforcement, nous ont permis de trouver de nouvelles méthodes de calculs que nous utilisons de plus en plus, à la fois en finance,

Joseph Mikael a travaillé en tant qu'analyste quantitatif en salle de marché, ainsi qu'en cabinet de conseil avant de rejoindre la R&D d'EDF pour y travailler initialement sur des problématiques de gestion des risques et de gestion actif-passif. Depuis 2019, il pilote l'activité Intelligence Artificielle pour les marchés. En 2022, il pilotera l'activité Informatique Quantique à EDF.

mais aussi dans la gestion de nos centrales. Pour résumer, l'IA apporte de la flexibilité et permet de gérer plus de contraintes réelles.

ILB : Mais, l'IA et le *machine learning* nécessitent beaucoup de données, comment la finance peut-elle répondre à cette problématique ?

Joseph Mikael : La finance est un secteur qui dispose déjà de beaucoup de données très structurées, ce qui est très utile pour effectuer des prévisions par exemple. Avec ce nombre important de données, il est également possible de faire de l'augmentation de données (*data augmentation*), qui permet de créer de nouvelles données à partir de celles qui existent. Les méthodes génératives ont également besoin de beaucoup de données, mais il est possible d'effectuer du transfert de connaissances (*transfert learning*), qui consiste à débuter un apprentissage avec des données simulées et de terminer avec des données historiques. Toutefois, il faut également souligner que les problématiques sont différentes sur du trading à court et long terme : pour le premier cas, le volume de données disponibles est beaucoup plus important que sur des échanges à moyen et long terme dont les historiques de données sont moindres. Enfin, pour faire tourner les algorithmes d'apprentissage par renforcement, il faut, en effet, un volume important de données qui ne sont pas toujours accessibles. Pour contourner cet écueil, nous effectuons des simulations, par exemple avec des méthodes de Monte Carlo classiques, qui alimentent ensuite nos algorithmes. Néanmoins, les méthodes par renforcement sont très puissantes, tandis que nos modèles historiques sont trop limités. Par conséquent, des efforts sont entrepris et doivent se poursuivre pour que des techniques de simulation plus complexes émergent en intégrant, par exemple, davantage les liens entre les volumes et les prix sur les marchés de l'énergie. Il faut également que les modèles puissent se réactualiser plus vites pour prendre en compte certains aspects comme l'apparition de prix négatifs ou la crise liée à la pandémie.

ILB : Vous avez évoqué les méthodes génératives, qui peuvent constituer une alternative intéressante au manque de données, pouvez-vous nous en dire plus ?

Joseph Mikael : Les méthodes génératives sont très utilisées dans les applications de génération d'images. Appliquées aux séries temporelles, l'objectif est d'essayer d'intuiter la distribution des données observées comme pourrait le faire un expert pour générer des données synthétiques. On peut dire que les méthodes génératives fonctionnent très bien pour générer des images réalistes. En revanche, c'est plus compliqué lorsqu'il s'agit de créer des séries temporelles. À mon sens, c'est une constante du *machine learning* : les applications aux images sont souvent celles qui sont développées en premier lieu, vient ensuite les applications aux séries temporelles qui sont plus difficiles à appréhender. Actuellement, nous essayons d'avoir les modèles les plus à jour possibles, mais nous manquons encore de données pour être basés entièrement sur la donnée (on mixe des simulations de Monte Carlo et des séries historiques). Quand nous parviendrons à lever les derniers obstacles, ces méthodes offriront l'avantage de prendre en compte plusieurs variables d'intérêt conjointement, comme les taux d'intérêt et l'inflation ou les prix de l'électricité et la météo. Nous n'y sommes pas encore, car ces méthodes ne sont pas aussi mûres que celles utilisées pour l'apprentissage par renforcement, du moins dans le cadre de séries temporelles.

ILB : L'IA en finance n'est qu'au début de son industrialisation, quelles sont les problématiques à résoudre pour que son déploiement s'accélère ?

