



HAL
open science

Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium

Antoine Monnet

► **To cite this version:**

Antoine Monnet. Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium. Economies et finances. Université Montpellier, 2016. Français. NNT : 2016MONTD023 . tel-01530739

HAL Id: tel-01530739

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01530739>

Submitted on 31 May 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de Docteur

Délivré par l'**Université de Montpellier**

Préparée au sein de l'École Doctorale Économie et Gestion
de Montpellier (EDEG)

Et de l'unité de recherche UMR 5281 ART-Dev

Spécialité : **Sciences Économiques – Section CNU 05**

Présentée par **Antoine MONNET**

**Disponibilité à long terme des ressources
mondiales d'uranium**

Sous la direction du Professeur **Jacques PERCEBOIS**

Soutenue le 2 novembre 2016 devant le jury composé de

M. Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE, Ingénieur-docteur, HDR, CEA	Examineur
M. Jacques FONTANEL, Professeur émérite, Université de Grenoble (UPMF)	Président du jury
Mme Sophie GABRIEL, Docteur, CEA	Encadrante
M. Patrice GEOFFRON, Professeur des universités, Université Paris-Dauphine	Rapporteur
M. Frédéric LANTZ, Professeur, IFP School	Rapporteur
M. Jacques PERCEBOIS, Professeur émérite, Université de Montpellier	Directeur de thèse



DISPONIBILITÉ À LONG TERME DES RESSOURCES MONDIALES D'URANIUM

Résumé

Dans une perspective mondiale de décarbonisation de la production énergétique et de croissance de la production d'électricité d'origine nucléaire, la disponibilité des ressources d'uranium est un enjeu majeur. Les technologies futures qui permettront aux réacteurs nucléaires de s'affranchir de l'uranium naturel mettront du temps à être pleinement déployées. Nous analysons donc les conditions de disponibilité de l'uranium au XXI^e siècle.

Les deux premières sont liées au coût de production : ce sont l'accessibilité technique et l'intérêt économique. Nous les étudions en modélisant les ressources ultimes d'uranium (quantités découvertes et non découvertes) et leurs coûts. Cette méthode s'appuie sur un découpage régional du monde, la connaissance actuelle des gisements et un filtre économique. Elle permet d'établir une courbe d'offre de long terme où les quantités d'uranium techniquement accessibles sont fonction du coût de production. Les principales incertitudes de ces estimations ont été identifiées et l'on montre qu'en l'absence de découpage régional, les ressources ultimes sont sous-estimées.

Les autres conditions de disponibilité de l'uranium prises en compte sont liées aux dynamiques de marché que crée la confrontation de l'offre et de la demande. Nous les étudions en les modélisant sous la forme de contraintes dynamiques dans un modèle de marché en équilibre partiel. Ce modèle est déterministe et les acteurs y sont représentés par région. Il permet de tenir compte, par exemple, de la corrélation à court terme entre le prix et les dépenses d'exploration, qui fait l'objet d'une étude économétrique spécifique. À plus long terme, les contraintes modélisées incluent l'anticipation de la demande par les consommateurs et de la raréfaction progressive des ressources ultimes les moins chères.

Par une série de simulations prospectives, nous montrons que le rythme de croissance de la demande d'uranium au XXI^e siècle et son anticipation ont une forte influence sur la hausse du prix à long terme. À l'inverse, les incertitudes liées à l'estimation des ressources ultimes ont une influence limitée. Nous soulignons également l'évolution inégale du poids des différentes régions dans la production mondiale. Enfin, certaines variations de l'offre (arrêt de la production d'une région par exemple) ou de la demande (croissance irrégulière ou introduction de nouvelles technologies) ont également une influence significative sur l'évolution du prix à long terme ou sa cyclicité.

Mots clés uranium, marché, énergie, long terme, ressources épuisables, disponibilité

LONG-TERM AVAILABILITY OF GLOBAL URANIUM RESOURCES

Abstract

From a global perspective, a low-carbon path to development driven by a growth of nuclear power production raises issues about the availability of uranium resources. Future technologies allowing nuclear reactors to overcome the need for natural uranium will take time to fully deploy. To address these issues, we analyze the conditions of availability of uranium in the 21st century.

The first two conditions are technical accessibility and economic interest, both related to the cost of production. We study them using a model that estimates the ultimate uranium resources (amounts of both discovered and undiscovered resources) and their costs. This model splits the world into regions and the resource estimate for each region derives from the present knowledge of the deposits and economic filtering. The output is a long-term supply curve that illustrates the quantities of uranium that are technically accessible as a function of their cost of production. We identify the main uncertainties of these estimates and we show that with no regional breakdown, the ultimate resources are underestimated.

The other conditions of availability of uranium covered in our study are related to the market dynamics, i.e. they derive from the supply and demand clearing mechanism. To assess their influence, they are introduced as dynamic constraints in a partial equilibrium model. This model of the uranium market is deterministic, and market players are represented by regions. For instance, it takes into account the short-term correlation between price and exploration expenditures, which is the subject of a dedicate econometric study. In the longer term, constraints include anticipation of demand by consumers and a gradual depletion of the cheapest ultimate resources.

Through a series of prospective simulations, we demonstrate the strong influence on long-term price trends of both the growth rate of demand during the 21st century and its anticipation. Conversely, the uncertainties related to the estimation of ultimate resources have limited influence. We also underline the uneven evolution of market shares between regions. Finally, particular changes in supply (production shutdown in one of the regions, for example) or in demand (irregular growth or introduction of new technology) also have a significant influence on the evolution of the long-term price or its cyclicity.

Keywords uranium, market, energy, long-term, exhaustible resources, availability

« L'âge de pierre ne s'est pas terminé faute de pierre ; l'âge du pétrole ne se terminera pas faute de pétrole ».

Cheikh Yamani, ministre saoudien du Pétrole du 1962 à 1986.

À mes parents, mes amis et Raphaëlle.

L'université de Montpellier et le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives n'entendent donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

REMERCIEMENTS

À l'issue d'un travail de recherche de trois années, je suis convaincu que celui-ci aurait pu durer bien plus longtemps, voire ne jamais aboutir sans le soutien et la contribution d'un grand nombre de personnes. Leur générosité, leur bonne humeur et l'intérêt qu'elles ont manifesté à l'égard de ma recherche m'ont permis de progresser et de mener à bien ce projet.

En premier lieu, je tiens à remercier Sophie GABRIEL et Jacques PERCEBOIS. Tous deux ont consacré beaucoup d'énergie à me conseiller et à me soutenir tout au long de ce projet. Je suis tout particulièrement reconnaissant envers Sophie GABRIEL pour sa patience et sa disponibilité sans faille, notamment lors des nombreuses phases de relecture. Sa rigueur scientifique est sans égal et j'ai été très sensible à ses qualités humaines d'écoute et sa bonne humeur. Je tiens aussi à remercier chaleureusement Jacques PERCEBOIS pour la confiance qu'il m'a accordée en acceptant d'encadrer ce travail doctoral. J'ai particulièrement apprécié pouvoir compter sur son soutien dans mes initiatives, sur ses conseils pour orienter mes recherches, et sur ses encouragements dans les phases plus délicates de mes travaux. J'ai eu un grand plaisir à m'enrichir de sa connaissance pointue du monde de l'énergie et de sa clairvoyance des enjeux économiques.

Je tiens aussi à exprimer toute ma gratitude à tous les membres de l'institut qui m'a accueilli, l'I-Tésé, une équipe passionnée et passionnante. Merci à Christine, Didier, Élisabeth, Elvire, Françoise, Jean-Marc, Michel, Séverine, Thierry et Yves pour leur gentillesse et leur soutien. Je suis particulièrement reconnaissant envers Gilles et Nathalie qui ont participé à la relecture de ce mémoire, ainsi qu'envers Anne qui m'a permis d'enrichir cette thèse en utilisant des résultats de ses travaux dans mon modèle. Merci à Frédéric de m'avoir initié, voire donné goût, à Python. Merci à Alain pour nos débats sans fin. J'adresse des remerciements particuliers aux doctorants de l'I-Tésé : Camille, Julie, Linh, Martin et Robin avec qui j'ai été heureux de partager cette expérience de thèse. Je suis infiniment reconnaissant envers Patricia qui fait vivre l'institut sans fausse note. Enfin, je remercie chaleureusement Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE qui dirige l'I-Tésé pour m'avoir soutenu et encouragé tout au long de cette thèse.

J'adresse mes remerciements sincères à Jacques FONTANEL, Patrice GEOFFRON et Frédéric LANTZ pour l'intérêt qu'ils ont manifesté à l'égard de cette recherche en acceptant de participer à ce jury de thèse. Je remercie Frédéric LANTZ de m'avoir permis d'assister à certains cours du master dont il est responsable.

Mes remerciements vont également à ceux que j'ai rencontrés, souvent au détour d'une conférence, et dont les conseils m'ont permis de progresser dans mes recherches : Robert VANCE (OCDE-AEN), Patrice BRUNETON qui m'a permis d'exploiter les données de la base UDEPO, Christian POLAK (Areva), Michel CUNEY (géologue de l'Université de Lorraine), Pierre-Noël GIRAUD (École des Mines de Paris), Georges BIGOTTE (ancien géologue d'AREVA). Merci aussi au professeur Jean-Pierre INDJEHAGOPIAN, formidable pédagogue, expert en matière et statistique et d'économétrie.

Je reconnais envers le CEA qui a financé cette thèse et qui met en œuvre des moyens importants pour accompagner et former ses doctorants. Au cours de cette thèse, j'ai pu élargir mes connaissances dans le domaine nucléaire, notamment grâce à certains cours du master de Génie Atomique ; merci au personnel de l'INSTN de m'avoir permis d'y assister.

Ces remerciements seraient incomplets si je n'exprimais pas toute ma gratitude à tous les professeurs extraordinaires qui m'ont appris, appris à apprendre et guidé dans mon cursus scolaire : je n'aurais pu envisager ce projet de thèse sans les enseignements et les conseils de Mme CABY, Mme JOURNIAC, M. GAUDIN, Mme GEWIRTZ, M. MENDES, M. GRISO et tant d'autres. J'ai une pensée particulière pour M. LABELLE, professeur de mathématiques au lycée, décédé récemment. Je remercie toute l'équipe enseignante de l'École des Mines de Paris et spécialement Damien GOETZ pour m'avoir fait découvrir le monde des matières premières minérales et pour m'avoir donné envie de l'étudier.

Enfin, je souhaite remercier mes parents, grands-parents, ma sœur et ma famille pour leur soutien affectif et leurs encouragements durant ces trois années et toutes celles d'avant. Merci également à mes amis, notamment Martin qui a participé à la relecture de ce mémoire, ainsi qu'à la famille DURLLOT-NALPAS-ANKAOUA-LEMOINE. Et merci du fond du cœur à Raphaëlle pour son aide et son soutien quotidien indéfectible.

RÉSUMÉ

Dans une perspective mondiale de décarbonisation de la production énergétique et de croissance de la production d'électricité d'origine nucléaire, la disponibilité des ressources d'uranium est un enjeu majeur (Chapitre I). Les technologies futures qui permettront aux réacteurs nucléaires de s'affranchir de l'uranium naturel mettront du temps à être pleinement déployées. Nous analysons donc les conditions de disponibilité de l'uranium au XXI^e siècle.

Les deux premières sont liées au coût de production : ce sont l'accessibilité technique et l'intérêt économique (Chapitre II). Nous les étudions en modélisant les ressources ultimes d'uranium (quantités découvertes et non découvertes) et leurs coûts (Chapitre III). Cette méthode s'appuie sur un découpage régional du monde, la connaissance actuelle des gisements et un filtre économique. Elle permet d'établir une courbe d'offre de long terme où les quantités d'uranium techniquement accessibles sont fonction du coût de production. Les principales incertitudes de ces estimations ont été identifiées et l'on montre qu'en l'absence de découpage régional, les ressources ultimes sont sous-estimées.

Les autres conditions de disponibilité de l'uranium prises en compte sont liées aux dynamiques de marché que crée la confrontation de l'offre et de la demande (Chapitre IV). Nous les étudions en les modélisant sous la forme de contraintes dynamiques dans un modèle de marché en équilibre partiel (Chapitre V). Ce modèle est déterministe et les acteurs y sont représentés par région. Il permet de tenir compte, par exemple, de la corrélation à court terme entre le prix et les dépenses d'exploration, qui fait l'objet d'une étude économétrique spécifique. À plus long terme, les contraintes modélisées incluent l'anticipation de la demande par les consommateurs et de la raréfaction progressive des ressources ultimes les moins chères.

Par une série de simulations prospectives (Chapitre VI), nous montrons que le rythme de croissance de la demande d'uranium au XXI^e siècle et son anticipation ont une forte influence sur la hausse du prix à long terme. À l'inverse, les incertitudes liées à l'estimation des ressources ultimes ont une influence limitée. Nous soulignons également l'évolution inégale du poids des différentes régions dans la production mondiale. Enfin, certaines variations de l'offre (arrêt de la production d'une région par exemple) ou de la demande (croissance irrégulière ou introduction de nouvelles technologies) ont également une influence significative sur l'évolution du prix à long terme ou sa cyclicité.



TABLE DES MATIÈRES

Introduction générale.....	15
Chapitre I. Utilisation de l'uranium dans un parc nucléaire mondial en évolution.....	21
Chapitre II. Abondance géologique, concepts de ressources et réserves d'uranium	39
Annexe A Ressources d'uranium dans les cendres de charbon.....	75
Chapitre III. Estimations régionales et mondiales des ressources d'uranium.....	109
Annexe B Résultats des estimations régionales des ressources d'uranium.....	159
Chapitre IV. Marché de l'uranium : structure, rentes et aspects dynamiques	177
Annexe C Co-intégration des dépenses d'exploration et du prix de l'uranium.....	269
Chapitre V. Modélisation du marché de l'uranium.....	289
Chapitre VI. Simulations prospectives.....	341
Conclusion générale	365
Références	373
Liste des figures	383
Liste des tableaux	391
Index thématique.....	395
Notations	405

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1 CONTEXTE ET PROBLÉMATIQUE

Cette thèse a été réalisée avec le Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie (CREDEN), rattaché à l'Université de Montpellier et à l'unité mixte de recherche ART-Dev, et au sein de l'Institut de Technico-Économie des Systèmes Énergétiques (I-Tésé), rattaché à la Direction des Analyses Stratégiques du Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA). Elle a été financée par le CEA et s'inscrit dans un de ses programmes de recherche, consacré aux perspectives d'évolution du nucléaire en France et dans le monde.

Connaître les ressources d'uranium naturel est une question de premier ordre pour le devenir de l'énergie nucléaire, en termes de compétitivité, mais aussi de durabilité.

Les réacteurs à eau légère (REL) actuels bénéficient d'un avantage compétitif important face aux autres modes centralisés de production d'électricité : leur combustible représente une faible part de leur coût global. À l'avenir, si les ressources d'uranium se raréfient et que leur prix augmente fortement, cet avantage peut être perdu et remettre en cause la compétitivité du nucléaire. Cependant, la compétitivité des technologies nucléaires n'est pas le seul paramètre qui déterminera la production électronucléaire future : le nucléaire ne rentre pas en compétition avec les autres sources d'électricité partout dans le monde et, en l'absence de marché d'échange d'émission de CO₂ efficace, le déploiement d'un parc nucléaire peut être le résultat de volontés politiques pour diminuer les émissions de CO₂. Sans être la seule variable d'ajustement, la part d'électricité d'origine nucléaire croît rapidement dans un certain nombre de scénarios, pour diminuer les émissions de GES¹.

Par ailleurs, les réacteurs actuels n'utilisent qu'une fraction minimale (moins de 1%) de l'uranium naturel extrait du sol, ce qui pose des questions de durabilité des ressources. Des programmes de recherche et développement sont en cours pour définir des systèmes nucléaires utilisant plus efficacement l'uranium, parmi lesquels les réacteurs à neutrons rapides (RNR). Pour ces réacteurs, les estimations économiques montrent qu'ils bénéficient d'un coût de combustible plus faible que celui des REL, mais que leurs coûts d'investissement et d'exploitation entravent leur compétitivité face aux technologies actuelles de réacteurs.

Ainsi, à long terme, plusieurs questions se posent : la disponibilité des ressources d'uranium au XXI^e siècle peut-elle affecter les avantages compétitifs du nucléaire par rapport aux autres modes centralisés de production d'électricité et la compétitivité des réacteurs actuels par rapport à une technologie nucléaire plus sobre en uranium naturel ? Cette thèse propose d'apporter des éléments de réponse à ces deux premières questions, sans pour autant pouvoir y répondre entièrement puisque cela nécessiterait d'étudier l'évolution des coûts des autres modes de production d'électricité et des coûts du nucléaire qui ne concernent pas l'uranium, ce qui sort du cadre de cette thèse.

