

Membre de l'université Paris Lumières

# Pierre CAYET

## The techno-economic stakes associated to the integration of renewables into electric systems

Thèse présentée et soutenue publiquement le **17/12/2021**  
en vue de l'obtention du doctorat de Sciences économiques de l'Université Paris  
Nanterre  
sous la direction de M. Lionel RAGOT (Université Paris Nanterre)  
et de M. Arash FARNOOSH (codirecteur)

### Jury \* :

Rapporteur-e :	Mme Katheline SCHUBERT	Professeur, Paris School of Economics
Rapporteur-e :	Mr Gilles LAFFORGUE	Professeur, Toulouse Business School
Membre du jury :	Mr Marc BAUDRY	Professeur, Université Paris Nanterre
Membre du jury :	Mr Ramteen SIOSHANSI	Professeur, The Ohio State University
Directeur de thèse :	Mr Lionel RAGOT	Professeur, Université Paris Nanterre
Codirecteur :	Mr Arash FARNOOSH	Professeur, IFP School

\* Vous pouvez rajouter ou enlever des lignes au tableau, ou modifier les fonctions (remplacer Membre du jury par Rapporteur-e par exemple).  
N'oubliez pas de supprimer ces deux lignes de texte à la fin de votre rédaction.



# Résumé en français

## Introduction

La récente Loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte (LTECV) de 2015 a introduit un nouvel outil de pilotage de la politique énergétique française, appelé Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Celle-ci exprime les grandes orientations et les priorités des pouvoirs publics en matière de technologies et d'investissements afin de décarboner l'ensemble des secteurs d'activité. Elle s'inscrit dans le cadre du Paquet Européen Énergie-Climat 2030, lequel impose aux États membres un objectif de 20% d'énergies renouvelables (ENR) dans la consommation finale en 2020, et 27% en 2030.

À la suite de la catastrophe de Fukushima et afin de diversifier le mix électrique nationale, la sortie partielle du nucléaire est devenue un enjeu de taille de la transition énergétique française, avec une place à part dans la PPE. Plus précisément, cette dernière a fixé l'objectif de ramener la part du nucléaire dans la production totale d'électricité à 50% d'ici 2035. Deux scénarios proposés par RTE ont été retenus dans la PPE de 2017 (voir [1]), à savoir les scénarios « Volt » et « Ampère ». Le scénario « Volt » préconise un fort développement des investissements dans les ENR (116 GWe en 2035), ainsi qu'une sortie modérée du nucléaire avec la fermeture de seulement 9 réacteurs de 900 MWe, celle-ci étant conditionnée par les perspectives d'exportations. Le scénario « Ampère » soumet explicitement la sortie du nucléaire au rythme des investissements dans les ENR. La décision de fermer une centrale ne sera ainsi prise que si la perte de production de l'unité mise hors service peut être compensée, en moyenne, par la production des nouvelles capacités renouvelables. Bien qu'aucun besoin d'investissements dans des centrales thermiques de pointe ne soit identifié, l'équilibre du système électrique dans le scénario « Ampère » requiert des capacités d'interconnexion croissantes avec les voisins européens, ainsi qu'un fort développement de la gestion active de la demande et de l'efficacité énergétique.

La transformation du secteur électrique, associée au développement des énergies renouvelables (ENR), soulève de nombreux défis économiques, techniques, politiques et sociaux. En effet, le système électrique doit assurer en permanence l'équilibre en l'offre et la

demande, or le caractère intermittent de la production d'électricité renouvelables, tributaire des conditions météorologiques, requiert une flexibilité croissante de la part du système et des moyens de production conventionnels (thermiques et hydraulique), qui doit être accompagnée par un investissement massif dans les technologies de stockage.

Contrairement aux centrales électriques classiques, la production des ENR est non pilotable et intermittente. Cette absence de « pilotabilité » nécessite des unités de production flexibles en back-up et éventuellement l'utilisation du stockage pour assurer la stabilité du réseau. Les conditions météorologiques deviennent un facteur déterminant du volume et de la dynamique de la production d'électricité. La demande résiduelle (DR), qui correspond à la différence entre la consommation d'électricité et la production des ENR, est la mesure pertinente à prendre en compte pour évaluer l'impact de la pénétration des ENR sur les besoins de flexibilité des centrales pilotables. L'augmentation des capacités ENR est généralement associée à une plus grande volatilité de la DR. Une modélisation correcte de ses dynamiques est donc essentielle pour estimer correctement les besoins en flexibilité du futur système électrique. La flexibilité étant liée à la gestion des variations de la DR, des méthodes formelles de modélisation de ses trajectoires sont nécessaires pour définir la combinaison d'investissements optimale tant sur le plan économique que technique. L'élaboration d'un ensemble de trajectoires de DR correspondant aux pires des cas, notamment les plus volatiles et chaotiques, est essentielle pour garantir des niveaux de fiabilité et de sécurité du système élevés en cas de forte pénétration des ENR. À court terme, les centrales conventionnelles ayant des rampes de puissance faibles et des niveaux de production minimum élevés pourraient être incapables d'adapter leur production aux fluctuations rapides de la DR. On s'attend à ce que les batteries et les véhicules électriques (VE) jouent un rôle important dans la gestion des ENR et la flexibilité du système, en stockant l'excédent de production des ENR durant les périodes de faible demande et en le restituant pendant les périodes de pointe de consommation. Bien que leurs coûts actuels empêchent pour l'instant un déploiement à grande échelle, ces technologies devraient générer une valeur ajoutée importante provenant d'une large gamme de services auxiliaires avec des externalités positives, qui doivent être prises en compte dans leur tarification (voir [2]-[3]). La modélisation des trajectoires de DR entraîne également une complexité computationnelle accrue pour le gestionnaire de réseau de transport (GRT, correspondant à RTE en France). Celui-ci est responsable du planning de production optimal permettant d'assurer à tout moment l'équilibre du système électrique, en égalisant l'offre et la demande en temps réel. La pénétration croissante des ENR accroît l'incertitude relative au

volume de DR, ainsi que le coût en cas d'erreur de prévision. Une part importante des ENR dans le mix électrique requiert par conséquent un volume plus élevé de réserves de puissance, correspondant à des unités de production activées en cas de défaillance d'un générateur ou de variation imprévue de la DR. Par ailleurs, la diminution de moyens de production thermiques, en particulier les centrales nucléaires en France, au profit des ENR contribue à diminuer l'inertie du système électrique, ce qui accroît également les besoins en modulation de puissance rapide des réserves d'équilibrage.