Joseph Mikael : C'est clairement le sujet du moment, même si le *machine learning* en finance est un domaine en évolution constante et rapide. Par le passé, l'expert qui développait une formule ou un modèle avait besoin d'un temps d'écriture de cahier des charges et d'un temps de développement conséquent. Cette phase s'est considérablement raccourcie. Aujourd'hui, l'analyse des algorithmes s'effectue *a posteriori* lorsque l'outil est développé et utilisé, mais cette phase n'est pas homogénéisée et varie beaucoup dans le secteur financier. En parallèle, des industries, comme l'automobile et l'aéronautique, suivent de très près les évolutions en IA. Ces secteurs commencent à développer des outils intelligibles et robustes dont la finance pourrait s'inspirer. Par exemple, certaines méthodes apparaissent et visent à quantifier la robustesse d'un modèle *via* ce que l'on appelle des attaques adversariales. Cela revient à perturber les données d'entrées de l'algorithme pour observer son comportement et évaluer sa robustesse. Cette pratique n'est pas encore très développée en finance, mais elle devrait l'être dans les prochains mois ou années.

ILB : La finance fait partie des secteurs stratégiques désignés par l'Europe, qui impose l'explicabilité des algorithmes, comment y parvenir ?

Joseph Mikael : C'est une question très importante. Dans le cas d'EDF, par exemple, qui est un acteur majeur du secteur énergétique, les outils algorithmiques doivent être explicables et sont soumis aux exigences réglementaires. Pour l'heure, nos résultats d'algorithmes sont analysés manuellement pour trouver des heuristiques qui permettent de résoudre des problèmes à partir de connaissances incomplètes. On voit, cependant, apparaître de nouveaux outils d'explicabilité qui s'appuient sur certains indicateurs et qui nous aident dans nos travaux. Le besoin est très important et l'industrie commence à y répondre progressivement. Il faut préciser que le côté « boite noire » des algorithmes existe toujours, mais il est également présent dans les modèles traditionnels, car les utilisateurs finaux n'ont pas toujours une compréhension fine des résultats issus des anciens modèles. Pour autant, dans les méthodes de réseaux de neurones, par exemple, les résultats des algorithmes sont reliés aux indicateurs de sensibilité des données d'apprentissage. En clair, il y a des liens établis entre les résultats et les données d'entrée qui ont servi à construire l'algorithme.

ILB : Pour conclure, sur quels sujets porteront vos prochains travaux ?

Joseph Mikael : Il y a beaucoup d'attentes sur les méthodes génératives et nous souhaiterions transformer les essais que nous avons débutés. L'intelligibilité, l'explicabilité et la robustesse de ces techniques sont également des sujets de recherche sur lesquels nous allons travailler cette année. À titre personnel, je vais aussi me pencher sur l'informatique quantique, car la finance est l'un des premiers secteurs à vouloir utiliser cette technologie. Une de ses applications attendues à court ou moyen terme concerne le *machine learning*, car les ordinateurs quantiques utilisent des qubits qui permettraient d'améliorer les méthodes génératives, et de décupler la puissance de calcul notamment pour le *machine learning*. ●

FINANCE VERTE : « UN CHANGEMENT DE PARADIGME DE MODÉLISATION EST NÉCESSAIRE »

L'objectif du programme transverse *Green & Sustainable* Finance (GSF) de l'Institut Louis Bachelier (ILB) est de renforcer la dynamique de recherche pluridisciplinaire sur la finance verte et durable en France. Il se décline en séminaires, conférences, groupes de travail et appels d'offres, afin d'apporter des outils à la communauté scientifique et de faciliter les connections avec la sphère professionnelle. Dirigé par un comité d'orientation présidé par Pierre-Louis Lions (Collège de France), le programme GSF est animé par Peter Tankov (ENSAE, École polytechnique) et Stéphane Voisin (Université Paris- Dauphine PSL, Institut Louis Bachelier). Les principales questions de recherche étudiées par GSF sont l'analyse de scénarios, la mesure de l'impact et la modélisation des risques climatiques. Il faut préciser que ces problématiques concernent l'ensemble du secteur financier (banques, assureurs, gestions d'actifs…) dont les risques augmentent avec le réchauffement climatique, mais aussi les régulateurs, qui doivent définir des standards afin d'orienter les flux financiers en faveur de la transition écologique. Pour faire le point sur ces différents sujets, Peter Tankov a répondu aux questions de l'ILB.

ILB : La finance verte et durable s'est considérablement développée ces dernières années. Quelles sont les principaux défis à relever pour la sphère académique ?

