

Université Lumière Lyon 2
Faculté de Sciences Economiques et de Gestion
Ecole Doctorale Economie et Gestion

**Etude quantitative et expérimentale des mécanismes d'incitation
aux investissements dans les marchés d'électricité :
Analyse à court terme et à long terme des stratégies des acteurs**

**Thèse pour le Doctorat en Sciences Economiques, Mention Micro Economie
Appliquée**

présentée et soutenue publiquement le 3 décembre 2009 par

Mohamed Haikel Khalfallah

Directeur de thèse :

M. Laurent FIOCHEL, Professeur des universités, Université Lyon 2

Co-directeur de thèse :

M. Stéphane ROBIN, Chargé de recherches, CNRS, Université Lyon 2

Rapporteurs :

M. Dominique FINON, Directeur de recherche, CNRS, CIRED

Mme. Anna CRET, Professeur, Université Paris-Ouest Nanterre et Université Bocconi, Italie

Suffragants :

M. Vincent RIOUS, Professeur assistant, Ecole Supérieure d'Electricité (SUPELEC)

Mme. Corinne CHATON, Economiste, EDF, R&D

Remerciements

Cette thèse doit beaucoup aux nombreuses personnes qui m'ont encouragé, soutenu et conforté au long de toutes ces années. Qu'elles trouvent dans ce travail l'expression de mes plus sincères remerciements.

Je souhaite renouveler mes remerciements à Laurent Flochel pour avoir proposé, accepté et encadré cette thèse. J'aimerais aussi remercier mon co-directeur de thèse, Stéphane Robin, pour la confiance qu'il m'a témoigné du début à la fin du travail, pour sa disponibilité à comprendre et à communiquer et sans oublier ses précieuses intuitions. Sincèrement, grâce à lui j'ai pu apprendre beaucoup de choses dont certaines fort utiles pour mes travaux académiques bien sûr, mais aussi des choses importantes pour mon développement personnel. Grâce à lui aussi j'ai pu valoriser mes travaux en me mettant en relation avec plusieurs spécialistes de mon domaine de recherche et en m'assurant les meilleures conditions pour tous mes déplacements et mes visites de recherche. Je n'oublie pas enfin son aide précieuse dans la relecture et la correction de ma thèse. La justesse de ses critiques a été très constructive et utile. Mises à part ses contributions de fond, il a eu la pénible tâche de corriger mon français maladroit ! Je lui exprime ma très profonde gratitude.

J'aimerais également remercier Virginie Pignon et Florence Hermon d'EDF pour avoir suivi mes travaux pendant la durée de ma thèse. Leurs conseils et remarques, toujours pertinents, m'ont permis de confronter et ajuster mes travaux à des problématiques pratiques et réelles. Je les remercie aussi pour leur confiance en m'engageant dans un contrat de collaboration avec EDF. Une collaboration qui m'a été trop utile pour mieux accomplir mes travaux de recherche.

Je remercie les membres du jury pour avoir accepté de participer à mon jury de thèse. Par l'occasion, je remercie Dominique Finon pour m'avoir permis de présenter mes travaux de recherches dans un séminaire au LARSEN en mars 2008. Une occasion qui m'a permis d'avoir des critiques constructives très utiles pour la continuation de mes travaux de recherche.

Je remercie beaucoup Carine Staropoli et Céline Julien pour leurs efforts dans la réalisation de la partie expérimentale de cette thèse et Vincent Rious pour sa disponibilité et ses conseils cruciaux. Merci aussi de m'avoir toujours remonté le moral !

Je ne peux également oublier de remercier mon laboratoire GATE dans son ensemble pour son soutien logistique et matériel qui ne fait jamais défaut pour les doctorants.

La thèse a parfois été un moment difficile pour mes proches. Elle est très preneuse de temps ! Et j'avoue ne pas les avoir consacré le temps qu'ils le méritent. Nadine, je te remercie pour tes encouragements et ton soutien. Malgré la période difficile qu'on a traversé, tu m'as été toujours disponible et compréhensive. J'ai également pu compter sur l'aide de mes parents mes sœurs et mon beau-frère. Ils ont toujours cru en moi et j'espère être toujours à leur hauteur. Un remerciement spécial pour mon père, qui sans lui, je n'aurais jamais eu l'opportunité de continuer mes études en France et effectuer cette thèse. Je remercie aussi tous mes amis, d'ici et de là-bas. Merci pour m'avoir accompagné et aidé pendant ces dernières années.

A ma chère Nadine

Résumé

Dans cette thèse, nous traitons la question de la fiabilité du système électrique et notamment le problème d'adéquation des capacités de production d'électricité avec une demande future, qui évolue d'une façon hautement imprévisible. Cette question suscite actuellement des débats économiques et politiques au sein de la commission européenne de l'énergie. Elle s'inscrit dans le contexte de déréglementation et de réformes de libéralisation opérées aux seins de pays occidentaux. Les défaillances qui se sont accompagnées avec cette déréglementation et qui ont provoqué diverses crises ont pour origine l'aversion aux risques des investisseurs, l'incertitude sur la demande future et les prix du carburants et le pouvoir de marché exercé pour les producteurs existants particulièrement en période de tension. Ceci a provoqué d'une part, des prix d'électricité hautement aléatoires et élevés et d'autre part, un manque d'incitations aux nouveaux investissements. Pour y faire face, plusieurs mécanismes additionnels assurant une incitation adéquate aux investissements et une maîtrise des prix d'électricité ont été proposés. Dans ce travail, on compare l'efficacité relative des mécanismes marchands d'incitation aux investissements. L'adéquation des capacités de production dans le long terme constitue le principal critère d'évaluation de ces mécanismes. Par ailleurs l'efficacité en termes de coût et de réduction des manipulations des prix dans les marchés forment deux éléments importants à prendre en considération lors de leur évaluation. Dans la littérature, ces mécanismes ont été traités d'un point de vue purement qualitatif, ce qui limite les enseignements qu'on peut tirer sur l'efficacité de chacun. L'apport de ce travail est de proposer une analyse conduite dans le cadre d'un modèle dynamique numérique. La dimension concurrentielle est prise en compte en mobilisant la théorie des jeux. La résolution du modèle fait appel à la méthode de la programmation dynamique et aux méthodes de problème de complémentarité et de l'inégalité variationnelle. En complément à l'analyse théorique, une étude expérimentale est conduite afin d'intégrer une plus grande diversité de stratégie. Nous concluons de ces recherches que la mise en place d'un mécanisme marchand d'incitation aux investissements est prometteuse. Il permet d'assurer l'adéquation future du système électrique à faible coût et de lutter efficacement contre le problème de pouvoir de marché.

Mots clés : Electricité, fiabilité, théorie des jeux, optimisation, programmation dynamique, économie expérimentale.

Abstract

In this thesis, we deal with the question of reliability of electricity system and particularly the problem of generation capacity adequacy in electricity markets, characterized by uncertain and volatile demand. This question is currently the object of many politics and economics debates in the European Commission of energy. It occurs within the context of deregulations and reforms of liberalization operated in western countries. This deregulation was caused many shortages and crisis in many electricity markets in the world. Failures are caused by several factors such as, the presence of uncertainties on future demand and fuel prices, the risk-averse behavior of investors and the market power exercised by existing generators. They had lead to high spot market prices and a fundamental imbalance between the steadily growing demand for power and the limited increases, due to the lack of investments, in generation capacities. Many mechanisms, additional to the energy market, that ensure an adequate incentive for investments and a stable and socially acceptable electricity prices have been proposed. In this work, we compare different investment incentive mechanisms, in terms of long-term capacity adequacy in an uncertain environment, cost effectiveness and the ability of reducing market power. In the literature, the problem of long-term system reliability has been largely studied in qualitative terms. A few works attempt to model the quantitative effects of those market designs. The contribution of this work is to propose a quantitative analysis based on dynamics models. Competition is considered by using the principles of game theory. Stochastic dynamic programming is used to deal with the stochastic environment of the market and mixed complementarity problem and variational inequality formulations are employed to find Nash equilibrium. In addition to the analytic analysis, an experimental study is carried out in order to include a larger diversity of strategy. The main finding of this thesis is that market-based mechanisms would be the most cost-efficient mechanisms for assuring long-term system adequacy, encouraging earlier and adequate new investments in the system and for reducing market power.

Keywords: electricity, reliability, game theory, optimization, dynamic programming, experimental economics.

Table de Matières

Introduction Générale	1
Chapitre 1: Déréglementation et fiabilité du système électrique	
Introduction	11
Section 1 : Les aspects essentiels de l'électricité	13
Section 2 : Organisation de l'industrie électrique	21
Section 3 : Fiabilité du système électrique.....	31
Section 4 : Les mécanismes d'incitation aux investissements	38
Section 5 : Conclusion du chapitre.....	62
Chapitre 2: Modèle à un seul agent des mécanismes d'incitation aux investissements	
Introduction	65
Section 1 : Analyse dynamique des choix d'investissements	67
Section 2 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements	88
Section 3 : Simulations numériques et discussion	107
Section 4 : Conclusion du chapitre.....	126
Chapitre 3: Modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements par la théorie des jeux	
Introduction	130
Section 1 : Hypothèses de modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements .	132
Section 2 : Les méthodes de résolution mobilisées: le choix des effets à boucle fermée	144
Section 3 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements	151
Section 4 : Simulations numériques et discussion	169
Section 5 : Conclusion du chapitre.....	188
Chapitre 4: Analyse de l'efficacité du mécanisme des marchés des capacités à terme par l'économie expérimentale	
Introduction	193
Section 1 : Eléments méthodologiques	196
Section 2 : Hypothèses de l'expérience.....	202
Section 3 : Modèle économique sous-jacent à l'expérience	212
Section 4 : Résultats expérimentaux	226

Section 5 : Conclusion du chapitre.....	248
Conclusion Générale	252
Annexes	258
Bibliographie	276

Introduction Générale

La déréglementation et l'ouverture à la concurrence des marchés électriques s'inscrivent dans la lignée des mouvements de réformes des secteurs économique relevant traditionnellement de monopoles intégrés verticalement (Staropoli [2001]). Cette intégration verticale, qui concerne les fonctions de production, de transport, de distribution et d'opérations du système, a été justifiée par les caractéristiques technico-économiques du secteur, notamment l'existence d'une infrastructure en monopole naturel (Hunt [2002]). L'électricité étant par nature non stockable, il est nécessaire d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation, et cela ne peut être obtenu par un mécanisme de marché. Cette fonction a traditionnellement été assumée par les grandes entreprises intégrées de production et de transport qui disposaient en leur sein de services spécialisés, capable de gérer cet équilibre en temps réel et en prévisionnel à court terme, en garantissant l'ensemble des redondances nécessaires à un fonctionnement sûr et robuste aux aléas.

Dès les années soixante, plusieurs travaux ont aboutit à la remise en cause de l'efficacité des monopoles intégrés dans l'allocation de ressources et au final à une critique de la forme traditionnelle de l'organisation de l'industrie (Demsetz [1968]). Cette critique a induit plusieurs réformes de libéralisation dans la plupart des pays. Ces réformes visaient essentiellement à définir les règles de marchés autorisant une ouverture à la concurrence du maillon de production d'électricité. Les autres maillons de la chaîne d'électricité sont restés gérés par des monopoles, en raison de leurs caractéristiques techniques qui rendent inefficace la concurrence à leur stade.

L'ouverture à la concurrence devrait assurer l'efficacité productive et allocative des marchés d'électricité. A court terme, les prix de ces marchés devraient s'adapter à l'évolution imprévisible de la demande et à long terme, les technologies de production seraient plus compétitives que dans un système monopolistique (Hunt [2002]). Les réformes entreprises dans le secteur ont été principalement focalisées sur la question des prix de marché. L'effort s'est ainsi porté sur la définition des règles de marché et des structures industrielles destinées à limiter le pouvoir de marché des opérateurs et son exercice. Or force est de constater que quelques années après la libéralisation des systèmes électriques – libéralisation qui s'est souvent effectuée dans un contexte de surcapacités de production – d'autres problèmes apparaissent. En particulier, la fiabilité du système commence à poser problème dans de nombreux pays (Oren [2003]). Cette fiabilité se définit comme étant la performance du

système électrique à satisfaire la demande d'électricité des consommateurs dans les montants désirés et les standards acceptables, elle constitue actuellement la préoccupation majeure des régulateurs des marchés électriques. Assurer la fiabilité implique un mixte de règles du système ayant diverses implications économiques et techniques. La fiabilité couvre deux attributs : la sécurité et l'adéquation. La sécurité décrit la capacité du système à faire face aux perturbations. C'est une problématique de court terme et nécessite une intervention centralisée pour l'assurer (Oren [2004]). L'adéquation représente la capacité du système à satisfaire la demande d'électricité à chaque instant. Elle devrait reposer sur les décisions d'investissement de production des acteurs de marché. Elle est un problématique de long terme (Oren [2004]).

L'enjeu des investissements de production dans les industries électriques a été largement sous-estimé lors de la définition des réformes de libéralisation. Toutefois, dans les pays où la libéralisation est survenue sans surcapacité, le problème du développement des capacités de pointe est vite apparu crucial. La crise californienne de l'été 2000 par exemple était une crise de sous-production qui a été accélérée par la libéralisation.

En théorie, le libre jeu des prix sur les marchés devraient fournir les incitations suffisantes aux investisseurs potentiels. Les unités de production appelées à satisfaire les pointes de demande ne peuvent couvrir leurs coûts que durant de courtes périodes de temps. Cela suppose d'accepter des phases de valorisation extrême des prix de marché. Ce sont des rentes de rareté indispensable pour assurer les incitations aux investissements en ce type de technologie. Cependant, le besoin d'investissement bute sur l'aversion des investisseurs face au risque à investir en technologies de pointe du fait de la volatilité des prix du marché, de la durée aléatoire des pics de pointe et des risques réglementaires pesants sur ces pics (avec la menace d'intervention comme l'instauration d'un prix plafond), difficiles à accepter socialement et politiquement. Dans un environnement incertain, on assiste à un conflit d'intérêt entre les producteurs qui s'accommodent d'une situation de sous-capacités et la société dans son ensemble pour qui le coût social de la défaillance est tellement élevé qu'elle est prête à supporter un certain coût lié à la sous-utilisation de certaines centrales de production. Pour résoudre ce problème des adaptations de règles de marché commencent à être testées avec, pour objectif, fournir les conditions de la fiabilité à court terme et à long terme. Ces adaptations se traduisent par de nouveaux modes de coordination entre les acteurs du marché via des mécanismes d'incitation à l'investissement. Ce sont ces mécanismes qui sont l'objet de cette thèse.

Même s'ils sont encore limités, les incidents dus au manque de capacités ont un coût social¹ si élevé que les autorités publiques se sont emparées du problème des investissements en production en mettant en place des mécanismes incitatifs. La question qui se pose est de savoir si les producteurs en place et les entrants potentiels sont suffisamment incités à investir dans les capacités de production adéquates (notamment les moyens de pointe) pour assurer la sécurité d'approvisionnement ou s'il faut mettre en place des mécanismes incitatifs additionnels et, le cas échéant, lesquels. Plusieurs mécanismes sont envisageables en théorie et dans la pratique certains mécanismes sont déjà utilisés depuis plusieurs années.

Le premier des objectifs de cette thèse est d'effectuer une comparaison de l'efficacité relative des mécanismes d'incitation aux investissements. L'adéquation des capacités de production dans le long terme constitue le principal critère d'évaluation de ces mécanismes. Par ailleurs l'efficacité en termes de coûts, de réduction des manipulations de prix sur le marché de l'énergie forment deux éléments importants à prendre en considération lors de leur évaluation.

Ces mécanismes sont regroupés en trois catégories. La première catégorie concerne la solution sans aucun mécanisme supplémentaire et aucune intervention sur le marché. C'est la situation *All-Market*. Elle vise principalement à éliminer toute interférence dans le marché. La mobilité des prix des marchés doit constituer le moteur essentiel pour inciter à investir et promouvoir l'adéquation entre les capacités de production et la demande dans le système (De Vries [2004]). La deuxième catégorie est celle des mécanismes non marchands ou administrés. Certains des mécanismes que l'on peut ranger dans cette catégorie sont utilisés depuis longtemps dans de nombreux pays. On y trouve les bilans prospectifs suivi d'appels d'offres, il s'agit de la situation Française et depuis peu allemande, les achats d'unités de pointe par l'opérateur du système et les paiements de capacités –pratiqué dans plusieurs pays de l'Amérique latine-. Ils requièrent une politique plus ou moins interventionniste du régulateur pour leur application (Arriaga [2001]). La dernière catégorie concerne les mécanismes marchands tels que les obligations de capacités, les marchés de capacité à terme et les options de fiabilité (Arriaga [2001] et Joskow [2007]). Ce dernier n'a pas été appliqué en pratique. Les marchés de capacités à terme sont récemment appliqué au *New England*²

¹ Une équipe d'économistes de l'organisation californienne *Foundation for Taxpayer and Consumer Rights* estime à 71 milliards de dollars le coût total de la déréglementation du marché électrique Californien.

² http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/index.html

mais leurs performances ne sont analysées ni analytiquement ni empiriquement. Ils reposent sur l'implémentation d'un marché du mécanisme et une coordination par les marchés pour déterminer le coût et la quantité de la fiabilité requise. Outre l'assurance de fournir les signaux nécessaires pour inciter à investir, ils garantissent aussi un engagement de production, nécessaire pour assurer la disponibilité de production en périodes de tension et fournissent des ressources supplémentaires aux investisseurs potentiels s'engageant dans l'investissement en capacités de production. Plusieurs travaux qualitatifs ont justifié l'intérêt des mécanismes marchands dans la résolution du problème de fiabilité du système électrique dans le long terme (Arriaga [2001], Arriaga et al. [2002], Oren [2003]). Ces mécanismes visent à remédier à certaines inefficiences des autres mécanismes, inefficiences théoriques et/ou observées, notamment les limites du mécanisme de l'*All-Market* face aux imperfections des marchés et le problème d'interférence avec les règles du marché dans les mécanismes non marchands. Ils constituent en ce sens une solution intéressante pour les autorités publiques. En revanche, ce constat est purement qualitatif. Face à l'absence d'un côté de données de terrain sur leur fonctionnement et de l'autre côté de travaux quantitatifs sur leur efficacité, il est nécessaire de développer un cadre d'analyse formalisé des mécanismes et de questionner leur efficacité dans la pratique.

La modélisation de ces mécanismes constitue le deuxième objectif de cette thèse. Cette modélisation vise à apporter des éléments de réponse sur leur efficacité dans le long terme. Nous les comparons par ailleurs au cas de référence, le *All-Market*, et au mécanisme non marchand du paiement des capacités.

La modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements présente un intérêt académique et un intérêt empirique.

L'importance académique vient de ce que l'analyse des mécanismes n'a été opérée à ce jour que d'un point de vue qualitatif. Les rares travaux qui se sont penchés sur cette question se contentaient de développer des modèles simplifiés, en s'intéressant uniquement à quelques mécanismes non marchands. On peut citer par exemple les travaux de Ford [1999], de Chuang et Wu [2000] et de Botterud [2003]. Les mécanismes non marchands de leur côté n'ont pas encore fait l'objet d'analyses formalisées.

Ainsi, la modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements effectuée jusqu'à présent ignorait l'interaction dynamique entre le mécanisme et les autres décisions auxquels le producteur fait face, notamment ses choix de production et d'investissement. De

l'autre côté, l'interaction stratégique entre les acteurs du marché est souvent négligée. Il est nécessaire de considérer ces deux éléments lors de la modélisation des mécanismes afin de proposer des résultats empiriques fiables et exhaustifs et fournir des solutions intéressantes pour les autorités publiques.

Une modélisation intéressante des mécanismes d'incitation aux investissements reposerait donc sur l'élaboration d'un modèle dynamique permettant de prendre en considération l'interaction entre les différentes décisions des acteurs du marché. Nous pouvons distinguer ces décisions selon leurs horizons temporels. Les décisions de productions se font à court terme. Les décisions d'investissement se font à long terme. Les décisions d'investissements sont généralement prises sous une grande incertitude concernant le futur. L'implémentation d'un mécanisme incitatif marchand, introduit un horizon temporel intermédiaire. Les décisions relatives à ces mécanismes concernent l'engagement de production sur les marchés de mécanisme. Ces décisions s'opèrent elles aussi dans un environnement incertain. Par ailleurs, l'interaction stratégique entre les producteurs ne doit pas être négligée. En effet, les mécanismes sont destinés à corriger les défaillances de fiabilité constatées dans les systèmes électriques après leur ouverture à la concurrence. D'où l'intérêt de la prise en compte de la structure concurrentielle des marchés électriques.

L'objectif des travaux rassemblés dans cette thèse est d'apporter des éléments formalisés nécessaire pour la compréhension, l'évaluation et la comparaison des mécanismes d'incitation aux investissements, en développant des modèles permettant l'intégration de la dynamique et de la concurrence dans un environnement incertain.

D'un point de vue technique, la résolution de ce type de modélisation nécessite de faire appel à des méthodes sophistiquées et complexes. La meilleure façon de traiter la concurrence est de faire appel à la théorie des jeux (Morgerstern et Neumann [19573]). L'utilisation de la théorie des jeux permet une modélisation des interactions stratégiques dans les choix qui s'opèrent simultanément et/ou ceux d'une manière séquentielle. L'équilibre de Nash recherché peut être résolu via la méthode de problème de complémentarité (CP) ou la méthode de l'inégalité variationnelle (VI) (Francisco et Jong-Shi [2003]). Par ailleurs, quand on représente un modèle de théorie de jeux, avec un jeu stratégique concernant plusieurs décisions, et que l'on cherche l'équilibre de Nash relatif à chaque stage du jeu, il est vraiment très complexe de trouver la solution du jeu global si l'environnement du jeu est incertain. La théorie mathématique propose deux techniques pour faire face à cette difficulté. Soit une

configuration à boucle ouverte, utilisée généralement pour une représentation simplifiée d'un modèle de concurrence imparfaite. Il s'agit de supposer que les décisions prises par les agents, dans les différentes phases du jeu, qu'ils soient du court terme (production) ou du long terme (investissement), sont simultanées. Soit la méthode de la boucle fermée qui repose sur le principe de l'équilibre parfait en sous-jeu (Selten [1975]) et sur la méthode de récurrence à rebours. La résolution débute par la fin de la période de planification en recherchant l'équilibre pour chaque sous-jeu et pour chaque scénario d'incertitude. Après résolution de la dernière étape du jeu répété, il s'agit de remonter par résolution successive jusqu'à la première étape du jeu. Cette méthode trouve sa démonstration mathématique en la théorie de la programmation dynamique (Bertsekas [2000]). Elle est la plus adaptée à la modélisation entreprise ici car elle assure une plus grande exhaustivité des analyses, elle permet une meilleure considération de la dynamique et de l'incertitude et la prise en compte de l'interdépendance entre les stratégies des joueurs. Le prix à payer est d'ordre technique. La résolution de ce type de modèle peut être difficile en présence d'un nombre élevé de périodes, de joueurs et de scénarios d'incertitude.

Ces méthodes constituent l'assise technique essentielle pour la résolution des modèles développés dans cette thèse. Cela constitue en effet son troisième objectif. Il s'agit d'exploiter ces techniques de la meilleure manière afin de garantir des résultats fiables et économiquement justifiables.

L'analyse des mécanismes d'incitation aux investissements basée sur la modélisation dynamique suppose la rationalité limitée des agents économiques. C'est la limite majeure de la modélisation qui limite la marge de liberté de leurs décisions et leurs comportements selon des hypothèses bien définies. Pour faire face à cette limite et analyser les mécanismes d'incitation aux investissements avec des comportements plus diversifiés, on peut faire appel à l'économie expérimentale (Kagel et Roth [1995]).

L'économie expérimentale permet de créer en laboratoire une situation économique stylisée caractérisée par un environnement informationnel et une institution de marché. L'expérimentaliste observe les comportements des individus qui ont accepté de participer à l'expérience. La situation économique est « réelle », « contrôlée » et « reproductible » (Smith [1976]). Elle couvre trois grands domaines de recherche de l'économie : la théorie des choix individuels, les interactions stratégiques et l'organisation des marchés. C'est dans ce dernier

domaine que s'inscrivent les expériences menées dans cette thèse sur les mécanismes d'incitation aux investissements.

Le quatrième objectif du chapitre est donc d'observer, via la méthode de l'économie expérimentale, les comportements individuels des producteurs en matière d'investissement en capacités de production et en prix sur les marchés de l'énergie, en fonction des designs de marché retenus.

Organisation de la thèse

Cette thèse comprend quatre chapitres.

Le **premier chapitre** est consacré aux caractéristiques économiques et techniques spécifiques du système électrique composé de trois maillons : la consommation, les moyens de production et le réseau de transport. Nous montrons ensuite l'évolution de la forme organisationnelle du système électrique à travers le temps et les raisons de la dérégulation récente et l'ouverture à la concurrence de la fonction de production de l'électricité. Nous traitons enfin la question de la fiabilité du système électrique dans le long terme. Nous exposons les différents facteurs qui altèrent l'efficacité des marchés électriques déréglementés en matière de fiabilité et effectuons une revue des différents mécanismes et designs mis en œuvre pour la garantir.

Dans le **deuxième chapitre** nous modélisons deux mécanismes d'incitation aux investissements –les options de fiabilité et les marchés de capacités à terme- et les comparons au cas de référence, l'*All-Market*, en terme d'adéquation des capacités de production d'électricité dans le long terme. L'efficacité en termes de coûts et de réduction des manipulations des prix du marché constituent deux éléments supplémentaires d'évaluation des mécanismes.

La comparaison entre ces designs de marché repose sur une étude quantitative avec l'élaboration d'un modèle à un seul agent, dynamique et stochastique pour chaque solution de marché étudiée. Les modèles sont à choix et à temps discret. Le nouvel entrant –l'agent unique- est face à deux décisions annuelles : une décision d'investissement et une décision de production. L'implémentation d'un mécanisme incitatif implique une troisième décision qui concerne la participation aux marchés des mécanismes.

Étant donné l'environnement de marché, nous opérons deux études. Dans un premier temps, on effectue une étude déterministe qui suppose un environnement du marché certain.

La méthode de la programmation dynamique est appliquée pour la détermination des stratégies optimales du nouvel investisseur. Ensuite, nous introduisons une incertitude sur l'évolution de la demande future d'électricité et sur le prix du combustible. Nous faisons appel à la théorie de l'investissement et principalement à la théorie des options réelles pour évaluer numériquement les différentes solutions de marché étudiées. La méthode de la programmation dynamique stochastique est adoptée pour la résolution des modèles.

L'analyse numérique met en évidence l'intérêt du mécanismes des options de fiabilité à assurer l'adéquation future du système électrique, à garantir des faibles coûts aux consommateurs et à éliminer le risque de manipulation des prix des marchés d'énergie et des marchés des mécanismes. Par ailleurs, l'inefficacité constatée du mécanisme des marchés de capacités à terme pourrait être atténuée s'il est accompagné par l'imposition d'un prix plafond sur le marché d'énergie. D'où l'utilité de la version des marchés de capacités à terme tel qu'il est proposé par Joskow [2007].

Dans le **chapitre 3** nous étendons le travail effectué dans le chapitre précédent en prenant en considération l'interaction stratégique entre les producteurs. Les mécanismes étudiés sont divisés en trois groupes : les mécanismes marchands -les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme tel qu'il est suggéré par Joskow [2007]-, un mécanisme non marchand -les paiements de capacité- et finalement le cas de référence, l'*All-Market*.

On compare aussi ces mécanismes en termes d'adéquation de la capacité de production dans le système, de coûts et de manipulation des prix des marchés d'énergie et des mécanismes.

La modélisation entreprise dans ce chapitre permet de considérer, pour la première fois, l'interaction dynamique et concurrentielle entre les mécanismes, les choix d'investissement et de production des producteurs dans une planification de long terme. Par ailleurs, l'environnement de l'étude est incertain et cette incertitude touche l'évolution de la demande d'électricité. Les producteurs décident annuellement de leurs niveaux de production et d'investissement. L'implémentation d'un mécanisme incitatif reposant sur un marché additionnel implique une étape de mécanisme où les producteurs décident aussi leurs engagements de production. Un modèle de concurrence oligopolistique à trois étapes (investissement, production et engagement) de jeu répétées sur un horizon temporel défini est développé pour ce type de mécanisme. Pour les autres solutions étudiées, on présente des modèles oligopolistiques à deux étapes.

Pour une modélisation robuste de ces designs de marché, on combine plusieurs techniques de résolution. D'un côté, on se base sur les méthodes de problème de complémentarité mixte et d'inégalité variationnelle pour la recherche des choix optimaux des producteurs aux étapes d'engagement et de production. De l'autre côté, la méthode de Stakelberg est adoptée pour trouver les choix d'investissement. La résolution du jeu global repose sur la programmation dynamique stochastique en établissant une boucle fermée entre l'ensemble des décisions des producteurs.

Les résultats principaux de ce chapitre montrent que l'implémentation d'un mécanisme incitatif reposant sur une logique de marché devrait assurer l'adéquation dans le long terme du système électrique, en incitant aux investissements adéquats et en garantissant des prix acceptables sur le marché de l'énergie. Par ailleurs, le problème de pouvoir de marché ne peut être résolu qu'avec un mécanisme marchand d'incitation aux investissements.

Dans le **chapitre 4** nous faisons appel à la méthode de l'économie expérimentale afin d'étudier le comportement individuel des producteurs sur les marchés d'énergie et les marchés des mécanismes. La comparaison des mécanismes des options de fiabilité et des marchés de capacité à terme, effectuée dans le chapitre 3, montre des résultats identiques sur la fiabilité du système électrique. Nous continuons donc notre analyse en s'intéressant uniquement au mécanisme de marché de capacité à terme.

Nous comparons donc le mécanisme des marchés de capacité à terme et l'*All-Market*, en considérant les mêmes critères d'évaluation utilisés dans les chapitres précédents. Notre problématique est de construire la maquette expérimentale la plus pertinente pour traiter les deux mécanismes. Il s'agit de choisir les variables et caractéristiques les plus saillantes des deux designs de l'étude et la manière de les « mettre » en laboratoire.

Les résultats montrent que la mise en place d'un marché séparé des capacités, qui correspond finalement à la mise en place d'un « marché des investissements » est prometteuse. Le design suggère néanmoins d'utiliser de manière subtile l'instrument des prix capés pour venir contenir à la fois les incitations à investir, et les échanges sur les marchés d'énergie. Il suggère également, comme pour tout projet de design de marché, de veiller au contrôle et au monitoring des comportements individuels dans le temps, les engagements étant pris dans des activités d'investissement par définition coûteuses, irréversibles et marqués du sceau de l'incertitude. En d'autres termes, le respect des engagements en matière d'investissement est une condition forte de la conclusion générale que nous faisons.

Introduction	11
Section 1 : Les aspects essentiels de l'électricité	13
1.1 L'électricité : un bien spécifique	13
1.2 Les principales étapes de la fourniture de l'électricité	14
1-3/ Conclusion de la section.....	19
Section 2 : Organisation de l'industrie électrique	21
2.1 Les raisons de l'intégration verticale et du monopole	21
2.2 L'ouverture à la concurrence et la déréglementation des marchés électriques	23
2.3 Architectures des marchés électriques	24
2.4 Conclusion de la section	29
Section 3 : Fiabilité du système électrique	31
3.1 Sécurité du système électrique	31
3.2 Adéquation du système électrique	32
3.3 Conclusion de la section	36
Section 4 : Les mécanismes d'incitation aux investissements	38
4.1 Solution « <i>All-Market</i> »	39
4.2 Les mécanismes non marchands.....	40
4.3 Les mécanismes marchands.....	47
4-4/ Conclusion de la section.....	59
Section 5 : Conclusion du chapitre	62

Introduction

Ce chapitre introductif a pour objet de présenter la chaîne de fourniture d'électricité, et en particulier dans cette chaîne de fourniture, la production d'électricité. Les systèmes électriques présentent des caractéristiques spécifiques de fonctionnement, qui les différencient des autres types d'industrie. La prise en compte de ces caractéristiques et de la coordination entre les différents acteurs du système est essentielle pour garantir un système électrique fiable en permanence. La question de fiabilité du système électrique constitue en effet un enjeu majeur, en particulier après la déréglementation récente de la majorité des systèmes électriques à travers le monde.

Avant d'exposer cet enjeu et les méthodes mises en œuvre, nous fournissons une vision générale des systèmes électriques et de leurs caractéristiques propres. Cela est nécessaire pour une bonne compréhension de la question de fiabilité, de ses enjeux et des méthodes à mettre en place pour l'assurer. Nous commençons donc dans la section 1 par définir le bien « électricité » et ses spécificités et nous présentons les différentes étapes de la chaîne de fourniture d'électricité en précisant leurs principales fonctions dans la mise à disposition de l'énergie. Nous distinguons les étapes de production, de transport, de distribution et de consommation. La section 2 examinera l'organisation de l'industrie électrique. Nous montrons les raisons justifiant le passage d'une industrie verticalement intégrée et monopolistique à un système déréglementé et expliquons pourquoi le maillon de production d'électricité est considéré comme l'unique candidat à l'ouverture à la concurrence. On assiste en effet à un mouvement de déréglementation motivé à la fois par des raisons macroéconomiques, technologiques et économiques. L'objet majeur de cette thèse est de traiter la question de fiabilité du système électrique après sa déréglementation. Cela concerne la définition du design idéal du marché d'électricité garantissant la fiabilité dans le système. Pour cela, nous finissons la section 2 par la présentation des différents types des marchés d'électricité, en distinguant entre les marchés de court terme et à long terme. Nous montrerons la particularité de ces marchés lors de la détermination de ses prix et des quantités d'énergie échangées. Finalement, dans la section 3, nous nous intéressons à la question de fiabilité des systèmes électriques. Il s'agit en fait de la préoccupation majeure des régulateurs des marchés électriques après la restructuration et l'ouverture à la concurrence de l'industrie. Nous distinguons deux attributs de la fiabilité : la sécurité et l'adéquation. La sécurité concerne plutôt la capacité du système à faire face aux perturbations et aux chocs de court terme.

Tandis que l'adéquation signifie la présence d'une capacité de production d'électricité dans le système capable de satisfaire la demande d'énergie, à chaque instant et en temps réel. Nous nous concentrons plutôt sur ce dernier attribut. Nous exposons les différents facteurs qui altèrent l'efficacité des marchés électriques déréglementés en matière d'adéquation et effectuons une revue des différents mécanismes et designs mis en œuvre pour la garantir. Nous utilisons l'expression de "mécanismes d'incitation aux investissements", l'objectif majeur de ces designs étant d'inciter à investir et d'assurer par la suite l'adéquation dans le système.

Section 1 : Les aspects essentiels de l'électricité

L'électricité présente des spécificités et des particularités qui rendent son échange très complexe. Dans cette première partie, nous définissons le bien « électricité » et ses caractéristiques. Nous présentons ensuite les différentes composantes de la filière électrique à savoir la production et les types de technologies utilisées, la transmission, l'opérateur du système, la distribution et la consommation.

1.1 L'électricité : un bien spécifique

L'électricité possède des caractéristiques qui la différencient des autres biens échangés dans les marchés.

1.1.1 L'électricité n'est pas stockable

En effet, c'est un bien qui est trop cher pour être stocké. Pour cela, toute quantité demandée doit être fournie en temps réel.

1.1.2 Le transport de l'électricité nécessite une infrastructure physique

L'électricité est transportée des producteurs aux consommateurs finaux à travers un réseau composé de lignes interconnectées. Cela a plusieurs conséquences. Premièrement, les lignes de transmission ont des capacités finies et les transits déterminés par le marché peuvent saturer ces capacités en provoquant la congestion, ce qui induit des externalités négatives sur le réseau. Deuxièmement, elle nécessite une forte résistance durant sa transmission, ce qui provoque des pertes dans le système électrique induisant des coûts très élevés.

1.1.3 L'électricité n'est pas traçable : les lois de Kirchhoff

La loi de Kirchhoff impose que l'injection de l'énergie dans un point A de la grille de transmission (cf. sous-section 1.2.2), qui sera par la suite soutirée d'un point B, passe par tous les chemins possibles de la grille plutôt que le chemin direct AB. Cette condition implique une forte perturbation du réseau quand une ligne est saturée. Evidemment, l'établissement d'un contrat bilatéral entre un producteur et un consommateur d'énergie situés dans deux points différents de la grille, doit non seulement tenir compte de la capacité sur la ligne directe, mais aussi de la capacité sur les autres lignes du réseau interconnecté.

Ces spécificités du bien « électricité » implique la présence de différentes étapes dans la chaîne de fourniture de l'électricité. Nous les présentons dans la sous-section suivante.

1.2 Les principales étapes de la fourniture de l'électricité

L'électricité arrive aux consommateurs finaux en suivant toute une chaîne allant de la production, au transport jusqu'à la consommation.

La relation entre les différents maillons composants le système électrique peut être représentée de la manière suivante (Figure 1-1) :

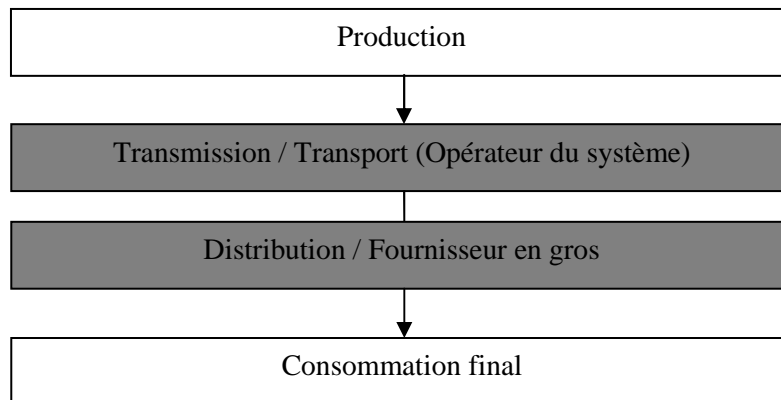


Figure 1-1 : Représentation schématique du système électrique

1.2.1 La production

La production de l'électricité constitue entre 35 et 50% du coût total de l'électricité fournie aux consommateurs finaux. Elle fait appel à différents types de technologies (Hunt [2002]).

La technologie ou la centrale de production de l'électricité convertit une source d'énergie primaire en énergie électrique. La source d'énergie primaire est un élément technologique déterminant qui permet de distinguer entre les différentes centrales de production. Ces technologies varient aussi selon leurs structures de coût, leurs économies d'échelle et leurs capacités à réaliser le juste à temps, un paramètre essentiel étant donné que l'électricité n'est pas stockable. Nous distinguons les centrales nucléaires, les centrales thermiques, les centrales hydrauliques et les centrales éoliennes. Nous évaluons ces centrales par leurs caractéristiques en termes de structure de coût, de délais de construction et de contraintes techniques.

1.2.1.1 Centrales nucléaires

A base d'uranium, le réacteur nucléaire produit de la vapeur transformée en énergie mécanique au moyen d'une turbine à vapeur ; l'alternateur utilise ensuite cette énergie mécanique pour produire de l'électricité. Ces centrales sont caractérisées par un coût variable très faible. Ce coût reflète le coût de combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Cependant, elles ont un temps de démarrage assez long, ce qui les rend moins flexible à une variation brusque de la demande. La construction de cette centrale nécessite des coûts fixes élevés et un long délai de construction, qui varie entre cinq et sept ans. Pour assurer la rentabilité de la centrale nucléaire³, une exploitation continue sur toute l'année est requise –une durée de fonctionnement annuelle de 5000 à 6000 heures-. C'est ce qu'on appelle la production *en base* de l'électricité.

1.2.1.2 Centrales thermiques

A partir du charbon, du gaz ou du pétrole, une centrale thermique produit de l'électricité en brûlant l'un de ces combustibles. L'efficacité de ces centrales dépend de la manière avec laquelle ce combustible est exploité.

Les centrales thermiques à vapeur utilisent la vapeur d'eau dégagé du combustible brûlé qui sera traitée dans une turbine à vapeur. La productivité de ces centrales est généralement moyenne à cause de leur temps de démarrage assez long. Leurs coûts variables sont élevés et dépendent principalement du prix du combustible utilisé.

Contrairement aux centrales thermiques à vapeur, **les turbines à combustion** produisent de l'électricité à partir des gaz fournis par la combustion de pétrole ou de gaz. Leur mise en production est rapide mais leur productivité est généralement faible. Ils constituent des technologies privilégiées pour répondre aux pics de consommation (quelques centaines d'heures par an). Il s'agit là des technologies de *pointe*, appelées à produire en période de tension entre la production et la consommation d'électricité⁴.

Finalement, **les cycles combinés (CCGT)** font appel à la fois à une turbine à combustion et une turbine à vapeur pour produire l'électricité. Ils se distinguent par une très

³ En France par exemple, la technologie nucléaire reste la technologie la plus compétitive pour une production en continu sur une période de temps relativement longue.

⁴ En période de pointe, le réseau est très chargé et transfère des flux de puissance élevés, partant de la quasi-totalité des moyens de production existants pour satisfaire une consommation importante.

bonne productivité et un coût variable faible comparé aux précédentes centrales thermiques. Elles sont aussi qualifiées de technologies de *semi-base* car caractérisés par une durée de fonctionnement annuelle entre 1000 et 3500 heures environ.

Si on compare les centrales thermiques aux nucléaires, leurs coûts variables sont plus élevés. Par ailleurs, leurs coûts sont largement dépendants du prix du combustible, ce qui rend incertain leur efficacité dans le futur⁵. Cependant, ils ont trois avantages. Le premier en termes de disponibilité comme leurs délais de construction sont assez faibles par rapport aux centrales nucléaires. Le second en termes de coût d'investissement qui est aussi plus faible. Enfin, ils sont plus rapides au démarrage que les centrales nucléaires.

1.2.1.3 Centrales hydrauliques

Il existe deux types de centrales hydrauliques. Les centrales au fil de l'eau qui turbinent l'eau au fil des courants des cours d'eau pour produire l'électricité. Et les centrales hydrauliques à réservoir qui, après avoir stockées l'eau dans des barrages, la turbinent selon les besoins pour produire l'électricité.

Le facteur climat joue un rôle prépondérant dans la productivité de ces centrales, car elles dépendent des précipitations. Leur coût variable est généralement faible par rapport aux centrales thermiques. Cependant, l'investissement dans le développement de cette technologie est limité pour le futur en l'absence de sites encore disponible pour l'implantation de nouvelles centrales. Enfin, elles sont appelées pour produire spécialement en périodes de tensions.

1.2.1.4 Centrales éoliennes

Pour ce type de centrales électriques, le vent constitue la source d'énergie pour produire l'électricité. Malgré la faiblesse de son coût variable de production, son utilisation est limitée à cause des difficultés de prévision de la disponibilité de cette énergie.

L'estimation du coût de production d'une centrale électrique constitue un outil essentiel dans les analyses économiques formalisées des marchés d'électricité. Nous montrons dans le paragraphe suivant la méthode basique utilisée dans la détermination de ce coût.

⁵ L'évolution des prix du combustible tel que le pétrole ou le gaz naturel est souvent influencée par les situations politiques des pays producteurs.

1.2.1.5 Coûts de production d'une centrale électrique

Le coût d'une centrale électrique se répartit en deux composantes : les coûts variables et les coûts fixes.

Le coût variable reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Ce coût est normalement représenté par une équation quadratique du type *Coût variable* = $a + b q + c q^2$ où q est la quantité produite et a , b , c des constantes. Il est calculé en Mégawatt heure (MWh).

Le coût incrémental (ou marginal) de production est important pour prendre les décisions de production à court terme. Il correspond au coût pour produire une unité supplémentaire d'électricité. Il est calculé en dérivant la fonction du coût variable par rapport à q :

$$\text{Coût marginal} = d \text{ Coût variable} / dq.$$

Il existe une grande diversité de coûts marginaux, selon la technologie de la centrale électrique. Cela explique pourquoi la mise en service des technologies sur le marché dépend principalement de l'état de consommation. Nous montrerons dans la section 2.3 un exemple d'équilibre entre offre et demande dans les marchés d'électricité en se basant sur une tarification au coût marginal.

Concernant le coût fixe, il correspond principalement aux coûts d'investissement de la centrale de production. Il est normalement évalué en monnaie constante d'une date de référence. Il englobe l'ensemble des dépenses engagées avant la mise en service et après l'arrêt définitif de l'unité : les coûts de base, les intérêts intercalaires et le coût de démantèlement :

- Les coûts de base comprennent les coûts directs de construction (génie civil, équipements, essais et mise en service et les coûts indirects (terrain, frais administratifs...)
- Les intérêts intercalaires dépendent principalement du taux d'actualisation, de l'échéancier des dépenses de construction et du délai de construction
- Le coût de démantèlement est propre au nucléaire. Il correspond à peu près à 15% du coût d'investissement initial.

La relation de dépendance entre compétitivité relative des technologies de production et mode de fonctionnement (base, semi-base et pointe) peut être expliquée en se basant sur la structure de coûts de production de chaque type de technologie. La répartition entre coûts

fixes et coûts variables dépend principalement du type de la centrale (technologie, âge), de la taille des centrales et de leur mode de fonctionnement. Pour simplifier, on peut retenir que les centrales qui présentent des coûts fixes de production élevés (centrales nucléaires) ont des coûts variables relativement faibles alors que celles qui présentent des coûts fixes faibles (turbine à combustion) ont des coûts variables élevés.

Il s'agit là bien évidemment d'une présentation très simplifiée, qui néglige notamment les coûts de démarrage... mais qui s'avère suffisante par rapport à l'objet de cette thèse.

1.2.2 La grille de transmission

La fonction de transmission constitue entre 5 et 15 % du coût total de l'électricité. La grille de transmission est un ensemble de nœuds connectés par des lignes à haut voltage localisés dans une zone ou un pays donné. Le rôle de cette grille est d'acheminer l'électricité des moyens de production aux centres de distribution⁶ et aux gros consommateurs industriels⁷ d'électricité. Les nœuds sont connectés par un système de lignes de transmission, avec un transformateur qui réduit ou augmente le voltage dans les nœuds selon une situation de production ou bien de distribution. Cette grille est considérée comme un monopole naturel et il serait très coûteux et peu efficace de la dupliquer.

1.2.3 L'opérateur du système

Dans chaque point de la grille de transmission, et à chaque instant, il doit y avoir un équilibre entre la quantité d'énergie injectée et la quantité soutirée. Cette condition assure la faisabilité de la grille et maintient l'équilibre entre offre et demande. Cela requiert une planification et une centralisation de l'information obtenue à partir de tous les participants au marché, ainsi qu'une intervention et un partage adéquat pour réagir à un éventuel déséquilibre. Cela est généralement assuré par un seul opérateur connu par le nom de l'opérateur du système (OS) ou le gestionnaire du réseau de transport (GRT).

⁶ Les centrales de distribution transmettent l'énergie reçue du réseau de transport vers les niveaux de tension inférieurs, les réseaux de distribution, en vue de l'approvisionnement de clients industriels et domestiques.

⁷ L'Office Statistique des Communautés Européennes *Eurostat* distingue neuf catégories de consommateurs industriels allant d'une consommation annuelle de 30000 kWh à 70000 MWh et trois catégories de clients domestiques allant d'une consommation annuelle de 600 kWh à une consommation de 3500 kWh.

1.2.4 Fournisseurs en gros

Ce sont des fournisseurs qui achètent de l'énergie en gros à partir des producteurs pour la revendre après. Traditionnellement, ils sont des compagnies de distribution locale, propriétaires des lignes de distribution qui serviront des zones exclusives. Ils réalisent l'approvisionnement de l'électricité et fournissent les services de base aux consommateurs finaux tels que, la mesure, la maintenance et la distribution.

1.2.5 La consommation

La demande de l'électricité est cyclique et fortement volatile. Elle peut se réaliser un jour, une semaine ou bien un an avant le marché en temps réel, cela étant donné les conditions économiques caractérisant la demande.

Elle se modifie régulièrement selon les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique. Elle est très difficile à prévoir. L'opérateur du système adopte plusieurs techniques pour l'expliquer et la prédire à savoir la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine, le prix, etc. Elle dépend spécialement des conditions climatiques, du rythme de vie et du pays considéré. Les prévisions de la consommation faites plusieurs jours à l'avance se basent sur les niveaux de consommation des jours précédents combinés à la prévision des conditions climatiques.

La consommation de l'électricité est caractérisée par une faible élasticité-prix de la demande (Joskow-Schmalensee [1983]). Elle est inélastique à court terme. La difficulté de trouver un substitut à l'électricité et l'absence de signaux sur les coûts d'électricité pour les consommateurs peuvent expliquer cette inélasticité.

Dans le long terme, il est encore plus difficile de l'anticiper. S'agissant de l'investissement en centrales électriques, le degré d'anticipation de l'évolution de la demande dans les années à venir constitue un facteur essentiel à prendre en compte par les investisseurs. Le manque de nouveaux investissements en capacités de production d'électricité constaté à travers le monde est fondamentalement expliqué par cette incertitude.

1.3 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons montré la spécificité de l'électricité et avons présenté les différentes étapes de la chaîne de fourniture de l'électricité allant de la production à l'acheminement du bien aux consommateurs finaux. Les trois parties du système électrique

ont été présentées : la production, la consommation et le transport. Nous avons mis l'accent sur la fonction de production en présentant les moyens de productions qui sont caractérisés par leur grande diversité et leurs caractéristiques. Ces caractéristiques concernent leur structure de coût, leur délai de construction et leur flexibilité. Les coûts marginaux de production ont un rôle important dans les décisions de production à court terme. La consommation de son côté est caractérisée par sa volatilité et ses fluctuations cycliques. Le transport d'électricité de son côté est réalisé via un réseau de transmission qui joue le rôle de liaison entre les grands centres de consommation et les moyens de production. Enfin la faisabilité de la grille de transmission et l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité requiert une planification centralisée. C'est notamment le rôle de l'opérateur du système.

Après avoir présenté les caractéristiques technico-techniques du système électrique, nous exposons dans la section suivante la nature de la coordination pour gérer ces caractéristiques. Il s'agira donc d'évoquer l'évolution de l'organisation de l'industrie électrique depuis sa création. Nous présentons enfin les différents types des marchés qui existent dans un système électrique déréglementé.

Section 2 : Organisation de l'industrie électrique

Un siècle après la première commercialisation de l'électricité en 1878, la situation de référence pour l'organisation de la filière était celle d'un monopole gérant les opérations de production, du transport et de distribution de l'électricité. Cette intégration verticale des différentes fonctions de l'électricité était considérée comme l'organisation typique de l'industrie électrique à travers le monde. Cette configuration s'accompagnait généralement par la présence d'un monopole naturel⁸ gérant toutes ces opérations dans une zone donnée.

L'organisation de l'industrie par le biais d'un monopole naturel visait principalement à limiter les choix des consommateurs à des offres réglementées par la législation plutôt qu'interdire aux producteurs indépendants d'opérer dans le système. Dans quelques rares zones, l'autoproduction était autorisée pour une personne ou une compagnie donnée.

Dans plusieurs pays, le producteur de l'électricité est un monopole d'état (le cas du Mexique où le monopole est mentionné dans la constitution). Dans d'autres pays, il existe plutôt des compagnies privés qui dominent le marché comme le cas des Etats Unis, l'Espagne et l'Allemagne.

Depuis une trentaine d'années, la déréglementation des marchés d'électricité et l'ouverture à la concurrence du système commence petit à petit à se répandre dans la quasi-totalité des pays. Nous expliquons dans les deux sections suivantes les raisons de la pratique du monopole intégré verticalement et pourquoi la mutation à un système concurrentielle s'est opérée. Dès lors que notre thèse s'intéresse essentiellement au maillon de la production de l'électricité et à l'efficacité de ces marchés, nous finissons cette partie par l'exposé de l'architecture des différents marchés électriques.

2.1 Les raisons de l'intégration verticale et du monopole

L'organisation de l'industrie, sur les cent premières années de son histoire, par le biais d'un monopole verticalement intégré peut être expliquée par les facteurs suivants (Hunt [2002]) :

⁸ L'existence des économies d'échelle (cf. note de bas de page 9) sur les fonctions conduisant la commercialisation d'un bien est la raison majeure de le considérer comme bien de monopole naturel. Face à un éventuel concurrent, le monopole naturel possède l'avantage de taille et par la suite ses coûts moyens sont plus faibles, ce qui lui permettra de couvrir toute la demande.

- La fonction de distribution de l'électricité possède les caractéristiques d'un monopole naturel. Par exemple, une rue quelconque ne peut contenir qu'un ensemble limité de fils électriques. Ces derniers sont considérés comme un bien public. Cela peut être expliqué par des raisons d'apparence et aussi des économies d'échelle⁹ importantes de la fonction de distribution ce qui rend la concurrence à la distribution inefficace.

- Les aspects de monopole naturel de la fonction de transmission. Cela est expliqué non seulement par les économies d'échelle de cette fonction mais aussi, par les caractéristiques du réseau du transport d'électricité. En effet, seulement quelques lignes de transmission peuvent servir économiquement une zone donnée.

Ces deux facteurs expliquent le monopole sur les lignes de transmission. Concernant les facteurs de l'intégration verticale, les raisons essentielles sont :

- Les challenges techniques de la coordination de la production avec la transmission demandaient une intégration des deux fonctions via l'opérateur du système. Les coûts de transaction¹⁰ étaient aussi élevés. La gestion de la production devait obéir aux exigences de l'opérateur du système, ce qui a poussé à fusionner les deux fonctions dans une même compagnie.

- La planification dans le long terme de la production et la transmission bénéficiait aussi de l'intégration verticale des deux fonctions.

- Finalement, les économies d'échelle de la production, durant la période où les grandes firmes produisaient et vendaient à des prix très faibles, favorisaient encore le monopole naturel pour la production d'électricité.

La situation de monopole appelle à une réglementation du secteur pour protéger les consommateurs contre des prix élevés. Quand l'état détient le monopole, le gouvernement fixe le prix de l'électricité. Par contre, lorsque des firmes privées détiennent le monopole, il existe des régulations économiques qui les interdisent d'exercer leur pouvoir de marché. Cela est assuré par la création d'un régulateur indépendant qui fixe les prix de marché. Les

⁹ Une économie d'échelle correspond à la baisse du coût unitaire d'un produit qu'obtient une entreprise en accroissant la quantité de sa production. On parlera ainsi d'économie d'échelle si chaque bien produit coûte moins cher à produire lorsque les quantités produites (économies d'échelle par rapport au coût de production) ou vendues (économies d'échelle par rapport au coût de revient) augmentent.

¹⁰ Les coûts de transaction sont définis par les coûts associés à l'établissement des contrats de commande et de contrôle.

régulations du monopole visent principalement à limiter les prix en fonction des coûts de production, de surveiller ces coûts et de s'assurer de la qualité du service fourni.

2.2 L'ouverture à la concurrence et la déréglementation des marchés électriques

Pour les raisons expliquées plus haut, les fonctions de transmission et de distribution demeurent gérées par des monopoles naturels. Cependant, dans la plupart des pays, les économies d'échelle réalisées lors de la production ne sont plus considérées suffisantes pour justifier encore le monopole dans la production. Actuellement, la taille optimale d'une tranche de technologie thermique à cycle combiné est entre 250 et 400 (MW), contre 1000 MW pour la technologie nucléaire et entre 500 et 600 MW pour la technologie thermique à vapeur. D'un côté, les technologies autorisent la construction d'unité de production à taille réduite et de l'autre côté les marchés s'élargissent. La présence aussi de lignes de transmission additionnelles et l'amélioration de l'interconnexion entre les zones ou les pays rendent inopportun la situation monopolistique¹¹. Par ailleurs, la complexité de la coordination de court terme de la production et de la transmission a été simplifiée dans plusieurs pays.

Bien qu'à court terme, les consommateurs sont mieux protégés sous un système réglementé, à long terme ils encourent beaucoup de risques à cause du défaut d'incitation à l'innovation du monopole. En effet, sous un régime monopolistique, le régulateur du marché veille toujours à contrôler les grosses décisions de dépenses et peut parfois sanctionner les firmes prenant les mauvaises décisions. Par contre, lorsqu'une nouvelle technologie de production est inventée, les consommateurs continuent à payer pour les vieilles technologies. En revanche quand le système est concurrentiel, les producteurs détenant ces technologies perdent la valeur de leurs actifs et décident de les remplacer, ce qui réduit le risque de défaillance du système dans le futur.

L'adaptation des prix de marché à l'évolution imprévisible de la demande constitue aussi un facteur essentiel en faveur de l'ouverture à la concurrence des marchés électriques. Si par exemple la demande d'électricité est inférieure à celle anticipée, dans un système réglementé, les prix d'électricité doivent augmenter afin de couvrir le coût de la capacité excédentaire. Par contre, en situation concurrentielle, les prix baissent grâce à l'excès de capacité.

¹¹ Cependant, dans les petits pays ou les zones ayant une faible demande d'électricité et un réseau de transmission inadéquat, les économies d'échelle continuent à justifier une organisation monopolistique.

Enfin dans une situation concurrentielle, les risques rencontrés par les consommateurs sont directement tributaires des décisions des détenteurs des technologies. En effet, ils payent les erreurs de gestion des producteurs mais aussi, ils profitent de leurs bonnes décisions. Les producteurs sont face à un risque lié aux changements technologiques. Ils ont donc des fortes incitations à choisir les meilleures technologies et éviter de subir des coûts irréversibles et inefficients. Ils sont aussi face au risque de changement de la demande et des prix des marchés. Ce qui les incite à être plus flexibles lors des choix d'investissement et de faire des efforts d'anticipation sur l'évolution future des marchés. Ces incitations encouragent les producteurs à être les plus productifs et à proposer par la suite des coûts efficients aux consommateurs finaux.

Comme on vient de le mentionner, la fonction de production est le candidat majeur à l'ouverture à la concurrence. C'est le cas dans plusieurs pays où l'ouverture à la concurrence est en cours ou achevée. Par contre, la fonction d'opération du système ne peut pas être déréglementée. En effet, il est toujours requis d'avoir un opérateur de système unique pour chaque système électrique, qui assure en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande. Concernant le réseau de transmission, il demeure un monopole naturel. Malgré qu'il existe quelques cas –des lignes de transmissions isolées- où un investisseur a le droit d'investir et détenir une ligne. C'est plutôt le cas d'une concurrence à l'investissement en capacités de transport d'électricité qu'une concurrence réelle au sein du réseau. La fonction de distribution de son côté est toujours gérée par un monopole naturel.

Tout au long de cette thèse, nous nous intéressons à la concurrence lors de la production d'électricité. Notre objectif est d'effectuer une comparaison relative des designs de marchés électriques en place ou proposés et de déterminer le design optimal assurant la fiabilité du système électrique. Nous nous penchons alors dans le reste de ce chapitre sur la fonction de la production. Nous présentons dans la section suivante l'architecture des différents marchés électriques mis en place actuellement et montrons la particularité de ces marchés lors de la détermination des prix et des quantités d'énergie échangées.

2.3 Architectures des marchés électriques

La séquence des marchés d'électricité est basée sur un processus organisé en étapes successives. On peut distinguer les marchés de court terme et de long terme. A court terme, ces étapes contiennent les marchés *forward*, *day-ahead* et infrajournalier. Ces marchés sont plutôt des marchés d'engagement de production et d'achat d'électricité. Ils se terminent avec

un dernier marché où les participants peuvent vendre ou acheter effectivement de l'énergie. C'est le marché du temps réel. Dans le long terme, les marchés sont plutôt des contrats bilatéraux entre un producteur et un consommateur.

2.3.1 Marché forward

La séquence des marchés *forward* d'énergie à court terme débute avec le marché *day-ahead* et continue avec les marchés intrajournaliers. La différence entre ces deux marchés *forward* correspond à la période de temps qui s'écoule entre la transaction sur le marché et la période de livraison. Le marché *day-ahead* correspond à des contrats d'énergie 24h en moyenne avant la transaction effective et la livraison. Par exemple, on y trouve un contrat correspondant à la livraison de 1 MWh d'énergie à 12h le lendemain. Les marchés intrajournaliers commercialisent des contrats d'électricité livrables le jour même, par exemple quelques heures avant la livraison.

2.3.1.1 Marché *day-ahead*

Les marchés *day-ahead*¹² de l'énergie remplissent deux rôles principaux : un rôle d'information pour faciliter la coordination, donner des bons signaux aux agents pour prendre les bonnes décisions de production et consommation, et un rôle d'outil de couverture face à aux prix en temps réel très volatiles. Le délai de 24h avant la livraison est déterminant pour la pré-coordination de la production. Etant donné les caractéristiques des moyens de production, les prix *day-ahead* sont une des bases pour la programmation de production des différentes centrales (Wilson [2002]). Le marché *day-ahead* est un marché à caractère financier. En effet l'obligation créée entre un producteur et un consommateur sur ce marché est strictement financière. Ce marché sert aussi à se couvrir des risques étant donné la présence d'incertitudes sur les conditions du temps réelle.

2.3.1.2 Marchés infra journaliers

Les marchés intrajournaliers sont les marchés *forward* qui sont placés après le marché *day-ahead*. Ces marchés intrajournaliers permettent aux acteurs de la filière de tenir compte des nouvelles informations apparues après le marché *day-ahead* et de réajuster plus finement leurs positions.

¹² Le marché *day-ahead* est un des derniers marchés *forward*. En effet, d'autres marchés *forward* (normalement bilatéraux ou gré à gré) ont des horizons temporels de quelques semaines jusqu'à plusieurs années

Il consiste seulement à autoriser la modification des positions contractuelles agrégées et des programmes de production et de soutirage. Les participants réalisent de leur côté de nouvelles transactions, et ils communiquent au GRT les changements des volumes agrégés de leurs positions contractuelles ainsi que leurs programmes de production et de consommation. Les modifications des programmes peuvent être réalisées jusqu'à un moment très précis, qui correspond à la fermeture par le GRT du dernier marché infra journalier des échanges pour la période concernée. Cette fermeture des marchés *forward* par le GRT s'appelle, pour cette raison, la « *gate closure* ». A ce moment précis, tous les programmes et les positions contractuelles communiqués au GRT deviennent définitifs.

2.3.2 Marché du temps réel

La séquence des marchés d'énergie se termine avec le marché du temps réel ou le marché *spot*. C'est le dernier moment où les participants peuvent acheter ou vendre de l'énergie pour chaque intervalle de livraison.

En temps réel, les producteurs et les consommateurs injecteront ou soutireront une certaine quantité d'énergie sur chaque intervalle de livraison. Afin de déterminer des volumes de « vente » ou d'« achat » sur le temps réel, le gestionnaire du réseau comptabilise les déviations entre les mesures d'injection et de soutirage et les volumes contractuels qui lui ont été notifiés dans les précédents marchés.

Nous avons vu dans les deux sous-sections précédentes les différents types de marchés d'électricité de court terme. Nous allons montrer dans la section suivante un exemple simplifié de la détermination de l'échange et des prix dans ces marchés.

2.3.3 Equilibre entre offre et demande

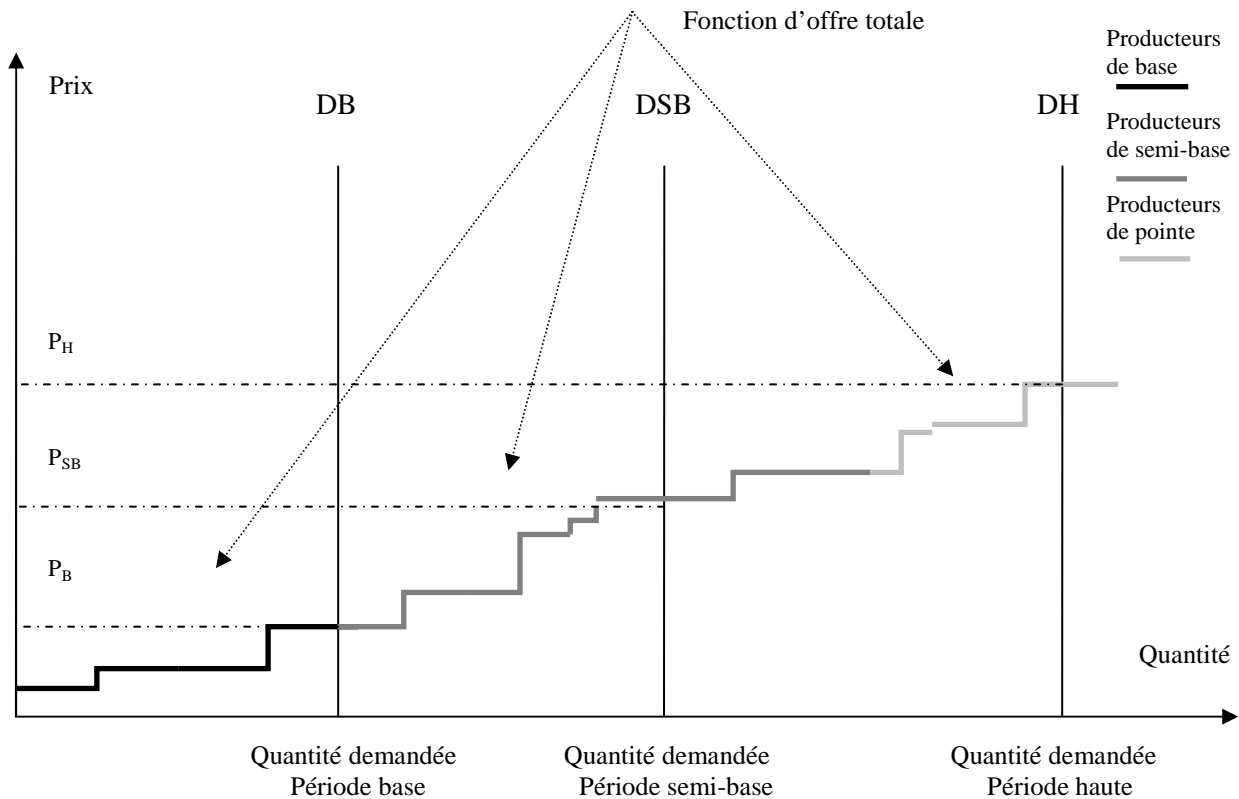
L'opérateur du système veille à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour chaque intervalle de temps. Dans les marchés électriques déréglementés, l'OS anticipe le niveau de la demande pour chaque intervalle de temps et organise un marché dans lequel les producteurs soumettent plusieurs offres de vente d'énergie. Pour chaque offre, le producteur indique un prix unitaire de vente et une quantité d'énergie proposée. Le prix de marché sera celui de la dernière offre acceptée, c'est-à-dire l'offre qui permet d'atteindre le niveau de la demande requis par l'opérateur du système. En concurrence pur et parfaite, le prix unitaire de vente proposé par chaque producteur doit correspondre au coût marginal de la quantité

offerte¹³. La fonction d'offre totale théorique peut être déterminée en agrégeant toutes les offres individuelles, en ordonnant les coûts marginaux des producteurs offrant sur le marché.

Dans le graphique 1-1 ci-dessous, nous montrons un exemple de détermination de prix dans un marché *spot*. Nous supposons trois états différents de la demande. Nous distinguons un état de demande de base (DB), de demande de semi-base (DSB) et de demande haute (DH). En supposant que les producteurs offrent des prix qui correspondent à leurs coûts marginaux, la fonction d'offre totale est déterminée en ordonnant de manière croissante les offres des producteurs. On peut aussi constater la grande diversité de technologie à coût marginal différent. Quand la demande est basse (DB), uniquement les producteurs à faible coût marginal vont voir leurs propositions acceptées. Ces producteurs sont souvent appelés les producteurs de base (la technologie nucléaire par exemple). Le prix de marché (P_B) correspond au coût marginal de la dernière unité acceptée. Quand la demande est moyenne (DSB), le prix de marché est déterminé de la même manière que précédemment sauf que les producteurs de base et les producteurs de semi-base vont voir leurs propositions acceptées. Finalement, quand la demande est haute (DH), les trois types de producteurs ont des offres acceptées sur le marché. Le prix de marché (P_H) correspond au coût marginal de la dernière unité de pointe acceptée.

Cet exemple est très simplificateur. Il suppose tout d'abord un parc total de capacité suffisamment élevé pour satisfaire les trois états de demande. Par ailleurs, on essaye d'exposer une situation qui permette une exploitation optimale du système, c'est-à-dire, la technologie de base est amené à produire sur toute l'année, la technologie de semi-base n'est opérationnelle que lorsque la demande est moyenne ou haute et la technologie de pointe n'est disponible qu'en état de demande haute. Finalement, nous avons représenté les différents états de la demande par des droites verticales. Cette hypothèse provient de l'inélasticité de la demande aux prix des marchés, un constat qui caractérise la situation dans la quasi-totalité des marchés électriques comme on l'a évoqué dans la section 1.

¹³ Pour déterminer la quantité à offrir dans le marché, le producteur maximise son profit. Cette maximisation implique l'égalité à l'équilibre du prix de marché et du coût marginal de la quantité offerte.



Graphique 1-1 : Equilibre théorique du marché *spot* d'électricité

Cet équilibre de marché optimal suppose la satisfaction des conditions suivantes :

- A court terme, assurer que chaque demande soit fournie au moindre coût (efficacité productive) et que le bénéfice marginal des consommateurs soit égal au coût marginal de la production d'une unité additionnelle (efficacité allocative)
- A long terme, assurer que la rémunération des différents participants (producteurs, grille de transmission..) génère des incitations pour investir en capacité.

Généralement ce but n'est pas atteint. Les marchés électriques présentent plusieurs imperfections qui empêchent son efficacité. Cela constituera l'intérêt de la section 3 où nous nous intéressons à la fiabilité du système électrique et à présenter les remèdes possibles face aux imperfections du marché électrique. Mais avant cela, nous finissons cette section par la présentation des contrats de long terme d'électricité.

2.3.3 Les contrats de long terme

Ce sont des contrats bilatéraux entre un producteur et un consommateur ou fournisseur en gros. Dans ce contrat sont définis un prix d'énergie et une quantité à livrer à une date bien

précise. Ils sont généralement réalisés des mois ou des années avant la livraison effective de l'électricité. L'intérêt de ce type d'échange est de permettre aux producteurs d'avoir des revenus stables et/ou additionnels. De la même manière, les consommateurs se couvrent contre le risque de hausse imprévisible des prix de marchés suite à des imprévus sur la demande, les prix de combustible, etc.

Ces contrats peuvent être considérés comme une solution pour la fiabilité du système. Mais la passivité de la demande constitue un obstacle majeur contre leur application (cf. section 3 ci-dessous).

2.4 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons traité l'organisation de l'industrie électrique. Elle a été gérée pour plusieurs décennies par un monopole intégré verticalement. Les raisons de cette disposition peuvent être expliquées par les facteurs suivants : 1/ les caractéristiques de la fonction de distribution d'électricité qui rend la concurrence inefficace à ce stade. 2/ les challenges techniques de la coordination de la production avec la transmission qui demandaient une intégration des deux fonctions via l'opérateur du système. 3/ les économies d'échelle de la fonction de production qui favorisaient le monopole naturel pour la production d'électricité.

Hormis la fonction de production, tous les autres maillons du système électrique demeurent gérés par des monopoles naturels. En effet, depuis une vingtaine d'année ; la production d'électricité commence à s'ouvrir à la concurrence dans la plupart des pays à travers le monde. Les économies d'échelles réalisées lors de cette étape ne sont plus considérées suffisantes pour justifier encore le monopole naturel. Les unités de production sont devenues de plus en plus petites alors que les marchés s'élargissent. Par ailleurs, l'évolution technologique dans plusieurs pays a permis de simplifier la coordination dans le court terme des deux fonctions de production et transmission.

L'ouverture à la concurrence devrait assurer l'efficacité productive et allocative des marchés d'électricité. Les prix de marché devraient s'adapter efficacement à l'évolution imprévisible de la demande et les technologies de productions seraient plus compétitives que dans un système monopolistique.

Nous avons présenté à la fin de cette section l'architecture des marchés électriques dans un système déréglementé. Nous avons distingué entre les contrats de long terme, ayant

comme objectif de stabiliser les revenus des producteurs et de protéger les consommateurs contre la volatilité des prix de marché, et les marchés de court terme qui déterminent l'échange effectif de l'énergie. Nous avons aussi présenté un exemple d'exploitation optimal du marché en supposant que les producteurs offrent sur le marché des prix correspondant à leur coût marginal de production et que la capacité installée soit suffisamment disponible pour satisfaire différents états de la demande. Nous allons voir dans la section suivante comment plusieurs imperfections des marchés empêchent la réalisation d'un échange optimal. Nous nous concentrons donc sur la question de la fiabilité du système électrique.

Section 3 : Fiabilité du système électrique

La fiabilité du système électrique constitue la préoccupation majeure des régulateurs des marchés électriques après la restructuration et l'ouverture à la concurrence de l'industrie. Assurer la fiabilité implique un mixte de règles ayant diverses implications économiques et techniques. Le *National Electric Reliability Council* (NERC)¹⁴ définit la fiabilité par la performance du système électrique à satisfaire la demande d'électricité des consommateurs dans les montants désirés et les standards acceptables¹⁵.

La fiabilité couvre deux attributs : la **sécurité** et l'**adéquation**. La sécurité décrit la capacité du système à faire face aux perturbations. L'adéquation représente la capacité du système à satisfaire la demande d'énergie à chaque instant.

Nous allons définir dans les deux prochaines sous-sections les outils mis en place et/ou proposés afin d'assurer la sécurité et l'adéquation du système électrique.

3.1 Sécurité du système électrique

La sécurité du système électrique est une problématique de court terme. Elle concerne les opérations visant à assurer la stabilité du système. Ces opérations sont appelées les services auxiliaires qui incluent la prise en compte des pertes en ligne, les besoins de réserves tournantes, les réserves non tournantes, etc. Assurer la sécurité ne permet pas d'éviter quelques externalités et les problèmes de *free riding*¹⁶. En effet, la production de réserves pose un problème économique du fait qu'elles bénéficient à tous les utilisateurs du réseau, autant à ceux qui contribuent à la maintenir qu'à ceux qui n'y contribuent pas. En effet, on ne peut pas exclure des utilisateurs du réseau du bénéfice des réserves. Cette caractéristique est reconnue comme celle d'un bien public (Varian [1995]). Les caractéristiques du bien public sont considérées aussi comme une défaillance du marché éloignant l'électricité de l'idéal de

¹⁴ La mission de ce conseil est d'assurer la fiabilité du système électrique de l'Amérique de nord. C'est une organisation de régulation sous la tutelle de la commission de régulation d'énergie aux USA et les autorités gouvernementales canadiennes.

¹⁵ La fiabilité du système électrique fait référence à l'ensemble des actifs physiques nécessaires à la fourniture de l'énergie électrique, c'est-à-dire aux actifs de production, de transport et de distribution. Dans cette thèse, nous lions la fiabilité uniquement au maillon de production d'électricité.

¹⁶ Connu aussi par le « paradoxe du passager clandestin », est la situation d'un agent économique qui use d'un bien en général collectif en ne payant pas sa quote-part, qui est alors supportée par les autres usagers. (Voir Journal Officiel du 31 janvier 1989).

marché parfait (Salanié [2000]). La sécurité nécessite donc une intervention publique pour l'assurer (Oren [2003]). Tous les systèmes électriques restructurés à travers le monde reconnaissent le besoin d'un approvisionnement centralisé et un contrôle des services auxiliaires par l'opérateur du système soit par des enchères basées sur le marché soit par des contrats de long terme avec les producteurs. Dans quelques cas, les acteurs du marchés sont autoriser à se fournir à eux même certains services auxiliaires mais la quantité est imposée par l'OS qui reste le dernier garant de ces services.

3.2 Adéquation du système électrique

L'adéquation du système électrique signifie l'existence d'une capacité disponible et installée capable de satisfaire, en temps réel, la demande d'électricité anticipée. Dans une perspective technique, la sécurité et l'adéquation visent le même objectif : améliorer la qualité du service de production en temps réel. Sauf que l'adéquation touche plutôt des questions de long terme. Cela concerne les investissements en capacités de production d'électricité, les décisions de retrait ou d'extension des capacités existantes ainsi que les décisions d'exploitation de long terme affectant la disponibilité d'une unité de production pour répondre aux besoins du système à un moment donné (Arriaga [2001]).

Bien qu'il existe un consensus sur les outils à mettre en place sur le marché pour assurer la sécurité du système (cf. section 3-1), la question d'adéquation de la production reste sans issue claire et aucun consensus académique n'existe actuellement en la matière. Oren [2003] définit l'adéquation comme un *bien privé*. Elle peut donc être assurée via des mécanismes de marché.

La question d'incitation aux investissements en capacités de production est le maillon essentiel du débat sur la question de l'adéquation. Il s'agit de s'interroger sur le design de marché optimal permettant de fournir les signaux économiques de long terme nécessaires pour inciter à investir d'une manière adéquate. Investir massivement dans le système peut ne pas être suffisant. Le problème de pouvoir de marché et les tentations de manipulation des prix peuvent inciter les producteurs à limiter leurs disponibilités en retirant leurs capacités de production (opérations d'entretien, maintenance...). Pour cela, le design optimal doit aussi garantir que la capacité disponible soit opérationnelle pour la production dès qu'elle est appelée. Ces deux points constituent les thèmes principaux de cette thèse.

Avant d'effectuer une comparaison relative des différents mécanismes d'incitations aux investissements, nous allons présenter une revue des obstacles fondamentaux à l'efficacité et la fiabilité des marchés électriques. Nous présentons ensuite dans la quatrième partie de ce chapitre les différents mécanismes qui ont été proposés et éventuellement mis en œuvre afin d'assurer l'adéquation future du système électrique.

3.2.1 Les barrières contre l'efficacité des marchés d'électricité

Depuis la déréglementation de l'industrie électrique dans le monde, la question de la fiabilité du système et plus précisément celle de l'adéquation est devenue plus complexe à gérer. Quand l'industrie était verticalement intégrée, la réglementation mise en place adoptait plutôt une approche de coût du service fourni. La fiabilité était un ingrédient majeur de la planification centralisée du monopole touchant tous les niveaux : production, transmission et distribution. Cependant, les nouvelles réglementations mises en place après l'ouverture à la concurrence et la création des marchés électriques doivent essentiellement assurer que les incitations économiques permettent de maintenir la qualité du service à des niveaux optimaux socialement.

La théorie économique appliquée aux marchés électriques (Caramanis et al. [1982]) montre que le marché *spot* d'électricité est suffisant pour fournir les signaux nécessaires permettant d'inciter aux investissements adéquats et encourager l'entrée dans le système. Dit autrement, il n'est pas nécessaire d'appliquer des réglementations additionnelles pour garantir la fiabilité du système. En effet, en périodes de rareté, les prix de l'électricité augmentent suffisamment, pour inciter à de nouveaux investissements, encourager les producteurs existants à offrir plus sur le marché et inciter les consommateurs à réduire leur demande, jusqu'à atteindre un niveau normal de l'offre et rétablir les niveaux des prix de marché (Oren [2003]).

Cependant, plusieurs facteurs présents dans les marchés réels sont des obstacles à la réalisation de ces prédictions théoriques :

3.2.1.1 Incertitude et aversion au risque

La présence de l'incertitude sur la demande future, l'offre et les prix de combustible réduisent l'efficacité des signaux de marché. Ces signaux sont interprétés d'une manière imparfaite à cause du comportement averse au risque des potentiels investisseurs. C'est notamment le cas des producteurs de pointe. Ils ne sont opérationnels que quelques heures

durant l'année. Il faut que les prix de marchés soient suffisamment élevés pour qu'ils produisent. Cependant, la grande volatilité des prix due à l'incertitude rend l'investissement plus risqué ce qui les inciterait à rejeter les opportunités d'investir dans le système.

3.2.1.2 Passivité des consommateurs

Pour obtenir un niveau satisfaisant de la fiabilité, les consommateurs devraient signer des contrats de long terme avec les producteurs existants ou les entrants potentiels. Cela permettrait aux producteurs d'avoir des revenus stables et/ou additionnels et de résoudre les problèmes liés à l'incertitude et à l'aversion au risque. Il faut noter que la fiabilité du système dépendrait alors de la disposition à payer des consommateurs pour ces contrats de long terme. Ce type de contrat peut être une solution pour la fiabilité du système. Cependant, les configurations des marchés électriques tels qu'ils sont définis actuellement gênent la mise en place de ce type de contrats. En effet, dans la plupart des cas, les consommateurs finaux sont complètement à l'abri des prix de marché de l'électricité, soit grâce aux tarifs réglementés qui leur sont appliquées, soit du fait des procédures utilisées pour la tarification de l'électricité comme l'application d'un prix plafond. Ces mesures de protection des consommateurs réduisent les incitations pour s'engager dans ce type de contrat. On note enfin que les consommateurs ne sont pas suffisamment « mûres » pour réaliser les risques dans les marchés électriques, en périodes de crises par exemple, et n'ont pas suffisamment la capacité à réduire leur demande en cas de pénurie d'offre.