La problématique des centrales nucléaires joue un rôle unique dans la transition énergétique française. Tandis que la part du nucléaire dans la production électrique n'était que de 8% en 1973, les chocs pétroliers des années 1970 ont considérablement accéléré le programme électronucléaire français, basé sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP). Suivant le Plan Mesmer, le premier REP est raccordé au réseau à Fessenheim, en avril 1977. Correspondant à une puissance installée totale de 55 GWe, 54 réacteurs nucléaires supplémentaires sont construits entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, pour un coût de construction estimé à 65 milliards d'euros (en euros courants de 2012, voir [4]). Bien que critiqué pour les risques d'accidents majeurs et le problème des déchets nucléaires, le nucléaire pourrait jouer un rôle central dans l'atténuation du changement climatique (voir [5]). L'électricité d'origine nucléaire n'est pas émettrice de CO<sub>2</sub> et pourrait donc s'inscrire dans le futur mix électrique aux côtés des ENR. Par ailleurs, [6] estime que les coûts de remplacement des réacteurs déclassés par des technologies alternatives pourraient être extrêmement élevés, surtout si les ENR sont le principal substitut. Enfin, en raison du faible coût variable du nucléaire, [7] estime que son abandon progressif pourrait plus que quadrupler les coûts totaux de production d'électricité, ainsi que faire augmenter les émissions de CO<sub>2</sub>. Repousser la fermeture de certaines centrales pourrait enfin permettre de gagner du temps, afin de permettre l'émergence et la maturation de technologies alternatives (hydrogène, fusion nucléaire), ainsi que la diminution des coûts d'investissements des ENR. Toutefois, cette stratégie pourrait aggraver le risque d'« effet falaise », correspondant à l'effondrement de la capacité de production d'électricité après la fermeture rapide de plusieurs réacteurs nucléaires, avec des risques potentiellement élevés de rupture d'approvisionnement électrique.

Par ailleurs, l'essentiel des coûts des énergies renouvelables étant fixes et leurs coûts marginaux quasiment nuls, l'introduction de capacités ENR a tendance à faire baisser le prix de l'électricité sur le marché spot, ce qui menace à la fois la rentabilité des centrales conventionnelles, nécessaires à l'équilibre de marché lorsque la production ENR est

insuffisante, mais aussi celle des ENR en créant paradoxalement les conditions contraires à leur propre rentabilité. Selon le design actuel des marchés de gros de l'électricité (de type EPEX SPOT), les offres de production sont soumises au GRT, qui les classe par ordre croissant sur la base de leurs coûts marginaux selon la règle dite du « merit order ». Le prix spot se trouve à l'intersection des courbes d'offre et de demande, et correspond en théorie au coût marginal de la dernière unité de production appelée par le GRT. Comme les ENR ont un coût de production quasi nul, elles sont appelées les premières et elles contribuent ainsi à faire baisser le prix spot en poussant hors du marché les centrales de pointe plus coûteuses. Ce phénomène, connu sous le nom de « merit order effect » (voir [8]), nuit à la viabilité financière à long terme de l'ensemble des unités de production, y compris les ENR. Par un effet d'« auto cannibalisation » [9], celles-ci contribuent à décourager les investissements nécessaires à leur propre expansion. Il est donc nécessaire de mettre en place des mécanismes de soutien hors-marché, tels que le Feed-in-Tariff (FiT) et le Feed-in-Premium (FiP), afin de rémunérer correctement les ENR et inciter les futurs investisseurs. Ces mécanismes génèrent toutefois une charge budgétaire importante (5.5 milliards d'euros en France en 2018<sup>1</sup>), et laissent de côté la question du déficit structurel des centrales électriques conventionnelles.

Ce problème, connu sous le nom de « Missing Money » (voir [10]), n'est toutefois pas causé mais seulement aggravé par la pénétration croissante des ENR. Le design du marché spot ne permettant pas aux prix de dépasser un seuil légalement fixé (égal à 3000 €/MWh sur la bourse EPEX SPOT et pris pour référence dans cette thèse), la rente de rareté nécessaire pour couvrir les coûts opérationnels et variables de certains producteurs n'est pas intégrée dans le prix. Adapter le design du marché afin d'accroître l'efficacité du signal prix est donc une direction prometteuse (voir [11]), notamment par la tarification en temps réel de la disponibilité et de la rareté (dans les situations où les capacités de production sont insuffisantes pour garantir une sécurité d'approvisionnement élevée) des ressources. Les ENR déplaçant la valeur de l'électricité de la production d'énergie vers les services de réserve et services auxiliaires, valoriser en temps réel les besoins en réserves pourrait également contribuer à restaurer l'efficacité du signal prix. Une adaptation des règles institutionnelle du marché spot semble donc nécessaire pour capturer les bénéfices économiques des technologies ENR (voir [12]), mais aussi corriger les défauts des marchés spot tel qu'ils existent actuellement en France et en Europe.

---

<sup>1</sup> Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE), 2018

Ce travail de thèse est divisé en quatre chapitres, qui peuvent se lire de manière indépendante. Toutefois, les méthodes et modèles présentés dans les deux premiers chapitres constituent la base formelle requise pour comprendre les modèles d'investissement et de dispatching utilisés tout au long de ce travail. En raison de la complexité informatique des modèles ainsi que du temps nécessaire à leur résolution, les analyses empiriques et applications fournies dans ce travail sont circonscrites à la région Auvergne-Rhône-Alpes, choisie pour sa représentativité du mix national.