Peter Tankov : Il y a de nombreux défis dans le domaine de la recherche en finance verte et durable, mais si je dois me concentrer sur les plus stratégiques sur le plan scientifique, j'en citerais trois. Le premier implique la nécessité et les besoins de pluridisciplinarité. De fait, pour appréhender au mieux cette discipline récente, il faut des spécialistes ayant des compétences dans d'autres domaines comme la climatologie, l'économie de l'environnement ou encore l'informatique. Le deuxième défi concerne la reproductivité et la transparence des modèles, qui sont complexes et difficiles à appréhender pour les praticiens. Dans ce contexte, les laboratoires et les chercheurs, qui construisent ces modèles, doivent être plus pédagogues. Cela pourrait se manifester, par exemple, par des versions plus compréhensibles et plus simples d'utilisation. Enfin, le troisième grand défi est lié à la caractéristique de long terme des risques financiers d'ordre climatique dont l'horizon peut aller au-delà de trente ans, alors que les risques étudiés en « finance traditionnelle » ont des horizons beaucoup plus courts. Un changement de paradigme de modélisation est nécessaire pour cerner les risques financiers à long terme liés au climat, car les outils probabilistes traditionnels ne s'appliquent pas et l'incertitude non probabilisable joue un rôle prépondérant. En « finance traditionnelle », les risques extrêmes ont une faible probabilité de se produire, car ils se situent en queue de distribution. Toutefois, en finance verte, les risques climatiques extrêmes se manifesteront si l'humanité ne parvient pas à maintenir la trajectoire du réchauffement au-dessous de 1.5°C, un scénario pessimiste mais dont la probabilité n'est certainement pas faible.

ILB : Justement, sur quels types de scénarios travaillez-vous au sein de GSF ?

Peter Tankov : Dans nos études d'alignement des portefeuilles d'investissement avec l'Accord de Paris, par exemple, nous travaillons sur les différents scénarios élaborés par les climatologues et économistes en se focalisant sur leurs points faibles et leurs points forts. Nous travaillons également sur la quantification de l'incertitude dans les scénarios, car elle y joue un rôle prépondérant. Il est, en effet, très important de comprendre l'incertitude associée aux études de risques et aux mesures produites. Pour y parvenir, il faut notamment prendre en compte l'incertitude sous un aspect dynamique, c'est-à-dire la résorption progressive de l'incertitude au fur et à mesure que l'information arrive sur les marchés. Donnons un exemple concret, un scénario avec une transition écologique ordonnée, lorsque les agents sont prévenus bien à l'avance du changement du cadre règlementaire, n'implique pas les mêmes incertitudes qu'un scénario avec une transition désordonnée, comme l'instauration de nouvelles normes, du jour au lendemain, sans anticipation préalable.

ILB : La finance verte et durable nécessite des données climatiques, qui ne sont pas aisées à analyser. Comment les institutions financières peuvent-elles procéder ?

Peter Tankov : Les données climatiques sont assez facilement accessibles, mais leur utilisation nécessite des compétences techniques que n'ont pas forcément les chercheurs en finance traditionnelle et les praticiens du secteur. Par ailleurs, au-delà des données climatiques, il y d'autres types de données comme celles sur la localisation des actifs, qui permet de quantifier les risques physiques. Il y a également les fonctions de dommages, qui ne sont pas évidentes à maîtriser. La meilleure façon d'y arriver est de travailler avec des chercheurs en climatologie. Nous travaillons ainsi avec le Laboratoire de météorologie dynamique et le Centre Energy4Climate de l'Institut Polytechnique de Paris.

ILB : Quels sont les écueils à éviter pour contourner les biais contenus dans les données climatiques et les incertitudes des modèles ?