Si la production électronucléaire est amenée à croître durablement au XXI^e siècle, d'autres questions se posent comme celle de savoir si ce scénario est compatible avec les ressources disponibles : selon le rythme de croissance de la demande, l'offre minière pourra-t-elle s'adapter en conséquence ? L'enjeu est aussi de savoir si la stratégie des principaux producteurs peut remettre en cause l'équilibre offre-demande à long terme. D'autre part, les consommateurs d'uranium anticiperont-ils suffisamment leurs besoins et dans quelle mesure ceux-ci sont-ils flexibles ? Enfin, les mécanismes actuels du marché de l'uranium permettront-ils de transmettre efficacement les signaux des consommateurs (anticipation des besoins) aux producteurs d'uranium pour assurer l'équilibre offre-demande à long terme ?

¹ Gaz à Effet de Serre

2 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

La thèse est construite et organisée en suivant deux objectifs principaux. Le premier consiste à **identifier et mesurer l'importance des paramètres clés de la disponibilité des ressources d'uranium à long terme**. Cet objectif est décliné en trois axes de recherche, liés à la demande d'uranium, à l'offre et aux mécanismes de marché (confrontation offre-demande). Ce découpage en trois axes guide nos choix méthodologiques et se retrouve dans l'organisation du mémoire. Le deuxième objectif consiste à **apporter des éléments de réponse aux questions liées à la disponibilité des ressources d'uranium à long terme**.

Pour répondre à ces objectifs, cette thèse prend le parti de s'appuyer principalement sur des outils de modélisation. Elle contient toutefois des développements théoriques, mais ceux-ci servent le plus souvent à appuyer des choix de modélisation. Soulignons également que toute l'analyse est faite en supposant que l'économie de marché restera le système économique dominant au XXI^e siècle. C'est une hypothèse particulièrement importante puisque, comme le souligne Goetz [60], le contexte politico-économique des projets miniers peut significativement modifier les objectifs et la stratégie des producteurs miniers, et donc la disponibilité des ressources. Enfin, avant de présenter plus en détail les différents axes de recherche, il est important d'insister sur la portée prospective plus que prévisionniste de cette thèse et des simulations qui y sont présentées : il ne s'agit pas de décrire de façon exhaustive toutes les évolutions possibles du marché de l'uranium au XXI^e siècle ni de prédire le prix de l'uranium à des horizons temporels si lointains.

Le **premier axe de recherche** de cette thèse tente de caractériser la **demande d'uranium** et ses perspectives d'évolution. Une analyse économique de l'importance du combustible nucléaire nous conduit à privilégier l'utilisation de scénarios de demande exogènes (notamment du fait de la faible élasticité de la demande d'uranium). Cet axe de recherche est ainsi le seul qui ne fasse pas l'objet de modélisation.

Le **deuxième axe de recherche** de cette thèse caractérise l'**offre d'uranium** et plus précisément les deux premières conditions de la disponibilité d'une ressource épuisable, c'est-à-dire selon la définition retenue, son accessibilité technique et son intérêt économique pour le producteur. Pour cela, après quelques rappels et développements théoriques sur les ressources naturelles épuisables, un modèle permettant l'estimation des « **ressources ultimes** » d'uranium est développé. Ce modèle permet de quantifier à l'échelle régionale et mondiale les ressources d'uranium techniquement accessibles et d'estimer leurs coûts de production associés. Le résultat est représenté sous la forme d'une **courbe d'offre cumulée de long terme**. L'approche de ce modèle est statique et absolue dans le sens où :

- Elle s'affranchit des autres conditions de disponibilité de l'uranium (notamment celles liées au marché) : on quantifie toutes les ressources techniquement accessibles et leur intérêt économique n'est caractérisé que par le coût de production estimé.
- Elle s'appuie sur des données économiques actuelles (coûts de production estimés récemment, prix de marché actuel), mais, en l'absence d'inflation et de progrès technique, elle pourrait théoriquement être reproduite dans d'autres conditions économiques.

Parallèlement, toujours pour caractériser l'offre d'uranium, une analyse économique est réalisée spécifiquement pour une ressource d'uranium « non conventionnelle », l'uranium associé aux cendres de charbon. Cette digression se justifie par le fait que les conditions de disponibilité d'une ressource non conventionnelle sont plus complexes et ne pouvaient être prises en compte par le modèle développé : elles font généralement intervenir les conditions de disponibilité d'autres matières premières (ici le charbon).

Puis, le **troisième axe de recherche** tente de caractériser le **marché de l'uranium** et d'identifier les **contraintes dynamiques** que ses mécanismes font porter à l'offre sur le long terme. Dans cette optique, des rappels et développements théoriques permettent de tester le cas de l'uranium sur les principales théories des ressources épuisables (Hubbert, Hotelling, Ricardo). Et dans un deuxième temps, la méthodologie retenue consiste à développer un modèle permettant l'étude du marché de l'uranium. Avec autant d'exhaustivité que possible, les différents mécanismes du marché de l'uranium sont analysés. Ceux dont l'influence est négligeable à long terme (volatilité des prix liée à la spéculation ou à la gestion court terme des stocks) sont négligés². Les autres sont introduits sous la forme de contraintes dynamiques et font l'objet d'une analyse économique spécifique, voire d'une modélisation économétrique fine³. Certaines de ces contraintes dynamiques ont des temps caractéristiques courts⁴. Plutôt qu'une contradiction avec l'objectif d'analyse à long terme, il faut y voir une conviction que les tendances de long terme sont en partie le résultat d'une succession d'équilibres de court terme. Le modèle est ensuite utilisé pour tester l'influence des différentes contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium.

Enfin, pour apporter des éléments de réponses aux questions liées à la disponibilité de l'uranium, le modèle de marché est utilisé pour effectuer des simulations prospectives en s'appuyant sur les scénarios de demande exogènes retenus et sur les estimations des ressources ultimes produites par le premier modèle.

3 ORGANISATION DU MÉMOIRE

L'organisation générale du mémoire suit les objectifs fixés et la méthodologie retenue pour répondre à la problématique générale : le Chapitre I traite de la demande d'uranium, le Chapitre II et le Chapitre III traitent de l'offre, le Chapitre IV et le Chapitre V traitent des mécanismes du marché. Enfin, le Chapitre VI apporte une réponse plus globale à la problématique générale à travers des simulations prospectives.

Le Chapitre I est un chapitre introductif. Il présente les connaissances techniques liées à l'utilisation de l'uranium et nécessaires pour comprendre les enjeux de l'étude (technologies de réacteurs, cycles du combustible, etc.). Il analyse également l'importance économique du combustible nucléaire et les perspectives d'évolution de la demande à long terme. Les scénarios de demande d'uranium retenus pour la suite de l'étude y sont présentés. Finalement, ce chapitre décrit les enjeux industriels de la disponibilité des ressources d'uranium.

Le Chapitre II introduit les concepts et les outils techniques et économiques nécessaires à l'étude de l'offre d'uranium. Sur le plan géologique, les notions de teneur et de tonnage sont introduites. Une estimation des quantités totales d'uranium présentes dans la croûte terrestre et dans l'eau de mer est proposée en suivant une approche *top-down*. Sur le plan économique, les notions de ressources, de réserves et de coûts de production sont introduites et les spécificités de l'uranium sont présentées. C'est aussi l'occasion de définir les deux premières conditions de disponibilité des ressources d'uranium : leur accessibilité technique et leur intérêt économique. L'annexe de ce chapitre présente l'étude de la disponibilité d'une ressource non conventionnelle d'uranium : l'uranium des cendres de charbon.

² Voir corrigés lorsque cela est possible afin de mieux identifier les tendances de long terme.

³ Cas de la corrélation entre le prix de l'uranium et les dépenses d'exploration.

⁴ Cas de la courbe d'offre de court terme ou de la corrélation entre le prix et les dépenses d'exploration.

Le Chapitre III présente le modèle MUR (Modèle Uranium Régional) développé pour estimer les « ressources ultimes » d'uranium et leurs coûts de production associés. Après une revue de la littérature de modèles similaires, la méthode adoptée est décrite en détail. Celle-ci procède à l'estimation des ressources mondiales par grande région. Le découpage géographique retenu est justifié, avant de présenter l'application du modèle à une région (les États-Unis). Le détail des estimations des autres régions est fourni dans l'annexe de ce chapitre. L'ensemble des résultats est présenté et analysé à la fin du chapitre et le modèle fait également l'objet d'une analyse de sensibilité.

Le Chapitre IV est au marché de l'uranium ce que le Chapitre II est à l'offre : il présente les concepts économiques nécessaires à l'étude du marché avant le chapitre dédié à la modélisation. Dans un premier temps, il dresse un état des lieux et une rétrospective historique du marché de l'uranium à travers ses principales composantes : demande, production, prix, structure de marché, etc. Puis la structure de marché fait l'objet d'une analyse économique particulière (notamment sur la concentration des acteurs). Les théories classiques des ressources naturelles épuisables sont ensuite rappelées et testées dans le cas de l'uranium (théorie de Hubbert, rente de rareté de Hotelling, rentes différentielles de Ricardo). Enfin, les mécanismes du marché de l'uranium sont passés en revue et sont analysés en vue d'être introduits dans le modèle de marché sous la forme de contraintes dynamiques appliquées à l'offre d'uranium. Certaines de ces contraintes font l'objet d'une analyse économique ou d'une modélisation spécifique. L'une d'entre elles a fait l'objet d'un modèle économétrique détaillé dans l'annexe du chapitre. Enfin, une discussion justifie le choix du type de modèle économique retenu pour la suite (modèle d'équilibre partiel).

Le Chapitre V commence par une revue de la littérature des modèles d'équilibre partiel du marché de l'uranium. Les limites de chacun sont mises en avant pour justifier le besoin de développer un modèle spécifique pour l'étude de la disponibilité des ressources à long terme. Le modèle développé est ensuite présenté. Il est introduit de façon pédagogique, en ajoutant progressivement les contraintes dynamiques étudiées au chapitre précédent, de sorte qu'on apprécie facilement l'importance des principales contraintes. Puis, une analyse détaillée et une analyse de sensibilité des résultats sont réalisées.

Le Chapitre VI rassemble une série de simulations prospectives effectuées à l'aide du modèle de marché développé pour répondre aux questions liées à la disponibilité des ressources d'uranium à long terme. Dans un premier temps, un cas de référence est présenté et analysé. Puis, des simulations prospectives de variations sur l'offre d'uranium sont étudiées (arrêt ou doublement de la production d'une région). Enfin, des simulations prospectives de variations sur la demande d'uranium sont réalisées (déploiement de réacteurs par palier ou déploiement de réacteurs à neutrons rapides).

CHAPITRE I. UTILISATION DE L'URANIUM DANS UN PARC NUCLÉAIRE MONDIAL EN ÉVOLUTION

1	UTILISATION ET IMPORTANCE ÉCONOMIQUE DE L'URANIUM DANS LE CYCLE DU COMBUSTIBLE.....	23
1.1	Uranium et cycle ouvert	23
1.2	Utilisation de l'uranium dans un cycle avec mono-recyclage	25
1.3	Parc nucléaire mondial actuel.....	25
1.4	Importance économique du combustible et de l'uranium	28
2	PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU PARC NUCLÉAIRE MONDIAL ET DE L'UTILISATION DE L'URANIUM.....	31
2.1	Scénarios de production électronucléaire	31
2.2	Perspectives sur la demande d'uranium	32
2.3	Réacteurs à neutrons rapides	34
3	ENJEUX DE LA DISPONIBILITÉ À LONG TERME DES RESSOURCES MONDIALES D'URANIUM	37

L'introduction générale a présenté le contexte, les objectifs et la méthodologie de cette thèse sur le plan académique. Le Chapitre I a aussi une portée introductive, mais sur un plan différent. Il s'agit de présenter le contexte et les enjeux industriels dans lesquels s'inscrit la problématique de notre étude. On commence donc par rappeler synthétiquement les utilisations qui sont faites de l'uranium dans l'industrie aujourd'hui. Ces rappels sont l'occasion de souligner l'importance économique de l'uranium dans le cycle du combustible nucléaire (§ 1). Dans un deuxième temps, nous évoquons une possibilité d'évolution à long terme du parc nucléaire mondial, avec l'introduction d'une nouvelle technologie de réacteurs. En modifiant l'utilisation qui est faite de l'uranium, ce changement technologique peut modifier les besoins d'uranium au niveau mondial (§ 2). Enfin, la question de l'importance économique actuelle de l'uranium et son évolution nous permet d'introduire les principaux enjeux de l'étude, en précisant plusieurs notions centrales : la disponibilité, le long terme, et les ressources naturelles (§ 3).

1 UTILISATION ET IMPORTANCE ÉCONOMIQUE DE L'URANIUM DANS LE CYCLE DU COMBUSTIBLE

1.1 Uranium et cycle ouvert

1.1.1 Uranium et fission nucléaire

L'uranium est un élément de la famille des métaux qui est radioactif, c'est-à-dire que son noyau atomique est instable et se désintègre naturellement en un noyau plus stable, en émettant des rayonnements. À l'état naturel, l'uranium est présent sous trois formes isotopiques :

- l'uranium 238 : l'isotope le moins radioactif et le plus abondant à l'état naturel (99,3% de l'uranium sur Terre),
- l'**uranium 235** : plus radioactif, mais moins abondant (**0,7% de l'uranium sur Terre**),
- et l'uranium 234 : le plus radioactif, mais aussi le moins abondant (moins de 0,006% de l'uranium sur Terre).

L'uranium 235 est **fissile**, c'est-à-dire que son noyau peut se briser sous l'effet d'une collision avec un neutron en libérant une forte quantité d'énergie (de l'ordre de 200 MeV) ; alors que l'uranium 238 est **fertile**, c'est-à-dire qu'il peut produire un isotope fissile à la suite de la capture d'un neutron, directement, ou après une désintégration bêta.

La réaction de fission nucléaire dégage de l'énergie et peut s'entretenir d'elle-même en présence de noyaux fissiles puisque chaque fission produit de nouveaux neutrons, on parle alors de « réaction en chaîne ». C'est cette propriété qui est exploitée dans les réacteurs nucléaires : les réactions de fission sont contrôlées et la chaleur dégagée est extraite et transportée par un fluide caloporteur (dans le circuit primaire puis dans le circuit secondaire sous forme de vapeur d'eau) puis transformée en énergie mécanique (dans une turbine) et enfin convertie en électricité (par un alternateur) (Figure I-1).

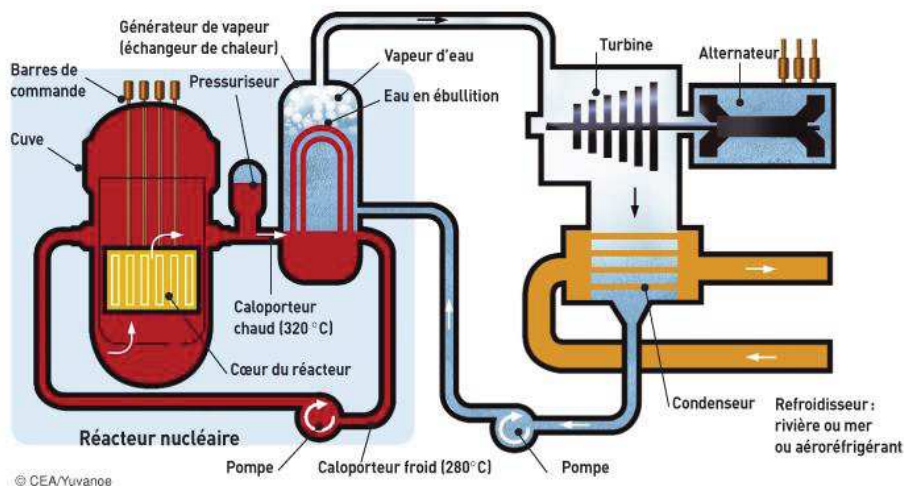


Figure I-1 – Schéma de principe d'un réacteur à eau sous pression [26]

Il est important de noter que **l'isotope 235 de l'uranium est le seul isotope fissile existant à l'état naturel sur Terre**. C'est la raison pour laquelle il est utilisé pour fabriquer le combustible de la majorité des réacteurs électronucléaires actuels.