Les chapitres I et II adoptent une structure très similaire, avec d'abord la présentation théorique d'une méthode originale puis son application dans un second temps. Celles-ci permettent de modéliser les dynamiques de DR et déterminer les pires trajectoires (entendues comme succession de valeurs d'un processus aléatoire) possibles, afin de déterminer les besoins du futur système électrique en capacité de production et en flexibilité permettant de garantir un niveau de fiabilité et de stabilité maximal, pour différents niveaux de pénétration ENR. Chacune des méthodologies est appliquée à un modèle d'optimisation en nombre entiers du système électrique, intégrant les contraintes thermiques et les contraintes de stockage de chaque unité de production. L'emploi d'un cadre identique, dans l'application des méthodes introduites dans chaque chapitre, permet une comparaison fine des avantages et inconvénients associés à chacune d'entre elles.

Le chapitre III s'intéresse aux paradoxes et contradictions inhérentes à la transition énergétique et la politique nucléaire française. On note que la totalité de la littérature étudiant la sortie du nucléaire ainsi que la pénétration des ENR s'appuie sur la constitution de scénarios, dans lesquels les décisions d'investissement sont fixées et exogènes. Utilisant une version améliorée du modèle d'investissement et de dispatching présenté dans les premiers chapitres, la décision de fermer ou prolonger les centrales nucléaires de plus de 40 ans est modélisée de façon endogène, de même que le niveau d'investissement dans les ENR. Nos résultats viennent confirmer la grande majorité des analyses existantes, et suggèrent qu'aucune base économique (ni écologique) ne vient justifier la fermeture à court-terme de centrales nucléaires.

Enfin, le quatrième et dernier chapitre est consacré à l'analyse des futurs revenus des différents types de producteurs d'électricité, dans un mix avec une forte proportion d'ENR. Ceci permet d'étudier un ensemble de designs de marché et de mécanismes de rémunération originaux, et de voir comment ceux-ci transforment la distribution des prix spot et la rémunération associée aux différentes technologies de production présentes dans le mix.

# **Chapitre I - Un modèle d'optimisation structurel et robuste du système électrique avec autocorrélation de la demande résiduelle**

Ce premier chapitre méthodologique propose un ensemble d'éléments formels permettant de modéliser le comportement d'un système électrique face à des situations où la DR suit des trajectoires extrêmes. La DR peut être considérée comme un processus stochastique multidimensionnel, avec trois composantes (la demande d'électricité, la production solaire et la production d'origine éolienne), et peut donc s'exprimer comme un processus aléatoire en trois dimensions. On entend par « trajectoire extrême » une suite de valeurs d'un processus stochastique qui maximise un critère donné. Par exemple, si le critère correspond au niveau de la DR, on distingue deux types de trajectoires extrêmes : les trajectoires de DR hautes, correspondant à un régime durable de demande d'électricité élevée associée à une production renouvelable quasi nulle, et les trajectoires basses, correspondant à la situation inverse. Enfin, si le critère correspond à la variabilité de la DR, la trajectoire extrême correspondante maximise les variations de celle-ci. Ce chapitre s'intéresse donc à la modélisation de ces trois types de trajectoires par une approche statistique. Il se décompose en trois étapes principales : l'introduction d'un modèle mathématique du système électrique français (faisant abstraction des contraintes de transport et de transmission à cause de la difficulté computationnelle élevée) ; l'élaboration d'une méthodologie originale permettant de calculer statistiquement les trois types de trajectoires extrêmes mentionnés ; l'application de ce modèle et de la méthodologie développée à un cas concret, ici la région Auvergne-Rhône-Alpes.

On s'intéresse tout d'abord à l'élaboration d'un modèle d'optimisation robuste intégrant l'ensemble des contraintes opérationnelles et thermiques des moyens de production conventionnels, ainsi que les contraintes associées aux différents moyens de stockage disponibles. Les moyens de production conventionnels peuvent être répartis en plusieurs ensembles distincts de technologies, correspondant au nucléaire, aux centrales hydrauliques, aux centrales de type station de transfert d'énergie par pompage (STEP), aux turbines à gaz à cycle-combiné (CCGT) et aux turbines à combustion (TAC). Enfin, on distingue deux types de technologies renouvelables, correspondant aux turbines éoliennes et aux panneaux photovoltaïques (sans distinction entre photovoltaïque de type résidentiel, industriel/commercial ou « utility-scale »). Le modèle adopte une résolution au pas de temps horaire. Il modélise le comportement du système électrique pour une durée d'une semaine, et ce pour chaque saison. Pour chaque pas de temps, le niveau de capacité de production



d'électricité (et donc d'investissement), ainsi que le dispatch des unités de production, doivent assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans le respect des contraintes physico-thermiques des centrales. Les contraintes thermiques, modélisées au niveau de chaque centrale, incluent le niveau des rampes de puissance, le niveau de production maximum et minimum (en deçà duquel une unité de production ne peut fonctionner correctement et doit être éteinte), ainsi que le temps d'attente minimum requis pour éteindre une centrale après que celle-ci a été mise en route (ou inversement, pour démarrer une centrale après que celle-ci a été éteinte). Ces contraintes sont formalisées par l'utilisation de variables binaires, associées à la méthode dite du « big M », afin d'obtenir un modèle linéaire en nombre entier du système électrique. La modélisation de ces contraintes au niveau des centrales permet d'analyser de façon détaillée et précise comment un mix de production donné peut s'adapter à une demande résiduelle de plus en plus volatile.