Peter Tankov : Les incertitudes peuvent difficilement être évitées, car elles sont très nombreuses : climatiques, économiques, sociétales… Toutefois, il existe des méthodes pour les prendre en compte comme le recours à des ensembles multi-modèles. Dans ses exercices de modélisations climatiques, le Giec (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) compare une trentaine de modèles différents pour estimer les incertitudes

Peter Tankov est professeur de finance quantitative à l'ENSAE et responsable scientifique du programme interdisciplinaire *Green and Sustainable* Finance (GSF) de l'Institut Louis Bachelier. Ses recherches portent notamment sur la finance verte, les énergies renouvelables, la gestion des risques des marchés de l'énergie et des méthodologies mathématiques appliquées aux marchés financiers. Il est l'auteur de nombreux articles scientifiques dans des revues internationales.

climatiques. Pour les biais, il existe également des méthodes pour les observer. Il s'agit notamment de comparer les données d'un modèle avec des données historiques. Par exemple, si on veut utiliser un modèle climatique allant de 2000 à 2100, il est possible de comparer les données issues du modèle avec les données réelles historiques disponibles couvrant la période 2000-2020, afin de réduire et corriger les éventuels biais contenus dans le modèle.

« Il y encore pas mal de trous dans la raquette liés à la compréhension de l'incertitude et des risques de long terme »

ILB : Comment mesurer les impacts des risques climatiques auxquels sont exposées les institutions financières ?

Peter Tankov : Sur ce sujet, la notion clé à prendre en compte est la double matérialité des impacts des risques climatiques, c'est-à-dire l'impact du climat sur les entreprises et celui de ces dernières sur le climat, car elles émettent des émissions et participent aussi au réchauffement climatique. Il faut donc mesurer les impacts dans les deux sens. Dans le premier cas, celui des impacts du climat sur les entreprises, on distingue les risques de transition, c'est-à-dire les risques créés par les changements règlementaires et sociétaux liés à la transition environnementale, ainsi que les risques physiques de destruction d'actifs ou de perturbation d'opérations et de chaînes d'approvisionnement par les évènements météorologiques dont la fréquence et la sévérité augmenteront avec le changement climatique. Dans le deuxième cas, il s'agit d'analyser les impacts des entreprises sur le climat. Cela dit, la notion d'impact en finance verte peut aussi avoir un sens positif lorsque les investisseurs agissent pour que les entreprises réduisent leurs émissions de gaz à effet de serre, par exemple, en arrêtant d'investir dans le secteur du charbon. Néanmoins, si des investisseurs se désengagent en revendant leurs positions à d'autres, l'impact sur la réduction des émissions n'est pas clair. Dans ce contexte, ce sont les impacts collectifs sur l'économie réelle qu'il faut mesurer, mais pour y parvenir, il faut qu'un grand nombre d'agents agissent en même temps. D'ailleurs, nous avons un projet de recherche pour étudier l'impact collectif des investisseurs sur la réduction des émissions qui va démarrer à la rentrée prochaine.

ILB : Quelles sont les méthodologies applicables à la modélisation des risques environnementaux et climatiques ?

Peter Tankov : Il y a les méthodologies des *stress tests* (tests de résistance), qui sont en cours de développement par les banques centrales et les chercheurs. Récemment, l'ACPR (l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution) a ainsi mené un « exercice pilote climatique » inédit à un horizon de long terme (à 30 ans). Les régulateurs développent des méthodologies intégrées, qui touchent à tous les aspects des risques climatiques, tandis que les chercheurs approfondissent un seul aspect à la fois dans leurs articles, car le thème des *stress tests* est très complexe. La plupart du temps, les méthodologies utilisées sont basées sur des scénarios provenant de modèles, du moins concernant les risques de transition. Quant aux risques physiques, il existe aussi des méthodologies basées sur les projections climatiques, mais il y encore pas mal de trous dans la raquette liés à la compréhension de l'incertitude et des risques de long terme. Par exemple, dans un *stress test* à un an, on peut raisonnablement supposer que le portefeuille d'une banque reste à peu près le même, alors qu'à 30 ans, cette même supposition est impossible. Dans son exercice, l'ACPR a supposé que les bilans des banques étaient constants sur les 5 premières années et qu'ils évoluaient ensuite dynamiquement sur le reste de la période. Dans ces conditions, il est important de distinguer les risques qui se manifestent progressivement, dont les banques peuvent se désengager à temps, et ceux dont la réalisation est brutale. Si la transition écologique s'effectue de manière ordonnée, c'est-à-dire avec les informations qui circulent correctement entre les régulateurs et les régulés, les banques pourront faire des projections sur la valeur de leurs actifs et des ajustements, mais dans le cas contraire, la revalorisation des actifs pourrait conduire à de très grosses pertes, voire à une crise financière de grande ampleur. En réalité, la recherche ne fait que commencer sur ces sujets.