1.1.2 Utilisation et transformation de l'uranium dans un cycle combustible ouvert

À l'état naturel, l'isotope 235 de l'uranium se trouve dans des concentrations trop faibles pour entretenir une réaction de fission en chaîne⁵ : on ne peut pas mettre du minerai d'uranium dans un réacteur nucléaire comme on met du minerai de charbon dans une centrale à charbon. L'uranium naturel doit subir une série de transformations avant d'être introduit dans le cœur des réacteurs nucléaires. On appelle « cycle du combustible » l'ensemble des transformations de l'uranium qui conduisent à la fabrication d'un combustible ainsi que l'ensemble des opérations de prise en charge du combustible usé. Nous rappelons ici seulement les principales étapes de « l'amont du cycle », c'est-à-dire du minerai d'uranium jusqu'à l'assemblage de combustible chargé dans un réacteur⁶. L'objectif n'est pas une description détaillée des procédés ni des paramètres technico-économiques sous-jacents, mais l'introduction de quelques termes techniques et ordres de grandeur utiles par la suite.

- En premier lieu, l'uranium est extrait du sol par différentes techniques minières (extraction à ciel ouvert, extraction souterraine ou lixiviation *in situ*) puis concentré par des procédés d'hydrométallurgie pour former le *yellow cake* (poudre à 80% d' U_3O_8 environ). C'est la principale forme marchande de l'uranium. Ces deux étapes contribuent à augmenter la concentration de l'uranium d'un facteur 5 à 5 000 selon la concentration initiale de l'uranium dans le minerai. Elles représentent un poste de consommation d'énergie et d'émission de CO_2 significatif dans le cycle, comme le souligne Poinssot [112].
- Puis le *yellow cake* est converti en hexafluorure gazeux (UF_6) pour être enrichi en isotope 235. L'étape d'enrichissement permet, grâce à une méthode de séparation des isotopes selon leur masse molaire (diffusion gazeuse ou ultracentrifugation), d'augmenter la fraction de l'uranium 235 de 0,7% à quelques pourcents (jusqu'à 5% environ). Cette étape est l'autre poste de consommation d'énergie important du cycle. En plus de l'uranium enrichi, elle produit des quantités importantes d'uranium appauvri, dont la concentration en isotope 235 n'est plus que de quelques dixièmes de pourcent (teneur de rejet des installations d'enrichissement typiquement de 0,2 à 0,3%).
- Enfin, les diverses étapes de fabrication permettent de passer successivement de l'hexafluorure d'uranium enrichi, à la poudre d'oxyde (UO_2), aux pastilles de poudre compactée, puis aux crayons et enfin aux assemblages de combustible, dits UOx .

Un assemblage combustible neuf chargé en réacteur libère de l'énergie par fission pendant plusieurs mois. Sa composition évolue et lorsque la réaction nucléaire en chaîne ne peut plus être entretenue dans les conditions optimales, le combustible est dit usé et est déchargé du réacteur. Ce combustible usé contient des produits de fission (4%), du plutonium formé en réacteur (1%) et environ 95% des quantités initiales d'uranium.

⁵ Sauf cas exceptionnel du réacteur naturel d'Oklo (Gabon)

⁶ On considère ici un réacteur à eau légère (technologie la plus répandue actuellement, voir § 1.3)

1.2 Utilisation de l'uranium dans un cycle avec mono-recyclage

Le combustible utilisé contient des quantités significatives d'isotopes fissiles d'uranium (uranium 235 résiduel) et de plutonium (plutonium 239 et 241). Ces matières sont valorisables : elles peuvent être récupérées par retraitement et recyclées dans de nouveaux combustibles. Certains pays, dont la France, recyclent du combustible utilisé ce qui permet, d'une part, d'économiser de l'uranium naturel et d'autre part, de diminuer l'activité des déchets à stocker. L'uranium issu du retraitement peut être réintroduit dans le cycle et le plutonium est mélangé sous forme d'oxyde (PuO_2) à de l'oxyde UO_2 pour fabriquer un combustible MOx (*mixed oxyde*). Aujourd'hui en France, le MOx est utilisé en réacteur, mais n'est pas recyclé une nouvelle fois, d'où le terme de mono-recyclage. La Figure I-2 schématise les modifications du cycle du combustible apportées par le mono-recyclage.

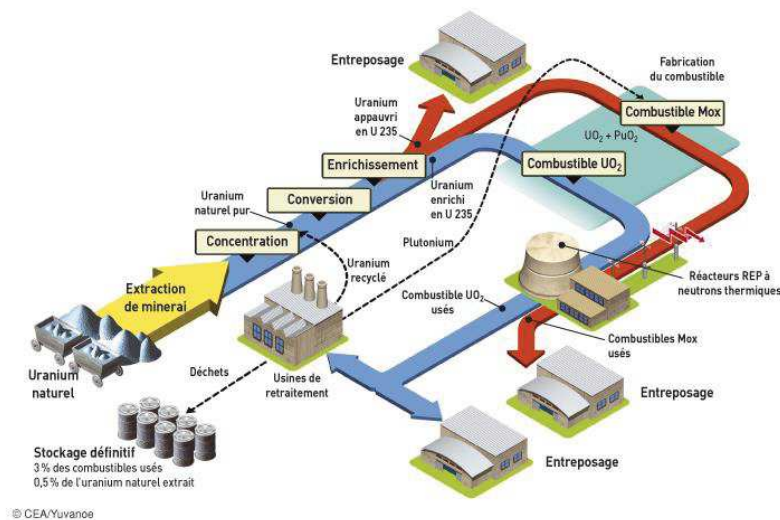


Figure I-2 – Schéma du cycle du combustible nucléaire avec mono-recyclage [27]

En théorie, le mono-recyclage peut permettre d'économiser jusqu'à 25% du besoin en uranium naturel d'un parc nucléaire si tout l'uranium et le plutonium du combustible utilisé sont recyclés [15]. En pratique, l'économie est plus faible et limitée par les capacités des installations : la France, seul pays à produire du combustible MOx actuellement, économise 12% de ses besoins en recyclant une partie de son combustible utilisé [64].

1.3 Parc nucléaire mondial actuel

1.3.1 Générations de réacteurs et composition du parc

Le parc électronucléaire mondial compte actuellement 448 réacteurs en opération pour une capacité installée de 390 GWe et une production annuelle d'environ 2 500 TWh [77] (soit environ 10% de la consommation mondiale d'électricité). La Figure I-3 montre leur répartition régionale.

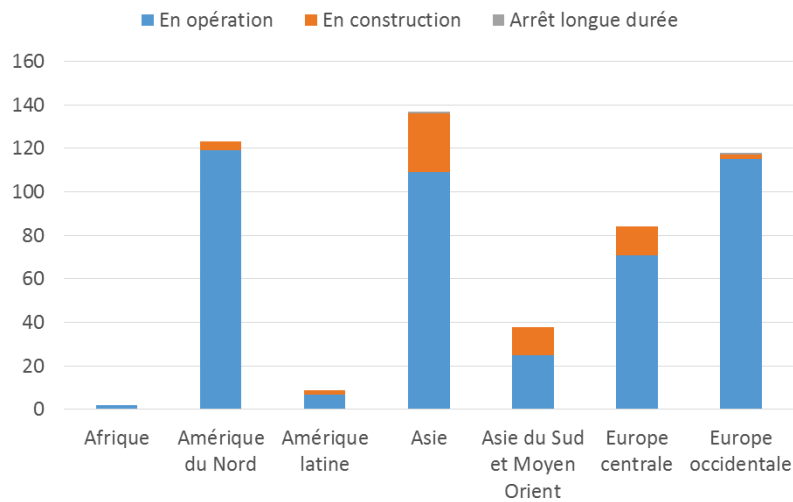


Figure I-3 – Nombre de réacteurs nucléaires par région en 2016 [77]

La Figure I-4, qui représente l'âge des réacteurs du parc actuel, montre que tous les réacteurs n'ont pas été déployés à un rythme régulier. Historiquement, la plupart d'entre eux ont été déployés sur des durées relativement courtes, comme en France et aux États-Unis dans les années 1970.

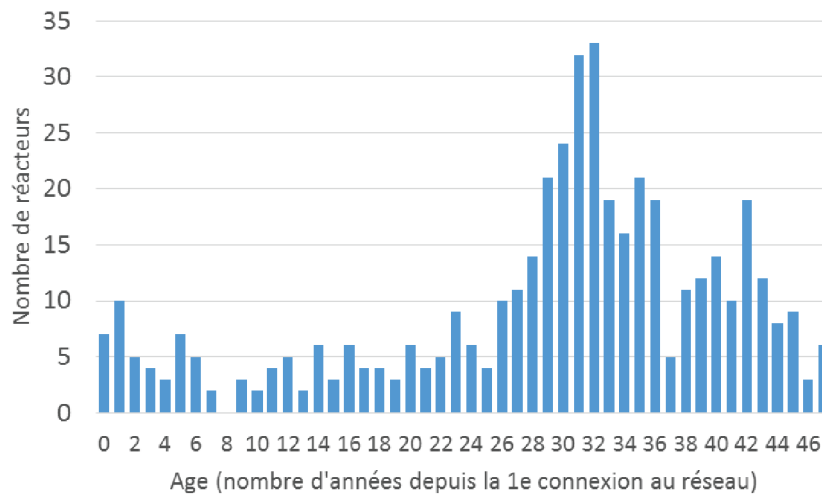


Figure I-4 – Âge des réacteurs actuellement en opération [77]

Pour la grande majorité des réacteurs du parc mondial actuel (382 réacteurs), le fluide caloporteur est de l'eau légère et ils utilisent un des deux cycles du combustible décrits aux § 1.1 et 1.2.

On peut distinguer comme sous-catégorie des réacteurs à eau légère, ceux à eau bouillante (REB) et ceux à eau pressurisée (REP) selon la phase de l'eau du circuit primaire. Il existe également des réacteurs à « eau lourde » (oxyde de deutérium) qui ont la particularité de ne pas nécessiter un combustible enrichi en isotope 235, mais seulement un combustible à base d'uranium naturel. Par la suite, on se référera souvent par abus à des réacteurs à eau légère REL et à eau pressurisée REP, la sous-catégorie la plus commune dans le parc mondial actuel.

1.3.2 Consommation d'uranium et ressources secondaires

En 2012, les besoins en uranium du parc nucléaire (372 GWe) étaient de 61 600 tU [102], soit une consommation moyenne de **165 tU/GWe**⁷. Pourtant, la production minière n'a fourni que 58 816 tU en 2012. L'écart entre la production minière et la consommation renvoie à un approvisionnement secondaire en matière fissile qu'on désigne par ressources secondaires.

Les écarts entre production et besoin existent pour de nombreux biens de consommation, mais les cycles de surproduction et sous-production se succèdent généralement assez vite. La première particularité de l'uranium est que le XX^e siècle n'a connu qu'un seul cycle (cf. Figure I-5).

La deuxième particularité est liée au cycle du combustible : la possibilité de recyclage évoquée au § 1.2 fait que sous certaines conditions, le combustible utilisé peut se substituer à la production minière.

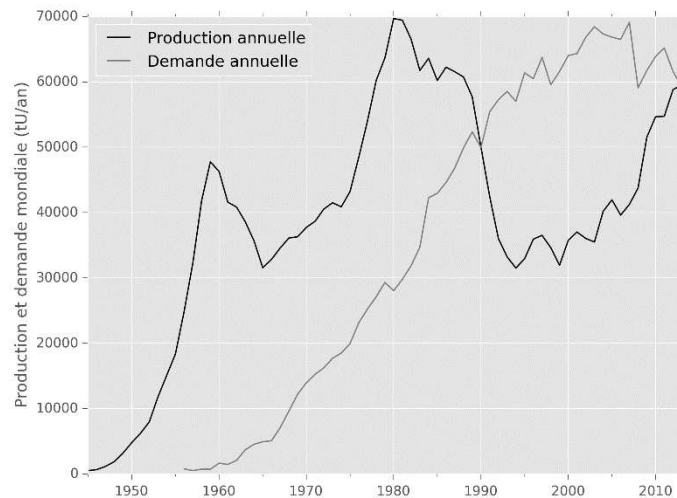


Figure I-5 – Production d'uranium et besoins des réacteurs électronucléaires (d'après [99], [102])

Les ressources secondaires correspondent ainsi à des stocks d'uranium déjà extraits du sol ou à d'autres matières fissiles (dont le plutonium) qui peuvent être utilisées pour la fabrication de combustible en substitution d'uranium nouvellement extrait du sous-sol. On exclut les inventaires ou stocks « tampons », qui se trouvent aux différentes étapes du cycle du combustible (concentration, conversion, enrichissement, fabrication) en quantités incompressibles et qui contribuent à la gestion logistique du cycle. Les paragraphes suivants décrivent brièvement les différents types de ressources secondaires. Leur contribution potentielle à l'approvisionnement futur est discutée au § 2.2.2.

1.3.2.1 *Stocks d'uranium appauvri et de combustibles usés*

Ces stocks de matières fissiles peuvent être réutilisés de deux façons pour produire du combustible pour les réacteurs à eau légère :

- En enrichissant les stocks d'uranium appauvri. Ces stocks ont l'avantage d'être abondants et plus facilement accessibles que l'uranium naturel : ils s'affranchissent de tous les coûts miniers. En revanche, ils ont le désavantage de contenir moins d'isotope 235 et ont donc des surcoûts liés à l'enrichissement par rapport à l'uranium naturel.

⁷ Soit 1,65 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole) ou 2,4 Mtec (millions de tonnes équivalent charbon), d'après [23].

- En retraitant le combustible comme cela est décrit au § 1.2. L'analyse coût-bénéfice par rapport à la production minière est plus délicate dans ce cas (de nombreux facteurs entrent en jeu : le retraitement, l'entreposage évité, les flux de matières, etc. [49], [118], [175]). Notons que l'entreposage en couches géologiques profondes des combustibles usés (option retenue par certains pays dont le cycle du combustible est ouvert) empêcherait toute réutilisation s'il est irréversible.

L'estimation des stocks d'uranium appauvri et de combustibles usés présente peu d'intérêt pour notre étude : leur contribution potentielle à l'approvisionnement futur est avant tout limitée par des capacités des installations du cycle du combustible (cf. § 2.2.2).

1.3.2.2 Stocks d'uranium non utilisés par les réacteurs électronucléaires

La différence des intégrales des deux courbes de la Figure I-5 indique qu'**environ 500 ktU ont été extraits par le passé et ne correspondaient pas aux besoins des réacteurs électronucléaires**. Ces stocks se trouvent actuellement dans plusieurs pays et sous des formes différentes.

Une partie a permis de constituer des **stocks commerciaux stratégiques**. Ces stocks font l'objet d'une discussion spécifique au Chapitre IV, § 2.5.3. Ils se trouvent sous plusieurs formes (*yellow cake*, uranium enrichi, etc.). Ils peuvent être sollicités facilement et, étant destinés à la production d'électricité, ils ne requièrent aucune transformation spécifique : le coût associé pour en faire du combustible est le même que pour l'uranium naturel, en dehors des coûts miniers et des différentes étapes du cycle déjà réalisées.

Une partie a permis de constituer des **arsenaux militaires**. Historiquement, des surplus de ces stocks ont déjà contribué à l'approvisionnement d'uranium pour la production d'électricité, notamment par le programme « *Megatons to Megawatts* » (1993-2013) visant à réduire les arsenaux de la Russie et des États-Unis. Les quantités de matières qui constituent toujours les arsenaux militaires sont mal connues. D'autres surplus seront certainement écoulés à l'avenir comme entre 1993 et 2013, mais les arsenaux cesseront d'être une ressource secondaire quand ils auront trouvé leur équilibre.

Enfin, une partie a été consommée pour d'autres applications que la production d'électricité (réacteurs de recherche et propulsion navale notamment). Ces quantités nécessitent d'être retraitées (de façon analogue à un combustible usé conventionnel) pour être utilisées comme ressources secondaires.

1.4 Importance économique du combustible et de l'uranium

Les § 1.4.2 et 1.4.3 décrivent l'importance économique de l'uranium dans le contexte actuel. Cependant, cette question est liée à des enjeux plus lointains et nécessite de définir dès à présent les horizons de temps étudiés (§ 1.4.1).

1.4.1 Définition des horizons temporels

Dans cette étude, les enjeux économiques sont systématiquement analysés en précisant leur horizon temporel (le plus souvent le long terme). Nous proposons de retenir trois horizons temporels distincts :

- Court terme

Nous choisissons de qualifier de « court terme » toutes les décisions économiques qui ont une portée de **1 an ou moins**. Ce choix correspond notamment au délai limite de livraison d'une commande d'uranium pour un certain type de contrat (contrat spot, décrit plus en détail au Chapitre IV), et approximativement aux cycles de renouvellement partiel du combustible des réacteurs (parfois un peu plus d'un an).