Cette approche s'inscrit donc dans le cadre de l'optimisation robuste ([13]), qui cherche à résoudre un problème d'optimisation en prenant en compte l'incertitude relative aux paramètres du modèle. Plus précisément, l'optimisation robuste cherche à minimiser les coûts totaux qui peuvent être observés lorsqu'un ensemble de paramètres, lesquels prennent leurs valeurs dans un ensemble d'incertitude borné (voir [14]), prend les valeurs les plus élevées (ou les plus faibles) possibles. En effet, la formulation robuste du modèle permet de déterminer l'ensemble de décisions d'investissement, mais aussi de production (le dispatching), permettant de garantir à moindre coût la fiabilité et la stabilité du système électrique dans un ensemble de conditions extrêmes. Cette approche garantit la faisabilité des contraintes associées au problème d'optimisation pour toutes les valeurs de paramètres dans l'ensemble d'incertitude. Toutefois, l'incertitude associée aux paramètres du modèle a reçu un traitement essentiellement statique dans la littérature existante, à l'exception de [15] qui propose un ensemble d'incertitude dynamique pour un problème d'optimisation multi-période.

En utilisant les méthodes de l'Analyse en Composantes Principales (ACP) et la régression polynomiale, ce chapitre propose une méthode d'approximation robuste des variations d'un processus aléatoire entre plusieurs périodes, conditionnellement aux valeurs qu'il peut prendre. Cette méthode est ensuite appliquée à la DR. Les paramètres incertains, correspondant aux trois composantes de la DR, sont formulées comme la somme d'une valeur nominale (la valeur moyenne du paramètre) et du produit de l'écart type du paramètre par une variable aléatoire d'espérance nulle. Les variables aléatoires obtenues par cette décomposition peuvent être reformulées sous forme d'un processus stochastique multidimensionnel et auto

corrélé, dont on fait l'hypothèse de stationnarité. L'ACP permet ici de décorréler chacune des composantes de ce processus stochastique et d'étudier séparément leurs dynamiques. La régression polynomiale permet d'estimer les quantiles associés à la distribution des variations de chaque composante, conditionnellement à son niveau. Toutefois, du fait du nombre d'observations plus faible correspondant aux valeurs extrêmes de chaque distribution, on s'attend à ce que l'erreur d'échantillonnage soit plus élevée pour ces valeurs. Afin de limiter ce problème, on utilise une méthode de *binning* permettant de minimiser l'erreur d'échantillonnage associée à chaque *bin* et de définir un ensemble de poids inversement proportionnels à cette erreur. Le nombre de *bins* optimal choisi minimise la variance du nombre d'observations par *bins*. On utilise enfin, pour différents quantiles de la distribution des variations de chaque composante, une régression polynomiale pondérée, appliquée à l'ensemble des *bins*. Un intervalle de prévision est également fourni pour les variations estimées, dont la précision peut ainsi être configurée en fonction de la qualité et de la structure de l'échantillon utilisé pour l'estimation. On peut ainsi définir une approximation continue des variations de la DR, en particulier pour les statistiques d'ordre extrêmes, et l'inclure directement au modèle d'optimisation robuste formulé en première partie pour obtenir une reformulation dynamique de l'incertitude. L'approximation polynomiale étant par définition non-linéaire, il est possible de la reformuler comme une fonction affine par morceaux à l'aide de variables binaires, au prix toutefois d'une complexité computationnelle accrue.

Enfin, le modèle ainsi obtenu est appliqué à la région Auvergne-Rhône-Alpes. On montre que l'intervalle de prévision, pondéré par la matrice des poids formulée plus haut, inclut quasiment toutes les observations des composantes de la DR. On note que la méthodologie introduite dans ce chapitre génère des valeurs de DR légèrement moins prudentes que l'optimisation robuste statique. Afin de clairement identifier l'impact des ENR sur le mix optimal, le niveau d'investissement correspondant au photovoltaïque et l'éolien est fixé de manière exogène. Pour simplifier, on suppose aussi que l'investissement dans les centrales de types hydroélectriques et STEP est nul. Les analyses suggèrent que la prise en compte de la variabilité de la DR dans le modèle d'optimisation augmente fortement le niveau optimal d'investissement dans les technologies de stockage et les centrales de pointe. Aucun motif clair en termes de substituabilité ou de complémentarité des moyens de pointe et de stockage n'apparaît, ce qui suggère une relation non-linéaire entre la pénétration ENR et le niveau optimal de stockage requis. Les résultats du modèle suggèrent l'existence d'un arbitrage entre des mixes fortement basés sur le nucléaire, avec des coûts fixes élevés et un coût moyen de

production faible, contre des mixes plus « flexibles », basés sur les technologies GT et CCGT, aux coûts fixes faibles mais aux coûts de production élevés. En effet, bien que moins flexibles, les mix électriques dominés par le nucléaire présentent systématiquement de meilleures performances en termes de coût de production moyen, tant dans des conditions d'opération extrêmes que normales. Ils sont également moins émetteurs de CO<sub>2</sub>, mais sont plus sensibles à des prix spot faibles en cas de forte croissance des ENR, du fait de leurs coûts fixes très élevés. Enfin, les résultats obtenus suggèrent que, comme la pression sur les centrales nucléaires risque d'augmenter avec la croissance des ENR, un mix basé sur le nucléaire peut rapidement devenir trop coûteux et inefficace, même si les réacteurs sont utilisés dans une moindre mesure pour le suivi de charge.

## **Chapitre II - Optimisation du mix électrique dans le cas d'une forte pénétration des énergies renouvelables : Une méthode robuste basée sur l'inférence bayésienne et la théorie des graphes**

La méthodologie introduite au chapitre I, bien que flexible et paramétrable, n'offre toutefois pas la garantie théorique que les trajectoires les plus volatiles, c'est-à-dire maximisant la variabilité de la DR, correspondent effectivement à la séquence de valeurs de DR la plus variable qui soit possible. En d'autres termes, la première méthode proposée dans cette thèse propose un *extremum* conditionnel, ou encore local, mais ne garantit pas que les trajectoires trouvées constituent un *extremum* global<sup>2</sup>. Le chapitre II propose ainsi une approche complémentaire permettant de dépasser cette limite, mais est toutefois plus difficile à mettre en pratique à cause de besoins élevés en termes de données. Par ailleurs, nous n'obtenons pas facilement une reformulation du modèle d'optimisation intégrant cette méthode complémentaire, ce qui pourra faire l'objet de recherches futures.