ILB : Comment les institutions financières peuvent-elles aligner leurs portefeuilles d'investissements avec l'Accord de Paris, visant à limiter le réchauffement climatique à 2 degrés d'ici à la fin du siècle ?

Peter Tankov : C'est une question très importante et d'une grande actualité. Il y a notamment le décret d'application de l'article L. 533-22-1 du code monétaire et financier, récemment publié, qui stipule que les sociétés de gestion doivent mettre à disposition de leurs souscripteurs et du public un document retraçant leur stratégie d'investissement et la prise en compte des critères environnementaux, sociaux et de qualité de gouvernance (ESG), notamment l'alignement de leurs portefeuilles avec l'Accord de Paris. En outre, il faut distinguer les méthodologies, c'est-à-dire comment évaluer l'alignement des portefeuilles et la stratégie pour aligner les portefeuilles, ce qui revient aux mesures à prendre pour y parvenir. Je pense que le plus important concerne la transparence sur les méthodologies utilisées, afin qu'elles ne soient pas opaques et incompréhensibles. Enfin, il y a aussi une problématique sur le contrôle des publications des informations ESG : qui doit les consulter ? On peut ainsi mentionner l'Observatoire de la finance durable, qui peut être l'organisme adéquat. Je travaille au sein de son comité scientifique pour développer des recommandations sur la transparence des engagements des institutions financières en matière de finance verte. Pour le moment, c'est un sujet en cours de développement et de stabilisation.

ILB : Pour conclure, quels sont vos travaux en cours et sur quels sujets porteront les prochains ?

Peter Tankov : Il y a le sujet de la mesure des impacts collectifs que j'ai évoqué précédemment. Nous travaillons également sur une revue méthodologique des *stress tests* pour étudier les questions liées aux bilans dynamiques des acteurs financiers. Nous avons également des travaux sur les modèles et scénarios, en particulier sur les incertitudes dont j'ai déjà parlé. Il y a aussi des recherches sur les mesures des risques physiques, nous avons ainsi publié récemment un article sur les risques de cyclone. Le sujet de la taxonomie européenne sur la finance verte est aussi en cours d'étude. Dans le futur, nous travaillerons sur le rôle de l'information extra financière et comment elle affecte les décisions des investisseurs et les prix des actif. ●

COMMENT LES CAPACITÉS DE STOCKAGE AGISSENT-ELLES SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER ?

L'épisode inédit durant lequel les prix du pétrole ont atteint des prix négatifs aux Etats-Unis, en pleine première vague de l'épidémie de la Covid-19, l'an dernier, a rappelé l'importance du stockage et le caractère atypique de l'industrie pétrolière. Des chercheurs ont pris en compte ces aspects dans un modèle novateur, développé avant la pandémie, pour analyser la dynamique de ce marché, qui pèsent plus de 1 000 milliards de dollars par an.

Si les cours du pétrole sont, actuellement, orientés à la hausse en raison de la reprise économique mondiale observée et tant attendue, ils ont connu un effondrement brutal en mars et avril 2020 avec le coup d'arrêt subi par l'économie dans son ensemble. Ce phénomène extrême lié à la pandémie a même provoqué une situation inédite outre-Atlantique en poussant les prix du baril de pétrole, produit au Texas, en territoires négatifs à cause de la saturation des capacités logistiques et de stockage. Dans ce contexte, la théorie économique standard, impliquant le jeu de l'offre et la demande sur le marché, n'est pas suffisante pour analyser la dynamique à l'œuvre sur les prix de l'or noir.