3.2.1.3 Pouvoir de marché et manipulation des prix

En périodes de pointe, les producteurs peuvent utiliser leur pouvoir de marché afin de manipuler et augmenter les prix de marché. Plusieurs études ont montré que le retrait de capacité pour maintenance, entretien, etc. était l'une des causes de plusieurs crises à travers le monde (Crampes et Creti [2001]). Ce pouvoir de marché¹⁷ constitue une défaillance majeure des marchés électrique dès lors qu'aucune obligation de disponibilité n'est imposée aux producteurs.

¹⁷ Plusieurs études suggèrent que le pouvoir de marché était l'un des causes principales de la crise Californienne de l'été 2000. Cette crise a été considérée comme le premier échec de la dérégulation des marchés électriques. Elle a été caractérisée par une hausse des prix d'électricité, presque dix fois au dessus des niveaux historiques. Le pouvoir de marché couplé à un déséquilibre entre l'offre et la demande faute de nouveaux investissements en capacité de production sont considérés comme les principaux facteurs de cette crise.

3.2.1.4 Le problème de *Missing Money* et l'application d'un prix plafond

Joskow [2007] soulève un problème important qui réduit l'efficacité des signaux de marchés pour inciter aux nouveaux investissements. C'est le problème de *missing money*. Le prix compétitif du marché doit théoriquement correspondre au coût marginal de la dernière unité appelée à produire. Ce prix ne permet pas de couvrir à la fois les coûts d'exploitation et d'investissement des producteurs, notamment pour les unités de production de pointe. Cela a, au moins, deux conséquences. Premièrement, les nouveaux entrants rejettent les possibilités d'investir dans le système. Deuxièmement, les producteurs existants ont plus tendance à ne pas offrir l'intégralité de leur capacité de production sur le marché afin d'augmenter les prix de marché.

Par ailleurs, dans plusieurs systèmes électriques où le prix de marché est jugé élevé et inefficace, les régulateurs optent généralement pour l'imposition d'un prix plafond pour limiter les prix à des niveaux acceptables. Cette mesure ne permet pas aux producteurs de bénéficier de la rente de rareté –en périodes de hautes tensions- nécessaire pour couvrir leurs coûts de production.

Compte tenu des éléments que nous venons de présenter, on peut anticiper que l'adoption d'un marché d'électricité unique sans aucun mécanisme additionnel ne permettrait pas d'assurer, d'une manière permanente, la fiabilité du système électrique. Face à cette problématique, plusieurs travaux se sont penchés sur la recherche du design de marché optimal permettant d'assurer la fiabilité, sans contrarier les objectifs initiaux de la dérégulation. La question pourrait se formuler en ces termes : faut-il modifier le design initial du marché électrique d'une manière à assurer les signaux nécessaires aux nouveaux investissements ou bien implémenter un mécanisme additionnel ? L'application d'un mécanisme suivant une logique de subvention peut-il apporter des solutions ou bien un mécanisme marchand est-il nécessaire ?

Nous allons présenter dans la section 4 les différents designs et mécanismes qui ont été appliqués et/ou proposés jusqu'à maintenant. Nous effectuons une revue de littérature sur les conclusions que l'on peut identifier concernant l'efficacité de chacun. Ce travail nous sert à identifier les mécanismes potentiellement efficaces avant d'effectuer une analyse analytique et expérimentale dans la suite de cette thèse. Avant cela, nous finissons cette section par

expliquer brièvement l'utilité de l'adoption d'un mécanisme d'incitation aux investissements dans le contexte actuel des systèmes électriques.

3.2.2 Solution: mécanismes d'incitation aux investissements

La mise en place de mécanismes incitatifs aux investissements révèle plus ou moins profondément une forme de « défaillance » des marchés de l'électricité, au moins tels qu'ils sont ressentis par les pouvoirs publics :

- Soit parce que mettre en place des instruments de facturation, comptage, coupure individualisée en temps réel et à une maille fine est considéré comme trop coûteux pour la société et / ou difficile à assumer pour le politique.

- Soit parce que les pics de prix sur l'énergie se sont révélés socialement inacceptables et ont incité à mettre en place des prix plafonds qui ont limité d'autant les possibilités de rentabiliser un nouvel investissement. Le problème de la rentabilisation des investissements se pose d'autant plus que les investissements considérés sont hautement capitalistiques. C'est le cas d'un investissement nucléaire bien-sûr, mais aussi des centres de production de pointe et de super-pointe, du fait de leur durée de fonctionnement réduite. Ces centrales de pointe et de super-pointe sont pourtant également celles qui permettent de répondre aux variations de la consommation le plus économiquement étant données la réactivité de ces centrales.

La mise en place d'un mécanisme incitatif aux investissements repose donc toujours, plus ou moins explicitement en fonction du mécanisme considéré, sur une appréciation d'un paysage de défaillance « cible » et d'un niveau probable de risque de défaillance à éviter.

3.3 Conclusion de la section

Cette section a porté sur la question de fiabilité du système électrique. Nous avons distingué deux attributs de la fiabilité selon l'horizon de son traitement : la sécurité qui est une problématique de court terme et qui concerne les opérations liées à la stabilité du système. Et l'adéquation, qui repose sur les décisions d'investissements des producteurs et qui est donc plutôt une problématique de long terme. Nous avons mis l'accent sur la question d'adéquation du système en évoquant les principales imperfections des marchés électriques qui sont autant d'obstacles à l'efficacité des marchés électriques dérégulés. Ces imperfections se résument aux éléments suivants : 1) l'incertitude et l'aversion au risque des investisseurs ; 2) La passivité des consommateurs ; 3) l'exercice de pouvoir de marché par les producteurs ; 4) Le

problème de *missing money* ; et 5) Les effets néfastes de la pratique des prix plafonds sur les marchés.

Pour faire face à ces obstacles, l'adoption d'un mécanisme d'incitation aux investissements peut constituer la solution. Il existe plusieurs mécanismes qui ont été adoptés récemment et/ou proposés sans être mis en œuvre. Nous consacrons la prochaine section à la présentation de ces mécanismes que nous classifions en trois catégories : la solution sans aucune intervention, les mécanismes non marchands et les mécanismes marchands.

Section 4 : Les mécanismes d'incitation aux investissements

L'adéquation d'un système électrique libéralisé devrait reposer sur les décisions d'investissement des producteurs. En théorie, des prix libres sur le marché de l'énergie, avec des pointes même sporadiques, devraient fournir les incitations suffisantes aux investisseurs potentiels. Or force est de constater que quelques années après la libéralisation des systèmes électriques –libéralisation qui s'est souvent effectué dans un contexte de surcapacités- la sécurité d'approvisionnement commence à poser problème dans de nombreux pays. Le besoin d'investissement bute sur l'aversion des investisseurs face au risque à investir en pointe du fait de la volatilité des prix du marché, de la durée aléatoire des pics de pointe et des risques réglementaires pesant sur ces pics (avec la menace d'intervention comme l'instauration d'un prix plafond), difficiles à accepter socialement et politiquement. Dans un environnement incertain, on assiste à un conflit d'intérêt entre les producteurs qui s'accommodent d'une situation de sous-capacités et la société dans son ensemble pour qui le coût social de la défaillance est tellement élevé qu'elle est prête à supporter un certain coût lié à la sous utilisation de certaines centrales. Les autorités publiques se sont donc emparées du problème des investissements en production en le considérant comme enjeux majeurs à ce stade de la déréglementation. La question qui se pose est de savoir si les producteurs en place et les entrants potentiels sont suffisamment incités à investir dans les capacités de production adéquates (notamment les moyens de pointe) pour assurer la sécurité d'approvisionnement ou s'il faut mettre en place des mécanismes incitatifs additionnels et, le cas échéant, lesquels. Plusieurs mécanismes sont envisageables en théorie et dans la pratique certains mécanismes sont déjà utilisés depuis plusieurs années. Nous distinguons trois catégories de solutions. La première catégorie consiste à ne pas intervenir et à laisser faire le marché. Nous désignons ce choix comme la solution *All-Market*. La deuxième catégorie regroupe les solutions déjà pratiquées dans plusieurs pays sous forme de mécanismes non marchands. On y trouve les bilans prospectifs suivis d'appels d'offres, la contractualisation de réserves stratégiques, les achats d'unités de pointe par l'opérateur du système et les paiements de capacité. La dernière catégorie concerne les mécanismes marchands comme les obligations de capacité, les marchés de capacités à terme et les options de fiabilité. Ce dernier n'a pas été appliqué en pratique.

Nous présentons en détail ces différents mécanismes dans la suite de ce chapitre. Pour chacun des mécanismes, nous commençons par sa description suivie des objectifs visés et

nous finissons par son évaluation en se basant soit sur le retour d'expérience dans le cas où le mécanisme a été appliqué soit sur les travaux de recherche effectués dans ce domaine.

4.1 Solution « *All-Market* »

Description

Cette solution repose uniquement sur un libre marché pour l'échange de l'électricité. Appelée aussi la solution « *Leave-it-to-market* », elle n'exige aucune intervention sur les prix et en particulier l'absence de prix plafond. Les consommateurs peuvent participer librement à ce marché et les producteurs doivent expérimenter librement l'évolution des prix.

Objectif

La solution *All-Market* vise à corriger les lacunes discutées plus haut en éliminant toute intervention ou interférence sur le marché. La volatilité des prix à laquelle les agents de marché font face doit constituer le moteur essentiel pour promouvoir l'adéquation future du système. En effet, la rente de rareté provoquée par cette volatilité, spécialement en périodes de tension, devrait attirer des nouveaux investissements en capacités de production. D'un autre côté, les consommateurs doivent réagir à une augmentation brusque des prix en réduisant leur consommation en temps réel.

Evaluation

L'application de cette solution a rencontré plusieurs obstacles dus aux imperfections des marchés électriques (Arriaga [2001]). L'inélasticité de la demande face aux prix de marché constitue un obstacle majeur. De même, sur la quasi-totalité des marchés, les consommateurs ne participent pas à la détermination des prix de marché. Leurs réactions face à une hausse des prix est très lente et même absente dans plusieurs cas (Roques et al. [2004]). Cette passivité de la demande couplée à l'aversion aux risques des investisseurs induisent une inadéquation des systèmes électriques et provoquent une pénurie régulière dans les marchés, plus particulièrement dans les périodes de haute tension (Arriaga [2001]). Enfin, La manipulation des prix en périodes de hautes tensions et l'apparition des cycles d'investissements sont considérés comme deux limites essentielles de ce design (De Vrie [2003]).

Pratiquée dans quelques marchés électriques, elle a généralement provoquée plusieurs incidents de productions (en Californie et en Australie). Quelques pays nordiques comme le Suède et la Finlande, ont décidé dernièrement de sortir de cette solution de marché et

d'appliquer des mesures plus interventionnistes pour assurer la fiabilité de leurs systèmes électriques.

Cette solution est considérée comme le cas de référence dans les études analytiques et expérimentales présentées dans cette thèse.

4.2 Les mécanismes non marchands

Les mécanismes d'incitation aux investissements dits non marchands requièrent une politique plus ou moins interventionniste de l'opérateur du système afin de garantir la fiabilité. Cette intervention peut être au niveau de la fixation du prix du mécanisme, de la planification des nouveaux investissements des producteurs, de la participation à l'offre d'énergie sur le marché, etc. Quatre mécanismes sont les plus courants : les bilans prospectifs suivis d'appels d'offres, la contractualisation de réserves stratégiques, les achats d'unités de pointe par l'opérateur du système et les paiements de capacité.

4.2.1 Les bilans prospectifs suivis d'appels d'offres

Description

Il s'agit de la solution adoptée en France et depuis peu en Allemagne. Il s'agit aussi de la procédure explicitement mentionnée dans la Directive « Sécurité d'approvisionnement » 2005/89/CE¹⁸.

L'établissement d'un bilan prospectif de l'équilibre production – consommation est largement inspiré des exercices traditionnels de planification des investissements dans le contexte monopolistique. La mise en œuvre de cet exercice de planification est néanmoins un peu différente en environnement concurrentiel, puisqu'elle passe par des appels d'offres.

Le gestionnaire de réseau, en charge de la surveillance de l'équilibre offre – demande à moyen et long termes de son système, doit établir régulièrement un bilan prévisionnel. Précisément, il établit les prévisions de consommation intérieure et d'échanges d'électricité et il les confronte aux perspectives connues d'évolution des parcs de production. Cela lui permet d'évaluer les besoins globaux en capacités de production installées dans le système, en fonction d'un paysage de défaillance préétabli. Ainsi, en France, des besoins d'investissement

¹⁸ Cette directive a été présentée par la commission européenne d'énergie (CE) en Avril 2001. Elle propose d'établir une double surveillance de l'adéquation de la production, aux niveaux de l'état membre et de l'union européenne. Il est clair de cette directive s'est inspirée de la crise Californienne de l'été 2000.

supplémentaires sont identifiés lorsque l'espérance mathématique de la durée de défaillance annuelle dépasse trois heures. Cette estimation tient compte des aléas sur les conditions climatiques, sur les apports hydrauliques, sur la disponibilité des moyens thermiques et sur la production éolienne.

Une fois ces besoins identifiés s'ils ne sont pas satisfaits par les décisions d'investissement des opérateurs, les autorités publiques (ministère, régulateur...) lancent un appel d'offres après avis du gestionnaire de réseau. Ils élaborent alors un cahier des charges détaillé, avec notamment les conditions économiques et financières de l'appel d'offres et la durée du contrat de rachat de l'électricité produite par les centrales futures. Après un avis publié, les autorités publiques désignent ensuite le(s) gagnant(s) de l'appel d'offres qui bénéficie(nt) alors d'une obligation d'achat pour leur énergie.

Objectif

Au delà des objectifs en terme de sécurité de fourniture, ce bilan, appelé programmation pluriannuelle des investissements en France, doit permettre d'atteindre les objectifs de politique énergétique nationale en termes également de protection de l'environnement, de développement durable et de compétitivité.

La procédure d'appel d'offres est donc un mécanisme incitatif aux investissements en capacités de production utilisé en dernier recours quand les décisions d'investissement prises de façon décentralisées par les producteurs ne permettent pas de satisfaire le paysage de défaillance des pouvoirs publics, même après publication de la programmation pluriannuelle des investissements.

Evaluation

Les retours d'expérience sur les appels d'offres dans ce domaine sont limités, car jusqu'à présent, ils n'ont jamais été mis en œuvre dans un souci de sécurité de fourniture mais plutôt dans un souci d'incitation aux énergies renouvelables.

Par ailleurs cette solution est purement interventionniste et risque de causer des interférences avec le propre fonctionnement du marché. Un agent de marché ou un potentiel entrant peut juger que les prix de marchés dépendent significativement des décisions du régulateur de marché, d'où le risque de retour aux tarifications réglementées.

4.2.2 La contractualisation moyen – long termes pour créer des réserves stratégiques

Description

Dans ce régime, le gestionnaire de réseau est chargé, généralement par la loi, de la contractualisation de « réserves stratégiques ». Il s'agit de capacités de production qu'il peut mobiliser pour satisfaire la demande en situation tendue. Le montant de cette réserve stratégique est fixé ou approuvé par les autorités publiques, par le ministère ou par le régulateur.

En Suède, cela concerne 2000 MW (sur une pointe nationale de 27 GW). En Norvège, il est prévu que cela ne concerne que quelques centaines de MW. Aux Pays-Bas, TenneT¹⁹ peut bénéficier de réserves entre 450 et 1220 MW sur une pointe de 14-15 GW dans les situations d'équilibre offre – demande tendues. En Nouvelle-Zélande, une commission a été mise en place par le gouvernement en 2003, pour évaluer les équilibres offre-demande futurs et contractualiser avec les producteurs pour qu'ils fournissent de l'énergie et des capacités de production dans les années sèches (la production électrique est principalement hydraulique). Ces réserves doivent être retirées du marché pendant les années humides et mises sur le marché uniquement les années sèches à un prix élevé. Le prix pour la mise sur le marché de ces réserves doit plafonner les prix de l'énergie dans les années sèches.

Pour constituer cette réserve stratégique, le gestionnaire de réseau contractualise à moyen – long termes avec des producteurs, mais les prix issus de cette contractualisation ne sont généralement pas publiés²⁰.

Le gestionnaire de réseau doit activer ces contrats de réservation de capacités de production sous un certain nombre de contraintes (en hiver uniquement dans le cas suédois, pendant les années sèches en Nouvelle Zélande). Lorsque ces contrats sont mobilisés, le GRT fait une offre sur les marchés d'énergie à un prix administrativement fixé (en Suède, 335 €/MWh plus les coûts de fonctionnement de l'unité) par le régulateur, en fonction de règles qui lui sont propres et qui ne sont généralement pas publiques²¹.

¹⁹ Depuis 1998, TennT est le gestionnaire du réseau public de transport de l'électricité des Pays-Bas.

²⁰ Dans le cas suédois, cette contractualisation permet au gestionnaire de réseau de constituer des réserves de capacité pour une période de 4 ans (période 2004-2008).

²¹ Le prix doit être suffisamment élevé pour ne pas réduire l'incitation des producteurs à faire des offres sur le marché ; à l'inverse il doit être considéré comme « socialement acceptable ».

Les coûts de cette contractualisation sont généralement répartis sur l'ensemble des consommateurs d'énergie par le biais du tarif de transport. Généralement, les centrales considérées pour ces réserves sont soit des nouvelles unités avec des coûts de capital faible soit d'anciennes unités déjà amorties. Le coût fixe de ce mécanisme est donc généralement estimé à un niveau faible. Les coûts de combustible sont élevés mais sur des durées de fonctionnement faibles.

Objectif

La contractualisation de « réserves stratégiques » par l'opérateur du système vise à garantir la présence de capacités de production qu'il peut mobiliser pour satisfaire la demande en situation tendue.

Evaluation

Selon Finon et Pignon [2006], mis à part le risque d'interférence avec les règles du marché, ce mécanisme permet de stabiliser l'investissement en unités de pointe et apparaît économiquement efficient spécialement pour des systèmes constitués en grande partie de producteurs disposant des centrales hydrauliques. Même conclusion pour Oren [2003] qui démontre aussi que l'établissement de marchés secondaires pour l'échange de capacités de réserve doit produire les bons signaux de marché pour l'investissement en capacités de production. Ces réserves stratégiques permettent aussi de réduire les cycles d'investissement et le pouvoir de marché, mais sans les éliminer (Stoft [2002]).

Cependant, cette solution risque de séparer le marché en deux parties : d'un côté le marché concurrentiel et de l'autre les unités de réserve sous le contrôle de l'opérateur du système. Cette séparation peut donner lieu à des comportements indésirables des agents de marché. Isoler des unités de production du marché peut aboutir à des raretés artificielles et provoquer des prix d'offres élevés pour les unités restantes et présentes sur le marché. Elle ne s'avère aussi pas robuste face aux chocs de la demande De Vrie [2004].

4.2.3 Les achats d'unités de pointe

Description

Au delà de la contractualisation à moyen et long terme, certains gestionnaires de réseau peuvent être autorisés à acheter directement des unités de production pour sécuriser la fourniture d'électricité en période tendue. Dans les pays où ces achats sont autorisés, ils sont

présentés comme un mécanisme temporaire permettant de répondre rapidement aux risques pesant sur la sécurité de fourniture mais devant être remplacé par des mécanismes basés sur des procédures de marché.

Pour mettre en œuvre ce mécanisme, le régulateur doit autoriser le gestionnaire de réseau à acheter des centrales de pointe. Les coûts d'achat et de fonctionnement des unités ainsi acquises sont répercutés sur l'ensemble des consommateurs, généralement par le biais des tarifs réseau. Le recours à ces capacités pour fournir de l'énergie n'est généralement autorisé qu'en période de tension anticipée sur l'équilibre offre-demande, à des degrés variables selon les pays. Ce mécanisme est utilisé en Suède et en Finlande où les gestionnaires de réseau sont autorisés à acheter des unités de pointe.

Objectif

L'achat des unités de pointe par le GRT permet d'éviter qu'en périodes de tension, les producteurs possédant des technologies de production vieilles ou inefficaces retirent leurs capacités pour peser à la hausse sur les prix ou qu'ils quittent le marché en réaction à des revenus volatiles ou insuffisants.

Evaluation

C'est un mécanisme simple à mettre en œuvre mais qui présente sans doute le risque le plus élevé de distorsion de la concurrence par le GRT. En effet, les producteurs et les nouveaux entrants risquent de juger les prix de marché trop dépendants des décisions d'achat du GRT (Arriaga [2001]).

4.2.4 Les paiements de capacité

Description

En plus des recettes issues des ventes d'énergie, les producteurs sont rémunérés pour les capacités de production qu'ils mettent à disposition du marché, que ces capacités soient appelées à produire ou non. Avec ce mécanisme, le prix pour la mise à disposition de capacités de production est -plus ou moins- directement fixé par l'OS et le niveau de capacité disponible s'ajuste à ce prix.

Objectif

L'idée sous-jacente, qui s'inspire de la tarification de pointe de Boiteux²², est que les producteurs offrent deux types de biens, l'énergie et les capacités de production disponibles, i.e. les capacités qui sont menés à produire, ce qui exclut par exemple les capacités en maintenance. Théoriquement, en période de surcapacité, le prix d'équilibre des capacités doit être quasiment nul, alors qu'en période de rareté, le prix d'équilibre doit augmenter et inciter les producteurs à maintenir davantage de capacités disponibles. Cela permet également de fournir un signal positif sur les perspectives de rentabilité de nouveaux investissements.

Evaluation

L'application de ce mécanisme dans le Pool²³ anglais (jusqu'en 2001) était très proche du mécanisme théorique au sens où la rémunération unitaire de la capacité de production disponible était fonction de la probabilité de défaillance calculée la veille pour le lendemain en fonction de la consommation anticipée par le GRT et des offres des producteurs sur le Pool obligatoire. Précisément, le paiement de capacité était calculé de la façon suivante :

$$CP = LOLP * (VOLL - SMP)$$

Où LOLP est la probabilité de défaillance anticipée en fonction des offres en énergie des producteurs et de la consommation prévue,

VOLL est la valeur de la défaillance fixée par le régulateur,

SMP est le prix d'équilibre du marché de l'énergie en J-1,

Et CP est le prix du capacité.

Les paiements de capacité espagnols et italiens sont plus éloignés de ce cadre théorique. Ainsi, en Espagne, le montant total des paiements de capacité est fixé non pas par une probabilité de défaillance issue d'offres sur le marché, mais réglementairement, par le ministère de l'économie²⁴. Ce montant est alloué tous les mois aux producteurs en fonction

²² Marcel P. Boiteux "La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal", 1949, Revue générale de l'électricité

²³ Le *pool* anglais fonctionne à la manière d'une bourse de matière première sur laquelle viennent se confronter des offres et des demandes. Les acheteurs peuvent être des *suppliers*, qui achètent pour revendre, ou des gros consommateurs. Les vendeurs sont les producteurs. Le *pool* est obligatoire pour toute unité de production supérieure à 100 MW.

²⁴ En 2003, ce montant était égal à 0.4808 c€/kWh multiplié par la demande mensuelle.

d'un coefficient de disponibilité fixé réglementairement, différencié par technologie de production et en fonction de la puissance équivalente des unités de production.

En Italie, le montant des paiements de capacité est fixé réglementairement, mais leur distribution est indexée sur les résultats de marché (en cas de prix de l'énergie élevés, la rémunération pour la capacité disponible est moindre) et fonction de périodes fixées *ex ante* par le gestionnaire de réseau.

L'Argentine, le Chili, le Pérou et la Colombie ont également adopté des paiements de capacité.

Bien que cette approche réussisse à fournir des signaux économiques stables aux investisseurs, il présente tout de même plusieurs inconvénients. La mauvaise interprétation de ces signaux peut causer des distorsions dans le comportement des producteurs comme cela fût le cas en Argentine (Arriaga [2001]). Deuxièmement, il est difficile d'appliquer un mode de paiement efficace de ces capacités et de l'attribuer aux différents producteurs (Arriaga [2001]). Finalement, aucun engagement de production n'est imposé aux producteurs. Le producteur reçoit une rémunération additionnelle pour ses capacités disponibles en périodes de tension, alors qu'il n'a aucune obligation à offrir sur le marché. De même, en cas d'offre, aucune restriction ne lui est imposée sur son prix d'offre. Les incitations aux nouveaux investissements sont assurées avec ce mécanisme mais la fiabilité du système électrique évaluée par la sécurité du système en périodes de tensions n'est pas garantie.

Roques et al. [2004] étudient le passage, de 2001 à 2004, du marché électrique Britannique d'un Pool avec mécanisme de paiement de capacité à un marché *All-Market* décentralisé connu par le *New electricity Trading Arrangements* (NETA). Ils comparent les deux designs de marché en termes d'incitations aux investissements. L'instauration d'un mécanisme de paiement de capacité a permis de fournir une source de revenu additionnel facilitant l'entrée dans le système. Cependant, ils démontrent que les difficultés du calcul du LOLP et la concentration du marché incitent les producteurs à manipuler le marché. L'adoption d'un design de marché *All-Market* a induit des prix de marché très volatiles. Les auteurs suggèrent enfin une réintroduction du mécanisme de paiement de capacité qui assure tout de même plus de fiabilité que l'*All-Market*. Oren [2000] de son côté suggère que le prix de capacité doit correspondre au coût de la protection contre les risques liés aux prix de marché. A cause de la difficulté de calcul de ce coût, les signaux fournis par ce mécanisme aboutissent généralement à des situations de sur investissement. Borenstein et Holland [2002]

constatent aussi des résultats ambigus sur son attractivité pour investir en unités de pointe. Chuang et Wu [2000] discute ses avantages et ses inconvénients. Il établit un modèle théorique permettant le calcul du prix de capacité en se basant sur la valeur de la fiabilité. Cette valeur doit de préférence, être déterminée via une enchère sur les réserves de capacités ouverte aux producteurs et aux consommateurs. L'auteur recommande l'implication de la demande dans la détermination du coût de fiabilité.

Notons finalement que l'adoption d'un mécanisme de paiement de capacité dynamique dans le Pool anglais a provoqué une manipulation des prix des capacités (Wolak et Patrick [1997] et Von der Ferh et Harbord [1997]).

4.3 Les mécanismes marchands

Les mécanismes d'incitation aux investissements dits marchands reposent essentiellement sur l'établissement d'un ou plusieurs marchés pour déterminer le coût et la quantité de fiabilité requise. Ils viennent pour corriger les déficiences constatées avec les précédents mécanismes et pour réduire les effets potentiellement néfastes d'une interférence avec les règles de marché. Il s'agit des obligations de capacités, des marchés de capacités à terme et des options de fiabilité. Ce dernier mécanisme n'a pas encore été implémenté à ce jour.

4.3.1 Les Options de fiabilité

Description

C'est un mécanisme proposé par Arriaga et al. [2002] et [2004] d'une part et Oren [2003] d'autre part, mais qui n'a encore jamais été mis en œuvre.

L'idée de base est de remplacer le système de prix plafond, qui est fixé arbitrairement, par un système d'options qui génère un prix plafond effectif sur le marché pour ceux qui ont vendu des options, mais en échange d'une prime versée lors de l'achat de l'option. L'opérateur du système paye une prime pour s'acquérir le droit d'acheter l'énergie au prix d'exercice plutôt qu'au prix de marché. En contre partie, les producteurs reçoivent une prime pour leur abandon du droit de vendre au prix de marché et pour leurs engagements de disponibilité.

Un montant désiré de capacités de production disponible, et par la même un montant de contrats de fiabilité souhaité, est déterminé ou a minima approuvé par les autorités publiques.

Ce montant peut correspondre à un volume pour une année entière. Dans ce cas, le producteur s'engage à pouvoir fournir sur le marché la quantité d'énergie contractée dans le contrat d'option. Il peut être spécifié relativement longtemps à l'avance, par exemple trois ans à l'avance ce qui permet la participation éventuelle de nouveaux entrants. Les producteurs offrent ces contrats au GRT qui les achète au nom des consommateurs. Le prix de ces contrats d'option qui est la prime reçue par les producteurs, est déterminé par une procédure de marché, une enchère gérée par le gestionnaire de réseau. Le GRT achète des options d'achat aux producteurs par une procédure d'enchère et pour le montant de capacité déterminé. Il exerce son option quand le prix *spot* est supérieur au prix d'exercice de l'option. Ce prix d'exercice est déterminé dans un premier temps au moins par les autorités publiques (régulateur par exemple)²⁵. Dès lors que l'option est exercée, le producteur, vendeur de l'option, doit faire une offre d'énergie sur le marché *spot* et rembourser la différence entre le prix *spot* effectif et le prix d'exercice de l'option. Ce remboursement entraîne que le prix de l'énergie payé par les consommateurs est plafonné par le prix d'exercice de l'option.

Des pénalités, fixées par le régulateur, sont imposées en cas de non disponibilité de la capacité vendue lors de l'enchère. Une variante de ce système serait que les fournisseurs eux-mêmes soient obligés d'acheter ces options d'achat. Les montants achetés pourraient être ajustés en fonction de leur portefeuille clients via des échanges d'options sur des marchés secondaires. Cette procédure permettrait d'éviter des prises de risques trop importantes, des niveaux minimums de couverture pourraient être imposés aux fournisseurs par le régulateur.

Ce mécanisme est implémenté en suivant les trois étapes suivantes :

Etape 1: Enchères d'options de fiabilité

Avant l'enchère : le régulateur détermine les paramètres de l'enchère « au nom des consommateurs » :

- Le prix d'exercice S , qui ne doit pas être trop bas ni trop haut, car il constitue un prix plafond pour la demande. En même temps un prix d'exercice haut, respectivement bas, devrait diminuer, respectivement augmenter, les primes d'option demandées par les producteurs dans un contexte purement concurrentiel.

²⁵ Les auteurs soulignent la possibilité de considérer des contrats de fiabilité avec différents prix d'exercice, en fonction des préférences des consommateurs. L'absence de moyens de comptage et de délestage individualisés ne permet pas pour l'instant de généraliser ce système et ils considèrent un prix d'exercice déterminé par les autorités publiques.

- La durée de l'option est typiquement d'un an, durée pendant laquelle le régulateur peut exercer l'option autant de fois qu'il veut. Pendant cette période, les producteurs sont donc soumis à l'exercice de l'option et les consommateurs sont couverts contre le risque de pics de prix. Arriaga et al. [2001] suggèrent également d'avoir des options longues (5 ans) pour 20% de la demande du régulateur pour l'année $n+2$ et de tenir ces enchères sur des horizons glissants. Le fait d'avoir plusieurs enchères permet également de différencier le prix d'exercice et la pénalité explicite imposée si le régulateur le souhaite.

- Le volume total d'énergie à acheter est déterminé à partir de la demande de pointe future du système estimée et d'une marge de réserve pour tenir compte des incertitudes à la fois sur la demande estimée et sur la production.

- La valeur d'une pénalité explicite *Pen* lorsqu'un producteur ne respecte pas son obligation de produire lorsque son option est exercée, pénalité qui s'ajoute à la pénalité implicite liée à l'exercice de l'option (cf. étape 2).

Au cours de l'enchère :

- L'enchère a lieu de préférence deux ans avant que le contrat d'option ne devienne contraignant pour les offreurs d'options (ce qui laisse le temps de construire une centrale CCGT pour les producteurs ayant déjà commencé les démarches concernant le permis de construire et le choix du site géographique).

- L'acheteur unique (le gestionnaire de réseau au nom du régulateur) soumet au marché une quantité d'options de fiabilité qu'il souhaite se procurer pour couvrir la demande anticipée totale sur son système.

- Peuvent participer à l'enchère, les producteurs avec des capacités existantes ou à venir et les consommateurs flexibles qui le souhaitent (traitement symétrique des quantités produites et des quantités non consommées). Les participants à l'enchère proposent une ou plusieurs offres (*Prime, Quantité-contrat*).

- L'enchère est une enchère sous plis à prix uniforme. Le prix qui correspond à la prime demandée par la dernière offre appelée.

Etape 2 : Exercice de l'option

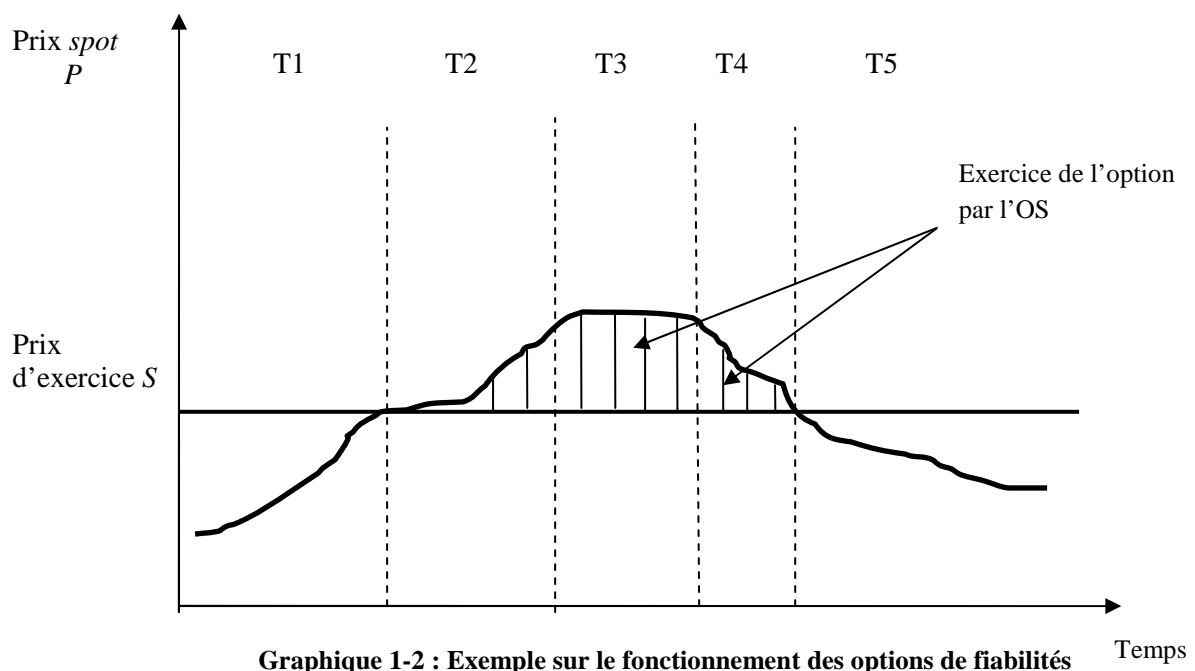
- L'option est exercée à chaque fois que le prix de marché *spot P* dépasse le prix d'exercice *S*

- Chaque producteur qui a été sélectionné lors de l'enchère doit rembourser la différence entre P et S au régulateur, fois le volume d'énergie qu'il avait remporté lors de l'enchère. Le régulateur transfère cette différence aux consommateurs.

- Si le producteur produit moins que la puissance qu'il avait remportée lors de l'enchère, non seulement il doit rembourser la différence entre P et S sur la totalité du volume souscrit (pénalité implicite liée à l'option), mais en plus le producteur paye une pénalité explicite par MW non produit.

Nous présentons dans le graphique 1-2 suivant un exemple illustratif de l'évolution de l'exercice de l'option par l'OS. Nous divisons la durée de l'option en cinq périodes. Aux périodes T1 et T5, le prix de marché (P) est inférieur au prix d'exercice (S). Pour les périodes T2, T3 et T4, le prix de marché dépasse S et l'OS exerce son option.

Dans le tableau 1-1, nous montrons l'évolution de la rémunération issue du marché selon la période et le type du producteur. Nous distinguons entre un producteur ayant vendu des options dans l'enchère du mécanisme (Prod_OF) et un producteur sans contrats de fiabilité (Prod-Mar). Nous supposons en plus que pendant la période T3, les deux producteurs sont défectueux et n'offrent pas sur le marché.



Graphique 1-2 : Exemple sur le fonctionnement des options de fiabilités

	T1	T2	T3	T4	T5
Prod_OF	P	S	-(P-S)-Pen	S	P
Prod_Mar	P	S	0	P	P

Tableau 1-1 : Rémunération des producteurs du marché *spot*Etape 3 : Imputation des coûts pour le régulateur (ou le GRT au nom du régulateur)

Le régulateur répercute les coûts d'achat des options sur les fournisseurs en fonction par exemple de leur participation à la demande de pointe annuelle, éventuellement nette des capacités qu'ils détiendraient en propre²⁶.

Objectif

L'objectif essentiel de ce mécanisme est de remplacer le système de prix plafond, qui est fixé arbitrairement, par un système d'options qui génère un prix plafond effectif sur le marché pour ceux qui ont vendu des options, mais en échange d'une prime versée lors de l'achat de l'option. Ce raisonnement part du principe que le prix plafond est un instrument utilisé par le régulateur pour limiter le risque de prix élevé pour les consommateurs, mais que cette couverture n'a pas été achetée par un mécanisme de marché, elle a été obtenue gratuitement par le régulateur (*hold-up*), sans contrepartie pour les producteurs. Au contraire, les options accordent une contrepartie financière, dont la valeur est déterminée par un mécanisme de marché, aux producteurs.

La contre partie financière de ce mécanisme fournit les signaux nécessaires pour stimuler les investissements en capacités de production. Par ailleurs, il garantit un engagement de disponibilité des producteurs, ayant vendus des options, en périodes de tension.

Evaluation

L'une des difficultés de ce système est sa compatibilité avec les marchés facultatifs d'énergie. Dès lors, l'obligation de vendre de l'énergie sur le marché *spot* en cas d'exercice de l'option, sous contrainte de payer des pénalités, peut entraîner des discriminations en faveur du marché organisé, dont le prix est utilisé comme référence pour l'exercice de l'option.

²⁶C'est une règle d'allocation parmi d'autres possibilités. Nous la jugeons la plus égalitaire.

Producteurs et consommateurs seraient en effet incités à renégocier leurs contrats bilatéraux, les premiers pour s'assurer de pouvoir vendre sur le marché à un prix *spot* supérieur au prix d'exercice, les seconds pour ne payer que le prix anticipé de l'électricité sachant que les prix de marché sont plafonnés par le prix d'exercice de l'option. Une part plus importante de l'énergie échangée passerait par le marché.

Les auteurs proposent un moyen de contourner ce problème mais qui est assez compliqué. Immédiatement après que le marché de référence pour l'exercice des options (marché J-1 par exemple) soit équilibré, les responsables d'équilibre annonceraient leurs programmes équilibrés. Si le prix du marché de référence est supérieur au prix d'exercice, alors les producteurs paient la différence entre le prix *spot* et le prix d'exercice uniquement sur la capacité vendue via les contrats de fiabilité moins l'énergie vendue hors du marché organisé. Les consommateurs reçoivent alors cette différence de prix sur l'énergie consommée moins l'énergie achetée par les contrats bilatéraux. Les pénalités en cas de non disponibilité des producteurs qui ont vendu des contrats de fiabilité ne s'appliqueraient que sur l'énergie vendue dans ces contrats moins l'énergie injectée du fait des contrats bilatéraux annoncée par le responsable d'équilibre. En présence de *traders*, la procédure doit encore être modifiée pour s'assurer que quelqu'un compense la différence entre les prix *spot* élevés et le prix d'exercice aux consommateurs²⁷. Cela consiste à faire de cette compensation un produit financier échangeable. La première étape serait inchangée, i.e. immédiatement après que le marché de référence pour l'exercice des options (J-1) soit équilibré, les responsables d'équilibre annonceraient leurs programmes équilibrés. En même temps, les responsables d'équilibre annoncent leurs droits et obligations à compensations liés aux contrats de fiabilité. Ces annonces de capacité doivent être telles que si un agent A annonce une « vente » de capacité à B, alors B doit annoncer un « achat » de capacité du même montant à A. Un producteur et un consommateur en contrat bilatéral peuvent ainsi déclarer un programme de capacité semblable au programme d'énergie où seul le consommateur est responsable des obligations et droits liés aux contrats de fiabilité.

Rarement sont les travaux qui ont traité de l'efficacité de ce mécanisme. Pour les quelques travaux, les recherches sont plutôt d'ordre qualitatif. Arriaga et al. [2004] et Cramton et Soft [2006] montrent que la création d'un marché *forward* pour l'octroi des

²⁷ Cas par exemple d'un producteur qui vend de l'énergie à un *trader* par un contrat de long terme, énergie revendue par le trader sur le marché *spot* de référence.

options de fiabilité assure un investissement adéquat en capacités de production. Après avoir énumérer les avantages de ce mécanisme qui sont : 1/ la réduction du pouvoir de marché ; 2/ la protection des consommateurs contre les prix élevés ; et 3/ la réduction des risques liés à l'offre sur le marché d'électricité, Cramton et Soft [2006] proposent qu'il soit accompagné par des contrats bilatéraux entre les producteurs et les consommateurs pour se couvrir contre la volatilité des prix au dessous du prix d'exercice (Rappelons le que les options de fiabilité visent essentiellement à se protéger contre les prix au dessus du prix d'exercice fixé *ex ante*). De son côté, De Vries [2007] montre que l'efficacité de ce mécanismes est plus grande s'il est implémenté dans un marché de type Pool, dans lequel l'exportation peut être limitée en périodes de tensions. En effet, dans un marché où l'exportation est déréglementée, le recours à l'export peut s'avérer profitable aux producteurs locaux si les prix des marchés frontaliers sont plus bénéfiques. Il met aussi l'accent sur l'intérêt de l'intervention directe des consommateurs concernés par la fiabilité, dans le processus du mécanisme appliqué.

4.3.2 Les marchés de capacité à terme

Description

Le mécanisme des marchés de capacités à terme est proposé dernièrement par Crampton et Stoft [2006] et de Joskow [2007]. Son implémentation se ressemble au mécanisme précédent sauf que l'engagement s'établit sur la capacité de production et non pas sur l'énergie. Il repose sur quatre étapes successives que nous décrivons dans les paragraphes suivants.

Etape 1 : Enchère des capacités

Avant l'enchère : comme dans les options de fiabilité, le régulateur fixe un certain nombre de paramètres :

- Le volume total de capacité (et non plus d'énergie) à acheter *ex ante*, à partir de la demande de pointe future du système estimée et d'une marge de réserve pour tenir compte des incertitudes à la fois sur la demande estimée et sur la production. Le régulateur ne se procure donc pas de l'énergie pour les x années qui viennent, mais des capacités de production disponibles dans x années pour offrir de l'énergie au marché *spot* en cas de besoin, lorsque le régulateur (où le GRT au nom du régulateur) anticipe des tensions sur l'équilibre offre – demande.

- La durée de l'obligation de disponibilité pour les offreurs de capacité. Ce sera là encore le résultat d'un compromis entre les acteurs.

- La pénalité pour les vendeurs de capacité qui ne respecteraient pas leurs obligations.

Au cours de l'enchère :

- L'acheteur unique (le GRT au nom du régulateur) soumet au marché une certaine capacité de production qu'il souhaite se procurer pour couvrir la demande anticipée totale sur son système pour dans x années.

- Peuvent enchérir les producteurs existants et les producteurs qui souhaitent construire de nouvelles capacités de production. Cela permet donc aux nouveaux entrants de participer à l'enchère. Peuvent enchérir également des consommateurs qui sont prêts à réduire leur consommation contre rémunération au prix de la capacité fixé lors de l'enchère.

- L'enchère a lieu 2 ou 3 ans avant que les obligations de disponibilité ne deviennent contraignantes pour les producteurs et consommateurs qui ont vendu de la capacité.

- L'enchère est une « *descending clock auction*²⁸ » avec un prix de départ fixé à 2 fois le coût variable d'une turbine à gaz et diminue jusqu'à ce l'offre totale de capacité soit égale à la capacité demandée par l'acheteur unique. Les offreurs de capacité ne proposent donc que des quantités et pas de prix.

Etape 2 : obligations des offreurs

- Le régulateur (ou le GRT) doit surveiller l'équilibre offre-demande anticipé la veille pour le lendemain

- Lorsqu'il anticipe des tensions sur l'équilibre offre-demande, il demande aux vendeurs de capacité d'offrir de l'énergie dans une quantité correspondant à la capacité vendue sur le marché *spot* au prix qu'ils souhaitent (il peut ne pas y avoir de prix plafond ou un prix plafond très élevé sur le marché *spot*)

- Si les vendeurs de capacité n'offrent pas sur le marché *spot* en dépit du signal du régulateur, ils se voient infligés une pénalité explicite fixée *ex ante* (cf. ci-dessus)

²⁸ Nommée aussi l'enchère Hollandaise, l'organisateur annonce un prix de départ supérieur à l'offre maximale de tous les candidats, puis l'abaisse par étapes, jusqu'à ce qu'un candidat se déclare preneur. Le bien est alors attribué à ce candidat « le plus offrant », à un prix de cession égal à son offre, appelé « premier prix » (les offres des autres candidats restent, dans cette procédure, inconnues).

Etape 3 : imputation des coûts pour le régulateur (ou le GRT au nom du régulateur)

Le régulateur répercute les coûts d'achat des options sur les fournisseurs en fonction par exemple de leur participation à la demande de pointe annuelle, éventuellement nette des capacités qu'ils détiendraient en propre.

Etape 4 : plafond sur les recettes des producteurs

Contrairement aux options de fiabilité, le prix de l'énergie est jusqu'à présent libre (ou limité par un plafond très élevé). Pour éviter le risque de comportement stratégique des producteurs, le régulateur calcule *ex post* chaque année les rentes inframarginales d'une centrale de pointe « de référence » qui aurait offert de l'énergie sur le marché *spot* à son coût marginal. Il déduit ces rentes des recettes de l'enchère de capacité (C'est la version Joskow [2007]).

Objectif

Comme les options de fiabilité, ce mécanisme vise principalement à assurer *ex ante* l'engagement de disponibilité des producteurs dans les périodes de tension. Le prix de capacité fourni les signaux nécessaires pour l'investissement en capacités de production et l'engagement de disponibilité des capacités vendues sur le marché de capacité est assuré grâce à l'effet contraignant de la pénalité.

Evaluation

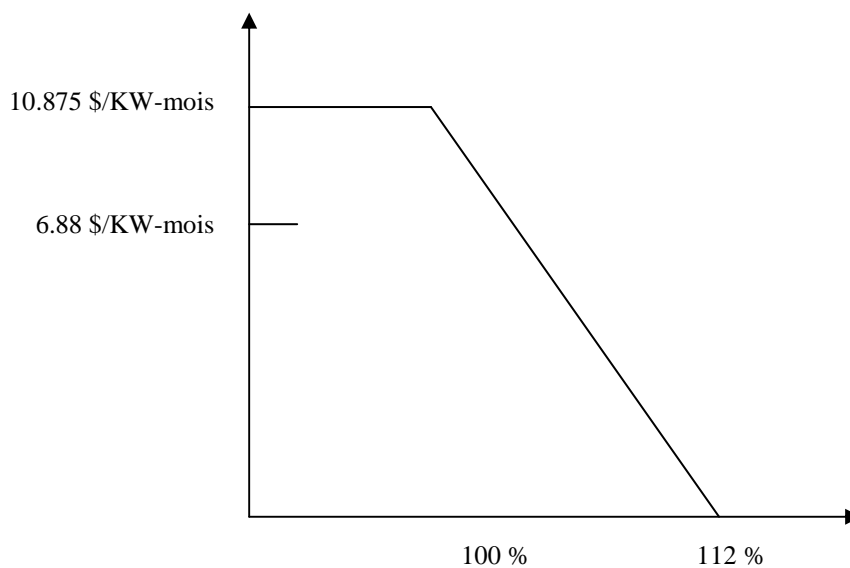
Ce mécanisme a été récemment appliqué au *New England* mais sa performance n'a été analysée ni analytiquement ni empiriquement. Les rares travaux traitant de son efficacité sont plutôt d'ordre qualitatif. Bushnell [2005] montre théoriquement que ce mécanisme respecte plusieurs critères d'efficacité d'un mécanisme incitatif. On peut noter spécialement la capacité à assurer des revenus adéquats aux producteurs et la réduction de la volatilité des prix et du problème du *free riding*. Bien que l'implémentation des marchés de capacités permette de réduire les volatilités des prix, d'éliminer le problème de *free riding* et d'assurer une rémunération supplémentaire aux producteurs, il doit s'accompagner d'une obligation à produire durant les périodes à hautes tensions. Le fait de lier la fiabilité du système uniquement au facteur de capacité installée peut induire à des résultats illusoire. Une condition qui est bien satisfaite avec l'implémentation de ce design de marché. Joskow [2007] évoque l'utilité de ce mécanisme pour faire face au problème récurrent de *missing money* via

une incorporation du coût social de la fiabilité dans le prix de marché. Bien que l'adoption de plusieurs réformes organisationnelles du design *All-Market* permette de résoudre ce problème, la lenteur de l'applicabilité de ces réformes donne plus d'avantage au marchés de capacités à terme.

4.3.3 Les obligations de capacité

Description

Dans les marchés de capacité classiques²⁹ les fournisseurs doivent se procurer des capacités de production pour un niveau qui correspond à la demande de pointe anticipée plus une marge de réserve. S'ils n'y parviennent pas ils paient une pénalité. Dès lors le prix a tendance à être soit très proche de 0 (cas d'offre de capacité de production installée suffisante pour couvrir toute la demande des fournisseurs), soit proche de la pénalité (cas d'offre insuffisante). C'est ce qui a souvent été observé. D'où la mise en place d'une fonction de demande de capacité centralisée (qui émane du GRT) de ce type (graphique 1-3):



Graphique 1-3 : Fonction de demande de capacités

Avec en ordonnée les prix pour la capacité (ici en kW-mois) et en abscisse le pourcentage de capacité achetée par rapport à la cible (demande de pointe anticipée + taux de marge).

²⁹ Tels qu'ils sont mis en place aux US.

Ces marchés de capacité classique sont aussi appelés les obligations de capacité (ICAP). En pratique, l'opérateur du système prévoit la demande de pointe sur sa zone de contrôle pour l'année à venir. Les fournisseurs (les *Load Serving Entities (LSE)* dans le contexte américain) doivent ensuite adosser³⁰ des capacités de production à minima à leur contribution anticipée à cette demande de pointe dans leur zone, accrue de la marge de capacité administrativement fixée. Un fournisseur intégré en production peut utiliser ses propres capacités pour réaliser cet adossement. Mais un fournisseur pur ou un fournisseur en déséquilibre amont-aval doit acquérir des capacités de production auprès de producteurs sur des marchés de capacité ou par des contrats bilatéraux de capacité. Les fournisseurs peuvent également utiliser leurs effacements pour réaliser cet adossement. En cas de surcapacités de production, les capacités offertes devraient être supérieures aux capacités demandées par les fournisseurs et le prix d'équilibre devrait être nul. Le prix d'équilibre devrait être strictement positif dès lors que les capacités de production sont insuffisantes, mais plafonné par le niveau des pénalités infligées aux fournisseurs qui n'adosent pas ou pas suffisamment de capacités de production à leur demande de pointe anticipée. En effet, les fournisseurs doivent être en mesure de prouver leur adossement au gestionnaire du marché, et dans le cas d'adossements insuffisants par rapport à la demande anticipée, ils sont soumis à une pénalité fixée administrativement *ex ante*. Cette pénalité est d'autant plus forte que la zone de contrôle du fournisseur manque de capacités de production.

Il existe des marchés de capacité à différents horizons temporels, ne serait-ce que pour permettre à un fournisseur dont le portefeuille de clients change d'acheter ou de vendre des capacités en fonction.

Objectif

Pour les producteurs, en plus de leurs ventes d'énergie, ce mécanisme permet de valoriser leurs capacités de production installées diminuées d'un coefficient d'indisponibilité fortuite fixé administrativement. Cette valorisation s'effectue à un prix élevé lorsque l'équilibre offre-demande anticipé est tendu, signalant aux producteurs un besoin de nouvelles capacités.

³⁰ Il s'agit bien d'adossement et non pas d'une couverture financière puisque par cette opération les fournisseurs ne s'assurent pas un prix d'achat à terme d'énergie, mais s'assurent d'une quantité d'énergie *a priori* suffisante pour couvrir leur demande de pointe. Cette énergie doit ensuite être achetée.

Si le marché de l'énergie est en situation de pénurie ou quasi-pénurie d'offre, l'opérateur du système peut imposer aux producteurs qui ont vendu des capacités de production d'offrir l'énergie correspondante sur le marché organisé de l'énergie. Autrement dit, l'achat par les fournisseurs de capacités de production donne le droit à l'opérateur du système à demander aux producteurs d'offrir l'énergie correspondante sur les marchés³¹, contre une rémunération au prix de marché. Ce qui est vendu sur les marchés bilatéraux et organisés de capacité sont donc des engagements des producteurs à offrir de l'énergie sur les marchés d'énergie à la demande du gestionnaire de marché, à un prix qui n'est pas défini à l'avance.

Evaluation

Les marchés de capacité sont mis en œuvre dans certaines zones des Etats-Unis, PJM³², New York et la Nouvelle Angleterre. Bien que l'autorité de régulation fédérale souhaite harmoniser les réglementations relatives aux marchés de capacité, des différences subsistent entre ces zones.

Les trois zones se distinguent notamment par le niveau de pénalités encourues en cas de non respect de l'obligation d'adossement, niveau qui est souvent variable en fonction de la raison de ce non respect. Elles se distinguent également par le niveau de pénalités en cas de non disponibilité des producteurs qui ont vendu des capacités de production.

Une autre différence tient à la représentation de la demande de capacités par les fournisseurs. A PJM par exemple, les fournisseurs doivent adosser des capacités de production à leur contribution à la puissance de pointe de la période considérée (la pointe ayant généralement lieu en été) avec une certaine marge de capacité. Leurs obligations d'adossement se traduisent donc par des demandes de capacité inélastiques aux prix, qui sont seulement plafonnés par les pénalités encourues en cas de non respect des obligations d'adossement. Les possibilités d'effacement de clients sont considérées (sous certaines contraintes techniques) comme des capacités de production mises à disposition des fournisseurs pour réaliser leur adossement. La Nouvelle Angleterre a adopté une réglementation similaire sur ce point.

³¹ Sauf cas de force majeure.

³² Le PJM pool est un accord multilatéral entre les principales utilités de Pennsylvanie, du Maryland, du New Jersey, de la Virginie et du *District of Columbia* aux Etats Unis.

La zone New-York utilise par contre une courbe de demande élastique pour lisser les prix de marché des capacités. Cette courbe de demande, fixée par l'opérateur système, permet, au delà d'un niveau minimal d'obligations, de payer davantage pour les capacités dans les périodes très tendues et de payer un prix positif, même faible, quand il n'y a pas pénurie. Le prix des capacités serait donc moins volatile dans ce type de système que dans le cadre d'un marché de capacités classique. Cela permet également de limiter le potentiel de pouvoir de marché sur le marché de capacité.

Ces trois marchés de capacité se distinguent également par leur périodicité : pluri-mensuels, mensuels et journaliers à PJM, pluri-mensuels et mensuels à New-York, deux enchères à horizon mensuel en Nouvelle Angleterre. Dans une zone avec une concurrence sur le marché de détail, il faut sans doute envisager un marché journalier.

Enfin une autre différence entre ces marchés tient au degré de prise en compte des congestions ; ainsi New York a mis en place trois marchés de capacité pour trois zones séparées par des contraintes considérées comme structurelles.

Selon De Vrie [2004], dans un système électrique intégré, les mécanismes dans le quel le volume des capacités échangés est régulé ou directement contrôlé par les consommateurs est le plus efficace en terme de réduction des cycles d'investissement. Les ICAP dans le système PJM en sont l'exemple. Cependant, dans des systèmes décentralisés, il perd de robustesse à cause de l'interconnexion entre les systèmes. La hausse des prix dans les systèmes contingents se répercutent directement sur les prix des marchés locaux. Lijesen [2003] et Bushnell [2005] soulèvent une limite majeure de ce mécanisme. Bien qu'il incite à investir d'une manière adéquate dans le système, au moins une quantité qui correspond à la capacité de réserve requise par l'OS, l'équilibre entre offre et demande n'est pas toujours assurée, surtout en périodes de tension. L'exemple américain en témoigne.

4.4 Conclusion de la section

L'objectif de cette section a été de caractériser les propriétés en matière d'incitations aux investissements en capacités de production d'électricité, des plusieurs mécanismes d'incitation aux investissements. Nous avons distingué trois catégories de mécanismes : la solution « *All-Market* », les mécanismes non marchands et les mécanismes marchands. La solution « *All-Market* » a montré ses limites face aux imperfections des marchés électriques, notamment face à l'aversion aux risques des investisseurs et la passivité des consommateurs.

Garantir la fiabilité du système dans le long terme peut être réalisé en faisant appel à un mécanisme non marchand. Les appels d'offres par l'opérateur du système, la contractualisation des réserves stratégiques, l'achat des unités de pointe par l'opérateur du système et les paiements de capacités, constituent les mécanismes non marchands les plus importants. Ces mécanismes requièrent une politique plus ou moins interventionniste de l'opérateur du système afin de garantir la fiabilité. Cette intervention constitue la majeure critique qu'on peut formuler à leur égard. Cela va aussi à l'encontre des objectifs fondamentaux de la déréglementation des marchés électriques. C'est pour cela des mécanismes marchands ont été proposés. Nous nous sommes intéressés aux options de fiabilité, aux marchés de capacité à terme et aux obligations de capacités. Ils reposent essentiellement sur l'établissement d'un ou plusieurs marchés déréglementés par déterminer le coût et la quantité de la fiabilité requise. Outre l'assurance de fournir les signaux nécessaires pour inciter à investir, les deux premiers garantissent aussi un engagement de production et que les quantités vendues sur les marchés du mécanisme soient disponibles en périodes des tensions.

La revue de littérature présentée dans cette section sur ces mécanismes est plutôt d'ordre qualitatif, notamment en ce qui concerne les mécanismes marchands. Toutes les recherches entreprises dans ce domaine visent principalement à étudier l'efficacité d'un mécanisme soit théoriquement, soit par le biais d'un modèle simplifié qui néglige l'aspect concurrentiel et ses répercussions sur les choix d'investissement et de production dans le long terme. Par ailleurs, aucune recherche n'a tenté de modéliser les mécanismes dit marchands – les options de fiabilité et les marchés de capacités à terme- et de questionner leur efficacité dans la pratique. Cela constituera l'apport majeur de cette thèse où nous essayerons d'apporter des éléments de réponse sur l'efficacité, dans le long terme, des mécanismes d'incitation aux investissements, notamment pour les mécanismes marchands. Réaliser cet objectif nécessite de définir tout d'abord les éléments importants pour évaluer correctement les mécanismes. Pour cela, nous nous plaçons dans un contexte de long terme. L'évaluation des mécanismes reposera sur les critères suivants : 1) leurs capacités à inciter aux investissements adéquats ; 2) les coûts liés à leur implémentation ; 3) Leurs effets sur les prix de marché ; 4) Leurs capacités à réduire le pouvoir de marché ; et 5) le comportement des agents participant aux mécanismes.

Ensuite, la prise en compte de ces critères dans l'évaluation des mécanismes nécessite le choix des techniques de modélisation et les méthodes les plus robustes. Dans le chapitre 2, nous mobilisons la théorie des options réelles et la méthode de la programmation dynamique

stochastique pour comparer deux mécanismes marchands – les options de fiabilité, les marchés de capacité à terme dans une version proche des obligations de capacités- à la solution *All-Market*, dans un contexte d'investisseur unique sur le marché. Dans le chapitre 3, nous supposons une structure de marché concurrentielle. Nous faisons appel donc à la méthode de problème à complémentarité et la programmation dynamique pour résoudre le modèle et comparer les mécanismes. Notons que le mécanisme de paiement de capacité sera aussi étudié dans ce chapitre. Finalement, dans le chapitre 4, il s'agit de s'intéresser surtout aux comportements individuels des producteurs et dans le mécanisme et dans le marché d'énergie. C'est pour cela nous ferons appel à la méthode de l'économie expérimentale.

Le choix des mécanismes à traiter dans cette thèse est motivé par les facteurs suivants. Premièrement, nous essayerons de comparer entre les mécanismes les plus importants de chaque catégorie : la solution *All-Market*, les paiements de capacité en tant que mécanisme non marchand et les options de fiabilités et les marchés de capacité à terme en tant que mécanismes marchands. Ces deux derniers n'ont jamais été modélisés dans la littérature. Ils visent à remédier à certaines inefficiences des autres mécanismes, inefficiences théoriques et/ou observées. Ils constituent en ce sens une solution intéressante pour les autorités publiques. Il s'agit aussi des mécanismes les plus complexes et dont la mise en œuvre est la plus difficile. Ce sont des mécanismes qui reposent sur une coordination par les marchés. A l'exception de la solution « *All-Market* », les autres mécanismes non marchands sont plus proches d'une logique de subvention.

Deuxièmement, les mécanismes non marchands reposant principalement sur l'intervention directe de l'opérateur du système seront négligés. Le retour d'expérience et les nombreuses études sur ces mécanismes montrent déjà leurs inefficiences (cf. section 4-2).

Section 5 : Conclusion du chapitre

Ce chapitre a donné une vision générale des systèmes électriques et de leurs caractéristiques propres. Les trois maillons de la chaîne de fourniture de l'électricité ont été analysés : la production, le transport et la consommation. La production fait appel à des sources de technologies diverses. Leur diversité concerne notamment leurs structures de coût, leurs délais de construction et leurs flexibilités. L'acheminement de l'électricité des centrales de production aux consommateurs se réalise via un réseau de transmission. Un équilibre entre l'offre et la demande à chaque point de la grille est assuré par l'opérateur du système. Finalement, la consommation d'électricité est caractérisée par ses fortes fluctuations cycliques, son inélasticité aux prix à court terme et sa volatilité.

Etant donné les facteurs technico-techniques du système électrique, un niveau de coordination très élevé est exigé pour bien exploiter le système. Historiquement, la forme organisationnelle la plus adoptée était une entreprise verticalement intégrée, qui veillait à minimiser les coûts de production dans le respect des contraintes du système. Les caractéristiques de la fonction de distribution de l'électricité et la complexité de la coordination de la production et la distribution rendait difficile l'éventualité d'une déréglementation du système électrique. Jusqu'à nos jours, tous les maillons du système électrique demeurent gérés par des monopoles naturels, sauf la fonction de production. En effet, depuis une vingtaine d'années, la production d'électricité s'ouvre de plus en plus à la concurrence, dans la quasi-totalité des pays au monde. Le progrès technologique dans la plupart des pays a simplifié la coordination dans le court terme des deux fonctions de production et de distribution. De plus, les économies d'échelle, qui étaient considérées un des facteurs en faveur du monopole naturel, ne sont plus suffisamment élevées pour justifier encore cette structure. Comme la production est le seul maillon ouvert à la concurrence, nous avons présenté l'architecture des marchés électriques dans un système déréglementé. Nous avons distingué les contrats de long terme entre producteurs et consommateurs, les marchés *forward* qui se réalisent des heures ou des jours avant la transaction effective et qui ont un caractère purement financier et les marchés du temps réel ou *spot* dans lequel se réalise l'échange effectif de l'électricité.

Après avoir présenté un exemple d'exploitation optimal dans un marché *spot* d'électricité, on s'est concentré sur la question de fiabilité du système électrique. La fiabilité considère deux attributs : la sécurité et l'adéquation. La sécurité est une issue de court terme

et concerne les opérations de stabilité du système. Elle possède les caractéristiques d'un bien public (Oren [2003]) et doit rester du domaine de l'opérateur du système. Cependant, l'adéquation ou la fiabilité du système électrique dans le long terme reposent principalement sur les décisions d'investissement des producteurs. Le design de marché mis en place doit fournir, en permanence, les signaux nécessaires pour inciter aux investissements adéquats. Oren [2003] montre que c'est un bien privé. Elle peut donc être assurée via des mécanismes de marché. Face à la multiplicité des imperfections des marchés électriques, cette question reste sans issue claire et aucun consensus académique n'existe actuellement en la matière. Tout de même, l'unique consensus porte sur l'urgence d'application d'un mécanisme d'incitation aux investissements. Nous avons présenté les différents mécanismes qui ont été appliqués et/ou proposés. Nous les avons regroupés dans trois catégories : la solution « *All-Market* », les mécanismes marchands tel que les appels d'offres par l'opérateur du système, la contractualisation des réserves stratégiques, l'achat des unités de pointe par l'opérateur du système et les paiements de capacités, et les mécanismes marchands, notamment les options de fiabilité, les marchés de capacité à terme et les obligations de capacité. La revue de littérature et le retour des résultats sur l'ensemble de ces mécanismes montrent l'intérêt vers les mécanismes marchands. Ils reposent sur la coordination des marchés et dans lesquels l'intervention de l'opérateur système est très limitée. Cependant, l'efficacité des mécanismes marchands n'a été démontrée que d'une manière qualitative. Nous consacrons donc le reste de la thèse à l'étude empirique de ces mécanismes. La comparaison de l'efficacité relative de ces mécanismes s'effectuera sur la base de la modélisation et de l'économie expérimentale.

Introduction	65
Section 1 : Analyse dynamique des choix d'investissements	67
1.1 Analyse dynamique des choix d'investissements dans un environnement certain	67
1.2 Analyse dynamique des choix d'investissements dans un environnement incertain ...	71
1.3 Littérature sur la planification des nouveaux investissements en capacités de production d'électricité	79
1.4 Conclusion de la section	86
Section 2 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements	88
2.1 Modèle d'investissement dynamique et déterministe.....	88
2.2 Modèle d'investissement dynamique et stochastique.....	101
2.3 Conclusion de la section	105
Section 3 : Simulations numériques et discussion	107
3.1 Les paramètres des simulations	107
3.2 Résultats : Etude déterministe	108
3.3 Résultats : Etude stochastique	119
3.4 Conclusion de la section	123
Section 4 : Conclusion du chapitre	126

Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à la question d'adéquation des capacités de productions d'électricité dans l'industrie électrique. Face à l'échec du marché d'énergie déréglementé à fournir les signaux nécessaires pour inciter aux investissements adéquats, l'introduction d'un mécanisme incitatif additionnel pourrait proposer les meilleurs remèdes.

Nous traitons deux mécanismes d'incitation aux investissements dans l'industrie électrique, qui sont les options de fiabilité et le marché de capacité à terme avec une version proche des obligations des capacités. Ils requièrent l'introduction d'un marché additionnel au marché d'énergie. Par ailleurs, ils sont comparé au cas de référence, le « *All-Market* », une solution qui suppose un marché électrique unique. Nous adoptons des modèles à un seul agent permettant de modéliser le fonctionnement du marché électrique pour chaque mécanisme étudié.

La modélisation entreprise dans ce chapitre vise principalement à répondre aux questions suivantes : l'implémentation d'un mécanisme incitatif marchand permet-elle d'assurer la fiabilité du système électrique ? Lequel assure des coûts faibles aux consommateurs ? La capacité à réduire les manipulations des prix du marché constitue un troisième critère d'évaluation des mécanismes. On étudie enfin comment la différence entre les technologies de production en termes de structure de coûts et de délai de construction pourrait affecter les choix optimaux d'investissement et la fiabilité du système.

La comparaison entre ces designs de marché repose sur une étude quantitative avec l'élaboration d'un modèle dynamique et stochastique pour chaque solution de marché. Les modèles sont à choix et à temps discret. Nous supposons la présence sur le marché d'un nouvel entrant ayant un droit exclusif d'investir dans le système, qui décide annuellement de son investissement en capacités productives. Les autres producteurs sont supposés détenir une capacité existante, sans possibilité d'investir dans le système, qui l'offre sur le marché d'électricité. L'interaction stratégique est ignorée dans ce chapitre et fera l'objet du chapitre suivant. La prise en compte des autres producteurs sert uniquement au calibrage des modèles, à la détermination des prix du marché et au calcul de la fiabilité du système. Le nouvel entrant est face à deux décisions annuelles : une décision d'investissement et une décision de production. L'implémentation d'un mécanisme incitatif implique une troisième décision qui concerne la participation aux marchés des mécanismes.

Etant donné l'environnement de marché, nous distinguons deux types d'étude. Dans un premier temps, on effectue une étude déterministe qui suppose un environnement du marché certain. La méthode de la programmation dynamique est appliquée pour la détermination des stratégies optimales du nouvel investisseur. Ensuite, nous introduisons une incertitude sur l'évolution de la demande future d'électricité et sur le prix du combustible. Nous faisons appel à la théorie de l'investissement et principalement à la théorie des options réelles pour évaluer numériquement les différentes solutions de marché étudiées. La méthode de la programmation dynamique stochastique est adoptée pour la résolution des modèles.

Les résultats de l'étude montrent que le mécanisme des options de fiabilité est le plus efficient en termes de coût. Il assure des investissements adéquats dans le système électrique et réduit les possibilités de manipulation de prix du marché. Avec les options de fiabilité, les technologies les plus compétitives en termes de coût sont choisies lors de l'investissement. En revanche, le mécanisme de marché de capacité à terme, tel qu'il est défini dans cette étude, favorise les technologies à faibles délais de construction. Finalement, la prise en compte de l'incertitude et la variation des conditions du marché, tel que la tarification du CO₂, affectent les stratégies d'investissement sans influencer l'efficacité du mécanisme des options de fiabilité.

Ce chapitre est organisé comme suit. Dans la première section, nous présentons les hypothèses générales des études déterministes et stochastiques et montrons la méthode de résolution mobilisée à savoir la programmation dynamique et le mode d'évaluation du projet d'investissement en présence d'incertitude qui consiste à la théorie des options réelles. Nous finissons la section par une revue de littérature sur la planification des nouveaux investissements en capacités de production d'électricité. Ensuite, dans la deuxième section, nous détaillons les modèles dynamiques des mécanismes traités pour les études déterministe et stochastique. On montre dans la troisième section les résultats des simulations numériques effectuées sur la base des données du marché d'électricité Français. Enfin la section 4 conclut le chapitre.

Section 1 : Analyse dynamique des choix d'investissements

L'implémentation d'un mécanisme d'incitation aux investissements vise à corriger les lacunes constatées des marchés électriques en termes de fiabilité du système dans le long terme³³. Le chapitre précédent a permis d'établir une évaluation théorique des différents mécanismes qu'on peut mettre en place. Le retour d'expérience et les recherches entreprises en la matière montrent plusieurs inefficiences théoriques et/ou observées des mécanismes dits non marchands. Il a été suggéré que l'implémentation d'un mécanisme marchand peut apporter les remèdes nécessaires à ces inefficiences. Cependant, ces mécanismes, notamment les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme, n'ont pas été mis en œuvre ni étudiés d'une manière quantitative. Nous consacrons donc ce chapitre à la formulation d'un premier essai de modélisation de ces mécanismes.

Nous étudions donc trois solutions de marché à savoir les options de fiabilité, les marchés de capacités à terme avec une version proche du mécanisme des obligations de capacités et le cas de référence, le *All-Market*.

Etant donné l'environnement de marché, nous effectuons deux types d'étude. Dans un premier temps, on présente une étude déterministe qui suppose un environnement du marché certain. Ensuite, nous introduisons l'incertitude sur l'évolution de la demande future d'électricité et sur le prix du combustible.

Avant d'exposer la modélisation de ces mécanismes, nous présentons dans cette section les hypothèses relatives à chaque étude, les méthodes de résolution mobilisées des modèles et une revue de littérature sur la planification des nouveaux investissements en capacités de production d'électricité dans le long terme.

1.1 Analyse dynamique des choix d'investissements dans un environnement certain

L'étude déterministe vise principalement à effectuer un premier essai de modélisation des mécanismes marchands d'incitation aux investissements, notamment les options de fiabilités. Le mécanisme des marchés de capacités à terme est traité dans ce chapitre sous une version proche du mécanisme des obligations de capacité, qui est déjà analysé analytiquement

³³ Par fiabilité du système électrique dans le long terme, nous considérons uniquement la question de l'adéquation.

dans la littérature. Nous essayons de présenter un modèle qui permet la prise en compte de la dynamique entre les choix d'investissement, de production et éventuellement de l'engagement de production, dans une planification de long terme. Nous négligeons dans un premier temps l'incertitude afin de pouvoir étudier plusieurs aspects liés à cette planification, difficiles à contrôler dans un contexte incertain. Il s'agit de la relation entre décision d'investissement et choix technologiques, et de la capacité à proposer une anticipation certaine de l'investissement optimal dans l'industrie.

Nous allons présenter dans cette sous-section les hypothèses générales relatives à cette première étude et la méthode de résolution mobilisée. Le but de cette sous-section est de montrer brièvement le contexte de la modélisation avant de la présenter en détail dans la section 2.

1.1.1 Hypothèses générales de l'étude déterministe

Nous allons présenter les hypothèses conjointes à la modélisation des trois solutions de marchés étudiées. On s'intéresse spécialement à la nature des modèles développés, les choix technologiques et de définir les périodes, les étapes de décisions et la rémunération totale de l'investisseur.

1.1.1.1 Modèle à un seul agent

On suppose qu'il existe sur le marché un nouvel investisseur ayant un droit exclusif d'investir dans le système. Il agit comme un nouvel entrant et décide annuellement la capacité à investir dans le système et la quantité à produire sur le marché. Les producteurs existants sont représentés uniquement par leur capacité installée, qui est supposée exogène. Leur interaction stratégique avec l'acteur principal –le nouvel investisseur- est ignorée dans ce chapitre et fera l'objet du chapitre suivant. Ce chapitre vise principalement à traiter l'efficacité des mécanismes à inciter les nouveaux entrants à investir dans le système. C'est pour cela nous ignorons les autres acteurs du marché.

1.1.1.2 Choix technologiques

Le nouvel investisseur peut investir dans deux types de technologie (*i*). Ces technologies diffèrent par leurs structures de coût et leurs délais de construction. La première a un coût variable faible mais requiert des coûts d'investissements et un délai de construction

élevés. Par contre, la deuxième exige des coûts variables élevés mais des coûts d'investissement et un délai de construction modérés

1.1.1.3 Périodes et étapes de décisions

La durée de planification est finie (N) et définie en termes de périodes (k). Il existe potentiellement trois étapes de jeu selon le mécanisme implémenté :

Etape investissement

L'étape investissement opère au début de chaque période. Cette décision est définie comme un choix discret. L'investisseur décide annuellement la capacité à investir dans le système et le type de la technologie ($u_{k,i}$).

Le délai de construction de la nouvelle capacité installée constitue une variable importante à prendre en compte lors des décisions d'investissement. Le choix d'investissement affecte les décisions de productions futures à partir de la disponibilité effective de la nouvelle capacité, c'est-à-dire à la fin du délai de construction. Enfin, afin de réduire les scénarios d'investissement possibles, on suppose qu'une fois la décision d'investissement est prise, la décision suivante ne pourra être entreprise qu'une fois fini le délai de construction de la dernière décision.

Etape production

Chaque période, l'investisseur décide de sa quantité de production. Cette décision est contrainte par le niveau de capacité installée de l'investisseur et par la suite de ses décisions d'investissement prises dans le passé. Par ailleurs, la décision de production est un choix discret. Pour déterminer la quantité optimale offerte sur le marché, on suppose la divisibilité de la capacité de production de l'investisseur en différents blocs et qu'il offre sur le marché uniquement la quantité maximisant son profit de la période.

Etape mécanisme

Lorsque l'on implémente un mécanisme d'incitation aux investissements, la production de l'investisseur sera contrainte aussi par son engagement dans l'étape mécanisme, qui se rajoute aux étapes de production et d'investissement.

Cette étape de marché propre au mécanisme est implémentée, périodiquement, une année avant que l'engagement de production ne soit effectif. Elle est aussi contrainte par son

niveau de capacité installée. Les hypothèses spécifiques sur le déroulement des mécanismes marchands seront détaillées dans la section 2.

1.1.1.4 Rémunération de l'investisseur

Dans le cas de référence – le *All-Market*-, les rémunérations de l'investisseur proviennent uniquement de ces ventes sur le marché d'électricité. Dans le cas contraire, il reçoit une rémunération annuelle supplémentaire issue du mécanisme incitatif.

En résumé, le jeu global est défini ainsi : à chaque période (année), le nouvel investisseur détermine la capacité à ajouter dans le système et le type technologique. Il décide ensuite la quantité d'engagement de production dans l'étape mécanisme, si un mécanisme marchand est implémenté. Ce choix est contraint par sa capacité de production disponible dans la période future. Finalement, il décide à chaque période son niveau de production, contraint aussi par le niveau de sa capacité installée et de son engagement de production effectué à la période précédente. Le calcul des stratégies optimales de l'investisseur sur toute la période de planification requiert l'usage de la méthode de la programmation dynamique que nous définissons dans le paragraphe suivant.

1.1.2 Méthode de résolution : la programmation dynamique à choix discrets

La théorie de la programmation dynamique est introduite par Richard Bellman³⁴. Elle permet de résoudre tout problème d'optimisation dont la fonction objectif se décrit comme la somme de fonctions monotones non-décroissantes des ressources. Concrètement, cela signifie que l'on va pouvoir déduire la solution optimale d'un problème à partir d'une solution optimale d'un sous problème³⁵. On commence d'habitude par les sous problèmes les plus petits et on remonte vers les sous problèmes de plus en plus difficiles. Elle est basée sur la méthode de récurrence à rebours et la résolution débute par la fin de la période de planification en recherchant l'équilibre pour chaque sous-jeu. Après résolution de la dernière étape du jeu répété, il s'agit de remonter par résolution successive jusqu'à la première étape du jeu.

Les modèles développés dans ce chapitre, visant à déterminer le choix optimal d'investissement du nouvel investisseur pour chaque design de marché étudié, adoptent cette

³⁴ Bertsekas, "Dynamic Programming and Optimal Control" [2000].

³⁵ Dans une séquence optimale (de décisions ou de choix), chaque sous séquence doit aussi être optimale. Un exemple de ce type de problème est le plus court chemin entre deux sommets d'un graphe.

technique de résolution pour la recherche de la stratégie optimale d'investissement. Dans cette étude, l'investisseur détermine dans chaque période de l'horizon temporel la capacité à investir dans le système et la technologie à choisir. Pour résoudre le problème, on détermine tous les scénarios d'investissement possibles et les profits de l'investisseur respectifs sur l'horizon temporel. La trajectoire optimale d'investissement sera celle qui assure le profit le plus élevé à l'investisseur.

Rappelons le que l'analyse présentée ici est analytique. Nous optons pour un horizon temporel discret et pour des variables de décision discrètes. Ces hypothèses justifient l'usage de la programmation dynamique discrète et assurent une formulation plus flexible et détaillée du problème d'investissement. Par ailleurs, l'hypothèse de la discrétisation rend possible la représentation du délai de construction des technologies investies. Excepté l'incapacité à fournir des résultats théoriques, comme c'est le cas avec une programmation dynamique continue, ce type de programmation demeure alors le plus approprié pour notre modélisation.

Nous avons présenté dans cette sous section les hypothèses générales relatives à l'étude déterministe et la méthode de résolution utilisée pour résoudre les modèles des mécanismes d'incitation aux investissements qui seront développés dans la section 2. Nous présentons maintenant les hypothèses relatives à l'étude stochastique, la manière d'évaluation du projet d'investissement dans un environnement incertain et la méthode de résolution mobilisée.

1.2 Analyse dynamique des choix d'investissements dans un environnement incertain

La prise en compte de l'incertitude dans la planification des nouveaux investissements dans l'industrie électrique modifie largement la manière avec laquelle les projets d'investissements sont évalués. En effet, quand les rémunérations futures issues du projet d'investissement sont anticipées d'une manière certaine, les stratégies optimales d'investissement peuvent être déterminées simplement par la comparaison entre la rémunération totale espérée et actualisée du projet, pour chaque stratégie d'investissement possible. La décision d'investissement optimale est aussi connue d'une manière certaine. Il s'agit en effet soit d'investir soit de ne pas investir. Cependant, l'incertitude rajoute une option essentielle au décideur qui est la possibilité de retarder ses choix d'investissements en espérant une évolution favorable de l'incertitude. Il s'agit de tenir en compte de l'opportunité d'attendre une amélioration favorable de l'environnement de marché avant d'investir. La

flexibilité des décisions d'investissement est un élément important à prendre en considération lors de l'évaluation d'un projet d'investissement dans un environnement incertain. Cela constituera l'objet de la deuxième étude présentée dans ce chapitre.

On commence cette sous-section par la présentation des hypothèses générales de l'étude stochastique, en raisonnant à la marge par rapport à l'étude déterministe. On montre ensuite la spécificité de l'évaluation des projets d'investissement dans un environnement incertain et la nécessité de faire appel à des techniques plus sophistiquées comparées à un environnement certain. On termine par la présentation de la méthode de résolution des modèles de cette étude.

1.2.1 Hypothèses générales de l'étude stochastique

Bien que l'étude déterministe vise à étudier les mécanismes d'incitation aux investissements par la recherche de la trajectoire optimale d'investissement du nouvel investisseur sur un horizon temporel fini, le *timing* optimal des investissements est le critère de comparaison entre les mécanismes dans l'étude stochastique (cf. ci-dessous).