De même que le premier chapitre, le chapitre II peut se décomposer en deux parties principales, avec dans un premier temps une méthodologie originale, suivie par une application à la région Auvergne-Rhône-Alpes. Il propose tout d'abord le concept de « l'ensemble de certitude », faisant référence au *uncertainty set* issu de la terminologie de l'optimisation

---

<sup>2</sup> L'usage du terme *extremum* est justifié par le fait qu'une séquence de points (ici, la valeur de la RD à chaque pas de temps) n'est rien d'autre qu'un unique point dans un espace multidimensionnel.

robuste. L'ensemble de certitude est ensuite associé à un algorithme permettant d'estimer en temps polynomial chacune des trois trajectoires extrêmes de DR maximisant les critères de niveau ou de variabilité. Cet ensemble de trajectoires de DR est enfin utilisé comme *input* dans un modèle d'optimisation de l'investissement et du dispatch, identique à celui présenté au Chapitre I, toujours dans le cas de la région Auvergne-Rhône-Alpes.

Cette seconde méthode s'appuie sur les outils de l'inférence bayésienne, ainsi que de concepts de base issus de la théorie des graphes. En m'appuyant sur la terminologie de l'optimisation robuste, concept de l'ensemble de certitude est introduit et défini pour un processus aléatoire en référence à un couple de paramètres strictement positifs  $(\epsilon, M)$ , où  $\epsilon$  est inférieur ou égal à 1. Ce concept tente de formaliser, dans le cadre de l'optimisation robuste, l'intuition de [16] selon laquelle il n'est jamais certain n'observer un phénomène (ou un nombre limité de fois) dont on suppose *a priori* que la probabilité est non-nulle. Du fait de la difficulté computationnelle liée à son implémentation, une version simplifiée de cette méthode est présentée pour faciliter sa compréhension. La construction de l'ensemble de certitude requiert tout d'abord l'ajustement des données à un modèle théorique (multivarié), par l'utilisation d'outils issus des statistiques bayésiennes. Au lieu de décomposer la DR en ses différentes composantes comme au chapitre I, on travaille sur celle-ci au niveau agrégé. Toujours en considérant la DR comme un processus stochastique, celle-ci est décomposée comme la réunion de processus stochastiques plus courts (ou sous-processus) dont on approxime les distributions jointes par un ensemble de modèles théoriques concurrents. Là encore, afin de simplifier l'application de notre méthodologie, un seul modèle théorique est utilisé par sous-processus.

Plutôt que d'utiliser directement l'échantillon de données pour l'ajustement des modèles, on introduit le concept de l'échantillon espéré, correspondant à l'échantillon moyen obtenu par bootstrap successif de l'échantillon original. Ceci permet d'une part de souligner la tendance générale de l'échantillon, et d'autre part de définir l'espace des valeurs de paramètres utilisés pour l'ajustement de modèles théoriques à l'échantillon espéré. Il est possible de calculer la distribution *a posteriori* des paramètres d'intérêt pour chaque modèle théorique. Toutefois, du fait de la complexité du calcul de la distribution *a posteriori* complète, on s'intéresse uniquement au mode de la distribution. Le vecteur de paramètres sélectionné pour l'ajustement du modèle à l'échantillon espéré maximise l'estimateur du maximum a posteriori (MAP). Le modèle estimé est ensuite utilisé pour déterminer, pour  $M$  observations du processus aléatoire modélisé, le sous-ensemble de sous-processus ayant une probabilité supérieure ou égale à  $1 - \epsilon$  d'être observées au moins une fois. Ce sous-ensemble correspond à l'ensemble

de certitude, qui peut facilement être généralisé au processus stochastique entier et être défini par rapport à un ensemble de modèles théoriques concurrents en utilisant leurs distributions *a posteriori* complètes.

Dans un second temps, un opérateur mathématique original, nommé « opérateur de chemin », est introduit. Il permet d'écrire de manière rigoureuse, sous forme matricielle, l'ensemble des chemins discrets possibles associés à plusieurs ensembles de sommets dans un graphe. Plus précisément, pour deux ensembles de sommets avec chacun  $K$  sommets, il permet de représenter les  $K^2$  chemins possibles entre chaque paire de sommets issus des deux ensembles, ainsi que le poids associé à chaque arrête. L'opérateur de chemin est formulé à l'aide du produit de Kronecker et du produit cartésien. Il est non-commutatif mais présente toutefois d'intéressantes propriétés récursives, lesquels facilitent son écriture pour des chemins longs. Cet opérateur sert de base théorique à la conception d'un algorithme permettant de trouver en temps polynomial le sous ensemble des trajectoires d'un processus aléatoire qui maximisent globalement un critère donné, ici le niveau ou la variabilité du processus stochastique étudié. Cet algorithme, intitulé « algorithme des  $N$ -Sommets », exploite la structure de l'écriture matricielle afin de calculer récursivement, pour plusieurs ensembles de sommets, l'ensemble des chemins maximisant le critère choisi au départ de chaque sommet du premier ensemble de sommets. L'algorithme offre également la garantie théorique que la trajectoire correspondant à l'optimum global est incluse dans ce sous-ensemble. Cet algorithme est appliqué à la DR, et permet de déterminer les trois trajectoires qui respectivement maximisent et minimisent globalement la somme des valeurs prises par le processus, mais aussi maximisent ses variations.