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE EST ATYPIQUE

Il faut dire que l'industrie pétrolière est peu commune et a ses propres spécificités. Parmi les plus importantes figurent la présence d'un cartel monopolistique depuis plusieurs décennies avec l'OPEP (l'Organisation des pays exportateurs de pétrole), qui contrôle environ 45 % de la production mondiale en y ajoutant la Russie ; une frange d'autres producteurs éparpillés dans le monde ; des prix très volatils ; et une demande particulièrement rigide en croissance régulière, hormis en période de crise. « *L'élasticité - prix de la demande de pétrole est faible, c'est-à-dire que les variations positives ou négatives des prix ont très peu d'impact sur la consommation à court terme. En revanche, les prix sont très sensibles à la hausse ou à la baisse de la production* », souligne Jean-Michel Lasry. De fait, la dynamique des prix peut être influencée avec un acteur aussi stratégique et puissant que l'OPEP. « *Avec un joueur aussi stratégique que l'OPEP, la dynamique des prix d'équilibre issus de la confrontation classique entre l'offre et la demande n'est pas pertinente pour une telle industrie. C'est dans un cadre comme celui-ci que le stockage est un facteur important à prendre en compte en tentant de répondre à la problématique suivante : comment un producteur stratégique agit-il à moyen terme (2 à 3 ans) face aux capacités de stockage ?* », poursuit Jean-Michel Lasry, tout en ajoutant que : « *La modélisation des interactions entre l'OPEP, les autres producteurs concurrents et les stockeurs, qui peuvent avoir des comportements d'arbitrage, est un défi colossal sur le plan mathématique* ».

UNE MODÉLISATION THÉORIQUE À MOYEN TERME INÉDITE…

Pour parvenir à modéliser de tels comportements et interactions, un travail pluridisciplinaire, réunissant des spécialistes de l'industrie pétrolière, des mathématiciens et des experts en sciences des données, a été nécessaire. Ensuite, il a fallu effectuer certaines hypothèses et une simplification de la réalité, par exemple, une stabilité dans le temps de la structure de la demande et des modalités de la concurrence. « *Nous avons commencé par développer un premier modèle, baptisé Edmond 1, qui analysait la dynamique du marché pétrolier à long terme, c'est-à-dire à l'échelle de plusieurs décennies. Et ce modèle a très bien réagi aux données réelles émanant des 40 à 50 dernières années, en permettant d'observer la stratégie de l'OPEP sur une longue période. Toutefois, il ne prenait pas en compte les interactions entre les producteurs et les stockeurs arbitragistes, car le stockage y est simplement réduit à lisser les prix dans le temps, alors qu'il a un rôle beaucoup plus important et plus étonnant dans la formation de la dynamique des prix* », précise Jean-Michel Lasry. Par conséquent, les chercheurs ont travaillé sur un nouveau modèle à moyen terme, baptisé Edmond 2, qui combine un système d'équations inédit en mathématiques (voir l'encadré Méthodologie). Le modèle montre ainsi les périodes distinctes du marché pétrolier et la stratégie de l'OPEP. En résumé, à long terme, l'OPEP désire maintenir les

D'après *A class of short-term models for the oil industry addressing speculative storage*, écrit par Yves Achdou, Charles Bertucci, Jean-Michel Lasry, Pierre-Louis Lions, Antoine Rostand et José Scheinkman, ainsi qu'un entretien avec Jean-Michel Lasry.

Jean-Michel Lasry est professeur émérite à l'Université Paris Dauphine-PSL. Mathématicien et économiste, il est également directeur scientifique de l'ILB DataLab, Fellows Louis Bachelier et chercheur associé à plusieurs programmes de recherche hébergés à l'ILB. Il est avec Pierre-Louis Lions à l'origine de la Théorie des jeux à champ moyen, développée en 2006.

Méthodologie

Les chercheurs ont modélisé, à moyen terme, les interactions dans l'industrie pétrolière entre une coalition monopolistique (l'OPEP), des concurrents et les entreprises de stockage arbitragistes. Pour ce faire ils ont dégagé les variables d'état essentielles de l'industrie pétrolière que sont notamment la part de marché de l'OPEP et les niveaux de stockage mondiaux. Puis, ils ont modélisé la dynamique de ces variables en fonction de différents facteurs comme le niveau stratégique de production de l'OPEP, les investissements dans de nouveaux projets ou encore la fonction de demande finale. La mise en équations des stratégies des acteurs effectuée par les chercheurs, les a conduits à un système de deux équations aux dérivées partielles non linéaires couplées, constituant une structure mathématique inédite. Enfin, les chercheurs ont vérifié que les paramètres peu nombreux du modèle peuvent être correctement calibrés et obtenir ainsi un très bon ajustement aux multiples et diverses données réelles (prix, investissements, capacités de production, parts de marché…).