- Moyen terme

Nous choisissons de qualifier de « moyen terme » toutes les décisions économiques qui ont une portée de **1 an à une vingtaine d'années**. Le choix de cette limite supérieure ne correspond pas à un temps caractéristique précis, mais est souvent employé pour désigner l'horizon temporel des objectifs que se fixent les entreprises privées. Cela correspond également à la durée de la phase de déstockage d'uranium dans le cycle représenté sur la Figure I-5.

- Long terme

Le long terme regroupe toutes les décisions économiques dont l'impact a une portée **supérieure à une vingtaine d'années**, typiquement la décision de construire et d'exploiter un réacteur nucléaire. On ne fixe pas explicitement de limite au long terme, même si les simulations du modèle de marché que nous proposons au Chapitre IV portent sur 100 ans (le long terme correspond alors à peu près au XXI^e siècle). On peut aussi souligner que le long terme perd du sens à mesure qu'on approche l'horizon temporel au-delà duquel on n'imagine plus les possibilités que le progrès technique ouvrira.

1.4.2 Coûts du combustible et de l'uranium dans la production électrique

L'investissement pour construire les réacteurs est de très loin la composante la plus importante du coût de production nucléaire (de l'ordre de 60% en France), l'exploitation (hors combustible) représente un coût trois fois inférieur. Le coût du combustible (ensemble du cycle) représente entre 10 et 15% et le reste du coût est lié aux taxes et aux dépenses de R&D. **Le coût de l'uranium seul est de l'ordre de 5%** [95], [106].

Plusieurs études montrent que le coût de l'électricité d'origine nucléaire est bien moins sensible aux variations de prix de son combustible que celle produite à partir de gaz ou de charbon [106], [136] : une hausse de 50% du prix de l'uranium n'augmente le coût de l'électricité que de 5% alors qu'elle l'augmente de plus de 35% dans le cas du gaz et de 10 à 20% dans le cas du charbon.

Les coûts d'investissement des centrales nucléaires sont très importants, néanmoins, dans un contexte de hausse de prix des matières premières, la faible sensibilité du coût de l'électricité au prix de l'uranium donne un avantage compétitif au nucléaire par rapport aux sources d'électricité carbonées. L'enjeu de la disponibilité de l'uranium à long terme sera de maintenir cet avantage.

1.4.3 Élasticité de la demande et risque d'approvisionnement

L'importance économique de l'uranium ne vient pas uniquement de l'avantage compétitif lié au faible coût du combustible pour la production électronucléaire : le coût de ne pas avoir de combustible confère aussi à l'uranium une importance particulière. En effet, le coût d'opportunité (c'est-à-dire le manque à gagner) d'une éventuelle pénurie est très important comparé au coût du combustible.

De nouveau, ceci est dû à la structure de coût des centrales nucléaires (coûts d'investissements importants). Ces installations, bien qu'elles puissent moduler leur production, sont optimisées pour fonctionner et être compétitives en base (fonctionnement continu à puissance nominale). Ainsi, une interruption prolongée, par exemple par manque de combustible, constitue une perte économique importante.

Cette particularité de la production électronucléaire explique une caractéristique importante du marché de l'uranium : la **très faible élasticité de la demande**. L'élasticité de la demande se définit comme la propension des consommateurs à adapter leurs besoins en réaction à une variation de prix. Comme le souligne une étude du DOE (U.S. Department of Energy, agence fédérale de l'énergie des États-Unis) [151], l'élasticité de la demande d'uranium est faible à court terme et particulièrement faible à moyen et long terme :

- À moyen et long terme, le besoin des réacteurs nucléaires, une fois mis en service, est connu avec précision et contractualisé à l'avance. Le manque à gagner en cas de pénurie est tel que les opérateurs adaptent très peu leur besoin de combustible en fonction de son prix.
- À court terme, les contrats spot permettent d'ajuster les quantités négociées à long terme sur les besoins réels des réacteurs, indépendamment du prix. Néanmoins, d'autres acteurs sont susceptibles d'intervenir sur le marché, notamment des acteurs financiers qui gonflent la demande lorsque les prix sont bas (d'où l'élasticité plus importante de la demande) à des fins spéculatives. Ce phénomène ne correspond pas à des besoins réels d'uranium et reste conjoncturel.

À long terme, il existe malgré tout une certaine élasticité de la demande d'uranium, notamment liée à la teneur de rejet des installations d'enrichissement. Cette teneur est le résultat d'un optimum économique entre le prix de l'uranium et le coût d'enrichissement. Lorsque le prix de l'uranium augmente durablement, il est plus intéressant pour les usines d'enrichissement de fabriquer la même quantité d'uranium enrichi (au même taux), mais à partir de moins d'uranium naturel. Pour cela, elles diminuent simplement le taux de rejet d'isotope 235 lors du processus d'enrichissement en fournissant plus d'énergie (plus d'UTS, unité de travail de séparation) pour séparer plus efficacement les isotopes⁸.

Globalement, l'inélasticité de la demande d'uranium s'explique par sa faible substituabilité : bien que des ressources secondaires (cf. § 1.3.2) permettent d'économiser de l'uranium naturel, tous les types de combustible utilisés actuellement nécessitent directement ou indirectement de l'uranium naturel. De plus, à long terme, la faible élasticité de la demande est renforcée par la durée de vie particulièrement longue des réacteurs nucléaires par rapport aux autres capacités de production d'électricité centralisées (entre 30 et 40 ans pour une centrale thermique au fioul contre 60 ans prévus pour les nouvelles centrales nucléaires).

Ainsi, pour sécuriser leur approvisionnement et compenser la faible élasticité de la demande, les consommateurs doivent compter avant tout sur la flexibilité de l'offre minière d'uranium et la disponibilité des ressources secondaires, et notamment celle qu'ils maîtrisent le mieux : leurs stocks stratégiques.

⁸ Les stocks d'uranium appauvri créés avec un taux de rejet bas ont une teneur en isotope 235 d'autant plus faible, ce qui limite la possibilité de les utiliser par la suite comme ressource secondaire.

2 PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU PARC NUCLÉAIRE MONDIAL ET DE L'UTILISATION DE L'URANIUM

Ce paragraphe introduit les scénarios de demande d'uranium naturel que nous proposons d'étudier. Ils s'appuient tous sur les mêmes scénarios de production électronucléaire présentés au § 2.1. Les premiers scénarios de demande d'uranium, introduits au § 2.2 constituent le cas de référence : un parc nucléaire mondial en expansion, conservant un cycle du combustible ouvert. Ce cas de référence sert de comparaison avec des scénarios qui prévoient l'introduction d'une nouvelle technologie de réacteurs (§ 2.3).

2.1 Scénarios de production électronucléaire

Il n'existe pas de demande d'électricité d'origine nucléaire à proprement parler, mais seulement une demande d'électricité. La demande d'électricité globale dépend de facteurs macro-économiques (croissance de la population, croissance de l'économie mondiale, etc.). La part produite par le nucléaire pour répondre à cette demande peut être le résultat de la compétitivité économique des différents moyens de production d'électricité et/ou d'un choix politique d'une production décarbonée.

Si le prix de l'uranium croît, toutes choses égales par ailleurs, la compétitivité du nucléaire baissera. Néanmoins, comme les réacteurs à eau légère (REL) devraient rester la technologie nucléaire dominante au XXI^e siècle [11], [56], [95] et que l'uranium représente actuellement une faible part de leur coût global (cf. § 1.4), à court et moyen terme, ce facteur n'interviendra qu'au second ordre dans la compétitivité du nucléaire. À long terme, il pourrait prendre plus d'importance si le modèle économique du nucléaire est modifié. Par exemple, la diminution de la taille des réacteurs (introduction de réacteurs modulaires de plus petite taille, moins capitalistiques : SMR⁹) pourrait entraîner une telle modification si une part significative du parc mondial est concernée. De même si, en l'absence de stockage de l'électricité, le parc nucléaire mondial doit un jour compenser l'intermittence des sources d'électricité renouvelables (ce qu'il peut faire dans une certaine limite, en effectuant un suivi de charge [22]).

De plus, des facteurs non économiques entrent également en jeu. Ainsi, parmi tous les facteurs économiques et non économiques qui définissent la part de la production électronucléaire, on peut noter :

- le coût et l'intensité capitalistique de la construction des réacteurs nucléaires comparés à la construction d'autres modes de production d'électricité ;
- l'évolution du coût des sources alternatives (investissement et combustible lorsqu'il y a lieu) ;
- le prix du carbone et les volontés politiques de diminuer les émissions de CO₂, de NO_x et de SO_x pour atteindre des objectifs climatiques et de santé publique ;
- le fait que le nucléaire n'entre pas dans la compétition avec les autres sources d'électricité partout dans le monde (maîtrise des compétences technologiques requises).

Chacun de ces facteurs représente un enjeu économique important à long terme, mais les étudier en détail sort du cadre de cette thèse. Ils ne sont pas pris en compte directement dans cette étude : ils ne sont pas modélisés de façon endogène dans le modèle que nous proposons au Chapitre V, mais ils interviennent de façon exogène puisqu'ils relèvent des hypothèses ayant conduit à l'élaboration des scénarios que nous utilisons. Nous avons en effet choisi de considérer la production électronucléaire

⁹ *Small Modular Reactors*

comme une donnée d'entrée et de nous référer à des scénarios tirés de la littérature. Nous avons retenu deux scénarios publiés par l'IIASA prévoyant chacun une croissance de la production électronucléaire au XXI^e siècle [81]. **Aucun scénario de décroissance n'a été étudié, leur intérêt est limité pour notre thèse puisque la disponibilité des ressources d'uranium n'est pas une contrainte pour ces scénarios.**

Le premier scénario, noté **C2**, prévoit une croissance soutenue de la production électronucléaire, dans le prolongement de l'évolution du XX^e siècle. Il s'appuie sur l'hypothèse suivante : dans un contexte de demande d'électricité croissante, **la part spécifique du nucléaire est, avec les énergies renouvelables, un moyen de répondre à la demande globale sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre (GES).**

Le deuxième scénario, noté **A3**, prévoit une croissance forte de la production électronucléaire : sans être la seule variable d'ajustement, **la part d'électricité d'origine nucléaire croît rapidement pour diminuer les émissions de GES.**

L'évolution des capacités électronucléaires installées correspondant à ces scénarios est représentée sur la Figure I-6.

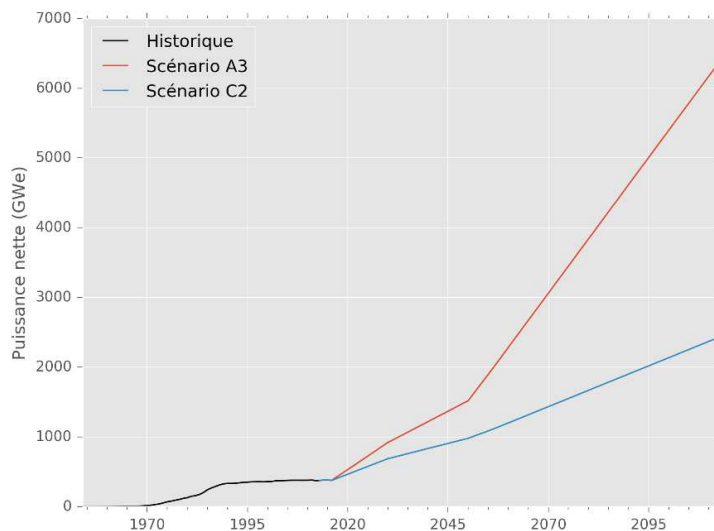


Figure I-6 – Scénarios de capacité électronucléaire installée (d'après [24], [81])

Dans cette étude, **le cas de référence que nous analysons s'appuie sur l'hypothèse que les réacteurs à eau légère resteront bien la technologie nucléaire dominante au XXI^e siècle.** Sous cette hypothèse, il est possible d'estimer les quantités d'uranium nécessaires pour assurer la production électronucléaire des scénarios A3 et C2.

2.2 Perspectives sur la demande d'uranium

Ce paragraphe introduit les scénarios de demande d'uranium naturel utilisés dans notre étude comme cas de référence. Le § 2.1 a présenté les hypothèses retenues sur la part du nucléaire dans la demande d'électricité globale. Le § 2.2.1 présente les besoins d'uranium naturel nécessaires pour assurer cette production électronucléaire dans le cas d'un cycle du combustible ouvert. Enfin, le § 2.2.2 analyse l'importance que les ressources secondaires d'uranium pourraient avoir.

2.2.1 Besoins d'uranium futurs en cycle ouvert

Baschwitz [11] montre que pour un parc nucléaire mondial constitué de réacteurs à eau légère¹⁰ et fonctionnant en cycle ouvert, les besoins cumulés d'uranium naturel sur la période 2013-2113 (100 ans) pourraient atteindre 21 MtU (scénario de production électronucléaire C2) ou 46 MtU (scénario A3). Ces calculs tiennent compte d'une certaine élasticité de la demande d'uranium, représentée par la baisse de la teneur de rejet à l'enrichissement à mesure que les besoins d'uranium augmentent, de 0,23% à 0,10% pour le scénario C2 et jusqu'à 0,07% pour le scénario A3¹¹.

Ces scénarios de demande d'uranium sont représentés sur la Figure I-7. Ceux-ci présentent des fluctuations de court terme (liées notamment à la discrétisation des réacteurs, à leurs besoins en uranium accrus lors du premier chargement, les premiers cœurs, ou encore à l'optimisation de la teneur de rejet). Nous y avons ajouté une interpolation linéaire conservant le même besoin cumulé sur la période 2013-2113. Ces scénarios linéarisés sont utilisés comme référence de la demande d'uranium dans la suite de l'étude.

Pour le scénario A3, environ 7 900 tU/an supplémentaires sont nécessaires chaque année, soit plus que la production de la plus grande mine actuelle, la mine canadienne de McArthur River (7 400 tU en 2014, [170]). De même, le scénario C2 requiert chaque année une augmentation des capacités de production d'uranium d'environ 3 000 tU/an.

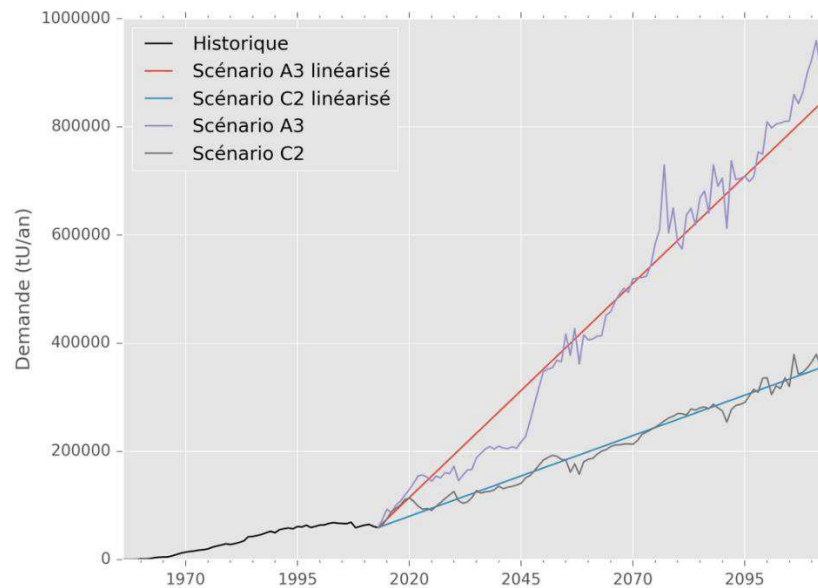


Figure I-7 – Scénarios de demande d'uranium en cycle ouvert

Nous ne considérons dans cette étude que des scénarios de demande d'uranium à l'échelle mondiale. Néanmoins, il est important de souligner que les perspectives d'évolution de cette demande font apparaître des disparités régionales, au moins à court et moyen terme. En effet, les constructions de

¹⁰ Les caractéristiques du parc actuel sont prises en compte et tous les réacteurs à construire au XXI^e siècle sont supposés être du même type que les EPR en construction.

¹¹ De sorte qu'une tranche de 1 GWe nécessite en uranium naturel 155 tU/an en 2013 et 145 tU/an en 2113 avec le scénario C2 (135 tU/an avec le scénario A3).

réacteurs planifiées indiquent que les besoins de la Chine et de l'Inde vont connaître les plus fortes hausses [102] :

- le besoin de la Chine serait multiplié par 2,5 en 10 ans (2015-2025) et pourrait atteindre 16 ktU/an ;
- le besoin de l'Inde serait multiplié par 3,5 en 10 ans (2015-2025) et pourrait atteindre 4 ktU/an.

Le § 1.1 du Chapitre IV analyse plus finement la répartition régionale de la demande.

