

La flexibilité dans les systèmes électriques bas carbone : analyse économique et modélisation

Ange Blanchard

Définir la flexibilité d'un système électrique est plus délicat qu'il n'y paraît. On la présente d'ordinaire comme la qualité qui permet d'assurer l'égalité entre l'offre et la demande en tout temps. Mais n'est-ce pas, depuis ses origines, la raison d'être même du système électrique que de faire se rencontrer offre et demande au meilleur coût? La flexibilité ne serait-elle alors qu'un vieux concept dans de nouveaux habits?

Dans ma thèse, je définis et j'étudie la flexibilité comme une notion fondamentalement temporelle. Alors que les systèmes électriques pouvaient autrefois être décrits par une succession d'instantanés indépendants, le développement des renouvelables intermittentes (solaire photovoltaïque et éolien) montre les limites de tels modèles. On ne comprend plus l'équilibre de 19 heures sans connaître celui de midi : au fil d'une même journée, la production solaire et éolienne impose aux centrales thermiques de fortes variations de puissance, qui impactent les prix de marché. Représenter ces décisions demande des outils nouveaux, comme la programmation dynamique stochastique, capable de prendre en compte des contraintes de production intertemporelles et l'incertitude sur la production renouvelable.

Le premier chapitre applique cette approche au parc nucléaire français. J'y modélise sa flexibilité comme un stock d'opérations de modulation (baisses puis remontées de puissance des réacteurs) qu'il faut employer au mieux sous incertitude. Je montre que la valeur économique à augmenter à la marge la flexibilité du parc nucléaire français est de l'ordre de 100 €/MW

de modulation, soit environ 80 000 € par modulation supplémentaire par réacteur. La capacité du nucléaire à augmenter sa flexibilité à l'avenir aura un impact direct sur le développement des autres options de flexibilité comme les batteries, ainsi que sur les volumes d'énergie renouvelable créés (en particulier pour le solaire).

Le deuxième chapitre de la thèse analyse les moyens contractuels de concilier visibilité de revenus et opération flexible du nouveau nucléaire. Les compléments de rémunération (*Contracts for Difference*, CfD) sont devenus des outils privilégiés pour les investissements dans de nouvelles capacités de production, aussi bien renouvelables que nucléaires. Ces contrats assurent un prix de vente fixe de l'électricité produite, réduisant le risque des projets et par conséquent leur coût du capital. Leur principal défaut réside dans leur incapacité à transmettre les bons signaux prix de court terme aux opérateurs, limitant la flexibilité offerte sur les marchés. Nous montrons que des architectures de CfD spécifiques permettent de leur donner les mêmes caractéristiques que des contrats à terme classiques, et alignent les incitations privées avec les besoins système, tout en assurant une visibilité de revenus à long terme.

Les chapitres 3 et 4 traitent de la question du stockage, par batterie et hydrogène. Je montre dans le chapitre 3 que contrairement à une idée répandue, le stockage par batterie est un substitut au stockage par hydrogène, alors que ce dernier est souvent présenté comme une solution de stockage saisonnier d'électricité. L'élasticité de substitution entre les deux se situe entre 2 et 3 :

une baisse de 1 % du coût des batteries réduit de 2 à 3 % la capacité optimale en technologies hydrogène développée par rapport à celle en batteries. Les turbines à hydrogène ne remplacent pas efficacement la capacité thermique classique; elles concurrencent en réalité les flexibilités de court terme comme les batteries.

Le quatrième chapitre traite enfin du commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés. Face à des chocs géopolitiques futurs et leurs impacts sur nos coûts à l'importation, je montre qu'une surcapacité d'électrolyse locale protège

plus efficacement que la constitution d'un stockage stratégique d'hydrogène, contrairement à la politique historique de couverture du risque sur les marchés du pétrole et du gaz.

Ce travail de thèse a permis d'apporter une caractérisation des besoins en flexibilité des systèmes électriques bas carbone à venir à travers quatre exercices de modélisation sur les cas d'études du nucléaire, de l'hydrogène et des batteries.

Laboratoire d'accueil : Cette thèse a été réalisée à CentraleSupélec, Université Paris-Saclay, au sein de l'école doctorale INTERFACES (ED 573), avec le soutien de la chaire Économie du climat et de la chaire Économie du gaz. Ange Blanchard était attaché au Sustainable Economy Research Group (SERG) du Laboratoire Génie Industriel (LGI) de Centrale-Supélec. Les travaux du SERG couvrent les domaines de l'économie et des sciences de gestion, avec un accent particulier sur leurs interactions avec les sciences de l'ingénieur. Ils se structurent en trois axes de recherche : (i) les systèmes de mobilité durable, incluant transports publics, véhicules électriques, navettes autonomes, la mobilité en tant que service, et les interactions entre mobilité et électricité via le stockage, (ii) les systèmes énergétiques bas carbone, incluant les technologies émergentes (énergies renouvelables, hydrogène, stockage, biométhane), ainsi que la conception des marchés, les cadres réglementaires et les enjeux concurrentiels, et (iii) les stratégies de lutte contre le changement climatique, traitant de la comptabilité du carbone, des technologies de captage et d'émissions négatives, ainsi que de leurs mécanismes de financement et cadres institutionnels. La directrice du LGI est Anne Barros, et le responsable du SERG est Pascal Da Costa.



Pour plus d'informations : <https://www.lgi.centralesupelec.fr/base/en> et <https://www.serg.paris/>.

Soutenance de la thèse : La thèse a été soutenue le 7 octobre 2025 à Centrale Supélec, Université Paris-Saclay, devant un jury composé de : Pascal Da Costa, professeur des universités, CentraleSupélec (président); Anna Creti, professeure des universités, Université Paris-Dauphine (rapporteuse); Afzal Siddiqui, professeur, Stockholm University (rapporteur); Derek Bunn, professeur, London Business School (examineur); Charles Weymuller, chef économiste, EDF (examineur); Olivier Massol, professeur des universités, Centrale-Supélec (directeur); et Sébastien Lepaul, chercheur associé, CentraleSupélec (co-directeur).

Le résumé et le manuscrit de la thèse sont disponibles sur : <https://theses.hal.science/tel-05493398>.

Et après la thèse? Ange Blanchard est actuellement économiste à la direction de la stratégie du groupe EDF (DSG/DSTID), en lien avec le chef économiste. Il travaille au sein du département SESAME à l'analyse économique des projets d'investissements du groupe EDF.