On reprend les mêmes hypothèses de l'étude déterministe sauf en ce qui concerne, l'environnement de l'étude, les choix technologiques et le nombre d'investissements possibles sur la période de planification. Cette fois-ci, le niveau de la demande d'électricité et les prix du combustible sont deux variables d'incertitude. Par ailleurs, l'investisseur ne peut investir qu'une seule fois et dans un seul type de technologie dans toute la période de planification. Cette hypothèse est purement simplificatrice. L'incertitude introduite ici augmente considérablement le nombre d'états de la nature dans l'horizon temporel de l'étude. Ce qui rend plus complexe la résolution des modèles développés sans la relaxation de ces hypothèses.

L'évaluation des investissements en présence d'incertitude fait souvent appel à des méthodes plus sophistiquées par rapport à un contexte certain. La théorie des options réelles sera considérée dans ce chapitre comme la méthode d'évaluation. Nous la définissons dans la sous-section suivante et montrons l'intérêt de la méthode par rapport aux autres techniques d'évaluation.

1.2.2 Evaluation des investissements dans un environnement incertain : la théorie des options réelles

Investir dans un système électrique incertain peut être considéré comme une opportunité d'investissement dans l'avenir. Les nouveaux investisseurs se posent généralement la question de savoir s'il faut acquérir immédiatement une forte capacité de production ou bien conserver une certaine flexibilité en pratiquant un investissement progressif, tout en conservant les options de croissance dans l'avenir. C'est vrai que les producteurs d'électricité réalisent des économies d'échelle en construisant une grande centrale au lieu de plusieurs petites unités, ce qui permet de réduire le coût moyen unitaire tout en augmentant la rentabilité. Mais, d'un autre côté, il peut être intéressant d'échelonner les dépenses, en investissant avec une certaine fréquence en cas de nécessité. En effet, le choix de la flexibilité peut être bénéfique aux investisseurs pour plusieurs facteurs. Premièrement, un investissement en capacité de production d'électricité est en partie irrécupérable. Cette irréversibilité exige alors que les décisions d'ajout de nouvelles capacités s'effectuent sur la base d'une anticipation efficace de l'évolution future de la demande. En effet, un investissement considérable en capacité de production peut provoquer des coûts d'opportunité importants si la demande baisse ultérieurement et l'investisseur se trouve en position de surcapacité. Deuxièmement, la nécessité d'une durée de construction, qui varie de 2 à 7 années, pour que l'ajout de la nouvelle capacité soit effectif. L'investisseur doit anticiper d'avance les conditions futures du marché au moment de la décision d'investissement. Finalement, l'irrégularité des précipitations et l'incertitude sur le prix d'électricité, sur la demande et le niveau de risque élevé donnent de l'intérêt à la flexibilité des décisions d'investissements, en incitant les investisseurs à adapter leurs décisions aux circonstances du marché.

La prise en compte de ces facteurs requiert de considérer un projet d'investissement comme une option. Cette configuration trouve son essence dans la théorie des options réelles. Elle trouve ses origines dans les travaux de Myers [1977] et Kester [1984] qui reposent sur une analogie conceptuelle entre les opportunités d'investissement dans l'avenir et une option européenne d'achat sur action³⁶. Une opportunité d'investissement dans des actifs réels dans l'avenir (une centrale électrique par exemple), peut être considérée comme une option d'achat sur un marché financier. Le coût de l'investissement représente le prix d'exercice de l'option.

³⁶ Une option d'achat donne le droit à l'acheteur (et non l'obligation) d'acheter un actif, à un prix fixé d'avance, (le prix d'exercice) à, ou avant, une date donnée (l'échéance).

La valeur de l'option (le projet support) correspond à la valeur actuelle des *cash-flows* augmentée des nouvelles opportunités de croissance. L'échéance à maturité correspond au temps nécessaire avant la disparition de cette opportunité. Cette méthode corrige les défaillances de la méthode de la valeur actuelle nette (VAN)³⁷ qui ignore quatre aspects importants : la flexibilité des investissements, la dynamique, la possibilité de retarder la décision d'investissement et toutes les sources de bénéfices immatériels.

Tout projet d'investissement est considéré alors comme une option dont la valeur provient de deux sources : premièrement, la valeur actuelle nette statique du projet calculée si le projet est entrepris immédiatement. Deuxièmement, la valeur des flexibilités managériales (cf. ci-dessous) qui évolue due à l'incertitude et au risque future qui affectent la valeur du projet. La flexibilité managériale est définie par les options de modifier l'échelle d'exploitation, d'abandonner le projet, de modifier l'input ou l'output tout au long le projet et l'incertitude sur le coût futur du capital (Trigeorgis [1997]). Tous ces facteurs peuvent interagir en créant de la valeur, d'où la nécessité de la prise en compte de l'incertitude et de la dynamique pour une évaluation optimale d'un projet d'investissement.

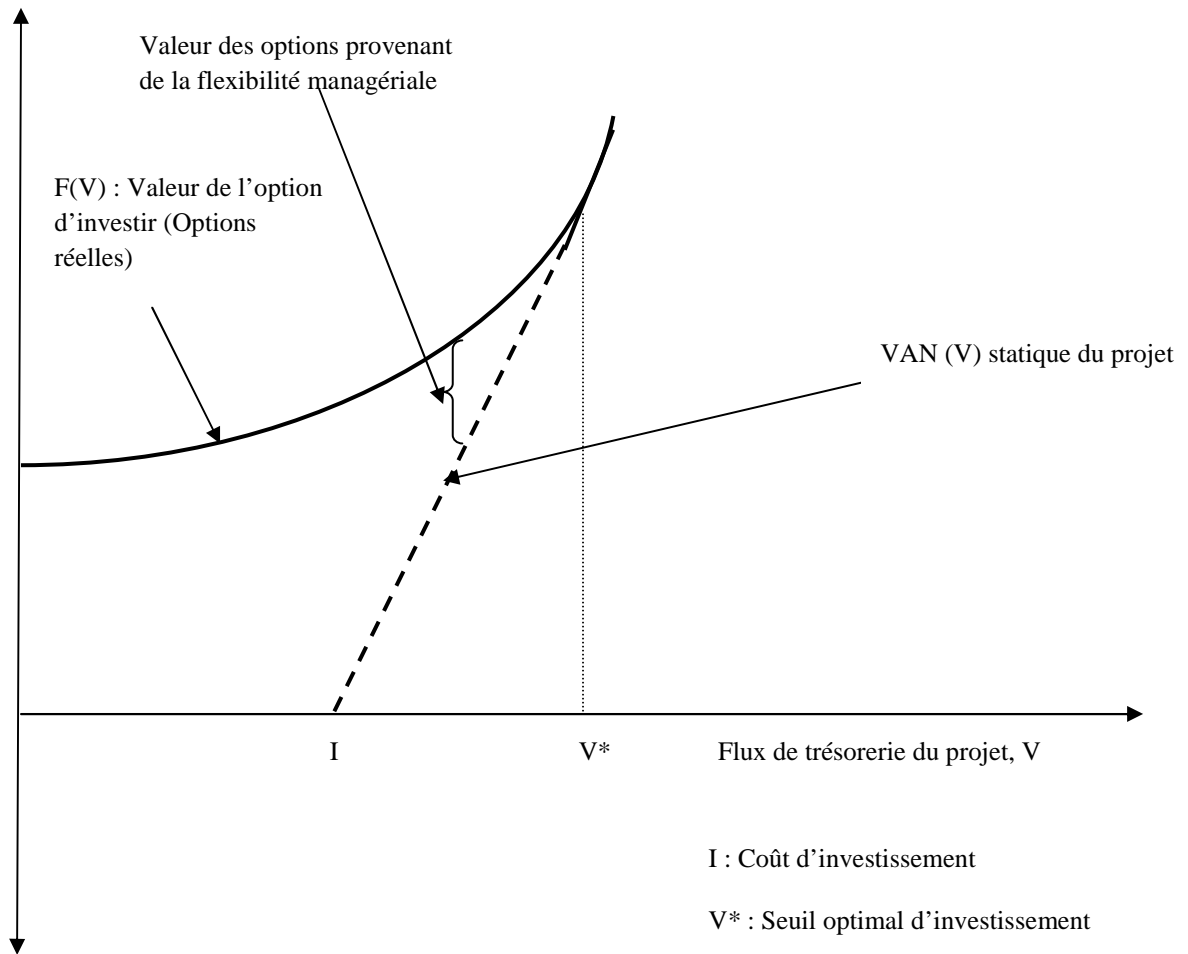
Au total, la valeur d'un projet d'investissement est déterminée par la relation suivante (Botterud [2003]) :

$$\text{Valeur totale d'un projet d'investissement} = \text{La VAN statique} + \text{Valeur des options provenant de la flexibilité managériale}$$

³⁷ Elle consiste à déterminer la valeur d'un projet en fonction de ses cash-flows espérés et un projet ne pourra pas être entrepris que si la différence entre le montant des flux de trésorerie escomptés, espéré de l'investissement, et le montant qui est investi au commencement est positif.

Graphiquement,

Valeur Actuelle Nette du projet



Graphique 2.1 : Evolution de la valeur total d'un projet d'investissement dans un environnement incertain

Si on se base sur la méthode de la VAN, il est optimal d'investir dès que la VAN du projet est positive, c'est-à-dire quand la somme des cash-flows futurs dépasse le coût total d'investissement ($V > I$). Cependant, V est incertaine et peut changer favorablement dans le futur. Au point I , la valeur de l'option d'investir, $F(V)$, est supérieure à la valeur de la VAN statique. La différence entre $F(V)$ et V est la valeur des options provenant de la flexibilité managériale. L'investissement n'est optimal qu'au point V^* , c'est-à-dire quand $F(V)$ est égale à V . A ce point, il n'y a aucun intérêt à retarder la décision d'investissement et d'attendre un changement favorable des conditions du marché dans le futur pour augmenter la valeur du projet.

1.2.3 Intérêt de la méthode des options réelles pour l'étude stochastique

La présence de l'incertitude sur la demande future et le prix du combustible, combinée à d'autres facteurs tel que l'irréversibilité de l'investissement et la présence de délai de construction, justifient l'usage de la méthode des options réelles lors de l'évaluation des mécanismes incitatifs. Cette méthode nous permet de calculer le *timing* optimal du nouvel investissement pour chaque design de marché étudié. Le *timing* optimal est défini de la manière suivante : étant donnée l'évolution probable des variables affectant les conditions du marché -la demande d'électricité et le prix du combustible- l'investisseur détermine le niveau limite de ces variables pour lesquelles il est optimal d'investir. C'est-à-dire, le niveau pour lequel la valeur de l'option issue des flexibilités managerielles s'annule (cf. graphique 2.1 ci-dessus) et il est inopportun de retarder encore son choix d'investissement.

Plusieurs travaux ont montré l'intérêt de cette théorie pour une évaluation efficace des projets d'investissements dans un environnement incertain. L'irréversibilité de l'investissement en capacités de production d'électricité (Pindyck [1991]) et la volatilité des coûts de production (Mauer et Ott [1995]) sont deux facteurs parmi d'autres qui peuvent être prises en compte dans ce type d'évaluation.

La valorisation d'un projet d'investissement par les options réelles et la recherche du *timing* optimal des investissements requiert une méthode de calcul numérique pouvant réagir d'une manière robuste à l'incertitude, la flexibilité et la dynamique. La programmation dynamique stochastique est la technique la plus en concordance avec les principes de la théorie des options réelles.

Après avoir présenté la manière utilisée lors de l'évaluation du projet d'investissement par l'investisseur unique présent dans un marché électrique incertain, on développe dans la sous section suivante l'outil de résolution mathématique approprié à une évaluation en options réelles, à savoir la programmation dynamique stochastique.

1.2.4 Méthode de résolution mobilisée : la programmation dynamique stochastique

Un nouvel investisseur qui évalue un projet d'investissement dans un environnement incertain par les biais des options réelles détermine principalement le *timing* optimal de son investissement futur. Il s'agit en effet d'anticiper l'évolution future de l'incertitude et de déterminer son choix optimal en fonction de la réalisation future de cette incertitude. L'option de retarder le choix d'investissement fait que l'investisseur, au lieu de décider d'investir ou

non, il conserve l'opportunité d'investir ouverte dans le futur. Il détermine le *timing* optimal d'investir, en fonction de l'évolution future des conditions du marché. Cette configuration implique la détermination d'une fonction de réaction optimale à la réalisation de l'incertitude future. L'investisseur doit anticiper son choix d'investissement optimal pour tout état possible de cette incertitude. Cela peut être considéré donc comme un processus de décision à étapes. Le problème d'investissement global sera divisé en plusieurs sous problèmes, étant donné la réalisation possible de l'incertitude. La résolution du jeu global passe obligatoirement par la recherche des décisions optimales de chaque sous problème. C'est en effet le principe fondamental de la théorie de la programmation dynamique stochastique.

Notons aussi que la théorie des créances contingentes, développée par Black et Scholes [1973] et Merton [1975] est aussi largement utilisée lors de l'évaluation d'un projet d'investissement par la théorie des options réelles. Elle vise essentiellement à mieux prendre en considération le risque et le calcul du taux d'actualisation ajusté au risque. Brièvement, elle repose sur la création d'un portefeuille artificiel d'actifs à échanger sur le marché financier, de façon que le portefeuille réplique exactement les flux de trésorerie incertain du projet d'investissement. Le projet d'investissement est alors évalué selon la tarification du risque dans les marchés financiers en maximisant la valeur du projet issue du marché. Elle repose essentiellement sur l'existence de marchés financiers complets. Cependant, le facteur risque et la détermination correcte du taux d'actualisation ne constituent pas la fin essentielle de notre étude. Nous estimons alors qu'on peut assurer des résultats corrects par la méthode de la programmation dynamique stochastique en fixant un taux d'actualisation exogène au risque.

Nous expliquons dans ce qui suit la procédure utilisée dans notre étude pour la détermination des stratégies optimales de l'investisseur.

1.2.4.1 Détermination des stratégies d'investissement optimales

Comme nous l'avons mentionné plus haut, l'investisseur ne peut investir qu'une seule fois pendant l'horizon temporel de l'étude stochastique. La résolution se base alors sur la méthode de récurrence à rebours, en remontant de la dernière à la première période, et en fonction de la réalisation de l'incertitude future, on détermine le choix d'investissement optimal pour le sous-problème relatif à un état donné de l'incertitude. En arrivant à la première période, le choix optimal sera, soit d'investir immédiatement, soit de retarder l'investissement à une période future et une réalisation possible de l'incertitude. Pour garantir des résultats économiquement fiables et déterminer une stratégie d'investissement unique,

indépendamment de l'incertitude, on complète la résolution en identifiant un niveau limite de l'incertitude pour lequel il est optimal d'investir. Cela est réalisé en variant les niveaux initiaux de l'incertitude. Le *timing* optimal d'investissement correspondra au niveau pour lequel la valeur du projet calculé par la méthode de la VAN est égale à la valeur de l'option d'investir dans le futur, c'est-à-dire, égale à la valeur du projet calculée par la méthode de récurrence à rebours. L'investisseur alors n'a aucune incitation à retarder sa décision d'investissement et la valeur des flexibilités managériales est nulle. Nous expliquerons cela en détail dans la section 2.

Le choix du processus stochastique qui sert à mobiliser le parcours de variables aléatoires de l'étude dans le futur affecte significativement les résultats escomptés de la simulation. Nous présentons dans le prochain paragraphe le processus stochastique – processus de Markov - choisi pour notre étude et son intérêt pour ce type d'analyse.

1.2.4.2 Processus stochastique : Chaîne de Markov

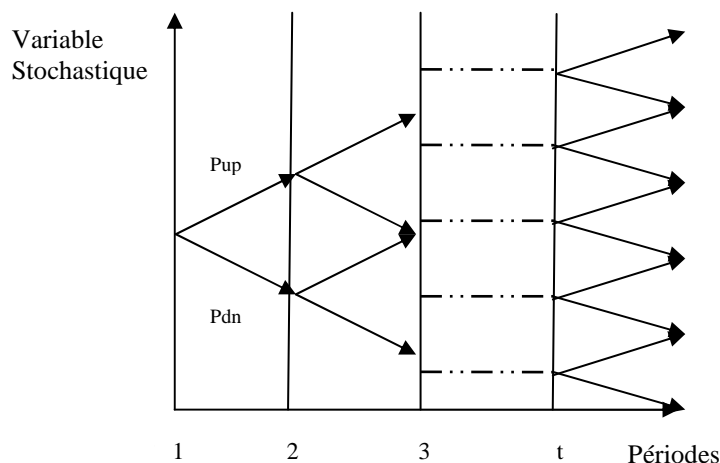
L'incertitude sur la demande future et le prix du combustible est estimée dans notre étude sur la base d'un processus de Markov. Une chaîne de Markov est un processus stochastique tel que la prédiction du futur à partir du présent ne nécessite pas la connaissance du passé. Une chaîne de Markov en temps discret est une séquence X_1, X_2, X_3, \dots de variables aléatoires. L'ensemble de leurs valeurs possibles est appelé l'*espace d'états*, la valeur X_n étant l'état du processus au moment n . Si la distribution de probabilité conditionnelle de X_{n+1} sur les états passés est une fonction de X_n seul, alors :

$$P (X_{n+1} = x / X_0, X_1, X_2, \dots , X_n) = P(X_{n+1} = x / X_n)$$

Où x est un état quelconque du processus. L'identité ci-dessus identifie la probabilité markovienne.³⁸

L'évolution discrète future d'une variable stochastique, suivant un processus de Markov, est représentée de la façon suivante :

³⁸ Andrei Markov a publié les premières analyses de ces processus en 1906.



Graphique 2-2 : Evolution discrète d'une variable stochastique suivant un processus de Markov

Avec $Pup + Pdn = 1$: la somme des probabilités de transition de la variable aléatoire à un état donné est égale à 1.

Quand on simule des modèles de programmation dynamique à temps discret et à variables discrètes, comme c'est le cas dans ce chapitre, les variables stochastiques doivent posséder les propriétés Markoviennes. Aucune contrainte n'est imposée sur les probabilités de transition où la probabilité de chaque état est indépendante des précédentes transitions. Il assure aussi plus de flexibilité par rapport aux processus stochastiques continus comme le mouvement brownien géométrique³⁹ (MBG) et le mouvement de retour à la moyenne⁴⁰ (MRP) qui de leur côté appliquent une distribution normale pour décrire le comportement stochastique de la variable.

1.3 Littérature sur la planification des nouveaux investissements en capacités de production d'électricité

Après avoir présenté les bases théoriques et mathématiques utilisées dans ce chapitre, nous exposons maintenant la littérature existante traitant la question de planification de l'investissement en capacités de production d'électricité dans le long terme. Nous distinguons deux groupes de travaux : le premier vise à montrer l'intérêt de diverses techniques

³⁹ Il permet d'estimer la valeur d'une variable aléatoire en stimulant plusieurs fois des parcours possibles de la variable, en s'assurant que chacune de ses simulations soit indépendante, et ensuite on prend la moyenne de ses simulations pour arriver à une valeur estimée de la variable.

⁴⁰ Il permet de reproduire une variable qui converge vers un niveau moyen d'équilibre, tout en tenant compte des chocs à court terme qui peuvent survenir.

d'évaluation d'un projet d'investissement en présence d'incertitude. Le deuxième se penche plutôt sur la question d'introduction de mécanismes incitatifs aux investissements. Nous montrons enfin l'apport de notre travail par rapport à la littérature existante.

1.3.1 La prise en compte de l'incertitude lors de l'évaluation d'un projet d'investissement en capacité de production d'électricité

Depuis la restructuration et la déréglementation du secteur d'électricité, l'incertitude sur les marchés s'est renforcée et la rentabilité d'un nouveau projet d'investissement est devenue plus risquée. Dans la littérature, plusieurs travaux se sont penchés sur la question de l'investissement dans les marchés d'électricité dans un environnement incertain sous différents modes de réglementation. En se basant sur la programmation dynamique stochastique, Mo et al. [1991] utilisent un modèle de minimisation des coûts de long terme pour identifier les stratégies d'investissement optimales en présence d'incertitude sur la demande future et les prix du fioul. L'incertitude sur ces deux variables est représentée par la chaîne de Markov (cf. section 1.2). En plus, ils traitent dans leur analyse l'effet du délai de construction des nouvelles technologies de production investies sur les stratégies optimales d'investissement. La méthode de l'arbre binomial de son côté est utilisée dans le papier de Gorenstin et al. [1993] pour représenter l'incertitude sur la demande future. Ils font aussi appel à la technique de décomposition⁴¹ pour associer les sous problèmes d'investissement et de production. En se basant sur la méthode minimax⁴² pour le calcul de la fonction objectif, ils concluent qu'en présence de faibles niveaux de la demande future par exemple, la minimisation des coûts de production espérés ne peut pas être la meilleure façon pour déterminer les stratégies optimales d'investissement.

L'incertitude sur la demande future est supposée comme la source la plus influente dans l'évaluation d'un projet d'investissement. Gardner [1996] dans son papier estime le gain en

⁴¹ Etant donné un problème, le décomposer en sous-problèmes de telle manière que chaque sous-problème soit une partie du problème donné, que chaque sous-problème soit plus simple (à résoudre) que le problème donné et que la réunion de tous les sous-problèmes soit équivalente au problème donné. Il s'agit de reprendre chaque sous-problème et le décomposer comme ci-dessus. Une étape de cette suite de décompositions est appelée raffinement.

⁴² Cette méthode, qui est largement utilisée dans la théorie des jeux et la théorie de décision, consiste à définir un algorithme qui minimise le maximum de perte possible d'un programme et inversement, maximise le minimum de gain possible d'un programme.

termes de flexibilité d'une technologie de production par la variation de la valeur de flexibilité en passant d'un environnement certain à un environnement incertain. Plusieurs facteurs selon Gardner peuvent influencer la valeur de la flexibilité : le délai de construction, la durée de vie de la technologie et le ratio entre coût d'investissement et coût d'exploitation. En appliquant son modèle à l'industrie électrique Canadienne, il conclut que les technologies les plus coûteuses en coût d'investissement, tel que le nucléaire, possède un gain de flexibilité plus faible que les technologies ayant des faibles coûts d'investissement et moins longs délais de construction. Dans un autre papier, Gardner et Rogers [1999] analysent le problème de la recherche d'un mixte de technologies optimale permettant de satisfaire une demande future incertaine sur une période de planification donnée. En se basant sur la programmation stochastique à deux stages, ils montrent l'importance du délai de construction de la technologie de production dans le calcul du choix optimal. En effet, l'exemple numérique montre que les technologies à faible délai de construction sont généralement préférées à ceux ayant un délai élevé, lorsque l'incertitude sur la demande future est prise en compte.

Dans les vingt dernières années, des modèles d'options réelles sont émergés afin d'évaluer efficacement l'investissement en capacités de production de l'électricité. Deng et al. [2001] dans leur papier modélisent l'incertitude sur la demande future et le prix du fioul en utilisant deux techniques, la MBG et le PRM. Dobbe e al. [2003] se basent sur les prix des contrats futurs de l'électricité et du gaz pour évaluer un nouvel investissement en unité de gaz en Norvège. L'incertitude est liée aux régimes potentiellement applicables pour la tarification des émissions de CO₂. Oren [2001] considère la flexibilité des consommateurs à réduire leur demande comme une option lors de l'évaluation des investissements. En se basant sur la théorie d'options réelles, il modélise l'incertitude sur les prix futurs par le biais de la méthode de MBG et détermine la valeur de l'option du « double-call »⁴³ en se basant sur la formule de *Black-Scholes*⁴⁴. De même pour Min et Wang [2000] qui évaluent les opportunités

⁴³ C'est un call défini par deux prix d'exercice. Le premier est appliqué si le call est exécuté avant la délivrance de l'électricité et le deuxième si l'exécution se fait à la délivrance. Plusieurs travaux montrent que si un contrat futur se constitue en se basant sur cette technique, il permettrait une assurance parfaite des consommateurs qui peuvent réagir à des prix élevés d'électricité en retirant leur demande.

⁴⁴ Le modèle Black-Scholes est un modèle mathématique du marché pour une action, dans lequel le prix de l'action est un processus stochastique. La formule de Black-Scholes permet de calculer la valeur théorique d'une option européenne à partir des cinq données : la valeur actuelle de l'action sous-jacente, le temps qui reste à l'option avant son échéance, le prix d'exercice, le taux d'intérêt sans risque et la volatilité du prix de l'action.

d'expansion et de réduction des capacités de production par la méthode des mouvements Browniens. Par le biais de la simulation Monte Carlo⁴⁵ et de la programmation dynamique, Tseng et Barz [2002] visent à montrer l'intérêt de l'introduction des contraintes de court terme dans l'appréciation du projet d'investissement par le principe des options. En assumant que les prix de l'électricité et du fioul suivent un processus stochastique de retour à la moyenne, ils arrivent à démontrer que l'omission de ces contraintes pourrait provoquer une surévaluation de la nouvelle unité investie.

L'intérêt d'évaluer un projet d'investissement en capacité de production de l'électricité par les options réelles comparée à la méthode de la VAN a aussi fait l'objet de plusieurs travaux. On peut citer par exemple le papier de Venetsanos et al. [2002] où ils montrent que le faible délai de construction de la technologie de production constitue un élément prépondérant dans le choix technologique, alors que la présence d'incertitude sur la demande future peut tout de même encourager les investisseurs à retarder leurs décisions dans l'attente d'une évolution favorable de la demande. Botterud [2003] traite la question de l'adéquation des capacités de production dans le long terme. Il développe un modèle d'optimisation dynamique qui permet d'évaluer le *timing* optimal de l'investissement en se basant sur la théorie des options réelles. L'incertitude concerne l'évolution future de la demande. La programmation dynamique stochastique est utilisée pour la résolution de son modèle. Il conclut que les opportunités d'investissements se réduisent si l'incertitude et la dynamique sont prises en compte.

Toute cette littérature, excepté les travaux de Botterud, ne traite pas la possibilité d'introduction d'un mécanisme d'incitation aux investissements. Cependant, quelques papiers se sont penchés sur cette question. Nous les présentons dans la sous-section suivante.

1.3.2 Modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements

La question d'adéquation des capacités de production est étroitement liée à la présence de capacité de production suffisamment élevée pour répondre en temps réel à l'évolution incertaine de la demande. Elle suscite un intérêt particulier et beaucoup sont les travaux qui

⁴⁵ On appelle méthode de Monte-Carlo toute méthode visant à calculer une valeur numérique, et utilisant des procédés aléatoires, c'est-à-dire des techniques probabilistes. Elles sont particulièrement utilisées pour calculer des intégrales en dimensions plus grandes que 1 (en particulier, pour calculer des surfaces, des volumes, etc.).

visent à proposer et analyser l'efficacité des mécanismes d'incitations aux investissements, comme c'est indiqué dans le chapitre précédent.

La majorité de ces travaux traitent cette question uniquement d'un point de vue qualitatif (cf. chapitre 1). Le fait que ces mécanismes, notamment les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme, ont été proposés récemment explique la rareté de travaux empiriques traitant leurs efficacités. Il faut noter aussi que la modélisation de ces mécanismes requiert la prise en compte des différentes étapes de marché tel que la production et l'investissement. Cela rend complexe le travail analytique sur ces mécanismes. Tout de même, il existe quelques travaux ayant tenté de modéliser ces mécanismes et de questionner leurs efficacités sur l'adéquation future des marchés électriques.

Bunn et Dyner [1996] présentent dans leur papier un modèle de paiement de capacité dynamique. Leur modèle se base sur la méthode de la dynamique des systèmes⁴⁶ où ils mettent en relation les décisions d'investissement d'un côté et le paiement de capacité et les coûts d'investissement de l'autre côté. Ils supposent qu'un investissement ne peut pas être entrepris que si on vérifie ces deux conditions : le coût total espéré de la nouvelle unité investie doit être inférieur à la rémunération propre de la capacité dans le marché et cet investissement doit être entièrement financé par le paiement de capacité. Ils concluent que le degré de prévisibilité des investisseurs sur l'évolution future de la demande, de l'offre et des prix est d'une importance majeure pour éviter les situations de sur ou de sous capacité. Par ailleurs, la probabilité de perte de charge⁴⁷ joue un rôle prépondérant dans l'attractivité des nouveaux investissements et peut être manipulée par les producteurs. C'est la raison pour laquelle les marchés d'électricité Anglais et Gallois ont été restructurés en 2000⁴⁸. La méthode de la dynamique du système a été aussi utilisée par Ford [1999] pour simuler les investissements en capacité de production d'électricité sur le marché de l'ouest des Etats-Unis. En introduisant dans son modèle un paiement de capacité exogène, il montre que la succession des cycles de construction et par la suite des situations de sur et de sous capacité

⁴⁶ Inventée par J.W. Forrester, cette méthode s'intéresse à la façon dont se produisent les changements à l'intérieur des systèmes étudiés. Les modèles permettant d'appréhender la dynamique d'un système se fondent sur les concepts d'interaction, de rétroaction et de complexité.

⁴⁷ Lost of Load Propability (LOLP) en Anglais.

⁴⁸ Il s'agit du passage du marché électrique Britannique d'un Pool avec mécanisme de paiement de capacité à un marché *All-Market* décentralisé connu par le *New electricity Trading Arrangements*.

sont tributaires à l'évolution du prix d'électricité. L'introduction d'un paiement de capacité devrait réduire ce phénomène mais le coût lié demeure élevé.

Visudhiphan [2003] s'intéresse aux marchés futurs d'électricité et au mécanisme d'obligations de capacité. Son modèle se base sur la dynamique des systèmes et les résultats montrent, d'une part, que la disponibilité des marchés futurs fournit les signaux nécessaires sur la valeur potentielle d'un nouvel investissement et, d'autre part, les signaux fournis par les obligations de capacités peuvent impliquer des décisions d'investissement inadéquates. Le fait de lier les investissements au prix de capacité seulement et non pas à l'interaction entre le prix d'électricité et le prix de capacité peut expliquer les distorsions constatées.

De Vries [2004] s'intéresse à trois mécanismes d'incitations aux investissements : les paiements de capacité, les obligations de capacité et la tarification des réserves de production. Les producteurs reçoivent un signal d'investissement provenant d'un mixte d'informations incluant les prix *spot* de l'électricité, les paiements de capacité et la demande future anticipée. Les résultats de la simulation montrent l'avantage des obligations de capacités qui stimulent efficacement les nouveaux investissements. Cependant, l'efficacité des différents designs analysés dans ce papier est uniquement estimée par la capacité des nouveaux investissements à satisfaire une demande croissante, sans tenir en compte du coût induit par chaque mécanisme.

Dans toute la littérature décrite précédemment, l'environnement de l'analyse est déterministe en supposant que les nouveaux investisseurs ont une capacité d'anticipation limitée. L'évaluation des mécanismes d'incitation aux investissements peut aboutir à des résultats plus exhaustifs et robustes si l'incertitude est prise en compte. Il s'agit notamment de modéliser l'incertitude sur les revenus futurs issue des marchés d'électricité et des éventuels mécanismes additionnels implémentés. Les travaux de Botterud [2003] et Botterud et al. [2005] sont les rares études qui ont traité cette problématique. Dans le premier travail, l'auteur formule un problème d'optimisation dynamique et stochastique où un investisseur, non réglementé et en situation monopolistique, doit décider de la capacité à investir dans un environnement incertain. Il montre qu'avec un mécanisme de paiement de capacité dynamique, un niveau de capacité installée adéquat peut être assuré. Dans le deuxième article, son modèle calcule les stratégies d'investissement optimales d'un nouvel investisseur selon deux approches : premièrement, en maximisant le profit total espéré de l'investisseur et deuxièmement, en maximisant le surplus collectif. Il démontre qu'avec l'application d'un

prix plafond faible sur le marché, l'investisseur a tendance à retarder ses décisions d'investissement. Par ailleurs, l'implémentation d'un mécanisme de paiement de capacité encourage les nouveaux investissements mais risque de provoquer des situations de surcapacité.

Il n'existe pas, jusqu'à présent, un travail analytique traitant le mécanisme des options de fiabilité. Nous proposons donc dans ce chapitre un essai de modélisation de ce mécanisme afin de mieux étudier son efficacité. Notre travail se base sur les recherches de Botterud. Dans ses recherches, l'investisseur décide uniquement sa capacité investie et le mécanisme de paiement de capacité est l'unique mécanisme incitatif étudié. L'engagement de production, assurée par l'introduction d'un mécanisme basé sur le marché, est aussi ignoré.

Dans ce chapitre, nous traitons deux mécanismes d'incitation qui fournissent l'engagement de production de l'investisseur. De plus, les prix et quantités d'équilibre dans le mécanisme d'options de fiabilité sont déterminés via le marché (l'enchère du mécanisme), plutôt que fixé administrativement dans le mécanisme de paiement de capacité.

Tandis que Botterud s'intéresse au *timing* optimal des investissements pour traiter l'efficacité du mécanisme de paiement de capacité, nous définissons trois critères principaux d'évaluation des mécanismes : premièrement, l'évolution du solde de capacité dans le système, deuxièmement, l'évolution du coût du mécanisme et finalement, le *timing* optimal des nouveaux investissements.

Par ailleurs, nous supposons que le prix d'électricité dépend principalement de la capacité déclarée disponible sur le marché et non pas de la capacité installée. Cela nous permettra de traiter les possibilités de manipulation des prix de marché par les producteurs. On étudie aussi l'effet des différences entre les technologies de production sur les stratégies optimales d'investissement. L'investisseur peut investir en deux types de technologie, qui diffèrent par leurs coûts d'investissement, coûts d'exploitation et délais de construction. Ces dernières devraient affecter significativement la planification des investissements optimaux dans le long terme puisque la réaction du producteur à une éventuelle augmentation imprévisible de la demande et sa disponibilité dépend du délai de construction de la capacité à ajouter. Plus le délai est faible, plus la disponibilité du producteur est assurée et plus les situations de tension sont évitées. Dans la littérature, rares sont les travaux qui traitent des choix technologiques dans un contexte dynamique. Excepté le papier de Murto [2000] où il montre que les technologies à faible délai de construction sont choisies à l'équilibre, en

assumant la neutralité vis-à-vis du risque. On analyse aussi l'effet de la tarification de la taxe-CO₂ sur les stratégies d'investissement, les choix technologiques et l'efficacité des mécanismes incitatifs. Cette taxe affecte sensiblement le revenu de base des nouvelles centrales électriques et laisse s'interroger sur les répercussions futures de sa tarification sur les prix futurs des marchés électriques. Finalement, deux sources d'incertitudes sont considérées dans notre étude, à savoir la demande d'électricité et les prix du combustible, tandis qu'uniquement la demande est supposée incertaine dans les travaux de Botterud. En effet, l'évolution future des prix du combustible est significativement dépendante de facteurs politiques et économiques et il est plus juste de prendre en considération son incertitude.

1.4 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté les hypothèses générales des études déterministes et stochastiques qu'on va effectuer tout au long ce chapitre. Dans les deux études, les mécanismes dit marchands –les options de fiabilité et les marchés de capacités à terme- seront modélisés et comparés au cas de référence, l'*All-Market*. Les modèles développés sont des modèles à un seul agent où un nouvel investisseur est conduit à déterminer, annuellement et sur une période de planification donnée, la capacité à investir, la quantité d'énergie à offrir sur le marché et son engagement de production si un mécanisme marchand est appliqué. La prise en compte de ces mécanismes dans la planification de long terme des investissements en capacités de production nécessite la formulation de modèles qui mettent en évidence la relation dynamique entre toutes les décisions de l'investisseur sur une période de planification donnée. Nous estimons donc que la méthode de la programmation dynamique est la plus robuste pour satisfaire cette condition et garantir des résultats économiquement fiables.

La prise en compte de l'incertitude dans l'étude stochastique exige l'usage de méthodes sophistiquées pour une évaluation efficace des projets d'investissements. Nous avons montré que la théorie des options réelles permet d'atteindre cet objectif. Elle assure la prise en compte de la flexibilité des décisions d'investissement, de l'opportunité de retarder les choix d'investissement et d'investir uniquement lorsque les conditions des marchés sont favorables.

Nous avons effectué à la fin de la section une revue de littérature sur la planification des investissements en capacités de production d'électricité. Dans un premier temps, nous avons présenté les travaux traitant la question de l'investissement dans un environnement incertain. Ensuite, nous avons mis l'accent sur les recherches qui ont analysé les mécanismes

d'incitation aux investissements d'un point de vue quantitatif. Rarement sont les travaux qui se sont penché sur cette question dans une planification de long terme, notamment sur le mécanisme des options de fiabilité.

Les travaux de Botterud [2003] et [2005] constituent la base analytique de la modélisation effectuée dans ce chapitre. Cependant, nous procédons à plusieurs extensions (cf. section 2), principalement par le traitement de mécanismes marchands, l'augmentation des sources d'incertitude et la prise en compte de la question de manipulation des prix des marchés électriques. Nous développons tout cela en détail dans la section suivante.

Section 2 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements

Nous développons dans cette section deux modèles dynamiques d'investissement en capacité de production d'électricité dans un marché déréglementé. Nous commençons tout d'abord par une étude déterministe qui vise à déterminer le mécanisme optimal assurant l'adéquation de capacité de production dans le long terme. Deux mécanismes, les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme, sont étudiés et comparés au cas de référence, le marché d'énergie unique, le « *All-Market* ». Le modèle implémenté dans la première étude évalue les mécanismes en prenant en considération l'effet de deux facteurs sur les stratégies d'investissement à savoir les conséquences de l'application de la taxe CO2 et les caractéristiques des technologies de production tel que les délais de constructions et les structures du coût.

Dans la deuxième étude, l'environnement de l'analyse est incertain. Les deux sources d'incertitude sont les évolutions futures de la demande d'électricité et du prix du combustible. Le *timing* optimal des investissements est cette fois-ci le critère de comparaison entre les mécanismes. Le modèle développé se base sur l'approche des options réelles et la programmation dynamique stochastique est utilisée pour sa résolution.

2.1 Modèle d'investissement dynamique et déterministe

Dans cette section nous présentons le modèle dynamique appliqué à chaque mécanisme étudié. Le nouvel investisseur détermine ses choix d'investissement en maximisant la somme de ses profits espérés sur tout l'horizon temporel. Ces profits agrégés sont représentés par la fonction suivante :

$$J_0 = \max_{u_{k,i}, x_{avail,k,i}} \sum_{k=0}^N (1+r)^{-k} \cdot g_k(x_k, l_k, n_k, u_{k,i}, P_k, VC_{k,i}, C_{inv,k,i}, R_{k,j}) \quad (1)$$

Sous contraintes,

$$x_{k+1} = x_k + u_{k-l_i+1} \quad (2)$$

$$0 \leq x_{avail,k,i} \leq x_{k,i} \quad (3)$$

$$x_k \in \gamma_{x_k}, u_{k,i} \in \gamma_{u_{k,i}}$$

Avec,

J_0	Profit total espéré maximal sur l'horizon temporel (€)
g_k	Fonction de revenu total, période k (€)
l_k	Niveau de la demande, période k (MW)
n_k	Prix du combustible, période k (€)
P_k	Prix d'électricité moyen, période k (€/MWh)
$VC_{k,i}$	Coût variable de production de la technologie i, période k (€/MWh)
$C_{inv,k,i}$	Coût d'investissement ajusté de la technologie i, période k (€/MWh)
$R_{k,j}$	Revenu additionnel, issu du mécanisme j, période k (€)
$x_k = \sum_{i=1}^2 x_{k,i}$	Capacité installée totale du nouvel investisseur, période k (MW)
$x_{avail,k,i}$	Capacité déclarée, technologie i, période k (MW)
$u_{k,i}$	Décision d'investissement en technologie i, période k (MW)
r	Taux d'actualisation
lt_i	Délai de construction de la technologie i (années)
$i = [1,2]$	Type de technologie
$j = [1,2,3]$	Type du mécanisme, 1 : « <i>All-Market</i> », 2 : Options de fiabilité et 3 : Marchés de capacités
k	Période
N	Horizon temporel (années)

La fonction objectif (1) est la somme des revenus futurs actualisés de l'investisseur, issus de ses ventes sur le marché d'électricité, g_k , et des rémunérations provenant du mécanisme mise en place, $R_{k,j}$. L'algorithme implémenté ici calcule les décisions d'investissement optimales (la trajectoire optimale d'investissement), c'est-à-dire, à chaque période, le modèle cherche $u^*_{k,i}$ qui indique s'il est optimal ou pas d'investir, dans quelle technologie et le niveau de capacité à déclarer disponible, $x_{avail,k,i}$. Cette dernière correspond dans notre étude à la quantité d'énergie produite sur le marché par le nouvel investisseur.

Nous décrivons dans les trois sous-sections suivantes les fonctions utilisées pour le calcul du prix d'électricité, des coûts variables de production et des coûts d'investissement du nouvel investisseur.

2.1.1 Fonction du prix d'électricité

On applique une représentation simplificatrice et agrégée de la fonction du prix. L'objectif est de prendre en compte les déterminants primordiaux du prix de marché à savoir, le niveau de capacité installée disponible et le niveau de la demande. On suppose que le prix moyen d'électricité, P_k , dépend principalement du ratio entre le niveau de la demande et le niveau de la capacité offerte sur le marché : il s'agit du ratio **facteur de demande** de l'équation (5) ci-dessous. Plus ce ratio est élevé, plus il y a de l'insécurité dans le système et plus le coût de l'électricité payé par les consommateurs est élevé. Cette représentation est similaire à celle employé par Botterud [2003] sauf que lui ne fait pas de distinction entre capacité existante et capacité déclarée disponible. Notre représentation permet à la fois de donner plus de flexibilité aux choix de l'investisseur, non contraint donc d'offrir toute sa capacité sur le marché, et de permettre aux producteurs les possibilités de manipuler les prix des marchés par le biais d'une déclaration de capacité disponible inférieure à son parc existant. La description mathématique de la fonction du prix moyen est la suivante :

$$P_k = a * b^{LF} \quad (4)$$

Avec,

$$LF = \frac{l_k}{x_{init,k} + \sum x_{avail,k,i}} \quad \text{Facteur de demande, période k} \quad (5)$$

$x_{init,k}$ Capacité totale installée des producteurs existants, période k
(MW)

a, b Constantes estimées à partir des données historiques

2.1.2 Coûts variables de production

On assume que le coût variable de production de la technologie 1 est constant et dépend faiblement des prix du combustible. Par contre, la technologie 2 est significativement affectée par ces prix⁴⁹. La relation est exprimée par une fonction linéaire représentée ainsi :

⁴⁹ Cette distinction nous permettra de mesurer la sensibilité de l'efficacité des mécanismes par rapport aux types de technologies de production.

$$VC_{k,2} = d \cdot n_k - c \quad (6)$$

Avec,

d, c Constantes qui définissent la relation entre le coût variable de la technologie 2 et le prix du combustible

2.1.3 Coûts d'investissement

Pour calculer le coût d'investissement spécifique à un investissement donné, on détermine tout d'abord l'annuité constante, calculée à partir du coût d'investissement total qui devrait être payé sur la durée de vie de la nouvelle unité installée (7). Ensuite, on agrège toutes les annuités correspondantes aux périodes restantes dans l'horizon temporel de l'étude (8).

$$Ann_{TIC,i} = \frac{TIC_i}{\sum_{j=1}^{nt_i} (1+r)^{-j}} \quad (7)$$

$$C_{inv,k,i}(u_{k,i}) = Ann_{TIC,i} \cdot \sum_{s=1}^{N-k} (1+r)^{-j} \quad (8)$$

Avec,

$Ann_{TIC,i}$ Annuité constante du coût d'investissement de la technologie i (€/MWh)

TIC_i Coût d'investissement total de la technologie i (€/MWh)

nt_i Durée de vie de la technologie i (années)

Après avoir défini les sous-modèles des prix d'électricité, coût variable et coût d'investissement, on peut déterminer les revenus de l'investisseur issus de ses ventes sur le marché d'électricité.

L'implémentation d'un mécanisme d'incitation apporte au producteur un revenu supplémentaire. On développe dans les trois sous-sections suivantes les sous-modèles de la fonction de revenu total, g_k , spécifique à chaque design.

2.1.4 Fonction de revenu total : « All-Market » (EOM)

Dans le cas de référence, les rémunérations de l'investisseur dépendent uniquement de ses ventes sur le marché *spot* d'énergie. Par ailleurs, aucun engagement de production n'est imposé à l'investisseur. Il n'offre de l'électricité que si le prix de marché dépasse ses coûts de

production. Finalement, il peut manipuler les prix de marché en déclarant disponible seulement les capacités maximisant ses revenus de la période. La fonction du revenu total de l'investisseur dans une période donné est la suivante :

$$g_k(R_{k,1}) = \sum_{i=1}^2 [hf \cdot L_k \cdot x_{avail,k,i} \cdot (P_k - VC_{k,i}) - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i}] \quad (9)$$

Avec,

hf Facteur de disponibilité de la technologie i

L_k Durée de la période k (heures)

2.1.5 Fonction de revenu total : Options de fiabilité (RO)

Comme on l'a expliqué dans le chapitre précédent, l'introduction du mécanisme d'options de fiabilité stipule la création d'un marché d'engagement d'énergie via une enchère, organisée au moins une année avant le marché *spot* d'énergie. Nous définissons les hypothèses suivantes pour le déroulement de l'enchère :

- Une enchère est organisée une période avant le marché *spot* (période k).
- La quantité d'énergie demandée par l'OS correspond à la demande espérée de la période future plus une marge de sécurité.
- L'OS fixe le prix d'exercice : S^{50} , en fonction du prix efficient future⁵¹. Si le prix *spot* dépasse S , l'OS exerce son option et exige aux producteurs d'offrir toutes leurs quantités engagées précédemment dans l'étape enchère du mécanisme.
- Les participants à l'enchère –le nouvel investisseur et les producteurs existants- forment leurs offres en proposant une quantité et un prix qui correspond à la prime requise. Par ailleurs, on suppose que l'investisseur offre toute sa capacité déclarée disponible dans l'enchère.
- Après la collecte de toutes les offres par l'OS, les participants ayant une offre acceptée reçoivent une prime unique qui correspond à l'offre marginale⁵².
- Le prix de l'enchère est tributaire de la prime demandée par le nouvel investisseur. En effet, un investisseur rationnel devrait calculer sa prime en incorporant deux éléments.

⁵⁰ Il agit en tant que prix plafond sur le prix futur de l'électricité. Quand l'OS exerce son option – le prix de marché est supérieur à S – les producteurs seront rémunérés S au lieu du prix de marché.

⁵¹ Il correspond à la situation où l'investisseur déclare disponible toute sa capacité existante.

⁵² L'offre marginale correspond au prix demandé par la dernière unité acceptée dans l'enchère.

Sachant que la participation au mécanisme implique un plafonnement de la rémunération future de l'investisseur par S , il devrait donc inclure toute perte de revenu futur provoquée par son engagement. Le deuxième élément reflète le besoin de l'investisseur de couvrir ses coûts d'investissement et par soucis de simplification, on suppose que ca représente une partie du coût d'investissement de sa technologie la plus chère. Par contre, la prime demandée par les producteurs existants incorpore uniquement la perte future du marché *spot* suite à l'application du prix d'exercice. On déduit alors deux situations possibles : un prix d'enchère qui correspond à l'équation (10a), si seules les offres des producteurs existants sont acceptées, et un prix égal à la prime demandée par le nouvel investisseur (10b) si son offre est acceptée.

$$P_{rem,k-1} =$$

$$\left\{ \int_{P>S} (P(k) - S_k). dk \text{ si } Q_k \leq hf \cdot x_{init,k} \right. \quad (10a)$$

$$\left. \int_{P>S} (P(k) - S_k). dk + a \cdot \max\{Ann_{TIC,1,si,x_{1,k}>0}, Ann_{TIC,2,si,x_{2,k}>0}\} \text{ si } Q_k > hf \cdot x_{init,k} \right. \quad (10b)$$

Avec,

$P_{rem,k}$ Prix de l'enchère : la prime demandée par l'offre marginale (€/MWh)

$Q_k = f \cdot l_k$ Quantité d'énergie demandée par l'OS. Elle correspond à la demande future plus une marge de réserve (MW)

S_k Prix d'exercice (€/MWh)

a Part du coût d'investissement couvert par la prime (%)

Si la quantité demandée par l'OS est inférieure à la capacité disponible des producteurs existants, l'offre de l'investisseur sera rejetée et le prix du contrat correspondra donc à la prime formulée par un producteur existant (10a). Cependant, si la capacité des producteurs existants ne satisfait pas la quantité d'énergie demandée, le reliquat sera assuré par la capacité de l'investisseur et son offre déterminera le prix de l'enchère (10b).

Après avoir défini les hypothèses relatifs à l'enchère du mécanisme, on peut déduire la fonction du revenu de l'investisseur dans une période donnée. On distingue alors trois situations possibles :

- Si l'offre de l'investisseur est rejetée, sa fonction de revenu dépend uniquement de ses ventes sur le marché de l'énergie :

$$g_k(R_{k,2}) = \sum_{i=1}^2 [hf_i \cdot L_k \cdot x_{avail,k,i} \cdot (P_k - VC_{k,i}) - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i}] \quad (11)$$

Si,

$$Q_k \leq hf \cdot x_{init,k}$$

- Si une part de la capacité disponible de l'investisseur est acceptée dans l'enchère et en supposant que son parc de production est divisible en blocs, sa fonction de revenu est alors :

$$g_k(R_{k,2}) = \int_{P < S} \sum_{i=1}^2 [hf_i \cdot L_k \cdot x_{RO,k,i} \cdot (P_k - VC_{k,i})] \cdot dk + \int_{P > S} \sum_{i=1}^2 [hf_i \cdot L_k \cdot x_{RO,k,i} \cdot (S_k - VC_{k,i})] \cdot dk + P_{rem,k-1} \cdot \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot x_{RO,k,i} + \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot L_k \cdot x_{EM,k,i} \cdot (P_k - VC_{k,i}) - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i} \quad (12)$$

Si,

$$0 \leq Q_k - hf \cdot x_{init,k} \leq \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot x_{avail,k,i}$$

Avec,

$$x_{RO,k,i} + x_{EM,k,i} = x_{avail,k,i}$$

$x_{RO,k,i}$ Capacité déclarée disponible de l'investisseur, offerte et acceptée par l'enchère, technologie i (MW)

$x_{EM,k,i}$ Capacité de l'investisseur rejetée par l'enchère et vendue sur le marché *spot* (MW)

Le premier terme dans (12) correspond au revenu de l'investisseur issu de ses quantités vendues dans l'étape de l'enchère. Etant donné que le prix du marché est inférieur au prix d'exercice, il est alors rémunéré au prix de marché. Cependant, si le prix est supérieur à S , l'OS exerce son option et limite le prix de marché à S (deuxième terme). Le troisième terme montre la prime totale reçue par l'investisseur pour le paiement de ses engagements à l'étape de l'enchère. Le quatrième terme représente ses revenus issus de ses ventes sur le marché d'énergie pour ses capacités rejetées par l'enchère.

- Si toute la capacité disponible de l'investisseur est acceptée dans l'enchère, son revenu de la période sera :

$$g_k(R_{k,2}) = \int_{P < S} \sum_{i=1}^2 [hf_i \cdot L_k \cdot x_{avail,k,i} \cdot (P_k - VC_{k,i})] \cdot dk + \int_{P > S} \sum_{i=1}^2 [hf_i \cdot L_k \cdot x_{avail,k,i} \cdot (S_k - VC_{k,i})] \cdot dk + P_{rem,k-1} \cdot \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot x_{avail,k,i} - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i} \quad (13)$$

Si,

$$Q_k - hf \cdot x_{init,k} \geq \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot x_{avail,k,i}$$

2.1.6 Fonction de revenu total : Marchés de capacités à terme (CM)

Comme pour les options de fiabilité, l'implémentation d'un marché de capacité à terme devrait assurer l'adéquation de production en incitant les producteurs à vendre leurs engagement de production *ex-ante* en contrepartie d'une rémunération supplémentaire. Cela implique la création d'un marché de capacité, au moins une année avant le marché d'énergie. Ce mécanisme est implémenté avec une version proche du mécanisme des obligations de capacités. Cela concerne surtout la procédure de détermination du prix de capacité : une fonction de demande de capacité est estimée pour le calcul de ce prix (cf. section 4 du chapitre 1). De plus, aucun remboursement de rente infra-marginal issue du marché d'énergie n'est imposé aux acteurs ayant des capacités vendues sur le marché du mécanisme. L'obligation de remboursement de la rente du marché d'énergie, proposée par Joskow [2007], sera appliquée dans le chapitre suivant. Il s'agit dans ce chapitre d'étudier si la fiabilité dans le système peut être assurée sans l'application d'un prix plafond sur le marché d'énergie ou bien faut-il toute de même les plafonner (les options de fiabilité).

Nous appliquons les hypothèses suivantes pour le fonctionnement de ce mécanisme :

- Le marché de capacité est organisé une période avant le marché d'énergie (période k).
- Comme pour les options de fiabilité, la quantité demandée couvre la demande maximale future plus une marge de sécurité.
- Le nouvel investisseur vend toute la capacité qu'il déclare disponible dans le futur sur le marché de capacité.
- Contrairement aux options de fiabilité, nous utilisons une fonction de demande de capacité au lieu d'une enchère pour déterminer le prix de capacité. Cette représentation est proche de la fonction du mécanisme de paiement de capacité utilisée par Botterud [2003]. Cette fonction, représentée dans (16), est une simplification de la méthode rémunération utilisée dans le marché de capacité du PJM.
- On suppose qu'aucun prix plafond n'est appliqué sur le marché *spot* d'électricité.

$$P_{CM,k} = d_1 \cdot e^{\left(\wedge \left(\frac{d_2}{CF_k}\right)\right)} \text{ Si } CF_k \leq CF_{limit} \quad (14)$$

Avec,

$P_{CM,k}$ Prix du marché de capacité (€/MW)

$CF_k = \frac{x_{init,k} + \sum_{i=1}^2 x_{avail,k,i}}{l_k}$ Facteur de capacité, période k

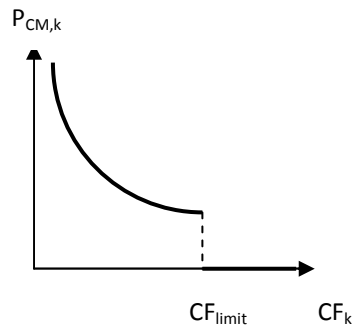
CF_{limit} Seuil du facteur de capacité

Une fonction exponentielle est utilisée pour mettre en relation le paiement issu du marché de capacité ($P_{CM,k}$) et le facteur de capacité de la période (graphique 2-3). Cette fonction reflète la demande de capacité sur le marché où le paiement augmente si ce facteur baisse, et inversement. Plus ce facteur est faible, plus les incitations à investir sont élevées. On note aussi que si CF dépasse un certain seuil (CF_{limit}), reflétant une situation de surcapacité, le prix de capacité est nul.

Le nouvel investisseur peut aussi manipuler le prix du marché de capacité. Ce prix augmente quand le facteur de capacité baisse. L'investisseur peut déclarer moins de capacité disponible afin de baisser ce facteur et par la suite augmenter ses gains issus de ce marché.

En appliquant ce mécanisme, la fonction de revenu de l'investisseur dans une période donnée est :

$$g_k(R_{k,3}) = \sum_{i=1}^2 hf_i \cdot x_{avail,k,i} \cdot [P_{CM,k-1} + l_k \cdot (P_k - VC_{k,i})] - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i} \quad (15)$$



Graphique 2-3 : relation entre P_{CM} and CF

Après avoir présenté les modèles et leurs caractéristiques pour chaque solution de marché étudié, nous montrons dans la sous-section suivante l'algorithme de programmation dynamique appliqué pour la résolution des modèles.

2.1.7 Charte de résolution du modèle

Un algorithme de programmation dynamique est appliqué, en utilisant la méthode de récurrence à rebours, afin de déterminer la trajectoire d'investissement optimal de l'investisseur sur tout l'horizon temporel. En se basant sur le principe d'optimalité de Bellman (16) et pour chaque design de marché appliqué, la résolution débute de la fin jusqu'au début de la période de planification où à chaque période l'algorithme calcule la décision d'expansion optimale, le niveau de capacité déclarée disponible étant donné le niveau de la

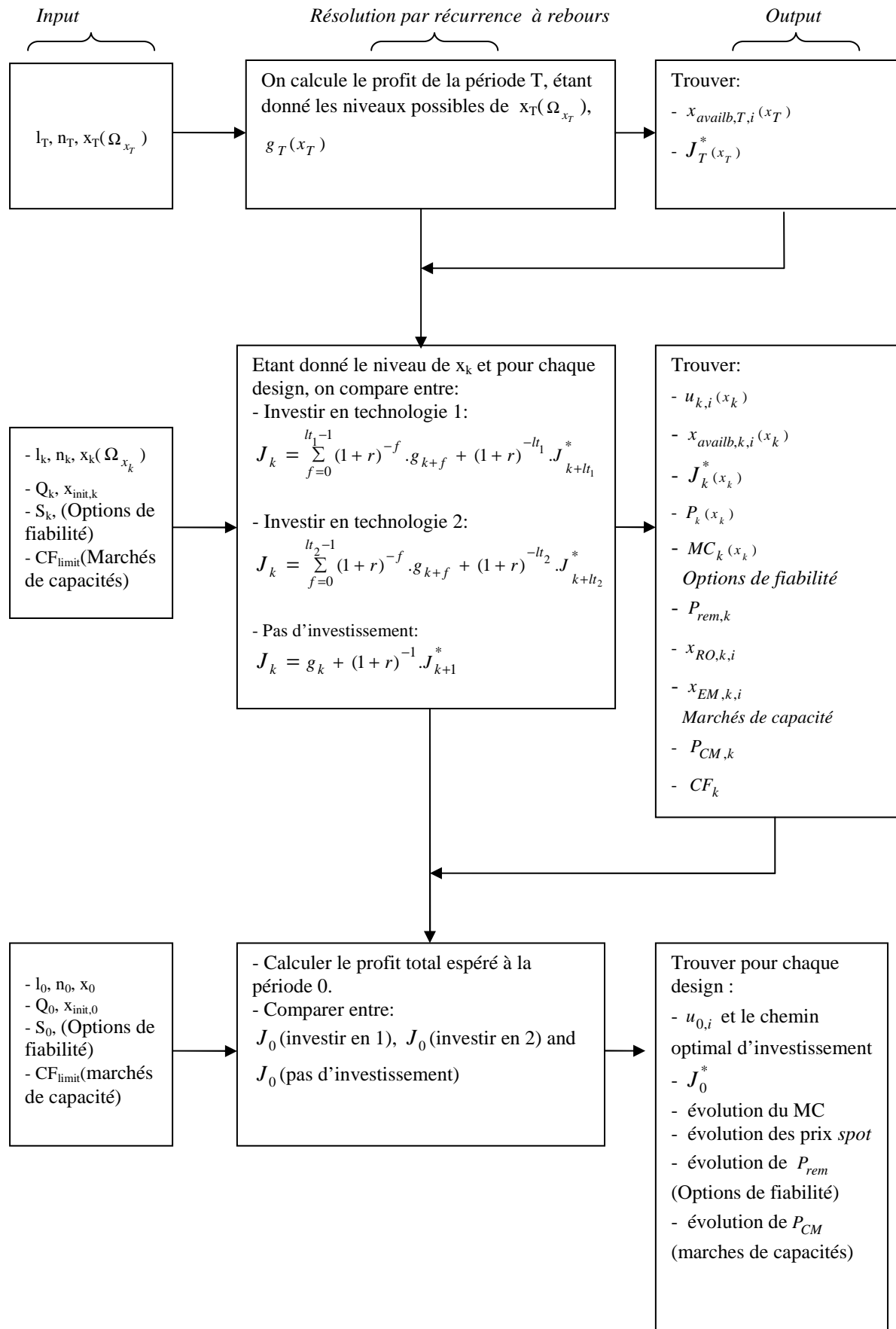
variable d'état de la période ($x_k \in \gamma_{x_k}$) et le profit total espéré de la période k jusqu'à la fin de la période de planification $J_k(x_k)$.

$$J_k(x_k) = \max \left(\sum_{f=0}^{F-1} (1+r)^{-f} \cdot g_{k+f}(x_k) + (1+r)^{-F} \cdot J_{k+F}^*(x_k + u_{k,i}) \right) \quad (16)$$

Avec : $F = [1, lt_i]$ 1 : Pas d'investissement, lt_i : investissement en technologie i

A la période initiale, l'algorithme calcule le profit total maximal espéré sur toute la période de planification, J_0 . On déduit alors le chemin d'investissement optimal, les niveaux de capacité déclarées (la quantité offerte sur le marché d'énergie), les niveaux de prix *spot*, la marge de capacité (équation 17 ci-dessous) et le coût spécifique de chaque mécanisme (P_{rem} et P_{CM} pour les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme respectivement). Une description détaillée de la résolution est représentée dans le graphique 2-4.

$$MC_k = \frac{x_{init,k} + \sum_{i=1}^2 x_{k,i} - l_k}{l_k} \quad (17)$$



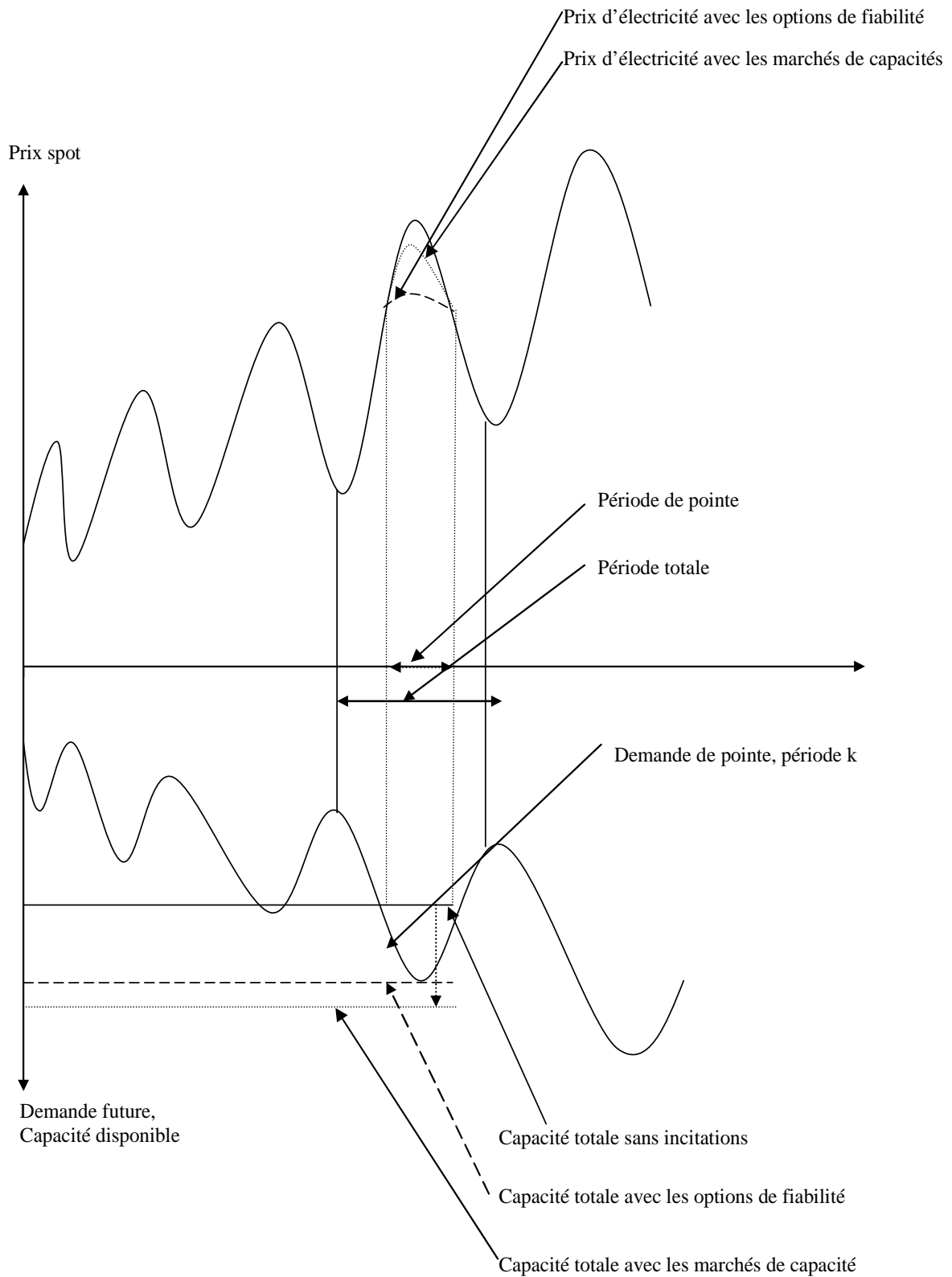
Graphique 2-4: Charte de résolution du problème d'investissement basée sur la méthode de la programmation dynamique.

2.1.8 Comparaison des mécanismes d'incitation aux investissements

Etant donné les hypothèses de notre étude (cf. ci-dessus), trois critères sont définis pour la comparaison des mécanismes d'incitation aux investissements : l'adéquation du système électrique, les coûts des mécanismes en termes de prix de marché et de coût spécifique du mécanisme et enfin sa capacité à réduire les manipulations des prix des marchés. Les différences majeures entre les deux mécanismes marchands concernent l'évolution future des rémunérations issues du mécanisme et la variable de décision sur laquelle il agit principalement. Le mécanisme des options de fiabilités assure un revenu additionnel stable et agit directement à la fois sur les prix *spot* d'électricité en imposant un prix plafond, et sur les incitations aux nouveaux investissements. Cependant, les marchés de capacités, tels qu'ils sont étudiés ici sans application d'un prix plafond sur le marché d'énergie, fournissent des rémunérations supplémentaires volatiles. En situations critiques du système, ces rémunérations peuvent être très élevées. Le mécanisme agit principalement sur les incitations aux nouveaux investissements. Cette différence est illustrée dans la graphique 2-5 où, toute chose étant égale par ailleurs, les options de fiabilité devraient réduire les prix d'électricité payés par les consommateurs, suite à l'imposition du prix plafond, tandis que les marchés de capacités devraient assurer principalement des ajouts importants de capacités de production dans le système.

On suggère alors que l'évaluation de ces deux mécanismes doit considérer les exigences des marchés électriques en termes d'ajout de capacités et aussi de coûts totaux à supporter par les consommateurs finaux. Ce qui explique les trois critères définis plus haut pour l'évaluation des deux mécanismes.

On note enfin que le critère d'adéquation de capacités installée est défini par l'évolution de la marge de capacité sur toute la période de planification.



Graphique 2-5: Effet de long terme des deux mécanismes sur les prix d'électricité et la marge de capacité du système électrique

Dans cette sous section nous avons développé les modèles dynamiques relatifs aux trois solutions de marché : les options de fiabilité, les marchés de capacités à terme et *l'All-Market*. Ainsi qu'un algorithme de programmation dynamique a été présenté et servira à la résolution numérique des modèles. Dans l'étude stochastique présentée dans la prochaine sous-section, nous reprendrons la même structure des modèles de l'étude déterministe. Cependant, les modèles stochastiques seront développés à la marge des précédents et nous évoquerons uniquement l'effet de la présence de l'incertitude sur les variables d'état et les sous-modèles relatifs aux trois solutions de marché traitées.

2.2 Modèle d'investissement dynamique et stochastique

Pour cette étude stochastique, deux hypothèses sont ajoutées par rapport à l'étude déterministe. La première concerne les évolutions des niveaux de demande et du prix de combustible qui sont désormais stochastiques. Cette incertitude justifie l'usage de la théorie des options réelles pour une meilleure évaluation du projet d'investissement. L'investissement sera considéré comme une option et l'investisseur aura le choix entre investir immédiatement ou retarder sa décision. Donc, le *timing* optimal d'investissement se réalise lorsque la valeur du projet (calculée par la méthode de la VAN) égalise la valeur de l'option d'investir dans le futur (calculée par la méthode des options réelles). Cette évaluation se base sur l'outil d'optimisation de la programmation dynamique stochastique (cf. section 1-2). La deuxième hypothèse concerne la capacité installée de l'investisseur. Elle dépend uniquement de la technologie 2. En effet, uniquement l'investissement dans la technologie 2 est permis.

La fonction objectif est calculée sur la base de la somme des profits futurs espérés pour toute la durée de planification considérée. L'investisseur maximise sa fonction objectif en se basant sur le principe d'optimalité de Bellman. La résolution est identique à l'étude déterministe sauf que l'incertitude sur les deux variables d'état, demande future et prix du combustible, est prise en compte. La formulation mathématique du problème d'investissement sera ainsi :

$$J_k(x_k, l_k, n_k) =$$

$$\max_{u_k, x_{avail,k}} \left[E_{l_k} \left[E_{n_k/l_k} \left(\sum_{f=0}^{F-1} (1+r)^{-f} \cdot g_{k+f}(x_k) + (1+r)^{-F} \cdot J_{k+F}^* \right) \right] \right] \quad (18)$$

$$x_{k+1} = x_k + u_{k-lt+1} \quad (19)$$

$$l_{k+1} = l_k + w_{l,k} \quad (20)$$

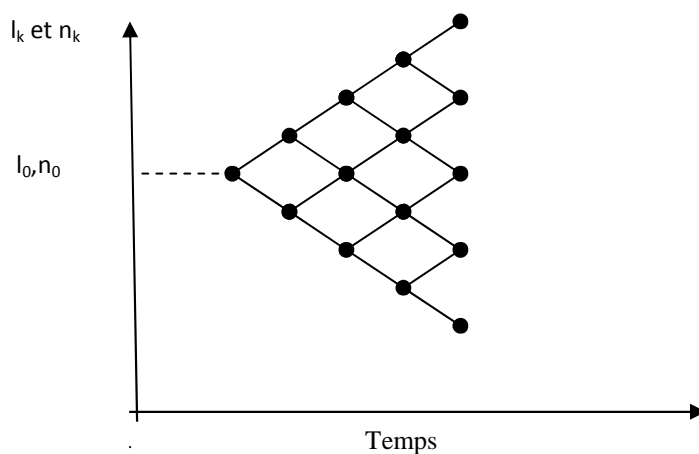
$$n_{k+1} = n_k + v_{l,k} \quad (21)$$

$$x_k \in \gamma_{x_k}, u_k \in \gamma_{u_k}, l_k \in \gamma_{l_k}, n_k \in \gamma_{n_k} \quad (22)$$

Avec,

- J_k Profit total espéré maximal à la période k (€)
- u_k Décision d'investissement, technologie 2, période k (MW)
- $w_{l,k}$ Incertitude de long terme sur la demande, période k
- $v_{l,k}$ Incertitude de long terme sur les prix du combustible, période k

Le modèle décrit l'interdépendance entre les trois éléments qui sont : le *timing* des nouveaux investissements, la durée du délai de construction et l'incertitude future sur la demande et le prix du combustible. Les variables stochastiques sont modélisés par le biais de la chaîne de Markov (graphique 2-6). La probabilité jointe de la variation de la demande d'électricité avec celle du prix du combustible est modélisée via une distribution de probabilité discrète à deux dimensions et les deux indépendantes chaînes de Markov sont remplacées par une seule chaîne.



Graphique 2-6 : Chaîne de Markov discrète de l'évolution des variables stochastiques

La solution de récurrence à rebours du modèle donne les stratégies d'investissements optimales de la période étant donné la valeur actuelle des variables d'incertitude. Le mode de résolution est alors similaire à la charte appliquée dans la première étude, sauf qu'ici, il est impossible de déterminer une stratégie d'investissement unique de la période à cause de l'incertitude sur les variables d'état et du fait que le choix optimal dépend de la réalisation de ces variables. En revanche, en variant les valeurs initiales des variables d'états stochastiques, on peut identifier un niveau seuil des variables d'état pour lesquels il est optimal d'investir, c'est-à-dire, lorsque la valeur du projet (J_0 calculé par la méthode de la VAN statique) est égale à la valeur de l'option d'investir dans le future (J_0 calculé par la solution récurrente de (18)) et par la suite, l'investisseur n'a aucune incitation à retarder sa décision d'investissement (Botterud [2003]). Une fois ce seuil est trouvé, on déduit à la fois la décision d'investissement optimale de la période initiale (u_0^*) et le profit total espéré maximale sur toute la période de planification, J_0^* .

Les revenus de l'investisseur issus de ses ventes sur le marché d'énergie sont calculés comme dans l'étude déterministe en adoptant la même description des sous-modèles du prix *spot*, des coûts variables et des coûts d'investissement..

La fonction de revenu total dans une période donnée dépend des rémunérations additionnelles provenant de l'implémentation des mécanismes incitatifs. Les calculer implique la prise en compte d'hypothèses supplémentaires qui sont décrites dans les deux sous-sections suivantes.

2.2.1 Options de fiabilité

Pour la modélisation du mécanisme des options de fiabilité, on reprend les mêmes hypothèses formulées dans la première étude. Dû à la présence de l'incertitude, des hypothèses supplémentaires sont rajoutées. Nous les présentons dans ce qui suit.

On rappelle que l'enchère du mécanisme est réalisée une période avant le marché d'énergie. Comme à l'étude déterministe, l'investisseur déclare sa capacité disponible au moment de l'enchère. Cependant, il peut cette fois ci ajuster sa capacité à déclarer disponible à l'étape du marché d'énergie selon la réalisation de la demande. C'est-à-dire, il peut déclarer en plus la capacité ($x_{EM,k}(l_k, n_k)$ dans (24)) si c'est profitable.

Compte tenu de l'incertitude sur la demande future, la prime demandée par le nouvel investisseur dans une période donnée est formulée ainsi :

$$P_{rem,k-1} =$$

$$\left(E \left(\int_{P>S} (P(k) - S_k) dk \right) \right) \text{ si } Q_{max,k} \leq hf \cdot x_{init,k} \quad (23a)$$

$$\left(E \left(\int_{P>S} (P(k) - S_k) dk + a \cdot \max\{Ann_{TIC_2, si x_k > 0}\} \right) \right) \text{ si } Q_{max,k} > hf \cdot x_{init,k} \quad (23b)$$

Avec,

$Q_{max,k}$ Demande future maximale anticipée plus une marge de réserve (MW)

E Opérateur mathématique qui évalue le revenu futur de l'investisseur en prenant en compte l'incertitude future sur la demande.

Cette représentation de la fonction de la prime montre l'intérêt principal du mécanisme des options de fiabilité où l'investisseur échange un revenu futur volatile et incertain (tout prix supérieur à S) contre une rémunération certaine (la prime). Le revenu de l'investisseur dans une période k donnée est alors :

$$g_k(x_k, l_k, n_k) =$$

$$\int_{P<S} hf_2 \cdot l_k \cdot x_{RO,k} \cdot (P_k - VC_{k,2}) \cdot dk + \int_{P>S} [hf_2 \cdot l_k \cdot x_{RO,k,2} \cdot (S_k - VC_{k,2})] \cdot dk + P_{rem,k-1} \cdot hf_2 \cdot x_{RC,k} + hf_2 \cdot l_k \cdot x_{EM,k}(l_k, n_k) \cdot (P_k - VC_{k,2}) - u_k \cdot C_{inv,k} \quad (24)$$

Avec,

$$x_{avail,k}(l_k, n_k) = x_{RO,k} + x_{EM,k}(l_k, n_k) \quad (25)$$

2.2.2 Marchés de capacités à terme

Identiquement au mécanisme précédent, l'investisseur décide, une période avant le temps réel, la capacité à engager sur le marché de capacité, $x_{CM,k}$. Il pourra ensuite ajuster sa capacité disponible en fonction de la réalisation du niveau de la demande et du prix du combustible (lorsque l'engagement devient contraignant). Le facteur de capacité qui détermine le prix du marché de capacité est calculé en fonction de la demande future maximale anticipée, $l_{max,k}$, et de la capacité déclarée disponible dans cette étape.

$$CF_{k-1} = \frac{x_{init,k} + x_{CM,k}}{l_{max,k}} \quad \text{Facteur de capacité, période k-1}$$

$x_{CM,k}$ Capacité déclarée et engagée par l'investisseur sur le marché du mécanisme, période k (MW)

$l_{max,k}$ Demande maximale anticipée à la période k (MW)

La fonction de revenu pour une combinaison donnée des variables d'état est alors :

$$g_k(x_k, l_k, n_k) = hf_2 \cdot l_k \cdot x_{avail,k} \cdot (P_k - VC_{k,2}) + P_{CM,k-1} \cdot hf_2 \cdot x_{CM,k} - u_{k,i} \cdot C_{inv,k,i} \quad (26)$$

Avec,

$$x_{CM,k} \leq x_{avail,k}(l_k, n_k) \leq x_k(l_k, n_k)$$

2.2.3 Comparaison des mécanismes incitatifs aux investissements

Pour cette étude, le modèle identifie les niveaux optimaux de la demande et du prix du combustible pour lesquels il est optimal d'investir en capacité de production d'électricité. L'analyse est répétée pour les trois designs de marché, à savoir ; « *l'All Market* », les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme. On vise principalement à : (1) identifier le mécanisme qui assure des investissements adéquats et aux moments opportuns; (2) étudier l'effet de la prise en compte de l'incertitude sur l'évaluation du projet d'investissement en électricité ; (3) analyser l'efficacité des mécanismes incitatifs dans un environnement incertain.

Dans cette sous-section nous avons montré les hypothèses de modélisation supplémentaires apportées aux modèles des mécanismes incitatifs aux investissements après l'introduction de l'incertitude. La théorie des options réelles est utilisée pour l'évaluation du projet d'investissement du nouvel investisseur et le *timing* optimal d'investissement est considéré comme le critère principal de comparaison entre les mécanismes.

2.3 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté la modélisation entreprise sur les mécanismes d'incitation aux investissements pour les deux études déterministe et stochastique. Il s'agit d'un modèle général de maximisation de profit de l'investisseur sous des contraintes communes et spécifiques aux trois solutions de marché qu'on compare. Les contraintes communes concernent les fonctions de prix d'électricité, des coûts variables et des coûts d'investissement de l'investisseur. Alors que les contraintes spécifiques décrivent le mode de calcul de la rémunération supplémentaire de l'investisseur issue de sa participation à l'un des mécanismes. Dans l'étude déterministe, l'investisseur maximise son profit total sur la période de planification et détermine, annuellement, la capacité à investir dans le système, le type de la technologie choisie, la quantité de production à offrir sur le marché d'énergie et

potentiellement la quantité d'engagement sur les marchés des mécanismes marchands. La résolution du modèle est basée sur la méthode de la programmation dynamique.

Dans l'étude stochastique, la présence de l'incertitude sur les variables d'état –la demande d'électricité et le prix du combustible- requiert l'adoption de la théorie des options réelles pour l'évaluation du projet d'investissement (cf. section 1-2). De l'autre côté, le *timing* optimal des investissements est le critère de comparaison entre les mécanismes. Il est défini par les niveaux limites des variables d'incertitude pour lesquels il est optimal d'investir immédiatement.

Nous allons appliquer dans la section suivante notre modélisation sur des données du marché électrique Français.

Section 3 : Simulations numériques et discussion

Nous recourrons ici à des simulations numériques pour étudier les conséquences économiques de l'introduction des mécanismes d'incitation aux investissements. Nous commençons par présenter les paramètres des simulations et montrons ensuite les résultats des deux études déterministes et stochastiques.

3.1 Les paramètres des simulations

Les paramètres utilisés dans les modèles sont estimés à partir des données historiques du marché électrique français, tirés des études du DIGEC [1997], EDF [1999], de la DGEMP [2003] et des bilans statistiques du Powernext⁵³ [2002-2005]. Le tableau 2-1 présente les paramètres essentiels de l'étude.

⁵³ Powernext est une bourse européenne d'électricité basée à Paris. Créée en juillet 2001 avec l'ouverture du marché de l'électricité en Europe, elle compte sur un réseau de plus de 75 membres européens tels que des producteurs d'énergie (EDF, RWE, Electrabel, Endesa, Gaz de France, etc.), fournisseurs, distributeurs, utilisateurs finals, banques, courtiers et traders.

Paramètres	VALEUR
$x_{init,0}$	69300 MW
l_0/ n_0	60200 MW / 4,5 \$
l_{growth}/ n_{growth}	1000 MW / 0,1 \$
$w_{1,k}$	600 ou 1500 MW
$v_{n,k}$	-0,2 ou 0,4 \$
$u_{k,1} / u_{k,2}$	1500 MW / 750 MW
TIC_1/TIC_2	350000€/MW / 150000€/MW
$VC_{k,1} / VC_{k,2}$	16,5€/MWh / (8,577 r_k - 0,683)/MWh
Tax-Co2	0 ou 4€/MWh
l_{t_1} / l_{t_2}	7 années / 3 années
n_{t_1} / n_{t_2}	60 années / 30 années
$f/hf/r/ l_k/CF_{limit}$	1,05/0,9/0,08/1300 heures/1,05

Tableau 2-1 : Paramètres initiaux des modèles d'investissement

3.2 Résultats : Etude déterministe

Dans cette sous-section, on identifie les décisions d'investissements optimaux du nouvel investisseur en comparant entre les trois designs : l'*All-Market*, les options de fiabilité et le marché de capacité à terme. Le niveau d'adéquation de capacité est calculé à partir de la marge de capacité de la période. On suppose qu'une adéquation optimale est assurée si cette marge est positive et ne dépasse pas 5%. Le meilleur mécanisme est celui qui assure à la fois un niveau d'adéquation optimal, des coûts socialement acceptables pour les consommateurs finaux et réduit les manipulations des prix du marché. On étudie aussi les conséquences sur les stratégies d'investissement de l'application de la taxe-CO2 et de la différence entre les délais de construction et les structures des coûts des technologies investies.