2.2.2 Importance des ressources secondaires

Au XXI^e siècle, l'approvisionnement d'uranium à partir de ressources secondaires devrait rester significatif, mais sans doute moins important qu'à la fin du XX^e siècle et sous des formes différentes.

En effet, la fin du XX^e siècle a été marquée par les grandes quantités d'uranium issues des accords de désarmement. Comme nous l'avons souligné au § 1.3.2.2, **les ressources secondaires non utilisées par les réacteurs électronucléaires (dont les arsenaux font partie) apporteront moins de 500 ktU sur toute la durée du XXI^e siècle** : les arsenaux et les stocks stratégiques ne devraient pas être écoulés en totalité. Si l'on met en perspective ces quantités avec les scénarios de demande étudiés (46 MtU cumulées sur 100 ans pour le scénario A3 et 21 MtU pour C2), elles ne représentent que 1 à 2,5% du besoin. On décide donc de négliger ces ressources secondaires¹².

Nous avons vu que le potentiel du recyclage du combustible utilisé était significatif : jusqu'à 25% d'économie d'uranium naturel. Néanmoins, selon le prix de l'uranium naturel, la compétitivité d'une usine de retraitement n'est pas garantie. En pratique aujourd'hui, seule la France exploite cette ressource secondaire de façon significative. Sa politique conduit à 12% d'économie sur sa consommation soit 1,5% des besoins mondiaux. L'économie d'uranium liée au recyclage pourra croître au XXI^e siècle si le prix de l'uranium naturel augmente et que d'autres pays font le choix de retraiter leur combustible, mais seulement à long terme et à un rythme limité : les procédés de retraitement sont complexes à maîtriser et le développement de nouvelles capacités prendra du temps. Ainsi, le cycle du combustible devrait rester majoritairement ouvert au moins pour la première moitié du XXI^e siècle. Pour notre étude, le recyclage du combustible n'intervient pas dans le cas de référence présenté au § 2.2.1 (cycle ouvert). En revanche, il intervient fortement dans un autre cas étudié (introduction d'une nouvelle technologie de réacteur, cf. § 2.3 puis Chapitre VI, § 3.2).

2.3 Réacteurs à neutrons rapides

2.3.1 Utilisation de l'uranium dans un cycle du combustible fermé

Les réacteurs à eau légère (REL) ou à eau lourde sont des réacteurs à **neutrons thermiques** : les neutrons émis lors des fissions sont ralentis par la présence d'un modérateur pour atteindre des énergies propices aux réactions de fission.

Il existe une technologie de réacteur en développement pour laquelle le fluide caloporteur n'est pas modérateur. Les neutrons gardent donc des vitesses élevées. Ces réacteurs, dits à **neutrons rapides** (RNR), exploitent ainsi davantage le caractère fertile de l'uranium 238 que les REL. Cette technologie n'est pas encore mature, mais à terme, les RNR permettront de mieux utiliser l'uranium. En effet, pour démarrer, ces réacteurs ont besoin de matière fissile (uranium enrichi ou plutonium), mais une fois en

¹² Les politiques suivies en matière de stocks stratégiques sont néanmoins exploitées pour analyser les stratégies d'approvisionnement et l'anticipation du besoin des consommateurs (Chapitre IV, § 2.5).

fonctionnement, ils produisent eux-mêmes la matière fissile dont ils ont besoin (réacteurs isogénérateurs¹³) et ne nécessitent plus que l'apport d'isotope 238 de l'uranium, disponible en abondance dans les stocks d'uranium appauvri.

Bien que cette technologie fasse figure de technologie *backstop*, c'est-à-dire de technologie de substitution si le prix de l'uranium naturel devient trop élevé, elle fait face à deux défis :

- Au stade des recherches et du développement actuel, les coûts de construction de ces réacteurs sont supérieurs à ceux des réacteurs à eau.
- Si les RNR sont démarrés avec de l'uranium enrichi, ils rentrent en concurrence avec les technologies actuelles pour l'approvisionnement en uranium, même si les quantités nécessaires sont moins importantes à l'échelle d'un réacteur que les besoins d'un réacteur à eau légère sur toute sa durée de vie. S'ils sont démarrés avec du plutonium, la question de la disponibilité du plutonium se pose sachant que cet élément n'existe pas à l'état naturel, mais qu'il se trouve dans le combustible utilisé des réacteurs.

Dans tous les cas, les RNR ne sont donc pas un substitut parfait aux réacteurs à eau légère puisqu'ils ne se passent pas entièrement d'uranium naturel lorsqu'ils sont démarrés à l'uranium enrichi et qu'ils ont besoin du combustible utilisé d'autres réacteurs pour leur fournir leur charge initiale de plutonium dans l'autre cas.

Dans cette étude, nous nous concentrons sur des réacteurs RNR démarrés au plutonium. Les incertitudes¹⁴ sur la date à laquelle la technologie RNR sera compétitive avec la technologie REL nous conduisent à privilégier l'étude d'un cas « volontariste » où des réacteurs RNR sont déployés de façon prioritaire à partir de 2040 pour répondre à la demande d'électricité d'origine nucléaire. Dans ce cas d'étude, **nous supposons que la totalité du combustible des réacteurs REL est recyclée et fournit le plutonium utilisé pour le démarrage des réacteurs RNR** et nous analysons les conséquences de l'introduction des RNR sur les besoins en uranium (cf. § 2.3.2) et l'évolution du prix de l'uranium (cf. Chapitre VI, § 3.2).

2.3.2 Conséquence sur les besoins futurs d'uranium naturel

Avec les hypothèses précédentes de déploiement des RNR et les scénarios de production électronucléaire A3 et C2, Baschwitz [11] montre que **la contrainte de disponibilité du plutonium empêche de construire exclusivement des RNR**. Il reste nécessaire de construire des réacteurs à eau légère après 2040 (Figure I-8) pour satisfaire la demande d'électricité et la demande d'uranium naturel associée reste donc importante (Figure I-9).

La Figure I-8 permet de constater que lorsque le déploiement des RNR à partir de 2040 est contraint par la disponibilité du plutonium issu du combustible utilisé des réacteurs REL, ces derniers restent la technologie dominante du parc nucléaire mondial.

La Figure I-9 montre que la demande d'uranium naturel reste importante lorsque des réacteurs RNR sont déployés à partir de 2040. Quel que soit le scénario de production électronucléaire (A3 ou C2), les besoins d'uranium sont moins importants qu'avec un parc exclusivement composé de REL, mais ils restent croissants dans le temps. Ainsi, le scénario A3, avec introduction de RNR, nécessite en

¹³ Dans certaines conditions, les RNR peuvent aussi produire plus de matière fissile que leur besoin propre ; on parle de réacteurs sur-générateurs.

¹⁴ Ces incertitudes portent essentiellement sur l'évolution du prix de l'uranium (que nous étudions dans cette thèse) mais aussi sur l'évolution des coûts de construction des RNR (qui dépasse le cadre de cette étude).

moyenne une hausse des capacités de production d'uranium de 6300 tU/an chaque année (+ 2000 tU/an chaque année avec le scénario C2).

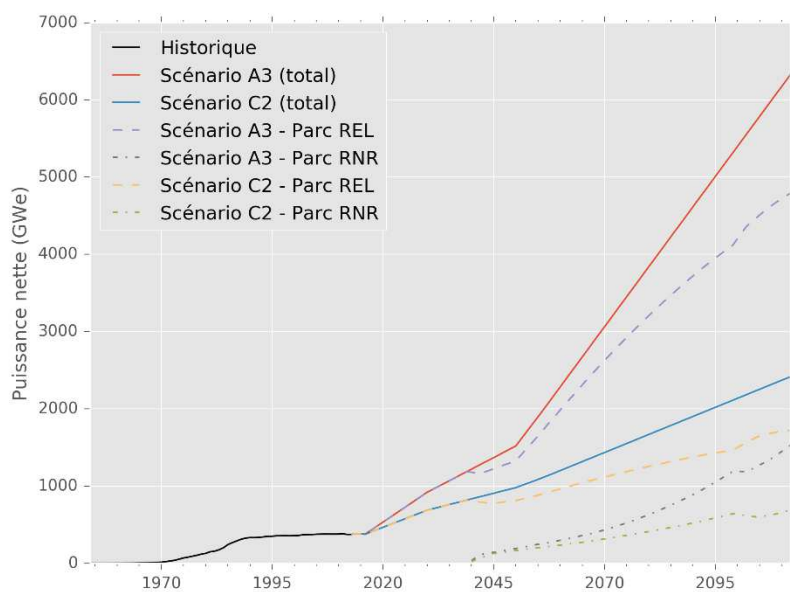


Figure I-8 – Scénarios de capacité électronucléaire installée avec déploiement de RNR en 2040 (11)

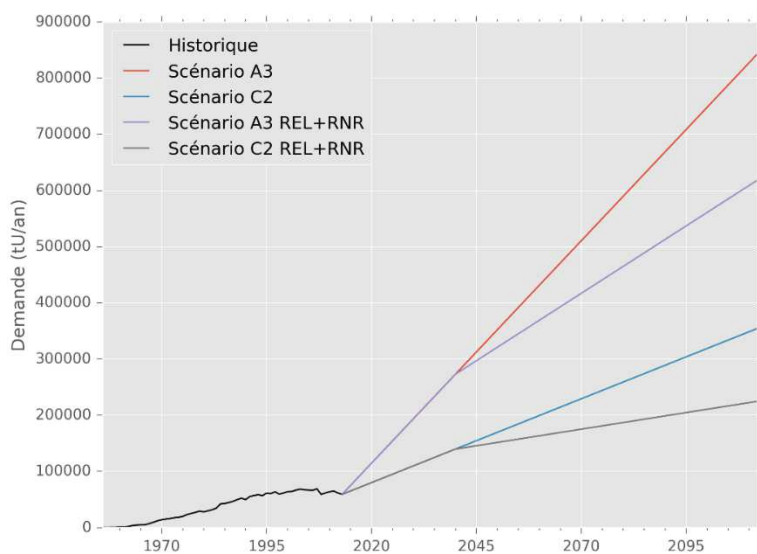


Figure I-9 – Évolution des besoins d'uranium avec ou sans déploiement de RNR en 2040 (d'après [11])

3 ENJEUX DE LA DISPONIBILITÉ À LONG TERME DES RESSOURCES MONDIALES D'URANIUM

Ce chapitre introductif a permis de souligner plusieurs **enjeux industriels** liés à l'utilisation de l'uranium, sa disponibilité et l'évolution de son prix. Le principal enjeu est sans doute celui de l'adéquation des ressources d'uranium naturel avec les scénarios de production électronucléaire croissants au XXI^e siècle. Parmi les autres enjeux mentionnés, l'évolution de la compétitivité du nucléaire à long terme par rapport aux autres sources de production d'électricité et la compétitivité entre les différentes technologies nucléaires montrent que des facteurs économiques importants entrent en jeu. Néanmoins, des facteurs non économiques ne doivent pas être négligés puisqu'ils peuvent dans une certaine mesure relayer la question de la compétitivité au second plan, comme lorsqu'il s'agit d'augmenter la production électronucléaire pour diminuer les émissions de GES alors que la demande mondiale d'électricité croît et qu'aucun prix mondial du carbone n'existe actuellement. Il peut aussi s'agir d'introduire de façon volontariste une technologie nucléaire utilisant l'uranium plus efficacement.

Cette première analyse des enjeux a fait émerger plusieurs **déterminants économiques** : la perspective d'une demande d'uranium croissante, la faible part du coût de l'uranium dans le coût de production électronucléaire, et le coût d'opportunité élevé d'une éventuelle pénurie d'uranium. Nous avons aussi noté les marges de manœuvre limitées des consommateurs pour sécuriser leur approvisionnement d'uranium. En effet, la faible élasticité de la demande d'uranium contraint les consommateurs à dépendre largement de la flexibilité de l'offre et des ressources secondaires.

Nous pouvons ainsi préciser et reformuler la problématique de la thèse en tenant compte de ces enjeux et ces déterminants. Pour cela, nous proposons de définir clairement les critères auxquels renvoie **la disponibilité de l'uranium** dans cette thèse.

Une ressource d'uranium (ressource naturelle ou ressource secondaire) est dite disponible si :

- elle est **techniquement accessible** ;
- si elle présente un **intérêt économique**, c'est-à-dire si le coût de son accessibilité est inférieur à sa valeur marchande (ou a minima du même ordre de grandeur si l'on définit l'intérêt économique de façon plus souple que la rentabilité économique) ;
- et si elle est **commercialisable**, c'est-à-dire si aucune contrainte ne l'empêche d'être échangée.

Le dernier point de définition reste assez flou du fait qu'il peut englober différents types de contraintes, que nous préciserons par la suite (Chapitre IV). Par exemple :

- le fait que des accords internationaux interdisent les échanges d'uranium avec certains pays ;
- le fait qu'une ressource naturelle ne peut pas être commercialisée si elle n'a pas encore été découverte ou si les capacités de production existantes ne permettent pas de l'extraire du sol dans le temps escompté.

La principale question soulevée dans cette thèse est ainsi de savoir si, pour répondre aux enjeux précédents, l'uranium sera disponible au XXI^e siècle en quantités suffisantes et si les capacités de production minières auront une flexibilité suffisante pour satisfaire la demande. Dans la suite, nous analysons donc les conditions de disponibilité des ressources naturelles d'uranium au cours du XXI^e siècle. Pour cela, il est nécessaire de s'interroger dans un premier temps sur les quantités de ressources techniquement accessibles et leurs coûts de production associés : c'est l'objet du Chapitre II et du

Chapitre III. On a ainsi une première idée de l'intérêt économique de ces ressources. Mais ce n'est qu'en confrontant cette estimation de l'offre d'uranium aux scénarios de demande d'uranium que la rentabilité économique d'une ressource peut être confirmée. C'est l'objet de l'analyse du Chapitre IV. On y étudie les aspects dynamiques du marché de l'uranium et les conditions nécessaires pour que les ressources soient commercialisables. Une fois les contraintes dynamiques liées au marché prises en compte (elles sont intégrées dans un modèle de marché au Chapitre V), il est possible de réaliser une analyse de sensibilité pour identifier les paramètres clés de la disponibilité de l'uranium à long terme et de réaliser des études prospectives pour apporter des éléments de réponse aux questions soulevées dans cette thèse (Chapitre VI).

CHAPITRE II. ABONDANCE GÉOLOGIQUE, CONCEPTS DE RESSOURCES ET RÉSERVES D'URANIUM

1	ABONDANCE GÉOLOGIQUE	41
1.1	Minéraux uranifères et notion de teneur.....	41
1.2	Uranium, ressource naturelle épuisable.....	41
1.3	Quantités totales à la surface du globe (approche <i>top-down</i>).....	43
1.3.1	Teneurs moyennes de la croûte terrestre et quantité d'uranium.....	43
1.3.2	Uranium dissous.....	44
1.3.3	Restriction liée à l'accessibilité.....	44
1.3.4	Limite de l'approche <i>top-down</i>	45
1.4	Concentrations naturelles d'uranium (approche <i>bottom-up</i>).....	45
1.4.1	De l'indice de minéralisation au gîte géologique	46
1.4.2	Prospection minière.....	46
1.4.3	Base de données UDEPO.....	47
1.4.4	Lien éventuel entre la teneur et le tonnage d'un gîte.....	48
2	RESSOURCES, RÉSERVES ET COÛTS DE PRODUCTION	55
2.1	Accessibilité et intérêt économique des ressources.....	55
2.1.1	Accessibilité	55
2.1.2	Intérêt économique.....	56
2.1.3	Coût complet, coûts de production et coût cash.....	56
2.2	Classification des ressources minérales.....	58
2.2.1	Commodité : base de la classification et des échanges commerciaux.....	58
2.2.2	Concepts et normes de la classification ressources/réserves.....	59
2.2.3	Paramètres affectant la classification ressources/réserves.....	61
2.2.4	Difficultés de quantification d'une ressource épuisable.....	62
2.2.5	Ressources épuisables extraites en coproduit ou sous-produit.....	63
2.3	Particularités des ressources d'uranium	65
2.3.1	Classification de l'AIEA/OCDE-AEN.....	65
2.3.2	Ressources non conventionnelles : uranium coproduit ou sous-produit	66
2.3.3	Facilité de stockage	67
2.3.4	Paramètres affectant la classification : uranium, pétrole, gaz, charbon.....	67
2.4	Répartition et évolution des ressources d'uranium	70
2.4.1	1 ^{re} typologie des acteurs : répartition mondiale des ressources.....	70
2.4.2	Évolution des ressources d'uranium et leur coût : 1965 – 2013.....	72

Dans la problématique générale de la disponibilité des ressources sur le long terme, le Chapitre II et le Chapitre III se concentrent sur un élément fondamental de l'offre : les quantités ultimes qu'il est possible d'extraire du milieu naturel et les coûts associés. Bien que l'offre globale d'uranium soit indissociable de la demande et des mécanismes de marché, l'organisation de ces deux chapitres marque volontairement une progression partant des éléments les plus invariants de l'offre : ceux qui sont liés à l'abondance géologique et découplés du marché. Puis, pas à pas, des éléments susceptibles d'évoluer avec les conditions économiques sont introduits : les concepts techniques et économiques liés à la l'extraction des ressources notamment. Ainsi, les notions, très liées, d'accessibilité d'une ressource naturelle et de coût de production sont introduites. L'intérêt économique que représente la ressource est une autre notion incontournable pour modéliser et estimer les ressources ultimes. Elle renvoie implicitement à la notion de prix, mais cette dernière n'est véritablement introduite qu'aux Chapitre IV et Chapitre V, au terme de notre progression : lorsque l'offre d'uranium est confrontée à la demande sur un marché.