autres concurrents à une certaine part de marché, en contrôlant 40 à 45 % du marché mondial, avec des cours qui ne soient pas trop hauts. Les raisons ? Si les cours sont élevés, les concurrents sont incités à se développer et peuvent plus aisément obtenir des financements pour leurs projets. Et quand les concurrents de l'OPEP grimpent à 60 % de part de marché, le cartel casse les prix en augmentant fortement la production pour que l'offre soit supérieure à la demande. En clair, sa stratégie optimale est d'alterner les périodes où le pétrole est suffisamment élevé pour alimenter la rente générée par sa vente et celles où les cours s'effondrent pour casser la concurrence internationale. Mais quid du comportement des stockeurs arbitragistes ? Logiquement, lorsque l'OPEP fait baisser les prix, les stockeurs achètent du pétrole en espérant les revendre plus cher dans le futur. Mais ce qui est moins évident *a priori*, c'est que la présence des stockeurs est à l'origine d'un comportement très abrupt de l'OPEP, lorsqu'il s'agit de passer d'une période de prix élevés à une période de prix bas. Et deux exemples récents viennent confirmer les résultats théoriques du modèle.

…, CONFORTÉE PAR LES OBSERVATIONS RÉELLES DU MARCHÉ

Ainsi, en 2015, les prix ont dégringolé en quelques mois en passant de 100 à 40 dollars le baril. Cette chute a été causée par l'augmentation de la production de l'OPEP menée par l'Arabie Saoudite. L'une des principales explications données, à l'époque, a été de mettre en difficulté les producteurs de schiste américains, devenus très importants sur le marché. « *Selon notre modèle, il s'agissait plutôt d'une attaque contre tous les concurrents, visant à récupérer des parts de marché globales, car la stratégie de l'OPEP a eu des répercussions sur toute l'industrie pétrolière* », analyse Jean-Michel Lasry. Le modèle montre que c'est l'existence des capacités de stockage, qui explique la rapidité du passage des prix élevés aux prix bas. La date de cette baisse brutale n'est pas complétement au libre choix de l'OPEP, elle est, en général, liée au contexte. En 2020, c'est un choc exogène, qui a perturbé le secteur avec une dégringolade de la demande. Conformément au modèle, au lieu de couper immédiatement les vannes et de réduire la production, l'OPEP et la Russie l'ont maintenue (voire augmentée) pendant plusieurs semaines à la stupéfaction des observateurs qui considéraient cette stratégie très dangereuse. « *Dans notre modèle, la réponse optimale était bien de profiter de l'occasion pour augmenter immédiatement la production pour fragiliser la concurrence, décourager tous les projets d'investissements, et finalement réduire la capacité de production des concurrents aussi vite que possible. Ce maintien de la production à un niveau élevé, malgré l'effondrement de la demande, a rempli rapidement les stocks. De nombreux investissements prévus ont été arrêtés, et certaines unités de production ont été définitivement fermées* », observe Jean-Michel Lasry. Après cette période de quelques mois où les prix ont été très bas, le cartel a réduit la voilure pour qu'elle se réajuste à la demande mondiale, ce que le modèle Edmond 2 a montré également. Ensuite, les stocks ont commencé à se vider progressivement au deuxième semestre générant des profits pour les arbitragistes, qui avaient stocké quelques mois plus tôt. Enfin, dans les trois à cinq prochaines années, les prix devraient s'établir durablement à des niveaux élevés entre 60 et 100 dollars par baril, c'est-à-dire la zone où l'OPEP fait des profits importants sans casser la demande et sans favoriser une reconstitution rapide de la concurrence.

À retenir

- La modélisation du secteur pétrolier est un exercice délicat, car ce dernier doit, en effet, regrouper des connaissances sectorielles et techniques, ainsi que des expertises mathématiques.
- Ce travail de modélisation sur l'industrie pétrolière apporte des connaissances théoriques supplémentaires pour mieux cerner les différents soubresauts du marché et l'importance du stockage sur la dynamique des cours.
- L'OPEP crée volontairement une alternance entre périodes de prix élevés, permettant de financer la rente et périodes d'effondrements des prix, afin de limiter la concurrence internationale.

INSTITUT
Louis Bachelier

Crédits photo : © Walter Zerla - DEEPOL by PlainPicture, © DIDIER MARC / PWP, © dibrova - Shutterstock, © ODDOUX FRANCK / PWP