La période de planification est de 18 périodes. Les six scénarios analysés dans cette étude sont présentés dans le tableau suivant :

Scénarios	
EOM	<i>All-Market</i>
RO	Options de fiabilité
CM	Marchés de capacité à terme
EOM1	<i>All-Market avec Taxe-Co2</i>
RO1	Options de fiabilité avec Taxe-Co2
CM1	Marchés de capacité à terme avec taxe-Co2

Tableau 2-2: Définition des scénarios de l'étude

Pour la prime demandée par l'investisseur dans les scénarios des options de fiabilité (RO et RO1), le paramètre a est fixé à 60%. Il correspond à la proportion du coût d'investissement annuel de la technologie la plus chère investie couverte par la prime.

De plus, à la phase de marché, on définit une distribution mensuelle du prix d'électricité et de la demande afin de comparer les prix au niveau du prix d'exercice S et par la suite déduire les moments de l'exercice de l'option. Ce prix d'exercice est fixé à 80% du prix *spot* efficient anticipé (cf. section 3.1). Finalement, pour les scénarios des marchés de capacité à terme (CM et CM1), le niveau du seuil de facteur de capacité est fixé à 1.05^{54} .

Résultat 1 : l'adéquation des capacités de production dans le long terme est assurée avec l'implémentation d'un mécanisme incitatif aux investissements.

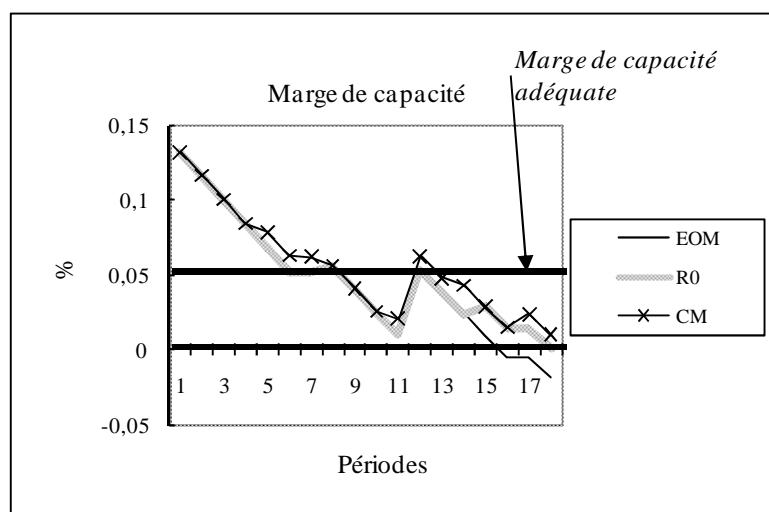
En introduisant un mécanisme incitatif aux investissements (RO et CM), on assure une marge de capacité optimale, à partir de la période 8 jusqu'à la fin de la période de planification, tandis que, sans incitations, le système est déficitaire et aura besoin de faire appel à l'importation afin de répondre à la demande totale dans les quatre dernières périodes (graphique 2-7). Ces premiers constats confirment les prédictions théoriques, suggérant que les signaux économiques des mécanismes incitatifs devraient augmenter la capacité de production installée dans le système et améliorer sa fiabilité. La situation de sur capacité constatée dans les sept premières périodes est expliquée par les niveaux initiaux de la

⁵⁴ Les valeurs des paramètres sont choisies sous l'hypothèse de revenus supplémentaires identiques issus des mécanismes.

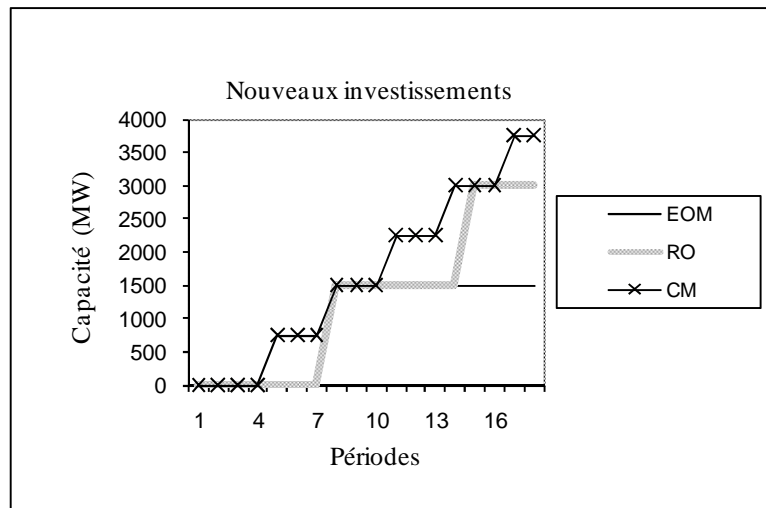
demande et de la capacité installée dans notre analyse. Ces niveaux sont estimés à partir du marché d'électricité Français qui est en situation excédentaire.

Par contre, la marge de capacité peut être supérieure au niveau idéal dans le scénario CM (à $k=12$ et $k=13$), impliquant une situation de surcapacité. Ce résultat est confirmé dans le graphique 2-8, où la capacité totale ajoutée au système est plus élevée dans le scénario CM comparée au scénario RO, sur tout l'horizon temporel.

Avec le mécanisme de marché de capacité à terme, la capacité disponible de l'investisseur est doublement rémunérée. Pour chaque unité déclarée disponible et offerte sur le marché de capacité, il reçoit le prix de marché d'énergie et le prix de capacité. Le nouvel investisseur est donc sur-incident à investir dans le système et par la suite la capacité totale doit augmenter rapidement, provoquant une situation de surcapacité. Cependant, avec le mécanisme des options de fiabilité, le revenu additionnel correspond uniquement à la couverture d'une partie du coût d'investissement de l'investisseur. De plus, les prix *spot* d'électricité sont plafonnés par le prix d'exercice S . Cela induit à des incitations à investir mesurées et fournies d'une manière adéquate, permettant donc d'atteindre le niveau d'adéquation de capacité prescrit.



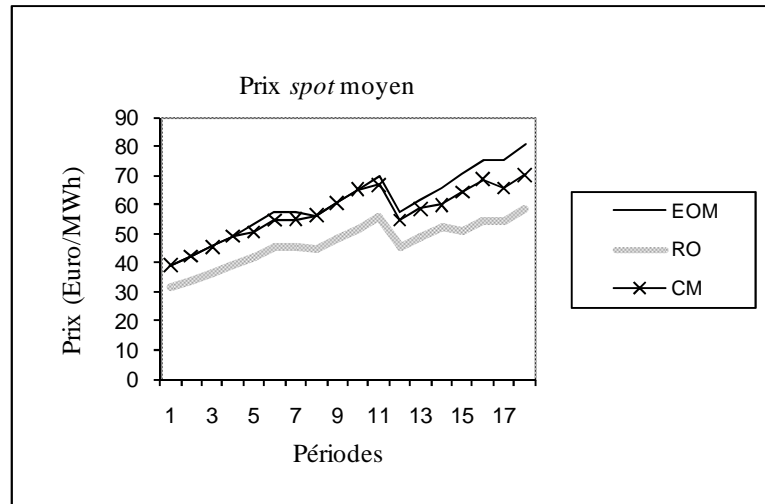
Graphique 2-7: Evolution de la marge de capacité sur la période de planification pour les trois designs de marché



Graphique 2-8: Evolution des nouveaux investissements sur la période de planification pour les trois designs de marché

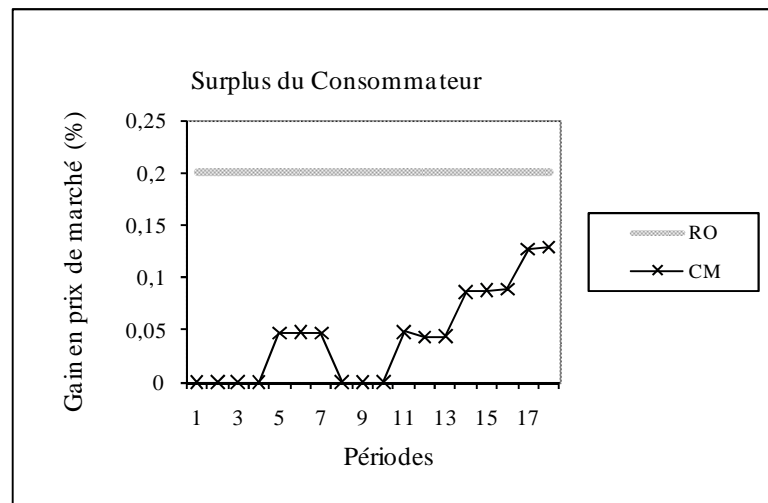
Résultat 2 : Comparé au mécanisme de marchés de capacité, les options de fiabilité garantissent des prix de marché faibles et augmentent le surplus du consommateur

En introduisant un mécanisme marchand d'incitation aux investissements, on assure un prix d'électricité plus faible, comparé à la situation « *All-Market* », spécialement à la fin de la période de planification (graphique 2-9). En effet, avec ce dernier design, le manque de nouveaux investissements génère des prix d'électricité élevés. En introduisant les mécanismes, les prix baissent significativement. C'est particulièrement vrai pour le scénario RO où le prix d'exercice imposé par l'OS agit comme prix plafond pour le marché et protège les consommateurs contre des prix élevés de l'électricité. Ce mécanisme permet aux consommateurs de recevoir une assurance sur les prix de marché en contrepartie du paiement supplémentaire provoqué par l'application du mécanisme.



Graphique 2-9: Evolution des prix spot moyens du marché d'électricité sur la période de planification pour les trois designs de marché

De plus, le surplus du consommateur, calculé en termes de baisse de prix, est largement plus élevé avec le scénario RO qu'avec le scénario CM (graphique 2-10). Un inconvénient majeur du mécanisme de marché de capacités, sans imposition d'un prix plafond, est que les consommateurs restent entièrement exposés aux prix potentiellement élevés sur le marché d'énergie. En effet, ils payent des charges supplémentaires aux producteurs pour s'assurer de la présence d'une capacité satisfaisante, mais sans bénéficier tout de même des prix efficients des marchés *spot*.

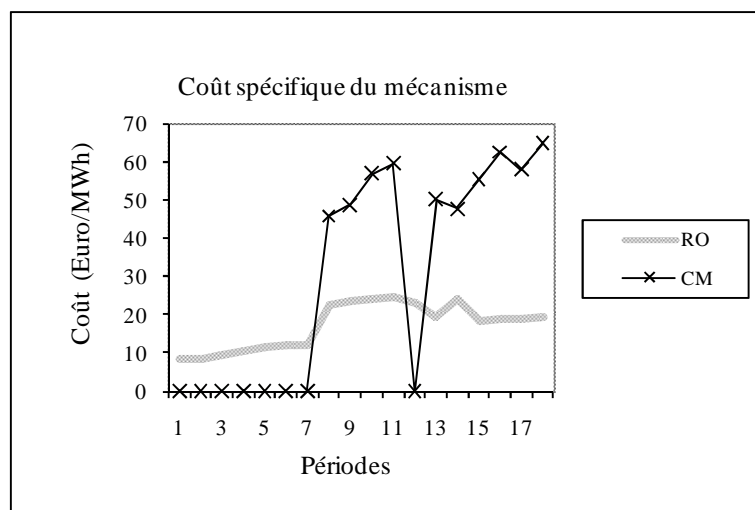


Graphique 2-10: Evolution du surplus du consommateur en termes de réduction du prix de marché après l'implémentation des mécanismes incitatifs.

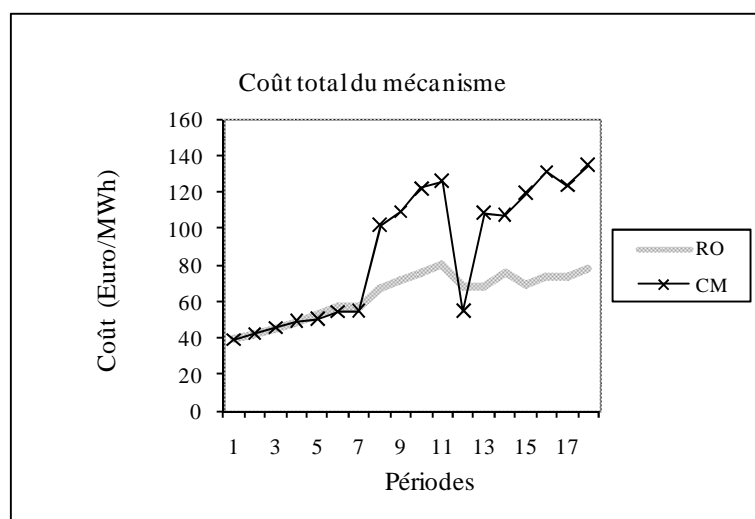
Résultat 3: Le mécanisme des options de fiabilité est le plus efficient en termes de coûts et permet de stabiliser les paiements des consommateurs finaux.

Les résultats observés pour le scénario EOM confirme les prédictions théoriques concernant son manque à fournir les signaux nécessaires pour inciter à investir dans le système. Il devrait provoquer des prix élevés et une insuffisance de capacité installée. Maintenant et afin de mieux évaluer les deux mécanismes incitatifs marchands, on calcule le coût payé par les consommateurs pour l'octroi de l'énergie. On distingue entre le coût spécifique du mécanisme, c'est-à-dire, le paiement qui est la contrepartie de l'engagement des producteurs et le coût total qui correspond au dernier paiement plus le prix *spot* d'électricité. Dans le graphique 2-11, on montre l'évolution du coût spécifique sur toute la période de planification. Il est stable et avoisine les 20€/MWh avec le scénario RO, par contre, il est volatile et atteint les 60€/MWh à la fin de l'horizon temporel avec le scénario CM. En effet, avec ce dernier, le prix de capacité payé par les consommateurs dans le marché de capacité dépend largement du facteur capacité dans le système et plus ce facteur baisse (rationnement du marché), plus le prix de capacité augmente et par la suite le revenu additionnel des producteurs issu de ce marché est élevé. Par conséquent, l'investisseur choisit de retarder ses décisions d'investissement jusqu'au rationnement du système. Cependant, avec les options de fiabilité, la prime touchée par le producteur dans l'étape d'enchère est déterminée via un mécanisme basé sur le marché, assurant un revenu stable aux producteurs, quel que soit la situation du système, et correspond à la rémunération qu'un investisseur rationnel a besoin afin d'investir dans le système.

Concernant le coût total du mécanisme, la graphique 2-12 montre un niveau faible et stable avec le scénario RO, en évoluant entre 50€/MWh et 70€/MWh. Par contre, le coût total est croissant et volatile, en atteignant 130€/MWh avec le scénario CM. Les options de fiabilité peuvent être considérées comme un mécanisme de prix plafond compatible au marché. L'effet négatif de toute politique de prix plafond, qui théoriquement décourage les nouveaux investissements, est éliminé grâce aux signaux économiques fournis par la stabilité et la certitude du revenu additionnel. En plus, les consommateurs devraient obtenir, en contrepartie d'un paiement stable, la garantie permanente d'une capacité de production suffisante.



Graphique 2-11: Evolution du coût spécifique du mécanisme incitatif dans la période de planification

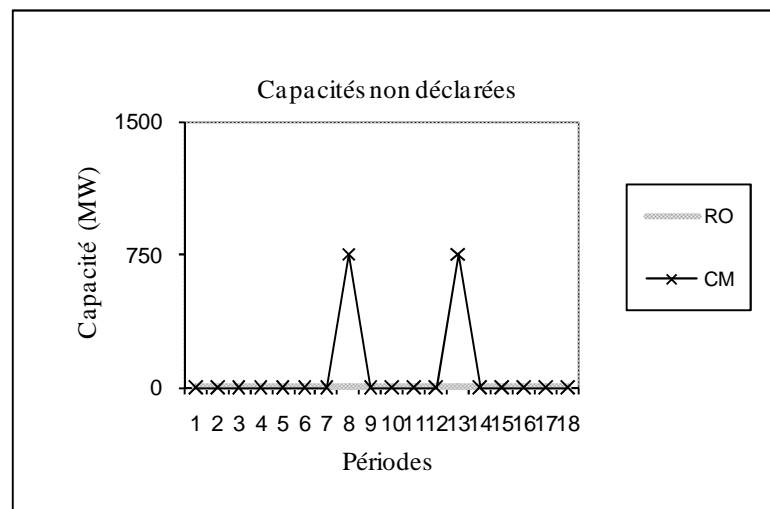


Graphique 2-12: Evolution du coût total du mécanisme incitatif dans la période de planification

Résultat 4: avec le mécanisme de marché de capacité, les prix du marché spot et du marché de capacités sont manipulés par l'investisseur.

L'implémentation d'un mécanisme incitatif vise aussi à lutter contre les manipulations des prix de marché par les producteurs, spécialement en période de pointe. La manipulation est un moyen de faire augmenter volontairement les prix soit en refusant de produire ou en déclarant disponible seulement une part du parc de production du producteur. Dans le graphique 2-13, on montre l'évolution de la capacité déclarée non disponible du nouvel investisseur afin de manipuler les prix de marché. On constate que dans le scénario CM, la capacité déclarée par l'investisseur dans les périodes 8 et 12 est inférieure à sa capacité totale

installée. En effet, le facteur de capacité anticipé dans ces périodes est supérieur à 1.05, c'est-à-dire, le seuil limite à partir duquel la rémunération au marché de capacité est nulle. L'investisseur choisit alors de réduire sa capacité déclarée disponible jusqu'à presque 1.04 et d'augmenter ainsi ses rémunérations du marché de capacité et du marché *spot*. Le principal inconvénient de ce mécanisme est la volatilité du revenu obtenu des marchés de capacité et sa dépendance au facteur capacité du système. Ce revenu augmente considérablement en situation de rationnement, ce qui incite l'investisseur à profiter encore de ces conditions en manipulant sa capacité déclarée malgré la situation d'abondance. Cependant, avec le scénario RO, le revenu obtenu dans l'étape d'enchère est stable tout au long l'horizon temporel. Quel que soit la situation du système, les tentations de manipulations des prix sont éliminées et toute capacité installée est disponible pour la production.

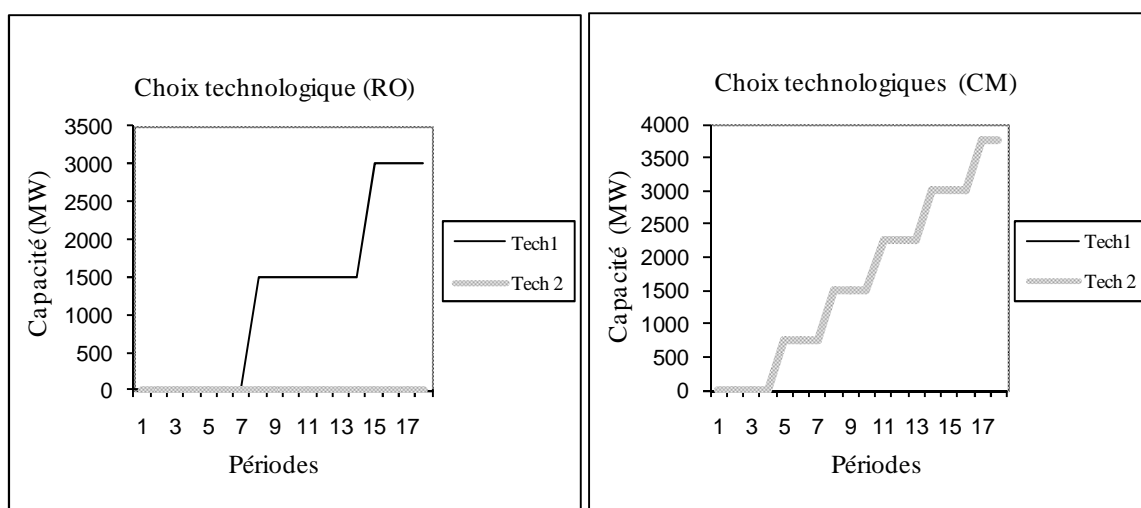


Graphique 2-13: Capacités non déclarées dans chaque mécanisme incitatif

Résultat 5: le mécanisme de marché de capacité favorise l'investissement dans les technologies à faible délai de construction, alors qu'avec les options de fiabilité les technologies à faible coûts d'exploitation sont choisies.

On étudie maintenant les choix technologiques optimaux du nouvel investisseur pour chaque mécanisme incitatif. On rappelle que l'investisseur peut choisir entre deux technologies de production. Une technologie 1, exigeant un long délai de construction, un coût d'investissement élevé mais un faible coût variable. Et une technologie 2, au contraire, caractérisée par un faible délai de construction mais largement dépendante du prix du combustible et ayant un coût variable élevé. Dans le graphique 2-14, on montre qu'avec le scénario CM, seule la technologie 2 est choisie par l'investisseur. Cependant, c'est la

technologie 1 qui est choisie quand le mécanisme des options de fiabilité est appliqué. Ce résultat peut être expliqué par les facteurs suivants. Premièrement, avec le marché de capacité à terme, le producteur anticipe parfaitement ses rémunérations futures, notamment le niveau du facteur de capacité. Par la suite, plus sa capacité est disponible, plus il peut intervenir sur le marché de capacité et le marché d'énergie, plus il peut manipuler les prix et augmenter ses gains. Ce qui le pousse à opter pour la technologie la plus faible en termes de délai de construction. Deuxièmement, avec les options de fiabilité, la prime obtenue dans l'étape enchère est stable et couvre une part des coûts d'investissement, ce qui rend la technologie 1 plus compétitif par rapport à la technologie 2 et incitera les producteurs à la choisir pour bénéficier de son faible coût variable.

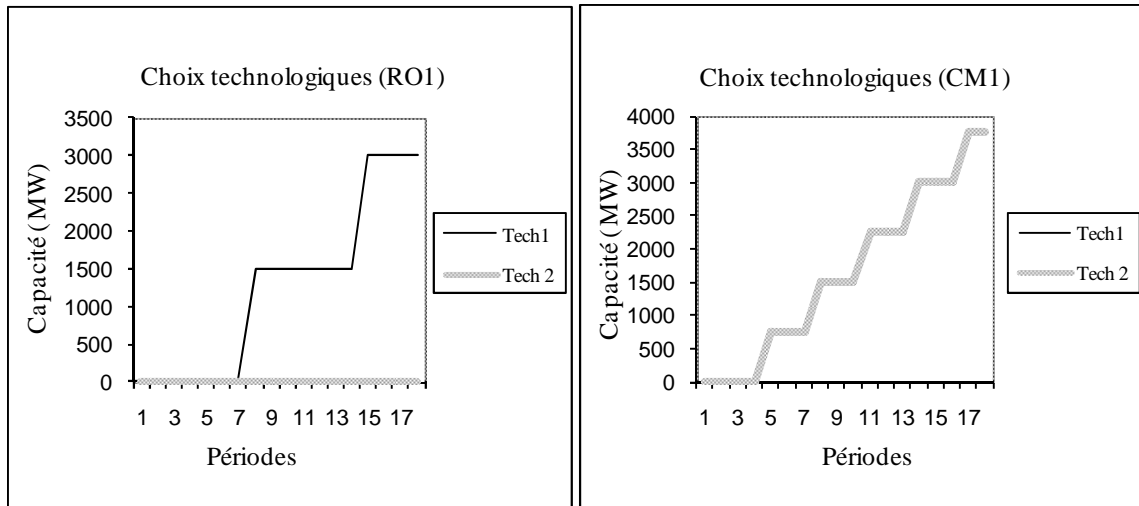


Graphique 2-14: Choix technologiques dans les deux scénarios RO et CM

Résultat 6: L'implémentation d'une Taxe-CO2 modifie les choix technologiques optimaux sans affecter l'efficacité du mécanisme d'options de fiabilité.

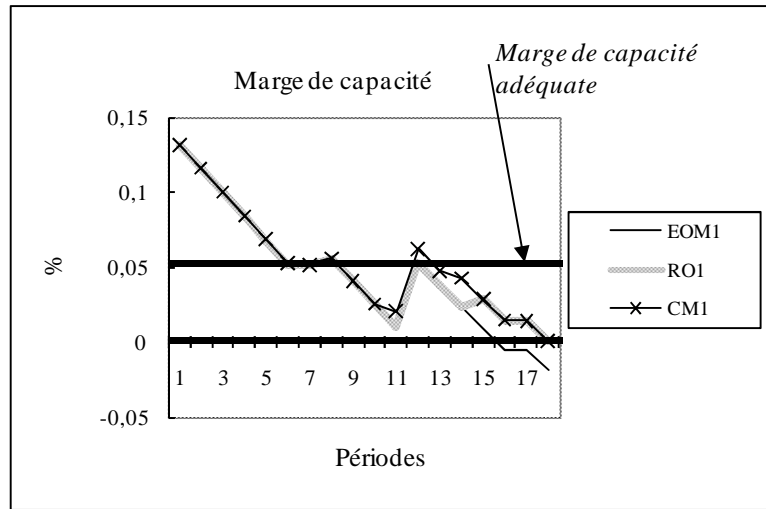
On termine ce premier travail par l'étude de l'effet de l'application d'une taxe-CO2 sur les choix technologiques optimaux et par la suite sur l'adéquation du système. Cette taxe affecte uniquement les coûts variables de la technologie 2, due à sa forte dépendance du prix du combustible. Elle est introduite en ajoutant 4€/MWh au coût variable unitaire de cette technologie. Les résultats dans le graphique 2-15 montre un changement du choix technologique. L'investisseur opte maintenant à un mixte technologique dans le scénario CM1, profitant d'un côté de l'efficacité en termes de coût de la technologie 1 et d'autre côté du faible délai de construction de la technologie 2. Par contre dans le scénario RO1, l'introduction de la taxe n'affecte pas les choix technologiques. Le chemin optimal

d'investissement dépend uniquement de la technologie 2. Comme dans la situation sans taxe-CO₂, ce mécanisme ne stimule que des investissements en technologie 1. En effet, la couverture de ses coûts d'investissement par la prime de l'enchère la rend plus compétitif par rapport à la technologie 2.

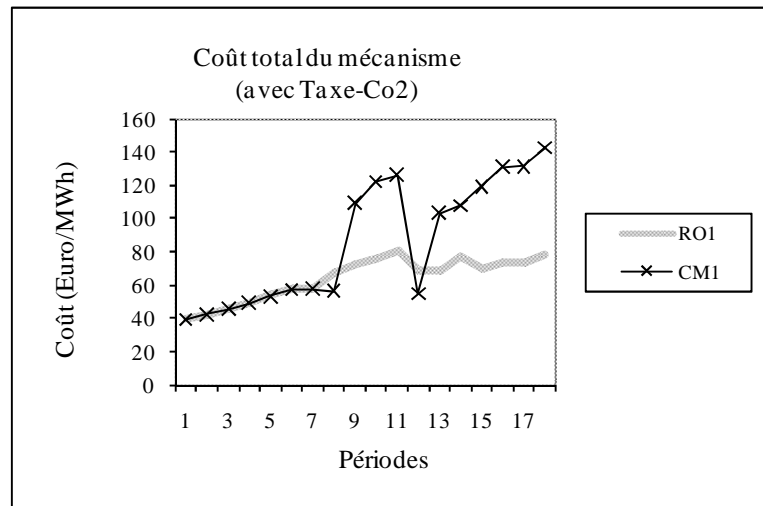


Graphique 2-15: Choix technologiques dans les deux mécanismes incitatifs avec une Taxe-Co₂

Finalement, l'adéquation du système reste inchangée après l'introduction de cette taxe et les deux mécanismes continuent à assurer un niveau adéquat de marge de capacité, spécialement à la fin de l'horizon temporel (graphique 2-16). Un constat intéressant est que cette taxe a permis de réduire le niveau de capacité investie dans le scénario CM en induisant un niveau de capacité totale installée au même niveau que les options de fiabilité, sur tout l'horizon temporel. Concernant le coût total du mécanisme, il évolue comme dans les scénarios sans taxe-CO₂, avec un niveau stable et faible pour le scénario RO1 et des coûts croissants et volatiles dans l'autre scénario (graphique 2-17).



Graphique 2-16: Evolution de la marge de capacité sur l'horizon temporel pour les trois designs de marché (Avec taxe-CO2)



Graphique 2-17 : Coût total du mécanisme pour les deux mécanismes incitatifs avec Taxe-CO2

L'étude déterministe montre l'intérêt du mécanisme des options de fiabilité à assurer la fiabilité du système électrique dans le long terme. Le coût total du mécanisme supporté par les consommateurs est aussi le plus faible avec ce mécanisme comparé aux autres solutions de marché. Cependant, afin de proposer des résultats robustes, l'analyse doit tenir en compte de l'incertitude sur l'environnement des marchés électriques. Nous montrons donc dans la section suivante l'analyse de l'efficacité relative des mécanismes en prenant en considération l'incertitude sur la demande d'électricité et les prix du combustible.

3.3 Résultats : Etude stochastique

Dans cette deuxième étude, on reprend les mêmes paramètres de l'étude déterministe. Les évolutions du prix du combustible et de la demande future sont traitées comme un processus stochastique. Contrairement à l'étude précédente, le critère de comparaison entre les scénarios est désormais le *timing* optimal des investissements et non plus l'évolution de la marge de capacité. Cette analyse vise principalement à : (1) identifier le mécanisme qui assure des investissements adéquats et aux moments opportuns dans le système ; (2) étudier l'effet de la prise en compte de l'incertitude sur l'évaluation du projet d'investissement en électricité ; (3) analyser l'efficacité des mécanismes incitatifs dans un environnement incertain. Un horizon temporel de 10 périodes est appliqué dans cette étude.

Résultat 7: En présence d'incertitude, les options de fiabilités assurent des investissements plus rapides dans le système et des coûts efficients pour les consommateurs finaux.

Dans le tableau 2-3, on montre, pour les deux évaluations statique et dynamique, les niveaux optimaux de la demande pour lesquels il est optimal d'investir immédiatement en capacité de production ainsi que le profit généré pour les trois designs de marché étudiés. Avec une évaluation statique, l'investisseur devrait investir dès que la VAN du projet devient positive, ce qui correspond à un niveau seuil de la demande de 63.800 MW pour le scénario « *All Market* ». Cependant, s'il retarde son choix d'investissement, afin de prendre compte de l'évolution favorable des conditions du marché, on constate que l'investissement ne sera effectué que si le niveau de la demande atteint 99.000 MW. Cela se réalise quand le profit de l'investisseur ne peut plus augmenter avec une temporisation supplémentaire de l'investissement. Ce résultat est motivé par la présence d'une demande croissante sous-jacente dans le système, qui augmente la valeur de l'option de différer l'investissement. Allant de l'évaluation statique à la dynamique, il est clair que le niveau seuil de la demande, pour exécuter l'investissement, augmente nettement, résultant à une amélioration du profit total espéré sur l'horizon temporel de l'étude. On constate aussi que pour ce même scénario, les niveaux des prix *spot* de l'électricité sont socialement inacceptable et l'introduction d'une mesure proactive tel que les marchés de capacité à terme ou les options de fiabilité est nécessaire.

On étend alors l'analyse précédente en incluant le mécanisme des options de fiabilité comme il est présenté dans la section 2.2. Les résultats montrent une réduction importante du niveau optimal de la demande stimulant l'investissement avec quasiment 34%. Comme premier constat, ce mécanisme stimule plus d'incitations à investir et réduit les éventualités de différer la décision, comparé au design de référence. De même, avec le mécanisme des marchés de capacité à terme, on constate que le seuil d'investissement baisse largement contrairement au design *All-Market* mais, il reste élevé par rapport au scénario RO, avec un niveau de 79200(MW), c'est-à-dire, 22% de plus par rapport au précédent scénario. Le profit espéré augmente aussi considérablement et cela peut être expliqué par deux facteurs. Un effet direct expliqué par la différence entre les niveaux initiaux de la demande pour lesquels l'investissement est exécuté dans les deux scénarios. Et un effet propre au mécanisme de marché de capacité à terme, à cause de l'incertitude et de la volatilité des rémunérations générées par le marché de capacité. En effet, cette incertitude incite l'investisseur à retarder la décision d'investissement pour attendre la baisse du niveau de facteur de capacité et par la suite, la garantie d'une rémunération du marché de capacité suffisante pour motiver un investissement irréversible. De même, ce facteur augmente la valeur de l'option de différer la décision d'investir et explique la variation significative des seuils d'investissement calculés dans l'étude statique et l'étude dynamique.

Concernant le coût total supporté par les consommateurs, on constate qu'à partir du tableau 2-3 qu'il est plus faible avec le scénario RO par rapport au scénario CM. Un intéressant aboutissement de ce travail est que le mécanisme des options de fiabilités reste la plus efficace même avec la prise en compte de l'incertitude et le risque lié. Il assure toujours l'adéquation du système en fournissant des incitations à investir au moment adéquat. Cependant, l'incertitude augmente la volatilité des paiements obtenus du marché de capacité et conduit à retarder les nouveaux investissements jusqu'au rationnement du système. Cela est confirmé par les niveaux seuils de facteur de capacité avant d'exécuter l'investissement. Il est à 1.038 pour le scénario RO, par contre il atteint des niveaux dramatiques avec les scénarios EOM et CO, avec presque 0.69 et 0.85 respectivement.

Scénarios	Seuils d'investissement pour la demande		Coût du mécanisme M€	Facteur de capacité
	Dynamique (SDP)	Statique (VAN)		
EOM	99000 MW	63800 MW	2338	0.69
RO	64900 MW	63910 MW	17,975	1.038
CM	79200 MW	64350 MW	750,629	0.85

Table 2-3 : Seuils optimaux de la demande pour le nouvel investissement

Résultat 8: *Avec les options de fiabilité, la temporisation de l'investissement en vue d'attendre une amélioration favorable des prix du combustible n'augmente pas la valeur de l'option.*

On étudie ici les niveaux limites des prix du combustible pour lesquels l'investissement est déclenché dans les trois scénarios. Le tableau 2-4, montre qu'avec le scénario RO, le nouvel investissement est entrepris pour un niveau modéré du prix du combustible. Cependant, l'investisseur diffère sa décision jusqu'à une baisse considérable du prix du combustible dans les deux scénarios CM et EOM. En effet, avec les options de fiabilité, attendre une baisse du prix du combustible n'a aucun effet sur la valeur de l'option d'investir, l'investissement se décide à un niveau de 4.30\$ du prix du combustible. Cela est expliqué par l'intérêt de la prime demandée dans l'enchère du mécanisme qui couvre largement le coût variable élevé de la capacité installée, ce qui motive par la suite l'investisseur à être disponible même quand il est moins compétitif.

En allant de l'évaluation statique à la dynamique, on constate une baisse des niveaux optimaux du prix du combustible dans les scénarios EOM et CM. En effet, la variation du prix du combustible à la baisse accroît la valeur de l'option. On note finalement qu'uniquement pour le scénario RO, le niveau du prix du combustible qui déclenche l'investissement est identique dans les deux types d'évaluation.

Scénarios	Seuils d'investissement pour le prix du combustible	
	Dynamique (SDP)	Statique (VAN)
EOM	\$0.5	\$4.1
RO	\$4.3	\$4.3
CM	\$3.08	\$4.4

Table 2-4 : Seuils optimaux du prix du combustible pour le nouvel investissement

Résultat 9: *L'efficacité des mécanismes d'incitation aux investissements est insensible aux niveaux du prix d'exercice S et du facteur de capacité limite.*

On analyse maintenant la sensibilité de nos résultats par rapport au niveau du prix d'exercice S fixé dans le mécanisme des options de fiabilité en variant son niveau de 80% à 60% du prix efficient du marché. Cela ne devrait pas avoir un effet majeur sur les résultats du moment où l'investisseur devrait augmenter sa prime demandée dans l'enchère pour palier le manque à gagner sur le marché d'électricité. Cela est confirmé dans les résultats du tableau 2-5 où les niveaux seuils de la demande et du prix du combustible varient peu en passant du scénario RO au scénario ROa. Cependant, le profit total est presque doublé dû principalement à la forte prime demandée dans l'enchère.

Pour étudier la sensibilité des résultats par rapport à la variable majeure du mécanisme de marché de capacité, qui est le facteur de capacité limite, on définit ce seuil maintenant à 1.03 et à 1.1, dans les scénarios CMa et CMb respectivement. Les résultats montrent une variation faible des seuils d'investissement que ce soit dans le cas d'une augmentation de ce paramètre ou dans le cas d'une baisse.

Scénarios	Seuils d'investissement : Demande	Seuils d'investissement : prix du combustible
ROa	64800 MW	\$4.24
CMa	79530 MW	\$4.35
CMb	79200 MW	\$4.30

Table 2-5 Seuils d'investissement optimaux pour les scénarios ROa, CMa et CMb

3.4 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté les résultats des simulations numériques sur l'introduction des mécanismes marchands d'incitation aux investissements. Nous avons appliqué la modélisation des mécanismes entreprise dans la section 3 sur des données historiques du marché électrique Français. Dans l'étude déterministe, nous avons comparé l'efficacité relative des mécanismes selon trois principaux critères : la capacité à assurer un niveau d'adéquation optimal, la capacité à fournir des coûts socialement acceptables pour les consommateurs et la disposition à réduire les manipulations des prix des marchés. Les résultats observés pour la solution *All-Market* confirme les prédictions théoriques concernant son manque à fournir les signaux nécessaires pour des investissements adéquats. L'introduction d'un mécanisme marchand permet d'augmenter la capacité de production installée dans le système et améliore sa fiabilité. Elle devrait provoquer des prix élevés sur le marché et une insuffisance de capacité installée. Cependant, le mécanisme des marchés de capacité tel qu'il est modélisé dans ce chapitre implique généralement une situation de surcapacité. Concernant l'analyse des coûts des mécanismes, les options de fiabilité garantissent des prix de marché faibles et augmentent le surplus du consommateur comparé aux autres mécanismes. C'est dû principalement au prix d'exercice spécifique au mécanisme qui agit comme prix plafond sur le marché et protège les consommateurs contre des prix élevés d'électricité. Bien que le mécanisme des marchés de capacité incite aux nouveaux investissements, la fiabilité fournie est suffisamment coûteuse par rapport aux options de fiabilité. Les consommateurs payent des charges supplémentaires pour s'assurer de la présence d'une capacité suffisante, mais sans bénéficier tout de même d'une baisse des prix de marchés. On suggère donc l'accompagnement de ce mécanisme par une politique de prix plafond sur le marché d'énergie, d'où l'intérêt de la version proposée par Joskow [2007] et qui sera analysée dans le prochain chapitre. Les options de fiabilité de leur côté fournissent les signaux nécessaires pour des investissements adéquats grâce à la stabilité du revenu additionnel procuré aux producteurs et protège les consommateurs qui obtiennent en contrepartie d'un paiement stable, la garantie permanente d'une capacité de production suffisante et des prix de marchés efficaces.

Nous avons continué cette première étude en s'intéressant au troisième critère qui concerne le degré de manipulation des prix des marchés d'énergie et de mécanisme. On a constaté qu'avec le mécanisme de marché de capacité, les prix du marché *spot* et du marché

de capacité sont manipulés par l'investisseur. La volatilité du revenu obtenu des marchés de capacités et sa dépendance du facteur de capacité dans le système constituent les principaux facteurs qui poussent l'investisseur à manipuler ces prix. En situation de rationnement, l'investisseur choisit de déclarer disponible une capacité inférieure à celle installée afin d'augmenter les prix des marchés de capacité et d'énergie. Cependant, la stabilité du revenu obtenu dans l'enchère du mécanisme des options de fiabilité réduisent toute tentation de manipulation des prix.

A partir de ces premiers résultats, il est clair que l'introduction d'un mécanisme incitatif aux investissements doit s'accompagner par une politique de prix plafond sur le marché et les rémunérations supplémentaires doivent être stables afin de réduire les tentations de manipulation des prix des marchés.

Nous avons terminé cette première étude en s'intéressant aux conséquences sur les stratégies d'investissements de l'application de la taxe-CO2 et de la différence entre les délais de construction et les structures des coûts des technologies investies. On a démontré que : 1) le mécanisme des marchés de capacité favorise l'investissement dans les technologies à faible délai de construction ; 2) le mécanisme des options de fiabilité privilégie les technologies à faibles coûts d'exploitation ; et 3) l'implémentation d'une taxe-CO2 modifie les choix technologiques optimaux sans affecter l'efficacité du mécanisme des options de fiabilité.

Dans l'étude stochastique, nous avons comparé les mécanismes en termes de *timing* optimal d'investissement. C'est-à-dire, les niveaux limites des variables stochastiques –la demande d'électricité et le prix des combustibles- pour lesquels il est optimal d'investir. La prise en compte de l'incertitude n'alerte pas l'efficacité du mécanisme des options de fiabilité. Il assure en effet des investissements plus rapides dans le système et réduit les éventualités de différer les décisions d'investissements, comparé au design *All-Market* et les marchés de capacités. Pour ce dernier, l'incertitude et la volatilité des rémunérations générées par le marché de capacité pousse l'investisseur à retarder sa décision d'investissement et attendre une baisse du facteur de capacité jusqu'à un niveau lui garantissant une rémunération suffisamment élevée du marché de capacité. Dans la même logique, on a constaté que le seuil limite du prix du combustible pour déclencher l'investissement est modéré avec le mécanisme des options de fiabilité. Cependant, l'investisseur diffère sa décision d'investissement jusqu'à une baisse considérable de ces prix dans le mécanisme des marchés de capacités. Finalement, en comparant les coûts totaux supportés par les consommateurs pour chaque solution de

marché, l'efficacité du mécanisme des options de fiabilité est consolidée. La stabilité de la prime obtenue dans l'enchère et l'insensibilité de l'investissement face aux niveaux réalisés de la demande et du prix des combustibles constituent en effet les principaux éléments justifiant son efficacité en termes de coût.

Section 4 : Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons mis en œuvre un cadre d'analyse formalisé des mécanismes d'incitation aux investissements dans le système électrique, couvrant les mécanismes dit marchands –les options de fiabilité et les marchés de capacités à terme- et la solution *All-Market*. Nous nous sommes concentrés sur la question d'adéquation des capacités de production d'électricité. L'adéquation est évaluée en termes de quatre critères : 1) l'incitation aux investissements adéquats ; 2) les coûts supportés par les consommateurs ; 3) le degré de manipulation des prix des marchés ; et 4) le *timing* optimal des investissements. Pour réaliser cette évaluation, deux types d'études –déterministe et stochastique- ont été développées.

Dans la première section nous avons d'abord présenté les hypothèses générales relatives aux deux études. Ces hypothèses concernent la modélisation des mécanismes entreprises dans ce chapitre. Il s'agissait en effet de modèles à un seul agent où un nouvel investisseur est conduit à déterminer, annuellement et sur une période de planification donnée, la capacité à investir, la quantité d'énergie à offrir sur le marché d'énergie et son engagement de production si un mécanisme marchand est appliqué. Les modèles développés permettent la prise en compte de la relation dynamique entre les décisions de l'investisseur. Nous avons aussi montré la méthode d'évaluation de l'investissement et les moyens de résolution mobilisés pour chaque type d'étude. La méthode de la programmation dynamique est suggérée comme la plus robuste pour la résolution de nos modèles. Elle permet en effet de traiter la dynamique entre les décisions de l'investisseur sur toute la période de planification. Nous avons montré que la prise en compte de l'incertitude dans l'étude stochastique modifie la manière avec laquelle un projet d'investissement en capacité de production d'électricité doit être évalué. La présence de l'incertitude d'un côté et l'irréversibilité de l'investissement en capacités électrique de l'autre nécessite la prise en considération de la flexibilité dans les décisions d'investissement et d'inclure l'opportunité de retarder ces choix. En effet, il ne s'agit plus de décider d'investir ou non, mais d'investir uniquement dans des conditions favorables du marché. Cela est réalisé sous une évaluation basée sur la théorie des options réelles, que nous avons défini et présenté ses avantages, comparé à une évaluation basée sur la méthode de la VAN statique. Nous avons terminé cette section par une revue de littérature sur la planification des investissements en capacités de production d'électricité. Nous avons distingué les travaux traitant la question d'investissement dans un environnement incertain et

les recherches quantitatives sur les mécanismes d'incitation aux investissements. La modélisation entreprise dans ce chapitre est la première en la matière notamment en ce qui concerne la modélisation du mécanisme des options de fiabilité dans une optique de long terme. Cela a constitué l'objet essentiel de la deuxième section.

Dans cette section, nous avons développé la modélisation entreprise sur les mécanismes d'incitation aux investissements, pour les études déterministe et stochastique. Nous nous sommes basés sur les travaux de Botterud [2003] et [2005] et avons apporté plusieurs extensions, principalement en proposant un modèle spécifique au mécanisme des options de fiabilité, en augmentant les sources d'incertitude et en prenant en compte la question de manipulation des prix des marchés. Nous avons développé un modèle général de maximisation de profit sous des contraintes communes et spécifiques aux trois solutions de marché étudiées. Le premier groupe de contrainte concerne le mode de formulation des prix de marché, des coûts variables et des coûts d'investissement de l'investisseur. Le deuxième groupe décrit le mode de calcul de la rémunération supplémentaire de l'investisseur issue de sa participation à l'un des mécanismes. Dans l'étude déterministe, nous avons présenté un algorithme de résolution des modèles en se basant sur la méthode de programmation dynamique. Cet algorithme permet la détermination des décisions optimales de l'investisseur concernant ses choix d'investissement, de production et de participation au marché du mécanisme. Dans l'étude stochastique, nous avons fait appel à la théorie des options réelles pour l'évaluation de l'investissement futur de l'investisseur. L'incertitude concerne en fait l'évolution de la demande d'électricité et les prix des combustibles. L'optimisation des modèles stochastiques visait principalement à déterminer le *timing* optimal des investissements pour chaque solution de marché traitée. C'est-à-dire, les niveaux limites des variables d'incertitude pour lesquels il est optimal d'investir. Cela est réalisé en calculant la valeur totale du projet d'investissement pour plusieurs niveaux initiaux des variables d'incertitude, d'un côté par la méthode des options réelles et de l'autre par la méthode de la VAN. Les niveaux pour lesquels les deux valeurs s'égalisent, constituent en fait le *timing* optimal d'investissement. C'est-à-dire, quand la valeur de l'option de retarder encore la décision d'investissement est nulle. Il est inopportun de la différer encore.

Dans la troisième section, nous avons présenté les résultats des simulations numériques sur l'introduction des mécanismes d'incitation aux investissements. Dans l'étude déterministe, nous avons comparé l'efficacité relative des trois mécanismes selon trois principaux critères : la capacité à assurer un niveau d'adéquation optimal, la capacité à fournir des coûts

socialement acceptables pour les consommateurs et la disposition à réduire les manipulations des prix du marché. Les résultats montrent l'intérêt du mécanisme des options de fiabilité à inciter aux investissements adéquats, à protéger les consommateurs contre des coûts élevés et à éliminer les tentations de manipulation des prix des marchés. Bien que le mécanisme des marchés de capacités, tel qu'il définit dans ce chapitre, permette aussi d'inciter aux investissements, il provoque des situations de sur capacités dans le marché et ne résout pas le problème de manipulation des prix qui demeurent réel sur le marché d'énergie et le marché de capacité. L'application d'un prix plafond sur le marché d'énergie est conseillée avec ce mécanisme. Concernant le design *All-Market*, les résultats confirment les prédictions théoriques. Il provoque une insuffisance de la capacité installée tout en induisant des prix d'électricité élevés.

Nous avons montré à la fin de l'étude déterministe que l'implémentation d'une taxe-CO2 ne devrait pas affecter l'efficacité du mécanisme des options de fiabilité. Les technologies à faible délai de construction sont choisies avec le mécanisme des marchés de capacités tandis que l'investisseur opte pour les technologies à faible coût d'exploitation dans le cas des options de fiabilité.

Dans l'étude stochastique, nous avons plutôt comparé les mécanismes en termes de *timing* optimal des investissements. Il était clair que les options de fiabilité sont moins sensibles à l'incertitude, comparé aux autres designs. Les investissements sont déclenchés sans attendre une évolution favorable de la demande, ni une baisse des prix du combustible. Ce qui n'est pas le cas avec les marchés de capacités où l'incertitude et la volatilité des rémunérations générées par le marché de capacité le pousse à retarder ses décisions d'investissement.

Chapitre 3

**Modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements par la
théorie des jeux**

Introduction	130
Section 1 : Hypothèses de modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements	132
1.1 Hypothèses générales de l'étude.....	132
1.2 Hypothèses spécifiques aux mécanismes étudiés	140
1.3 Conclusion de la section	142
Section 2 : Les méthodes de résolution mobilisées: le choix des effets à boucle fermée	144
2.1 Equilibres de Cournot-Nash au niveau de chaque phase.....	144
2.2 Incertitude et équilibre global du jeu	147
2.3 Conclusion de la section	149
Section 3 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements	151
3.1 Modèle des options de fiabilité: Modèle RO.....	151
3.2 Modèle de marché de capacité à terme: Modèle CM1 et CM2.....	163
3.4 Comparaison des mécanismes d'incitation aux investissements.....	167
3.5 Conclusion de la section	167
Section 4 : Simulations numériques et discussion	169
4.1 Les paramètres des simulations	169
4.2 Résultats de l'étude.....	171
4.3 Conclusion de la section	185
Section 5 : Conclusion du chapitre	188

Introduction

Dans ce chapitre, nous traitons la question d'incitations aux investissements dans le long terme dans l'industrie électrique. Nous étendons le travail effectué dans le chapitre précédent en prenant en considération l'interaction stratégique entre les producteurs. Les mécanismes étudiés sont divisés en trois groupes : les mécanismes marchands -les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme tel qu'il est suggéré par Joskow [2007]-, un mécanisme non marchand -les paiements de capacité- et finalement le cas de référence, l'*All-Market*.

Pour assurer une étude complète des mécanismes, il est important d'inclure l'aspect concurrentiel. En effet, la majorité des marchés électriques européens possèdent une structure concurrentielle, avec la présence de quelques producteurs, et n'arrivent pas à assurer une fiabilité permanente de leurs systèmes. Comment alors peut-on résoudre ce problème par le biais d'un mécanisme incitatif et quel mécanisme -adopter ? En effet, ces questions sont essentielles pour garantir le bon déroulement des marchés électriques concurrentiels dans le futur. La simulation numérique basée sur des hypothèses réalistes des marchés électriques peut apporter des éléments de réponse. Cela va constituer en effet l'intérêt de ce chapitre.

La comparaison de ces solutions de marché repose sur une étude quantitative avec l'élaboration d'un modèle dynamique et stochastique pour chacun. La modélisation entreprise dans ce chapitre permet de considérer, pour la première fois, l'interaction dynamique et concurrentielle entre les mécanismes, les choix d'investissement et de production dans une planification de long terme. Nous supposons la présence sur le marché de trois producteurs en concurrence imparfaite qui décident annuellement leurs niveaux de production et d'investissement. L'environnement de l'étude est incertain. Cette incertitude touche l'évolution de la demande d'électricité. L'implémentation d'un mécanisme incitatif reposant sur un marché additionnel implique une étape de mécanisme où les producteurs décident aussi leurs engagements de production. Un modèle de concurrence oligopolistique à trois étapes - investissement, production et engagement- de jeu répétées sur un horizon temporel bien défini est développé pour ce type de mécanisme. Pour les autres solutions étudiées, on présente des modèles oligopolistiques à deux étapes.

Pour une modélisation robuste de ces designs de marché, on combine plusieurs techniques de résolution afin de garantir des résultats fiables et économiquement justifiables. D'un côté, on se base sur les méthodes de problème de complémentarité mixte et d'inégalité

variationnelle pour la recherche des choix optimaux des producteurs aux étapes d'engagement et de production. De l'autre côté, la méthode de Stakelberg est adoptée pour trouver les choix d'investissement. La résolution du jeu global repose sur la programmation dynamique stochastique en établissant une boucle fermée entre l'ensemble des décisions des producteurs.

La modélisation entreprise dans ce chapitre vise principalement à déterminer le mécanisme le plus efficient en termes de coût, de réduction des manipulations des prix du marché et d'adéquation du système dans le long terme. Trois critères sont alors définis pour évaluer les différents designs de marché : le premier concerne l'évolution de la marge de capacité installée en période de pointe sur tout l'horizon temporel. Le second traite l'évolution des prix de marché d'énergie et du coût total du mécanisme payé par les consommateurs finaux pour l'octroi d'un système électrique fiable. Dernièrement, on étudie la capacité des mécanismes à réduire la manipulation des prix du marché par les producteurs.

Finalement, on étudie la robustesse de nos résultats par rapport à la nature de la structure concurrentielle (situation oligopolistique, de collusion ou de monopole).

Les résultats principaux de l'étude montre que l'implémentation d'un mécanisme incitatif reposant sur une logique de marché devrait assurer l'adéquation dans le long terme du système électrique, en incitant aux investissements adéquats et en procurant des coûts modérés au consommateurs finaux. Par ailleurs, le problème de pouvoir de marché ne peut être résolu qu'avec un mécanisme marchand. Finalement, comparé à une structure oligopolistique, une collusion entre deux ou trois firmes sur le marché augmente le niveau de capacité installée dans le système, mais aussi, le coût du mécanisme.

Ce chapitre est organisé comme suit. Dans la première section nous présentons les hypothèses de l'étude. Ensuite, dans la section 2 nous montrons les méthodes mobilisées pour la résolution de nos modèles. Nous exposons dans la section 3 les modèles développés pour les mécanismes incitatifs traités. Enfin, la section 4 montre les résultats de l'étude de cas effectué sur la base du marché Français d'électricité. Nous finissons par la conclusion du chapitre.

Section 1 : Hypothèses de modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements

Le chapitre précédent nous a permis d'établir une comparaison robuste entre les mécanismes dans un environnement sans concurrence et sans interaction stratégique. Cependant dans ce chapitre, l'interaction stratégique entre les producteurs est prise en compte. Cinq solutions sont étudiées à savoir les options de fiabilité, deux variantes du mécanisme de marchés de capacités à terme, le mécanisme de paiement de capacités et finalement le cas de référence, sans mécanisme additionnel.

Avant d'exposer la modélisation entreprise ici, nous présentons les hypothèses de l'étude et les bases méthodologiques justifiant leurs choix. On distingue deux groupes d'hypothèses : les hypothèses générales à l'étude qui sont appliquées aux cinq solutions proposées et les hypothèses spécifiques à chacune.

1.1 Hypothèses générales de l'étude

La modélisation de ces cinq solutions repose tout d'abord sur la spécification des hypothèses de l'étude qui leurs sont conjointes. Nous allons les développer dans les paragraphes suivants :

1.1.1 Structure concurrentielle

L'efficacité des mécanismes incitatifs aux investissements est tributaire de la structure concurrentielle du marché. On sait que le nombre de concurrents présent dans un marché donné affecte directement la formation du prix sur ce marché et par la suite le bien-être du consommateur final. Concernant l'industrie électrique, la concurrence est de nature oligopolistique.

Le traitement de l'interaction stratégique repose essentiellement sur la définition de la nature de la concurrence. Supposer que les firmes utilisent les prix ou les quantités comme variable de décision implique l'usage des théories de Bertrand et de Cournot⁵⁵,

⁵⁵ Friedman [1986] propose une présentation générale de ces deux théories.

respectivement. L'hypothèse d'une concurrence à la Cournot dans les marchés d'électricité est la plus populaire dans la littérature (Salant [1982], Haurie et al. [1988] par exemple)⁵⁶.

On suppose donc que les producteurs présents sur le marché optent pour une concurrence en quantité. Dans ce chapitre les producteurs sont menés à décider leurs niveaux de production (sur le marché d'énergie), les quantités à vendre sur les marchés des mécanismes et leurs niveaux d'investissement. Une concurrence à la Cournot est alors supposée dans chaque étape.

La concurrence oligopolistique à la Cournot a fait l'objet de la majorité des études qui traitent les questions d'investissement et de production dans les systèmes énergétiques. Salant [1982] était parmi les premiers à développer un modèle de jeu concurrentiel pour le marché pétrolier. Beaucoup d'autres l'ont suivi⁵⁷. Les efforts de modélisation ont été accompagnés par le développement d'algorithmes pour le calcul de l'équilibre du jeu en concurrence imparfaite en réseau⁵⁸.

Les papiers qui traitent les interactions stratégiques entre les producteurs d'électricité lors des choix de production et d'investissement sont aussi nombreux. Pineau et Murto [2003] présentent un modèle oligopolistique décrivant les stratégies d'investissement et de production des producteurs dans un marché d'électricité déréglementé et incertain. Leur modèle offre une description pertinente de la relation dynamique, en boucle ouverte, entre l'investissement et la production. Finon et Gilotte [2005] de leur côté étendent le travail de Pineau et Murto en augmentant les scénarios d'incertitude et incluant les possibilités de retrait des capacités existantes dans le système. Un modèle de Cournot est aussi développé par Chuang et al. [2001] qui analyse la question de planification des capacités de production dans une industrie électrique concurrentielle. Ils démontrent qu'une concurrence à la Cournot assure plus d'expansion en capacités et de fiabilité de système que sous une planification centralisée.

⁵⁶ Hobbs [1986] suppose de son côté une concurrence en prix. Par ailleurs, Une concurrence en termes de fonction d'offre où les stratégies des acteurs sont définies par des courbes d'offre peut aussi être adoptée. Mais elle est rarement utilisée à cause de la complexité technique lors de la modélisation.

⁵⁷ Voir par exemple les modèles de Mathiesen et al. [1987], Haurie et al. [1988] et De Wolfe et Smeers [1997] sur le marché de gaz européen ou les modèles de Hobbs et Kelly [1992] et Younes et Ilic [1998] pour l'étude des prix et des contraintes transmission de l'électricité.

⁵⁸ Voir par exemple Murphy et al [1982], Harker [1984], Dafermos et Nagurney [1987] et Nagurney [1988].

1.1.2 Producteurs et choix technologiques

Le jeu comporte trois joueurs qui représentent trois producteurs. Chaque producteur (c) est spécialisé sur un type de technologie de production : technologie de base, de semi base et de pointe. Ces technologies sont différentes par leurs structures de coût et par leurs délais de construction. En effet, une technologie de base a un coût variable faible mais requiert des coûts d'investissements élevés. Par contre, une technologie de pointe exige des coûts variables élevés mais des coûts d'investissement modérés. La semi base de son côté enregistre des coûts intermédiaires par rapport à la base et la pointe. Il faut tout de même noter que le coût total unitaire par heure de production est identique pour les trois types de technologie à condition qu'elle soit utilisée totalement pendant sa période de disponibilité. Une technologie de base est disponible sur toute l'année par contre une technologie de pointe ne peut être exploitable que quelques heures de l'année, spécialement en période de demande de pointe. Concernant le délai de construction, il est faible pour la technologie de pointe (2 ans dans notre étude), moyen pour la semi base (3 ans) et élevé pour la base (5 ans).

L'hypothèse de la spécialisation est purement simplificatrice⁵⁹. Notre choix de modéliser uniquement trois producteurs existants provient de la nature oligopolistique des marchés électrique nouvellement déréglementés où le nombre de producteurs est généralement assez faible.

Dans nos modèles, la nouvelle entrée n'est pas prise en compte. En considérant que les producteurs existants et les nouveaux entrants possèdent la même structure de coût de production et d'investissement pour le même type de technologie, la permission de l'entrée sur le marché ne devrait pas affecter les résultats escomptés de l'étude.

1.1.3 Périodes et étapes du jeu

La durée de planification est définie en termes d'années où chaque année (t) est divisée en trois saisons (s) : une saison de base (caractérisée par une demande d'électricité faible), une saison semi-base et une saison haute (caractérisée par un demande élevée). Dans chaque période, trois étapes de jeu sont définis :

⁵⁹ Du moment où les trois types de technologies (base, semi base et pointe) sont prises en compte dans l'étude, leur affectation sur les producteurs ne devraient pas modifier les résultats escomptés. L'incitation à investir sur chaque type de technologie dépend de sa structure de coût, de l'état de la demande et non pas du détenteur de ces technologies.

1.1.3.1 Etape production

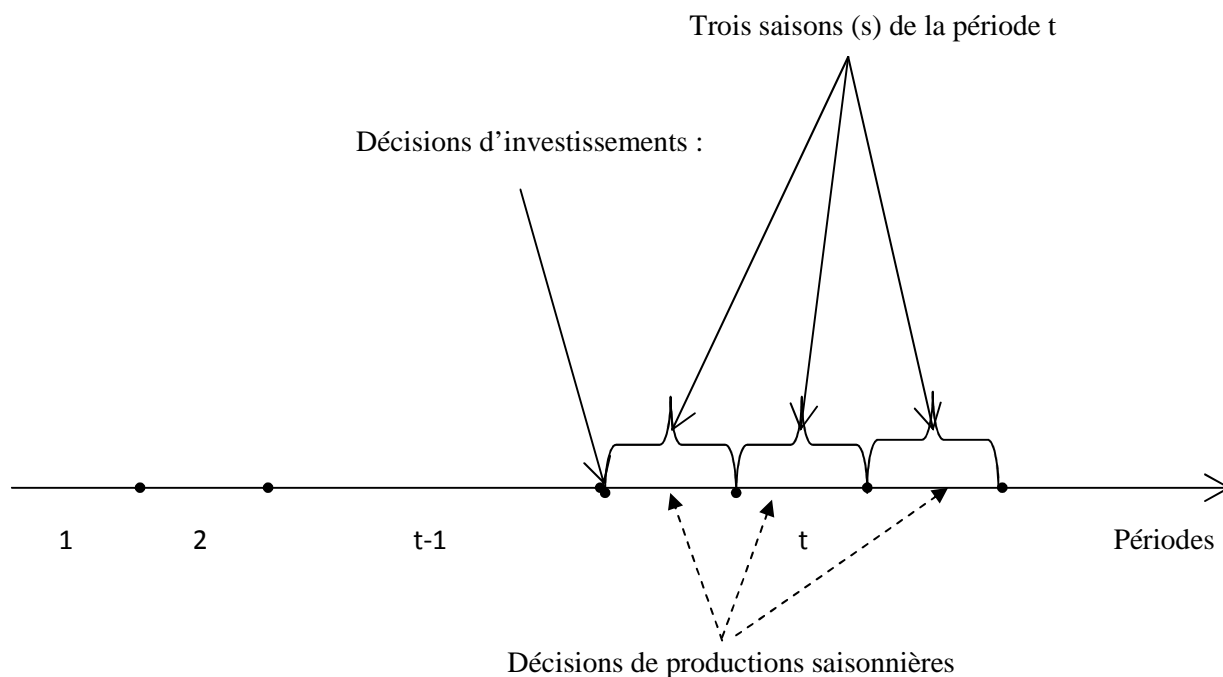
Pour chaque saison de la période, les trois producteurs décident simultanément leurs quantités de production. Cette décision est contrainte par le niveau de capacité installée du producteur et par la suite des décisions d'investissement prises dans le passé.

1.1.3.2 Etape investissement

L'étape investissement opère au début de la période. Cette décision est implémentée comme un choix discret. Les choix d'investissement sont pris d'une façon séquentielle par les producteurs. On suppose qu'il existe une firme (L) se comportant comme un *Leader* et décidant la première, une deuxième firme (F) opérant comme un suiveur de (L) et une troisième firme (F2) suiveur de (L) et de (F).

Le délai de construction de la nouvelle capacité installée constitue une variable importante à prendre en compte lors du choix d'investissement. Cette variable varie selon le type de la technologie investie. Comme chaque producteur est spécialisé, son choix d'investissement affecte ses décisions de productions futures à partir de la disponibilité effective de la nouvelle capacité, c'est-à-dire à la fin du délai de construction. Enfin, afin de réduire les scénarios d'investissement possibles, on suppose qu'une fois une décision d'investissement est prise, la décision suivante ne pourra être entreprise qu'une fois fini le délai de construction de la dernière décision.

Sans l'implémentation d'un mécanisme incitatif, le déroulement du jeu est représenté dans le graphique suivant :

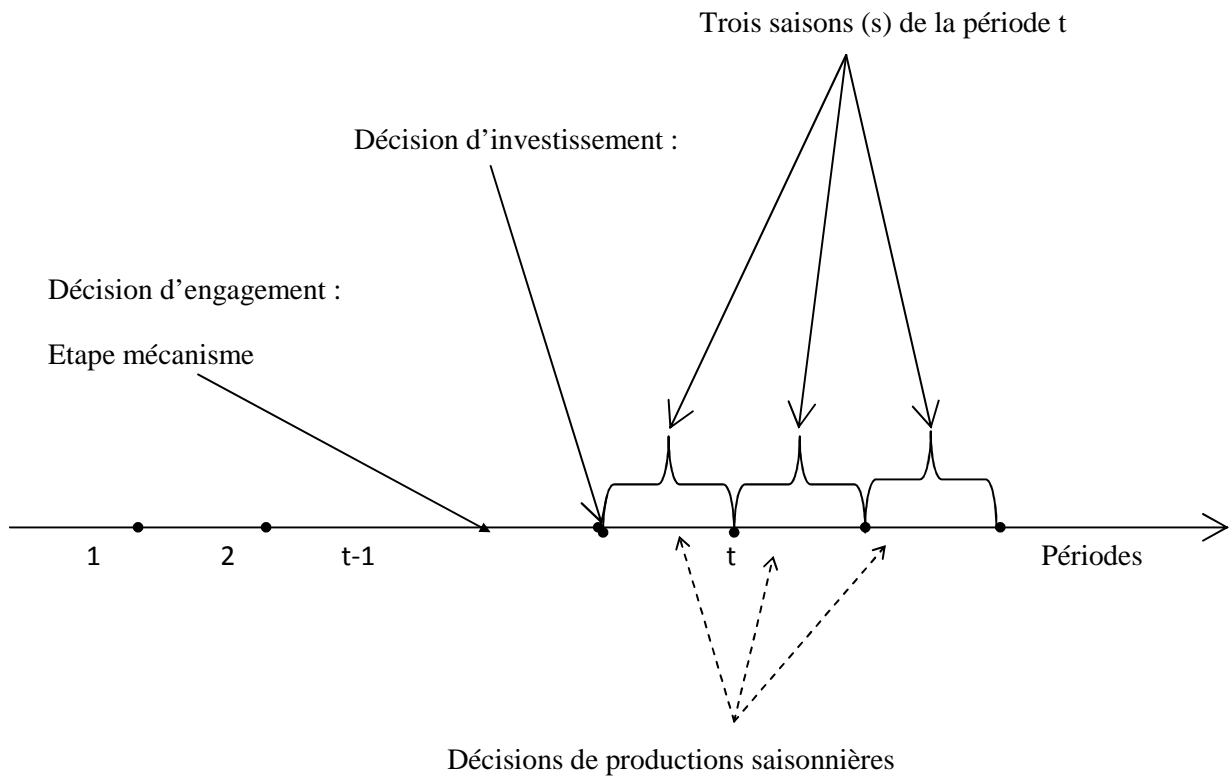


Graphique 3-1 : Déroulement du jeu dans la solution *All-Market*

1.1.3.3 Etape mécanisme

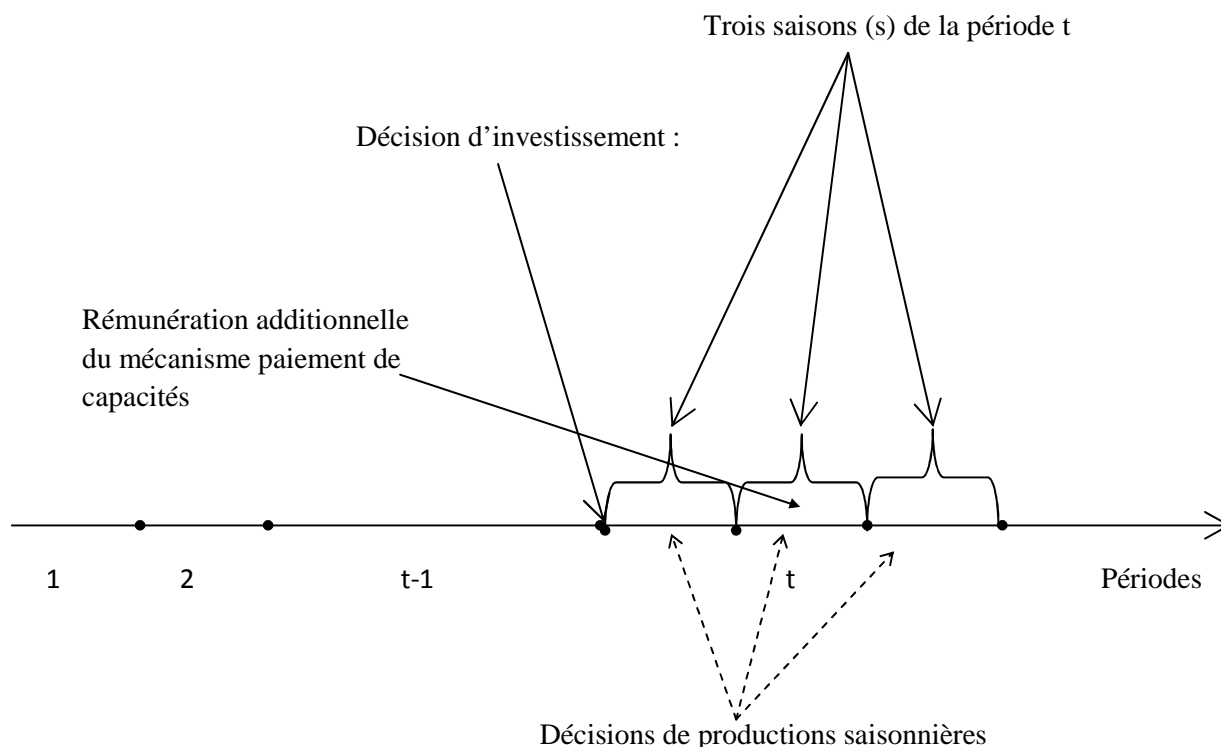
Lorsque l'on implémente un mécanisme incitatif basé sur le marché, la production sera contrainte aussi par les engagements des producteurs dans l'étape mécanisme, qui se rajoute aux étapes de production et d'investissement.

Cette étape de marché propre au mécanisme est implémentée une année avant que l'engagement de production ne soit effectif. Cela concerne les mécanismes de marché de capacité à terme et des options de fiabilité. Les décisions d'engagement sont déterminées simultanément et à la Cournot. Elles sont contraintes par les capacités installées des producteurs et affecte leurs choix de production dans la période future. Le graphique suivant montre le déroulement du jeu après l'implémentation d'un mécanisme marchand :



Graphique 3-2 : Déroulement du jeu avec un mécanisme marchand

Par contre, l'implémentation du mécanisme de paiements de capacité n'ajoute pas d'autres étapes au jeu mais seulement, les producteurs présents en saison de pointe recevront un paiement supplémentaire et fixe afin de l'inciter à être opérationnel pendant les périodes à haute tension (graphique 3-3).



Graphique 3-3 : Déroulement du jeu avec le mécanisme des paiements de capacités

Dans ce champ de recherche, la question d'incitation aux investissements n'a pas été encore traitée. C'est à cette question que nous nous intéressons et c'est cela qui constitue notre apport. En effet, on propose un traitement quantitatif de ces mécanismes surtout que dans la littérature uniquement l'aspect qualitatif a été pris en compte. De l'autre côté, on met en évidence la structure concurrentielle, une chose complètement ignorée dans les précédents travaux traitant ces questions.

1.1.4 Prise en compte de l'incertitude

Le traitement du comportement stratégique des firmes lors de la production, de l'investissement et de la participation aux mécanismes incitatifs nécessite une définition juste de l'environnement de ces marchés. Dès lors, l'incertitude pesant sur la demande future, la réglementation ou encore les prix des sources d'énergie primaire doit être prise en compte. Dans ce chapitre, nous supposons que l'incertitude sur le marché provient uniquement de l'évolution de la demande future.

Elle est représentée par un ensemble fini de scénarios et son évolution est schématisée par le biais de la chaîne de Markov. En effet, la demande moyenne réalisée sur une période t quelconque, est supposée augmentée dans la période future selon deux niveaux possibles avec une distribution de probabilité bien définie (cf. chapitre 1). La demande de la saison est

déduite à partir du niveau de la demande moyenne sur la période selon un facteur bien déterminé.

1.1.5 Prix de marché et coûts de production

Pour déterminer le prix du marché d'électricité, on utilise une fonction de prix linéaire qui exprime la relation entre le prix d'électricité et la sécurité du système⁶⁰. En effet, en situations normales, le prix devrait être proche du coût marginal de l'unité de production la plus chère⁶¹. Par contre, quand il y a défaillance du marché, les prix devraient être très haut, soit à cause des manipulations par les producteurs ou bien uniquement dû à la rareté de la capacité disponible. Cette fonction de prix sera utilisée pour tous les modèles étudiés dans ce chapitre. Concernant les coûts variables de production, une fonction quadratique est appliquée.

Les formulations mathématiques de ces fonctions sont présentées dans la section 3.

1.1.6 Robustesse de la structure concurrentielle

Initialement, les modèles sont développés sous la forme d'une concurrence oligopolistique à chaque étape du jeu. Nous testons ensuite la sensibilité des résultats de l'étude à la structure du marché. Pour cela, nous supposons dans un premier temps que deux producteurs se mettent en collusion et sont en concurrence avec la troisième firme. C'est le cas d'une concurrence duopolistique. Nous testons enfin le cas de monopole où les trois firmes rentrent en collusion et déterminent leurs stratégies optimales en maximisant leur profit joint.

Nous avons présenté dans cette sous-section les hypothèses générales de l'étude. Ces hypothèses seront appliquées conjointement aux modèles des mécanismes d'incitation aux investissements qu'on va développer dans la section 3. Avant cela, nous présentons dans la sous-section suivante les hypothèses spécifiques à chaque mécanisme étudié.

⁶⁰ La sécurité du système est mesurée par l'écart entre demande et production effective.

⁶¹ C'est le mode de tarification optimal de l'électricité. Le prix d'électricité doit correspondre au coût marginal de l'unité de production de la plus chère offrant dans le marché.

1.2 Hypothèses spécifiques aux mécanismes étudiés

L'implémentation d'un mécanisme incitatif nécessite la définition de quelques hypothèses spécifiques à son déroulement. Nous les présentons dans les paragraphes suivants :

1.2.1 Les options de fiabilité

En introduisant un mécanisme d'options de fiabilité, à part les décisions d'investissement et de production, les producteurs décident aussi dans une enchère organisée par l'opérateur du système, leurs engagements de production dans la saison de pointe future. Cet engagement s'exprime en termes de quantité qui doit être mise sur le marché d'énergie pendant les phases de forte demande. Dans notre modèle, il s'agit de la saison de pointe de l'année qui suit l'année de l'enchère. Cette enchère est donc organisée une année avant le temps réel. Dans cette enchère, l'OS « achète » l'engagement des producteurs à produire dans le future une quantité d'énergie prédéterminée, qui coïncide avec la demande de pointe future espérée la plus élevée, dû à l'incertitude. Cette méthode est basée sur le principe des options des marchés financiers⁶². Un prix d'exercice de l'option est déterminé au moment de l'enchère. Si le prix de marché de l'électricité dépasse le prix d'exercice, l'OS exerce son option et oblige les producteurs à produire leurs quantités engagées à l'étape du mécanisme et à les vendre au prix d'exercice. En cas de défaillance, le producteur paye une pénalité fixé de façon exogène au moment de l'enchère. C'est une enchère à prix uniforme où chaque producteur soumet une offre contenant une quantité à engager et un prix appelé une prime d'engagement. L'enchère s'arrête quand on atteint la quantité requise par l'OS et tous les producteurs ayant des offres acceptées reçoivent la prime demandée par l'offreur marginal. En fait, ce mécanisme peut être défini de la manière suivante : l'OS, paye une prime pour s'acquérir le droit d'acheter l'énergie au prix d'exercice plutôt qu'au prix de marché. En contre partie, les producteurs reçoivent une prime pour leur abandon du droit de vendre au prix de marché et pour leurs engagements de disponibilité. Par conséquent, les producteurs sont récompensés pour l'assurance fournie au marché et sont pénalisés en cas de défaillance.

En résumé, le jeu global est défini ainsi : à chaque période (année), les producteurs déterminent leurs capacités à ajouter dans le système par un jeu en choix séquentiel. Ils

⁶² Sur un marché financier, une option d'achat est le droit (et non pas l'obligation) d'acheter une action, un bien ou tout autre instrument à un prix spécifié d'avance (le prix d'exercice) pendant une période bien déterminée.

décident ensuite la quantité d'engagement de production dans l'enchère du mécanisme. Ce choix est contraint par la capacité de production espérée disponible du producteur dans la période future. Finalement, pour chaque saison de la période, ils décident leurs niveaux de production, contraints aussi par les niveaux de capacités installées des firmes et de leurs engagements de production effectués à la période précédente.

1.2.2 Les marchés de capacité à terme

Similairement au mécanisme d'options de fiabilité, l'objectif principal de ce mécanisme est d'assurer *ex ante* la disponibilité de production. Cependant, il est organisé différemment. La première différence concerne le type de bien mise en vente par l'OS dans l'enchère mécanisme. L'engagement cette fois-ci est en termes de capacité de production (MW) et non plus en termes de quantité d'énergie (MWh).

Le marché de capacité est organisé une année avant le temps réel où l'OS, au nom des consommateurs, « achète » un niveau prescrit de la capacité de production des firmes pour couvrir la demande de pointe future espérée. Ce marché de capacité fourni aux producteurs l'opportunité de collecter un revenu supplémentaire pour leurs capacités de production et les incite à construire des réserves de capacité au-delà de celles spécifiques aux besoins du court terme des services auxiliaires. De l'autre côté, ils sont engagés à rendre disponible leurs capacités contractées quand ils seront requis à produire, au risque de payer une pénalité prédéterminée.

Au niveau du modèle, le marché de capacité est organisé comme dans l'enchère du mécanisme des options de fiabilité. La seule différence concerne le prix d'exercice. Alors qu'il est exogène et fixé administrativement dans les options de fiabilité, il est incertain et endogène dans les marchés de capacité. En effet, quand les producteurs sont appelés à offrir leurs capacités engagées sur le marché d'énergie, ils doivent aussi reverser toute rente infra marginale qui correspond à l'écart entre le prix de marché reçu et le coût variable d'une unité de pointe de référence (Joskow [2007]). Ce coût de référence peut être considéré comme un prix d'exercice endogène⁶³.

En résumé, Ce mécanisme est modélisé comme le mécanisme précédent, c'est-à-dire un jeu dynamique répété à trois étapes.

⁶³ Nous utilisons la notion de prix d'exercice juste par soucis de comparaison au mécanisme des options de fiabilité.

Par ailleurs, une autre variante de ce mécanisme est étudiée dans ce chapitre. Au lieu de déterminer le prix de capacité par un mécanisme d'enchère, on utilise une fonction spécifique qui reflète la demande de capacité sur le marché et qui dépend principalement de la fiabilité espérée dans le système. Nous exposons ce mécanisme avec plus de détails dans la section 3.

1.2.3 Les paiements de capacités

Pour ce mécanisme, les producteurs sont payés, en saison de pointe, un prix de capacité additionnel pour leurs capacités de production disponible. Aucune obligation de production n'est imposée. Le paiement additionnel devrait inciter les producteurs à investir et à être disponible pendant les périodes de pointes.

Ici, le jeu est uniquement à deux étapes : les firmes décident seulement leurs investissements et leurs niveaux de production.

1.2.4 La situation de référence : All-Market

Par rapport aux autres solutions, ce modèle ne comporte que les phases d'investissement et de production, similairement aux paiements de capacité. De plus, aucun instrument additionnel n'est introduit et le revenu des producteurs dépend uniquement de leurs ventes sur le marché de l'énergie.

1.3 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté les hypothèses générales et spécifiques relatives à la modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements dans un contexte concurrentiel et incertain. Les hypothèses générales seront appliquées conjointement aux différents modèles. Il s'agit en fait d'une structure concurrentielle oligopolistique et d'un jeu à trois étapes – investissement, mécanisme et production- répétées sur une période de planification donnée. Nous avons ensuite montré les hypothèses spécifiques à chaque mécanisme incitatif. Les mécanismes marchands requièrent la création d'un marché additionnel sous la forme d'une enchère organisée par l'opérateur du système. Les producteurs offrent leur engagement de production pour la saison de pointe future en contre partie d'une prime financière. En cas de défaillance, une pénalité leurs sera imposée. Cependant, le mécanisme du paiement de capacité ne requiert pas de marché additionnel au marché d'énergie. Les producteurs présents en saisons de pointe sont payés un prix de capacité additionnel pour leurs capacités de production disponible. Finalement, le cas *All-*

Market ne requiert aucun instrument additionnel. Les revenus des producteurs dépendent uniquement de leurs ventes sur le marché de l'énergie.