Dans la progression que nous proposons, le Chapitre II a pour objectif d'introduire les concepts techniques et économiques qui interviennent dans la classification et l'estimation de **ressources géologiques**. Ces concepts sont nécessaires pour la suite de l'étude et notamment pour la **modélisation des ressources ultimes** introduite au Chapitre III.

En premier lieu, à partir de considérations purement techniques, nous présentons les concepts de base nécessaires pour étudier et quantifier l'abondance géologique d'une ressource naturelle comme l'uranium (§ 1). Puis, nous nous focalisons sur l'interférence des aspects économiques et de l'abondance géologique. L'accessibilité, le coût et l'intérêt économique des ressources sont introduits pour comprendre la classification actuelle des ressources minérales. Avec cette grille de lecture, les spécificités des ressources d'uranium en termes de coûts de production, de classification et de répartition mondiale, sont présentées et analysées (§ 2). Cette discussion conduit à préciser la notion de ressources non conventionnelles d'uranium et le potentiel économique d'une ressource non conventionnelle particulière (uranium associé aux cendres de charbon) fait l'objet d'une analyse spécifique (Annexe A).

1 ABONDANCE GÉOLOGIQUE

1.1 Minéraux uranifères et notion de teneur

On connaît aujourd'hui 200 minéraux dans lesquels l'uranium est présent avec un état d'oxydation +IV ou +VI. Parmi les minéraux les plus courants, on trouve l'uraninite, la pechblende et la coffinite pour l'état +IV, la carnotite et l'autunite pour l'état +VI.



(a) Pechblende



© Rob Lavinsky, iRocks.com
(b) Autunite



© Rob Lavinsky, iRocks.com
(c) Vivianite, un des minéraux contenant l'uranium dans les roches phosphatées

Figure II-1 – Photographies de quelques minéraux uranifères

Nous introduisons dans ce paragraphe la notion de **teneur**, notée g (pour « *grade* »). Cette grandeur permet de quantifier la concentration d'un élément chimique dans une roche ou dans une solution. La teneur se mesure simplement comme le rapport entre la masse de l'élément chimique étudié et la masse de l'échantillon de roche ou de solution. Il s'agit d'une grandeur sans dimension qu'on exprime généralement en grammes par tonne (ou parties par million, notés g/t ou $ppm = 10^{-6}$). La gamme des teneurs auxquelles l'uranium existe à l'état naturel étant très vaste, on rencontre également des teneurs exprimées en pourcentage ($\% = 10^{-2}$) ou en parties par milliard ($ppb = 10^{-9}$). L'uranium étant commercialisé sous forme d'oxyde U_3O_8 , il n'est pas rare de trouver des teneurs exprimées en grammes d' U_3O_8 par tonne de minerai (même si ce n'est pas la forme géochimique que prend l'uranium à l'état naturel). On précisera alors l'unité pour les teneurs en oxyde d'uranium : $1 ppm \text{ éq. } U_3O_8 = 0,848 ppmU = 0,848 gU/t$ (ou encore $0,848 ppm = 0,848 g/t$).

1.2 Uranium, ressource naturelle épuisable

Commençons, comme le fait Gilles Rotillon dans son ouvrage *Économie des ressources naturelles* [119], par distinguer deux types de ressources naturelles :

- Les **ressources naturelles renouvelables**. Pour évaluer le stock de ce type de ressource, le processus de renouvellement de la ressource est central. Il possède des temps caractéristiques et des paramètres dynamiques qui le caractérisent (taux de croissance intrinsèque, capacité de charge). Les activités humaines liées à l'utilisation de ces ressources interagissent avec le processus naturel sur des échelles de temps comparables (même ordre de grandeur que les temps caractéristiques de renouvellement), introduisant d'autres dynamiques qu'il convient de surveiller (le niveau de production maximum soutenable notamment). On veille ainsi à ce que le processus de renouvellement ne soit pas mis en péril par les activités humaines afin de conserver le caractère renouvelable de la ressource. La population d'une espèce de poisson

pêché par l'homme peut être un exemple de ce type de ressource. On ne s'intéresse pas à ce type de ressource par la suite.

- Les **ressources naturelles épuisables**. Cette catégorie renvoie à des ressources dont les temps caractéristiques de renouvellement sont lents, éloignés des dynamiques de production anthropiques de plusieurs ordres de grandeur. L'exploitation ne peut ainsi en aucun cas être soutenable. C'est à ce type de ressource que l'on s'intéresse ici, l'exemple le plus typique étant le pétrole. Les énergies fossiles en font toutes partie. Certains métaux (dont l'uranium) peuvent être classés dans cette catégorie, en notant une spécificité importante : l'activité de recyclage (significative et systématique pour certains métaux aujourd'hui) introduit une source anthropique de renouvellement qu'il convient de prendre en compte dans l'évaluation des ressources. Le potentiel de recyclage du combustible nucléaire étant limité (au moins à court et moyen terme, cf. Chapitre I, § 2.2.2), on néglige ici cet aspect pour l'uranium dans ce chapitre.

Qu'il s'agisse de ressources renouvelables ou épuisables, il est fréquent de cumuler les ressources de toute la planète pour les quantifier (par exemple : « la Terre reçoit en continu 170.10^6 GW d'énergie solaire », « les océans ne comptent plus que quelques milliers de baleines bleues » ou « en incluant la production passée, les réserves ultimes de pétrole à l'échelle planétaire se situeraient entre 2 000 et 3 000 milliards de barils »). Cette vision ne doit pas cacher la réalité de l'exploitation industrielle des ressources : toutes ces ressources ne sont pas réparties équitablement à la surface du globe (certains pays possèdent des réserves de pétrole importantes, d'autres non, 1 m^2 capte plus d'énergie solaire aux tropiques qu'aux pôles, etc.). La différence majeure entre les ressources renouvelables et épuisables est que l'activité humaine n'influence pas cette répartition lorsqu'elle exploite raisonnablement une ressource renouvelable, alors qu'elle l'appauvrit localement pour une ressource épuisable.

Dans le cas des ressources épuisables, l'appauvrissement localisé de la ressource peut être compensé par une forte concentration dans les produits issus de la transformation de la ressource (produits manufacturés, déchets, etc.) créant des sortes de mines artificielles pour l'activité de recyclage. C'est le cas de la plupart des métaux (par exemple, les câbles électriques sont parmi les plus fortes concentrations de cuivre qu'on puisse trouver). Les ressources énergétiques fossiles n'entrent pas dans cette catégorie puisqu'elles sont, au contraire, disséminées dans l'environnement sous forme de déchets gazeux après combustion. Dans une certaine mesure, l'uranium (qui fait partie de la famille des métaux) et ses différents produits de transformation au cours du cycle du combustible (U_3O_8 , UF_6 et UF_6 appauvri, UO_2 des assemblages de combustible neuf ou usé, cf. Chapitre I) restent concentrés.

L'objet de ce § 1 sur l'abondance géologique de l'uranium nécessite qu'on ne s'intéresse qu'à la répartition naturelle de l'uranium, sans tenir compte de l'appauvrissement localisé de la ressource et d'éventuelles concentrations ou disséminations anthropiques. On verra au Chapitre IV que les actions anthropiques passées peuvent être importantes pour étudier le marché (production passée, stratégies d'acteurs, stocks stratégiques, etc.). Mais pour les paragraphes § 1.3 et 1.4, on suppose que l'action de l'homme s'est limitée à accumuler de l'information sur les quantités d'uranium que renferme la surface du globe (on ne prend pas en compte l'exploitation et l'épuisement de certaines mines).

Deux approches sont possibles pour étudier l'abondance géologique d'un minéral dans un système donné.

- Une approche *top-down* : on suppose que le système est homogène, on aborde le problème d'abondance par l'estimation d'une quantité totale d'uranium (§ 1.3). Mais cette approche soulève la question de la délimitation physique du système fermé homogène (§ 1.3.3) : où n'envisagera-t-on jamais de chercher de l'uranium ?
- L'autre approche (§ 1.4), qu'on pourrait qualifier de *bottom-up*, s'apparente plus à la réalité que connaissent les géologues et les compagnies qui mènent des campagnes d'exploration : caractériser les zones du globe où l'uranium a été naturellement concentré à des niveaux exceptionnels. L'abondance est ensuite estimée en sommant les quantités identifiées dans les différentes zones. Ici, le risque est de ne pas prendre en compte toutes les zones du globe et donc de ne pas être exhaustif.

1.3 Quantités totales à la surface du globe (approche *top-down*)

Dans l'approche *top-down*, la teneur moyenne d'un milieu et sa masse permettent par simple multiplication de déterminer la quantité totale de minéral contenue dans ce milieu.

1.3.1 Teneurs moyennes de la croûte terrestre et quantité d'uranium

On relève dans la littérature des valeurs de teneur moyenne de la croûte terrestre (qu'on note *clarke*¹⁵) allant de 2 ppm éq U_3O_8 (soit 1,7 ppmU) [40], [67] à 4 ppmU [140]. Les différences constatées dans les valeurs moyennes peuvent en partie être expliquées par la partie de la croûte terrestre considérée par les auteurs (croûte continentale ou océanique, croûte superficielle ou profonde). La valeur de 3 ppm éq. U_3O_8 (2,54 ppmU) est celle retenue par Harris [69] pour la croûte continentale. Elle est proche de la valeur historiquement et empiriquement estimée de 2,7 ppmU [138], retenue par de nombreux spécialistes [34], [160].

Pour déterminer la teneur moyenne de la croûte terrestre de façon empirique, les différentes études procèdent par le prélèvement et l'analyse d'échantillons des différents types de roches qui constituent la croûte. La teneur moyenne de chaque type de roches est mesurée et la teneur moyenne de la croûte est obtenue comme la moyenne des teneurs mesurées, pondérées par la masse relative des différents types de roches dans la composition globale de la croûte (les roches granitiques prédominent pour la croûte continentale et les roches basaltiques prédominent pour la croûte océanique).

Des publications récentes [67] suggèrent que la teneur moyenne de la partie superficielle de la croûte (20 premiers kilomètres) est plus élevée que celle de la croûte inférieure : 2,5 ppmU contre 0,93 ppmU du fait de l'incompatibilité de l'uranium avec les minéraux présents dans le manteau, lui-même très pauvre en uranium (21 ppbU [33]). La croûte inférieure ayant des conditions de pression et de température, ainsi que des natures de roches, plus proches de celles du manteau que de celles de la croûte superficielle, l'uranium se trouve davantage concentré dans celle-ci. Cuney [33] précise la teneur moyenne de la partie superficielle en distinguant bien la zone continentale de la zone océanique : 2,7 ppmU pour la croûte superficielle continentale contre 1,4 ppmU pour l'ensemble de la croûte superficielle. Finalement, Taylor [138] (2,7 ppmU pour la croûte continentale) expliquait déjà la différence entre zone continentale (principalement granitique) et zone océanique (essentiellement basaltique) en s'appuyant sur des échantillons de granites et de basaltes (teneur moyenne des échantillons basaltiques de 0,6 ppmU contre 4,8 ppmU pour les granites).

¹⁵ Franck Wigglesworth Clarke (1844-1931) est un géologue américain pionnier, dans l'investigation de la composition de la croûte terrestre. Son nom est communément utilisé pour faire référence à la teneur moyenne d'un élément chimique dans la croûte terrestre ou au rapport adimensionnel entre la teneur d'un échantillon et la teneur moyenne de la croûte.

Si l'on considère comme système fermé l'ensemble de la croûte continentale superficielle, de masse $1,3 \cdot 10^{19}$ t (d'après [57] pour les 20 premiers kilomètres) et de teneur 2,54 ppmU, on obtient un total d'environ **35 000 milliards de tonnes d'uranium à la surface du globe**. Cette estimation a néanmoins une portée et une utilité limitées. Pour la grande majorité de cet uranium, les roches minéralisées n'ont pas été localisées et, à supposer que la technologie actuelle les rende accessibles (le terme d'accessibilité est précisé au § 2.1), on peut supposer que leur extraction coûterait bien plus que la valeur que représente l'uranium qu'elles contiennent.

Par la suite, nous utiliserons comme teneur moyenne de la croûte terrestre continentale : **clarke = 3 ppm éq. U_3O_8 (soit 2,54 ppmU)**.

1.3.2 Uranium dissous

L'eau est un vecteur de mobilité pour l'uranium tant en surface que dans le sous-sol. Sous la forme de complexes ioniques, l'uranium a une certaine solubilité. La teneur des eaux souterraines dépend de leur vitesse d'écoulement et de leur environnement géologique. En moyenne, les océans ont une teneur comprise entre 1 et 6 ppb et les autres eaux de surfaces (lacs, cours d'eau) ont une teneur inférieure à 1 ppb [160]. (En surface, la teneur des eaux est plus uniforme.)

Compte tenu du volume total des océans, cela représente des quantités très importantes d'uranium. Un calcul similaire à celui du § 1.3.1 donne **4,5 milliards de tonnes d'uranium** si l'on tient compte d'une masse d'eau océanique de $1,5 \cdot 10^{18}$ t et une teneur de **$3 \cdot 10^{-3}$ ppm**.

De nouveau, ce calcul a une portée prospective limitée. Les procédés techniques envisagés jusqu'à présent pour extraire l'uranium de l'eau de mer ont des coûts économiques et/ou énergétiques supérieurs à la valeur économique ou énergétique que représente l'uranium [66].

1.3.3 Restriction liée à l'accessibilité

A priori, si les informations sur la composition des milieux sont disponibles, rien n'empêche d'étendre les estimations précédentes au-delà de la croûte continentale et des océans. Pourquoi ne pas inclure l'uranium présent dans la croûte océanique ? Dans le manteau supérieur ? Dans le noyau terrestre ? Sur la lune ? Pour définir le périmètre du système fermé qu'on considère, il faut ainsi formuler des hypothèses, sortes d'axiomes de l'étude prospective, en s'appuyant sur des arguments potentiellement fragiles comme :

- On exclut les ressources d'uranium du manteau supérieur et du noyau terrestre, car d'une part, aucune industrie extractive, même l'industrie pétrolière, n'atteint de telles profondeurs aujourd'hui et il est donc peu vraisemblable qu'on y ait recours dans un futur prévisible ; et d'autre part, la croûte superficielle est plus riche en uranium que le manteau.
- On exclut les ressources d'uranium présentes dans la croûte océanique et sur la lune (des projets miniers prospectifs existent aujourd'hui dans ces milieux pour d'autres matières premières que l'uranium), car les recherches sur les techniques de récupération sont moins avancées que celles de l'extraction à partir de l'eau de mer (projet prospectif le plus important quantitativement).

Il s'agit donc d'un choix arbitraire : le système fermé que l'on considère est le système dans lequel les ressources sont accessibles avec les techniques existantes ou supposées disponibles à un horizon de temps donné. Cette restriction apportée aux limites du système fermé considéré se retrouve dans bon nombre d'études prospectives (nécessité d'explorer les futurs possibles en considérant différents scénarios, avec ou sans l'eau de mer, avec ou sans la croûte océanique dans notre cas) et reste acceptable si les hypothèses sont bien spécifiées et si les résultats sont utiles.