Enfin, cette seconde méthode est appliquée à un modèle d'optimisation de l'investissement et du dispatch, identique à celui présenté au Chapitre I, toujours dans le cas de la région Auvergne-Rhône-Alpes. Là encore, on fixe de manière exogène le niveau d'investissement dans les ENR. Des résultats très similaires sont trouvés, notamment concernant l'avantage des mixes avec une forte part de nucléaire en termes de coût de production moyen et d'émissions de CO<sub>2</sub>. Les résultats sont toutefois légèrement moins prudents concernant les besoins en flexibilité ainsi que la part des capacités de pointe, de type turbine à gaz à cycle-combiné et thermique à flamme, nécessaires pour assurer l'équilibre en cas de forte pénétration des ENR. En laissant le niveau d'investissement dans les ENR varier de manière endogène, on montre que la capacité optimale de centrales à gaz type cycle-combiné reste significative même avec un prix du carbone supérieur à 100 €/MWh. Ceci vient confirmer, avec le chapitre I, que des technologies de pointe non-émettrices de carbone, une gestion de la

demande plus active et des solutions fournisseuses de services systèmes tels que des condensateurs synchrones, sont nécessaires pour limiter l'investissement dans les centrales de type GT et CCGT pour accompagner la croissance des ENR.

## **Chapitre III – Les paradoxes de la transition énergétique et de la politique nucléaire françaises : une analyse technico-économique**

Ce troisième chapitre propose une application plus détaillée des méthodes développées plus haut à l'analyse des contradictions de la politique énergétique française. Dans le cadre de la PPE et des scénarios « Volt » et « Ampère » définis par RTE, la France s'est engagée à augmenter significativement la part des ENR dans le mix énergétique, tout en amenant la part du nucléaire dans la production totale à 50% d'ici 2035. Une telle ambition est toutefois susceptible d'augmenter considérablement le coût fixes associés au mix électrique, du fait de la nature fortement capitalistique des ENR, tout en diminuant le niveau de sécurité du système. Par ailleurs, comme le montrent les deux premiers chapitres, le niveau minimal de capacité de pointes, types centrales CCGT, reste non-négligeable et augmente avec la pénétration des ENR, ce qui est susceptible de rendre la production d'électricité française plus polluante. Toutefois, et contrairement à la majorité des analyses, ce chapitre propose un modèle dans lequel les décisions relatives au niveau investissement dans les ENR et à la politique nucléaire sont définies de manière endogène. En effet, la littérature existante étudie généralement ces questions par la constitution des scénarios exogènes de sortie du nucléaire et de progression des ENR dans le mix électrique. A l'inverse, ce chapitre propose d'étudier quels facteurs influencent la décision de prolonger ou fermer les centrales nucléaires de plus de 40 ans, et dans quelle mesure.

Le chapitre III se décompose en deux parties principales : dans un premier temps, on étudie les effets d'un ensemble de paramètres technico-économiques (parmi lesquels le coût et la durée de prolongation des centrales nucléaires, l'évolution de la demande d'électricité, le coût d'investissement dans les ENR) sur le choix de prolonger les plus vieilles centrales nucléaires, ainsi que sur le niveau d'investissement optimal dans les ENR. Dans un second temps, on analyse les performances opérationnelles, en termes de coût et de contribution des différentes technologies au maintien de l'équilibre et à la stabilité du système électrique, pour un ensemble de mix électriques. La question de la gestion des déchets nucléaires et des

conditions de sécurité suffisantes, en ce qui concerne les réacteurs prolongés, n'entre toutefois pas dans le cadre de cette analyse.

La première partie de ce chapitre propose donc une version améliorée du modèle d'optimisation introduit dans les chapitres précédents, prenant en compte les capacités initiales déjà présentes dans le mix. Là encore, on choisit un pas de temps horaire avec une distinction entre chaque saison. On inclut les capacités correspondant aux centrales hydroélectriques et STEP, tout en faisant l'hypothèse que le potentiel régional est entièrement saturé (aucun nouvel investissement n'est possible). On introduit également les véhicules électriques, en s'appuyant sur le scénario prévisionnel moyen de [17]. Pour simplifier, on modélise la flotte de véhicules électriques au niveau agrégé, avec la contrainte que pour chaque heure, le niveau de charge de la flotte doit être supérieur ou égal au volume d'énergie requis pour satisfaire en moyenne les besoins en mobilité de l'heure suivante. On fait également la distinction entre la proportion de véhicules en déplacement et en stationnement pour chaque heure, avec pour hypothèse que seuls les derniers peuvent se connecter au réseau. Concernant les centrales nucléaires, on distingue deux types de réacteurs dans la région : 12 réacteurs de type CPO/CPY avec une puissance nominale 900 MWe, et 2 réacteurs de type P4/P'4 avec une capacité de 1300 MWe. On identifie ensuite un sous-ensemble des réacteurs nucléaires candidats, correspondant aux types CPO/CPY, pouvant être mis hors service. Les réacteurs sont contraints à être fermés par paires, chacune d'entre elles étant associée à une décision binaire : payer un ensemble d'investissements de maintenance pour prolonger la durée de vie des réacteurs, ou bien payer les coûts de déclassement et retirer les réacteurs du mix. Les conclusions obtenues confirment la plupart des résultats trouvés dans la littérature : une sortie rapide du nucléaire est susceptible d'augmenter de manière significative les coûts du système et les émissions de carbone. Aucune justification économique n'est trouvée pour la sortie immédiate du nucléaire, car le remplacement des réacteurs déclassés par des investissements dans les énergies renouvelables est toujours sous-optimal en termes de coûts totaux, même si les coûts de prolongation du nucléaire sont plus élevés que les estimations initiales ou si les coûts d'investissement et les coûts fixes des énergies renouvelables diminuent fortement. Une analyse rapide montre que, pour satisfaire le même profil dynamique de production que 1 GWe de capacité nucléaire, approximativement 3.7 GWe de turbines éoliennes ou 18.7 GWe de panneaux solaires. En tenant compte des gisements disponibles, 4 paires de réacteurs nucléaires au plus peuvent être remplacés par une combinaison d'ENR. Les résultats suggèrent que seule une diminution de la demande d'électricité en base (et pas seulement aux heures de pointe) peut rendre

économiquement optimale la fermeture de réacteurs nucléaires. Le remplacement des réacteurs nucléaires par un ensemble de turbines type CCGT est économiquement optimal mais incompatible avec l'objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. De plus, le remplacement de réacteurs nucléaires par des centrales à gaz risque d'accroître la dépendance française vis-à-vis des importations de gaz étranger, ainsi que le risque géopolitique associé. Ceci risque également d'accroître la volatilité du prix de l'électricité en l'absence d'un découplage du prix du gaz et de l'électricité<sup>3</sup>. Enfin, avec un tiers du gaz consommé en France issu de la zone arctique, augmenter les capacités installées de centrales à gaz risque d'accroître la part du gaz contribution de la France à la dégradation de l'environnement.