La résolution de ce jeu dynamique à trois étapes répétées sur une période de planification bien définie requiert la combinaison de plusieurs techniques de résolution. En effet, l'équilibre de chaque étape du jeu et de l'équilibre du jeu global nécessite chacun une méthode bien spécifique. Nous développons dans la section suivante les méthodes de résolution mobilisées dans ce chapitre.

Section 2 : Les méthodes de résolution mobilisées: le choix des effets à boucle fermée

La comparaison des mécanismes d'incitations aux investissements par une analyse numérique requiert une modélisation fidèle de chaque mécanisme. Cette modélisation repose sur la définition d'un jeu stratégique entre les firmes concernant trois phases de jeu : production, investissement et engagement sur le marché du mécanisme. Les stratégies de chaque firme portant sur ces trois choix, répétés dans le temps, sont interdépendants et aussi tributaires des stratégies des concurrents. Pour cela, l'aspect dynamique doit être pris en compte.

La résolution d'un modèle de ce type exige de combiner plusieurs techniques mathématiques où chacune sert à résoudre une étape de jeu. Il faut tout d'abord définir la technique utilisée pour la recherche de l'équilibre dans chaque phase du jeu, la méthode qui sert à contrôler la relation dynamique entre les trois phases et finalement l'outil appliqué pour la détermination de l'équilibre global du jeu en présence de l'incertitude.

2.1 Equilibres de Cournot-Nash au niveau de chaque étape

Quand les stratégies optimales d'une phase de jeu sont déterminées simultanément et avec une concurrence à la Cournot, nous faisons appel aux modèles d'équilibre⁶⁴. La formulation d'un problème de complémentarité ou l'usage de l'inégalité variationnelle (Cottle et al [1992]) permettent de trouver la solution de l'équilibre de Nash recherché. Ces techniques constituent l'assise technique essentielle pour la modélisation des choix d'investissement et de production de l'électricité par la théorie de jeux. Nous développons ces deux méthodes dans ce qui suit.

Pour la première technique, il s'agit de reformuler les conditions d'optimalité⁶⁵ d'un problème d'optimisation en utilisant une structure mathématique spéciale connue par le problème complémentaire. La présence d'un problème d'optimisation avec une fonction objectif quadratique et des contraintes linéaires et/ou non linéaires conduit à reformuler le

⁶⁴ A l'inverse, un modèle à un seul agent s'intéresse uniquement à la maximisation du profit d'une firme présente dans le marché. Il existe une seule fonction objectif à optimiser sous un ensemble de contraintes techniques et économiques.

⁶⁵ Connues sous le nom des conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT).

problème en problème de complémentarité. La deuxième technique est le cas général d'un problème de complémentarité.

Il est utile de définir brièvement ces deux techniques avant de les présenter d'une façon détaillée lors de la présentation des modèles traités dans ce chapitre.

Supposons qu'il existe n firmes offrant sur le marché un produit homogène où le prix p dépend de la quantité Q . Soit $h(x_i)$ représente le coût total de la firme i offrant x_i unités du produit. Si chaque firme offre x_i unités du produit sur le marché, la quantité totale offerte est alors :

$$Q = \sum_{i=1}^n x_i$$

Et le profit de la firme i est défini par :

$$f_i(x) = x_i \cdot p(Q) - h(x_i)$$

Où $x = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)^T$. Avec $x_i \geq 0$ naturellement.

Chaque firme cherche à maximiser son profit en déterminant son niveau optimal de production. Comme le profit de chaque firme dépend aussi de la production des concurrents, qui naturellement peuvent avoir des intérêts différents, ce problème peut être considéré comme un jeu non coopératif entre n joueurs, où le joueur i a un ensemble de stratégies R^+ et une fonction d'utilité $f_i(x)$. Par la suite, afin de définir une solution à cette structure de marché, on utilise le concept de l'équilibre de Nash pour un jeu non coopératif⁶⁶. Par définition, un vecteur non négatif de niveaux d'output $x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)^T$ constitue la solution de l'équilibre de Nash pour le marché oligopolistique, avec x_i^* le niveau qui maximise la fonction de profit de la firme i étant données les quantités produites des firmes concurrentes x_j^* , $j \neq i$, pour chaque $i = 1, \dots, n$.

Donc, pour que $x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)^T$ soit un équilibre de Nash, x_i^* doit être la solution optimale du problème suivant :

$$\max_{x_i \geq 0} x_i \cdot p(x_i + Q_i^*) - h(x_i) \quad (a)$$

Avec $Q_i^* = \sum_{j=1, j \neq i}^n x_j^*$ pour chaque $i = 1, \dots, n$.

Ce même problème, peut être reformulé comme problème de complémentarité ou en inégalité variationnelle si chaque fonction de profit $f_i(x)$ est concave en x_i .

⁶⁶ Voir par exemple les travaux d'Okuguchi et Szidarovszky [1990] et Aubin [1993].

Supposons aussi que les fonctions de prix et de coût total sont deux fois différentiable, soit $G_i(x) = -p(Q) - x_i \cdot p'(Q) + h'(x_i)$ pour tout $i = 1, \dots, n$, avec $G : \mathbb{R}_+^n \rightarrow \mathbb{R}^n$. Sous ces hypothèses, chaque problème d'optimisation (a) est équivalent à un problème d'inégalité variationnelle :

Trouver $x_i^* \geq 0$ tel que $G_i(x) \cdot (x_i - x_i^*) \geq 0$ Pour tout $x_i \geq 0$

De même, il est équivalent à un problème de complémentarité :

$$x_i^* \geq 0, G_i(x^*) \geq 0, x_i^* \cdot G_i(x^*) = 0$$

En présence de contraintes dans le problème d'optimisation, trois types de problème de complémentarité sont distingués :

- Un problème de complémentarité linéaire (LCP) : si les contraintes sont linéaires
- Un problème de complémentarité non linéaire (NLCP) : si les contraintes ne sont pas linéaires
- Un problème de complémentarité mixte (MCP) : qui est une généralisation des problèmes LCP et NLCP.

En effet, l'hypothèse clé qui permet la reformulation du problème en MCP et VI est que chaque firme décide son niveau de production à la Cournot. Selon cette approche, l'équilibre Cournot-Nash recherché est défini par un ensemble de couples quantités-prix qui satisferont simultanément les conditions d'optimalité du premier ordre de toutes les firmes. Les résultats modèles du MCP et du VI sont alors directement résolus en bénéficiant de leurs structures complémentaires. Une conséquence pratique de ce résultat est de permettre l'usage de méthodologies de résolution incorporées dans des solveurs commerciaux comme par exemple GAMS⁶⁷.

Ces deux techniques sont utilisées dans ce chapitre pour déterminer les choix optimaux de production et d'engagement dans les marchés de mécanisme, à chaque période de l'horizon temporel. C'est un choix courant pour ce type de recherche, surtout si les décisions sont prises simultanément, comme le montre les travaux de Ventoza et al [2002], Gabriel et al. [2004] ou encore Pineau et Murto [2003]. Cependant, dans le cas d'un choix séquentiel, tel le cas des choix d'investissement définis dans ce chapitre, un modèle de Stackelberg⁶⁸ est alors appliqué.

⁶⁷C'est un logiciel de simulation numérique. Il est largement utilisé pour la résolution des modèles d'optimisation.

⁶⁸ La concurrence de Stackelberg repose sur la présence d'une firme *leader* qui décide en premier temps et d'une firme *follower* qui décide ensuite. Les décisions sont alors de type séquentiel.

On suppose donc la présence d'une firme dominante (L) qui décide la première et une firme dominée (F) qui attend de voir la stratégie de la première firme avant de décider. Ce jeu est aussi considéré comme équilibre de Nash au moment où le choix de chaque firme est une meilleure réponse au choix de la firme concurrente. Mathématiquement, cette disposition est formulée comme un problème mathématique avec contraintes d'équilibre (MPEC) où la firme L décide sa capacité d'expansion en anticipant la réaction de la firme F. Cette méthode a été utilisée par Ventoza et al [2002]. Ils configurent un modèle à la Stakelberg où une firme dominante décide son niveau d'investissement sous un ensemble de contraintes d'équilibre du marché.

Après avoir défini les techniques utilisées pour la recherche de l'équilibre de Nash à chaque phase de jeu, il est important de mentionner la manière avec laquelle on tient compte de la dynamique et de l'interdépendance entre toutes les décisions du jeu, en présence de l'incertitude.

2.2 Incertitude et équilibre global du jeu

Quand on représente un modèle de théorie de jeux, avec un jeu stratégique concernant plusieurs décisions, et que l'on cherche l'équilibre de Nash relatif à chaque stage du jeu, il est vraiment très complexe de trouver la solution du jeu global si l'environnement du jeu est incertain. La théorie mathématique propose deux techniques à adopter pour faire face à cette difficulté :

2.2.1 Un Modèle oligopolistique à boucle ouverte

Une configuration à boucle ouverte demeure la représentation la plus simplifiée d'un modèle de concurrence imparfaite à la Cournot et en présence d'incertitude. Il s'agit de supposer que les décisions prises par les agents, dans les différentes phases du jeu, qu'ils soient du court terme (production) ou du long terme (investissement), sont simultanées. Mathématiquement, chaque acteur maximise son profit total espéré sur toute la période de planification et détermine ses stratégies optimales en supposant fixes les stratégies des acteurs concurrents. La prise en compte de l'incertitude passe par la détermination d'une stratégie d'équilibre en fonction des états possibles de la nature. Cette résolution est possible avec les méthodes de MCP et de VI, en satisfaisant simultanément les conditions d'optimalité (conditions de KKT) de tous les joueurs.

2.2.2 Un Modèle oligopolistique à boucle fermée

La boucle fermée de son côté, repose sur le principe de l'équilibre parfait en sous-jeu. Elle est basée sur la méthode de récurrence à rebours. La résolution débute par la fin de la période de planification en recherchant l'équilibre pour chaque sous-jeu et pour chaque scénario d'incertitude. Après résolution de la dernière étape du jeu répété, il s'agit de remonter par résolution successive jusqu'à la première étape du jeu. Cette méthode trouve sa démonstration mathématique en la théorie de la programmation dynamique. Elle est justifiée par le principe suivant : quand les joueurs sont face à un jeu à plusieurs étapes et répété dans le temps, ils déterminent leurs actions ou stratégies présentes en anticipant tout d'abord leurs choix futurs. Il s'agit de déterminer les stratégies optimales futures en fonction de leurs choix actuels et de l'évolution possible de l'incertitude, et d'internaliser les possibles résultats dans leurs choix actuels impliquant un équilibre dans chaque sous-jeu du jeu global.

Pour notre problématique, nous pouvons distinguer deux horizons temporels. Les décisions de productions se font à court terme. Les décisions d'investissement se font à long terme. Les décisions d'investissements sont généralement prises sous une grande incertitude concernant le futur. L'implémentation de mécanismes incitatifs aux investissements, introduit un horizon temporel intermédiaire. Les décisions relatives à ces mécanismes concernent l'engagement de production sur les marchés de mécanisme. Ces décisions s'opèrent elles aussi dans un environnement incertain comme les firmes s'engagement à produire dans la période future qui est incertaine au moment de la prise de décision.

Etant donnée cette configuration, le choix d'un modèle oligopolistique à boucle fermée s'avère le plus adéquat. Il permet tout d'abord de distinguer entre les décisions de court, de moyen et de long terme lors de la recherche de l'équilibre du jeu. Dans cette structure, les actions définies par les stratégies des joueurs sont complètement adaptées aux décisions des autres joueurs sur tout l'horizon temporel du jeu. Cela n'est pas le cas dans les modèles à boucle ouverte pour lesquels les stratégies sont en fonction uniquement de l'état initial et du temps. Par ailleurs, dans les modèles à boucle ouverte les joueurs s'engagent dans une stratégie en début du jeu sans avoir la liberté de modifier leurs choix dans le futur. Ainsi, les stratégies des joueurs sont optimales qu'à la condition expresse que les stratégies des autres joueurs sont fixes dans le temps. Le relâchement de cette hypothèse peut impliquer des équilibres différents.

Cela nous mène à utiliser une structure du jeu à boucle fermée afin d'assurer plus d'exhaustivité, de mieux considérer la dynamique et l'incertitude et de prendre en considération l'interdépendance des stratégies des joueurs.

Le prix à payer est d'ordre technique. La résolution de ce type de modèle peut être difficile en présence d'un nombre élevés de périodes, de joueurs et de scénarios d'incertitude.

Une bonne comparaison entre les solutions de boucles ouvertes et fermées dans les marchés électriques est proposée dans le papier de Murphy et Smeers [2002]. Excepté le papier de Ventoza et al. [2000]. où une structure en boucle fermée est utilisée pour déterminer la planification optimale des ressources hydrauliques dans les marchés d'énergie, la littérature des analyses numériques des marchés d'énergie font généralement appel à une structure de marché en boucle ouverte⁶⁹.

2.3 Conclusion de la section

La modélisation des mécanismes d'incitation aux investissements en incluant les principales étapes du marché –investissement, production et engagement de production-, répétés sur un ensemble fini de périodes, requiert de combiner plusieurs techniques mathématiques où chacune sert à résoudre une étape du jeu. Cette deuxième section a porté sur la présentation de ces techniques et a montré leur utilité pour la détermination des stratégies d'équilibre des producteurs.

Tout d'abord, nous nous sommes intéressés à la recherche de l'équilibre de Cournot-Nash au niveau de chaque étape du jeu. Du fait que nous supposons une concurrence à la Cournot aux étapes de production, d'investissement et d'engagement de production, la formulation d'un problème de complémentarité ou l'usage de la méthode de l'inégalité variationnelle permettent de trouver la solution de l'équilibre de Nash recherchée. La première consiste à reformuler les conditions d'optimalité du problème d'optimisation en appliquant une structure mathématique spéciale connue par le problème complémentaire. La deuxième est le cas général du problème de complémentarité. Un exemple simplifié a été présenté afin d'expliquer brièvement les deux méthodes.

Nous nous sommes ensuite intéressés à la dynamique et l'interdépendance entre toutes les décisions du jeu, en présence de l'incertitude, et avons expliqué la méthode utilisée pour la détermination de l'équilibre du jeu global. La théorie mathématique propose deux techniques

⁶⁹ Voir par exemple le papier de Pineau et Murto [2003].

pour l'optimisation de modèles concurrentielles et stochastiques à plusieurs étapes : la résolution à boucle ouverte qui suppose que les décisions prises par les agents, dans les différentes phases du jeu, sont simultanées. Elle a été généralement utilisée dans la littérature pour la simulation de ce genre de modèle. La résolution à boucle fermée de son côté repose sur le principe de l'équilibre parfait en sous-jeu et basée sur la méthode de récurrence à rebours. Elle trouve sa démonstration mathématique en la théorie de la programmation dynamique. Nous avons démontré l'intérêt de cette dernière pour notre modélisation. Bien qu'elle présente des difficultés techniques surtout quand il s'agit de modèles présentant un nombre élevé de périodes, de joueurs et de scénarios d'incertitude, comme c'est le cas dans notre chapitre, la considération robuste de la dynamique, de l'incertitude et de l'interdépendance des stratégies des joueurs sur toute la période de planification sont assurés par ce type de résolution. Cela constitue en effet l'apport technique de ce chapitre.

Section 3 : Modèles dynamiques des mécanismes d'incitation aux investissements

On présente dans cette section les modèles relatifs à chaque mécanisme incitatif étudié. La modélisation est similaire pour les cinq solutions étudiées. Nous présentons tout d'abord le modèle des options de fiabilité d'une façon détaillée. Nous exposons ensuite les différences par rapport à ce dernier quand on développe les modèles spécifiques aux autres designs.

3.1 Modèle des options de fiabilité: Modèle RO

Avec l'introduction du mécanisme d'options de fiabilité, chaque producteur maximise son profit total espéré sur l'horizon temporel.

La fonction objectif du producteur est définie ainsi :

$$\max_{q_{c,s}^t, e_c^t, u_c^t} J_c = \sum_{t=1}^T \beta^t \cdot \{ \sum_{i^t} \alpha(i^t) \cdot \{ \sum_{s=1}^3 g_{c,s}^t(q_{c,s}^t, Q_s^t, D_s^t, E^t, i^t) + z_c^t(e_c^t, i^t) - ic_c^t \cdot K_c^t(i^t) \} \} \quad (1)$$

Sous contraintes

$$K_c^{t+lt_c}(\bar{i}^t) = K_c^t(i^t) + u_c^t(i^t) \quad (2)$$

$$q_{c,s}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_s \quad (3)$$

$$Q_s^t(i^t) \leq D_s^t(i^t) \quad (4)$$

$$e_c^t(i^t) \leq K_c^{t+1}(\bar{i}^t) \cdot L_2 \quad (5)$$

$$\sum_c e_c^t(i^t) \leq E^t(i^t) \quad (6)$$

Les notations sont définies comme suit :

$c = 1,2,3$	Joueur (producteur)
$t = 1, \dots, T$	Période (année)
$s = 1,2,3$	Saison (base, semi-base and pointe respectivement)
β	Taux d'actualisation
lt_c	Délai de construction de la technologie du joueur c
i^t	État du niveau de la demande à la période t (variable aléatoire)
\bar{i}^t	États successeurs de i^t à $t+lt$

\tilde{i}^t	État successeur de i^t à $t+1$
J_c	Profit total espéré du producteur c (€)
$g_{c,s}^t$	Revenu du producteur c à la saison s de la période t (€)
$z_c^t(e_c^t, i^t)$	Revenu du producteur provenant du mécanisme (€)
$\alpha(i^t)$	Probabilité de réalisation de i^t
$K_c^t(i^t)$	Capacité du producteur c à la période t et à l'état i^t (MW)
$u_c^t(i^t)$	Capacité ajoutée par le producteur c à la période t et l'état i^t (MW) (variable de décision)
$q_{c,s}^t(i^t)$	Niveau de production du producteur c à la saison s de la période t et à l'état i^t (MWh) (variable de décision)
$Q_s^t(i^t) = \sum_c q_{c,s}^t(i^t)$	Niveau de la production totale à la saison s de la période t (MWh)
$D_s^{t+1}(i^t) = D_s^t(i^t) + w^D$	Niveau de demande à la saison s de la période (MWh) (variable d'état)
$e_c^t(i^t)$	Quantité engagée par le producteur c à l'étape du mécanisme et à la période t (MWh)
$E^t(i^t) = \sum_c e_c^t(i^t)$	Quantité totale engagée à l'étape du mécanisme et à la période t (MWh)
ic_c^t	Coût d'investissement de la technologie spécifique au producteur c et à la période t (€)
w^D	Incertitude de long terme sur le niveau de demande (MWh)
L_s	Nombre d'heures de la saison s

La contrainte (2) stipule que le niveau de capacité du producteur pendant une période t est affecté seulement par sa décision d'investissement opérant à la période $t - lt_c$, c'est-à-dire en prenant en compte le délai de construction spécifique de la technologie. Les contraintes (3) et (4) limitent le niveau de production d'une firme à son niveau de capacité installée et la quantité totale produite au niveau de la demande. Les contraintes (5) et (6) concernent l'étape du mécanisme. La première limite la quantité engagée par le producteur dans l'enchère du

mécanisme à sa capacité installée anticipée dans la période future. La deuxième empêche la quantité totale engagée de dépasser la quantité requise par l'opérateur du système.

Les contraintes spécifiques au mécanisme seront présentées en détail dans les prochaines sous-sections.

3.1.1 Résolution du modèle

Nous présentons dans cette section la méthode utilisée pour résoudre le modèle du mécanisme des options réelles. Premièrement, au début de chaque période, les firmes décident leurs capacités à ajouter dans le système, $u_c^t(i^t)$, qui est un choix discret (investir ou ne pas investir). La deuxième décision concerne le choix d'engagement dans l'enchère de mécanisme $e_c^t(i^t)$. Ce choix est contraint par le niveau de capacité anticipé dans la période future et dépend directement des décisions d'investissements prise à $t - l_t + 1$. En effet, quand les firmes offrent dans l'enchère du mécanisme, ils s'engagent à être disponible et à produire à la saison de pointe future, donc ils limitent leurs offres à leurs niveaux de capacité anticipés $K_c^{t+1}(i^t)$. Finalement, pour chaque saison de la période, ils décident simultanément leurs productions selon la réalisation de la demande et dans la limite de leurs niveaux de capacité installée. A la saison de pointe, les producteurs doivent satisfaire leurs engagements pris à l'étape d'enchère du mécanisme dans la période précédente. Formellement, leurs productions pendant cette saison est aussi contrainte par leurs engagements $e_c^{t-1}(i^{t-1})$. Ce jeu est par ailleurs répété annuellement tout au long de l'horizon temporel.

Etant donnée cette structure de jeu, on fait appel à une structure d'information en boucle fermée pour résoudre le modèle. La solution est obtenue par récurrence à rebours. Les décisions de productions sont prises sur la base des décisions d'investissement et d'engagement passées. De même, les choix d'engagement sont effectués sur la base des choix d'investissement précédents mais aussi en prenant en considération les fonctions de réaction de la production future. Comme l'engagement affecte le niveau de production à la saison de pointe future, les producteurs doivent rationnellement anticiper leurs choix avant de décider leurs engagements. Cela mène à la construction, pour chaque producteur, d'une fonction de réaction qui met en relation la production en période de pointe future et les engagements de production actuels. De même, les décisions d'investissement sont obtenues en considérant l'anticipation sur l'évolution des choix aux étapes du mécanisme et de la production. Excepté les difficultés de calcul généralement rencontrées en utilisant cette technique de boucle fermée, on assure un équilibre parfait en sous-jeu et les stratégies associées sont des équilibres

de Nash, même s'il y a une déviation par rapport à la stratégie d'équilibre pour les sous-jeux précédents. Cette robustesse de l'équilibre ainsi obtenue n'est pas garantie par une structure à boucle ouverte. En conséquence, la méthode de la programmation dynamique stochastique est adoptée pour trouver les décisions optimales d'investissement pour toute la période de planification.

Dans les paragraphes suivants, on montre la méthode utilisée pour le calcul de l'équilibre de Nash pour chaque étape du jeu. On commence par la dernière étape en remontant à la première, en se basant sur la méthode de récurrence à rebours.

3.1.1.1 Décisions de production

A chaque saison de la période, les firmes décident leurs niveaux de production simultanément. On distingue trois types de saisons : une saison de base, de semi-base où la production n'est contrainte que par le niveau de capacité installée et une saison de pointe, où le mécanisme joue et par la suite les engagements de productions deviennent contraignants.

Saisons de base et de semi-base :

Le sous modèle associé à ces saisons est représenté ainsi :

Pour chaque producteur c ,

$$\max_{q_{c,\bar{s}}^t} g_{c,\bar{s}}^t = \left(P_{\bar{s}}^t(q_{c,\bar{s}}^t, \bar{q}_{c',\bar{s}}^t, D_{\bar{s}}^t, i^t) - CV_{c,\bar{s}}^t(q_{c,\bar{s}}^t, i^t) \right) \cdot q_{c,\bar{s}}^t(i^t) \quad (7)$$

Sous contraintes,

$$q_{c,\bar{s}}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_{\bar{s}} \quad (\alpha_{c,s}^t) \quad (8)$$

$$q_{c,\bar{s}}^t(i^t) + \bar{q}_{c,\bar{s}}^t(i^t) \leq D_s^t(i^t) \quad (\gamma_s^t) \quad (9)$$

$$q_{c,\bar{s}}^t, \alpha_{c,s}^t, \gamma_{c,s}^t \geq 0$$

Avec,

\bar{s} Saisons (base, semi-base)

$P_{\bar{s}}^t(i^t) = a_{\bar{s}} + b_{\bar{s}} \cdot (D_{\bar{s}}^t(i^t) - \sum_c q_{c,\bar{s}}^t)$ Prix *spot* à la saison \bar{s} de la période t et à l'état i^t
(€/MWh)

$CV_{c,\bar{s}}^t(i^t) = d_{c,\bar{s}} + r_{c,\bar{s}} \cdot q_{c,\bar{s}}^t$	Coût variable unitaire de la firme c à la saison \bar{s} de la période t et à l'état i^t (€/MWh)
$\bar{q}_{c',\bar{s}}^t$	Production total des concurrents du producteur c supposée fixe (hypothèse Nash-Cournot) (MWh)
$a_{\bar{s}}, b_{\bar{s}}$	Constantes estimées à partir des données historiques
$d_{c,\bar{s}}, r_{c,\bar{s}}$	Constantes de la fonction de coût variable du producteur c
$\alpha_{c,s}^t, \gamma_{c,s}^t$	Variabes duales des contraintes

Afin de pouvoir évaluer les possibilités de manipulation des prix de marché par les producteurs, on utilise une fonction de prix linéaire qui exprime la relation entre le prix d'électricité et la sécurité du système mesurée par $(D_{\bar{s}}^t(i^t) - \sum_c q_{c,\bar{s}}^t)$. Ce facteur de sécurité est la différence entre la demande de la saison et la quantité totale produite. La manipulation des prix est constatée par exemple si la capacité installée couvre la demande totale d'électricité par contre, la production effective ne couvre pas cette demande. D'un côté, si la demande est satisfaite ($D_{\bar{s}}^t(i^t) = \sum_c q_{c,\bar{s}}^t$), le prix d'électricité est égal à $a_{\bar{s}}$, qui est une approximation du coût marginal de la technologie la plus chère, opérationnelle pendant cette saison. De l'autre côté, quand il y a défaillance, plus il y a rareté d'offre ($D_{\bar{s}}^t(i^t) - \sum_c q_{c,\bar{s}}^t \gg 0$), plus le prix est élevé. Cette configuration reflète mieux l'évolution des prix *spot* constatée. En effet, en situations normales (équilibre entre offre et demande), le prix devrait être proches du coût marginal de l'unité de production la plus chère. Par contre, quand il y a de défaillance du marché, les prix devraient être très hauts, soit à cause des manipulations des prix par les producteurs, en retirant leurs capacités, ou bien uniquement à cause de la rareté de la capacité disponible. Cette formulation de la fonction de prix sera utilisée pour tous les modèles développés dans ce chapitre.

Par ailleurs, une fonction quadratique est appliquée pour représenter le coût variable total du producteur.

Chaque firme maximise simultanément son profit dans la saison s (7) sous les contraintes (8) et (9). L'équilibre Cournot-Nash est unique car la fonction de coût $CV_{c,\bar{s}}^t(\cdot)$ est strictement convexe, continue et différentiable et que la fonction de revenu $P_{\bar{s}}^t(\cdot) \cdot q_{c,\bar{s}}^t$ est

concave (Murphy et al. [1982]). La solution est déterminée en regroupant ensemble toutes les conditions du premier ordre des producteurs, ce qui consiste à la formulation d'un problème à complémentarité mixte (voir l'annexe 2 pour plus de détails). La résolution de ce sous-modèle nous permet de trouver les décisions de production optimales des producteurs pour ces saisons, en fonction de la capacité installée de la période $q_{c,\bar{s}}^{*t}(K_c^t(i^t))$.

Saison de pointe :

Comme on l'a expliqué dans la section 1.2, durant la saison de pointe, le mécanisme d'options de fiabilité est activé. Les engagements pris par les joueurs à l'étape enchère deviennent contraignants. Le sous modèle du revenu du producteur associé à cette saison est défini par :

$$\begin{aligned} \max_{q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t} g_{c,3}^t = & \\ S^{t-1}(\hat{i}^t) \cdot q_{c,3}^t(i^t) + P_3^t(Q_3^t, D_3^t, i^t) \cdot \tilde{q}_{c,3}^t(i^t) - CV_{c,\bar{s}}^t(q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t, i^t) \cdot (q_{c,3}^t + \tilde{q}_{c,3}^t) & \\ - Pen. (D_3^t(i^t) - \sum_c q_{c,3}^t) \cdot (e_c^t(i^t) - q_{c,3}^t) & \end{aligned} \quad (10)$$

Sous contraintes:

$$q_{c,3}^t(i^t) \leq e_c^{t-1}(\hat{i}^t) \quad (\delta_c^t) \quad (11)$$

$$\tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \cdot (e_c^{t-1}(\hat{i}^t) - q_{c,3}^t) = 0 \quad (\varepsilon_c^t) \quad (12)$$

$$q_{c,3}^t(i^t) + \tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_3 \quad (\eta_c^t) \quad (13)$$

$$\sum_c q_{c,3}^t(i^t) + \sum_c \tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \leq D_3^t(i^t) \quad (\lambda_c^t) \quad (14)$$

$$q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t, \delta_c^t, \eta_c^t, \lambda_c^t \geq 0 ; \quad \varepsilon_c^t \text{ libre}$$

Avec,

\hat{i}^t Prédécesseur direct de i^t

$S^{t-1}(\hat{i}^t) \leq P_3^t(i^t)$ Prix d'exercice fixé par l'OS (pendant l'enchère du mécanisme) supposé plus faible que le prix *spot* de la période de pointe (€/MWh)

$q_{c,3}^t$ Quantité produite par c provenant de ses engagements (MWh)

$\tilde{q}_{c,3}^t$ Production additionnelle de c après satisfaction de ses engagements (MWh)

$Pen. (D_3^t(i^t) - \sum_c q_{c,3}^t)$ Pénalité payée par le producteur c en MWh en cas d'une

	production en dessous de ses quantités engagées (€MWh)
Pen	Constante de la fonction de pénalité
$\delta_c^t, \eta_c^t, \lambda_c^t, \varepsilon_c^t$	Variables duales des contraintes

Le premier terme dans l'équation (10) représente le revenu du producteur issu de ses ventes sur le marché *spot*. Le prix d'électricité est plafonné par le prix d'exercice $S^{t-1}(\cdot)$ pour la quantité $q_{c,3}^t$ provenant des engagements de production effectués à l'enchère du mécanisme. Après avoir satisfait ses engagements ($e_c^t(i^t) = q_{c,3}^t$), le producteur peut offrir sur le marché une quantité additionnelle $\tilde{q}_{c,3}^t$ et recevoir le prix du marché $P_3^t(\cdot)$ (2^{ème} terme). Le troisième terme représente le coût variable de toute la quantité produite pendant cette saison. Le quatrième terme porte sur la pénalité payée par le producteur en cas de défaillance par rapport à ses engagements ($q_{c,3}^t(\cdot) < e_c^t(\cdot)$). Cette pénalité est supposée endogène à la fiabilité du système, représentée par $(D_3^t(i^t) - \sum_c q_{c,3}^t)$. En effet, quand le producteur ne satisfait pas ses engagements, il paye une pénalité qui augmente avec la défaillance du système.

Les contraintes (11) et (12) expriment le fait que le producteur doit tout d'abord satisfaire ses engagements avant d'offrir des quantités additionnelles sur le marché. Les contraintes (13) et (14) limitent la production du producteur à sa capacité installée et la production totale à la demande réalisée pendant la saison.

Comme on l'a déjà précisé précédemment, les décisions de production prises pendant cette saison se font sur la base des engagements de production observés et réalisés à la période précédente. La résolution de ce sous modèle aboutit à des niveaux optimaux de production, $q_{c,3}^{t*}$ et $\tilde{q}_{c,3}^{t*}$, en fonction de $e_c^{t-1}(\cdot)$.

En se basant sur la méthode de VI (annexe 3) l'équilibre de Nash de cette saison sera alors :

- Si $\sum_c e_c^{t-1}(\hat{i}^t) = D_3^t(\hat{i}^t)$, donc $q_{c,3}^{t*} = e_c^{t-1}(\hat{i}^t)$ et $\tilde{q}_{c,3}^{t*} = 0$. Chaque producteur produit uniquement sa quantité engagée lorsque la quantité totale engagée pour les producteurs dans ce mécanisme correspond à la demande de pointe de la saison.

- Si $\sum_c e_c^{t-1}(\hat{i}^t) > D_3^t(\hat{i}^t)$, donc $q_{c,3}^{t*} = f_{1,c} \cdot e_c^{t-1}(\hat{i}^t) + f_{2,c} \cdot e_{c'}^{t-1}(\hat{i}^t) + f_{3,c}$ et $\tilde{q}_{c,3}^{t*} = 0$. Avec, $f_{1,c}$, $f_{2,c}$, $f_{3,c}$ des constantes qui dépendent du prix d'exercice, de la pénalité, des constants des fonctions du coût variable et de la quantité totale offerte dans l'enchère du mécanisme.

La production du producteur c est une fonction linéaire des quantités engagés par les trois joueurs si la quantité totale engagée est supérieure à la demande de pointe effective.

- Finalement, si $\sum_c e_c^{t-1}(\hat{t}^t) < D_3^t(i^t)$:

On a alors : $q_{c,3}^{t*} = e_c^{t-1}(\hat{t}^t)$ et $\tilde{q}_{c,3}^{t*} = f(D_3^t(i^t), K_c^t(i^t), e_c^{t-1}(\hat{t}^t), e_c^{t-1}(\hat{t}^t))$. Quand la quantité totale engagée dans l'enchère du mécanisme est inférieure au niveau de la demande réalisée, le producteur satisfait tout d'abord ses engagements et peut produire une quantité additionnelle. Cette quantité est en fonction de sa capacité installée disponible, du niveau de la demande de pointe et de la quantité engagée par les trois joueurs.

Ces différentes fonctions de réaction $q_{c,3}^{t*}(e_c^{t-1})$ and $\tilde{q}_{c,3}^{t*}(e_c^{t-1})$ sont introduites dans le sous modèle de l'étape d'enchère afin de déterminer les niveaux optimaux de l'engagement de production des producteurs.

3.1.1.2 Décisions d'engagement

Dans cette étape, l'OS « achète » l'engagement des producteurs à produire dans la saison de pointe future à hauteur d'une quantité prédéterminée d'énergie (la demande de pointe future maximale anticipée). En se basant sur le principe des options financières, on définit ces hypothèses pour la réalisation de l'enchère :

- L'enchère est réalisée une année avant le temps réel (la saison de pointe).
- L'horizon temporel : c'est la saison de pointe de la période future ; les producteurs sont requis d'offrir sur le marché leurs quantités engagées pendant cette saison.
- La quantité achetée par l'OS correspond à la demande de pointe future maximale anticipée.
- L'OS fixe le prix d'exercice d'une manière exogène ; on suppose que ce prix soit égale au coût variable de l'unité de production marginale la plus efficiente.
- Chaque producteur soumet une offre dans l'enchère, qui exprime la quantité qu'il désire offrir et la prime correspondante.
- Les offres sont classées par ordre de prix croissant et le prix de l'enchère correspond à la prime demandée par le dernier offreur qui assure l'équilibre entre offre totale et quantité demandée. Cependant, en cas d'offre inférieure à la demande, toutes les offres acceptées sont payés la prime sollicitée par le dernier offreur.

Connaissant parfaitement ces paramètres de l'enchère, chaque producteur détermine la quantité optimale à offrir dans l'enchère en maximisant la somme de son revenu de l'enchère et son profit espéré dans la période de pointe future. Comme son choix

d'engagement affectera ses décisions de production dans la saison de pointe future, tout profit émanant de cette saison doit être inclus dans la maximisation de cette étape. Le sous modèle associé de chaque producteur est alors défini par :

$$\max_{e_c^t} Pr_{opt}^t(i^t) \cdot e_c^t(i^t) + E_{w^D} [g_{c,3}^{t+1*}(q_{c,3}^{t+1*}(e_c^t), \tilde{q}_{c,3}^{t+1*}(e_c^t), \bar{Q}^t, \tilde{i}^t)] \quad (15)$$

Sous contraintes:

$$e_c^t(i^t) \leq K_c^{t+1}(\tilde{i}^t) \cdot L_3 \quad (\alpha_c^t) \quad (16)$$

$$e_c^t(i^t) \leq \{\bar{Q}^t(i^t), \bar{Q}^t(i^t) - e_{c'}^t(i^t), \bar{Q}^t(i^t) - \sum_{c'} e_{c'}^t(i^t)\} \quad (\xi_c^t) \quad (17)$$

$$\sum_c e_c^t(i^t) \leq \bar{Q}^t(i^t) \quad (\eta_c^t) \quad (18)$$

$$e_c^t, \alpha_c^t, \xi_c^t, \eta_c^t \geq 0$$

Avec,

$g_{c,3}^{t+1*}(\cdot)$ Profit optimal espéré dans la saison de pointe future en fonction de la décision d'engagement du producteur c (€)

$\bar{Q}^t(i^t)$ Quantité achetée par l'OS. Elle correspond à la demande de pointe maximale anticipée dans la saison de pointe future (MWh)

$Pr_{opt}^t(i^t)$ Prix de l'enchère qui correspond à la prime sollicitée par l'offreur marginal (€/MWh)

$e_c^t, \alpha_c^t, \xi_c^t, \eta_c^t$ Variables duales des contraintes

En appliquant le principe de l'équilibre Nash-Cournot, les producteurs décident simultanément les quantités $e_c^t(\cdot)$ à offrir dans l'enchère. Chaque producteur tient compte de son revenu dans la saison de pointe future $g_{c,3}^{t+1*}(\cdot)$ qu'il dépend de sa décision d'engagement actuelle. Les contraintes (16) et (18) limitent respectivement l'engagement de la firme à sa capacité installée anticipée dans la période future et la quantité totale engagée à la quantité demandée par l'OS.

La contrainte (17) limite ce que le producteur c peut offrir jusqu'à $\bar{Q}^t(i^t)$ s'il détient le prix d'offre le plus faible, jusqu'à $\bar{Q}^t(i^t) - e_{c'}^t(i^t)$ si le prix offert par le producteur c' est plus faible que le sien et jusqu'à $\bar{Q}^t(i^t) - \sum_{c'} e_{c'}^t(i^t)$ si son prix d'offre est le plus élevé.

Une hypothèse importante ici concerne la formulation de la prime demandée par le producteur. En participant à l'enchère du mécanisme, chaque producteur sait que son revenu de la saison de pointe future est plafonné par le prix d'exercice. Par la suite, il n'accepte de participer à l'enchère et à s'engager uniquement si la prime touchée lui garantit au moins le

même gain espéré de la non participation. En conséquence, il formule sa prime en incorporant le revenu potentiel du marché perdu dû à son engagement. Ce revenu perdu correspond en effet à la différence entre le prix *spot* d'électricité espéré en période de pointe, anticipé par le producteur en assumant qu'il ne participe pas à l'enchère, et le prix d'exercice. De l'autre côté, la participation à l'enchère donne aussi aux producteurs non compétitifs l'opportunité de couvrir leurs coûts totaux de production. Dans ce cas, la prime demandée dans l'enchère doit couvrir la différence entre le coût total espéré du producteur et le prix d'exercice. C'est l'une des incitations de ce mécanisme à investir dans le système en visant à résoudre le problème de « *Missing Money* » rencontré par les unités de production de pointe.

Il faut signaler que cette hypothèse de formation des primes dans l'enchère est une connaissance commune pour les trois joueurs. La concurrence dans l'étape du mécanisme est alors uniquement une concurrence en quantité. Par ailleurs, comme les joueurs sont rationnels et spécialisés technologiquement, la prime demandée par chacun est une prime garantissant un revenu minimal. Elle est formulée de la manière suivante :

$$Pr_c^t(i^t) = \max \left\{ E_{w^D} \left(P_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) \right) - S^t(i^t) ; E_{w^D} \left(UC_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) \right) - S^t(i^t) \right\} \quad (19)$$

Avec,

$Pr_c^t(i^t)$	Prime demandée par le producteur c (€/MWh)
$P_3^{t+1}(\tilde{t}^t)$	Prix d'électricité anticipé de la saison de pointe future, si le producteur c ne participe pas à l'enchère (€/MWh)
$UC_3^{t+1}(\tilde{t}^t)$	Coût total unitaire du producteur c anticipé de la saison de pointe future (€/MWh)
$\bar{q}_{c,3}^{t+1}(\tilde{t}^t)$	Décision de production du producteur c à la saison de pointe future en cas de non engagement à l'étape mécanisme (MWh)

Cette prime distingue les deux situations discutées plus haut. Si le producteur n'est pas compétitif et le prix d'électricité ne permet pas de couvrir ses coûts de productions, il demande alors $E_{w^D} \left(UC_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) \right) - S^t(i^t)$. Dans le cas contraire, il couvre la perte de revenu induite par son engagement à l'enchère et par le plafonnement du prix de marché par le prix d'exercice. Il demande par conséquent $E_{w^D} \left(P_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) \right) - S^t(i^t)$.

La quantité potentiellement produite par le producteur c à la saison de pointe future en cas de non engagement à l'étape mécanisme, $\bar{q}_{c,3}^{t+1}(\cdot)$ est déterminée en faisant les hypothèses suivantes : la décision rationnelle de tous les producteurs consiste à offrir le maximum de capacité sur le marché de capacité car la prime obtenue sera au moins égale à la prime qu'il a demandé et qui correspond au moins aux revenus qu'il obtiendrait sur le marché de l'énergie s'il ne participait pas au mécanisme. Par conséquent, le producteur anticipe que ses concurrents vont offrir leurs capacités dans l'enchère et sa production espérée à la saison de pointe future, est alors déterminée par le programme suivant :

$$\bar{q}_{c,3}^{t+1} = \operatorname{argmax} \left(P_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, K_c^{t+1}, \tilde{t}^t) - CV_{c,3}^{t+1}(q_{c,3}^t, \tilde{t}^t) \right) \cdot \bar{q}_{c,3}^{t+1}(\tilde{t}^t) \quad (20)$$

Sous contraintes,

$$\bar{q}_{c,3}^{t+1} \leq K_c^{t+1}(\tilde{t}^t) \cdot L_3 \quad (21)$$

$$\bar{q}_{c,3}^{t+1} \leq D_3^t(i^t) - \sum_{c'} K_c^{t+1} \quad (22)$$

Il maximise son revenu à la saison de pointe future en fixant la quantité produite par ses concurrents à leurs capacités installées.

Après avoir calculé la fonction de prime spécifique à chaque joueur, on peut déduire alors le prix de l'enchère $Pr_{opt}^t(\cdot)$:

$$Pr_{opt}^t(i^t) = Pr_c^t(i^t) \quad \text{Si } Pr_c^t(i^t) \text{ est le plus élevé et } e_c^t(i^t) > 0.$$

Finalement, il est important de rappeler que le revenu espéré à la saison de pointe future $g_{c,3}^{t+1*}(\cdot)$ dans (15) dépend du niveau de $\sum_c e_c^t(\cdot) - D_3^{t+1}(\cdot)$. Etant donné les incitations fournies par l'enchère aux producteurs à offrir le maximum de quantité, on assume donc que :

$$\begin{aligned} - \sum_c e_c^t(\cdot) &= \bar{Q}^t(i^t) & \text{if } \bar{Q}^t(i^t) < \sum_c K_c^{t+1} \\ - \sum_c e_c^t(\cdot) &= \sum_c K_c^{t+1} & \text{if } \bar{Q}^t(i^t) \geq \sum_c K_c^{t+1} \end{aligned}$$

Par la suite, $g_{c,3}^{t+1*}(\cdot)$ est une fonction continue qui dépend uniquement des paramètres $\bar{Q}^t(\cdot)$ et $K_c^{t+1}(\cdot)$. De plus, la fonction objectif (15) est une fonction monotone donc, le sous modèle respectif peut être résolu par la méthode de la MCP.

La résolution de ce sous modèle nous permet de trouver les décisions optimales d'engagement et de production dans la saison de pointe, en fonction des niveaux de capacités installées des producteurs : $e_c^{t*}(K_c^{t+1}, K_{c'}^{t+1})$, $q_{c,3}^{t*}(K_c^{t+1}, K_{c'}^{t+1})$ et $\tilde{q}_{c,3}^{t*}(K_c^{t+1}, K_{c'}^{t+1})$.

3.1.1.3 Décisions d'investissement

Après avoir déterminé les décisions d'engagement et de production des producteurs, en fonction de leurs capacités installées, on formule maintenant un sous modèle d'investissement stochastique et dynamique, prenant la forme de l'équation de Bellman, afin de trouver les niveaux optimaux d'investissement. Comme le choix d'investissement est une décision discrète, on applique la notion de l'équilibre de Nash en choix séquentiels pour garantir l'unicité de l'équilibre. On suppose qu'il existe une firme (L) se comportant comme un Leader et décidant le premier, une deuxième firme (F) opérant comme un suiveur de (L) et une troisième firme (F2) suiveur de (L) et de (F). La règle de décision fournit les décisions d'investissement annuelles étant données les informations disponibles au moment de la prise de décision, tels que le niveau de la demande, la capacité installée des joueurs et les informations passées sur les choix d'investissement précédents.

La formulation mathématique du problème d'investissement est décrite comme suit :

$$J_c^t(i^t) = \max_{u_c^t} \sum_s g_{c,s}^t(q_{c,s}^{t*}, \tilde{q}_{c,3}^{t*}, q_{c',s}^{t*}, \tilde{q}_{c',3}^{t*}, K_c^t, K_{c'}^t, u_c^t, i^t) + z_c^t(e_c^{t*}, K_c^t, K_{c'}^t, i^t) - ic_c^t \cdot K_c^t(i^t) + (1+r)^{-1} \cdot E_{w^D,t} \left(J_c^{t+1} \left(f(K_c^t, K_{c'}^t, u_c^t, u_{c'}^t) \right) \right) \quad (23)$$

Sous contrainte

$$K_c^{t+lt_c}(\bar{i}^t) = K_c^t(i^t) + u_c^t(i^t) \quad (24)$$

Avec,

J_c^t	Profit total espéré à la période t (€)
J_c^{t+1}	Profit espéré optimal à la période $t+1$, correspondant aux choix d'investissements optimaux de la période t (€)
$f(.)$	Revenus futurs de la période $t+1$ à la période finale et qui correspond aux choix d'investissements optimaux de la période t (€)

En se basant sur la méthode de récurrence à rebours, la résolution débute de la fin jusqu'au début de la période de planification. A chaque période t , le producteur c maximise son profit total espéré, qui correspond à son profit de la période t –revenus du marché et du mécanisme – plus le profit optimal espéré dans les périodes futures et moins le coût d'investissement. Ce coût est calculé en supposant que le producteur paye une annuité

constante calculée à partir de son coût d'investissement total payé sur la durée de vie de la technologie.

Nous avons montré dans cette sous-section le modèle spécifique au mécanisme des options de fiabilité et la méthode de résolution des différentes étapes du modèle. Nous développons maintenant les modèles spécifiques aux autres designs de marché par un raisonnement à la marge. Il s'agira en effet de montrer uniquement les différences de modélisation par rapport au premier design.

3.2 Modèle de marché de capacité à terme: Modèle CM1 et CM2

Deux variantes de mécanisme de marchés de capacités sont étudiées. La première (modèle CM1) possède les mêmes hypothèses que le modèle des options réelles. Le jeu est un jeu dynamique répété à trois étapes avec une concurrence oligopolistique opérant à chaque étape du jeu : décisions d'investissement, d'engagement et de production. Dans l'étape mécanisme, un marché de capacité est organisé via une procédure d'enchère au cours de laquelle les producteurs vendent des engagements de capacité (et non pas de quantité) et s'engagent à être disponibles quand ils seront appelés par l'OS dans la saison de pointe future.

Concernant la deuxième variante (modèle CM2), on applique une fonction spécifique pour le calcul du prix de capacité. Cette fonction reflète la demande de capacité sur le marché et exprime la relation entre les paiements des producteurs du marché de capacité et la fiabilité espérée du système. On suppose alors que le prix de capacité est déterminé à partir de cette fonction de demande, au lieu d'une procédure d'enchère.

3.2.1 Modèle B1 : procédure d'enchère

On applique la même description et les mêmes hypothèses employées dans le modèle RO. Nous allons présenter uniquement les différences de modélisation qui concernent les étapes de mécanisme et de la période de pointe.

Comme on l'a expliqué dans la section 1.2.2, dans l'étape du mécanisme, l'OS achète *ex ante*, via une procédure d'enchère, l'engagement des producteurs d'avoir un niveau prescrit de capacité de production disponible pendant la saison de pointe de la période future. Les hypothèses de la réalisation de l'enchère sont définies ainsi :

- L'enchère est réalisée une année avant le temps réel (la saison de pointe).

- L'horizon temporel : c'est la saison de pointe de la période future ; les producteurs sont requis d'offrir pendant cette saison sur le marché leurs capacités engagées.

- La capacité achetée par l'OS correspond à la demande de pointe future maximale anticipée.

- L'OS n'impose aucun prix d'exercice. Cependant, les producteurs sont requis à reverser toute rente infra marginale reçue à la période de pointe pour leurs capacités contractées. On peut définir cette configuration par l'application d'un prix d'exercice implicite et endogène.

- Chaque producteur soumet une offre dans l'enchère, qui exprime la capacité qu'il désire offrir et la prime correspondante.

- Les offres sont classées par ordre de prix croissant et le prix de l'enchère correspond à la prime demandée par le dernier offreur qui assure l'équilibre entre offre totale et quantité demandée. Cependant, en cas d'offre inférieur à la demande, toutes les offres acceptées sont payées la prime sollicitée par le dernier offreur.

Au bilan, comparé au sous modèle utilisé dans l'étape du mécanisme des options de fiabilité, l'unique différence concerne la formulation de la prime requise par les producteurs. Elle est redéfinie ainsi :

$$Pr_c^t(i^t) = \max \left\{ E_{w^D} \left(P_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) - Cm_{\bar{c},\bar{s}}^t(i^t) \right) ; E_{w^D} \left(UC_3^{t+1}(\bar{q}_{c,3}^{t+1}, \tilde{t}^t) - Cm_{\bar{c},\bar{s}}^t(i^t) \right) \right\} \quad (25)$$

Avec,

\bar{c} Producteur de pointe

$Cm_{\bar{c},\bar{s}}^t(q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t, i^t)$ Coût marginal du producteur de pointe (€/MWh)

En effet, lorsque les producteurs sont appelés à offrir leurs capacités contractées sur le marché d'électricité, ils sont aussi requis à rembourser l'écart entre le prix de marché et le coût marginal du producteur de pointe $Cm_{\bar{c},\bar{s}}^t(\cdot)$. Tandis que le prix d'exercice est exogène et certain dans le modèle des options de fiabilité, il est incertain est endogène pour ce mécanisme.

Par la suite, le profit du producteur associé à la saison de pointe peut être reformulé ainsi :

$$g_{c,3}^t = P_3^t(Q_3^t, D_3^t, i^t) \cdot (q_{c,3}^t + \tilde{q}_{c,3}^t) - \left(P_3^t(Q_3^t, D_3^t, i^t) - Cm_{\bar{c},\bar{s}}^t(q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t, i^t) \right) \cdot q_{c,3}^t - CV_{c,\bar{s}}^t(q_{c,3}^t, \tilde{q}_{c,3}^t, i^t) \cdot (q_{c,3}^t + \tilde{q}_{c,3}^t) - Pen. (D_3^t(i^t) - \sum_c q_{c,3}^t) \cdot (e_c^t(i^t) - q_{c,3}^t) \quad (26)$$

Comme dans le modèle RO, les producteurs décident pendant cette saison, tout d'abord, leurs productions provenant de leurs engagements dans l'enchère du mécanisme $q_{c,3}^t(\cdot)$. Ensuite, après avoir satisfait leurs engagements, ils peuvent offrir une quantité additionnelle $\tilde{q}_{c,3}^t(\cdot)$. Le producteur est rémunéré le prix d'énergie $P_3^t(\cdot)$ pour sa quantité totale produite, mais il est obligé de rembourser tout écart avec le coût marginal de la technologie de pointe de référence (deuxième terme dans (26)). Finalement, le producteur doit payer une pénalité s'il ne répond pas à ses engagements.

3.2.2 Modèle B2 : fonction de demande de capacité

Ici, l'enchère du mécanisme est remplacée par une fonction de demande de capacité spécifique⁷⁰ :

$$Pcap_c^t(i^t) = h + n \cdot (\bar{Q}^t(i^t) - \sum_c e_c^t(i^t)) \quad (27)$$

Avec,

$$Pcap_c^t(i^t) \quad \text{Prix de capacité (€/MWh)}$$

h and n Constantes de la fonction de demande de capacité

Cette fonction exprime la relation entre les revenus des producteurs issus du marché de capacité et le niveau anticipée de la fiabilité du système. Cette fiabilité est mesurée par la différence entre la capacité demandée par l'OS et la capacité totale offerte par les producteurs sur le marché de capacité. Cette fonction reflète la demande de capacité dans un marché de capacité traditionnel où l'on constate que les paiements augmentent si la fiabilité baisse et inversement.

Le sous modèle du producteur relatif à cette étape de mécanisme est alors formulée par :

$$\max_{e_c^t} Pcap_c^t(i^t) \cdot e_c^t(i^t) + E_{w,D} [g_{c,3}^{t+1*}(q_{c,3}^{t+1*}(e_c^t), \tilde{q}_{c,3}^{t+1*}(e_c^t), \bar{Q}^t, \tilde{t}^t)] \quad (28)$$

Sous contraintes,

$$e_c^t(i^t) \leq K_c^{t+1}(\tilde{t}^t) \cdot L_3 \quad (29)$$

$$\sum_c e_c^t(i^t) \leq \bar{Q}^t(i^t) \quad (30)$$

Comme le revenu de la saison de pointe future $g_{c,3}^{t+1*}(\cdot)$ dans (28) dépend du niveau de $\sum_c e_c^t(\cdot) - D_3^{t+1}(\cdot)$ et comme $Pcap_c^t(\cdot) \cdot e_c^t(\cdot)$ n'est pas strictement continue, la fonction objectif (28) ne peut pas être résolue par la méthode de la MCP. En conséquence, nous

⁷⁰ Cette fonction est une approximation du marché de capacité traditionnel implémenté au USA.

utilisons ici la méthode de la procédure itérative pour la recherche de l'équilibre (Chuang et al. [2003])

On note finalement que les décisions optimales de production et d'investissement sont calculées en appliquant la même formulation utilisée dans les modèles RO et CM1.

3.2.3 Modèle de paiements de capacités : Modèle CP

Ce mécanisme d'incitation est introduit en supposant qu'en saison de pointe, les producteurs sont payés un prix de capacité pour leurs capacités disponibles, que ce soit ils produisent ou non. On a droit alors à un jeu dynamique répété à deux étapes avec une concurrence oligopolistique en Nash-Cournot pour trouver les décisions d'investissement et de production. La solution à chaque étape du jeu est calculée en appliquant la même méthode de résolution des mécanismes incitatifs marchands. La différence concerne uniquement le sous modèle de la saison de pointe et il est reformulé ainsi :

$$\begin{aligned} \max_{q_{c,3}^t} g_{c,3}^t = \\ P_3^t(Q_3^t, D_3^t, i^t) \cdot q_{c,3}^t(i^t) + PC \cdot K_c^t(i^t) - CV_{c,3}^t(q_{c,3}^t, i^t) \cdot q_{c,3}^t \end{aligned} \quad (31)$$

Sous contraintes,

$$q_{c,3}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_3 \quad (32)$$

$$\sum_c q_{c,3}^t(i^t) \leq D_3^t(i^t) \quad (33)$$

Avec,

PC Prix de capacité (€/MW)

3.2.4 Modèle de l' « All-Market » : Modèle EOM

Comme pour le modèle CP, les producteurs décident uniquement leurs niveaux d'investissement et de production. De plus, le revenu du producteur ne résulte que de ses ventes sur le marché *spot*. On a alors un sous modèle pour chaque saison s définit par :

$$\begin{aligned} \max_{q_{c,s}^t} g_{c,s}^t = \\ P_s^t(Q_s^t, D_s^t, i^t) \cdot q_{c,s}^t(i^t) - CV_{c,s}^t(q_{c,s}^t, i^t) \cdot q_{c,s}^t \end{aligned} \quad (34)$$

Sous contraintes,

$$q_{c,s}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_s \quad (35)$$

$$\sum_c q_{c,s}^t(i^t) \leq D_s^t(i^t) \quad (36)$$

Enfin, les choix optimaux d'investissement sont déterminés de la même manière que dans les modèles des mécanismes précédents, en appliquant la méthode de la programmation dynamique stochastique.

3.4 Comparaison des mécanismes d'incitation aux investissements

Comme on l'a souligné dans l'introduction de ce chapitre, l'objectif majeur de cette étude est de trouver le mécanisme le plus efficient en termes de coût, de réduction des manipulations des prix du marché et d'adéquation du système dans le long terme. Trois critères sont définis pour évaluer les différents designs de marché : le premier concerne l'évolution de la marge de capacité en période de pointe sur toute la période de planification. Le second traite de l'évolution des prix *spot* en période de pointe et du coût total du mécanisme payé par les consommateurs finaux. Le dernier critère concerne la manipulation des prix des marchés.

On étudie aussi la sensibilité des stratégies optimales des producteurs à la structure concurrentielle (situation oligopolistique, de collusion entre deux et trois firmes).

3.5 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté la modélisation entreprise sur les mécanismes d'incitation aux investissements dans une structure concurrentielle et en présence d'incertitude. Tout d'abord, nous avons développé un modèle général du mécanisme des options de fiabilité. Chaque producteur maximise son profit total espéré sur la période de planification. Son profit dépend de ses ventes sur le marché d'énergie et de ses participations dans les marchés du mécanisme. Annuellement, il est face à trois types de décisions : une décision d'investissement, une décision de production et une décision d' « engagement » sur le marché du mécanisme. La considération de la concurrence oligopolistique sur le marché implique la recherche de l'équilibre Cournot-Nash pour chaque étape du jeu global. Pour résoudre le modèle, nous avons fait appel à une structure d'information en boucle fermée. Cela a impliqué de découper le modèle général en plusieurs sous-modèles dans lesquels on calcule l'équilibre du jeu pour chaque étape de décision. La solution est obtenue par récurrence à rebours. Nous avons montré l'intérêt des méthodes de problème à complémentarité et d'inégalité variationnelle pour la détermination de l'équilibre de Nash relatif aux décisions de production et d'engagement. L'investissement de son côté est un choix discret. Pour garantir l'unicité de l'équilibre, nous avons opté pour une concurrence en

choix séquentiels. Un sous-modèle d'investissement dynamique et stochastique a été développé, prenant la forme de l'équation de Bellman. Les choix optimaux d'investissement et par la suite l'équilibre global du jeu sont calculés par récurrence à rebours. Le modèle développé des options de fiabilité a permis de considérer, pour la première fois, l'interaction dynamique et concurrentielle entre le mécanisme et les choix d'investissement et de production des producteurs dans une planification de long terme. De plus, nous avons essayé d'apporter une modélisation permettant la prise en compte des principales spécificités de ce mécanisme, tel que le déroulement de l'enchère et l'estimation de la fonction de la prime demandée par les producteurs.

Nous avons ensuite développé les modèles spécifiques aux autres designs, en raisonnant à la marge. C'est-à-dire, nous avons montré uniquement les différences de modélisation par rapport aux options de fiabilité. Deux versions du mécanisme de marchés de capacités ont été présentés. La première possède les mêmes hypothèses que ce dernier, sauf au niveau du prix plafond sur le marché d'énergie. Bien qu'il soit fixé administrativement et exogène dans le mécanisme des options de fiabilité, il est endogène et incertain dans le mécanisme des marchés de capacités tel qu'il est défini par Joskow [2007]. La deuxième version de son côté suppose l'application d'une fonction de demande de capacité spécifique pour le calcul du prix de capacité, au lieu d'une procédure d'enchère. C'est une représentation similaire à celle présentée dans le précédent chapitre. Les dernières solutions de marché étudiées –les paiements de capacité et l'*All-Market*– sont modélisées de la même manière que les précédents sauf que l'étape d'engagement est ignorée. En effet, leur application n'exige aucun marché additionnel. Dans le premier, les producteurs sont payés un prix de capacité pour leur capacité disponible en saison de pointe. Et dans le deuxième, les rémunérations des producteurs sont issues uniquement de leurs ventes sur les marchés d'énergie.

Nous avons terminé cette section par un rappel de l'objet majeur de l'étude. Il s'agit en effet de comparer les cinq solutions de marché en termes d'adéquation du système, de coûts du mécanisme et de réduction des manipulations des prix des marchés.

Nous allons appliquer dans la section suivante notre modélisation sur des données du marché électrique Français et allons montrer les résultats de la simulation numérique.

Section 4 : Simulations numériques et discussion

Nous recourons ici à des simulations numériques pour étudier les conséquences économiques de l'introduction des mécanismes d'incitation aux investissements. Nous commençons par présenter les paramètres des simulations et montrons ensuite les résultats de l'étude.

4.1 Les paramètres des simulations

Les paramètres utilisés dans les différents modèles de l'étude sont estimés à partir des données historiques du marché électrique Français. On s'est servi des études de DIGEC [1997], DGEMP [2003] et des bilans statistiques de Powernext [2002-2005]. Par ailleurs, on s'est référé aux données historiques annuelles de la demande et du prix d'électricité du marché Powernext de 2001 à 2006 afin d'estimer les paramètres du modèle de prix du marché d'énergie. Le tableau 3-1 montre les paramètres principaux utilisés dans les modèles.

Paramètres	Indices dans les modèles	Valeurs
Capacité initiale installée	K_1^0, K_2^0 et K_3^0	67000 (MW), 20000 (MW) et 10000 (MW)
Délais de construction	lt_1, lt_2 et lt_3	5 ans (base), 3 ans (semi-base) et 2 ans (pointe)
Nouvelle capacité installée	u_1^t, u_2^t et u_3^t	2000 (MW), 1500 (MW) et 1000 (MW)
Niveau de demande initiale	D_1^0, D_2^0 et D_3^0	63333(MW), 78500(MW) et 95000 (MW)
Taux d'actualisation	β	1/(1,08)
Variation de la demande	w^D	1300 (MW) ou 650 (MW)
Coût d'investissement annuel	ic_1^t, ic_2^t et ic_3^t	115300(€/MW), 58400 (€/MW) et 30000 (€/MW)
Nombre d'heures d'une saison	L_1, L_2 et L_3	4260 (heures), 3000 (heures) et 1500 (heures)
Paramètres de la fonction de prix	b_1, b_2 et b_3	$5 \cdot 10^{-9}$, $5 \cdot 10^{-8}$ et $10 \cdot 10^{-7}$
Paramètres de la fonction de coût variable	$d_{1,\bar{s}}, d_{2,\bar{s}}$ et $d_{3,\bar{s}}$	9 (€/MWh), 40 (€/MWh) et 80 (€/MWh)
Paramètres de la fonction de coût variable	$r_{1,\bar{s}}, r_{2,\bar{s}}$ et $r_{3,\bar{s}}$	$4,13 \cdot 10^{-8}$ (€/MWh ²) , $6,38 \cdot 10^{-8}$ (€/MWh ²) et $3 \cdot 10^{-7}$ (€/MWh ²)
Paramètres de la fonction de demande de capacité	h et n	18000 (€/MW) et $7 \cdot 10^{-7}$ (€/MW ²),

Tableau 3-1: Paramètres initiales des modèles

L'étude suppose la présence de trois producteurs spécialisés chacun en une technologie de production (base, semi-base et pointe). Le producteur de base détient 70% de parc total initial, celui de semi-base possède 25% du parc et celui de pointe détient uniquement 5%. Cette distribution reflète la situation de plusieurs marchés électriques où il existe un producteur dominant, en général l'opérateur historique, qui détient une part importante du parc⁷¹. On rappelle qu'une concurrence à la Nash-Cournot opère à trois étapes du jeu : lors de l'investissement et de la production pour tous les designs étudiés et lors de l'engagement de la

⁷¹ C'est le cas du marché électrique Français.

production pour les mécanismes marchands (les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme).

Tout d'abord, on compare les résultats des différents mécanismes quand la concurrence est oligopolistique. Après, on répète l'analyse en supposant que deux producteurs sont en collusion (producteurs de base et de semi-base) et en concurrence avec le producteur restant⁷². Enfin, on étudie la situation dans laquelle les trois producteurs sont en collusion.

4.2 Résultats de l'étude

Dans cette section, on identifie les choix d'investissement, d'engagement et de production optimaux et on étudie si l'introduction de mécanismes incitatifs aux investissements pourrait assurer l'adéquation du système électrique dans le long terme. Le mécanisme le plus adéquat est celui qui assure l'efficacité en termes de coût, de réduction des manipulations des prix des marchés et une capacité totale installée suffisante pour couvrir la demande de pointe. Trois critères sont alors définis pour évaluer les différents designs de marché : le premier concerne l'évolution de la marge de capacité installée en période de pointe sur tout l'horizon temporel. Le second traite de l'évolution des prix de marché d'énergie et du coût du mécanisme payé. Dernièrement, on étudie la capacité des mécanismes à réduire la manipulation des prix du marché par les producteurs.

Finalement, on étudie la robustesse de nos résultats par rapport à la nature de la structure concurrentielle (collusion entre deux et trois producteurs).

Le niveau d'adéquation de capacités est calculé par le solde de capacité pour la période de pointe. Un niveau optimal est assuré quand cette marge de sécurité est positive sans excéder 4000 MW (c'est-à-dire, à peu près 5% de la demande de pointe)⁷³.

Un horizon temporel de 16 périodes est utilisé dans l'étude de cas et les cinq designs de marché analysés sont présentés dans le tableau 3-2 :

⁷² Nous avons répété l'analyse en modifiant le type des producteurs en collusion. Les résultats sont identiques.

⁷³ La prise en compte de ce seuil plafond sert uniquement à distinguer les situations de sur capacité des situations normales.

Designs de Marché	
EOM	Marché d'énergie sans mécanisme
RO	Options de fiabilité
CM1	Marché de capacité avec enchère
CM2	Marché de capacité avec fonction de demande de capacité
CP	Paielements de capacités

Tableau 3-2: Définition des designs du marché étudiés

Il faut préciser ici que les paramètres des différents designs sont estimés sous l'objectif que les paiements supplémentaires fournis par chaque mécanisme incitatif soient identiques, toute chose étant égale par ailleurs. En effet, en situation optimale, la prime de l'enchère reçue par les producteurs dans les scénarios RO et CM1 devrait être proche du coût d'investissement de la technologie de pointe, ce qui correspond au *missing money* rencontré avec le scénario EOM. Ce qui nous mène à fixer le prix de capacité exogène dans le scénario CP proche de ce niveau. De plus, dans le scénario CM2, les paramètres de la fonction de demande de capacités sont fixés tel que le paiement additionnel correspond au coût d'investissement de la technologie de point une fois la fiabilité du système est assurée. Ces hypothèses trouvent leur fondement dans les conclusions de Joskow [2007]. Il montre que le *missing money* constaté dans les marchés d'énergie correspond au coût d'investissement de la technologie de pointe. En conséquence, le prix efficient de la fiabilité (coût spécifique du mécanisme incitatif) doit théoriquement correspondre à ce coût.

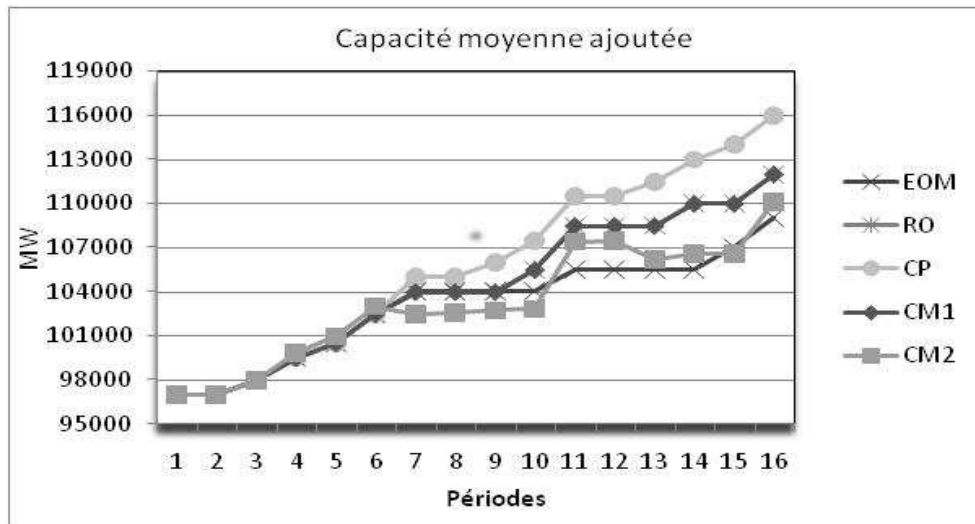
Résultat 1 : L'introduction des mécanismes incitatifs assure la fiabilité du système. Les mécanismes marchands garantissent une adéquation optimale des capacités de production.

A partir du graphique 3-4, qui montre l'évolution de la capacité totale installée dans les cinq designs étudiés, on constate qu'après l'introduction des mécanismes incitatifs, la capacité moyenne ajoutée dans le système est plus élevée comparée au design *All-Market*, à partir de la période 6. Ce résultat confirme les prédictions théoriques qui suggèrent que les signaux fournis par les rémunérations additionnelles des mécanismes incitatifs tendent à inciter les producteurs à investir plus dans le système et à assurer sa fiabilité. On montre cependant dans la graphique 3-5 que, à partir de la période 10, la marge de capacité dépasse le seuil optimal

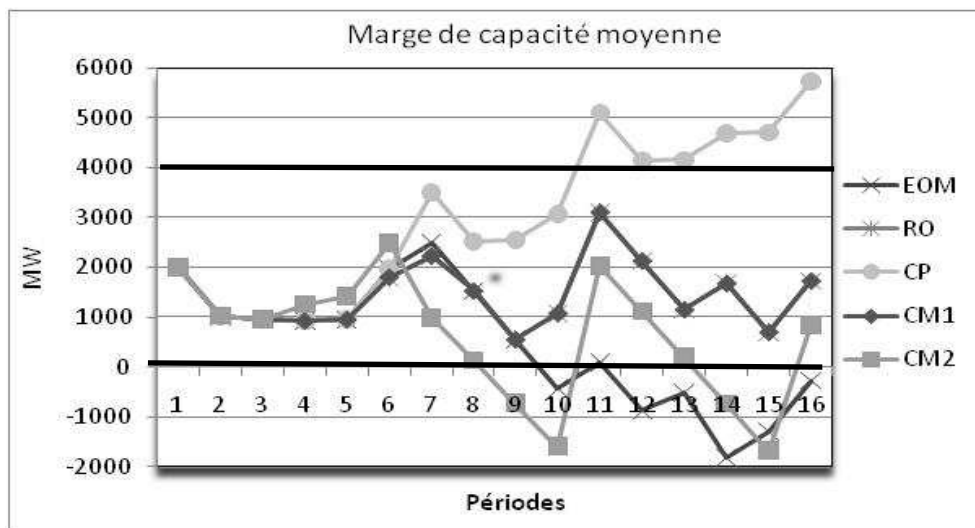
dans le scénario CP, induisant des périodes de surcapacité, et est négative dans le scénario CM2.

En effet, avec le mécanisme de paiement de capacité, les capacités disponibles des producteurs sont doublement rémunérées. Les producteurs reçoivent et le prix de marché et un prix de capacité pour chaque unité installée. Cette double rémunération incite les joueurs à investir dans le système. Les incitations sont grandes comme aucune obligation de production ne leur est imposée. Ils ont donc intérêt à avoir plus de capacités installées, même si elles ne seront pas mises en production, comme les coûts d'investissements sont couverts par le prix de capacité. L'ajout de capacité augmente alors rapidement en impliquant des situations de surcapacité. De l'autre côté, dans le scénario CM2, la rémunération fournie aux producteurs est endogène au niveau de sécurité du marché, c'est-à-dire, l'écart entre la demande de pointe anticipée et la quantité totale engagée sur le marché de capacité. Plus il y a d'engagements de production dans l'étape mécanisme (la sécurité est assurée), plus la rémunération baisse. Il est profitable alors aux producteurs de s'engager modérément dans l'étape mécanisme afin d'augmenter leurs gains issus du marché de capacité. En conséquence, on enregistre des niveaux moyens de capacités ajoutées dans le système par les producteurs. Ces nouveaux investissements visent uniquement à couvrir leurs engagements de production. Ils choisissent d'attendre que le système atteigne le rationnement avant de décider d'investir et vendre leurs capacités sur le marché de capacité à terme. Ce raisonnement explique la situation de sous capacité constatée avec ce scénario.

Enfin, pour les scénarios RO et CM1, la rémunération additionnelle fournie par les mécanismes (prix de l'enchère) correspond au coût de fiabilité, c'est-à-dire le coût d'investissement annuel de la technologie de pointe. L'engagement de produire, incite les producteurs à investir uniquement les capacités adéquates pour satisfaire la demande de pointe incertaine. Cela assure l'adéquation d'une manière efficiente.

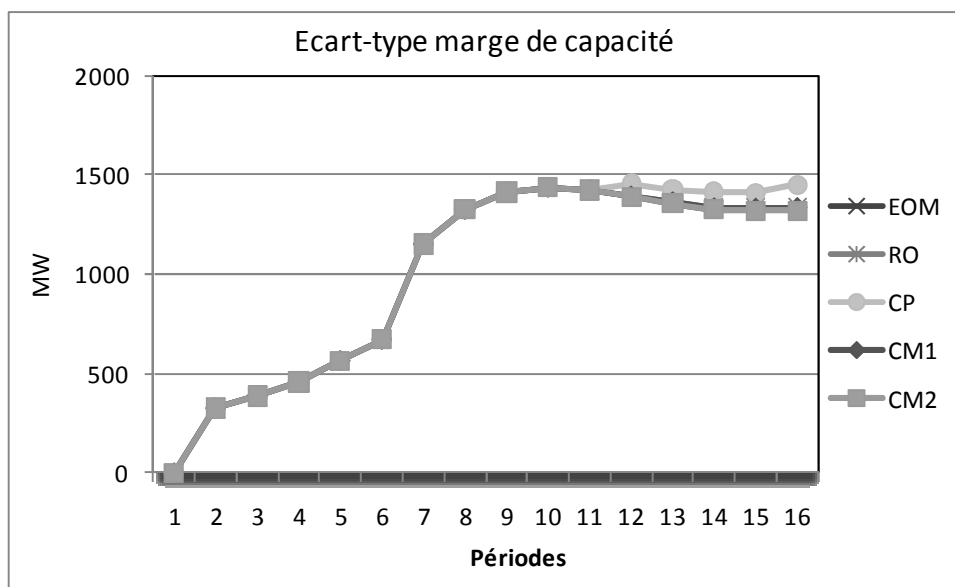


Graphique 3-4 : Evolution de la capacité totale installée pour les 5 designs étudiés



Graphique 3-5 : Evolution de la marge de capacité pour les 5 designs étudiés

Du fait de la présence de l'incertitude sur la demande, on complète les résultats par le calcul du niveau d'écart type de l'évolution du solde de capacité. Le graphique 3-6 montre qu'elle évolue similairement dans les différents scénarios sans dépasser un niveau de 1500 MW. Cela signifie que la capacité installée pendant une période donnée est légèrement dépendante du niveau de réalisation de la demande.

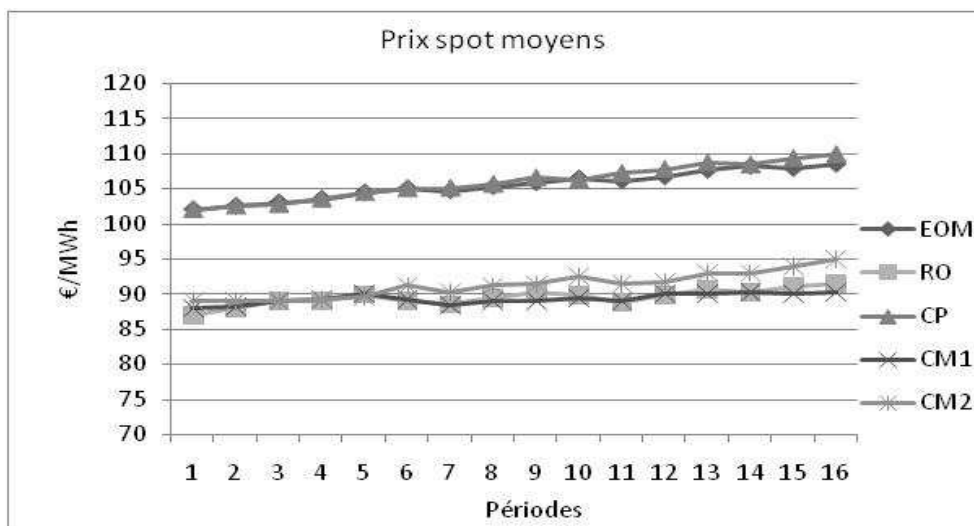


Graphique 3-6 : Ecart-type de la marge de capacité pour les 5 designs étudiés

Résultat 2 : Les prix du marché d'énergie sont les plus faibles avec les mécanismes marchands.

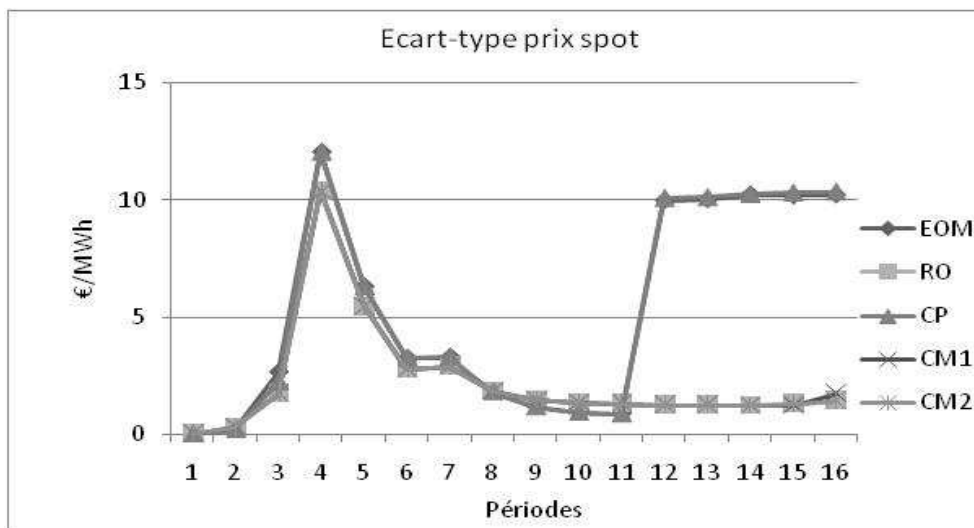
Les prix du marché moyen en saisons de pointe (graphique 3-7) sont les plus faibles avec les mécanismes incitatifs marchands (scénarios RO, CM1 et CM2). Le prix d'exercice exogène imposé par l'OS dans le mécanisme d'options de fiabilité et l'obligation imposée aux producteurs de rembourser toute rente infra marginale obtenue en période de pointe dans le mécanisme de marchés de capacité à terme, agissent comme prix plafond pour le marché d'énergie. Dans les trois scénarios, ces prix plafonds correspondent approximativement au coût marginal d'une unité de pointe. Ce qui assure un niveau efficient du prix d'électricité.

On peut présumer qu'avec ces mécanismes, les consommateurs reçoivent une assurance de payer un prix de marché acceptable en échange des quantités contractées sur les marchés des mécanismes. Par contre, avec le scénario de paiements de capacités, les prix restent assez élevés et proches de ceux obtenues dans le scénario EOM. Un inconvénient majeur de ce design est la non protection des consommateurs contre des prix élevés du marché. En effet, ils payent une charge additionnelle de capacité sans aucune garantie sur les prix de marché. Enfin, étant données nos hypothèses de concurrence imparfaite, la non obligation de produire avec ce mécanisme donne aux producteurs les opportunités de manipuler les prix du marché.



Graphique 3-7 : Evolution du prix de pointe moyen pour les 5 designs étudiés

Le graphique 3-8 montre les niveaux d'écart-type des prix en saisons de pointe. On constate des niveaux faibles avec les mécanismes marchands, comparés aux scénarios CP et EOM qui atteignent jusqu'à 10€/MWh. Cela veut dire que les prix de marché sont faiblement dépendants de la réalisation de la demande future avec les scénarios RO, CM1 et CM2. Cependant, la dispersion est élevée avec les autres scénarios et par la suite, la volatilité des prix demeure présente.