1.3.4 Limite de l'approche *top-down*

La vraie difficulté que rencontrent les estimations *top-down* est l'intérêt limité des résultats. Si les axiomes ne sont pas trop farfelus, les résultats obtenus peuvent donner une bonne idée de la borne supérieure des quantités de ressources totales, mais ils pêchent à décrire la part réellement accessible de ces quantités. Dans le cas de l'uranium de la croûte terrestre et de l'eau de mer, on a noté que la majorité des quantités estimées sont inaccessibles, car leur coût d'extraction dépasserait largement la valeur qu'elles représentent. On peut imaginer que le progrès technique permettra un jour de récupérer une partie un peu plus significative des 35 000 milliards de tonnes d'uranium en terre ou et des 4,5 milliards de tonnes d'uranium dissous dans les océans. Mais que vaut cette part aujourd'hui et ne restera-t-elle pas négligeable à l'avenir ? La méthode *top-down* ne permet pas de l'estimer, car elle considère le système homogène : toutes les ressources ont la même teneur moyenne, leur profondeur n'est pas considérée, les conditions de pression et de température sont les mêmes dans tout le système. Or, ce sont précisément ces paramètres qui définissent l'accessibilité d'une ressource (cf. §2) : même si le progrès technique peut améliorer l'accessibilité de certaines ressources, on continuera à privilégier les ressources les plus rentables économiquement : celles dont la teneur est élevée (elles minimisent le coût par unité produite) ou, lorsque les teneurs sont assez homogènes comme pour l'uranium de l'eau de mer, celles des zones océaniques à fort courant et température élevée (paramètres qui améliorent significativement le rendement de récupération de l'uranium).

1.4 Concentrations naturelles d'uranium (approche *bottom-up*)

L'approche « *bottom-up* », celle du géologue, donne un autre point de vue sur les ressources : ces estimations ne sauraient donner une borne supérieure précise aux quantités totales présentes dans une vaste région, mais au contraire une borne inférieure des quantités accessibles. En effet, le géologue prend en compte les hétérogénéités de concentration de la région explorée et recense les ressources dont l'accessibilité est favorable. L'activité minière cherche à tirer profit des hétérogénéités des roches : elle commercialise un concentré d'uranium dont la teneur est proche de 85% donc elle préfère transformer des matériaux déjà enrichis par la nature à quelques milliers de ppm plutôt que des roches à 2,7 ppm. Cela minimise l'énergie chimique et mécanique consommée pour la transformation.

Nous présentons dans ce paragraphe les points importants qui permettent de définir une zone de concentration naturelle (§ 1.4.1). Un rappel succinct des grandes étapes d'une campagne d'exploration permet ensuite d'identifier les aspects subjectifs de la délimitation d'un gîte géologique (§ 1.4.2). La base de données qui recense les gîtes d'uranium est présentée avec ses critères de définitions (§ 1.4.3). Finalement, on discute de l'indépendance entre les deux principales variables définissant une zone de concentration (§ 1.4.4). Nous nous focalisons sur les ressources d'uranium présentes dans la croûte continentale en considérant la teneur des roches, mais le raisonnement resterait valable pour l'uranium de l'eau de mer avec d'autres paramètres que la teneur : si cette technique d'extraction se développe, il est probable que l'activité humaine accumule en priorité de l'information sur les zones océaniques les plus prometteuses qu'elle aura découverte.

Puisqu'on considère des hétérogénéités à l'intérieur du système fermé, il est nécessaire d'introduire une grandeur extensive pour délimiter et caractériser les sous-ensembles du système. Nous introduisons pour cela le **tonnage**, noté t , c'est-à-dire la masse de roche des sous-ensembles. À l'intérieur de chaque sous-ensemble, on considère que les grandeurs intensives (la teneur par exemple) restent constantes, mais peuvent varier d'un sous-ensemble à l'autre. Enfin, si le système fermé (ou le sous-ensemble) a une densité homogène, le tonnage est équivalent à la taille du sous-ensemble. L'hypothèse d'une densité de la croûte continentale constante (densité moyenne 2,75, avec une variance limitée : les roches de la croûte ont rarement des densités inférieures à 1 ou supérieures à 3,5)

peut se justifier compte tenu de l'ordre de grandeur et de la variabilité beaucoup plus grande du paramètre central, la teneur en uranium.

1.4.1 De l'indice de minéralisation au gîte géologique

Intéressons-nous d'abord au sous-ensemble du système fermé de la plus petite taille (donc le plus petit tonnage) possible, le minéral. Prenons l'exemple de l'uraninite (UO_2). Si un échantillon de roche analysé en laboratoire permet d'isoler le minéral, la teneur de l'uranium sera de 88% du fait de la présence d'atomes d'oxygène. C'est la plus forte concentration naturelle d'uranium que l'on peut isoler dans la croûte continentale. Mais si le système fermé est divisé en sous-ensembles de taille plus grande, à l'échelle régionale, il est peu probable qu'on puisse observer de telles teneurs : certains sous-ensembles de plus d'un million de tonnes ont des teneurs moyennes supérieures à 1% (minéralisation de McArthur River : 1 Mt de roches à 20% d'uranium en moyenne), mais ils sont exceptionnels et aucun tonnage similaire de pure uraninite ou de pure pechblende n'a été observé jusqu'à aujourd'hui. Enfin, si la taille du sous-ensemble est continentale, on dénombre peu de sous-ensembles dans le système fermé, et la teneur a une probabilité importante d'être proche ou égale à la teneur moyenne de la croûte continentale tout entière.

Il est intéressant de noter qu'entre les deux exemples de sous-ensemble de tailles « extrêmes », la probabilité d'occurrence et la teneur moyenne semblent jouer des rôles complémentaires :

- Dans le cas de l'échantillon de la taille d'un minéral : la probabilité de tirer au hasard un échantillon de teneur 88% parmi tous les échantillons de cette taille dans la croûte terrestre est proche de la valeur de *clarke*.
- Dans le cas d'un sous-ensemble de taille continentale : la probabilité de trouver un continent de teneur *clarke* parmi les 5 continents est proche de 1.

Ni l'un ni l'autre de ces sous-ensembles ne présente d'intérêt pour le géologue. L'intérêt économique du premier est limité par les faibles quantités de métal valorisable, l'autre est limité par les coûts trop importants que nécessiterait l'exploitation de teneurs aussi faibles.

Le géologue cherche donc des concentrations naturelles d'uranium dans des sous-ensembles de taille intermédiaire où la teneur et le tonnage sont simultanément les plus élevés possible. De par leur teneur et leur tonnage élevés, ces sous-ensembles présentent un intérêt potentiel. On les appelle **gîtes géologiques**.

1.4.2 Prospection minière

L'exploration, ou prospection minière, est l'activité qui cherche à identifier, caractériser et accumuler de l'information sur les zones du globe où la ressource est naturellement plus concentrée. Avec cet objectif, il n'est jamais garanti que la zone où l'on a identifié la plus forte concentration soit effectivement la plus riche qui existe (on ne connaît jamais tout le système et on ne découvre pas nécessairement les zones les plus concentrées en premier). Néanmoins, ne serait-ce qu'à cause des limites techniques des moyens d'exploration (profondeur maximale des sondages et des examens radiométriques aériens), on trouve nécessairement des zones « plus accessibles que la moyenne », ce qui permet, en les cumulant, d'estimer une borne inférieure du total des ressources accessibles.

Pour comprendre comment le tonnage et la teneur d'un gîte géologique sont estimés, il est intéressant de rappeler les grandes étapes suivies lors des campagnes d'exploration :

- Le territoire sur lequel la campagne d'exploration est lancée est découpé en parcelles régulières avec une maille lâche. La taille totale du territoire est variable (de la taille d'un terrain de sport à celle d'une région entière), mais fixée à l'avance, pas nécessairement en

fonction de la géologie (les frontières entre États ou entre régions peuvent par exemple intervenir).

- Sur chaque parcelle (dont le tonnage est donné par la taille de la maille), une méthode d'investigation (radiométrie par voie aérienne, échantillonnage en surface, sondages régulièrement espacés par exemple) permet de produire des indices de minéralisation. Ces indices rassemblent notamment des données sur la teneur des roches qu'on peut, en première approximation, extrapoler à l'ensemble de la parcelle pour quantifier les ressources (des techniques plus fines comme le Krigeage permettent de minimiser les erreurs liées à ce type d'extrapolation).
- Sur la base de ces premiers résultats, le géologue choisit de découper certaines parcelles (les plus prometteuses), en sous-ensembles de taille constante et régulière, formant ainsi un maillage fin. De nouvelles investigations permettent d'accumuler des informations supplémentaires sur la teneur de ces sous-ensembles dont la taille reste fixée de manière arbitraire.
- Finalement, sur la base des informations dont il dispose, le géologue délimite le gîte géologique en maximisant simultanément son tonnage et sa teneur : en partant du sous-ensemble ayant la teneur la plus élevée, il agrège les parcelles adjacentes qui diminuent le moins la teneur de l'ensemble tout en augmentant le tonnage.

Il est important de noter que cette dernière étape n'a pas de solution unique ni optimale ; elle ne doit pas être confondue avec l'optimisation de la séquence d'exploitation d'une mine (qui permet de délimiter les réserves d'un gisement, de différencier le minerai des stériles, notions qui sont introduites avec les coûts de production au paragraphe § 2). À l'exception du cas où le territoire exploré est complètement homogène (teneur constante sur toutes les parcelles), élargir la délimitation du gîte autour du point de plus forte teneur se fait toujours en faveur du tonnage et au détriment de la teneur de l'ensemble. Il reste donc une part de subjectivité dans la définition d'un gîte géologique, qu'on peut exprimer sous forme de restrictions pour compléter la définition générale :

- un contenu de métal minimum ;
- un tonnage ou une extension géographique maximum.

1.4.3 Base de données UDEPO

L'AIEA tient à jour et publie une base de données, UDEPO [78], qui rassemble l'ensemble des gîtes géologiques d'uranium identifiés sur la planète (plus de 1 300 actuellement). En plus de renseignements précis sur le type de formation géologique ou la minéralogie de chaque gîte, la base de données fournit la teneur moyenne et le contenu d'uranium. On peut noter que la teneur moyenne d'uranium des gîtes répertoriés dans UDEPO (2 060 ppmU soit 0,2%) est supérieure à la teneur moyenne de la croûte continentale *clarke* de trois ordres de grandeur et que 90% des gîtes répertoriés ont une teneur supérieure à 200 ppm. Cela souligne bien l'intérêt des géologues principalement pour des zones de concentrations naturelles d'uranium exceptionnelles : même s'il n'est pas question dans la base UDEPO de s'intéresser à la rentabilité potentielle d'une activité minière dans les gîtes identifiés, ceux-ci doivent avoir une teneur environ 100 fois plus élevée que la moyenne de la croûte pour être répertoriés.

La base de données UDEPO choisit de ne répertorier que les concentrations naturelles d'uranium dont les ressources totalisent plus de 300 tU. Néanmoins, la base de données ne restreint pas l'extension géographique (donc le tonnage) des gîtes répertoriés. C'est ainsi que certains gîtes répertoriés dans UDEPO correspondent davantage à des estimations de ressources à l'échelle de régions ou de

formations géologiques entières¹⁶ qu'à l'échelle des mines d'uranium que l'on connaît, même des plus grosses¹⁷.

Deux cas de figure peuvent être considérés pour ces concentrations naturelles d'uranium très étendues ou « macro-gîtes » :

- si les teneurs y sont hétérogènes, il conviendrait de les répertorier en les scindant en plusieurs gîtes délimités autour des points de plus fortes teneurs ;
- si l'uranium y est concentré de manière homogène (faibles teneurs, constantes dans toute la formation géologique ou dans toute la région), il conviendrait de ne répertorier que les zones où l'accessibilité est réelle en s'appuyant sur d'autres critères que la teneur (zones affleurantes vs zones sous couverture, zones d'activité minière existante vs zones urbanisées ou protégées, etc.).

Dans tous les cas, nous avons choisi de séparer ces « macro-gîtes » des autres gîtes dans notre analyse puisqu'ils ne constituent pas, en l'état, des mines d'uranium potentielles. Il n'est pas exclu, en revanche, que l'uranium y soit extrait en sous-produit ou que la délimitation de ces « macro-gîtes » soit revue à l'avenir pour répertorier les zones accessibles.

1.4.4 Lien éventuel entre la teneur et le tonnage d'un gîte

Jusqu'à présent, le tonnage et la teneur ont été considérés comme des paramètres centraux pour la définition d'un gîte géologique. Bien que d'autres paramètres jouent un rôle majeur dans l'accessibilité des gîtes et leur intérêt économique potentiel (par exemple la profondeur des zones minéralisées ou le caractère réfractaire des minéraux contenant l'uranium), nous choisissons, dans un premier temps de nous en tenir à la teneur et au tonnage pour décrire les gîtes connus sur le plan statistique.

La principale question que soulève l'étude statistique de ces deux variables est celle de leur indépendance. Est-ce qu'un gîte pris au hasard parmi les gîtes connus a statistiquement un tonnage plus élevé que la moyenne si sa teneur est inférieure à la moyenne ? La réponse resterait-elle valable si le gîte était pris au hasard parmi tous les gîtes (connus et non découverts) ?

La communauté scientifique n'a pas tranché sur cette question d'indépendance de la teneur et du tonnage d'un gîte géologique. Nous apportons ici des éléments de réflexion et des résultats statistiques obtenus à partir de la base UDEPO.

1.4.4.1 *Arguments en faveur d'une corrélation teneur tonnage*

1.4.4.1.1 Perception des géologues

Quel est l'avis des géologues sur ce sujet ? Quelle est leur perception de l'indépendance entre le tonnage et la teneur des gîtes ? Comme le souligne Harris [70], les géologues perçoivent généralement une corrélation négative entre le tonnage et la teneur des gîtes qu'ils connaissent : les tonnages sont de plus en plus élevés à mesure qu'on s'intéresse à des gîtes dont la teneur moyenne baisse. Tonnage et teneur ne seraient donc pas indépendants.

¹⁶ (« Northern Great Plains », « Phosphoria formation », « Northeast, Central, East and South Florida districts » aux Etats-Unis, « Meskala Basin », « Oulad Abdoun Basin » au Maroc, qui totalisent chacune plus de 100 ktU à moins de 100 ppm soit plus de 1 Gt de roches

¹⁷ Quelques millions de tonnes de roches

1.4.4.1.2 Délimitation d'un gîte

La procédure qui vise à délimiter un gîte lors des travaux d'exploration et que nous avons grossièrement décrite au § 1.4.2 peut être une partie d'explication. En effet, la délimitation d'un gîte fixe le tonnage et la teneur en partant du point de teneur le plus élevé et en agrégeant les parcelles adjacentes pour augmenter le tonnage en diminuant le moins possible la teneur. Dans cette procédure, tonnage et teneur ne sont pas définis de manière indépendante et par construction, si l'on augmente suffisamment le tonnage en élargissant les limites du gîte, la teneur décroît.

1.4.4.1.3 Gîte hétérogène

Commençons par rappeler que le tonnage est une grandeur **extensive** alors que la teneur est une grandeur **intensive**. Le fait que la teneur soit mesurée comme le rapport entre la masse de l'élément d'intérêt (l'uranium) et le tonnage (la masse du système entier) n'implique pas une quelconque dépendance entre teneur et tonnage. Au contraire : la grandeur intensive est par définition indépendante de la taille du système, donc du tonnage. Néanmoins, cela suppose que la teneur soit bien définie et correctement mesurée. En effet, une grandeur intensive n'a de sens que pour des systèmes **homogènes**. Lorsque les quantités d'uranium sont inégalement réparties dans les différents sous-ensembles du gîte (ce qui est assez fréquent sur le plan de la géologie : par exemple les gîtes où des strates minéralisées et non minéralisées s'alternent ou bien des gîtes filoniens), la notion de teneur moyenne n'a pas de sens. Au mieux, il s'agit d'un abus de langage (lorsque la teneur et le tonnage du gîte ne font référence qu'aux parties minéralisées), mais il peut tout autant s'agir d'une erreur scientifique¹⁸. Entre les deux cas, la frontière peut être difficile à placer : à partir de quel niveau de variabilité les teneurs intragîte rendent-elles le système inhomogène ? 5% de la teneur maximale mesurée ? Cette variance intragîte n'est-elle pas influencée par les processus de Krigeage qui permettent d'estimer les teneurs à partir des sondages ? La taille de la maille des sondages n'intervient-elle pas ?

1.4.4.1.4 Gîtes connus – Base UDEPO

Pour l'uranium, cette perception se retrouve en partie dans les statistiques de la base de données UDEPO. La Figure II-2 représente la teneur et le tonnage des gisements répertoriés dans UDEPO à l'échelle mondiale. On constate qu'en dessous d'une certaine teneur et d'un certain tonnage, aucune information n'a été recueillie sur les gisements. Cette limite a été grossièrement matérialisée par une droite dont la signification sera détaillée par la suite. Les statistiques correspondantes sont présentées dans le Tableau II-1 pour les variables g et t et leur logarithme $x=\ln(g)$ et $y=\ln(t)$, ainsi que le contenu de métal $m=g \times t$.