La seconde partie de ce chapitre fournit également une analyse approfondie des performances opérationnelles de divers types de mix électriques dans des conditions opérationnelles extrêmes et représentatives. Il s'agit de déterminer la participation de chaque type de technologie à la satisfaction de la demande d'électricité, mais également de mesurer leur contributions respectives dans le maintien de l'équilibre du système. Afin de rendre la comparaison la plus complète possible, 4 mix sont sélectionnés : 2 mix sans diminution des capacités nucléaires avec pénétration des ENR faible et modéré, et 2 mix avec diminution d'un quart de flotte nucléaire, avec également un niveau faible et modéré de capacité ENR. On constate généralement que l'abandon partiel du nucléaire peut menacer la stabilité du système mais pourrait permettre de conserver le nucléaire comme principale technologie produisant en base en cas de forte pénétration des ENR. Les coûts d'exploitation et les émissions de carbone augmentent considérablement lorsqu'on remplace des réacteurs déclassés par des centrales à cycle combiné, même en ajoutant une part élevée d'ENR dans le mix électrique. Enfin, on montre, par l'introduction d'une série d'indicateurs spécifiques à la DR, que même en cas de forte pénétration des ENR, la demande d'électricité reste la principale source d'instabilité de la DR et des besoins en flexibilité du système. Une gestion active de la demande d'électricité est donc un élément central pour permettre la croissance dans ENR sans fortement augmenter les capacités requises en moyens de stockage ou en centrales de pointe.

---

<sup>3</sup> <https://www.lefigaro.fr/conjoncture/marche-electricite-9-pays-de-l-ue-dont-berlin-refusent-la-reforme-reclamee-par-paris-20211025>



## **Chapitre IV – Vers de nouveaux designs des marchés de l'électricité : assurer l'efficacité et la rentabilité des producteurs en cas de forte pénétration des ENR**

Ce quatrième et dernier chapitre propose une analyse détaillée des futurs revenus, en cas de pénétration importante des ENR, perçus par les différentes technologies de production disponibles dans le mix français. Comme illustré à de multiples reprises dans la littérature, la pénétration croissante des ENR est associée à une baisse significative des prix spots, ainsi qu'à l'apparition de régimes de prix bas durables et plus fréquents. Cet effet de « merit order effect » vient aggraver les problèmes de rentabilité des producteurs historiques, mais aussi décourage l'investissement dans les ENR, ce qui requiert une adaptation du fonctionnement du marché spot actuel, mais aussi potentiellement l'introduction de mécanismes de rémunération hors-marché. Toutefois, les mécanismes du FiT et du FiP actuels peuvent à la fois se révéler trop coûteux pour le décideur public, mais aussi inefficaces à rémunérer adéquatement les ENR tout en préservant les signaux prix nécessaires à leur intégration efficiente au mix électrique.

Ce chapitre se décompose en trois parties principales : tout d'abord, on associe un modèle économétrique simple capturant la formation des prix spots en fonction des fondamentaux du marché de l'électricité (niveau et dynamiques de la DR, production des différentes unités disponibles) au modèle d'optimisation utilisé au chapitre III, afin d'étudier le profil de production et de rémunération associé à chaque technologie présente dans le mix. On introduit un ensemble de méthodes originales permet d'étudier la structure des distributions jointes optimales de production et de prix spot, spécifiques à chaque technologie, qui seraient nécessaires pour la couverture totale des coûts fixes et variables annuels. Ensuite, plusieurs propositions de réforme et designs originaux du marché spot sont analysés (*scarcity pricing* et enchères de la production ENR sur la base des coûts moyens), ainsi que la façon dont ils peuvent répondre aux problèmes actuels de rentabilité des producteurs mieux que le marché spot français. Enfin, ce chapitre propose une description théorique du Contract-for-Difference (CfD) ainsi qu'une comparaison en termes de coûts et de performances avec le FiP. On propose également une brève analyse des prérequis théoriques et méthodologiques d'un mécanisme assurantiel, superposé au marché de gros, permettant aux consommateurs d'électricité d'être indemnisés en cas de coupure de courant contre une participation financière de type *premium*.

La première partie de ce chapitre propose donc un modèle économétrique reliant le niveau de prix spot au niveau et aux dynamiques de la RD, ainsi qu'au niveau de production des différentes technologies dans le mix. Ce modèle est estimé sur des données nationales, en utilisant l'historique des prix spot horaires sur la bourse EPEX Spot sur la période 2015-2019. Les coefficients du modèle sont ensuite pondérés pour tenir compte de la part respective des différentes technologies en Auvergne-Rhône-Alpes par rapport à la composition du mix au niveau national. Cette méthode, bien qu'approximative, est associée au modèle d'optimisation proposé au chapitre III, afin d'obtenir une distribution des prix plus variée et réaliste que celle issue des valeurs duale du modèle d'optimisation. Avec une pénétration modérée des ENR (environ 16% du mix), toutes les technologies réalisent des pertes, selon différentes modalités. Tandis que le niveau général des prix est trop faible pour rendre la production nucléaire rentable, ce sont les taux d'utilisation et les facteurs de charge très faibles des centrales de type CCGT qui ne permettent pas à celles-ci de couvrir leurs frais fixes. Enfin, ce sont les facteurs de charge généralement faibles, ainsi que la corrélation négative entre le prix spot et la production des ENR, qui entraînent des pertes pour l'éolien et le solaire. Par l'introduction d'un « ensemble de rémunération suffisante », on analyse ensuite quelles combinaisons de taux d'utilisation annuels, de facteur de charge et de prix spot permettent, pour chaque technologie, de couvrir ses coûts totaux annuels. En s'appuyant sur des notions de base issues de la théorie du transport optimal, on étudie enfin les transformations de la distribution des prix spot qui permettraient à chaque technologie d'être rentable.