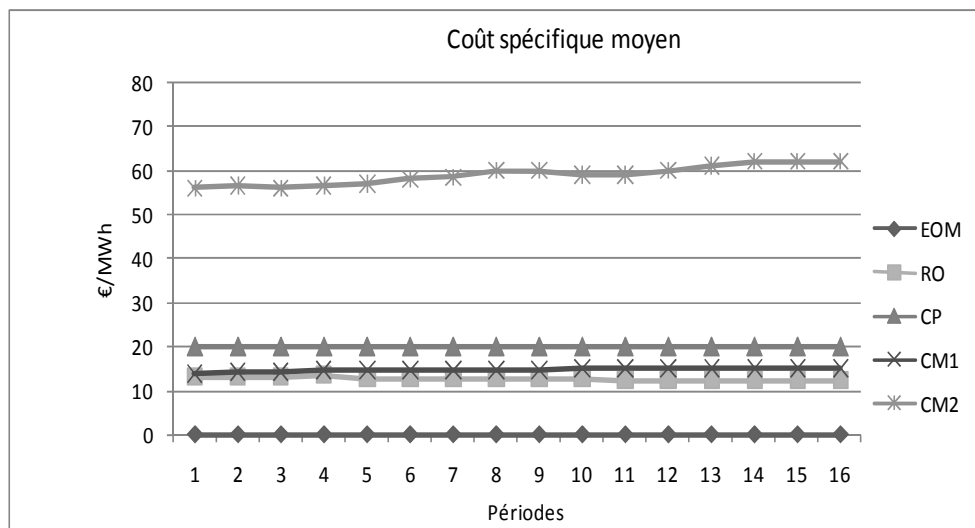
Graphique 3-8 : Evolution de l'écart-type du prix de pointe moyen pour les 5 designs étudiés

Résultat 3 : Les options de fiabilité et le marché de capacités avec procédure d'enchère sont les plus efficaces en termes de coût et assurent la stabilisation des paiements des consommateurs.

Les résultats 1 et 2 discutés précédemment montrent que le design EOM ne fournit pas les incitations nécessaires pour motiver des nouveaux investissements adéquats et devrait induire des prix élevés et des niveaux insuffisants de capacités, spécialement à la fin de l'horizon temporel. On pourrait conclure un peu rapidement que l'introduction d'un mécanisme incitatif est justifiée. Afin de déterminer le mécanisme adéquat à implémenter, il faut compléter l'analyse par l'étude du coût engendré par les mécanismes.

On calcule tout d'abord le coût spécifique de chaque mécanisme (graphique 3-9). On constate qu'il est stable et évolue similairement dans les scénarios RO et CM1, avec presque 15 €/MWh. Ces valeurs sont proches du coût spécifique du scénario CP, qui enregistre des niveaux de 20 €/MWh. Ce résultat est attendu comme les prix des enchères des mécanismes d'options de fiabilité et de marché de capacité correspondent à la prime requise par le producteur de pointe. Sachant que cette prime couvre ces coûts d'investissement, elle coïncide donc avec le prix de capacité dans le mécanisme CP.

Concernant le scénario CM2, le coût spécifique est élevé et atteint les 60 €/MWh. Comme on l'a démontré plus haut, les producteurs sont incités à offrir des faibles quantités sur le marché de capacité afin d'augmenter le prix de ce marché. Cela explique les niveaux inefficients des coûts spécifiques de ce mécanisme.

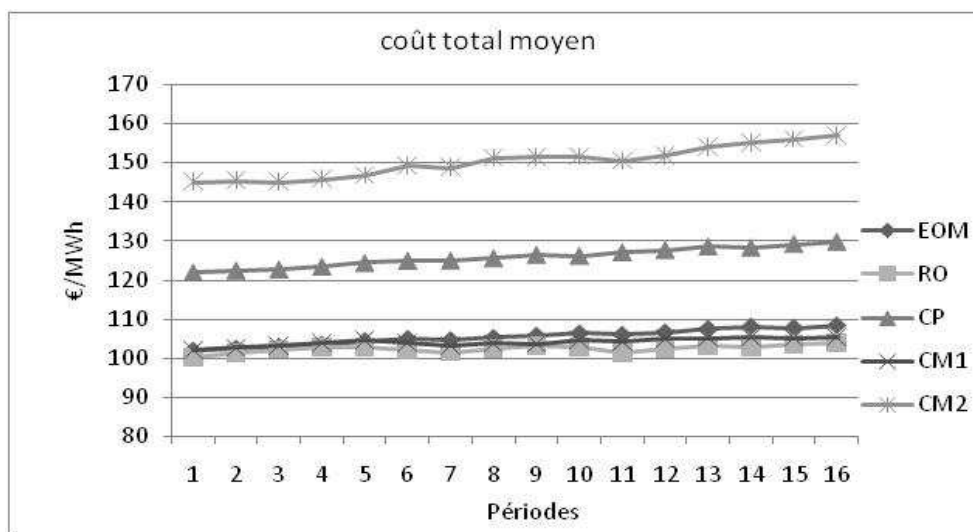


Graphique 3-9 : Evolution du coût spécifique moyen des 5 designs étudiés

L'étude complète du coût du mécanisme nécessite l'analyse de l'évolution de son coût total, c'est-à-dire, en incluant le prix du marché pendant la saison de pointe et le coût spécifique. Cela est illustré dans le graphique 3-10 où on constate qu'il est stable et proche de 105 €/MWh dans les scénarios RO et CM1 et élevé dans le scénario CP (jusqu'à 130 €/MWh) et le scénario CM2 (jusqu'à 160 €/MWh).

Dans le scénario CM2, ces niveaux élevés sont expliqués comme précédemment par la manipulation des prix par les producteurs des marchés de capacité en offrant moins que la capacité requise par l'OS. Par ailleurs, pour le scénario CP, le coût total payé par les consommateurs dans une période doit théoriquement être proche de ceux observés avec les scénarios RO et CM1, permettant de couvrir les coûts d'investissement et de production des producteurs et résolvant le problème de *missing money*. Cependant, étant donnée l'absence d'obligation de produire dans ce scénario, les producteurs ont tendance à retirer des capacités installées en saison de pointe pour peser sur les prix de marché d'énergie à la hausse.

Dans les scénarios RO et CM1, le prix du contrat (la prime) est définie via un mécanisme basé sur le marché, avec un minimum d'intervention du régulateur du marché. Ce qui fournit un revenu stable aux producteurs et permet aux consommateurs de s'assurer contre l'occurrence de niveaux élevés des prix et coûts additionnels des mécanismes. Le problème de découragement à investir induit par l'imposition d'un prix plafond est éliminé dû aux signaux économiques procurés directement par la stable rémunération additionnelle fournie par le contrat d'engagement. Par ailleurs, les consommateurs obtiennent, en échange d'un paiement stable, une garantie satisfaisante de la disponibilité d'une capacité de production suffisante en périodes de tension.



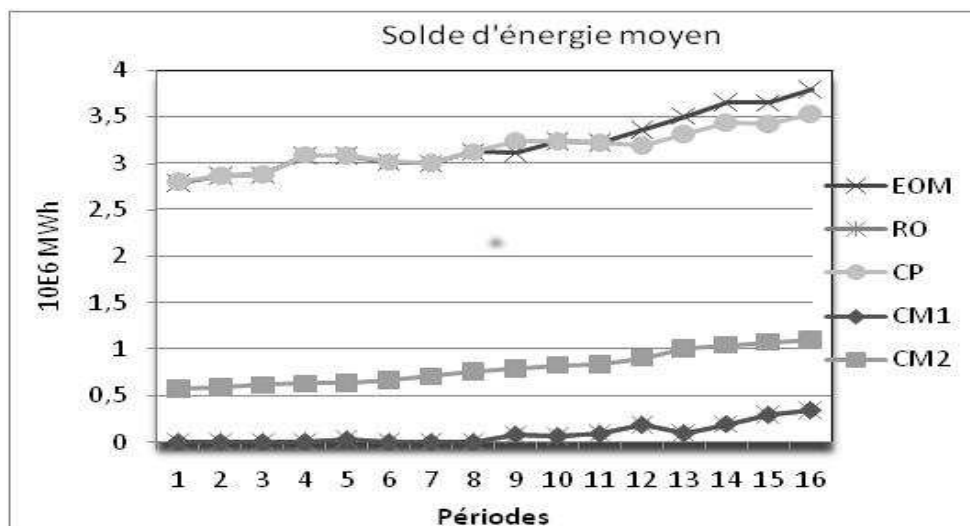
Graphique 3-10. Evolution du coût total moyen des 5 mécanismes étudiés

Résultat 4 : Avec les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme avec enchère, les producteurs n'ont aucune incitation à manipuler les prix des marchés.

On étudie dans cette section le degré de manipulation des prix de marché d'électricité et de mécanismes par les joueurs. Le graphique 3-11 montre l'évolution du solde moyen d'énergie dans les saisons de pointe. Ce solde est calculé par la différence entre la demande et la production dans la saison de pointe. On constate qu'au scénario CP, les niveaux sont proches de $15E^6$ MWh sur tout l'horizon temporel, malgré un solde de capacité positif. On peut déduire que, toute chose étant égale par ailleurs, l'introduction d'un paiement de capacité fixe sans engagement de production ne pourrait pas résoudre le problème de manipulation des prix. Les producteurs choisissent de produire une quantité inférieure à la demande dans toutes les périodes malgré l'abondance de capacité. Avec le scénario EOM, quel que soit le niveau de solde de capacité, le solde d'énergie est toujours positif et élevé, en atteignant des niveaux proches de ceux du scénario CP.

Concernant le scénario CM2, le solde d'énergie est volatil et élevé en comparaison avec les scénarios RO et CM1. Ce résultat est expliqué par le manque de nouvelles capacités ajoutées dans le système et aussi par la manipulation des prix des marchés du mécanisme et d'énergie. En conséquence, le système est toujours rationné..

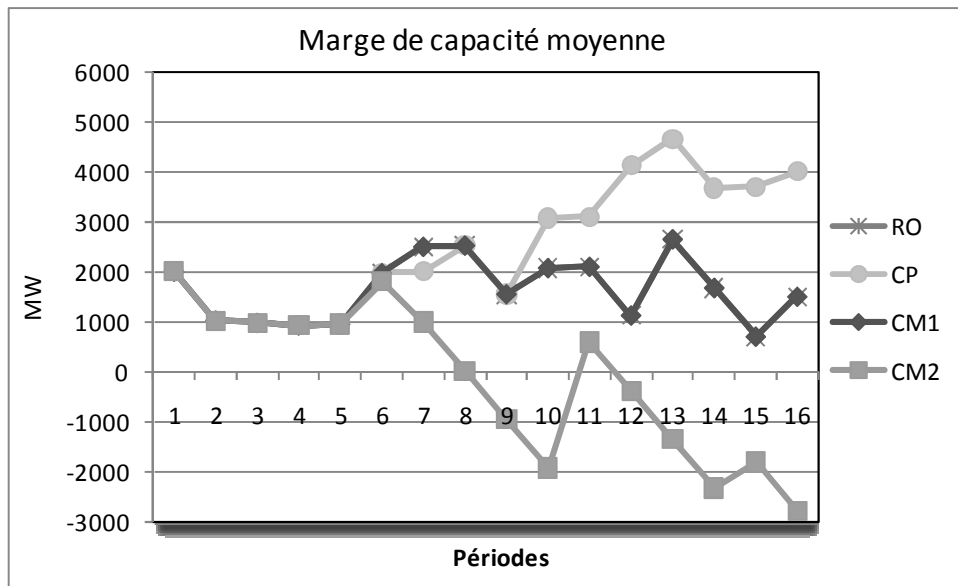
Finalement, avec les scénarios RO et CM1, les niveaux moyens des soldes d'énergie sont les plus faibles et évoluent proches de zéro. Les intentions de manipulation des prix sont réduites pour deux raisons. Premièrement, la pénalité imposée en cas de défaillance oblige les producteurs à satisfaire leurs engagements de production. Deuxièmement, la stabilité du revenu additionnel sur tout l'horizon temporel de l'étude incite les producteurs à offrir les quantités adéquates sur les marchés des mécanismes. Ce qui assure une disponibilité permanente permettant de répondre à la demande de pointe.



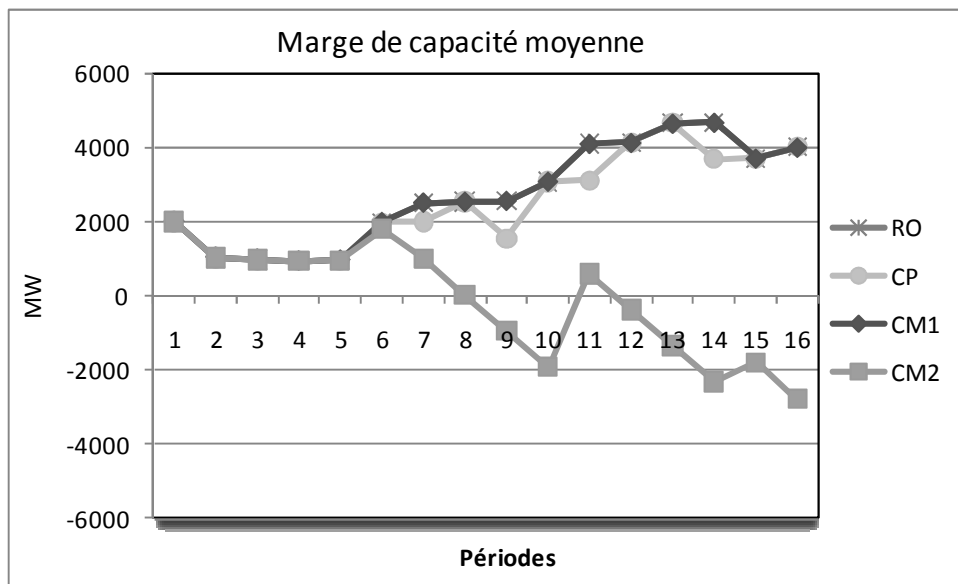
Graphique 3-11 : Evolution du solde d'énergie moyen pour les 5 designs étudiés

Résultat 5 : Comparé à la concurrence oligopolistique, la collusion entre deux ou trois producteurs assure plus de capacités installées avec les mécanismes marchands mais augmente les coûts des mécanismes.

On étudie maintenant la robustesse des résultats à la structure de marché, à savoir les situations de collusion entre deux ou trois producteurs. En comparant les résultats des graphiques 3-12 et 3-13 à ceux du graphique 3-5, on constate qu'avec les scénarios RO et CM1 les niveaux moyens du solde de capacité augmentent en atteignant des états de surcapacité dans le cas de la collusion entre les trois producteurs. En effet, quand les trois producteurs agissent comme une firme unique, ils tentent à manipuler la prime demandée dans l'enchère du mécanisme et par la suite, ils augmentent leur revenu du mécanisme. Comme cette rémunération augmente avec la capacité installée, ils sont plus incités à investir dans le système jusqu'à des niveaux non acceptables. Pour le scénario CM2, la nouvelle capacité installée baisse en comparaison avec le scénario oligopolistique. En agissant comme firme unique, les producteurs ont plus de pouvoir sur le prix de marché de capacité en baissant leurs offres d'engagement. Cela permet d'augmenter leurs revenus issus de ce marché.

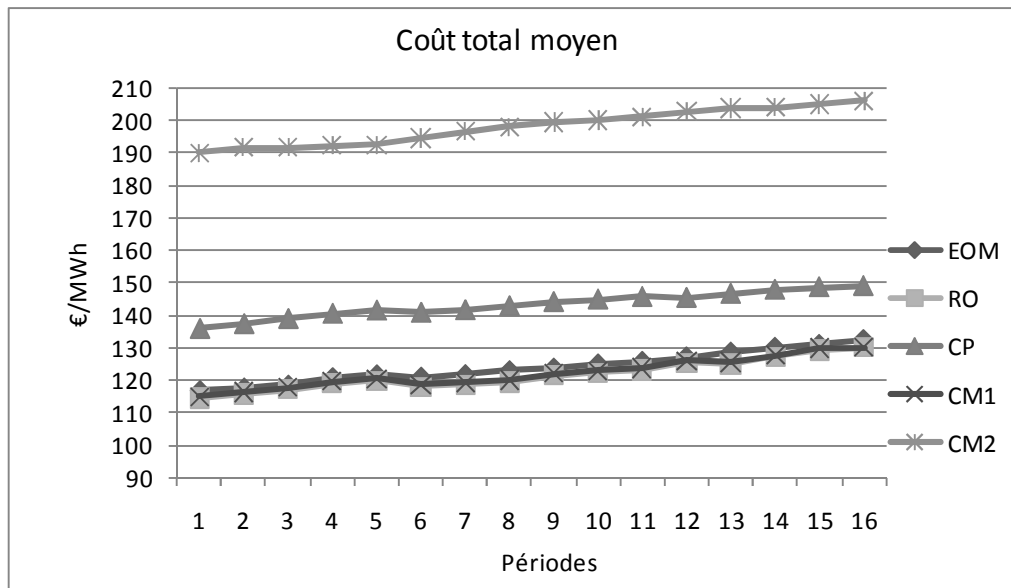


Graphique 3-12 : Evolution des marges de capacité dans une situation de collusion entre 2 joueurs

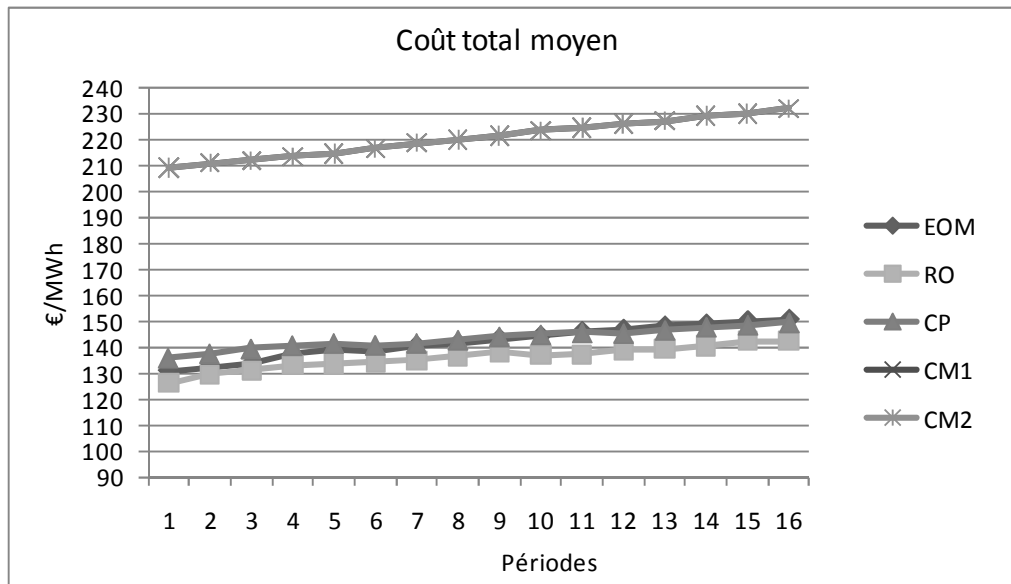


Graphique 3-13. Evolution des marges de capacité dans une situation de collusion entre 3 joueurs

Les prédictions théoriques de la concurrence à la Cournot suggèrent que le profit agrégé augmente si le nombre de joueurs hors collusion baisse. Cela est vérifié dans les graphiques 3-14 et 3-15. Pour tous les scénarios, le coût total moyen payé par les consommateurs est élevé dans le cas de collusion entre deux joueurs et atteint des niveaux plus importants avec la situation monopolistique.



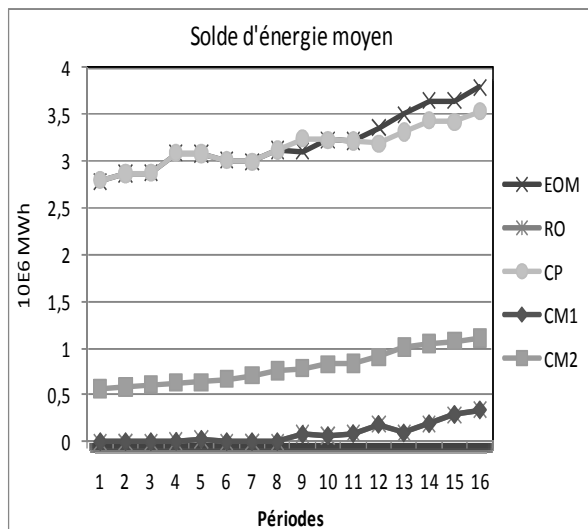
Graphique 3-14 : Evolution du coût total moyen dans une situation de collusion entre 2 joueurs



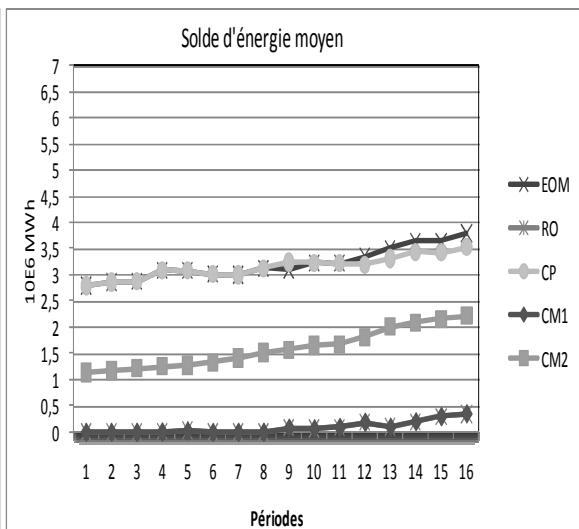
Graphique 3-15 : Evolution du coût total moyen dans une situation de collusion entre 3 joueurs

Finalement, les résultats des graphiques 3-16 et 3-17 montrent qu'aux scénarios CP et CM2, les producteurs manipulent encore plus les prix des marchés. En effet, selon la théorie de Cournot, la production totale devrait baisser dans des situations de collusion. Avec le scénario CP, plus le nombre de firmes en collusion augmente, plus la production baisse, malgré le niveau satisfaisant de la capacité installée. Tandis qu'avec le scénario CM2, la manipulation s'opère sur le marché de capacité. L'engagement de production dans ce marché diminue avec le nombre de firmes en collusion. Cela a un effet direct sur la production en période de pointe qui est en baisse.

Cependant, dans les scénarios RO et CM1, aucune manipulation des prix de marché d'énergie n'est enregistrée. Les niveaux moyens de solde d'énergie évoluent similairement au scénario oligopolistique. Ce constat est bien évidemment expliqué par deux facteurs : l'engagement de production à l'étape mécanisme et l'imposition d'un prix d'exercice plafond sur le marché d'énergie.



Graphique 3-16 : Evolution du solde d'énergie dans une situation de collusion entre 2 firmes



Graphique 3-17 : Evolution du solde d'énergie dans une situation de collusion entre 3 firmes

Résultat 6 : *Les stratégies optimales des producteurs sont insensibles aux niveaux fixés du prix d'exercice exogène dans les options de fiabilité et au montant de la pénalité dans les mécanismes marchands.*

Afin d'étudier la sensibilité des résultats aux principaux paramètres de l'étude, on répète l'analyse en variant le niveau du prix d'exercice du scénario RO. En pratique, cela ne devrait pas avoir d'effet majeur sur les résultats car les producteurs ajustent leurs primes selon le niveau de S (on rappelle que la prime demandée inclut la différence entre le prix d'électricité anticipé et le prix d'exercice S). C'est donc sans surprise, la variation de S n'a eu aucun effet sur les stratégies d'investissement et sur le coût total du mécanisme. En effet, la prime requise par les producteurs augmente quand S baisse et inversement, sans affecter le coût total du mécanisme.

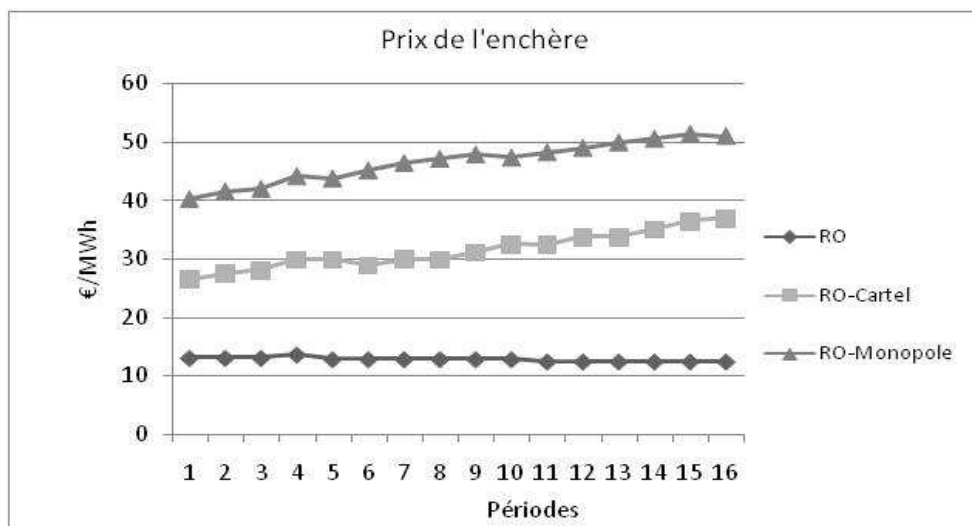
Similairement, une variation du montant de la pénalité n'a aucun effet sur les résultats à condition qu'elle soit au moins égale à l'écart entre le coût variable unitaire et le prix d'exercice S . En effet, fixer la pénalité à un niveau inférieur à ce seuil n'est pas judicieux et éliminera l'effet contraignant de la pénalité. En satisfaisant ses engagements sur le marché

d'énergie, le producteur reçoit S et ça lui coûte le coût variable unitaire CV_c pour chaque unité produite. Du moment où la pénalité est supérieure à l'écart entre CV_c et S , il lui est profitable de satisfaire ses engagements. D'un autre côté, la pénalité doit représenter le coût de défaillance du système provoquée par le désengagement de l'un des producteurs. Nécessairement, elle doit être suffisamment importante.

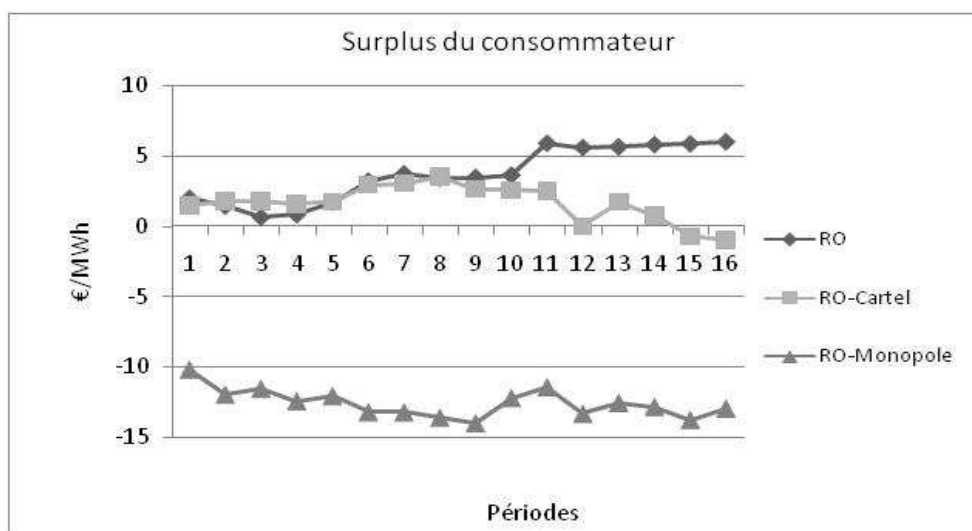
Résultat 7 : Dans les situations de collusion, les prix des enchères des mécanismes marchands sont manipulés.

On étudie maintenant le comportement des joueurs lors de la formulation des primes demandées dans l'enchère des mécanismes. Les graphiques 3-18 et 3-19 montrent l'évolution du prix de l'enchère et du surplus du consommateur dans le scénario RO. On constate que le prix est plus faible dans la situation oligopolistique. Cependant, ce prix augmente dans les structures de collusion. En effet, les producteurs peuvent maintenant manipuler ce prix en jouant sur le niveau de prix espéré de la saison de pointe future, qui sert à calculer le montant de la prime demandée (voir section 3 pour la démonstration théorique).

Concernant le surplus du consommateur qui correspond à la différence entre le prix de pointe, calculé sans l'étape du mécanisme, et le coût total du mécanisme, il est positif et croissant dans la structure oligopolistique, et faible et décroissant dans les situations de collusion, à cause principalement de la manipulation des prix après la collusion. On note enfin que dans le scénario CM1, les joueurs se comportent similairement au scénario RO. En effet, l'unique différence entre ces deux mécanismes concerne la formulation du prix d'exercice. Cependant, la prime est calculée d'une manière équivalente dans les deux mécanismes.



Graphique 3-18 : Prix d'enchère moyen dans les options de fiabilité



Graphique 3-19 : Surplus du consommateur dans les options de fiabilité

4.3 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté les résultats des simulations numériques sur l'introduction des mécanismes d'incitation aux investissements dans un contexte concurrentiel. Nous avons appliqué la modélisation des mécanismes entreprise dans la section 3 sur des données historiques du marché électrique Français. Nous avons comparé l'efficacité relative des mécanismes selon trois principaux critères : la capacité à assurer un niveau d'adéquation optimal, la capacité à fournir des coûts socialement acceptables pour les consommateurs et la disposition à réduire les manipulations des prix des marchés. Les résultats observés pour la solution *All-Market* confirme les prédictions théoriques concernant son manque à fournir les signaux nécessaires pour des investissements adéquats. Fournir une

rémunération supplémentaire via un mécanisme d'incitation aux investissements permet d'augmenter la capacité de production installée dans le système et améliore sa fiabilité. Cependant, une adéquation optimale n'est assurée qu'avec les mécanismes marchands, spécialement les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme avec une procédure d'enchère. La rémunération additionnelle, qui correspond au coût de la fiabilité, et l'engagement de produire incitent les producteurs à investir uniquement les capacités adéquates pour satisfaire la demande de pointe incertaine. Cependant, la double rémunération des capacités des producteurs et l'absence d'obligation de production dans le mécanisme des paiements de capacités incitent les producteurs à investir massivement dans le système et provoquent des situations de surcapacité. On a constaté aussi que le mécanisme de marchés de capacité avec une rémunération endogène à la sécurité du marché encourage les producteurs à s'engager modérément sur le marché du mécanisme, ce qui a provoqué une situation de sous capacité.

Concernant les prix du marché d'énergie, ils sont les plus faibles quand on implémente les mécanismes marchands. Cela est expliqué principalement par les prix plafonds qui leurs sont spécifiques. Ils protègent les consommateurs contre des prix élevés d'électricité et garantissent des rémunérations efficaces des marchés *spot*. L'analyse du coût des mécanismes montre des coûts stables et efficaces pour les mécanismes marchands basés sur une procédure d'enchère. En effet, d'un côté le prix de marché est plafonné à un niveau acceptable socialement et de l'autre le coût spécifique des mécanismes, qui correspond à la prime de l'enchère, couvre le *missing money* ou la rente de rareté utile pour inciter aux investissements adéquats.

Le troisième critère d'évaluation des mécanismes concerne les manipulations des prix des marchés d'énergie et des mécanismes. Sans surprise, nous avons constaté que les mécanismes marchands avec procédure d'enchère limitent le recours à la manipulation des prix par les producteurs. La pénalité imposée en cas de défaillance des engagements de production et la stabilité du revenu additionnel procuré par ces mécanismes incitent les producteurs à offrir les quantités adéquates sur les marchés des mécanismes et d'énergie. Cependant, l'absence d'engagement de production avec les paiements de capacités constitue la principale limite qui empêche la résolution du problème de pouvoir de marché.

Nous avons terminé l'analyse par une étude de sensibilité par rapport à la structure concurrentielle et les majeurs paramètres de l'étude. Nous avons constaté que 1) une collusion entre deux ou trois firmes incite à plus d'investissements en capacités mais augmente le coût

des mécanismes marchands ; 2) une insensibilité des stratégies optimales des producteurs aux niveaux du prix d'exercice dans les options de fiabilité et au montant de la pénalité dans les mécanismes marchands et 3) une manipulation des prix des enchères des mécanismes en cas de collusion.

Section 5 : Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons complété l'analyse formalisée des mécanismes d'incitation aux investissements effectuée dans le précédent chapitre, en prenant en considération l'aspect concurrentiel et en incluant d'autres mécanismes. Il s'agissait en effet de comparer l'efficacité relative dans une optique de long terme de trois catégories de mécanismes : deux mécanismes marchands –les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme-, un mécanisme non marchand –les paiements de capacités- et un marché d'énergie unique –le *All-Market*-. Nous nous sommes concentrés sur la question d'adéquation des capacités de production d'électricité. L'adéquation est évaluée en termes de trois critères : 1) l'incitation aux investissements adéquats ; 2) les coûts supportés par les consommateurs et 3) le degré de manipulation des prix des marchés. L'efficacité des mécanismes étant donnée la structure concurrentielle constituait aussi un élément de jugement des mécanismes.

Dans la première section nous avons d'abord présenté les hypothèses générales relatives à l'étude et les hypothèses spécifiques à chaque mécanisme étudié. Les hypothèses générales et communes aux différents mécanismes définissent la structure des modèles qui prend la forme d'un jeu concurrentiel entre trois producteurs spécialisés technologiquement. Ils décident annuellement dans un jeu à la Cournot-Nash leurs niveaux d'investissement, de production et d'engagement de production si un mécanisme marchand est implémenté. Les hypothèses spécifiques à chaque mécanisme considèrent l'introduction de l'étape mécanisme dans le jeu. Bien que les mécanismes marchands requièrent la création d'un marché additionnel où les producteurs offrent leurs engagements de production pour la période future en contre partie d'une prime, l'implémentation du mécanisme du paiement de capacité ne nécessite aucune étape supplémentaire. Les producteurs présents en saisons de pointe sont payés un prix de capacité additionnel pour leurs capacités de production disponible. Finalement, le cas *All-Market* ne requiert aucun instrument additionnel. Les revenus des producteurs dépendent uniquement de leurs ventes sur le marché de l'énergie.

La résolution de ce jeu dynamique à trois étapes répétées requiert la combinaison de plusieurs techniques de résolution. Cela a constitué l'objet de la deuxième section où nous avons présenté les outils mathématiques mobilisés pour la résolution des modèles et avons montré leur utilité pour la détermination des stratégies d'équilibre des producteurs. Nous nous sommes tout d'abord intéressés à la détermination de l'équilibre de Cournot-Nash pour chaque étape du jeu. L'équilibre requiert la formulation d'un problème de complémentarité ou l'usage de la méthode d'inégalité variationnelle. Un exemple simplifié sur l'usage de ces méthodes a

été présenté afin d'expliquer brièvement ces deux techniques. Le traitement de la dynamique et de l'interdépendance entre toutes les décisions du jeu, en présence de l'incertitude, formaient le deuxième objet de cette section. Pour déterminer l'équilibre du jeu global, deux techniques sont proposées dans la théorie mathématique. Soit la résolution à boucle ouverte, qui suppose que toutes les décisions prises dans le jeu sont simultanées. Ou bien la résolution à boucle fermée. Cette dernière repose sur le principe de l'équilibre parfait en sous-jeu et se base sur la méthode de la programmation dynamique. Nous avons démontré l'intérêt de cette dernière pour notre modélisation. Bien qu'elle présente des difficultés techniques surtout quand il s'agit de modèles présentant un nombre élevé de périodes, de joueurs et de scénarios d'incertitude, comme c'est le cas dans notre chapitre, la considération robuste de la dynamique, de l'incertitude et de l'interdépendance des stratégies des joueurs sur toute la période de planification est assurée par ce type de résolution.

Dans la troisième section nous avons présenté les modèles développés sur les mécanismes d'incitation aux investissements. Nous avons commencé par l'exposition du modèle général du mécanisme des options de fiabilité. Il s'agit d'un programme d'optimisation où chaque producteur maximise son profit total sur la période de planification en prenant en compte plusieurs contraintes sur la capacité à investir, les quantités à produire sur le marché d'énergie et à offrir sur le marché du mécanisme. Du fait de la considération d'une concurrence oligopolistique à chaque étape du jeu et de la présence de l'incertitude, un équilibre Cournot-Nash est recherché pour chaque étape et ensuite la méthode de la programmation dynamique est adoptée pour déterminer l'équilibre global. Nous avons donc découpé le modèle général en plusieurs sous-modèles spécifiques à chaque étape. Après avoir montré l'intérêt des méthodes de problème de complémentarité et d'inégalité variationnelle pour la détermination de l'équilibre de Nash des étapes de production et d'engagement, un sous-modèle d'investissement dynamique et stochastique a été développé. Les choix optimaux d'investissement et par la suite l'équilibre global du jeu sont calculés par récurrence à rebours.

La modélisation entreprise sur le mécanisme des options de fiabilité a permis de considérer, pour la première fois, l'interaction dynamique et concurrentielle entre le mécanisme et les choix d'investissement et de production dans une planification de long terme. Les modèles spécifiques aux autres designs ont été ensuite développés à la marge par rapport au mécanisme des options de fiabilité. C'est-à-dire, en considérant uniquement les différences de modélisation par rapport au dernier. Pour le mécanisme des marchés de capacités, deux versions ont été modélisées. La première possède les mêmes hypothèses que

ce dernier, sauf au niveau du prix plafond sur le marché d'énergie. Bien qu'il soit fixé administrativement et exogène dans le mécanisme des options de fiabilité, il est endogène et incertain dans le mécanisme des marchés de capacités tel qu'il est défini par Joskow [2007]. Dans la deuxième version nous supposons que le prix de capacité est déterminé via une fonction de demande de capacités. C'est une représentation similaire à celle présentée dans le précédent chapitre. Les modèles des mécanismes des paiements de capacité et de l'*All-Market* sont présentés de la même manière que les précédents sans la considération de l'étape d'engagement. Dans le premier, les producteurs sont payés un prix de capacité pour leur capacité disponible en saison de pointe. Et dans le deuxième, les rémunérations des producteurs sont issues uniquement de leurs ventes sur les marchés d'énergie.

Nous avons terminé ce chapitre par l'exposition des résultats des simulations numériques effectuées sur des données du marché électrique Français. Nous avons comparé l'efficacité relative des mécanismes selon trois principaux critères : la capacité à assurer un niveau d'adéquation optimal, la capacité à fournir des coûts socialement acceptables pour les consommateurs et la disposition à réduire les manipulations des prix des marchés. On a observé que la solution *All-Market* échoue à fournir les incitations nécessaires aux investissements adéquats. Cependant, l'implémentation d'un mécanisme marchand permet d'augmenter la capacité de production installée dans le système et améliore sa fiabilité. Il s'agit principalement des mécanismes des options de fiabilité et des marchés de capacités à terme avec procédure d'enchère. En effet, La rémunération additionnelle, qui correspond au coût de la fiabilité, et l'engagement de produire incite les producteurs à investir uniquement les capacités adéquates pour satisfaire la demande de pointe incertaine. On a constaté par ailleurs une majeure limite du mécanisme des paiements de capacité qui provoque des situations de surcapacité dans le système. Cela est dû principalement à la double rémunération des capacités et l'absence d'obligation de production en contre partie. De l'autre côté, imposer un prix de capacité endogène à la sécurité du marché dans la deuxième version du mécanisme des marchés de capacités encourage les producteurs à s'engager modérément sur le marché du mécanisme et a induit des situations de sous capacité.

L'analyse des prix du marché d'énergie a montré des niveaux plus faibles avec les mécanismes marchands. Les prix plafond qui leur sont spécifiques expliquent largement ce constat.

Le troisième critère d'évaluation des mécanismes concerne les manipulations des prix des marchés d'énergie et des mécanismes. Sans surprise, nous avons constaté que les

mécanismes marchands avec procédure d'enchère limitent le recours à la manipulation des prix par les producteurs. La pénalité imposée en cas de défaillance des engagements de production et la stabilité du revenu additionnel procuré par ces mécanismes incitent les producteurs à offrir les quantités adéquates sur les marchés des mécanismes et d'énergie. Cependant, l'absence d'engagement de production avec les paiements de capacités constitue la principale limite qui empêche la résolution du problème de pouvoir de marché.

Finalement, l'étude de sensibilité sur la structure concurrentielle et les majeurs paramètres de l'étude montre : 1) une collusion entre deux ou trois firmes incite à plus de capacités investies mais augmente le coût des mécanismes marchands ; 2) une insensibilité des stratégies optimales des producteurs par rapport aux niveaux du prix d'exercice dans les options de fiabilité et au montant de la pénalité dans les mécanismes marchands et 3) une manipulation des prix des enchères des mécanismes en cas de collusion entre deux ou trois firmes.

Chapitre 4

**Analyse de l'efficacité du mécanisme des marchés de capacités à terme par
la méthode de l'économie expérimentale**

Introduction	193
Section 1 : Eléments méthodologiques	196
Section 2 : Hypothèses de l'expérience	202
2.1 Caractérisation des produits à échanger	202
2.2 Organisation d'un round	202
2.3 Les acteurs et leurs décisions	203
2.4 Présentation séquentielle d'un round	204
2.5 Calcul des gains par round	209
2.6 La structure concurrentielle	210
2.7 Conclusion de la section	211
Section 3 : Modèle économique sous-jacent à l'expérience	212
3.1 Hypothèses générales du modèle	212
3.2 Résolution du modèle	217
3.3 Equilibre avec les paramètres de l'expérience	221
3.4 Conclusion de la section	224
Section 4 : Résultats expérimentaux	226
4.1 Déroulement des sessions	226
4.2 Marché de capacités	227
4-3/ Décision d'investissement	234
4.4 Marché d'énergie	238
4.4 Conclusion de la section	245
Section 5 : Conclusion du chapitre	248

Introduction

L'analyse des mécanismes d'incitation aux investissements effectuée dans les chapitres précédents repose sur la modélisation dynamique. Cette modélisation suppose la rationalité limitée des agents économiques et ne peut pas prendre en compte un aspect, important lors de l'évaluation des mécanismes, qui est le comportement individuel des producteurs. C'est la limite majeure de la modélisation qui limite la marge de liberté des décisions et des comportements des acteurs selon des hypothèses bien définies. Pour faire face à cette limite et analyser les mécanismes d'incitation aux investissements avec des comportements plus diversifiés, on fait à l'économie expérimentale. Les hypothèses strictes de modélisation sur le comportement des joueurs lors des enchères des mécanismes, des offres sur les marchés d'énergies et des choix d'investissement peuvent maintenant être relaxées, en nous permettant de considérer des situations plus réelles.

La comparaison des mécanismes des options de fiabilité et des marchés de capacité à terme, effectuée dans le chapitre précédent, montre des résultats identiques sur la fiabilité du système électrique. Nous continuons donc notre analyse en s'intéressant uniquement au mécanisme du marché de capacité à terme.

L'objectif du chapitre est d'observer les comportements individuels des producteurs en matière d'investissement en capacités de production et en prix sur les marchés de l'énergie, que ces producteurs soient installés ou entrant potentiels, en fonction des designs de marché retenus. De manière plus précise, il s'agit (i) d'observer les comportements avec le design *All-Market* et de mesurer les efforts d'investissement en capacités de pointe en prévision des périodes de demande de pointe ou d'extra pointe. Il nous faut répondre à la question de savoir si les seuls signaux de prix de l'énergie suffisent ou non à garantir les efforts d'investissement attendus pour couvrir les besoins en capacité de production ? Il s'agit également (ii) de répondre à la question de savoir si les marchés de capacités améliorent ou non les incitations à investir en capacités de production de pointe, à la fois globalement par rapport à la situation *All-market*, et individuellement vis-à-vis des producteurs installés et potentiels. De même il est question de savoir si et comment les décisions d'investissement influencent les marchés de l'énergie, notamment les prix d'échange de l'énergie en période de pointe et d'extra pointe. Finalement (iii) il s'agit d'évaluer l'efficacité globale des designs de marché, sous l'angle simultané des investissements réalisés, des risques couverts (en cas de non adéquation de l'offre et de la demande) et de l'énergie échangée. L'inefficacité des marchés est à mesurer

par le sous ou le sur investissement en capacités de production, les quantités échangées, les prix des unités échangées, et l'entrée de nouveaux acteurs.

Notre problématique est de construire la maquette expérimentale la plus pertinente pour traiter ces questions. Il s'agit de choisir les variables et caractéristiques les plus saillantes des deux designs à l'étude, à savoir le *All-Market* et le marché de capacité à terme, et la manière de les « mettre » en laboratoire. La mise en laboratoire suppose de bien traiter les potentialités de profits et de pertes dans l'expérience, pour contrôler au mieux les sources d'incitations dans l'expérience. Pour ce faire, cela suppose de bien identifier l'ensemble des actions possible et leurs conséquences sur les profits individuels. La fixation de prix plafond est typiquement une des conséquences de ce travail : des perspectives de profits quasi infini dans un environnement sans prix capé est source d'incitation à l'augmentation des propositions de prix - sur le marché des capacités comme celui des l'énergie - qui peut à elle seule biaiser entièrement l'expérience. De ce fait, il est utile de comprendre que l'utilisation des prix capés est une condition nécessaire au bon fonctionnement de l'expérience et au contrôle des sources de profits et des incitations. Dans la même ligne d'idée, la surestimation (à travers le choix des paramètres de l'expérience) des profits liés aux investissements par rapport aux profits tirés de l'échange pourrait aussi constituer un biais dans l'expérience en faveur des investissements. Il est de ce fait primordial de choisir les paramètres qui représentent le mieux l'arbitrage entre investissement et échange sur le marché de l'énergie au cœur des problèmes d'investissement actuels. En la matière la connaissance précise du fonctionnement des marchés de l'énergie et des enjeux d'investissement est au cœur du design des expériences, pour que celui-ci soit le plus juste, afin de donner les meilleures chances aux mécanismes de fonctionner dans le laboratoire, et de produire des résultats d'observation permettant de répondre au mieux aux questions posées. La problématique est donc celle de la construction de la maquette expérimentale la plus pertinente pour répondre aux questions posées. Elle passe par la construction du modèle théorique de référence, et par le choix ensuite des paramètres de l'expérience. La modélisation caractérise le problème des investissements en capacités. Elle permet la comparaison toutes choses égales par ailleurs des deux designs étudiés en laboratoire.

Ce chapitre est organisé comme suit. Dans la première section nous définissons la méthode de l'économie expérimentale et montrons son intérêt pour notre étude. Nous présentons dans la deuxième section les hypothèses relatives au déroulement des expériences.

La troisième section considère le modèle économique sous-jacent à l'expérience et la détermination des équilibres théoriques de chaque design. Ensuite, nous montrons les résultats expérimentaux dans la quatrième section. La section 5 conclut le chapitre.

Section 1 : Éléments méthodologiques

L'économie expérimentale permet de créer en laboratoire une situation économique stylisée caractérisée par un environnement informationnel et une institution de marché. L'expérimentaliste observe les comportements des individus qui ont accepté de participer à l'expérience. La situation économique est « réelle », « contrôlée » et « reproductible ».

Elle est réelle au sens où de vrais individus (en général des étudiants) interagissent dans un laboratoire selon des règles précises. En fonction des décisions qu'ils ont prises et du résultat de leurs interactions, ils sont rémunérés une somme substantielle⁷⁴ qui leur est versée à l'issue de l'expérience. Dans une expérience, l'obligation de respecter la clause *ceteris paribus* pour juger de la robustesse d'un modèle ou comparer des règles différentes impose le contrôle strict de tous les paramètres expérimentés. L'objectif est d'éviter que les sujets n'agissent en fonction de critères qui leur soient propres, et qui seraient difficilement observables par l'expérimentateur, mais plutôt qu'ils s'appuient sur les caractéristiques qu'il a lui-même prédéfinies, et qui se retrouvent dans le mode de rémunération. La rémunération est un élément crucial du contrôle de l'environnement expérimental. La réalité de la situation s'oppose à une modélisation *ex ante* des comportements.

L'environnement est « contrôlé » suivant le principe de la théorie de la valeur induite de Smith [1976]. Selon cette théorie, la valeur que les sujets attribuent à l'objet échangé, ou à telle ou telle décision ou action qu'ils sont amenés à prendre est définie exclusivement par le mode de rémunération. Dit autrement, toutes les décisions prises par les sujets en laboratoires sont strictement motivées par - et seulement par - leurs conséquences financières définies préalablement par l'expérimentaliste. Pour cela, la rémunération doit respecter certains principes :

- *L'insatiabilité*. Les sujets préfèrent toujours gagner plus d'argent que moins, et ils ne sont jamais « rassasiés ». Cela traduit le fait que la fonction d'utilité est une fonction monotone croissante de la rémunération.

- *La proéminence (Saliency)*. La rémunération perçue par un sujet dépend des actions (et/ ou de celles des autres) telles qu'elles sont définies par les règles d'échange (l'institution). Une partie de la rémunération peut toutefois être fixée indépendamment de ses actions (en récompense du fait d'être venu assister à l'expérience par exemple). Toutefois, l'essentiel des

⁷⁴ En moyenne 10Euros / heure.

gains doit provenir de ses actions et le sujet assume toutes les conséquences financières de ses choix⁷⁵. La prééminence permet de distinguer l'économie expérimentale d'autres méthodes empiriques⁷⁶ dans la mesure où elle incite le sujet à agir en laboratoire comme il agirait dans le réel.

- *La dominance*. Les changements de l'utilité attribués par les sujets aux échanges qu'il réalise au cours de l'expérience dépendent essentiellement de la rémunération qu'ils perçoivent, l'influence d'autres facteurs étant négligeable. Cela signifie que les gains monétaires issus de l'expérimentation expliquent les actions des sujets mieux que tout autre facteur, et toute influence autre que les gains est négligeable pour sa prise de décision.

- Enfin pour contrôler l'autonomie dans la prise de décision, il est important que le sujet soit le seul à connaître ses propres dotations et ses gains au cours du jeu, même s'il peut être amené à connaître les résultats agrégés au cours du jeu.

L'ensemble de ces principes permet de « donner ses meilleures chances au design testé de fonctionner en laboratoire ».

Pour que les expériences soient reproductibles par des tiers, les conditions dans lesquelles les expériences sont réalisées et présentées et les résultats publiés doivent satisfaire un certain nombre de critères qui sont de connaissance commune parmi les expérimentalistes. Le protocole expérimental qui reprend l'institution et l'environnement est destiné à être diffusé publiquement.

Concrètement, un laboratoire d'économie expérimentale est équipé de façon à recréer un environnement contrôlé. Il s'agit d'une salle équipée d'ordinateurs en réseau ce qui assure des échanges d'information simples et rapides⁷⁷ tout en isolant les participants de façon à garantir l'anonymat des décisions et éviter des comportements de collusion impossibles à contrôler. Ils ont à répondre sur ordinateur à un questionnaire interactif, leur réponse correspondant à des décisions ou des actions. Bien que la réalisation des protocoles fasse souvent appel à des étudiants, il est possible de conduire les expériences en entreprise avec des personnels placés en situation de prise de décision.

⁷⁵ Sans toutefois qu'il ne soit possible pour lui de perdre de l'argent à l'issue de l'expérience.

⁷⁶ Comme les enquêtes traditionnelles et les simulations.

⁷⁷ Toutefois, certaines expériences peuvent être réalisées « manuellement », sans l'utilisation d'ordinateur pour organiser l'interaction entre les participants.

L'économie expérimentale couvre trois grands domaines de recherche de l'économie : la théorie des choix individuels, les interactions stratégiques et l'organisation des marchés. C'est dans ce dernier domaine que s'inscrivent nos expériences.

On peut identifier deux types d'approches dans les expériences de marché. La première approche est orientée vers la théorie, la seconde est plus appliquée. Le choix de l'approche dépend des objectifs poursuivis, et de la question posée. Roth [1995] identifie trois types d'objectifs :

1/ Le « dialogue avec les théoriciens » (« *Speaking to theorists* ») qui part du principe que les théories et les modèles doivent par définition s'appliquer à tous les types de marché et notamment aux marchés en laboratoire. La méthode expérimentale permet ainsi de « tester une théorie », en validant ou en infirmant les résultats, de discriminer entre plusieurs théories alternatives qui expliquent un même phénomène, ou encore de déterminer les causes de l'échec d'une théorie (Plott [1989] et Smith [1994]).

2/ L'obtention de régularités empiriques, notamment dans des cas où les théories ont peu de chose à dire (« *Searching for Facts* »). Celles-ci sont obtenues sur la base de comportements observés et contrôlés en laboratoire. Ces régularités empiriques peuvent ensuite être utilisées à plusieurs fins. Elles peuvent orienter les théoriciens dans une direction de recherche particulière.

Les régularités empiriques qui sont produites en laboratoire sur la base des comportements observés, peuvent être utilisées par les autorités en charge de la réforme pour identifier les stratégies qui pourraient être mises en œuvre sur un marché, dans des conditions données (de règles et de structures).

A l'occasion, l'économie expérimentale est utilisée pour faire un « *test bed* » (McCabe et al. [1991]) avant d'implémenter une institution de marché dans un contexte donné par exemple, de la même manière que les ingénieurs aéronautiques réalisent des tests en soufflerie sur certaines parties d'un avion avant de le faire voler. L'objectif est alors d'identifier et d'anticiper des stratégies possibles dans un environnement contrôlé, et de concevoir *ex ante* des parades aux inefficacités qui pourraient survenir, alors que des tests en « grandeur nature » ne sont pas envisageables, compte tenu des enjeux et de la lourdeur des dispositifs mobilisés.

3/ Le fait de « chuchoter à l'oreille des princes » (« *Whispering in the Ears of Princes* »), c'est à dire de conseiller les décideurs. Sur la base des résultats obtenus en

laboratoire, concernant notamment les stratégies mises en œuvre, l'impact de telle ou telle institution sur l'efficacité du marché, les expérimentalistes sont en position d'adresser des recommandations sur le *design* institutionnel, ou sur les structures à mettre en place pour assurer une amélioration de l'efficacité du marché. Ils participent ainsi directement à la conception d'institutions complexes qui n'ont encore jamais existé, et qui doivent être créées de toutes pièces, même si elles résultent souvent de la combinaison d'institutions plus simples. Dans ce cas, il s'agit de répondre à un besoin spécifique qui implique une bonne connaissance des spécificités des échanges. Ainsi, dès lors qu'il est possible de reconstituer artificiellement une situation économique en laboratoire, cette méthode constitue en effet un outil d'analyse et d'aide à la résolution de problèmes. On peut mettre en relation des choix possibles et en connaître les conséquences, par une meilleure compréhension des processus de décisions des individus. Face à une décision à prendre, l'expérimentaliste analyse la nature du problème et définit un environnement expérimental. Du protocole original qui en découle, des sessions expérimentales sont organisées où les sujets vont prendre des décisions. A partir de l'analyse des résultats, des recommandations peuvent être formulées.

Au cours des dernières années, l'économie expérimentale de marché s'est développée à mesure que de nouveaux problèmes de design institutionnel se posaient. Les réformes concurrentielles des industries de réseau, qui reposent notamment sur la création de marchés organisés et l'utilisation d'enchère ou sur l'organisation d'une concurrence *ex ante* pour l'obtention d'une concession sur la fourniture d'un bien ou d'un service ont ainsi soulevé des questions de design institutionnel particulièrement stimulantes pour les expérimentalistes.

D'abord centrée sur les enchères « simples »⁷⁸ utilisées sur les marchés de *commodités*, l'économie expérimentale de marché a investi de nouveaux terrains empiriques caractérisés par des institutions plus « complexes »⁷⁹ au sens où elles correspondent à des jeux répétés ou qu'elles portent sur plusieurs objets ou plusieurs unités simultanément. Les expériences réalisées par Plott [1997] dans le contexte de la mise en vente des canaux hertziens par la *Federal Communication Commission* (FCC), par Brewer et Plott [1996] pour l'allocation des sillons ferroviaires, ou par Rassenti et. [1982] dans le cadre de l'allocation des créneaux

⁷⁸ Tel que les enchères avec prix affichés, enchère scellée à prix uniforme, *clearing house* ou *call market*, double enchère orale continue, etc.

⁷⁹ Tel que les enchères multi-unitaires, package bidding, etc.

d'atterrissage et de décollage dans les aéroports sont des exemples qui illustrent la diversité et la complexité des problèmes traités par l'économie expérimentale dans le domaine de l'organisation des marchés dans les industries de réseau. Cette complexité peut être prise en compte en laboratoire alors que la littérature théorique – notamment la théorie des enchères – n'est pas en mesure, à l'heure actuelle, d'incorporer ces différents facteurs dans les modèles théoriques. D'où l'intérêt de la démarche de l'économie expérimentale pour le décideur et les participants à ces marchés pendant le processus de design.

Les expériences de marché appliquées au secteur électrique sont encore peu nombreuses mais elles couvrent déjà une bonne partie des problèmes de design institutionnel d'un marché électrique (Staropoli et Julien [2006] et Rassenti et Smith [1998]). Vernon Smith⁸⁰ s'est précisément intéressé à ce secteur ces dernières années intervenant auprès des régulateurs ou des industriels comme consultant dans le contexte des réformes concurrentielles.

Sur le marché expérimental, les principes économiques s'appliquent comme partout ailleurs : « de vrais individus cherchent à obtenir de vrais profits dans un contexte qui se caractérise par de vraies règles d'échange » (Plott [1989], p. 1165). Les acteurs sur le marché en laboratoire – c'est à dire les « sujets » participant à l'expérience - sont « réels », leurs dotations initiales et leurs profits aussi puisqu'ils peuvent « gagner de l'argent » payé en liquide à la fin de l'expérience en fonction des décisions qu'ils ont prises et des interactions. Une situation économique réelle en laboratoire se caractérise par trois éléments : un environnement, une institution et des comportements.

1/ L'environnement correspond à l'ensemble des éléments qui caractérisent les structures de marché, au sens traditionnel du terme, c'est à dire le nombre d'acteurs, les informations dont ils disposent lorsqu'ils prennent leurs décisions, les rôles respectifs de chaque acteur sur le marché, les dotations initiales et les préférences des acteurs, les coûts, la technologie...

2/ « L'institution » définit le mode de communication utilisé par les sujets pour interagir dans le laboratoire, la nature et la séquence des décisions qu'ils prennent et les conséquences de leurs actions au niveau de la rémunération qu'ils perçoivent à l'issue de l'expérience. L'institution est définie dans les instructions qui sont lues aux sujets au début de la session.

⁸⁰ Professeur à l'Université de George Mason en Virginie. Il a été distingué du prix Nobel d'Economie en 2002.

3/ Les comportements des sujets qui participent à une expérience en laboratoire sont observés, et constituent le « résultat » de l'expérience. Les sujets prennent leurs décisions en fonction des informations qu'ils ont sur l'environnement et sur l'institution, et des incitations qui leur sont données par le mode de rémunération. Les autres facteurs qui pourraient influencer les décisions des sujets sont « neutralisés », justement par le mode de rémunération traduisant ainsi le contrôle de l'expérimentaliste sur les conditions d'expérimentation.

Section 2 : Hypothèses de l'expérience

Après avoir défini les éléments méthodologiques sur lesquels se basent notre étude expérimentale, nous définissons dans cette section les hypothèses mises en place pour la réalisation des expériences. Nous commençons par la définition des produits à échanger, ensuite nous présentons l'organisation de l'expérience, les acteurs et leurs décisions et les différentes étapes du jeu. Nous évoquons enfin les hypothèses sur la structure concurrentielle des expériences.

2.1 Caractérisation des produits à échanger

Les produits à échanger sont des capacités sur le marché des capacités, et de l'énergie sur le marché de l'énergie. L'énergie est présentée dans les instructions (annexe 4) comme *le produit X*. Les capacités sont présentées comme *des réserves* du produit X, c'est-à-dire des quantités que le producteur s'engage si elles sont achetées en phase 1 à proposer à la vente sur le marché de l'énergie en phase 3.

2.2 Organisation d'un round

Au cours d'une expérience, on fait réaliser plusieurs *rounds*. Un round se compose de deux ou trois phases selon le traitement. Il y a deux traitements : le traitement *All-Market* (AM), et le traitement marché à terme de capacités (FCM pour *forward capacity market*). La phase 1 correspond au marché de capacités à terme, la phase 2 à la décision d'investissement et la phase 3 au marché de l'énergie. La phase 3 se déroule en 4 périodes de marché successives. Les trois phases selon le traitement sont présentées dans le tableau 4-1.

	Traitement <i>All market</i> AM	Traitement « marché de capacité à terme » FCM
Phase 1	∅	X
Phase 2	X	X
Phase 3	X	X

Tableau 4-1. Phases du jeu par traitement

2.3 Les acteurs et leurs décisions

Les acteurs sont des producteurs d'énergie⁸¹. Il y a quatre producteurs caractérisés par une fonction de coût et une dotation initiale en capacités de production. Les producteurs doivent prendre deux types de décision : **une décision de vente** d'énergie et/ ou de réserve et **une décision d'investissement** en capacité de production.

2.3.1 La vente d'énergie en phase 3 et/ou de réserve en phase 1

Pour vendre de l'énergie, les producteurs sont en concurrence les uns avec les autres. Il y a deux façons de vendre de l'énergie :

- Soit sur le marché des réserves (en phase 1) ce qui revient à un engagement à mettre en vente une certaine quantité d'énergie sur le marché de l'énergie, ce que nous appellerons des réserves (en phase 3) ;

- Soit sur le marché de l'énergie en phase 3 uniquement.

Quoiqu'il en soit dans les deux cas, le producteur doit passer par le marché de l'énergie en phase 3 pour vendre de l'énergie.

Nous verrons dans la section sur les institutions que dans le traitement AM, la seule manière de vendre de l'énergie est de participer au marché de l'énergie en phase 3. Dans le traitement FCM, les producteurs peuvent vendre des réserves sur le marché des capacités en phase 1 et sur le marché de l'énergie en phase 3.

2.3.2 L'investissement en phase 2

La décision d'investissement en capacités de production se prend lors de la phase 2. Il y a deux types de capacités de production en fonction de la technologie : la technologie *B* (base) qui se caractérise par des coûts fixes élevés et des coûts variables faibles et la technologie *P* (pointe) qui se caractérise par des coûts fixes faibles et des coûts variables élevés. Le coût fixe est présenté comme le coût d'achat d'une usine et il est directement proportionnel à la taille de l'usine et indépendant du niveau des ventes. Le coût variable (unitaire) est proportionnel au volume des ventes selon une fonction croissante communiquée aux sujets dans les instructions (tableau 4-2 et en valeur numérique, cf. annexe 5).

⁸¹Nous avons choisi de ne pas introduire les consommateurs dans le modèle, même si dans les modèles théoriques, il est prévu qu'ils interviennent.

	Technologie B	Technologie P
Coût fixe	300	100
Coût variable	$a_b q + b_b q^2$ avec $a_b = 0$ et $b_b = 0,1$	$a_p q + b_p q^2$ avec $a_p = 80$ et $b_p = 0,15$
Coût marginal	$2b_b q$	$2b_p q$

Tableau 4-2. Coûts de production pour les deux technologies B et P.

Les décisions d'investissement et de vente se prennent dans des circonstances différentes en termes d'information disponible au moment de la prise de décision (sur le niveau de la demande, les coûts de production), et de mode de détermination du prix. Nous décrivons la nature des décisions pour chacune des phases successives.

2.4 Présentation séquentielle d'un round

Il existe initialement deux phases de jeu dans un *round* : une phase d'investissement et une phase de production. Quand on implémente le mécanisme des marchés des capacités, une phase du marché des réserves s'ajoute. Nous les définissons dans les paragraphes suivants.

2.4.1 Phase 1 : le marché à terme de capacités/ le marché des réserves

Dans le traitement *AM*, cette phase est supprimée.

La participation à cette phase n'est pas obligatoire dans le traitement *FCM* : les producteurs ne sont pas obligés de vendre des réserves, c'est-à-dire de s'engager à proposer de l'énergie sur le marché de l'énergie. Pour un producteur, voir ses propositions acceptées signifie qu'il s'engage à offrir sur le marché de l'énergie, en phase 3 (lors des périodes hautes ou extra-haute) une quantité au moins égale à cette quantité. La quantité de réserve demandée par l'acheteur unique est annoncée au début de l'expérience et conserve la même valeur durant toute l'expérience (**300 unités**).

Les producteurs qui le souhaitent peuvent faire plusieurs propositions quantité/ prix unitaire. Le prix sur le marché des réserves est au maximum égal à **300 ECU**. Par ailleurs, le producteur est informé que s'il réussit à vendre des unités sur le marché des réserves, le prix auquel elles seront vendues sur le marché de l'énergie sera plafonné à **115 ECU** : il s'agit

donc d'un prix plafond sur les unités vendues sur le marché de l'énergie et engagées comme réserve⁸².

S'il propose sur le marché de l'énergie une quantité inférieure à celle qu'il a vendue sur le marché à terme de capacités, le producteur subira une pénalité (« explicite ») fixée à **200 ECU** par unité engagée non proposée à la vente.

L'enchère utilisée sur le marché à terme de capacités est une enchère scellée au premier prix à prix uniforme. Les propositions sont acceptées par ordre de prix croissant jusqu'à satisfaire le montant des réserves demandées (300 unités). Le prix des réserves est celui de la dernière proposition acceptée (pour satisfaire les 300 unités de réserve demandées par l'acheteur unique). Si plusieurs offres sont *ex aequo*, ces offres sont acceptées pour satisfaire la demande, en proportion des quantités offertes. Si les offres sont insuffisantes pour satisfaire les 300 unités demandées, toutes les propositions soumises sont acceptées.

Supposons que les quatre vendeurs aient fait les offres suivantes :

	Prix unitaire	Quantité	Quantité cumulée
Vendeur 1	45	80	80
Vendeur 2	60	100	180
Vendeur 2	80	90	270
Vendeur 3	92	50	320
Vendeur 4	92	100	420
Vendeur 1	110	40	460

Tableau 4-3 : Exemple des offres des joueurs dans l'enchère capacité

La quantité de réserve demandée est de 300. Alors, les offres seront acceptées de la manière suivante :

⁸² Cela signifie que même si le prix du marché est supérieur à 115, le prix que le producteur percevra pour les unités engagées sur le marché des réserves sera de 115 ECU (équivalent en quelques sortes du prix d'exercice des options de fiabilité).

	Prix unitaire	Quantité	Quantité cumulée
Vendeur 1	45	80 (100%)	80
Vendeur 2	60	100 (100%)	180
Vendeur 2	80	90 (100%)	270
Vendeur 3	92	10 (20% de 50)	280
Vendeur 4	92	20 (20% de 50)	300
Vendeur 1	110	0 (0%)	300

Tableau 4-4 : Détermination des quantités acceptées dans l'enchère

Le prix des réserves pour le *round* est de 92 ECU. Les deux vendeurs qui ont fait une proposition à ce prix vont voir leur proposition partiellement acceptée (en proportion des quantités offertes).

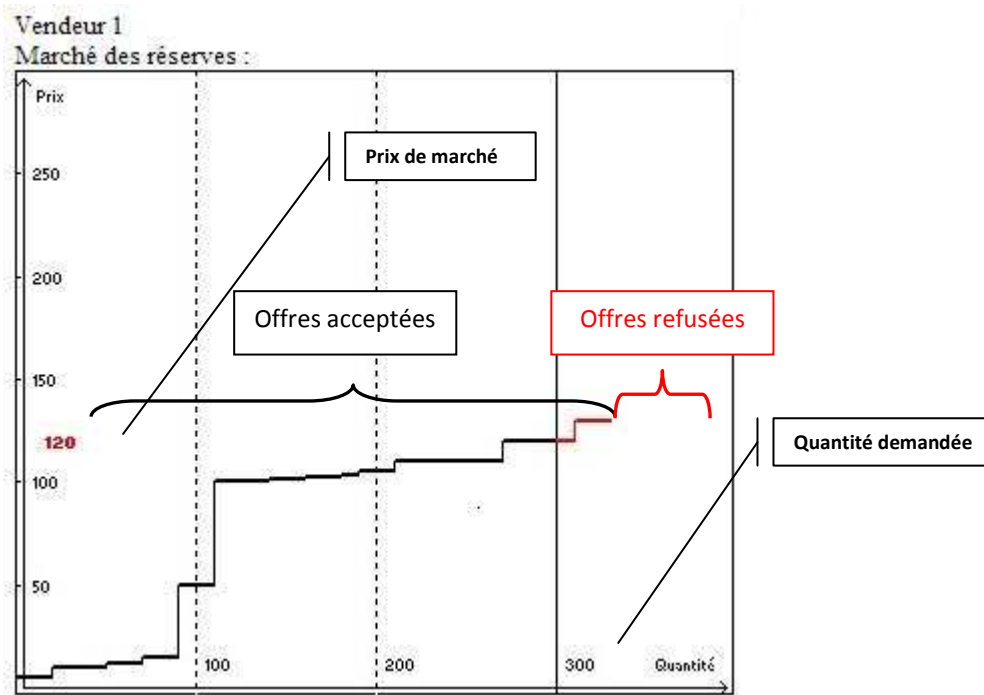
Les vendeurs recevront les montants suivants :

	Prix unitaire	Quantité	Paiement des réserves
Vendeur 1	45	80 (100%)	80*92 = 7 360 ECU
Vendeur 2	60	100 (100%)	100*92 = 9 200 ECU
Vendeur 2	80	90 (100%)	190*92 = 17 480 ECU
Vendeur 3	92	10 (20% de 50)	10*92 = 920 ECU
Vendeur 4	92	20 (20% de 50)	20*92 = 1840 ECU
Vendeur 1	110	0 (0%)	0 ECU

Tableau 4-5 : Détermination de la rémunération des participants à l'enchère

La recette du producteur sur le marché à terme de capacités s'obtient en multipliant le prix de marché des réserves par les quantités vendues.

A l'issue de la phase 1, les producteurs sont informés de toutes les propositions qui ont été faites, de celles qui ont été acceptées et refusées. Ces informations sont communiquées aux participants sur un graphique équivalent à celui représenté sur le Graphique 4-1. :



Graphique 4-1 : Représentation de l'acceptation des offres sur le marché des capacités

2.4.2 Phase 2 : La phase d'investissement

La décision d'investissement vise à augmenter les capacités de production disponibles. L'investissement est facultatif, les producteurs peuvent se contenter de leurs dotations initiales. Ils doivent forcément disposer d'au moins autant de capacités que d'unités qu'ils vendent en phase trois sur le marché de l'énergie. Au moment de prendre leur décision, les producteurs connaissent la fonction d'offre totale établie à partir des dotations initiales, c'est-à-dire le classement des coûts variables moyen par ordre croissant. Les producteurs connaissent aussi le niveau de la demande sur le marché de l'énergie (avec certitude si c'est une demande basse, avec une probabilité donnée si c'est une période haute, cf. ci-dessous). Enfin, ils savent combien d'unités ils ont réussi à vendre sur le marché des réserves, c'est-à-dire combien d'unités ils devront proposer à la vente (et donc produire) sur le marché de l'énergie si le l'OS anticipe une situation tendue sur l'équilibre offre - demande. Ils savent également combien d'unités les concurrents ont réussi à vendre sur le marché des réserves, donc combien d'unités ces derniers devront proposer sur le marché de l'énergie.

Chaque producteur décide d'investir ou pas dans des nouvelles unités de production. Il peut choisir d'investir dans la technologie B ou dans la technologie P. Le coût d'investissement est égal au coût fixe et il dépend de la technologie (cf. ci-dessus).

2.4.3 Phase 3 : le marché de l'énergie

Chaque round comporte 4 périodes de marché. Les périodes se succèdent et se distinguent par le niveau de la demande. Deux niveaux de demande se succèdent dans le temps : une demande basse et une demande haute.

- Le niveau de la demande basse est connu et constant : **100 unités**.
- Le niveau de la demande haute est incertain : avec une probabilité de 0,5 il est égal à **200 unités** (demande haute), avec une probabilité de 0,5 il est égal à **300 unités** (demande extra haute)⁸³.

La capacité installée de production de base (technologie B) est suffisante pour satisfaire la demande basse indépendamment des quantités investies (cf. ci-dessous, description de la situation concurrentielle). En période haute ou extra haute, les producteurs devront avoir recours aux moyens de pointe (technologie P) à moins qu'il n'y ait eu des investissements en moyen de base pendant la phase d'investissement.

Le prix unitaire de l'énergie est plafonné, il ne peut pas être supérieur à **150 ECU**. L'enchère utilisée sur le marché du produit énergie est une enchère scellée au premier prix à prix uniforme. Les propositions sont acceptées par ordre de prix croissant jusqu'à satisfaire la demande (100, 200 ou 300) et le prix de marché est le prix proposé par la dernière offre acceptée.

Si la somme des offres proposées est inférieure à la demande de la période (i.e. situation de défaillance), le prix de marché est fixé à 150 ECU.

La recette d'un producteur sur le marché dépend des engagements qu'il a contractés sur les réserves :

- Pour les quantités correspondant aux réserves, le prix par unité est plafonné à 115 ECU.
- Si le prix de marché est supérieur à 115 ECU, le prix qu'il percevra pour les unités engagées sur le marché des réserves sera égal à 115 ECU. Pour les autres unités vendues sur le marché du produit, le prix par unité est le prix de marché pour la période, en raison du prix plafond il est inférieur à 150 ECU.

⁸³ Pour illustrer davantage, l'enchaînement des périodes suit l'une des séquences suivantes: demande basse 100, demande haute 200, demande basse 100, demande extra-haute 300 / ou 100, puis 300 puis 100...

- S'il ne remplit pas ses engagements, le producteur subit des pénalités qui s'appliquent pour chaque unité engagée mais non disponible sur le marché de l'énergie (200 ECU par unité engagée et non disponible).

Les coûts correspondent à la somme des coûts fixes (répartis sur les 4 périodes de marché de l'énergie) liés aux capacités de production et des coûts variables qui dépendent du nombre d'unités vendues.

A l'issue de chaque période, les producteurs sont informés de l'ensemble des offres (de vente d'énergie) qui ont été faites, de celles qui ont été acceptées, de celles qui ont été refusées, le prix de marché de la période ainsi qu'un rappel sur la quantité demandée sur un graphique identique à celui utilisé pour le marché des capacités (Graphique 4-1).

L'information sur les gains est donnée par période avec une répartition uniforme des coûts fixes sur les 4 périodes de marché.

2.5 Calcul des gains par round

Le profit d'un vendeur pour un *round* est la différence entre ses recettes et ses coûts:

	Recettes	Coûts
Phase 1	+ Prix de réserve (par unité de réserve vendue)	
Phase 2		- Somme des coûts fixes (fonction des dotations en capacités et des investissements)
Phase 3	+ Ventes des produits E (pour les 4 périodes)	- Coûts variables de production (fonction des ventes) - Pénalité (si offre inférieure aux réserves vendues en phase 1, i.e. engagement non tenu.)

Tableau 4-6 : Description des recettes et coûts du producteur pendant un round

2.6 La structure concurrentielle

La structure concurrentielle se définit par le nombre de producteurs, les dotations initiales en capacités de production du côté de l'offre et le niveau de la demande.

On a deux types de situation : une situation dans laquelle 4 producteurs ont la même dotation initiale (traitement symétrique, *SYM*) et une situation dans laquelle un producteur a des dotations initiales alors que trois autres (*de facto* des nouveaux entrants) ne disposent d'aucune dotation initiale (traitement asymétrique, *ASYM*). Dans cette deuxième situation, les nouveaux entrants doivent investir dans des capacités de production s'ils souhaitent vendre de l'énergie sur le marché de l'énergie.

- Configuration symétrique avec investissement nécessaire (besoin de 140 unités supplémentaires pour satisfaire l'hyper-pointe de 300 et de 40 unités supplémentaires pour satisfaire la pointe de 200) : *SYM*

	Base	Pointe
Dotation vendeur 1	30	10
Dotation vendeur 2	30	10
Dotation vendeur 3	30	10
Dotation vendeur 4	30	10

Tableau 4-7. La répartition du parc des vendeurs en technologies de base et de pointe dans la configuration symétrique

- Configuration asymétrique avec investissement nécessaire (besoin de 140 unités supplémentaires pour satisfaire l'hyper-pointe et de 40 pour la pointe) : *ASYM*

	Base	Pointe
Dotation vendeur 1	120	40
Dotation vendeur 2	0	0
Dotation vendeur 3	0	0
Dotation vendeur 4	0	0

Tableau 4-8. La répartition du parc des vendeurs en technologies de base et de pointe dans la configuration asymétrique

Le tableau 4-9 récapitule les observations collectées pour chaque traitement :

<i>Mécanisme d'incitation</i> <i>Structure concurrentielle</i>	<i>AM</i>	<i>FCM</i>
SYM	20	89
ASYM	88	45

Tableau 4-9. Nombre d'observations par structure concurrentielle et par traitement

2.7 Conclusion de la section

Dans cette section nous avons présenté les hypothèses de l'expérience menée dans ce chapitre. Nous avons commencé par définir les produits à échanger. Il s'agit des capacités sur les marchés des capacités et de l'énergie sur le marché d'énergie. Ensuite nous avons défini l'organisation d'un *round* dans l'expérience. Il se compose de deux ou trois phases selon le traitement. Dans le premier traitement, l'*All-Market*, il y'a deux phases : le choix d'investissement et la vente d'énergie sur le marché d'énergie. Cependant, une troisième phase de vente de réserve sur le marché des capacités se rajoute dans le traitement des marchés de capacités à terme. Il existe quatre producteurs en concurrence dans chaque phase et dotés initialement en capacités de production –technologies de base et de pointe-.

Nous avons défini enfin la structure concurrentielle selon les dotations initiales en capacités de production des producteurs. Dans un premier temps, nous supposons que les quatre producteurs ont la même dotation initiale, c'est le cas d'une configuration symétrique. Ensuite nous dotons uniquement un producteur d'une capacité initiale, c'est le cas d'une configuration asymétrique.

Avant de montrer les résultats expérimentaux, nous développons un modèle mathématique sous-jacent à l'expérience afin de calculer les équilibres théoriques pour chaque traitement. Nous le montrons dans la prochaine section

Section 3 : Modèle économique sous-jacent à l'expérience :

Pour calculer l'équilibre du jeu, nous avons développé un modèle théorique que nous présentons ci-dessous.

Dans les paragraphes suivants, nous développons de façon détaillée les différentes hypothèses et la modélisation entreprise pour représenter les deux designs.

3.1 Hypothèses générales du modèle

La période de planification se décompose en trois étapes: l'engagement en capacité sur le marché à terme des capacités, l'investissement et l'offre sur le marché de l'énergie.

Sur le marché de l'énergie, il y a 4 périodes successive : la séquence « une demande de base suivie d'une période de pointe (deux niveaux possibles avec une probabilité de 50% : haute ou extra haute) » est répétée une fois.

Les quatre producteurs se livrent une concurrence à la Cournot lors des trois étapes.

3.1.1 Etape 1 : l'engagement sur le marché à terme de capacités

A la première étape du jeu, Le régulateur fixe la quantité totale de capacité à acheter qui correspond au niveau de la demande maximale anticipée pour la période de pointe future. Les producteurs proposent à l'enchère un volume de capacité, ce qui correspond à un engagement à offrir de l'énergie dans l'étape 3, celle du marché de l'énergie.

La proposition porte sur un couple quantité / prix, le prix étant en réalité une *prime marginale*, c'est à dire une rémunération minimale qui permet de couvrir le coût total de production de l'unité engagée dans l'enchère ou la perte de profit provoqué par l'engagement de production (cf. chapitre 3).

Le régulateur déduira à l'étape de marché toute rente infra-marginale du profit du producteur, qui correspond à la différence entre le prix de marché et le coût marginal de l'unité de pointe. Cette condition est traduite dans la maquette expérimentale par un plafonnement *expost* de la rémunération des unités vendues sur le marché de l'énergie pour les capacités engagées sur le marché des capacités.

Pour déterminer la quantité à offrir, chaque producteur maximise son profit qui se décompose en deux termes : le profit issu de l'enchère et l'espérance de profit futur qui dépend de sa décision d'engagement. Le programme à maximiser par chaque producteur est le suivant :

$$\max_{e_c} \text{Prim}_{opt} \cdot e_c + E_w(\sum_i \text{Prof}_{i,c}(e_c, e_{c'}, K_c, K_{c'})) \quad (1)$$

Sous contraintes,

$$e_c \leq K_c \quad \text{l'engagement ne doit pas excéder la capacité totale anticipée du producteur} \quad (2)$$

$$\sum_c e_c \leq Q \quad \text{la somme des engagements des producteurs ne doit pas dépasser la quantité requise par le régulateur} \quad (3)$$

Avec,

c Indice du producteur

c' Concurrent de c

i Période de production, $i= 1,2,3,4$

w indice d'incertitude sur la demande de pointe future

Prim_{opt} Prime demandée par la dernière unité acceptée dans l'enchère – prix de l'enchère

$\text{Prof}_{i,c}$ Profit futur de c qui dépend des décisions d'engagement

e_c Quantité offerte et acceptée dans l'enchère

K_c Capacité de production maximale anticipée du producteur c

Q Quantité demandée par le régulateur dans l'enchère

E_w Espérance mathématique

La prime demandée par chaque producteur est représentée ainsi :

$$\text{Prim}_c = \max[E_w(\sum_i (P'_i - Cm)) ; E_w(\sum_i (CT_i - Cm))] \quad (4)$$

Avec,

P'_i Prix futur de l'énergie sur le marché de l'énergie en période i . Ce prix correspond à la rémunération unitaire du producteur s'il décide de ne pas s'engager dans l'enchère de capacité.

C_m Coût marginal de la dernière unité acceptée sur le marché d'énergie.

CT_i Coût total unitaire de l'unité engagée dans l'enchère de capacité.

3.1.2 Etape 2 : la décision d'investissement :

A l'étape 2, chaque producteur décide de la quantité de capacité de production qu'il souhaite investir. Il y a deux types de technologie : la technologie de base et la technologie de pointe. L'investissement dépend de l'engagement effectué à l'étape 1 et constituera aussi une contrainte sur les quantités à produire lors de l'étape 3. Chaque producteur maximise la somme de ses profits espérés. Le programme à maximiser est le suivant :

$$\max_{u_{c,B}, u_{c,P}} E_w \left(\sum_i Prof_{i,c} (e_c^*, e_{c'}^*, K_c, K_{c'}) \right) \quad (5)$$

Avec,

$$K_c = K_{c,init} + u_{c,B} + u_{c,P} \quad (6)$$

$u_{c,B}$ Capacité investie en technologie de base

$u_{c,P}$ Capacité investie en technologie de pointe

e_c^* Quantité engagée dans l'enchère capacité par le producteur c

$e_{c'}^*$ Quantité engagée dans l'enchère capacité par les concurrents de c

$K_{c,init}$ Dotation initiale en capacité de production du producteur c

Tous les joueurs sont informés des quantités engagées lors de l'enchère de capacité à l'étape 1. On détermine donc le niveau d'investissement optimal pour chaque joueur correspondant à un niveau d'engagement donné. Cela implique l'existence de plusieurs scénarii d'investissement. Les scénarii reposent sur des hypothèses concernant les engagements pris par les producteurs à l'étape 1 (résolution à rebours, cf. ci-dessous).

3.1.3 Etape 3 : le marché de l'énergie

En fonction de son niveau de capacité et des engagements pris sur le marché des capacités, chaque producteur décide la quantité qu'il souhaite proposer sur le marché de l'énergie.

Il y a deux niveaux de demande sur le marché de l'énergie :

- une demande de base qui correspond à une situation dans laquelle la production n'est contrainte que par le niveau de capacité installée (le mécanisme ne joue pas)

- une demande de pointe, situation pendant laquelle l'engagement devient contraignant c'est-à-dire que le producteur doit satisfaire les engagements pris sur le marché des capacités sous peine de subir une pénalité.

La séquence demande de base/ demande de pointe est répétée une fois.

Les producteurs déterminent donc simultanément la quantité à mettre sur le marché en résolvant, chacun, les programmes suivants :

Pour la demande de base :

$$\max_{q_{c,B}, q_{c,P}} P_B \cdot (q_{c,B} + q_{c,P}) - C_{c,B}(q_{c,B}) - C_{c,P}(q_{c,P}) \quad (7)$$

Sous contraintes,

$$q_{c,B} \leq K_{c,B} \quad (8)$$

$$q_{c,P} \leq K_{c,P} \quad (9)$$

$$\sum_c q_{c,B} + q_{c,P} \leq D_B \quad (10)$$

Avec,

$q_{c,B}$ la quantité de base proposée par c sur le marché de l'énergie

$q_{c,P}$ la quantité de pointe proposée par c sur le marché de l'énergie

$K_{c,B}$ la capacité totale de base (technologie B) du producteur c

$K_{c,P}$ la capacité totale de pointe (technologie P) du producteur c

D_B Niveau de demande de base

$$P_B = \begin{cases} Cm_{opt} & \text{Si } \sum_c q_{c,B} + q_{c,P} = D_B \\ P_{cap} & \text{Si } \sum_c q_{c,B} + q_{c,P} < D_B \end{cases} \quad \text{Le prix en période de base} \quad (11)$$

Cm_{opt} Coût marginal de la dernière unité acceptée

P_{cap} Price cap

$C_{c,B}(q_{c,B}) = a_b \cdot q_{c,B} + b_B \cdot (q_{c,B})^2$ Coût variable de la technologie de base (12)

$C_{c,P}(q_{c,P}) = a_P \cdot q_{c,P} + b_P \cdot (q_{c,P})^2$ Coût variable de la technologie de pointe (13)

On suppose que les joueurs offrent pour chaque type de technologie une quantité et un prix correspondant à son coût marginal (comportement socialement optimal). Le prix de marché correspond au coût marginal de la dernière unité acceptée. En cas de déséquilibre entre offre et demande, les producteurs sont rémunérés au prix plafond qui a été fixé à l'avance (10). Le coût variable de production de chaque technologie est représenté par une fonction quadratique (11) et (12) tandis que le coût d'investissement total est déduit du profit total du producteur de l'étape 2.

Pour la demande de pointe :

$$\max_{q_{c,B,e}, q_{c,B,ne}, q_{c,P,e}, q_{c,P,ne}} \min\{S, P_P\} (q_{c,B,e} + q_{c,P,e}) + P_P \cdot (q_{c,B,ne} + q_{c,P,ne}) - C_{c,B}(q_{c,B,e}, q_{c,B,ne}) - C_{c,P}(q_{c,P,e}, q_{c,P,ne}) - Pen. (e_c^* - q_{c,B,e} - q_{c,P,e}) \quad (14)$$

Sous contraintes,

$$q_{c,B,e} + q_{c,P,e} \leq e_c^* \quad (15)$$

$$q_{c,B,e} + q_{c,B,ne} \leq K_{c,B} \quad (16)$$

$$q_{c,P,e} + q_{c,P,ne} \leq K_{c,P} \quad (17)$$

$$\sum_c q_{c,B,e} + q_{c,B,ne} + q_{c,P,e} + q_{c,P,ne} \leq D_P \quad (18)$$

$$(q_{c,B,ne} + q_{c,P,ne}) \cdot (e_c^* - q_{c,B,e} - q_{c,P,e}) = 0 \quad (19)$$

Avec,

$q_{c,B,e}$ La quantité de base vendue par c et correspondant aux engagements pris sur le marché de capacité.

$q_{c,P,e}$ La quantité de pointe vendue par c et correspondant aux engagements pris sur le marché de capacité

$q_{c,B,ne}$	La quantité de base supplémentaire vendue par c après avoir satisfait ses engagements
$q_{c,P,ne}$	La quantité de pointe supplémentaire vendue par c après avoir satisfait ses engagements
D_p	Niveau de demande de pointe. Elle peut être soit haute, soit extra haute

Le profit du producteur en période de pointe est composé de quatre termes :

- Le premier correspond à ses revenus issus de ses engagements sur le marché de capacités. Il sera payé pour ces quantités le minimum entre le prix de marché et le prix d'exercice S qui correspond au coût marginal de l'unité de pointe de référence.

- Le deuxième terme correspond aux revenus générés par la vente de quantités supplémentaire supplémentaires une fois les engagements satisfaits. Le prix P_p est calculé de la même manière que dans l'équation (10).

- Le troisième terme correspond au coût variable total de production.

- Le quatrième terme indique que le producteur paye une pénalité Pen pour toute offre inférieure aux engagements qu'il a pris sur le marché de capacité ($e_c^* - q_{c,B,e} - q_{c,P,e}$).

La contrainte (18) impose aux producteurs de satisfaire leurs engagements pour pouvoir offrir des quantités supplémentaires et bénéficier du prix *spot* du marché.

3.2 Résolution du modèle

Le jeu représenté ici est un *jeu dynamique à trois étapes*. Dans la première étape, les joueurs décident leurs engagements à faire des propositions sur le marché de l'énergie (étape 3). La deuxième étape concerne la décision d'investissement. Ce choix est contraint par l'engagement effectué lors de l'étape 1. A la troisième étape, ils décident d'offrir de l'énergie sur le marché de l'énergie, en tenant compte de leurs engagements sur le marché de capacité et leurs capacités installées.

Etant donné la configuration du jeu, une structure d'information en boucle fermée est utilisée pour résoudre le modèle. La solution est déterminée par la méthode de récurrence à rebours. C'est un équilibre parfait en sous-jeu puisque les stratégies associées sont des équilibres de Nash relatifs à chaque étape du jeu.

Dans ce qui suit, on calcule les équilibres de Nash spécifiques à chaque étape du jeu en commençant par la dernière décision et en remontant jusqu'à la première.

3.2.1 Etape 3 : Equilibre

Pour un niveau donné de capacité installée ($K_{c,B}, K_{c,P}$) et de capacité engagée (e_c), on calcule, l'équilibre de Nash des programmes selon que l'on est dans une période de demande de base ou de demande de pointe par la méthode de problème à complémentarité: (6)-(12) et (13)-(18).

Pendant la période de demande base, la capacité totale installée en technologie de base est supérieure à la demande, les niveaux de productions optimaux seront ainsi :

$$q_{c,B,e}^* = \begin{cases} \frac{D_B}{c} & \text{Si } \frac{D_B}{c} \leq K_{c,B} \\ K_{c,B} & \text{Si } \frac{D_B}{c} > K_{c,B} \end{cases} \quad (19)$$

$$q_{c,P,e}^* = 0 \quad (20)$$

Pendant la période de base, il est optimal aux producteurs de produire uniquement à partir de la technologie de base, puisqu'elle est plus compétitive que la pointe. Dans la limite de leurs capacités disponibles, ils se partagent la demande de base d'une façon égalitaire.

Pendant les périodes de demande de pointe, on peut repérer dix scénarii distincts selon les hypothèses faites sur les capacités installées et les capacités engagées.

Scénario 1 : $K_{c,B} < e_c$ et $\sum_c K_{c,B} < D_P < \sum_c e_c$

$$\text{Solution : } q_{c,P,e}^* = \min \left[\frac{D_P - \sum_c K_{c,B}}{c}; K_{c,P} \right], q_{c,B,e}^* = K_{c,B} \text{ et } q_{c,P,ne}^* = q_{c,B,ne}^* = 0$$

Si la capacité de base du producteur est inférieure à ses engagements et la demande de pointe est supérieure à la somme totale des capacités de base des quatre producteurs mais inférieure à la quantité totale engagée dans l'enchère, chaque producteur produit toute sa capacité de base disponible. Ils se partageront aussi le reliquat égalitairement, à la limite de leurs capacités de pointe disponible. Notons que la production totale est uniquement issue des engagements pris à l'étape 1 par les producteurs.

Scénario 2 : $\sum_c e_c \geq D_P$ et $\sum_c K_{c,B} \geq D_P$

$$\text{Solution : } q_{c,B,e}^* = \min \left[\frac{D_P}{c}; K_{c,B} \right] \text{ et } q_{c,P,e}^* = q_{c,P,ne}^* = q_{c,B,ne}^* = 0$$

Quand la capacité totale de base installée et la quantité totale engagée à l'étape 1 sont supérieures à la demande de pointe, uniquement les unités de bases sont offertes et produites à l'équilibre.

Scénario 3 : $\sum_c e_c = D_P$

Solution : $q_{c,B,e}^* = \min[e_c; K_{c,B}]$, $q_{c,P,e}^* = \max[0; e_c - K_{c,B}]$ et $q_{c,P,ne}^* = q_{c,B,ne}^* = 0$

Si les engagements pris à l'étape 1 correspondent au niveau réalisé de la demande de pointe, les producteurs offrent des quantités issues de la capacité de base pour satisfaire leurs engagements. Chaque producteur peut aussi produire à partir de la technologie de pointe si son parc de technologie de base est inférieur à ses engagements.

Scénario 4 : $K_{c,B} \leq e_c$ et $\sum_c K_{c,B} \leq \sum_c e_c < D_P < \sum_c K_c$

Solution : $q_{c,B,e}^* = K_{c,B}$, $q_{c,P,e}^* = e_c - K_{c,B}$, $q_{c,P,ne}^* = \min\left[\frac{D_P - \sum_c e_c}{c}; K_{c,P} - q_{c,P,e}^*\right]$ et $q_{c,B,ne}^* = 0$

Si la capacité de base du producteur est inférieure à ses engagements et la demande de pointe est supérieure à la somme totale des capacités de base des quatre producteurs et à la quantité totale engagée dans l'enchère, mais inférieure au parc total installée, chaque producteur satisfait ses engagement en faisant appel initialement à ses capacités de base, ensuite à la pointe. Après avoir satisfait ses engagements, il a la possibilité d'offrir une quantité supplémentaire de la pointe, dans la limite de sa capacité disponible restante.

Scénario 5 : $K_{c,B} \neq e_c$ et $\sum_c e_c \leq \sum_c K_{c,B} < D_P \leq \sum_c K_c$

Solution : $q_{c,B,e}^* = \max\left[0; \frac{K_{c,B} - \left(\frac{b_b + b_P}{b_b}\right) \cdot (e_c - K_{c,B})}{3 + \frac{b_P}{b_b}}\right]$, $q_{c,P,e}^* = e_c - q_{c,B,e}^*$
 $q_{c,B,ne}^* = K_{c,B} - q_{c,B,e}^*$ et $q_{c,P,ne}^* = \left(\frac{2 \cdot b_b + b_P}{b_b}\right) \cdot q_{c,P,e}^*$

Quand la capacité totale de base des producteurs est supérieure aux engagements pris à l'étape 1 mais inférieure à la demande de pointe, et que cette demande est inférieure au parc total disponible, les producteurs font appel tout d'abord à la base pour satisfaire leurs engagements, ensuite à la pointe. Après avoir satisfait leurs engagements, ils offrent des quantités supplémentaires issues de la base et de pointe, en fonction des précédentes quantités.

Scénario 6 : $\sum_c e_c < D_P \leq \sum_c K_{c,B} \leq \sum_c K_c$

Solution : $q_{c,B,e}^* = e_c$, $q_{c,P,e}^* = q_{c,P,ne}^* = 0$ et $q_{c,B,ne}^* = \min \left[K_{c,B} - e_c ; \frac{D_P - \sum_c e_c}{c} \right]$

On s'intéresse maintenant à la configuration où la capacité totale de la base est supérieure à la fois à la demande de pointe et à la quantité totale engagée dans l'étape 1. L'équilibre montre que les producteurs font appel uniquement à la technologie de base pour produire.

Scénario 7 : $\sum_c e_c < \sum_c K_c < D_P$

Solution : $q_{c,B,e}^* = \frac{\frac{b_P}{b_B} K_{c,B} - K_{c,P} + 2.e_c}{2 \cdot \left(1 + \frac{b_P}{b_B}\right)}$, $q_{c,P,e}^* = e_c - q_{c,B,e}^*$, $q_{c,B,ne}^* = K_{c,B} - q_{c,B,e}^*$

et $q_{c,P,ne}^* = K_{c,P} - q_{c,P,e}^*$

Enfin, si le parc total installé est inférieure à la demande de pointe et supérieur aux engagements de production, les producteurs offrent toutes leurs capacités installées sur le marché.

Scénario 8 : $\sum_c K_c < \sum_c e_c < D_P$

Solution : $q_{c,B,e}^* = K_{c,B}$, $q_{c,P,e}^* = K_{c,P}$ et $q_{c,P,ne}^* = q_{c,B,ne}^* = 0$

Si le parc total installé est inférieure à la fois aux engagements de production et à la demande de pointe, les quantités produites à l'équilibre correspondent aux niveaux de capacités installées.

3.2.2 Etape 2: Equilibre

Après avoir déterminé les fonctions de réactions optimales de l'offre sur le marché de l'énergie pour les différents scénarii de capacité installée et de capacité engagée, on peut déduire le profit total espéré du producteur issue de ses ventes sur le marché *spot* d'énergie :

$$E_w \left[\sum_i Prf_{i,c} (e_c, e_{c'}, K_c, K_{c'}, q_{c,B,e}^*, q_{c,P,e}^*, q_{c,P,ne}^*, q_{c,B,ne}^*) \right]$$

Comme dans le paragraphe précédent, on détermine l'équilibre de Nash de l'investissement étant donné un niveau supposé de la quantité engagée par les producteurs lors de l'enchère de capacité (étape 1).

En résolvant le programme (5)-(6) et en supposant par exemple que la quantité engagée correspond à la quantité demandée par l'OS, l'unique équilibre de Nash Pareto dominant est :

$$u_{c,P}^* = e_c - K_c \text{ et } u_{c,B}^* = 0$$

On note qu'un équilibre de Nash est calculé pour chaque scénario d'engagement.

3.2.3 Etape 1 : Equilibre

Après avoir trouvé les niveaux d'offre d'énergie et d'investissement optimaux en fonction de l'engagement de capacité, on peut déterminer les quantités d'engagement d'équilibre de chaque producteur en résolvant le programme (1)-(4).

La décision rationnelle de tous les producteurs consiste à offrir le maximum de capacité sur le marché de capacité car la prime obtenue sera au moins égale à la prime qu'il a demandée (4) et qui correspond au moins aux revenus qu'il obtiendrait sur le marché de l'énergie s'il ne participait pas au mécanisme. Par la suite, on suppose que, à l'équilibre :

$$\sum_c e_c^* = Q \text{ et par la suite, } u_{c,P}^* = \max[0; e_c^* - K_c] \text{ et } u_{c,B}^* = 0$$

On déduit donc que la fonction objectif dans le programme (1)-(4) est une fonction monotone continue assurant l'existence et l'unicité de l'équilibre de Nash.

3.2.4 Calcul de l'optimum social pour le design All-Market

Il y a deux étapes dans ce mécanisme qui correspondent à deux types de décision : une décision d'investissement et une décision de vente sur le marché de l'énergie.

La résolution se fait en reprenant les étapes décrites précédemment et en supposant que $e_c = 0$

3.3 Equilibre avec les paramètres de l'expérience

Nous calculons dans cette section l'équilibre du jeu pour les quatre scénarios présentés dans le tableau suivant :

Scénario	Notation
Marché de capacité / Symétrique	FCM/Sym
Marché de capacité / asymétrique	FCM/Asym
<i>All-Market</i> / Symétrique	AM/Sym
<i>All-Market</i> / Asymétrique	AM/ASym

Tableau 4-10 : Les quatre scénarios traités dans l'expérience

Les paramètres du modèle, qui seront utilisés plus tard pour l'expérience, sont fixés aux niveaux suivants :

Coût fixe de la base	300
Coût variable de la base	$a_b q + b_b q^2$ avec $a_b = 0$ et $b_b = 0,1$
Coût marginal de la base	$2b_b q$
Coût fixe de la pointe	100
Coût variable de la pointe	$a_p q + b_p q^2$ avec $a_p = 80$ et $b_p = 0,15$
Coût marginal de la pointe	$2b_p q$
Dotation des vendeurs (1/2/3/4)	Cas symétrique : (1 : B=30,P=10 / 2 : B=30,P=10 / 3 : B=30,P=10 / 4 : B=30,P=10) Cas asymétrique (1 : B=120, P=40/ 2 : B=0, P=0/ 3 : B=0, P=0/ 4 : B=0, P=0)
Demande basse	100
Demande haute	200
Demande extra-haute	300
Borne offre sur le marché des réserves	[0,300]
Pénalité si non respect des engagements sur le marché des réserves	200
Prix plafond sur le marché E	150
Borne des recettes sur l'énergie quand engagement sur le marché des réserves	115
Prix sur marché E si offre inf. à demande	150
Taux de change	1€ = 1000ECU
Prime initiale	20€

Tableau 4-11 : Les valeurs numériques des paramètres du modèle

Pour chaque scénario, le calcul de l'équilibre du jeu montre les résultats suivants :

	FCM/Sym	FCM/Asym	AMSym	AMASym
Prime enchère	100	100	---	---
Quantité vendue enchère	300	300	---	---
Capacité totale	300	300	199	199
Production totale /Base	100	100	100	100
Production totale /Pointe-haute	200	200	199	199
Production totale / Pointe-Extra haute	300	300	199	199
Prix_base	5	20	5	20
Prix-Haute	106	106	150	150
Prix-Extra Haute	113.5	115	150	150
Engagement/ Joueur 1	75	195	---	---
Engagement/ Joueur 2	75	35	---	---
Engagement/ Joueur 3	75	35	---	---
Engagement/ Joueur 4	75	35	---	---
Investissement/ Joueur 1	75 (pointe)	35(pointe)	10 (pointe) ⁸⁴	10(pointe) ⁸⁵
Investissement/ Joueur 2	75 (pointe)	35(pointe)	9(pointe)	9(pointe)
Investissement/ Joueur 3	75 (pointe)	35(pointe)	9(pointe)	9(pointe)
Investissement/ Joueur 4	75 (pointe)	35(pointe)	9(pointe)	9(pointe)

Tableau 4-12. L'équilibre du jeu pour les quatre scénarios

⁸⁴ Il existe 4 équilibres de Nash : un joueur c investit 10 unités et les concurrents 9. Cela est vrai si on suppose que l'investissement prend une valeur unitaire. Dans le cas inverse, il n'existe pas d'équilibre de Nash. Cette hypothèse ne doit pas affecter les résultats.

⁸⁵ Même remarque que ci-dessus.

3.4 Conclusion de la section

Nous avons consacré cette section à la démonstration du modèle économique sous-jacent à l'expérience et à la recherche de l'équilibre du jeu étant donnés les paramètres de l'expérience. Tout d'abord nous avons présenté les hypothèses générales de la modélisation. Ces hypothèses concernent les trois étapes de jeu successives : l'engagement en capacité sur le marché de capacités à terme, l'investissement et l'offre sur le marché d'énergie. Une concurrence à la Cournot est supposée lors de ces étapes. Dans la première étape, les producteurs proposent à l'enchère un volume de capacités, qui correspond à un engagement à offrir de l'énergie dans la troisième étape, celle du marché de l'énergie. La proposition porte sur un couple quantité/prix. Comme la concurrence est en quantité, nous supposons que le prix proposé est une prime marginale, c'est-à-dire une rémunération minimale qui permet de couvrir le coût total de production de l'unité engagée dans l'enchère ou la perte de profit provoquée par l'engagement de production. Une fonction de la prime est formulée pour chaque producteur. Pour déterminer la quantité à offrir dans l'enchère, chaque producteur maximise son profit qui correspond à ses rémunérations issues de l'enchère et l'espérance de son profit futur qui dépend de sa décision d'engagement sous des contraintes techniques sur la quantité à offrir. Dans la seconde étape, il s'agit de la décision d'investissement. L'investissement porte sur deux types de technologie : la technologie de base et la technologie de pointe. Comme il est dépendant de l'engagement effectué dans la précédente étape, nous avons développé un sous modèle d'investissement où chaque producteur maximise son profit total espéré pour un niveau d'engagement donné. Finalement à l'étape du marché de l'énergie, en fonction de son niveau de capacité et de ses engagements pris dans l'enchère de capacités, chaque producteur décide la quantité qu'il souhaite proposer sur le marché d'énergie. Nous supposons la présence de quatre périodes de marché en deux séquences « demande base » suivie d'une période de pointe et répétée une fois.

Nous avons ensuite montré la méthode de résolution. Etant donné la configuration du jeu, dynamique à trois étapes, une structure d'information en boucle fermée est utilisée pour résoudre le modèle. Par la méthode de récurrence à rebours, nous déterminons l'équilibre de Nash en commençant par la dernière étape du jeu et en remontant jusqu'à la première. A l'étape du marché de l'énergie, un équilibre de Nash est déterminé pour chaque scénario sur les capacités installées et les capacités engagées des producteurs. De même, pour chaque scénario possible des capacités engagées et en incluant les fonctions de réaction optimales de

l'offre sur le marché d'énergie, on détermine les équilibre de Nash de l'investissement. Enfin, les quantités d'engagement d'équilibre sont déterminées en intégrant les fonctions de réactions optimales de l'investissement et de production dans le programme d'optimisation du producteur de la première étape.

Nous avons terminé la section par le calcul de l'équilibre du jeu pour les quatre traitements et étant donnés les paramètres de l'étude expérimentale.

Section 4 : Résultats expérimentaux

Cette section sera consacrée à la présentation du déroulement des sessions expérimentaux et des résultats des quatre traitement - marchés de capacités en concurrence symétrique, marchés de capacités en concurrence asymétrique, *All-Market* en concurrence symétrique et *All-Market* en concurrence asymétrique.

4.1 Déroulement des sessions

Pour la conduite des expériences, un logiciel informatique a été conçu par Romain Zeilinger (GATE-CNRS)⁸⁶. Ce logiciel, dédié à la présente étude, a été développé sur la base de l'environnement informatique REGATE⁸⁷. Il permet de reproduire les caractéristiques techniques de la maquette expérimentale, de gérer l'interface entre les participants aux expériences et de collecter l'ensemble des données expérimentales. Les expériences ont été conduites dans le laboratoire d'économie expérimentale du GATE à Lyon (CNRS-Lyon 2) et dans celui de l'ENSGI⁸⁸ à Grenoble (INRA-INPG). Les participants aux expériences sont des élèves ingénieurs (Ecole Centrale de Lyon et Ecole Nationale de Génie Industriel, INPG) et des élèves de l'école de commerce de Lyon (EM Lyon).

Plusieurs expériences sont conduites en parallèle au cours d'une même session. Ainsi, au cours d'une session, l'ensemble des participants est réparti dans des groupes de quatre personnes correspondant aux quatre producteurs de notre maquette expérimentale. La répartition dans les groupes et l'attribution des dotations se fait de manière aléatoire. Les sessions comportent une succession de rounds. A chaque round, les groupes sont reformés de façon aléatoire. Les groupes ne peuvent pas interagir entre eux. En conduisant plusieurs observations au cours d'une même session, il est possible de maintenir l'anonymat entre les participants. Durant l'expérience aucun participant ne peut savoir avec quelles personnes il est associé dans la salle.

Les sessions *All-Market* sont conduites de la manière suivante. Des instructions sont distribuées aux participants⁸⁹. Une lecture de ces instructions est faite par l'expérimentaliste.

⁸⁶ Groupe d'Analyse et de Théorie Economique (GATE), université Lyon 2.

⁸⁷ Zeilinger [2000].

⁸⁸ Ecole Nationale Supérieure de Génie Industriel (ENSGI), INP Grenoble

⁸⁹ Une copie des instructions pour les traitements "*All-Market*" et "*capacity market*" est donnée dans les annexes du rapport.

Compte tenu de la longueur des instructions, la lecture est faite en plusieurs étapes entrecoupées par des pauses aux cours desquelles les participants sont invités à poser des questions. A la fin des instructions, les sujets sont invités à répondre à un questionnaire de compréhension. Puis ils participent à une ou plusieurs périodes d'essais dont les résultats ne sont pas pris en compte dans le calcul du paiement des sujets pour l'expérience. Puis, jusqu'à la fin annoncée de la session, les sujets participent à une série de périodes. Au début de chaque période, chaque participant est affecté à un groupe de 4 joueurs. Les groupes sont reformés de manière aléatoire entre chaque période.

L'environnement correspondant au traitement de marché de capacités s'est avéré trop complexe pour pouvoir à la fois expliquer la situation aux participants et pour obtenir des données exploitables sur une même session. Partant de ce constat nous avons décidé de conduire les sessions de ce traitement avec des sujets « expérimentés ». Ces sujets sont des personnes qui ont participé à des sessions d'apprentissage présentant le traitement de marché de capacités ou des participants ayant participé à une session *All-Market*. En effet, les premières expériences ont montré que le passage de l'environnement *All-Market* à celui du marché de capacités demandait un apprentissage à la marge sur le mécanisme d'invitation à l'investissement. Cet apprentissage était possible au cours d'une session avant la conduite de périodes exploitables.

Pour chaque période, plusieurs groupes travaillent en parallèle de manière indépendante. Compte tenu de la configuration de la salle, il est possible de maintenir un bon niveau d'anonymat entre les participants. D'une manière générale, on peut faire l'hypothèse qu'aucun participant ne sait avec certitude avec quelles personnes il est associé.

Chaque session dure trois heures maximum. Le paiement moyen par participant et par heure est de 10€.

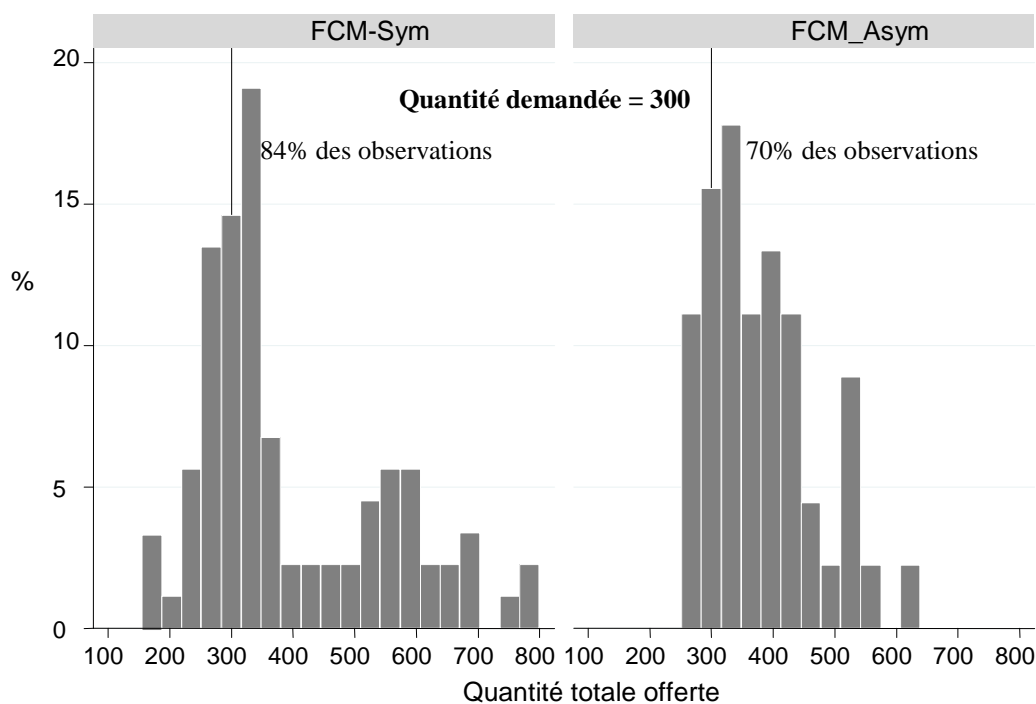
La présentation des résultats se fera dans l'ordre de la séquence de décisions par round de la maquette expérimentale. Nous commencerons par présenter les données relatives au marché de capacités. Puis nous analyserons les décisions d'investissement en fonction des différents traitements. Nous terminerons par les données relatives au marché de l'énergie.

4.2 Marché de capacités

Nous rappelons que pour chaque période, la quantité demandée sur le marché des capacités correspond au niveau de la demande pour les périodes extra-hautes soit 300 unités

d'énergie. Par ailleurs, les prédictions théoriques pour les prix de marché est de 100 unités monétaires.

La répartition des quantités totales offertes sur le marché des capacités est représentée sur le graphique 4-2



Graphique 4-2 : Répartition des quantités offertes sur le marché des capacités

Pour plus de deux tiers des périodes, les quantités offertes par l'ensemble des producteurs est supérieure à la quantité demandée (300 unités). Ce taux est encore plus élevé dans le traitement symétrique qu'asymétrique. Quand on analyse plus dans le détail le déroulement des sessions, il apparaît que c'est surtout au cours des premières périodes que les quantités offertes sont inférieures à la quantité demandée. Si on considère cela comme un phénomène d'apprentissage transitoire, nous pouvons alors admettre le résultat suivant :

Résultat 1. La quantité offerte sur le marché des capacités est supérieure à la quantité demandée.

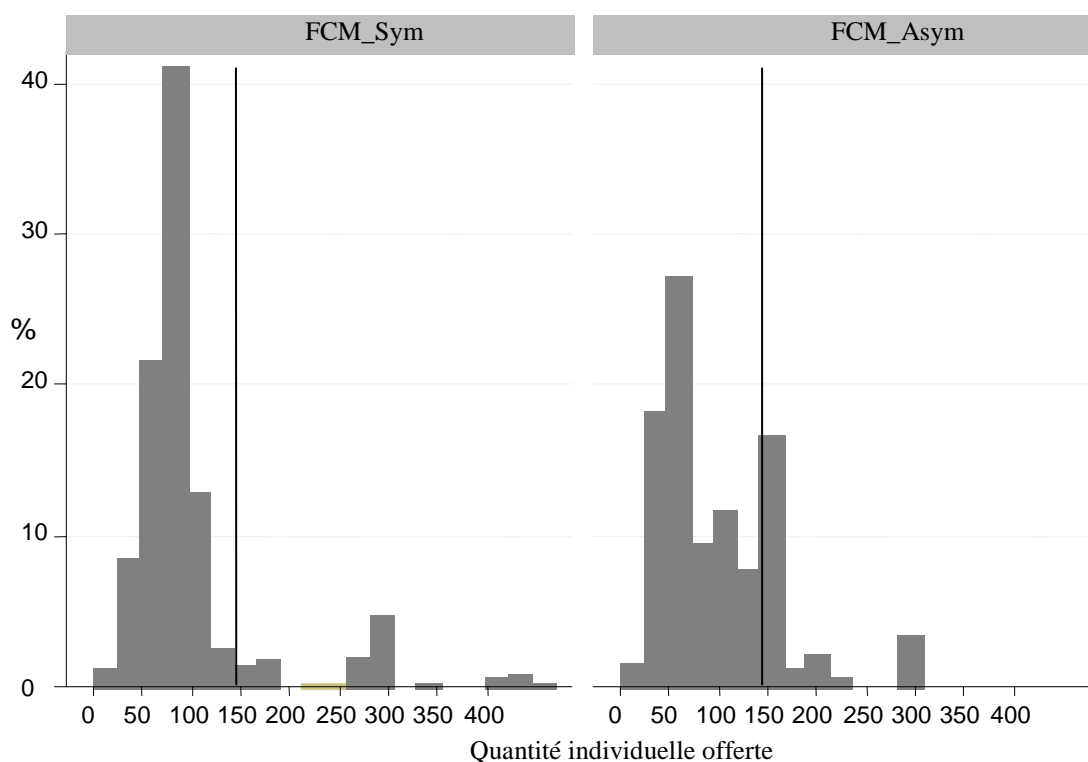
Support : Dans le traitement symétrique, pour 84% des observations, la quantité offerte par l'ensemble des producteurs est supérieure à la quantité demandée. Ce pourcentage augmente avec l'apprentissage des participants. Les périodes avec moins de 250 unités offertes représentent moins de 5% des observations. En revanche, dans le traitement

asymétrique, pour 70% des observations la quantité offerte est supérieure à la quantité demandée.

L'analyse des données collectées sous le traitement "structure asymétrique" semble montrer que ce résultat est robuste à la répartition des capacités de production.

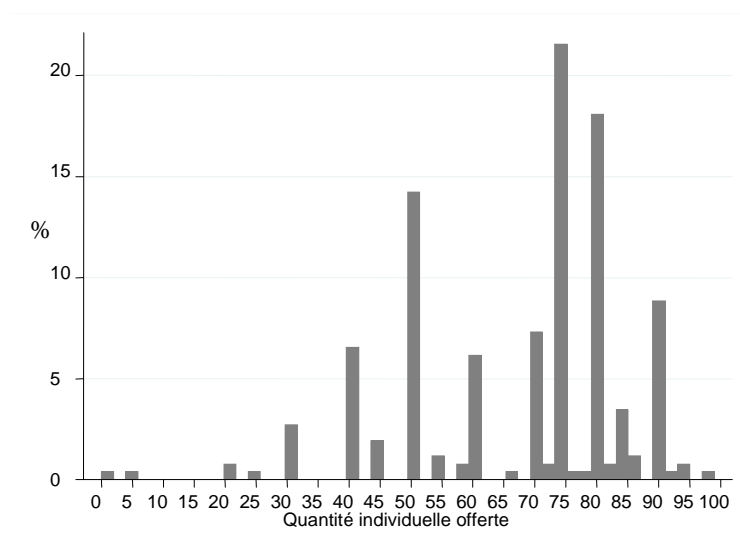
Ainsi, sur 45 observations collectées, on observe une unique période avec une offre inférieure à la demande de 300 unités.

Afin d'aller plus dans le détail des stratégies d'offre en capacité sur le la marché, nous analyserons maintenant les comportements individuels. Ces comportements sont en fait très différenciés. Sur le g Graphique 4-3 nous avons représenté la répartition des offres individuelles sur l'ensemble des observations pour les deux traitements.



Graphique 4-3 : Répartition des offres individuelles en volume.
Traitements FCM_Sym et FCM_Asym

Dans le traitement symétrique, les offres individuelles supérieures à 100 unités d'énergie ne représentent que 20% de notre échantillon. Ce taux augmente à 34% dans le traitement asymétrique. Pour étudier les offres comprises entre 0 et 100 unités nous avons représenté sur le Graphique 4-4 pour le traitement symétrique, la répartition des offres de ventes individuelles pour le sous échantillons des offres inférieures ou égales à 100 unités d'énergie.



Graphique 4-4. Répartition des offres individuelles en volume, restriction sur les offres inférieures à 100 unités (traitement "Marché de capacité, structure symétrique")

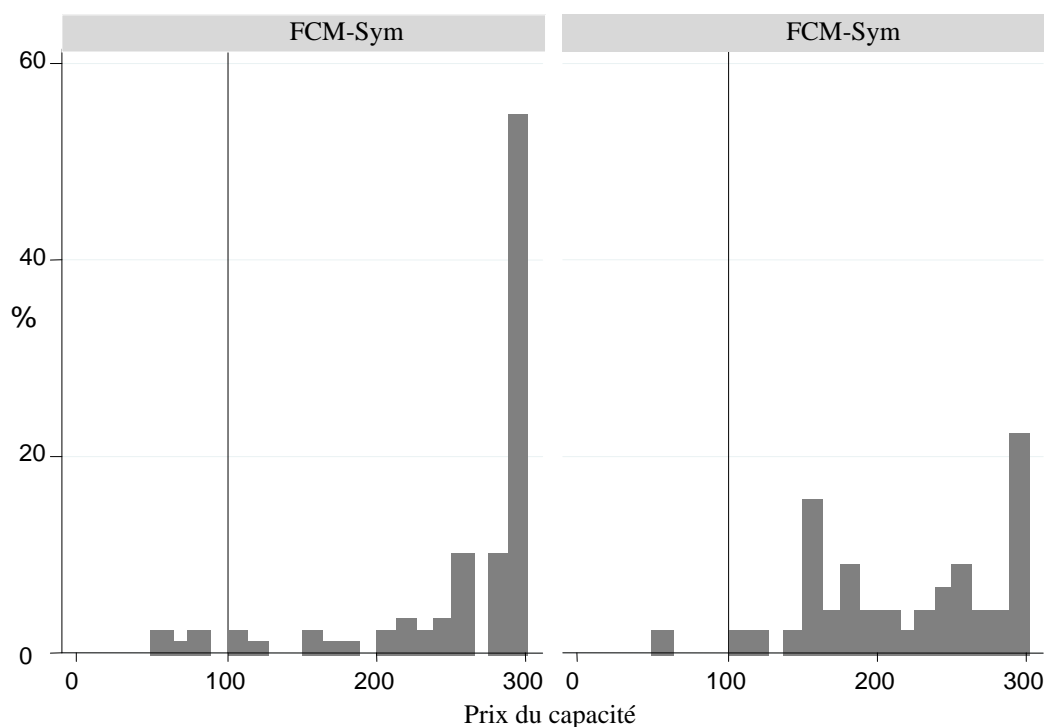
Il apparaît que les participants choisissent spontanément de faire une offre sur le marché des capacités correspondant, en volume, environ au quart de la demande totale. Ainsi, les offres comprises entre 70 et 80 unités d'énergie constituent 32% de nos observations soit plus de 80% des propositions situées en dessous de 100. Ce constat motive le résultat suivant.

Résultat 2. La concurrence en volume sur le marché des capacités est modérée. Les producteurs semblent se coordonner sur des offres individuelles égales au quart de la demande totale, conduisant ainsi à une répartition égalitaire du marché des capacités entre eux.

Support : Les offres supérieures au quart de la demande, soit 75 unités, ne représentent que 52% de nos observations. Les offres comprises entre 70 et 80 unités représentent 32% des observations.

Le résultat 2 est surprenant si l'on considère que le coût lié à l'offre sur le marché des capacités est nul. Le comportement que l'on observe a sans doute pour objectif de réduire le degré de concurrence sur ce marché tout en limitant la prise de risque au niveau individuel. En revanche, les offres sont plus élevées dans le traitement asymétrique. Ce résultat va de paire avec les stratégies d'offre sur les prix.

La répartition des prix observés pour l'ensemble des observations collectées sous les deux traitements est représentée sur le Graphique 4-5.



Graphique 4-5 : Répartition des prix observés sous les traitements FCM-Sym et DCM-Asym.

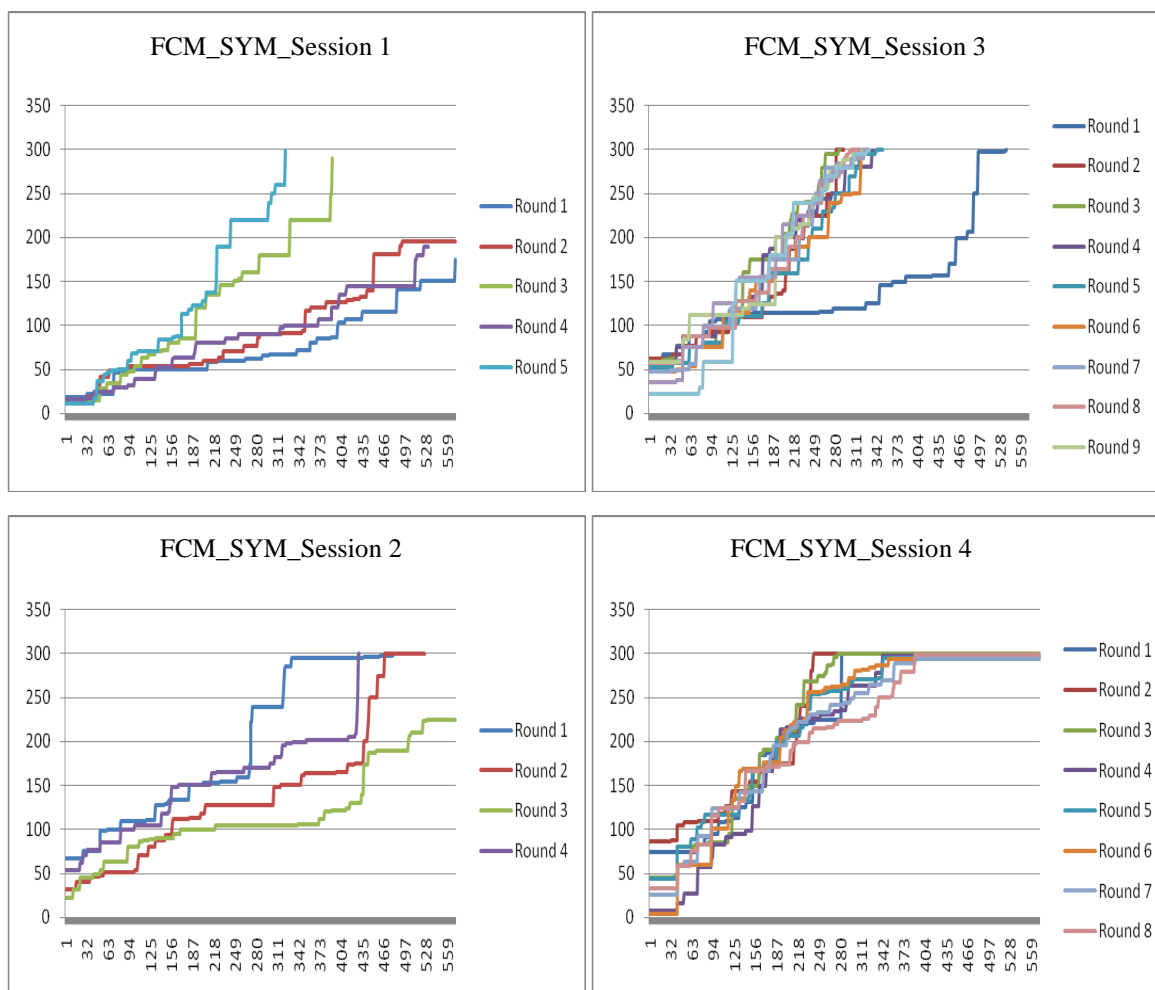
Les données collectées montrent clairement que le prix sur le marché des capacités est significativement supérieur au prix d'équilibre attendu.

Résultat 3. Le prix du marché des capacités est significativement supérieur au prix concurrentiel attendu. Pour une observation sur deux, le prix de marché correspond au prix plafond imposé de manière exogène.

Support : Pour 94% des périodes, le prix de marché est supérieur au prix théorique concurrentiel. Dans près de 50% des cas, le prix de marché correspond au prix plafond introduit dans les paramètres du marché. Ces taux sont plus faibles dans la structure asymétrique tout en conservant la même tendance.

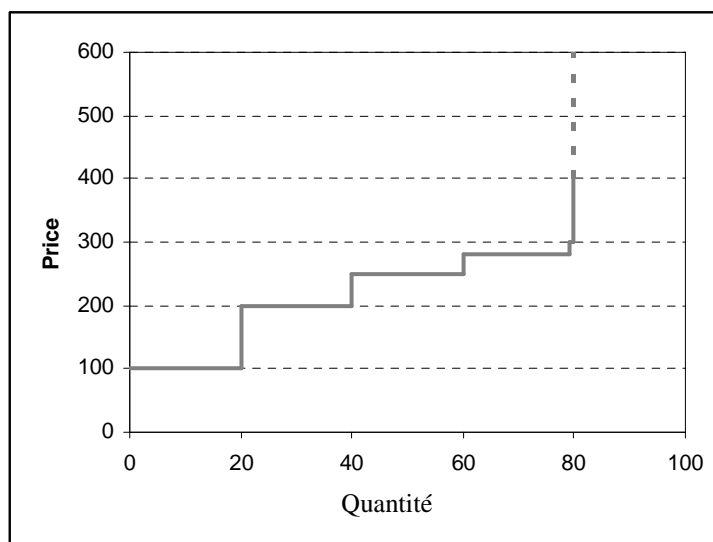
Ce résultat est surprenant. Il sous-entend une entente tacite entre les producteurs, hypothèse que nous pouvons déjà émettre à la lecture des comportements d'offre sur les volumes. L'analyse des offres individuelles sur les prix vient renforcer cette hypothèse. Ce qui est encore plus surprenant, en prenant des précautions compte tenu du faible nombre d'observations collectées, c'est que l'on observe aussi cette tendance pour le traitement asymétrique. En effet, nous pouvons anticiper que ce traitement modélisant l'arrivée de nouveau entrant aurait pu engendrer un accroissement de la concurrence sur les prix.

Le graphique 4-6 illustrent le résultat 3. Ils représentent les courbes d'offres moyennes en prix faites par les producteurs dans les sessions FCM-Sym (les moyennes sont calculées par round et par session sur l'ensemble des groupes). De round en round on observe à l'intérieur d'une même session une tendance à l'augmentation des offres en prix permettant de satisfaire la demande de 300 unités. Les propositions sont mêmes égales au prix plafond pour l'ensemble des offres faites par les producteurs dans une des sessions du traitement FCM-sym.



Graphique 4-6 : Courbe d'offres moyenne sur le marché de capacités sous le traitement FCM-SYM.

Sur le Graphique 4-7 est représentée une fonction d'offre individuelle proposée par un des producteurs.



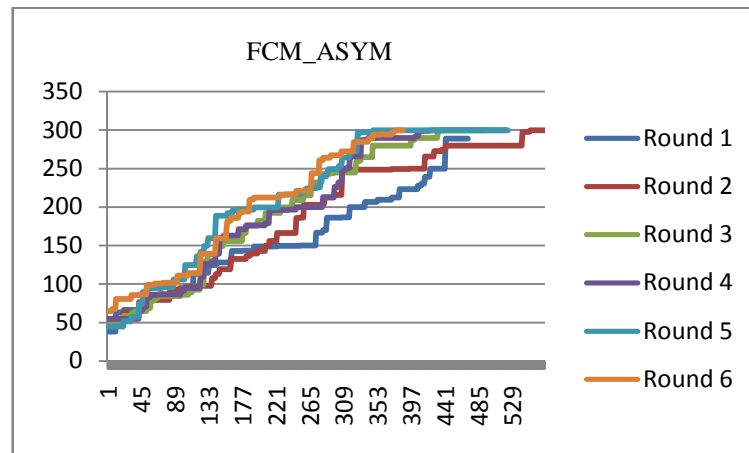
**Graphique 4-7. Fonction d'offre d'un producteur
(Période 7, session du 14/05/2008)**

Cette offre est très représentative des stratégies mis en œuvre par les participants aux sessions expérimentales. L'offre est réduite en quantité, ici 80 unités. Elle comporte des offres marginales égale ou proche du prix plafond. L'offre totale résultant de ces offres individuelles permet de fournir les quantités demandées en maximisant le surplus total pour les quatre producteurs avec une répartition égalitaire de ce surplus. On notera que les ententes que nous observons sont robustes. Elles résistent à la répétition des périodes avec réassortiment des producteurs à chaque période. On notera par ailleurs que la capacité des producteurs à obtenir une rémunération égale au prix plafond peut résister à l'augmentation des volumes offerts sur le marché. Ainsi, nous observons des périodes avec une offre globale de plus de 600 unités qui pourtant débouche sur un prix de marché de 300 unités monétaires.

Résultat 4. Le prix de marché élevé sur le marché des capacités résulte d'une entente tacite entre les producteurs

Support : Pour 61% des observations, le producteur fixe le prix de son offre marginale à un prix supérieur à 290 unités monétaires. Ce résultat est robuste à la répétition des périodes.

Comme cela pouvait être anticipé, on retrouve des observations identiques pour les observations collectées avec le traitement avec structure asymétrique. Le Graphique 4-8 représente les courbes d'offres moyennes par round et par session du traitement FCM-Asym.

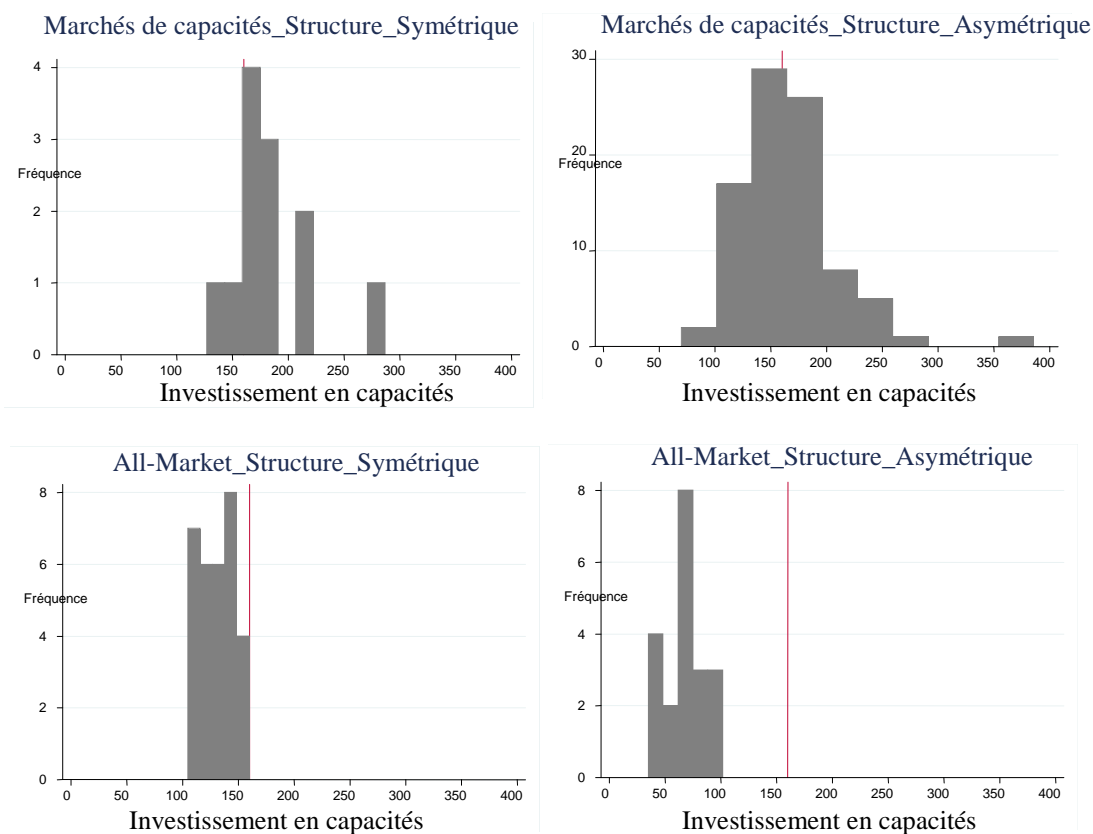


Graphique 4-8. Courbe d'offres moyennes sur le marché de capacités sous le traitement FCM-ASYM.

4.3 Décision d'investissement

Compte tenu des dotations initiales introduites dans le choix des paramètres de la maquette expérimentale, le choix d'investissement optimal se réduit à un investissement en capacités de production de 160 unités d'énergie en technologie de pointe.

Les Graphique suivants représentent la répartition des niveaux d'investissement agrégés pour les quatre traitements.



Graphique 4-9 : Répartition des investissements en capacité de production par traitement.

Le premier constat qu'il est possible de faire porte sur l'intérêt du mécanisme mis en œuvre pour l'incitation à l'investissement. Le sous-investissement caractérise les périodes conduites sous le traitement *All-Market*. Cela est particulièrement vrai quand les dotations initiales sont symétriques entre les quatre producteurs avec un investissement moyen d'une capacité de 85 unités d'énergie mais cela reste vrai aussi pour la structure asymétrique avec un investissement moyen correspondant à 131 unités d'énergie. En revanche, avec le marché de capacités, on observe plutôt une tendance au surinvestissement. Ce surinvestissement est particulièrement marqué pour les périodes conduites avec structures asymétriques.

Pour comparer le niveau d'investissement agrégé en fonction du traitement, nous avons estimé le modèle économétrique 1 suivant. Les données sont analysées comme des données indépendantes en considérant le réassortiment des producteurs entre chaque période. Le nombre rounds déjà réalisées est intégré comme variable explicative pour tenir compte de l'apprentissage des participants à mesure que les périodes sont répétées.

$$INV_t^{Total} = \beta_0 + \beta_1 D_{FCM-ASym} + \beta_2 D_{AM-ASym} + \beta_3 D_{AM-SSym} + \beta_4 t^2 + \varepsilon$$

avec INV_t^{Total} l'investissement observé à la période t

$D_{FCM-ASym}$ variable dummy, telle que $D_{FCM-ASym} = 1$ pour une période conduite avec le traitement FCM - ASym et 0 sinon

$D_{AM-ASym}$ variable dummy, telle que $D_{AM-ASym} = 1$ pour une période conduite avec le traitement AM - ASym et 0 sinon

$D_{AM-SSym}$ variable dummy, telle que $D_{AM-SSym} = 1$ pour une période conduite avec le traitement AM - Sym et 0 sinon.

t le round courant.

Modèle économétrique 1. Mesure de l'impact du traitement et du nombre de période sur le niveau d'investissement total (traitement de référence : FCM-SS)

Les résultats de l'estimation pour le modèle 1 sont donnés dans le tableau 4-13 suivant.

$INV_t^{Total} = \beta_0 + \beta_1 D_{FCM-ASym} + \beta_2 D_{AM-ASym} + \beta_3 D_{AM-SSym} + \beta_4 t^2 + \varepsilon$						
	Coef	Std. Err.	Z	P > z	[95% Intervalle de Confiance]	
β_0	166,7294	4,539226	36,73	0,000	157,7588	175,7
β_1	17,8502	11,79858	1,51	0,132	-5,466553	41,16695
β_2	-30,74562	8,491327	-3,62	0,000	-47,52647	-13,96478
β_3	-92,86526	9,806788	-9,47	0,000	-112,2458	-73,48476
β_4	-0,1328345	0,121488	-1,09	0,276	-0,3729232	0,1072542
Nombre d'observations = 152						
R ² ajustée = 0.4357						

Tableau 4-13 : Estimation de l'impact du traitement et du nombre de période sur le niveau d'investissement total (traitement de référence : FCM-Sym)

Comme le montre les résultats de l'estimation, l'investissement sous le traitement FCM_ASym n'est pas significativement différent du traitement de référence. En revanche, on note un sous investissement notable pour les périodes conduites sans marché de capacités (traitement AM-Sym et AM-ASym). Par ailleurs, la non significativité du paramètre β_4 peut s'interpréter comme une absence d'effet général d'apprentissage⁹⁰. On notera que le niveau d'investissement pour le traitement de référence mesuré par le paramètre β_0 n'est pas significativement différent de l'investissement en volume souhaité. On notera aussi qu'en

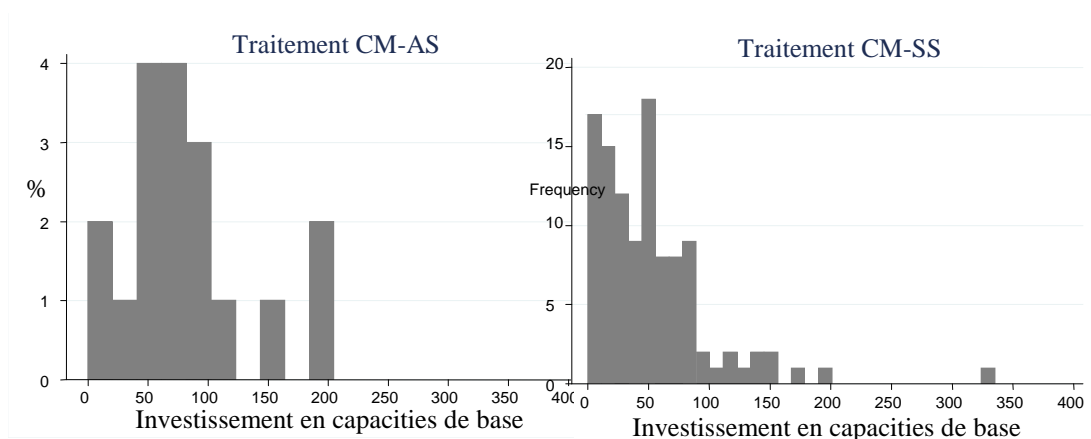
⁹⁰ Pour être plus précis, une analyse de l'effet d'apprentissage mesuré par l'impact de la répétition des rounds en fonction du traitement montre un léger effet pour le traitement CC-SS. Cet effet est significatif, il correspond à une diminution mineure du montant de l'investissement totale à mesure que les périodes se répètent.

l'absence de marché de capacités le sous investissement est plus important quand les producteurs disposent du même parc de production initiale par rapport à la situation où cette répartition est asymétrique. Le principal résultat que nous pouvons déduire de l'analyse de l'investissement total est le suivant.

Résultat 5. Le marché des capacités permet d'obtenir l'investissement en volume souhaité. En l'absence de ce mécanisme, l'investissement ne permet d'obtenir un niveau de production suffisant pour répondre à la demande en période extra-haute.

Support : Le montant estimé de l'investissement en volume est proche du niveau souhaité pour les périodes conduites avec marché de capacités. En revanche, pour les observations obtenues avec le traitement "all market", le niveau d'investissement est significativement inférieur au niveau souhaité. Plus précisément, ce niveau est inférieur de 30 unités environ en structure asymétrique et de 90 unités environ pour le traitement symétrique.

Si l'investissement est optimal en volume, qu'en est-il en matière de technologie. Rappelons que compte tenu des paramètres utilisés pour la maquette expérimentale, l'investissement ne devrait porter que sur la technologie de pointe. Nous nous concentrons ici uniquement sur les résultats obtenus avec le traitement "marché de capacités". La comparaison avec le traitement *All-Market* ne nous paraissant peu pertinent. Sur le graphique 4-10 nous présentons la répartition des investissements en technologie de base en distinguant le traitement structure asymétrique et structure symétrique.



Graphique 4-10 : Répartition des investissements en capacité en technologie de base pour le traitement "marché de capacité"

Comme le montre le Graphique 4-10, l'investissement en technologie de base est important. Il correspond en moyenne et en volume à 61% de l'investissement sur la

technologie de pointe à la fois pour le traitement symétrique et pour le traitement asymétrique. Les producteurs investissent sur cette technologie même si cela est sous optimal pour eux. Deux raisons peuvent être avancées pour expliquer ce résultat. Tout d'abord, le choix de l'investissement optimal n'est sans doute pas immédiat pour des sujets non habitués à traiter des optimisations complexes. Ensuite, la pression qui pourrait se porter sur le participant dans la recherche du choix optimal est significativement relâchée compte tenu du montant des rémunérations perçues via le marché des capacités. Rappelons en effet que les prix observés sur le marché des capacités correspondent au montant des coûts fixes de la technologie de base. Sous réserve de ces deux explications nous pouvons formuler le résultat suivant.

Résultat 6. Durant les sessions conduites avec marché de capacités, les choix de technologies sont sous optimaux.

Support : Un investissement nul en technologie de base est observé pour 9 rounds sur 101 collectés avec un traitement comportant un marché de capacité (CM-AS et CM-SS). Dans 30% des observations, l'investissement conduit à une augmentation de 50% du parc initial des capacités de production en technologie de base.

La comparaison des investissements observés avec les traitements incluant un marché de capacité et les traitements "All-Market" est intéressante. En effet, d'un côté, nous constatons un surinvestissement encore plus marqué sur la technologie de base pour le traitement "All-Market" avec dotation asymétrique. Plus précisément, les nouveaux entrants, qui n'ont aucune dotation, investissent massivement sur cette technologie. En moyenne l'investissement sur la base est alors plus de deux fois et demie supérieur à celui de la pointe. En revanche, pour le traitement "All-Market" avec dotation symétrique, si nous observons aussi des investissements sous optimaux sur la base, le volume de ces investissements est inférieur à ceux observés pour les traitements avec marché de capacité. La proportion entre l'investissement sur la base et l'investissement sur la pointe est en moyenne de 40%.

4.4 Marché d'énergie

Rappelons pour commencer que l'objectif premier des mécanismes d'incitation à l'investissement consiste à disposer des capacités de production suffisantes pour répondre à des pointes de demande exceptionnelles. Comme nous l'avons vu dans la section précédente, les choix d'investissements dans le traitement *All-Market* ne permettent pas de fournir la demande en période d'extra pointe. Plus systématiquement, nous avons reporté dans le tableau

4-14 la fréquence des défaillances, - i.e. les périodes de marché pour lesquelles l'offre sur le marché est inférieur à la demande - pour chaque traitement et pour chaque type de période.

	Demande basse	Demande haute	Demande extra-haute
CM-AS	0%	0%	13%
CM-SS	0%	0%	29%
AM-AS	0%	0%	44%
AM-SS	0%	15%	100%

Tableau 4-14 : Pourcentage des défaillances par traitement et par type de période.

On observe effectivement que l'occurrence des défaillances est significativement plus faible en l'absence de marché de capacités. Cela est vrai pour les périodes de demande extra-haute mais aussi pour les périodes de demande-haute. Les défaillances observées pour les traitements comportant un marché de capacités correspondent aux périodes pour lesquelles l'engagement sur les capacités a été inférieur à la demande. Sinon, dans la grande majorité, les producteurs ont offert sur le marché une quantité égale à leur engagement sur le marché des capacités⁹¹. On pourra s'étonner du pourcentage des défaillances pour les traitements sans marché de capacité. Ce résultat s'explique par la possibilité offerte aux producteurs dans ce traitement de restreindre les capacités offertes sur le marché de l'énergie. L'objectif recherché par cette réduction de l'offre étant bien entendu de bénéficier du prix plafond appliqué dans la maquette en cas de défaillance de l'offre.

Résultat 7. Le marché de capacité permet de réduire l'occurrence des défaillances en période de demande extra-haute mais aussi en période de demande haute.

Support : Un test de comparaison bilatérale entre deux probabilités d'occurrence des défaillances conduit à rejeter l'hypothèse selon laquelle les probabilités sont égales pour les traitements CM-SS et AM-SS avec un seuil de significativité inférieur à 1%. On ne peut conclure sur les traitements avec structure de dotation initiale asymétrique du fait du trop faible nombre d'observations.

⁹¹ Les pénalités de non respect des engagements sont appliquées pour 3% de nos observations seulement. Dans la majorité de ces cas, il s'agit d'erreur dans la passation du carnet d'ordre sur le marché de l'énergie.

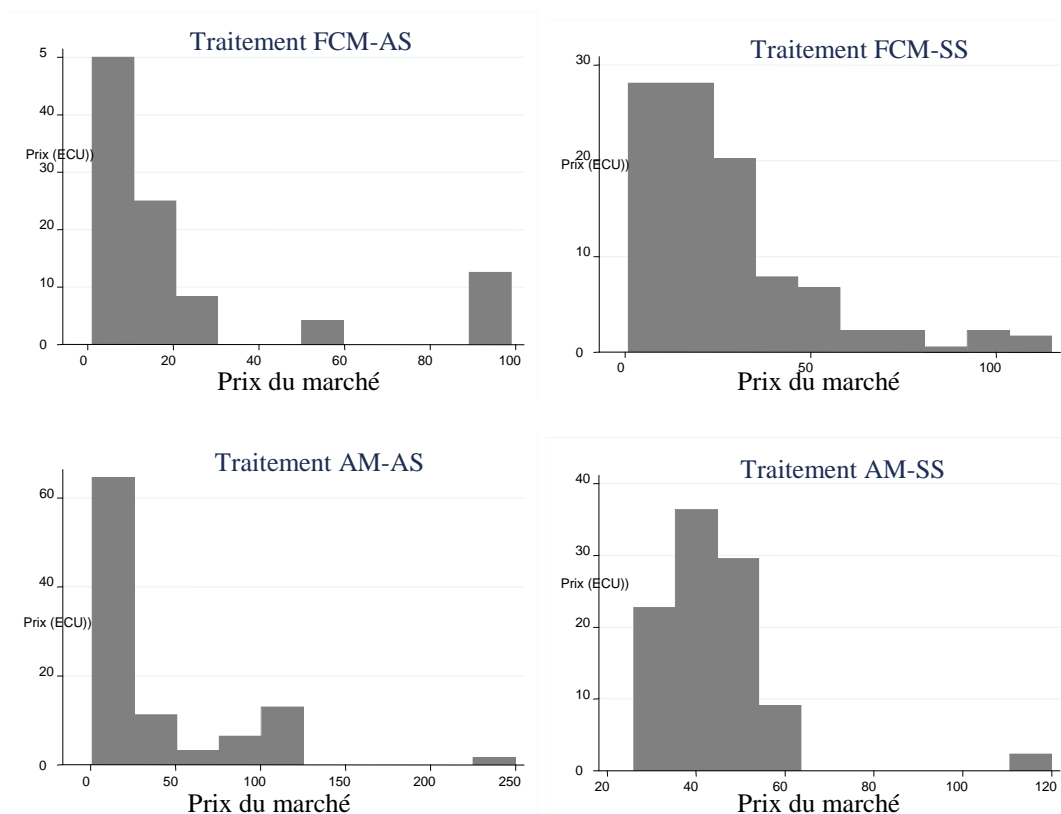
Rappelons que pour les traitements *All-Market* un prix plafond à 250 ECU est imposé de manière exogène. Ce même dispositif de sécurité s'applique dans les traitements impliquant un marché de capacités mais dans ce cas le prix plafond est de 150 ECU⁹². Cette différence s'explique par l'asymétrie des gains possibles pour chacun des traitements. Dans les traitements *All-Market*, un investissement pour répondre à une demande extra-haute ne peut être envisagé qu'avec l'anticipation d'une forte rémunération durant ces périodes. Les principales statistiques relatives au prix du marché de l'énergie (moyenne, écart type et nombre d'observations) sont données dans le tableau 4-15.

	Demande basse	Demande haute	Demande extra-haute
CM-AS	25,9	86,7	127,2
	(27)	(29)	(20)
	<i>90</i>	<i>43</i>	<i>47</i>
CM-SS	26,9	86,2	136
	(23,3)	(36,5)	(18,5)
	<i>178</i>	<i>97</i>	<i>81</i>
AM-AS	30,7	142,2	235,5
	(33,5)	(84,2)	(33,7)
	<i>177</i>	<i>87</i>	<i>91</i>
AM-SS	44,1	191,3	244,8
	(14,5)	(77,9)	(27)
	<i>40</i>	<i>15</i>	<i>25</i>

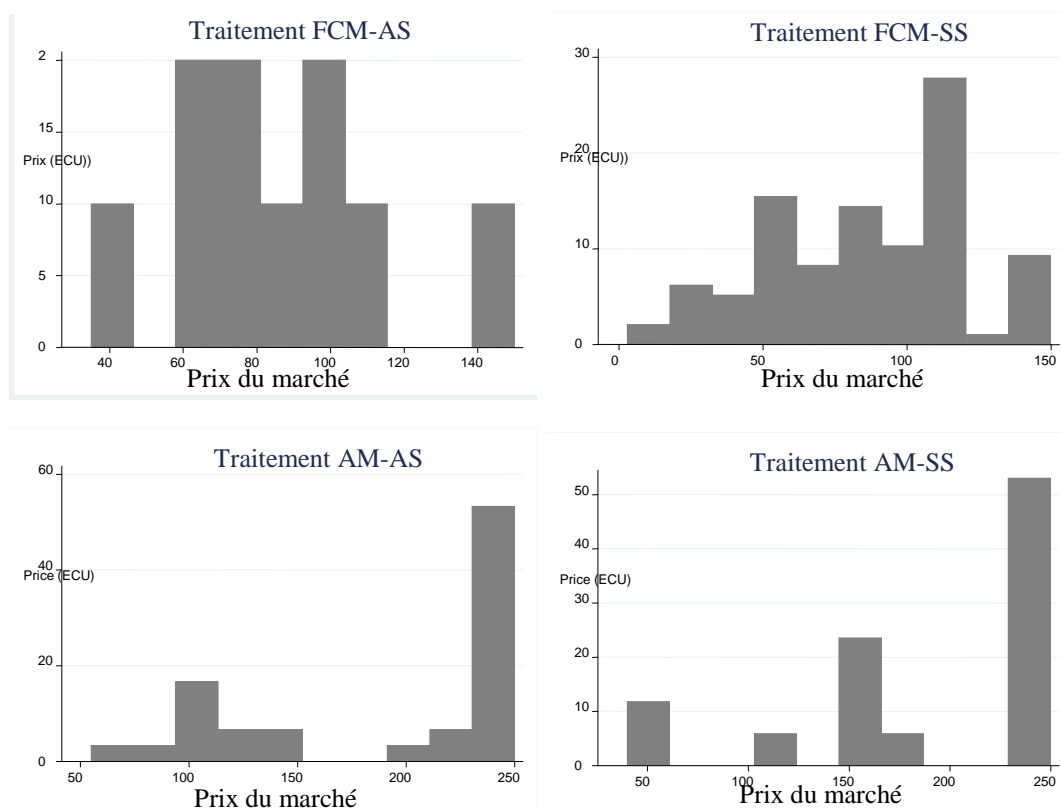
Tableau 4-15 : Moyenne des prix de marché par période et par niveau de demande (écart type entre parenthèse et nombre d'observation en italique).

La répartition des prix observés sur le marché de l'énergie pour les quatre traitements est représentée sur les graphiques ci-dessous pour les périodes avec demande basse, haute et extra-haute.

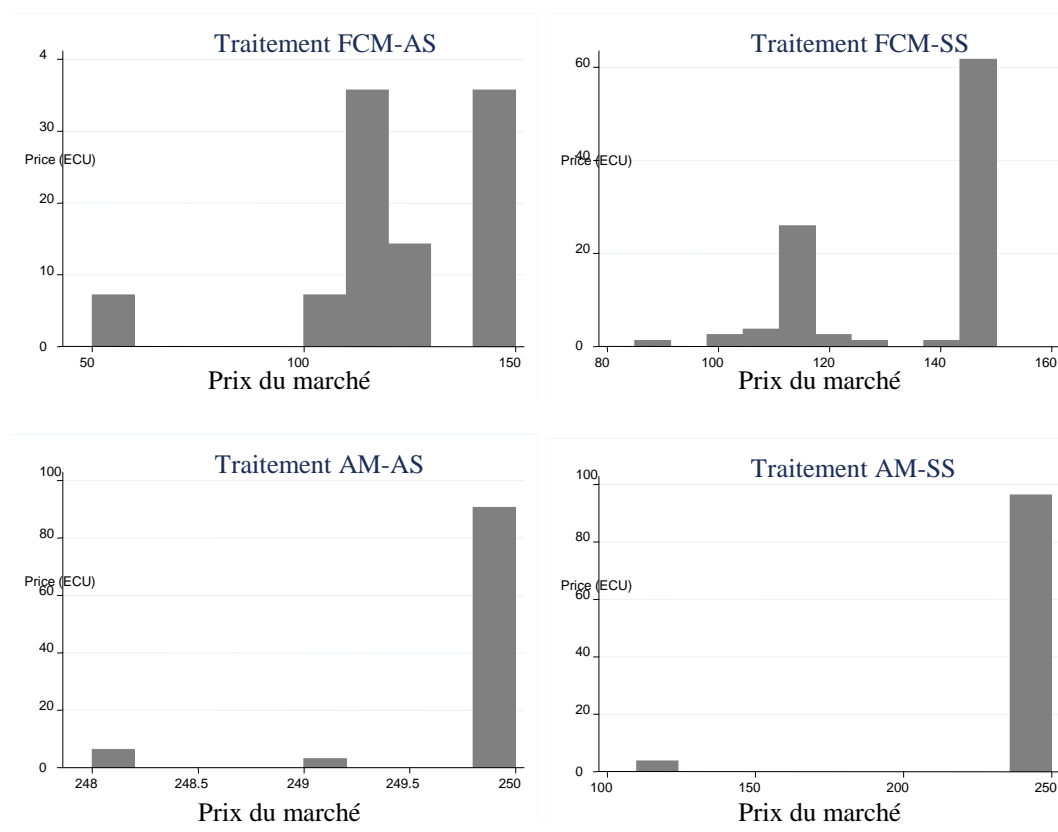
⁹² Rappelons cependant que dans les traitements avec marché de capacité, la rémunération des producteurs engagés sur le marché des capacités est plafonnée à 115 ECU.



Graphique 4-11 : Répartition des prix de marché observés par traitement pour les périodes basses



Graphique 4-12 : Répartition des prix de marché observés par traitement pour les périodes hautes



Graphique 4-13 : Répartition des prix de marché observés par traitement pour les périodes extra-hautes

Comme le montrent les valeurs moyennes et les graphiques de répartition, le marché de capacités permet de réduire significativement le prix de marché en période de demande extra-haute. Ce résultat est une conséquence directe et quasi-mécanique du prix plafond qui s'applique pour les producteurs engagés sur le marché des capacités. On remarquera cependant que le prix de marché est proche du plafond imposé de 250 ECU pour les périodes conduites avec les traitements "All-Market". En revanche, les prix observés pour les périodes conduites à la suite d'un marché de capacité sont significativement inférieurs au prix plafond de 150 ECU.

Les prix de marché observés durant les périodes à demande haute sont plus surprenants. En effet, avec les traitements "All-Market" on observe des prix particulièrement hauts avec des moyennes supérieures à 190 ECU. Ce résultat s'explique par le nombre important de périodes avec défaillance qui conduisent au prix plafond de 250 ECU. Le retrait de capacités par les producteurs s'avère ainsi être une stratégie gagnante pour obtenir des prix élevés durant ces périodes. Cette stratégie est fréquemment observée. Nous pouvons avancer une hypothèse pour expliquer ce comportement. Le sous-investissement conduit à une défaillance de l'offre

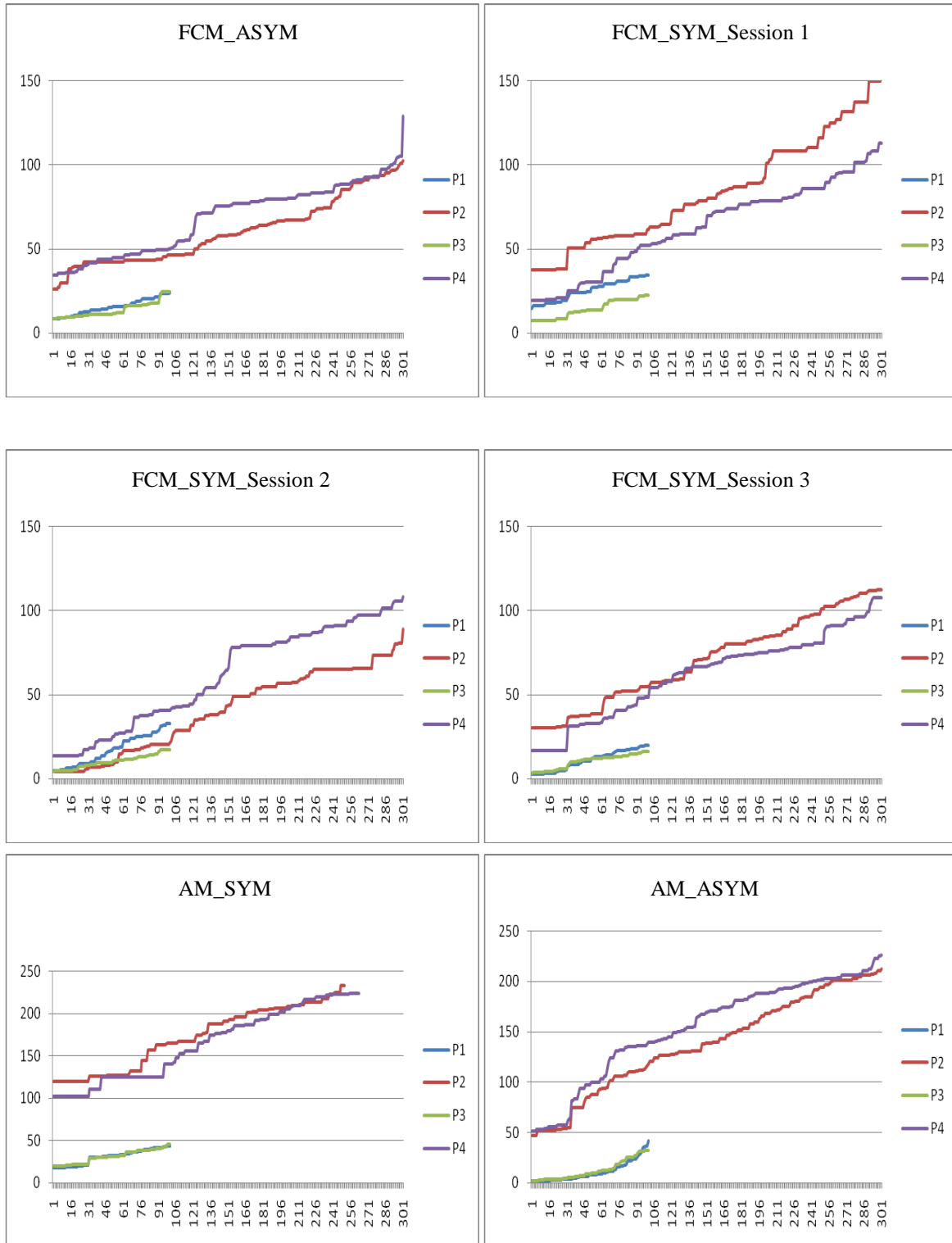
qui est quasi systématique durant les périodes de demande extra-haute. On peut penser que l'observation de ces périodes avec une rémunération au prix plafond peut inciter les producteurs à reproduire la même situation durant les périodes à demande haute.

En revanche, les prix de marché pour les périodes de demande haute sont particulièrement bas pour les traitements avec marché de capacités. En moyenne, ils sont même inférieurs aux coûts marginaux des unités de production en technologie de pointe. Ce résultat peut être, en partie, expliqué par le surinvestissement en unités de base qui peut faire chuter le prix de vente à un niveau correspondant aux coûts marginaux de cette technologie.

Résultat 8. L'introduction d'un marché de capacités entraîne une baisse des prix sur le marché de l'énergie pour les demandes haute et extra-haute.

Support : Un test de comparaison non-paramétrique conduit à rejeter l'hypothèse d'une absence de différence entre les prix des marchés de l'énergie observés avec et sans marché de capacité avec un seuil de significativité intérieur à 1%. Ce résultat est obtenu pour les traitements avec structure asymétrique mais aussi avec les traitements comportant une structure symétrique.

Les graphiques suivants représentent les offres moyennes en prix par période sur l'ensemble des rounds d'une même session. De ce fait les période paires sont les périodes de demande haute ou extra-haute et ne sont pas distinguées ici. Les périodes impaires sont les périodes de demande basse. Ces graphiques illustrent le résultat énoncé précédemment, notamment dans la comparaison des traitements et des structures de marchés sur l'allure des courbes d'offre en prix sur le marché de l'énergie.