Ces résultats fournissent une base pour analyser, dans un second temps, comment un ensemble de réformes ou designs alternatifs du fonctionnement du marché spot améliorent la rentabilité des producteurs d'électricité. En particulier, il s'agit d'étudier comment la tarification de la rareté, comme dans [18], et un mécanisme d'enchères sur la base des coûts moyen pour les ENR (voir [19]), impactent le dispatching optimal, mais aussi la distribution des prix spot et la structure des revenus des producteurs. L'application de tels designs de marché peut toutefois contribuer à fortement désavantager les ENR et faire monter les prix à des niveaux politiquement inacceptables. En effet, on montre comment le *scarcity pricing* peut efficacement refléter, en temps réel, les situations de rareté de la production d'électricité, par la création de pics de prix qui peuvent facilement dépasser le seuil de 3000 €/MWh. Toutefois, l'inclusion de la rente de rareté dans la règle de formation du prix spot requiert l'utilisation d'un modèle non-linéaire du dispatching de la production d'électricité, dont on donne une formulation mais qu'il n'a pas été possible de résoudre.

Enfin, la troisième partie de ce chapitre propose une formulation théorique du Contract-for-Difference (CfD) ainsi que de son coût pour le décideur public. Il est également étudié comme une alternative possible au FiP. Les résultats sont mitigés : les avantages du CfD dépendent de la corrélation de la production rémunérée par contrat et du prix spot. Enfin, en s'appuyant sur le concept d'"assureur en dernier ressort" proposé dans [20], ce chapitre se clôt par l'étude des prérequis théoriques et des outils nécessaires pour la mise en place d'un mécanisme assurantiel superposé au marché de gros, basé sur les préférences révélées par les consommateurs en matière de fiabilité et de stabilité du système électrique. Une mesure adéquate de la valeur attribuée à l'électricité par chaque consommateur pourrait être une étape nécessaire au bon fonctionnement futur des marchés de l'électricité. Inciter les individus à révéler leurs préférences en matière de fiabilité et de stabilité, par le biais de mécanismes de type assurantiel, pourrait à la fois contribuer à combler le fossé du "Missing Money" et rapprocher le coût de l'électricité payé par les consommateurs de leurs évaluations individuelles, améliorant ainsi l'équité dans le partage des coûts du système.

## Références

- [1] "Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France", RTE, Edition 2017, 44 p.
- [2] FUCHS Georg, LUNZ Benedikt, LEUTHOLD Matthias, UWE SAUER Dirk, "Technology Overview on Electricity Storage", Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, June 2012
- [3] BITAR Eilyan, KHARGONEKAR Pramod, POOLLA Kameshwar, "On the marginal value of electricity storage", *Systems & Control Letters*, vol. 123, 2019, pp. 151-159
- [4] "Les coûts de la filière électronucléaire", Rapport Cour des Comptes, January 2012, 430 p.
- [5] BOCCARD Nicolas, "The cost of nuclear electricity: France after Fukushima", *Energy Policy*, vol. 66, 2014, pp. 450-461
- [6] MALISCHEK Raimund & TRÜBY Johannes, "The future of nuclear power in France: an analysis of the costs of phasing-out", *Energy*, vol. 116, 2016, pp. 908-921

- [7] KOMIYAMA Ryoichi & FUJII Yasumasa, “Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan’s power generation mix considering flexible power resources”, *Energy Policy*, vol. 83, 2015, pp. 169-184
- [8] SENSFUSS Frank, RAGWITZ Mario, GENOESE Massimo, “The merit-order effect: a detailed analysis of the spot price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”, Working Paper Sustainability and Innovation, n°7, 2007
- [9] HIRTH Lion, “The market value of variables renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price”, *Energy Economics*, vol. 38, 2013, pp. 218-236
- [10] SHANKER R., “Comments on standard market design: resource adequacy requirements”, *FERC*, Docket RM-01-12-000, 2003
- [11] PAPAVALIIOU Anthony, “Scarcity pricing and the missing European market for real-time reserve capacity”, *The Electricity Journal*, vol. 33, 2020
- [12] NORTH Douglas, “Institutions”, *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, n°1, 1991, pp. 97-112
- [13] SOYSTER A.L., “Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming”, *Operations Research*, vol. 21, 1973, pp. 1154-1157
- [14] BABONNEAU F., VIAL J.-P., APPARIGLIATO R., “Robust Optimization for Environmental and Energy Planning” in *Uncertainty and Environmental Decision Making: A Handbook of Research and Best Practice*, 2009, pp.79-126
- [15] LORCA Alvaro & SUN Xu Andy, “Adaptive Robust Optimization with Dynamic Uncertainty Sets for Multi-Period Economic Dispatch under Significant Wind”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.30, n°4, 2015, pp.1702-1713
- [16] LAPLACE Pierre-Simon, *Essai philosophique sur les probabilités*, Cambridge University Press, 2009, 280 p.
- [17] “Enjeux du développement de l’électromobilité pour le système électrique”, RTE, May 2019, 80 p.
- [18] HOGAN William H., “Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves”, *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2, n°2, 2013

[19] DAMBRINE Fabrice, “Analyse micro-économique de l’intégration des EnR électriques intermittentes dans un système de production électrique”, *Responsabilité & Environnement*, Annales des Mines, n°93, 2019, pp. 7-14

[20] BILLIMORIA Farhad, POUDINEH Rahmatallah, “Decarbonized Market Design: An Insurance Overlay on Energy-Only Electricity Markets”, The Oxford Institute for Energy Studies, OEIS Paper: EL 30, 2018, 26 p.