Graphiques 4-14 : Courbe d'offres moyenne sur le marché de l'énergie

4.4 Conclusion de la section

Cette section a été consacrée à la présentation du déroulement des sessions de l'expérience et des résultats expérimentaux de l'application des quatre traitements - marchés de capacités en concurrence symétrique, marchés de capacités en concurrence asymétrique, *All-Market* en concurrence symétrique et *All-Market* en concurrence asymétrique, selon les paramètres de l'étude. Nous avons tout d'abord présenté l'environnement et l'institution de l'expérience ainsi que le comportement des joueurs. Un logiciel informatique a été conçu afin de reproduire les caractéristiques techniques de la maquette expérimentale et de gérer l'interface entre les participants aux expériences et collecter l'ensemble des données expérimentales. Concernant les participants, ils étaient repartis dans des groupes de quatre personnes correspondant aux quatre producteurs de notre maquette expérimentale. Ils participent à plusieurs rounds au cours d'une même session. A chaque round, les groupes étaient reformés de façon aléatoire. Notons que l'anonymat entre les participants est toujours maintenu. Concernant le déroulement des sessions, nous commençons par la distribution et la lecture des instructions aux participants. Ensuite, ils sont amenés à répondre à un questionnaire de compréhension qui précède plusieurs périodes d'essai dont les résultats ne sont pas pris en compte dans le calcul du paiement des sujets pour l'expérience. Puis, les joueurs participent à une série de périodes où au début de chaque période, ils sont affectés à un groupe de quatre joueurs. Après chaque séquence de décisions dans un round de la maquette expérimentale, les résultats des échanges expérimentaux sont présentés aux participants.

La deuxième partie de la section a été consacrée à la présentation des résultats expérimentaux. Nous avons commencé par les résultats relatifs au marché de capacité. On a constaté que la quantité offerte par les participants sur ce marché est supérieure à la quantité demandée. Ce constat augmente aussi avec l'apprentissage. Ce résultat est d'ailleurs robuste à la répartition des capacités de productions initiales puisque le traitement asymétrique montre la même tendance. Le traitement des comportements individuels des participants montre une coordination des offres individuelles égales au quart de la demande totale, conduisant ainsi à une répartition égalitaire du marché de capacités entre eux. Ce comportement surprenant a pour objectif de réduire le degré de concurrence sur ce marché tout en limitant la prise de risque au niveau individuel. L'analyse des prix du marché de capacité montre des niveaux supérieurs au prix concurrentiel attendu, que ce soit dans le traitement symétrique ou

asymétrique. Cela sous-entend la présence d'une entente tacite entre les producteurs. Nous nous sommes ensuite intéressés aux choix d'investissement des participants dans l'étape d'investissement. Les traitements *All-Market* sont caractérisés par une situation de sous-investissement. En revanche, on observe plutôt une tendance au surinvestissement, avec les marchés de capacités et spécialement le traitement asymétrique. Un modèle économétrique a été développé afin de comparer le niveau d'investissement agrégé en fonction du traitement. Le principal résultat montre que le marché de capacité permet d'obtenir l'investissement en volume souhaité. En l'absence de ce mécanisme, la satisfaction de la demande en période extra-haute est impossible à réaliser. Nous avons fini l'analyse des choix d'investissement par l'analyse des choix technologiques. Il a été constaté un surinvestissement en technologie de base dans les traitements *All-Market* et marchés des capacités à terme. Théoriquement, ce dernier mécanisme doit inciter les producteurs à investir en technologies de pointe. Cette sous-optimalité peut être expliquée par les deux facteurs suivants : premièrement les décisions optimales d'investissement sont difficiles à calculer par les participants. Deuxièmement, étant donné que le prix de capacité du marché des réserves correspond au coût d'investissement unitaire de la technologie de base (300), les producteurs n'ont aucune pression les incitant à choisir d'une manière optimale entre les technologies dans l'étape d'investissement. Que ce soit la technologie de base ou de pointe, le marché de capacité permet déjà de couvrir leurs coûts d'investissement.

Enfin, nous avons présenté les résultats des échanges sur les marchés d'énergie. Du fait de la situation de sous-investissement constatée dans les traitements *All-Market*, l'occurrence des défaillances des marchés est significativement plus élevée avec ces traitements, spécialement en périodes de demande haute et extra-haute. En revanche, dans les traitements du marché de capacité, les producteurs offrent sur le marché d'énergie des quantités qui correspondent à leur engagement de production pris sur le marché de capacité. De même, ce mécanisme permet de baisser les prix sur le marché d'énergie pour les demande haute et extra-haute. Alors que les prix de marché sont manipulés dans les autres traitements. Cette manipulation visait principalement à bénéficier du prix plafond sur le marché d'énergie.

Section 5 : Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons complété l'analyse formalisée des mécanismes d'incitation aux investissements effectuée dans les chapitres précédents en s'intéressant au comportement individuel des producteurs dans chaque design de marché étudié. Il s'agit en effet de permettre aux agents d'agir comme dans la vie réelle et de leur donner la marge de liberté pour leurs décisions selon des hypothèses bien définies. Nous faisons donc appel à la méthode de l'économie expérimentale. La comparaison des mécanismes des options de fiabilité et des marchés de capacité à terme, effectuée dans le chapitre précédent, a montré des résultats identiques sur la fiabilité du système électrique. Nous avons continué donc notre analyse en s'intéressant uniquement au mécanisme de marché de capacité à terme. L'objectif du chapitre était donc d'observer les comportements individuels des producteurs en matière d'investissement en capacités de production et en prix sur les marchés de l'énergie, que ces producteurs soient installés ou entrant potentiels, en fonction des designs de marché retenus. Quatre traitements de marché ont été analysés : un marché de capacité avec une structure de marché symétrique, un marché de capacité avec une structure asymétrique, le cas *All-Market* en concurrence symétrique et l'*All-Market* en concurrence asymétrique.

Dans la première section nous avons défini les éléments méthodologiques utilisés dans ce chapitre à savoir la méthode de l'économie expérimentale. On a présenté ses objectifs, ses hypothèses et son fonctionnement. Cette méthode permet de créer en laboratoire une situation économique stylisée caractérisée par un environnement informationnel et une institution de marché. Elle vise à observer les comportements des individus qui ont accepté de participer à l'expérience. La situation économique est « réelle », « contrôlée » et « reproductible ».

L'économie expérimentale couvre trois grands domaines de recherche de l'économie : la théorie des choix individuels, les interactions stratégiques et l'organisation des marchés. C'est dans ce dernier domaine que s'inscrivent nos expériences.

Dans la deuxième section nous avons présenté les hypothèses de l'expérience menée dans ce chapitre. Il s'agissait tout d'abord de définir les produits à échanger : des capacités dans les marchés des capacités et de l'énergie dans les marchés d'énergie, de présenter un *round* dans l'expérience qui se compose en deux ou trois phases selon le traitement. Dans le traitement *All-Market*, il y a deux phases : une phase d'investissement et une phase de vente d'énergie dans le marché d'énergie. Cependant dans le traitement du marché de capacité, une phase de vente de capacité sur le marché de capacité précède les deux dernières phases. Nous

avons ensuite défini le nombre de producteurs présents et la structure concurrentielle selon les dotations initiales en capacités de production des producteurs. Quelque soit le traitement, quatre producteurs sont en concurrence dans chaque phase du jeu. Quand les dotations initiales des producteurs sont identiques pour les quatre producteurs, il s'agit du traitement symétrique. En revanche, la configuration asymétrique suppose que seulement un producteur détient de la capacité installée. Les trois autres agissent comme des nouveaux entrants.

Dans la troisième section nous avons montré le modèle économique sous-jacent à l'expérience afin de calculer l'équilibre théorique du jeu étant donnés les paramètres de l'étude. Dans un premier temps, nous avons défini les hypothèses générales de la modélisation. Quelque soit le traitement, il s'agissait d'un modèle de programmation dynamique stochastique à plusieurs étapes successives : l'engagement en capacités de production sur le marché de capacité, uniquement dans les traitements du marché de capacité à terme, l'investissement et enfin l'offre sur le marché d'énergie dans tous les traitements. Nous supposons la présence d'une concurrence à la Cournot dans chaque étape du jeu. Les hypothèses relatives à chaque étape sont les suivantes : 1) A l'étape du marché des capacités, les producteurs proposent à l'enchère un couple quantité/prix. La quantité correspond à un volume de capacité qu'il s'engage à offrir sur le marché d'énergie (troisième étape) et le prix proposé est une prime marginale, c'est-à-dire, une rémunération minimale qui permet de couvrir le coût total de production de l'unité engagée dans l'enchère ou la perte de profit provoquée par l'engagement de production. Une fonction de la prime est formulée pour chaque producteur ; 2) A l'étape investissement, chaque investisseur peut investir en deux types de technologies : une technologie de base et une technologie de pointe. Dans le cas d'un traitement de marché des capacités, le choix d'investissement du producteur dépend de ses engagements réalisés à l'étape précédente. Un sous modèle d'investissement est alors développé afin de déterminer les choix optimaux d'investissement en fonction des engagements de production ; 3) Finalement à l'étape du marché de l'énergie, en fonction de son niveau de capacité et de ses engagements pris dans l'enchère de capacités (si le traitement marché des capacités a lieu), chaque producteur décide la quantité qu'il souhaite proposer sur le marché d'énergie. Nous supposons la présence de quatre périodes de marché en deux séquences « demande base » suivie d'une période de pointe et répétée une fois.

Nous avons ensuite montré la méthode de résolution. Une structure d'information en boucle fermée est utilisée pour résoudre le modèle. Par la méthode de récurrence à rebours,

nous déterminions l'équilibre de Nash en commençant par la dernière étape du jeu et en remontant jusqu'à la première. A l'étape du marché de l'énergie, un équilibre de Nash est déterminé pour chaque scénario sur les capacités installées et les capacités engagées des producteurs. De même, pour chaque scénario possible des capacités engagées et en incluant les fonctions de réaction optimales de l'offre sur le marché d'énergie, on détermine les équilibre de Nash de l'investissement. Enfin, les quantités d'engagement d'équilibre sont déterminées en intégrant les fonctions de réactions optimales de l'investissement et de production dans le programme d'optimisation du producteur de la première étape.

Nous avons terminé la section par le calcul de l'équilibre du jeu pour les quatre traitements et selon les paramètres de l'étude expérimentale.

Enfin la quatrième section a été consacrée à la présentation du déroulement des sessions de l'expérience et des résultats expérimentaux relatifs aux quatre traitements. La conduite des expériences repose initialement sur la capacité à reproduire les caractéristiques techniques de la maquette expérimentale, de gérer l'interface entre les participants aux expériences et de collecter l'ensemble des données expérimentales. Cela est réalisé grâce à un logiciel informatique conçu à cet égard. Il vient ensuite l'organisation des participants et leur présentation du jeu. Ils étaient repartis dans des groupes de quatre personnes correspondant aux quatre producteurs de notre maquette expérimentale. Avant le commencement des sessions, ils leur ont été distribué les instructions de l'expérience, suivi par sa lecture par l'expérimentaliste. Ensuite, ils étaient amenés à répondre à un questionnaire de compréhension qui précède plusieurs périodes d'essai dont les résultats ne sont pas pris en compte dans le calcul du paiement des sujets pour l'expérience. Ensuite, Ils participent à plusieurs rounds au cours d'une même session. A chaque round, les groupes étaient reformés de façon aléatoire. Notons que l'anonymat entre les participants est toujours maintenu.

Dans la deuxième partie de la section nous avons présenté les résultats des expériences. Il ressort des résultats que les marchés des capacités contribuent réellement à l'amélioration de l'efficacité des marchés de l'énergie vu sous l'angle des investissements en capacités de pointe pour couvrir les périodes de demande forte voir très forte qui peuvent survenir sur les marchés de l'énergie. Ces résultats montrent également que l'amélioration concerne l'allocation des ressources sur ces mêmes marchés de l'énergie : les prix diminuent en période de demande haute et extra-haute, conduisant ainsi à un accroissement de l'efficacité. On pourrait ajouter que cette efficacité est aussi dynamique : les investissements fait aujourd'hui

sont voués à satisfaire les niveaux élevés et à venir de demande en énergie, même si le temps dans les expériences est considérablement ramassé. Au total, nous concluons de ces recherches que la mise en place d'un marché séparé des capacités, qui correspond finalement à la mise en place d'un « marché des investissements » est prometteuse. Le design suggère néanmoins d'utiliser de manière subtile l'instrument des prix capés pour venir contenir à la fois les incitations à investir, et les échanges sur les marchés d'énergie. Il suggère également, comme pour tout projet de design de marché, de veiller au contrôle et au monitoring des comportements individuels dans le temps, les engagements étant pris dans des activités d'investissement par définition coûteuses, irréversibles et marqués du sceau de l'incertitude. En d'autres termes, le respect des engagements en matière d'investissement est une condition forte de la conclusion générale que nous faisons.

Conclusion Générale

Notre recherche s'inscrit dans l'analyse économique de la fiabilité du système électrique dans le long terme. Cette fiabilité ou plus précisément l'adéquation future des capacités de production d'électricité exige à chaque instant la présence d'une capacité de production disponible pour satisfaire une demande d'électricité volatile et incertaine. Il s'agit de choisir les options optimales du design de marché qui permettent d'inciter adéquatement à investir dans le système et de garantir la disponibilité des capacités investies spécialement en périodes de tension. Le manque de consensus académique dans le choix de ces options nous pousse ainsi à effectuer une recherche plus approfondie sur les différents designs proposés et/ou adoptés jusqu'à présent.

Les mécanismes d'incitation aux investissements marchands n'ont pas encore été mis en œuvre et il n'existe donc pas de données empiriques pour mesurer leur efficacité. Par ailleurs, les analyses conduites à ce jour sont qualitatives. L'apport de cette thèse consiste à proposer des analyses formalisées et expérimentales de ces mécanismes.

Ces mécanismes, à savoir les marchés de capacités à terme et les options de fiabilité, reposent essentiellement sur l'établissement d'un marché, additionnel au marché d'énergie, pour déterminer le coût et la quantité de la fiabilité requise. Ils viennent pour corriger les lacunes constatées avec les mécanismes non marchands, qui requièrent une politique interventionniste de l'opérateur du système pour leur implémentation.

Nous avons donc étudié l'efficacité relative des mécanismes marchands d'incitation aux investissements et les avons comparé aux autres types de mécanismes, tel que les paiements de capacité et le design de marché basique -l'*All-Market*-. Trois critères fondamentaux ont été définis pour évaluer efficacement ces mécanismes. Tout d'abord, l'adéquation future dans le système, déterminée par la capacité du mécanisme à inciter aux investissements adéquats. Deuxièmement, les coûts générés par l'implémentation des mécanismes. Troisièmement la capacité du mécanisme à réduire la manipulation des prix des marchés d'énergie et éventuellement, des marchés des mécanismes. En effet, inciter à investir dans le système n'est pas nécessairement optimal pour les consommateurs si cela se fait à un coût trop élevé ou si les mécanismes mis en place autorisent une manipulation des prix de marché.

Nous avons donc commencé par développer un modèle à un seul agent à trois étapes appréhendant les caractéristiques séquentielles des principales décisions des producteurs d'électricité. Il s'agit des décisions d'investissement, de production dans les marchés

d'énergie et d'engagement de production dans les marchés des mécanismes, si un mécanisme marchand est implémenté. La résolution de ce type de modèle a été conduite avec la méthode de la programmation dynamique stochastique afin de déterminer les décisions optimales des producteurs. En présence d'incertitude, c'est la méthode la plus appropriée pour mieux considérer un processus de décision à étapes, répétées sur une période de planification finie. Quand la situation concurrentielle est prise en compte, des modèles d'équilibres ont été développés. Dans ces modèles, les décisions des agents sont supposées prises "à la Cournot". La formulation d'un problème de complémentarité et l'usage de la méthode de l'inégalité variationnelle constituaient l'assise technique utilisée pour la détermination de l'équilibre de Nash relatif à chaque étape du jeu. Grâce aux simulations numériques, nous avons montré l'intérêt des mécanismes marchands –les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme- pour inciter aux investissements adéquats dans le système, à un coût socialement acceptables tout en limitant les manipulations de prix sur le marché de l'énergie.

Afin de traiter le comportement individuel des producteurs, nous avons construit une expérience permettant de comparer le marché des capacités à terme avec à la situation de référence -l'*All-Market*-. Les résultats expérimentaux montrent que les marchés des capacités contribuent réellement à l'amélioration de l'efficacité des marchés de l'énergie vu sous l'angle des investissements en capacités de pointe pour couvrir les périodes de demande forte voir très forte qui peuvent survenir sur les marchés d'énergie.

Dans le **premier chapitre** de cette thèse nous avons étudié les caractéristiques économiques et techniques de la production, du transport et de la consommation dans un système électrique. Nous avons ensuite montré l'évolution de la forme organisationnelle du système électrique à travers le temps et les raisons de la dérégulation récente et l'ouverture à la concurrence de la fonction de production de l'électricité. Après avoir présenté un exemple d'exploitation optimal dans un marché *spot* d'électricité, on s'est concentré sur la question de fiabilité du système électrique. Nous avons exposé les différents obstacles à l'efficacité des marchés électriques déréglementés en matière de fiabilité et avons effectué une revue des différents mécanismes et designs mis en œuvre pour la garantir.

Dans le **deuxième chapitre** nous avons mis en œuvre un cadre d'analyse formalisé des mécanismes d'incitation aux investissements dans le système électrique, couvrant les mécanismes dit marchands –les options de fiabilité et les marchés de capacités avec une version proche des obligations des capacités- et la solution *All-Market*. Nous nous sommes concentrés sur la question d'adéquation des capacités de production d'électricité. Des modèles à un seul agent ont été définis où un nouvel investisseur est conduit à déterminer, annuellement et sur une période de planification donnée, sa capacité à investir dans le système, la quantité d'énergie à offrir sur le marché d'énergie et son engagement de production si un mécanisme marchand est appliqué. La théorie des options réelles a été adoptée pour déterminer le *timing* optimal des investissements, pour chaque design de marché étudié. De l'autre côté, la méthode de programmation dynamique a été utilisée pour la résolution numérique des modèles. Les résultats des simulations montrent que le mécanisme des options de fiabilité permet d'assurer l'adéquation future du système électrique, à faible coût, et élimine les tentations des manipulations des prix des marchés. Par ailleurs, l'implémentation d'un mécanisme de marché des capacités devrait s'accompagner par l'application d'un prix plafond sur le marché d'énergie afin d'éviter les manipulation des prix de marché.

Dans le **chapitre 3** nous avons étendu le travail effectué dans le chapitre précédent en prenant en considération l'interaction stratégique entre les producteurs. Les mécanismes étudiés sont divisés en trois groupes : les mécanismes marchands -les options de fiabilité et les marchés de capacité à terme tel qu'il est suggéré par Joskow [2007]-, un mécanisme non marchand -les paiements de capacité- et finalement le cas de référence, l'*All-Market*.

La prise en compte de la concurrence nous a mené à considérer des modèles d'équilibre où trois producteurs décident annuellement dans un jeu à la Cournot-Nash leurs niveaux d'investissement, de production et d'engagement de production si un mécanisme marchand est implémenté. L'équilibre de Cournot-Nash pour chaque étape du jeu requerrait la formulation d'un problème de complémentarité ou l'usage de la méthode d'inégalité variationnelle. En revanche, le traitement de la dynamique et de l'interdépendance entre toutes les décisions du jeu, en présence de l'incertitude, se reposait sur le principe de l'équilibre parfait en sous-jeu et se basait sur la méthode de la programmation dynamique. Les principaux résultats de la simulation numérique montrent que la fiabilité du système électrique est assurée avec un mécanisme marchand d'incitation aux investissements. D'un côté, ils fournissent les incitations nécessaires pour des investissements adéquats dans le système grâce à la prime issue du marché des mécanismes et de l'autre, l'engagement de production des producteurs dans ce marché assure une disponibilité permanente, dès que la capacité est appelée à produire par l'opérateur du système.

Dans le **chapitre 4** nous avons fait appel à la méthode de l'économie expérimentale afin d'étudier le comportement individuel des producteurs sur les marchés d'énergie et les marchés des mécanismes. La comparaison des mécanismes des options de fiabilité et des marchés de capacité à terme, effectuée dans le chapitre 3, a montré des résultats identiques sur la fiabilité du système électrique. Nous avons continué donc notre analyse en s'intéressant uniquement au mécanisme de marché de capacité à terme.

Notre problématique était de construire la maquette expérimentale la plus pertinente pour traiter les deux mécanismes. Il s'agissait de choisir les variables et caractéristiques les plus saillantes des deux designs de l'étude et la manière de les « mettre » en laboratoire. Les résultats expérimentaux montrent que la mise en place d'un marché séparé des capacités est prometteuse. Le design suggère néanmoins d'utiliser de manière subtile l'instrument des prix capés pour venir contenir à la fois les incitations à investir, et les échanges sur les marchés d'énergie. Il suggère également de veiller au contrôle et au monitoring des comportements individuels dans le temps, les engagements étant pris dans des activités d'investissement par définition coûteuses, irréversibles et marqués du sceau de l'incertitude.

Grâce aux analyses empiriques et expérimentales développées, nous pouvons apporter trois conclusions en faveur de l'implémentation d'un mécanisme marchand d'incitation aux investissements.

Premièrement, **assurer des incitations aux investissements adéquats exige l'introduction d'un mécanisme d'incitation aux investissements, additionnel au marché d'énergie.** Nos résultats empiriques et expérimentaux montrent que la capacité installée dans le système a toujours tendance à augmenter et couvrir la demande de pointe après l'implémentation d'un mécanisme incitatif, que ce soit marchand ou pas. Ce constat confirme l'échec d'un marché d'énergie unique dans l'assurance des incitations nécessaires aux investissements dans le système.

Deuxièmement, **la rémunération supplémentaire issue du mécanisme incitatif n'est pas suffisante pour garantir un système électrique fiable. Un engagement de production doit être la contre partie de la rémunération financière.** En effet, sans aucun engagement, les producteurs peuvent librement manipuler les prix des marchés. C'est le cas du mécanisme non marchand des paiements des capacités. C'est vrai que la capacité installée est suffisamment élevée pour satisfaire la demande, mais en périodes critiques, on n'a aucune certitude sur sa disponibilité, ce qui laisse la question de fiabilité non résolue. En revanche, l'engagement de production imposé par les mécanismes marchands constitue une condition suffisante pour assurer la disponibilité des capacités investies.

Troisièmement, **l'implémentation d'un mécanisme marchand engendre des coûts efficaces et acceptables socialement.** Nos résultats montrent que la rémunération additionnelle issue de l'enchère du mécanisme marchand servira uniquement à couvrir le *missing money* provoqué par un marché d'énergie capé. Cela assure une rémunération totale au niveau du prix efficient de l'électricité, c'est-à-dire, une rémunération globale de chaque unité produite en période de pointe au niveau du coût unitaire de production de la technologie de pointe.

A ce stade de notre recherche, nous envisageons **trois axes de développement.**

Le premier axe de recherche complémentaire serait de lever certaines hypothèses de la modélisation pour pouvoir traiter des cas plus généraux et plus réalistes. L'hypothèse d'une demande inélastique pourrait être levée en introduisant une élasticité de la demande à hauteur de 10% par exemple. D'autre part, la neutralité vis-à-vis du risque des producteurs pourrait aussi être levée afin d'étudier la sensibilité des mécanismes à des configurations d'aversion aux risques plus proches de la réalité. Une fois ces deux hypothèses levées, une comparaison complète des différents mécanismes serait possible.

Une seconde recherche complémentaire consisterait à étendre la modélisation des mécanismes incitatifs aux investissements en prenant en compte d'autres situations des

marchés. Dans nos recherches, nous supposons que la demande est inactive face aux mécanismes. Une participation donc de la demande aux mécanismes pourrait être testée en l'introduisant comme deuxième type d'agent participant au déroulement des enchères des mécanismes. D'autre part, dans nos études, nous supposons que les marchés des mécanismes marchands se réalisent une année avant le temps réel. Il serait intéressant d'étudier la proposition d'Arriaga [2004] en plaçant les enchères des mécanismes aux moins deux années avant le temps réel, en organisant des options longues (5ans) qui ne couvrent que 20% de la demande du régulateur pour l'année $n+2$ et de tenir les enchères sur des horizons glissants.

Une troisième recherche appliquerait la modélisation et l'étude expérimentale développées dans cette thèse sur la question de sécurité du système électrique dans le court terme. Ce qui permettrait par exemple de traiter l'interaction entre les marchés *forward* d'énergie et les marchés *spot* surtout que l'aspect dynamique est souvent ignorée dans la littérature traitant ce genre de questions.

Annexes

Annexe N°1 : Abréviations

€ / \$	Euro / Dollar
ASYM	Traitement asymétrique
CCGT	Centrales thermiques à cycles combinés gaz-vapeur
CE	Commission Européenne de l'Energie
CF	Facteur de capacité dans le système
PC	Problème à complémentarité (<i>Complementarity Problem</i>) pour la résolution d'un modèle d'équilibre
DIGEC	Direction de l'Industrie, du Gaz, de l'Électricité et du Charbon en France
DGEMP	Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières Français.
ECU	<i>Experimental Currency</i> : monnaie utilisée au cours de l'expérience
EDF	Electricité De France
FCC	<i>Federal Communication Commission</i> . Agence indépendance américaine chargée de réguler les télécommunications
GAMS	<i>General algebraic Modeling System</i> : un logiciel de simulation numérique
GRT	Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité
GW	Gigawatt
ICAP	Les obligations de capacités ou les marchés de capacités classiques
KKT	Conditions de Karush-Kuhn-Tucker ou les conditions d'optimalité d'un programme d'optimisation
kWh	Kilowatt heure
LCP	Un problème de complémentarité linéaire si le programme d'optimisation possède uniquement des contraintes linéaires
LOLP	La probabilité de défaillance anticipée dans le marché d'énergie
LSE	<i>Load Serving Entities</i> ou les fournisseurs en gros de l'électricité dans le contexte américain
MBG	Processus stochastique des mouvements Browniens géométriques
MCP	Un problème de complémentarité mixte si le programme d'optimisation possède un mixte de contraintes linéaires et non linéaires
MPEC	<i>Mathematical Programms with Equilibrium Constraints</i>
MWh	Mégawatt heure

MW	Mégawatt
NERC	<i>National Electric Reliability Council</i> , régulateur du système électrique de l'Amérique de nord
NETA	Architecture de marché d'électricité correspondant à l'Angleterre après 2001 (<i>New Electricity Trading Arrangements</i>)
NLCP	Un problème de complémentarité non linéaire si le programme d'optimisation ne possède pas de contraintes linéaires
PowerNext	Bourse d'électricité J-1 en France (cf. www.powernext.fr)
PJM	Architecture de marché d'électricité correspondant aux états de <i>Pennsylvania, New Jersey, Maryland</i> , etc. au nord-est des Etats-Unis (cf. www.pjm.com)
OS	Opérateur du système
SMP	Prix d'équilibre du marché de l'énergie en J-1
SYM	Traitement symétrique
TenneT	Le gestionnaire du réseau public de transport de l'électricité des Pays-Bas
VAN	Valeur actuelle nette d'un projet d'investissement
VI	Méthode de l'inégalité variationnelle (<i>Variational Inequality</i>) pour la résolution d'un modèle d'équilibre
VOLL	La valeur de la défaillance dans le marché d'énergie fixée par le régulateur

Annexe N°2 : Utilisation de la méthode MCP pour la recherche de l'équilibre de Nash : saisons de base et de semi-base

Pendant les saisons de base et de semi-base, chaque producteur maximise son profit (7) sous les contraintes (8) et (9). La maximisation se fait simultanément pour les trois producteurs en supposant les stratégies des concurrents comme fixes. La variable de décision de chaque producteur est la quantité produite $q_{c,\bar{s}}^t$.

L'usage de la méthode de MCP pour la recherche de l'équilibre implique la reformulation des problèmes d'optimisation des producteurs de la manière suivante :

1/ Détermination des conditions d'optimalités de chaque programme : les conditions Kuhn et Tucker :

Avant de déterminer les conditions d'optimalité de chaque programme d'optimisation, on doit tout d'abord définir la fonction de Lagrangien $L_{c,\bar{s}}^t$:

$$L_{c,\bar{s}}^t = - \left(P_{\bar{s}}^t(q_{c,\bar{s}}^t, \bar{q}_{c',\bar{s}}^t, D_{\bar{s}}^t, i^t) - CV_{c,\bar{s}}^t(q_{c,\bar{s}}^t, i^t) \right) \cdot q_{c,\bar{s}}^t(i^t) - \alpha_{c,\bar{s}}^t \cdot \left(K_c^t(i^t) \cdot L_{\bar{s}} - q_{c,\bar{s}}^t - \gamma_{\bar{s}}^t \cdot (D_{\bar{s}}^t - q_{c,\bar{s}}^t) \right)$$

Ensuite, on dérive cette fonction par rapport aux variables de décisions :

$$\frac{dL_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} = - \left(\frac{dP_{\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} \right) \cdot q_{c,\bar{s}}^t - P_{\bar{s}}^t + \left(\frac{dCV_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} \right) \cdot q_{c,\bar{s}}^t + CV_{c,\bar{s}}^t + \alpha_{c,\bar{s}}^t + \gamma_{\bar{s}}^t \quad (1)$$

Les conditions d'optimalité (Kuhn et Tucker) du programme (7-9) de chaque producteur sont alors :

$$\begin{aligned} - \frac{dL_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} &\geq 0 ; q_{c,\bar{s}}^t \geq 0 \text{ et } \frac{dL_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} \cdot q_{c,\bar{s}}^t = 0 \\ - L_{\bar{s}} \cdot K_c^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t) &\geq 0 ; \alpha_{c,\bar{s}}^t \geq 0 \text{ et } (L_{\bar{s}} \cdot K_c^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t)) \cdot \alpha_{c,\bar{s}}^t = 0 \\ - D_{\bar{s}}^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t) - \bar{q}_{c',\bar{s}}^t(i^t) &\geq 0 ; \gamma_{\bar{s}}^t \geq 0 \text{ et } (D_{\bar{s}}^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t) - \bar{q}_{c',\bar{s}}^t(i^t)) \cdot \gamma_{\bar{s}}^t = 0 \end{aligned}$$

Multipliant les conditions du premier ordre par les variables de décision respectives et les contraintes d'inégalités par leurs variables duales, nous donne les conditions de complémentarité.

Les équations associées aux variables non négatives $q_{c,\bar{s}}^t$, $\alpha_{c,\bar{s}}^t$ et $\gamma_{\bar{s}}^t$ sont appelées les conditions de complémentarité.

Ces conditions permettent de construire un problème de complémentarité où sa résolution consiste à trouver une solution d'équilibre unique qui vérifie simultanément toutes les conditions KKT des trois producteurs :

Trouver $x^* = (q_{c,\bar{s}}^{t*}, \alpha_{c,\bar{s}}^{t*}, \gamma_{\bar{s}}^{t*})$ qui vérifie simultanément les conditions d'optimalité.

Ce problème est un problème de complémentarité comme il s'agit de trouver $x^* \in X$ tel que :

$$x = \begin{pmatrix} q_{c,\bar{s}}^t & (\forall c) \\ \alpha_{c,\bar{s}}^t & (\forall c) \\ \gamma_{\bar{s}}^t \end{pmatrix}$$

$$G(x) = \begin{pmatrix} \frac{dL_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,\bar{s}}^t} & (\forall c) \\ L_{\bar{s}} \cdot K_c^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t) & (\forall c) \\ D_{\bar{s}}^t(i^t) - q_{c,\bar{s}}^t(i^t) - \bar{q}_{c,\bar{s}}^t(i^t) \end{pmatrix}$$

$x \geq 0$; $G(x) \geq 0$ et $x \cdot G(x) = 0$

2/ Existence et unicité de la solution :

Etant donné que la fonction de coût est convexe, continue et différentiable, les conditions d'optimalité sont nécessaires et suffisantes pour garantir l'optimalité comme la fonction objectif est concave.

La contrainte (9) est identique pour les programmes des trois joueurs. Ce qui mène à la notion de l'équilibre de Nash généralisé⁹³. Dans cette situation, l'hypothèse d'une variable duale relative à la contrainte identique pour les trois programmes garantit l'unicité de l'équilibre (Harker [1991]).

⁹³ C'est le cas d'un jeu non coopératif entre n joueurs où leurs stratégies ne sont pas nécessairement définies sur des ensembles de faisabilité indépendants.

Annexe N°3 : Utilisation de la méthode VI pour la recherche de l'équilibre de Nash : saisons de pointe :

Comme pour les saisons de base et semi base, les niveaux de production d'équilibre sont déterminés à partir de la maximisation du profit de la saison de chaque producteur. Cette fois-ci, la production est contrainte du niveau de capacité installée et des engagements de productions vendus à la période précédente. Chaque producteur maximise son profit (10) sous les contraintes (11-14). Nous exploitons la méthode de VI pour trouver l'équilibre de Nash relatif à cette étape du jeu.

On détermine tout d'abord le profit marginal de la saison pour chaque producteur, en dérivant cette fonction par rapport à ses deux variables de décisions : $q_{c,3}^t$ et $\tilde{q}_{c,3}^t$, et en supposant fixes les décisions des concurrents :

$$\frac{dg_{c,3}^t}{dq_{c,3}^t} = S^{t-1} + \left(\frac{dP_3^t}{dq_{c,3}^t} \right) \cdot \tilde{q}_{c,3}^t - \left(\frac{dCV_{c,\bar{s}}^t}{dq_{c,3}^t} \right) \cdot (q_{c,3}^t + \tilde{q}_{c,3}^t) - CV_{c,\bar{s}}^t + Pen. (e_c^t - q_{c,3}^t) - Pen. (D_3^t - \sum_c q_{c,3}^t)$$

$$\frac{d\tilde{g}_{c,3}^t}{d\tilde{q}_{c,3}^t} = \left(\frac{dP_3^t}{d\tilde{q}_{c,3}^t} \right) \cdot \tilde{q}_{c,3}^t - \left(\frac{dCV_{c,\bar{s}}^t}{d\tilde{q}_{c,3}^t} \right) \cdot (q_{c,3}^t + \tilde{q}_{c,3}^t) - CV_{c,\bar{s}}^t + Pen. (e_c^t - q_{c,3}^t) - Pen. (D_3^t - \sum_c q_{c,3}^t)$$

Définissons alors :

$$G(q) = \begin{pmatrix} -\frac{dg_{c,3}^t}{dq_{c,3}^t} & (\forall c) \\ -\frac{d\tilde{g}_{c,3}^t}{d\tilde{q}_{c,3}^t} & (\forall c) \end{pmatrix} \text{ et } q = \begin{pmatrix} q_{c,3}^t & (\forall c) \\ \tilde{q}_{c,3}^t & (\forall c) \end{pmatrix}.$$

La solution du jeu q^* est les niveaux de production optimaux des producteurs vérifiant :

$G(q^*) \cdot (q - q^*) \geq 0$ Tel que q respecte les contraintes des programmes d'optimisation des trois producteurs (11-14) :

$$q_{c,3}^t(i^t) \leq e_c^{t-1}(\hat{i}^t)$$

$$\tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \cdot (e_c^{t-1}(\hat{i}^t) - q_{c,3}^t) = 0$$

$$q_{c,3}^t(i^t) + \tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \leq K_c^t(i^t) \cdot L_3$$

$$\sum_c q_{c,3}^t(i^t) + \sum_c \tilde{q}_{c,3}^t(i^t) \leq D_3^t(i^t)$$

La résolution de ce problème fournit une solution (comme la fonction objectif de chaque producteur est concave, continue et différentiable) unique (Harker et Pang [1990] qui proposent une revue détaillée de la méthode de VI). Cette solution dépend essentiellement de trois paramètres : le niveau de capacité installée des producteurs K_c^t , le niveau réalisé de

la demande de pointe D_3^t et l'engagement de production pris par les producteurs pendant la phase mécanisme e_c^{t-1} . En effet, pendant la saison de pointe, les niveaux de capacité et d'engagements sont d'une connaissance commune, ils sont alors implémentés comme des paramètres et non pas des variables.

Annexe N°4 : Instructions de l'expérience

Ceci est une expérience sur la prise de décision sur un marché. Si vous suivez soigneusement les instructions, vous pouvez gagner de l'argent qui vous sera payé à la fin de l'expérience.

La monnaie utilisée au cours de l'expérience est l'ECU (*Experimental CUrrency*). L'ensemble des échanges s'effectuera en ECU. A la fin de cette session, votre gain sera payé en euros au taux de change suivant :

$$1 \text{ ECU} = 0,001 \text{ €} \text{ ou } 1 \text{ €} = 1000 \text{ ECU.}$$

Dans la suite des instructions, nous commencerons par une présentation générale de l'expérience. Puis nous vous expliquerons le déroulement de l'expérience dans le détail.

Les valeurs utilisées dans les exemples des instructions ne sont pas représentatives des données qui seront réellement utilisées au cours de l'expérience. Notez que durant toute l'expérience, lorsqu'il est fait référence aux prix, ce sont toujours des prix unitaires.

Présentation générale de l'expérience

Dans cette expérience vous êtes vendeur d'un *produit E*. Chaque vendeur doit décider successivement d'investir puis de vendre.

1/ Décision d'investissement : vous pouvez décider d'investir pour augmenter votre capacité de production du produit E. Plus votre capacité de production est élevée, plus vous pourrez vendre d'unités sur le marché. Investir pour augmenter sa capacité de production est coûteux.

2/ Décision de vente : vous pouvez mettre en vente des unités de produit E. Vous êtes en concurrence avec 3 autres vendeurs pour la vente de ce produit. La quantité totale de produit E qui sera vendue sur le marché est incertaine, elle dépend de ce que chaque producteur réussira à vendre et du niveau de la demande.

Avant chaque décision d'investissement un *marché des réserves du produit E* sera organisé. Chaque vendeur peut vendre des réserves sur ce marché. Un vendeur qui vend une certaine quantité de réserve reçoit un paiement pour cette vente. La contrepartie de ce paiement est double.

D'une part, le vendeur devra proposer à la vente sur le marché du produit E une quantité au moins égale à son engagement sur les réserves.. Si le vendeur n'offre pas cette quantité il devra payer une pénalité.

D'autre part, le paiement reçu pour ces unités vendues sur le marché E sera plafonné. En d'autre terme, en vendant des unités du produit E, les vendeurs engagés sur le marché des réserves vendront à un prix qui pourra être inférieur au prix de marché.

L'expérience comportera plusieurs *rounds*. Chaque *round* se décompose en trois phases :

- Phase 1 : le marché des réserves du produit E. Cette étape vous permet de vendre des unités de réserve du produit E.

- Phase 2 : les investissements. Cette étape vous permet d'investir pour fixer votre capacité de production du produit E.

- Phase 3 : le marché du produit E. Cette étape vous permet de vendre des unités du produit E. Elle comporte quatre périodes de marché successives.

Chaque *round* est indépendant des autres *rounds*. Entre chaque *round*, les groupes de 4 vendeurs concurrents sont reformés par tirage au sort.

Pour un *round*, votre gain est déterminé par la différence entre vos recettes et vos dépenses :

Vos recettes :

Les recettes issues de la vente des unités de réserve à la phase 1

Les recettes issues de la vente des unités du produit E à la phase 3

Vos dépenses :

- Le coût fixe de production qui ne dépend que de votre capacité de production et donc de vos investissements à la phase 2

- Les coûts variables de production qui sont fonction de vos ventes sur le marché du produit E à la phase 3

- La pénalité si vous ne proposez pas sur le marché du produit E le nombre d'unité correspondant à vos engagements sur les réserves.

- La suite des instructions vous explique le déroulement de l'expérience dans le détail.

Données générales

Production du produit E et coûts de production

Vous devez disposer d'une capacité de production supérieure ou égale à la quantité que vous voulez vendre sur le marché du produit E. Pour vendre du produit E vous supportez des coûts de production. Il y a deux sortes de coût : les coûts fixes qui sont fonction de votre capacité de production et les coûts variables qui sont fonction de vos ventes de produit E.

Vous pouvez considérer vos coûts fixes comme l'investissement pour l'achat d'une usine de production. Votre capacité de production est proportionnelle à la taille de votre usine et donc au montant de votre investissement. Votre capacité de production limite le volume de vos ventes de produit E. Mais une fois l'investissement effectué, quel que soit le montant de vos ventes, vous devrez payer le même coût fixe même si vous ne vendez rien.

Vous pouvez considérer les coûts variables comme un achat de matière première. Ce coût est fonction de vos ventes. Si vous ne vendez rien, vos coûts variables seront nuls.

A chaque *round*, vous aurez à payer un coût de fixe de production qui est directement proportionnel à votre capacité de production. Plus votre capacité de production est grande, plus vos coûts fixes sont importants. Si vous investissez pour accroître votre capacité de production, alors vos coûts fixes augmentent.

Chaque fois que vous vendrez sur le marché du produit E, vous aurez à payer un coût variable de production pour chaque unité vendue. Pour une technologie donnée, le coût variable augmente avec les quantités vendues. Chaque nouvelle unité vendue à partir d'une même technologie sera plus coûteuse que l'unité précédente. Le coût variable total que vous aurez à payer dépendra de la quantité que vous aurez vendue. Il se calcule en faisant la somme des coûts variables unitaires pris par ordre croissant.

Pour produire, vous avez le choix entre deux types de technologie : la technologie B et la technologie P. La technologie B se caractérise par des coûts fixes élevés et des coûts variables faibles. La technologie P se caractérise par des coûts fixes faibles et des coûts variables élevés.

Les coûts fixes et les coûts variables pour chaque technologie sont donnés dans les tableaux fournis en annexes aux instructions.

Exemple 1 : reportez-vous aux tableaux donnés en annexe

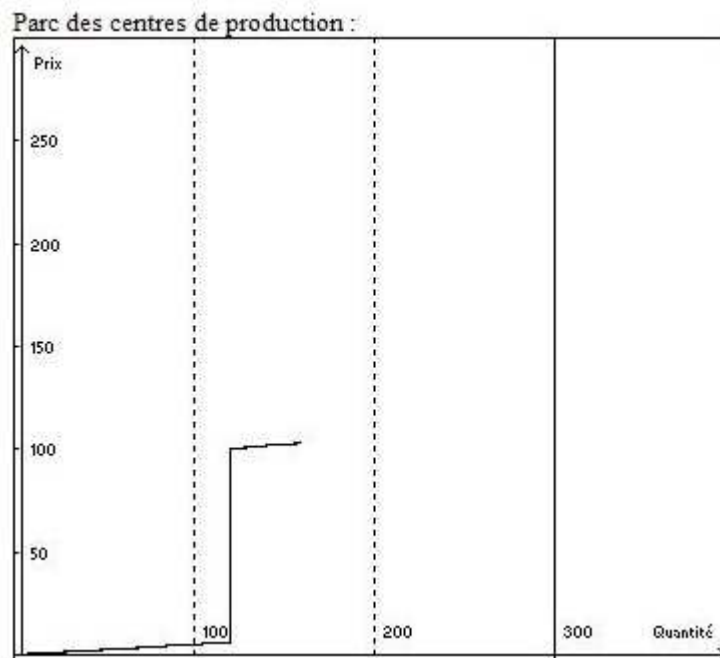
Supposons que votre capacité de production soit de 30 unités pour la technologie B et de 40 unités pour la technologie P. Le coût fixe par unité pour la technologie B est de 300 ECU et pour la technologie P de 100 ECU. Au total, le montant de vos coûts fixes sera de 13 000 ECU (soit $30 \times 300 + 40 \times 100$).

Supposons maintenant que vous vendiez 20 unités sur le marché E. Dans ce cas, votre coût variable total correspond au coût variable cumulé pour 20 unités produites avec la technologie B. Soit 42 ECU pour 20 unités (le coût marginal de la dernière unité est de 4 ECU).

Supposons maintenant que vous vendiez 45 unités sur le marché E. Alors, votre coût variable total correspond au coût variable cumulé pour 30 unités produites avec la technologie B auquel s'ajoutent 15 unités produites avec la technologie P. Soit 93 ECU pour 30 unités (le coût variable de la dernière unité produite est de 6 ECU) et 1536 ECU pour 15 unités (le coût variable de la dernière unité est de 104,5 ECU).

Au début de chaque période, chaque vendeur est doté d'une capacité de **30 unités pour la technologie B** et de **10 unités pour la technologie P**. Vous pourrez accroître vos capacités de production en décidant d'investir à la phase 2. Attention, ceci augmentera vos coûts fixes.

La fonction d'offre totale pour les quatre vendeurs (les coûts variables unitaires en fonction des quantités) sera représentée sur votre écran d'ordinateur avant et après l'investissement.



Graphique A-1 : Fonction d'offre total avec une dotation initiale d'une capacité de production de 30 unités en technologie B et de 10 unités en technologie P.

Vente sur le marché du produit E et demande pour le produit

La phase 3 de chaque *round* comporte 4 périodes de marché pour la vente de produit E. Au cours de ces périodes le niveau de la demande de produit E est successivement bas ou haut. Le niveau bas est connu et constant : 100 unités. En revanche, le niveau de demande haute est incertain : il y a une chance sur deux que ce soit un niveau dit « haut », soit 200 unités, et une chance sur deux que ce soit un niveau dit « extra-haut », soit 300 unités.

Quand la demande est au niveau haut ou extra-haut, les vendeurs doivent offrir sur le marché une quantité correspondant à leur engagement sur le marché des réserves. Pour ces périodes, si la quantité offerte sur le marché E est inférieure à la quantité de réserve vendue sur le marché des réserves, alors pour chaque unité de réserve non vendue, le vendeur subira une pénalité de 200 ECU.

Exemple 2 :

Supposons qu'au cours d'une période haute, un vendeur offre 120 unités sur le marché E.

Supposons que ce même vendeur se soit engagé pour 140 unités compte tenu de sa vente de réserve en phase 1.

Il n'a donc pas tenu ses engagements

Alors, il devra payer une pénalité de 400 ECU soit $(140-120)*200$

Déroulement d'un *round*

Phase 1 : Le marché des réserves

Un marché des réserves est organisé à chaque *round*.

La quantité de réserve demandée est de 300 unités. Chaque vendeur peut soumettre plusieurs offres de vente de réserve. Pour chaque offre, le vendeur indique un prix unitaire de vente et une quantité de réserve proposée. Le prix unitaire proposé ne peut être supérieur à 300 ECU.

Le montant des réserves demandées est satisfait en acceptant les offres par ordre de prix croissant. Le prix du marché des réserves est celui de la dernière offre acceptée qui permet d'atteindre un niveau de 300 unités. Si plusieurs offres sont *ex æquo* dans la procédure de sélection des offres, alors ces offres seront acceptées pour satisfaire la demande en proportion des quantités offertes.

Le vendeur est payé le prix de réserve pour chaque unité acceptée, cela revient à rémunérer son engagement.

Exemple 3 :

Supposons que les quatre vendeurs aient fait les offres suivantes :

	Prix unitaire	Quantité	Quantité cumulée
Vendeur 1	45	80	80
Vendeur 2	60	100	180
Vendeur 2	80	90	270
Vendeur 3	92	50	320
Vendeur 4	92	100	420
Vendeur 1	110	40	460

La quantité de réserve demandée est de 300.

Alors, les offres seront acceptées de la manière suivante :

	Prix unitaire	Quantité	Quantité acceptée	Quantité acceptée cumulée
Vendeur 1	45	80	80 (100%)	80
Vendeur 2	60	100	100 (100%)	280
Vendeur 2	80	190	190 (100%)	270
Vendeur 3	92	50	10 (20% de 50)	280
Vendeur 4	92	100	20 (20% de 100)	300
Vendeur 1	110	40	0 (0%)	300

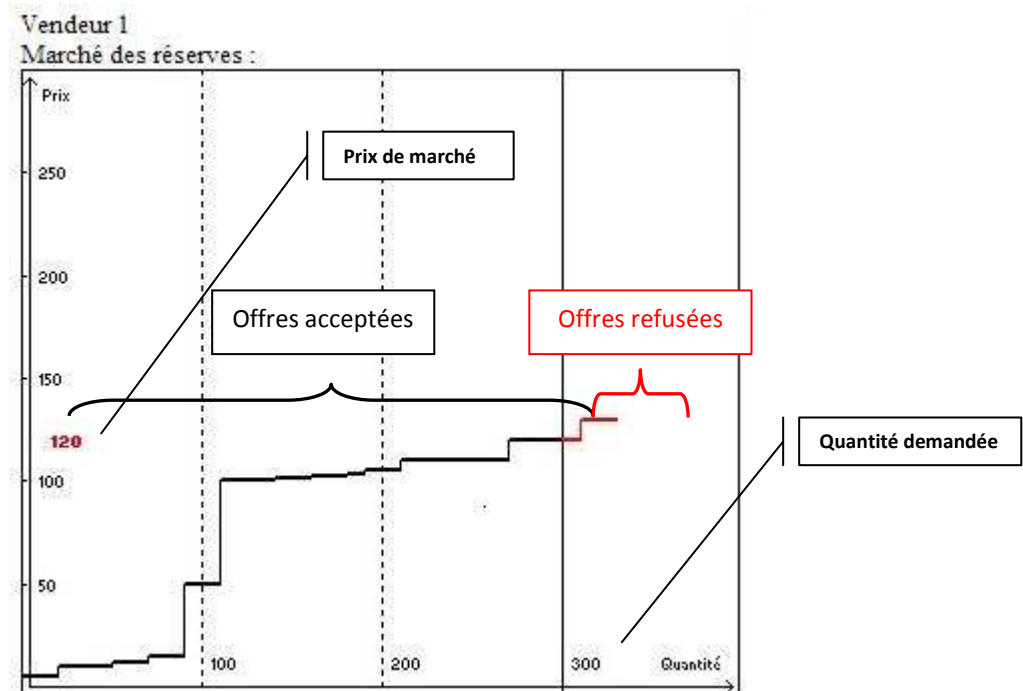
Le prix des réserves pour le *round* est de 92 ECU. Les deux vendeurs qui ont fait une proposition à ce prix vont voir leur proposition partiellement acceptée (en proportion des quantités offertes).

Les vendeurs recevront les montants suivants :

	Prix unitaire	Quantité	Quantité accepté	Paiement des réserves
Vendeur 1	45	80	80 (100%)	80*92 = 7 360 ECU
Vendeur 2	60	100	100 (100%)	100*92 = 9 200 ECU
Vendeur 2	80	190	190 (100%)	190*92 = 17 480 ECU
Vendeur 3	92	50	10 (20% de 50)	10*92 = 920 ECU
Vendeur 4	92	100	20 (20% de 100)	20*92 = 1840 ECU
Vendeur 1	110	40	0 (0%)	0 ECU

A la fin de la phase 1, chaque vendeur est informé de la quantité engagée pour les réserves et du prix du marché de réserve pour le *round*.

Les offres de réserve faites pour la période seront représentées graphiquement sur l'écran de votre ordinateur.



Vendre des unités sur le marché des réserves procure un revenu mais entraîne des engagements en contrepartie. Si vous avez vendu Q unité sur le marché des réserves, vous devrez alors proposer sur le marché du produit une quantité au moins égale à Q durant les périodes hautes ou extra-haute. De plus, si ces unités se vendent, votre recette perçue pour la vente ne pourra être supérieure à 115ECU.

Exemple 3 :

Supposons que vous vendiez 20 unités en période haute sur le marché E et que le prix de marché soit de 120 ECU.

Si vous avez un engagement sur les réserves de 20 unités alors, vous serez payé 115ECU par unité de produit E vendue.

Si vous n'avez pas d'engagement sur les réserves alors, vous serez payé 120ECU par unité de produit E vendue. Soit le prix de marché pour le produit E..

Supposons maintenant vous vendiez 20 unités en période haute sur le marché E et que le prix de marché soit de 100 ECU.

Dans ce cas, vous serez toujours payé 100ECU par unité de produit E vendue que vous ayez un engagement sur les réserves ou non. Soit le prix de marché pour le produit E.

Remarque : considérez que la phase d'investissement suit la phase du marché des réserves. Les quantités de réserve que vous pouvez vendre sur le marché des réserves ne sont pas limitées par votre capacité de production initiale.

Phase 2 : investissement

Chaque vendeur décide de combien il veut augmenter sa capacité de production pour chaque technologie. Il peut décider de ne pas investir. Investir augmente le nombre d'unités que vous pouvez mettre en vente sur le marché E et augmente dans le même temps vos coûts fixes.

Exemple 4 :

Supposons qu'un vendeur ait une capacité de production initiale de 40 unités dont 30 unités de technologie B et de 10 unités de technologie P. Son coût fixe de production est alors de 10 000 ECU (soit $30*300 + 10*100$).

Supposons qu'il investisse maintenant de 5 unités en technologie B et de 10 unités en technologie P. Sa capacité de production sera alors de 55 unités et son coût fixe sera de 12 500 ECU (soit $35*300 + 20*100$).

Phase 3 : périodes de marché E

Chaque *round* comporte 4 périodes de marché du produit E. A chaque période, un vendeur peut soumettre plusieurs offres de vente. Pour chaque offre, le vendeur indique un prix unitaire de vente et une quantité de produit E proposée. Le prix unitaire proposé ne peut être supérieur à 150 ECU. La quantité de produit E demandée est satisfaite par ordre de prix croissant. Le prix du marché est le prix demandé pour la dernière offre acceptée. Si plusieurs offres sont *ex æquo* dans la procédure de sélection des offres, alors ces offres seront acceptées en partie en proportion des quantités offertes.

Remarque, si la somme des offres proposées est inférieure à la demande de la période, alors le prix de marché est fixé à 150 ECU.

Les recettes perçues pour la vente de produit E dépendent de l'engagement du vendeur sur les réserves. Pour les quantités correspondant aux réserves, le prix par unité est au maximum de 115 ECU. Cela signifie que si le prix de marché est supérieur à 115, le prix qu'il percevra pour les unités engagées sur le marché des réserves sera de 115 ECU.... Pour les autres unités, le prix par unité est le prix de marché pour la période.

Exemple 5 :

Supposons qu'un vendeur soit engagé pour les réserves pour 40 unités.

Supposons qu'au cours d'une période il ait vendu 55 unités sur le marché et que le prix de marché soit de 140 ECU.

Alors, ses recettes pour ses ventes seront de 6 700 ECU (soit $40 \cdot 115 + 15 \cdot 140$).

Les offres faites pour la période seront représentées graphiquement sur l'écran de votre ordinateur.

Profit par *round*

Le profit d'un vendeur pour un *round* est la différence entre ses recettes et ses coûts:

	Recettes	Coûts
Phase 1	+ Prix de réserve (par unité de réserve vendue)	
Phase 2		- Somme des coûts fixes (fonction des dotations en capacités et

		des investissements)
Phase 3	+ Ventes des produits E (pour les 4 périodes)	- Coûts variables de production (fonction des ventes) - Pénalité (si offre inférieure aux réserves vendues en phase 1, i.e. engagement non tenu.)

Sur votre écran d'ordinateur, votre gain sera affiché par période en répartissant le coût fixe et le revenu de vos ventes de réserve uniformément sur les quatre périodes (soit $\frac{1}{4}$ par période : dans le tableau suivant : $\frac{1}{4}$ de 6000=1500).

Tableau des GAINS

	Prix	Quantité	Total
Phase 1 : Recettes des réserves	120	50	6000
Phase 2 : Coûts fixes de votre parc	-	-	-11000

Phase 3	Réparti des recettes réserves	Amorti. des coûts fixes	Recette des ventes	Coûts de production	Pénalités	Total
Période 1	+1500	-2750	+330	-93	-0	-1013
Période 2	+1500	-2750	+5750	-2156	-0	2344
Période 3	+1500	-2750	+250	-65	-0	-1065
Période 4	+1500	-2750	+3450	-93	-0	2107
Gain du round				2373		

Aux gains que vous obtiendrez par vos décisions, nous ajouterons une prime de participation de 10€. En cas de perte pendant l'expérience, le montant de vos pertes pourra être pris sur votre prime de participation.

L'expérience débutera par deux périodes d'essai qui ne seront pas prises en compte pour votre paiement.

Merci pour votre attention, avez-vous des questions à poser sur les instructions ?

Annexe N°5 : fonction de coût

Coût technologie P

Technologie P					Technologie P (suite)					Technologie P (suite)				
Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total	Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total	Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total
1	100	100	100,3	100,3	51	100	5100	115,3	5498	101	100	10100	130,3	11645
2	100	200	100,6	200,9	52	100	5200	115,6	5613	102	100	10200	130,6	11776
3	100	300	100,9	301,8	53	100	5300	115,9	5729	103	100	10300	130,9	11907
4	100	400	101,2	403	54	100	5400	116,2	5846	104	100	10400	131,2	12038
5	100	500	101,5	504,5	55	100	5500	116,5	5962	105	100	10500	131,5	12170
6	100	600	101,8	606,3	56	100	5600	116,8	6079	106	100	10600	131,8	12301
7	100	700	102,1	708,4	57	100	5700	117,1	6196	107	100	10700	132,1	12433
8	100	800	102,4	810,8	58	100	5800	117,4	6313	108	100	10800	132,4	12566
9	100	900	102,7	913,5	59	100	5900	117,7	6431	109	100	10900	132,7	12699
10	100	1000	103	1017	60	100	6000	118	6549	110	100	11000	133	12832
11	100	1100	103,3	1120	61	100	6100	118,3	6667	111	100	11100	133,3	12965
12	100	1200	103,6	1223	62	100	6200	118,6	6786	112	100	11200	133,6	13098
13	100	1300	103,9	1327	63	100	6300	118,9	6905	113	100	11300	133,9	13232
14	100	1400	104,2	1432	64	100	6400	119,2	7024	114	100	11400	134,2	13367
15	100	1500	104,5	1536	65	100	6500	119,5	7144	115	100	11500	134,5	13501
16	100	1600	104,8	1641	66	100	6600	119,8	7263	116	100	11600	134,8	13636
17	100	1700	105,1	1746	67	100	6700	120,1	7383	117	100	11700	135,1	13771
18	100	1800	105,4	1851	68	100	6800	120,4	7504	118	100	11800	135,4	13906
19	100	1900	105,7	1957	69	100	6900	120,7	7625	119	100	11900	135,7	14042
20	100	2000	106	2063	70	100	7000	121	7746	120	100	12000	136	14178
21	100	2100	106,3	2169	71	100	7100	121,3	7867	121	100	12100	136,3	14314
22	100	2200	106,6	2276	72	100	7200	121,6	7988	122	100	12200	136,6	14451
23	100	2300	106,9	2383	73	100	7300	121,9	8110	123	100	12300	136,9	14588
24	100	2400	107,2	2490	74	100	7400	122,2	8233	124	100	12400	137,2	14725
25	100	2500	107,5	2598	75	100	7500	122,5	8355	125	100	12500	137,5	14863
26	100	2600	107,8	2705	76	100	7600	122,8	8478	126	100	12600	137,8	15000
27	100	2700	108,1	2813	77	100	7700	123,1	8601	127	100	12700	138,1	15138
28	100	2800	108,4	2922	78	100	7800	123,4	8724	128	100	12800	138,4	15277
29	100	2900	108,7	3031	79	100	7900	123,7	8848	129	100	12900	138,7	15416
30	100	3000	109	3140	80	100	8000	124	8972	130	100	13000	139	15555
31	100	3100	109,3	3249	81	100	8100	124,3	9096	131	100	13100	139,3	15694
32	100	3200	109,6	3358	82	100	8200	124,6	9221	132	100	13200	139,6	15833
33	100	3300	109,9	3468	83	100	8300	124,9	9346	133	100	13300	139,9	15973
34	100	3400	110,2	3579	84	100	8400	125,2	9471	134	100	13400	140,2	16114
35	100	3500	110,5	3689	85	100	8500	125,5	9597	135	100	13500	140,5	16254
36	100	3600	110,8	3800	86	100	8600	125,8	9722	136	100	13600	140,8	16395
37	100	3700	111,1	3911	87	100	8700	126,1	9848	137	100	13700	141,1	16536
38	100	3800	111,4	4022	88	100	8800	126,4	9975	138	100	13800	141,4	16677
39	100	3900	111,7	4134	89	100	8900	126,7	10102	139	100	13900	141,7	16819
40	100	4000	112	4246	90	100	9000	127	10229	140	100	14000	142	16961
41	100	4100	112,3	4358	91	100	9100	127,3	10356	141	100	14100	142,3	17103
42	100	4200	112,6	4471	92	100	9200	127,6	10483	142	100	14200	142,6	17246
43	100	4300	112,9	4584	93	100	9300	127,9	10611	143	100	14300	142,9	17389
44	100	4400	113,2	4697	94	100	9400	128,2	10740	144	100	14400	143,2	17532
45	100	4500	113,5	4811	95	100	9500	128,5	10868	145	100	14500	143,5	17676
46	100	4600	113,8	4924	96	100	9600	128,8	10997	146	100	14600	143,8	17819

Coût technologie B

Technologie B					Technologie B (suite)					Technologie B (suite)				
Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total	Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total	Unit.	Coût fixe par unité	Coût fixe cumulé	Coût variable de l'unité	Coût variable total
1	300	300	0,2	0,2	51	300	15300	10,2	265,2	101	300	30300	20,2	1030
2	300	600	0,4	0,6	52	300	15600	10,4	275,6	102	300	30600	20,4	1051
3	300	900	0,6	1,2	53	300	15900	10,6	286,2	103	300	30900	20,6	1071
4	300	1200	0,8	2	54	300	16200	10,8	297	104	300	31200	20,8	1092
5	300	1500	1	3	55	300	16500	11	308	105	300	31500	21	1113
6	300	1800	1,2	4,2	56	300	16800	11,2	319,2	106	300	31800	21,2	1134
7	300	2100	1,4	5,6	57	300	17100	11,4	330,6	107	300	32100	21,4	1156
8	300	2400	1,6	7,2	58	300	17400	11,6	342,2	108	300	32400	21,6	1177
9	300	2700	1,8	9	59	300	17700	11,8	354	109	300	32700	21,8	1199
10	300	3000	2	11	60	300	18000	12	366	110	300	33000	22	1221
11	300	3300	2,2	13,2	61	300	18300	12,2	378,2	111	300	33300	22,2	1243
12	300	3600	2,4	15,6	62	300	18600	12,4	390,6	112	300	33600	22,4	1266
13	300	3900	2,6	18,2	63	300	18900	12,6	403,2	113	300	33900	22,6	1288
14	300	4200	2,8	21	64	300	19200	12,8	416	114	300	34200	22,8	1311
15	300	4500	3	24	65	300	19500	13	429	115	300	34500	23	1334
16	300	4800	3,2	27,2	66	300	19800	13,2	442,2	116	300	34800	23,2	1357
17	300	5100	3,4	30,6	67	300	20100	13,4	455,6	117	300	35100	23,4	1381
18	300	5400	3,6	34,2	68	300	20400	13,6	469,2	118	300	35400	23,6	1404
19	300	5700	3,8	38	69	300	20700	13,8	483	119	300	35700	23,8	1428
20	300	6000	4	42	70	300	21000	14	497	120	300	36000	24	1452
21	300	6300	4,2	46,2	71	300	21300	14,2	511,2	121	300	36300	24,2	1476
22	300	6600	4,4	50,6	72	300	21600	14,4	525,6	122	300	36600	24,4	1501
23	300	6900	4,6	55,2	73	300	21900	14,6	540,2	123	300	36900	24,6	1525
24	300	7200	4,8	60	74	300	22200	14,8	555	124	300	37200	24,8	1550
25	300	7500	5	65	75	300	22500	15	570	125	300	37500	25	1575
26	300	7800	5,2	70,2	76	300	22800	15,2	585,2	126	300	37800	25,2	1600
27	300	8100	5,4	75,6	77	300	23100	15,4	600,6	127	300	38100	25,4	1626
28	300	8400	5,6	81,2	78	300	23400	15,6	616,2	128	300	38400	25,6	1651
29	300	8700	5,8	87	79	300	23700	15,8	632	129	300	38700	25,8	1677
30	300	9000	6	93	80	300	24000	16	648	130	300	39000	26	1703
31	300	9300	6,2	99,2	81	300	24300	16,2	664,2	131	300	39300	26,2	1729
32	300	9600	6,4	105,6	82	300	24600	16,4	680,6	132	300	39600	26,4	1756
33	300	9900	6,6	112,2	83	300	24900	16,6	697,2	133	300	39900	26,6	1782
34	300	10200	6,8	119	84	300	25200	16,8	714	134	300	40200	26,8	1809
35	300	10500	7	126	85	300	25500	17	731	135	300	40500	27	1836
36	300	10800	7,2	133,2	86	300	25800	17,2	748,2	136	300	40800	27,2	1863
37	300	11100	7,4	140,6	87	300	26100	17,4	765,6	137	300	41100	27,4	1891
38	300	11400	7,6	148,2	88	300	26400	17,6	783,2	138	300	41400	27,6	1918
39	300	11700	7,8	156	89	300	26700	17,8	801	139	300	41700	27,8	1946
40	300	12000	8	164	90	300	27000	18	819	140	300	42000	28	1974
41	300	12300	8,2	172,2	91	300	27300	18,2	837,2	141	300	42300	28,2	2002
42	300	12600	8,4	180,6	92	300	27600	18,4	855,6	142	300	42600	28,4	2031
43	300	12900	8,6	189,2	93	300	27900	18,6	874,2	143	300	42900	28,6	2059
44	300	13200	8,8	198	94	300	28200	18,8	893	144	300	43200	28,8	2088
45	300	13500	9	207	95	300	28500	19	912	145	300	43500	29	2117
46	300	13800	9,2	216,2	96	300	28800	19,2	931,2	146	300	43800	29,2	2146

Bibliographie

Arriaga [2001]. Pérez-Arriaga J., “Long-term reliability of generation in competitive wholesale markets; A critical review of issues and alternative options”, IIT Working Paper IIT -00-098IT, June 2001.

Arriaga [2002]. Pérez-Arriaga J., Vazquez C., and Rivier M., “A market approach to long-term security of supply”, IEEE Transactions on Power System, vol. 17, n. 2, May 2002.

Aubin [2003]. Aubin J.P., “Optima and Equilibria”, Springer, Berlin Heidelberg New York, 1993.

Bertsekas [2000]. Bertsekas D.P., “Dynamic Programming and Optimal Control”, 2nd edition, Athena Scientific, 2000.

Bilan Statistique [2002-2003-2004-2005]. Powernext Day-AheadTM, Pwernext FuturesTM.

Black et Scholes [1973]. Black F., Scholes M., "The pricing of options and corporate liabilities", Journal of Political Economy, vol. 81, pp. 637.654, May/June 1973.

Borenstein et Holland [2003]. Borenstein S., Holland S.P., “On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices”, NBER Working Papers 9922, National Bureau of Economic Research, Inc, 2003.

Botterud [2003]. Botterud A., “Long-term planning in restructured power system: Dynamic modelling of investments in new power generation under uncertainty”, Ph.D. Thesis, Department of electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, December 2003.

Botterud et al. [2005]. Botterud A., Ilic M., and Wangensteen I, “Optimal Investment in power Generation Under Centralised and Decentralised Decision Making”. IEEE Transaction on Power System, vol 20, no 1, February 2005.

Brewer et Plot [1996]. Brewer P., and Plot C., “A Binary Conflict Ascending Price (BICAP) Mechanism for the Decentralized Allocation of the right to use Railroad Tracks”, International Journal of Industrial Organization, vol. 14, pp. 857-886, 1996.

Bunn et Dyner [1996]. Bunn D., Dyner I., “Systems Simulation to Support Integrated Energy Analysis and Liberalised Planning”, International Transactions on Operational Research, vol. 3, no. 2, pp. 105-115, 1996.

Bushnell [2005]. Bushnell J., "Electricity Resource Adequacy: Matching Policies and Goals", *The Electricity Journal*, Elsevier, vol. 18(8), pp. 11-21, October 2005.

Caramanis et al [1982]. Caramanis M. C., Bohn R.E., and Schweppe F.C., "Spot Pricing of Electricity: Practice and Theory", *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 101, no .9, pp. 3234 – 3245, September 1982.

Chuang et Wu [2000]. Chuang A.S., Wu F.F., "Capacity Payments and the Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets", *Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences*, 2000.

Chuang et al. [2001]. Chuang A.S., Wu F.F., et Varaiya P., "A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons", *Power Engineering Review*, IEEE, vol. 21, no. 10, 2001.

Crampes et Creti [2005]. Crampes C., Creti A., "Capacity Competition in Electricity Markets", *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n°2, 59-83, 2005.

Cramton et Stoft [2006]. Cramton P., Stoft S., "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem", 06-007 Working Paper, Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), April 2006.

De Wolfe et Smeers [1997]. De Wolf D., and Smeers Y., "A Stochastic Version of a Stackelberg-Nash-Cournot Equilibrium Model", *Management Science*, vol. 43 (2), pp. 190-197, 1997.

De Vries [2007]. De Vries L., "Generation adequacy: Helping the market do its job", *Utility Policy*, vol 15, issue 1, March 2007, pp. 20-35, March 2007.

Demsetz [1968]. Demsetz H., "Why Regulate Utilities", *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp 50-65, 1968.

Deng et al. [2001]. Deng S-J., Johnson B., Sogomonian A, "Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets", *Decision Support Systems*, vol. 30, pp. 383-392, 2001.

DGEMP [2003]. Etude « Coûts de référence de la production électrique » de la DGEMP, Décembre 2003.

DIGEC [1997] et EDF [1999]. Etudes DIGEC (1997) et EDF (1999), “Pour de nouvelles installations, les analyses traditionnelles concluent à la convergence des coûts des différentes filières mais avec des biais méthodologiques ».

Dobbe e al. [2003]. Dobbe T., Fleten S-E., Sigmo S., “Valuing gas power plants with CO2 capture and tradable quotas”, Proceedings 16th International Conference on Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Denmark 2003.

Finon et Gilotte [2005]. Finon D., and Gilotte L., “Investments in generation capacities in an oligopolistic electricity market “*The Energy Journal*, soumis, 2005.

Ford [1999]. Ford A., “Cycles in competitive electricity markets: A simulation study of the western United States”, *Energy Policy*, vol. 27, issue. 11, pp. 637-658, August 1999.

Francisco et Jong-Shi [2003]. Francisco F., Jong-Shi P., “Finite Dimensional Variational Inequalities and Complementarity Problems”, Springer Series in Operations Research, vol. 1, 2003.

Friedman [1986]. Friedman J.W., “Game Theory With Applications to Economics”, New York: Oxford University Press, 1986.

Gabriel et al. [2004]. Gabriel S.A., Zhuang J.F., and Kiet S., “A Nash-Cournot Model for the North American natural gas market”, *IAEE Conference Proceedings, Zurich Switzerland*, 2004.

Gardner [1996]. Gardner D.T., “Flexibility in electric power planning: coping with demand uncertainty”, *Energy*, vol. 21, no. 2, pp. 1207-1218, 1996.

Gardner et Rogers [1999]. Gardner D.T., Rogers J.S., “Planning Electric Power Systems under Demand Uncertainty with Different Technology Lead Times”, *Management Science*, vol. 45, no. 10, pp. 1289-1306, 1999.

Gorenstin et al. [1993]. Gorenstin B.G., Campodonico N.M., Costa J.P., Pereira M.V.F, “Power system expansion planning under uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 129-136, 1993.

Harker [1984]. Harker P.T., "A Variational Inequality Approach for the Determination of Oligopolistic Market Equilibrium", *Mathematical Programming*, vol. 30, pp. 105-111, 1984.

Haurie et al. [1988]. Haurie A., Zaccour G., Legrand J. and Smeers Y. (1988). "Un modèle de Nash-Cournot stochastique et dynamique pour le marché du gaz", *Modélisation et analyse*

des marchés du gaz naturel – *Actes du colloque*, (eds.), Montréal: HEC, GERAD, CETAI, 1988.

Hobbs [1986]. Hobbs B.F., "Network Models of Spatial Oligopoly with an Application to Deregulation of Electric Generation", *Operations Research*, vol. 34 (3), pp. 395-409, 1986.

Hobbs et Kelly [1992]. Hobbs B.F., and Kelly K.A., "Using Game Theory to Analyze Electric Transmission Pricing Policies in the United States", *European Journal of Operational Research*, vol. 56, pp. 154-171, 1992.

Hunt [2002]. Hunt S., "Making Competition Work in electricity", *The Journal of Energy Literature*, vol. V111, no. 2, 2002.

Joskow-Schmalensee [1983]. Joskow P. L., Schmalensee R., "Markets for Power - An Analysis of Electrical Utility Deregulation", The MIT Press Ed, 1983.

Joskow [2007]. Joskow P.L., "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity," in *The New Energy Paradigm*, Dieter Helm, ed., Oxford University Press, 2007.

Kagel et Roth [1995]. Kagel J.H, Roth A.E, "The Handbook of Experimental Economics", Princeton University Press, 1995.

Kester [1984]. Kester W. C., "Today's options for tomorrow's growth", *Harvard Business Review*, pp. 153-160, 1984

Lijesen [2003]. Lijesen M.G., "Increasing the reliability of electricity production; A cost benefit analysis", CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis in its series CPB, Documents with number 52, 2003.

Mathiesen et al. [1987]. Mathiesen L., Roland K., and Thonstad K., "The European Natural Gas Market: Degrees of Monopoly Power", in *Natural Gas Markets and Contracts*, (eds.), Amsterdam, 1987.

Mauer et Ott [1995]. Mauer D., Ott S., "Investment under uncertainty : the case of replacement Investment decisions", *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol 30, no 4, 1995.

McCabe et al. [1991]. McCabe K. A., Rassenti S.J., and Smith V., "Designing Smart Computer Assisted Markets," in *Papers in Experimental Economics*, ed., University Press, New York, 1991.

Merton [1975]. Merton R. C., "An asymptotic Theory of Growth Under Uncertainty", *Review of Economic Studies*, vol. 42, pp 375-93, July 1975.

Min et Wang [2000]. Min K.J., Wang C-H., "Generation Planning for Inter-related Generation Units: A Real Options Approach", *Proceedings IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 4, pp. 2261-2265, 2000.

Mo et al. [1991]. Mo B., Hegge J., and Wangensteen I., "Stochastic generation expansion planning by means of stochastic dynamic programming". *IEEE Transaction in Power Systems*, vol. 6, no. 2, May 1991.

Morgenstern et Neumann [1957]. Morgenstern O., Neumann J., "*The Theory of Games and Economic Behavior*", 3rd ed., Princeton University Press, 1953.

Murto [2000]. Murto P., "Competitive equilibrium and investments in a growing market: the choice between small- and large-scale electricity production" , non publié, disponible sur http://www.ioes.hi.is/events/101100_conf_erindi/GM_2000_Pauli_Murto_paper.pdf.

Murphy et al. [1982]. Murphy F.H., Sherali H.D., and Soyster A.L., "A Mathematical Programming Approach for Determining Oligopolistic Market Equilibrium", *Mathematical Programming*, vol. 24, pp. 92-106, 1982.

Murphy et Smeers [2002]. Murphy F.H., and Smeers Y., "Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets", discussion paper 2002/69, Université Catholique de Louvain, 2002.

Myers [1977]. Myers S., "Determinants of Corporate Borrowing", *Journal of Financial Economics*, vol. 5, pp. 147-175, November 1977.

Neuhoff et De Vries [2004]. Neuhoff K., and De Vries L., "Insufficient Incentives for Investment in Generation", CMI Working Paper 42, March 2004.

Noldeke et Samuelson [1993]. Noldeke G., Samuelson L., "An evolutionary analysis of backward and forward induction", *Games & Economic Behaviour*, 5, pp. 425-454, 1993.

Okuguchi et Szidarovszky [1990]. Okuguchi K., and Szidarovszky F., "The Theory of

Oligopoly with Multi-product Firms”, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg and N.Y., Second and revised edition, 1999.

Oren [2000]. Oren S.S., “Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets”, Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil, May 21-26 2000.

Oren [2001]. Oren S.S., “Integrating real and financial options in demand-side electricity contracts”, Decision Support Systems, vol. 30, pp. 279-288, 2001.

Oren [2003]. Oren S.S., "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", Energy Policy and Economics Working Paper Series, University of California Energy Institute's (UCEI), June 2003.

Pineau et Murto [2003]. Pineau P.A, and Murto P., “An oligopolistic investment model of the Finnish electricity market”, Annals of Operations Research, vol. 121, pp. 123–148, 2003.

Pindyck [1991]. Pindyck R., “Irreversibility, Uncertainty and Investment,” Journal of Economic Literature, vol. 29, no. 3, pp. 1110-1148, 1991.

Plott [1989]. Plott C., “An updated Review of Industrial Organization: Application of Experimental Methods”, in Schmalensee, Willig, Handbook of Industrial Organization, vol. II, Elsevier, 1989.

Plott [1997]. Plott C., “Laboratory Experimental Testbeds: Application to the PCS Auction”, Journal of Economics & Management Strategy, vol. 6, no. 3, pp. 605-638, 1997.

Rassenti et al. [1982]. Rassenti S.J., Smith V.L, and Bluffing R.L., “A Combinatorial Auction Mechanism for Airport time Slot Allocation,” Bell J. of Economics, vol. 13, pp. 402-417, 1982.

Rassenti et Smith [1998]. Rassenti S.J, and Smith V.L “Deregulating electric Power : Market design issues and Experiments,” in Hung-po Chao and Hillard G. Huntington , eds., Designing Competitive Electricity markets, Boston, Kluwer, 1998.

Roques et Nuttall [2004]. Roques F., Newbery D.M., and Nuttall W.J., “Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: from the Pool to NETA”, Cambridge Working Papers in Economics 0459, Faculty of Economics, University of Cambridge, 2004.

Salanié [2000]. Salanié B., “Microeconomics of Market Failures”, The MIT Press, 2000.

Salant [1982]. Salant S.W., "Imperfect Competition in the International Energy Market: A Computerized Nash-Cournot Model", *Operations Research*, vol. 30 (2), pp. 252-280, 1982.

Smith [1976]. Smith V.L., "Experimental Economics: Induced Value Theory", *American Economic Review* 1976; vol. 66; no. 2, pp. 274-279, 1976.

Smith [1994]. Smith V., "Economics in the laboratory", *Journal Of Economic Perspectives*, 8, pp. 113-131, 1994.

Smith [1996]. Smith V.L., "Experimental economics : Induced value theory", *American Economic Review, Papers and Proceedings*, pp. 274-9, 1996.

Staropoli [2001]. Staropoli C., « Organisation et efficacité des marchés de gros d'électricité – Une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique », Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université de Paris 1 Panthéon – Sorbonne, 2001.

Staropoli et Julien [2006]. Staropoli C., Jullien C., "Using laboratory experiments to design efficient market institutions : the case of wholesale electricity markets", *Annals of Public and Cooperative Economics*, vol. 77, issue 4, pp. 555-577, 2006.

Trigeorgis [1997]. Trigeorgis L., "Real options", Cambridge, MA: MIT Press, 1997.

Tseng et Barz [2002]. Tseng C-L., Barz G., "Short-term Generation Asset Valuation: a Real Options Approach", *Operations Research*, vol. 50, no. 2, pp. 297-310,

Varian [1995]. Varian H.R., "Microeconomic Analysis", Third Edition, Norton, 1992 (traduction française chez De Boeck en 1995)

Vazquez et Rivier [2002]. Vazquez C., Rivier M., "A Market Approach to Long-Term Security of Supply", *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 17, no. 2, May 2002.

Vazquez, Rivier, et Arriaga [2004] Vazquez C., Batle C., Rivier M., and Pérez-Arriaga J., "Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options", Developed for: Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe) (Comisión Reguladora Holandesa), January 2004.

Venetsanos et al. [2002]. Venetsanos K., Angelopoulou P., and Tsoutsos T., "Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment", *Energy Policy*, vol. 30, pp. 293-307, 2002.

Ventoza et al. [2000]. Ventoza M., Garcia-Alcalde A., Mencia A., Rivier M., et Ramos A., “Modeling inflow uncertainty in electricity markets: A stochastic MCP approach”, 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2000.

Ventoza et al. [2002]. Ventoza M., Denis R., and Redondo C., “Expansion planning in electricity markets. Two different approaches.”; Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Seville, 2002.

Visudhipan [2003]. Visudhipan P., “An Agent-Based Approach to Valuation, Hedging and Speculation in Deregulated Electricity Markets”, PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology, 2003.

Von Der Fehr et Harbord [1997]. Von Ver Fehr N.H., and Harbord D., “Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets, Department of Economics University of Oslo, memorandum 27/97, 1997.

Wilson [2002]. Wilson R., “Architecture of electric power markets”. *Econometrica*, 70(4), 1299-1340, 2002.

Wolak et Patrick [1997]. Wolak F., Patrick R.H., “ Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Structure in the England and Wales Electricity Market”, mimeo Stanford University, 1997.

Younes et Ilic [1998]. Younes Z., and Ilic M., "Generation Strategies for Gaming Transmission Constraints: Will the Deregulated Electric Power Market Be an Oligopoly?", Proc. 31st Annual Hawaii International Conference on Systems Science, pp. 112-121, 1998.

Zeiliger [2000]. Zeiliger, R., “Beyond Bookmarks: Enriching Web information”, in proceedings of the Webnet 2000 Conference, San Antonio USA, October 30- Nov 4, 2004.