¹⁸ Les informations disponibles sur la base de données UDEPO ne permettent pas de vérifier comment ont été estimées les teneurs moyennes répertoriées pour chaque gîte. Pour notre analyse, on fait donc l'hypothèse que ces teneurs sont des moyennes entre des sous-ensembles relativement homogènes.

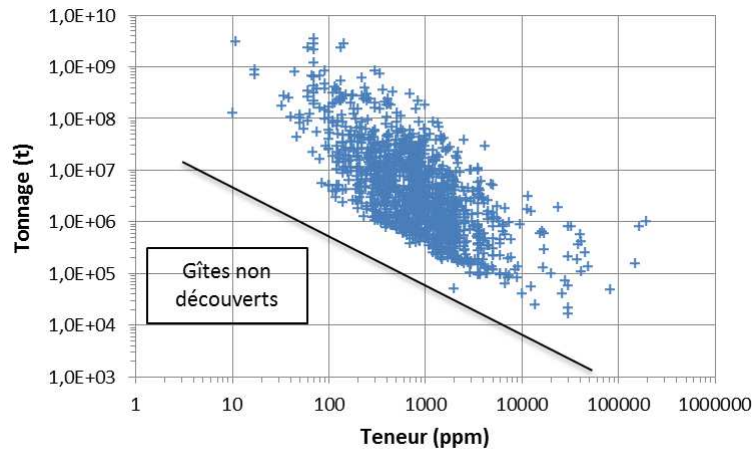


Figure II-2 – Teneur et tonnage des gîtes d'uranium connus (UDEPO)

Pour une population de taille n , les principales statistiques d'une variable z (et z') sont données et notées de la manière suivante :

- moyenne empirique :

$$\bar{z} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n z_k \quad \text{Eq. II-1}$$

- médiane : valeur limite séparant la population en deux sous-échantillons de taille $n/2$.
- variance empirique (carré de l'écart-type) :

$$s_z^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (z_k - \bar{z})^2 \quad \text{Eq. II-2}$$

- covariance empirique :

$$S_{zz'} = \frac{\sum_{k=1}^n (z_k - \bar{z})(z'_k - \bar{z}')}{n-1} \quad \text{Eq. II-3}$$

- corrélation :

$$r_{zz'} = \frac{S_{zz'}}{\sqrt{s_z^2 \times s_{z'}^2}} \quad \text{Eq. II-4}$$

Tableau II-1 – Statistiques des gîtes d'uranium connus (UDEPO)

Variable	Unité	Moyenne	Médiane	Variance	Covariance	Corrélation
Teneur g	tU/t	$\bar{g} = 0,0021$	$g_{Q2} = 8,00 \times 10^{-4}$	$s_g^2 = 8,12 \times 10^{-5}$	$S_{gt} = -7,10 \times 10^4$	$r_{gt} = -0,038$
Tonnage t	tonnes	$\bar{t} = 3,89 \times 10^7$	$t_{Q2} = 2,92 \times 10^6$	$s_t^2 = 4,40 \times 10^{16}$		
Contenu de métal m	tU	$\bar{m} = 9846$	$m_{Q2} = 2530$	$s_m^2 = 6,83 \times 10^8$		
ln(Teneur) x	ln(tU/t)	$\bar{x} = -7,13$	$x_{Q2} = -7,13$	$s_x^2 = 1,33$	$S_{xy} = -1,51$	$r_{xy} = -0,68$
ln(Tonnage) y	ln(t)	$\bar{y} = 15,13$	$y_{Q2} = 14,89$	$s_y^2 = 3,73$		

De la même façon que le constate Harris pour les gîtes d'uranium du bassin de San Juan (Nouveau-Mexique) [70], la base de données UDEPO montre une corrélation négative entre la teneur et le tonnage (cf. Figure II-2 et r_{xy} dans le Tableau II-1). On vérifie par un test statistique de Student [134], [135] que les coefficients de corrélation sont significativement différents de zéro. On construit la statistique de Student associée au coefficient de corrélation (Eq. II-5). On teste l'hypothèse nulle « $r_{zz'}$ est nulle » en comparant la valeur de la statistique $St_{zz'}$ avec les Tables de la loi de Student à $n-2$ degrés de liberté et au risque 5%. On rejette l'hypothèse nulle si $St_{zz'}$ est supérieure à la valeur tabulée. Dans notre cas (1 430 observations), la valeur tabulée au risque 5% est 1,96. On calcule $St_{gt} = 1,4$ et $St_{xy} = 34,7$. En conclusion, on rejette bien l'hypothèse nulle « r_{xy} est nulle » pour les variables x et y : le logarithme du tonnage et de la teneur sont significativement corrélés. En revanche, on conclut que g et t ne sont pas significativement corrélés (r_{gt} n'est pas significativement différente de zéro).

$$St_{zz'} = \frac{|r_{zz'}|}{\sqrt{\frac{1 - r_{zz'}^2}{n - 2}}} \quad \text{Eq. II-5}$$

On conclut donc, dans un premier temps, que la teneur et le tonnage des gîtes d'uranium connus ne sont pas indépendants si l'on considère leur logarithme, confirmant l'intuition des géologues interrogés par Harris.

Mais qu'en est-il de l'ensemble des concentrations naturelles d'uranium, connues et non découvertes ? La diversité des types de gîtes d'uranium intervient-elle ?

1.4.4.2 Arguments critiquant la corrélation teneur tonnage

Nous venons de voir que la corrélation teneur tonnage n'était pas significative si l'on ne considérait pas le logarithme des variables. D'autres arguments conduisent à douter de l'existence d'un tel lien : la diversité des gîtes (§ 1.4.4.2.1) et le biais de l'intérêt économique (§ 1.4.4.2.2).

1.4.4.2.1 Diversité des gîtes

Une étude de l'USGS [52] portant sur les gîtes de nickel met en avant quatre arguments qu'il est intéressant de commenter ici :

- Si un seul gîte se forme dans un système fermé, il existe nécessairement une relation teneur tonnage (graphique A de la Figure II-3). En effet, quelles que soient les migrations qu'a subies la ressource pour être concentrée en un point, le système fermé contient toujours la même quantité de métal et sur un graphe teneur-tonnage en échelle logarithmique une quantité de métal constante correspond à une droite ($\ln(m) = \ln(g \times t) = \ln(g) + \ln(t)$).

- Néanmoins, si l'on considère plusieurs gisements, chacun formé dans un système fermé indépendant, l'ensemble des teneurs et tonnages sont indépendants (graphique B de la Figure II-3) si les systèmes sont de tailles différentes (contenu de métal faible, cas *a*, ou élevé, cas *d*).
- Ce raisonnement est valable lorsqu'un seul mécanisme intervient dans la genèse du gîte. Si plusieurs mécanismes affectent teneur et tonnage, il est possible que teneur et tonnage s'éloignent de la relation teneur-tonnage du cas A et que leur corrélation tende vers zéro (graphique C de la Figure II-3). Imaginons un cas qui pourrait aussi conduire à cette situation : si plusieurs gîtes se forment dans un système fermé et où quelques-uns n'ont pas été découverts. Les quantités de métal connues ne sont plus égales à la quantité totale du système : les mesures de teneurs et tonnages n'ont plus de raison de s'aligner sur la même droite. Si le système fermé n'est pas connu dans son ensemble, on peut s'éloigner du modèle linéaire (graphique A) vers une corrélation négative proche de zéro (cas C).
- Enfin, il convient d'étudier les différents types de gîtes séparément. En effet, les auteurs de l'étude montrent que teneur et tonnage peuvent être indépendants pour un type de gîte donné, mais présenter une corrélation négative si plusieurs gîtes de types différents sont considérés (graphique D de la Figure II-3).

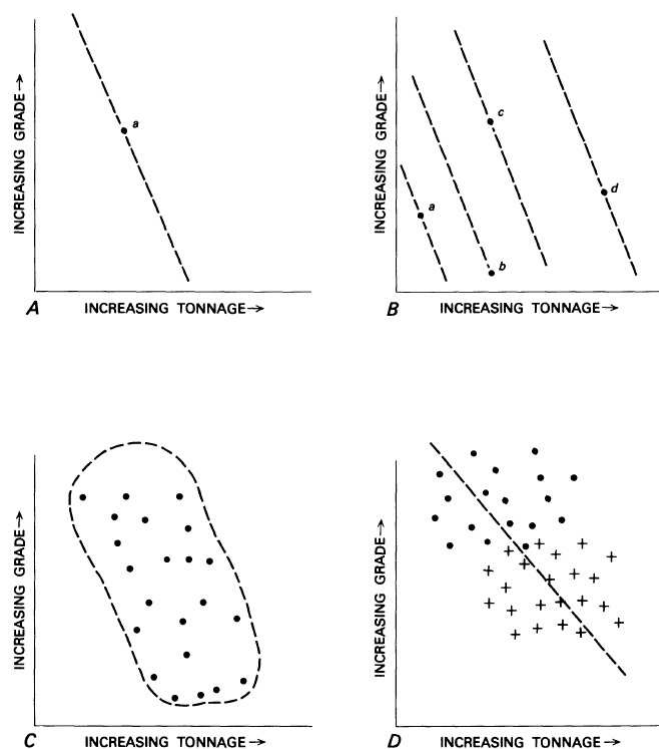


Figure II-3 – Relations et distributions teneur tonnage en échelle logarithmique [52]

1.4.4.2 Filtre économique et gîtes non découverts

Comme nous l'avons déjà souligné, l'intérêt économique tend à favoriser la découverte des plus gros gîtes (teneurs et tonnages élevés) en priorité. Ceci peut s'observer sur la Figure II-2 si l'on considère la valeur de l'uranium présent dans chaque gîte. Dans ce graphique en échelle logarithmique, les gîtes de même valeur se situent sur des droites puisque la valeur est proportionnelle au contenu de métal et que

$\ln(m) = \ln(g \times t) = \ln(g) + \ln(t)$. Or, on constate que les gîtes de faible valeur (tonnage et teneur faibles) semblent alignés sur une droite (passant par les points (100 ppm, 10^6 t) et (1%, 10^4 t)) alors qu'ils se situent loin de la teneur moyenne de la croûte terrestre ($clark = 2,54$ ppmU). On peut donc raisonnablement penser que des gîtes existent sous cette droite (cadran inférieur gauche de la Figure II-2) et qu'ils n'ont pas été découverts à cause de leur valeur économique trop faible. Nous appelons cette droite le **filtre économique** ; celui-ci biaise l'observation des gîtes. (On définira le filtre économique par rapport aux coûts de production au Chapitre III, § 2).

Étudions les schémas de la Figure II-4 pour mieux appréhender la dépendance entre teneur et tonnage. Pour quatre cas de figure, Harris représente le filtre économique (qu'il appelle « *cost surface* ») permettant de distinguer les gîtes connus des gîtes non découverts, et un parallélogramme désignant l'espace dans lequel est distribué l'ensemble des gîtes (connus et non découverts). Dans le cas A, on suppose que la teneur et le tonnage des gîtes sont indépendants. Dans les trois autres cas, on suppose qu'il existe une corrélation négative (particulièrement forte, dans le cas B). Dans chaque cas de figure, on peut constater la corrélation apparente entre teneur et tonnage (celle qui ne tient compte que des gîtes connus). Dans le cas A, alors qu'aucune corrélation n'existe à l'état naturel, une légère corrélation négative apparaît quand le filtre économique est appliqué. Dans le cas B, au contraire, la forte corrélation négative qui existe à l'état naturel est atténuée quand le filtre économique est appliqué. Dans le cas C, la corrélation négative est légère à l'état naturel, elle est accentuée par le filtre. Enfin, dans le cas D, la légère corrélation négative est quasiment annulée par le filtre (la teneur et le tonnage des gisements connus semblent indépendants).

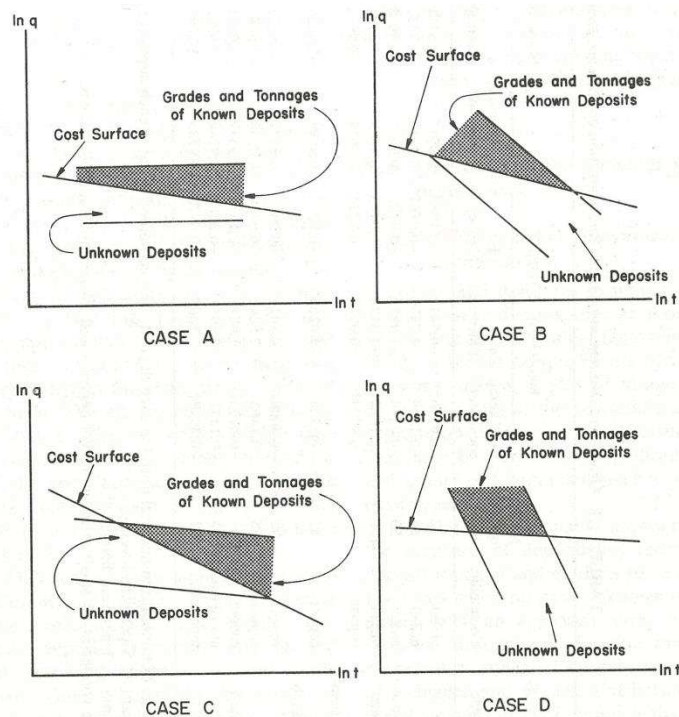


Figure II-4 – Influence du filtre économique sur la corrélation perçue entre teneur et tonnage [70]

Ceci montre que les données statistiques des gisements connus ne permettent pas de conclure que tonnage et teneur ont un lien de dépendance. La corrélation sur laquelle s'accordent les géologues a un sens à l'échelle d'un gîte. Mais lorsqu'on considère l'ensemble des gîtes connus, elle pourrait tout à

fait être l'artefact de l'activité d'exploration, la manière avec laquelle l'homme observe les concentrations naturelles d'uranium. Pour la suite de notre analyse, nous étudierons des gîtes de tailles et de types différents à l'échelle régionale et nous modéliserons l'ensemble des gîtes (connus et non découverts). **Nous décidons donc de considérer que la teneur et le tonnage sont indépendants.**

2 RESSOURCES, RÉSERVES ET COÛTS DE PRODUCTION

Le § 1 a présenté l'abondance de l'uranium à l'état naturel en se focalisant sur des aspects géologiques, en excluant autant que possible les aspects techniques et économiques de l'extraction. L'accent a été mis sur la répartition des ressources avant toute activité anthropique. Néanmoins, nous avons vu que même l'activité d'exploration, bien qu'elle ne soit qu'une simple collecte d'information, est généralement motivée par un **intérêt économique** pour la ressource. Nous avons également employé le terme d'**accessibilité** des ressources pour indiquer que les activités d'exploration permettent de découvrir une part des ressources les plus accessibles, mais sans qualifier et quantifier précisément ce terme.

Pour poursuivre notre étude des ressources d'uranium, il est maintenant nécessaire d'introduire des considérations technico-économiques et nous proposons de commencer par des précisions qualitatives et quantitatives sur les termes « intérêt économique » et « accessibilité » (§ 2.1). Nous verrons ensuite que l'accessibilité et le coût permettent de classer les ressources minérales en distinguant notamment les réserves des ressources (§ 2.2). Enfin, nous verrons les particularités de l'uranium concernant cette classification (§ 2.3) et nous dresserons un état des lieux de la répartition des ressources et des réserves d'uranium (§ 2.4.1).

2.1 Accessibilité et intérêt économique des ressources

2.1.1 Accessibilité

D'une manière générale, l'accessibilité désigne un critère de faisabilité technique. Une ressource est accessible si son extraction est techniquement réalisable. L'accessibilité d'une ressource est une des conditions à sa disponibilité, telle que définie au Chapitre I. Dans notre étude, nous ajoutons une dimension économique pour mesurer quantitativement des degrés d'accessibilité. L'**accessibilité** d'une ressource renvoie ainsi aux solutions techniques nécessaires pour découvrir, identifier, caractériser et extraire cette ressource, mais aussi aux coûts associés à ces solutions. Dans la pratique, des études technico-économiques permettent de lister les solutions envisageables pour un projet minier à mesure qu'il progresse et de chiffrer leurs coûts aux différentes étapes (prospection, caractérisation précise, exploitation). L'accessibilité de la ressource est alors quantifiée par le coût de la solution la moins chère parmi celles identifiées dans l'étude technico-économique.

Comme nous l'avons vu, la **teneur** et le **tonnage** sont deux variables importantes : toutes choses égales par ailleurs, un gîte de tonnage élevé est plus facile à découvrir (coût de découverte faible : un sondage effectué au hasard aura plus de chance d'atteindre la cible) et permet davantage d'économies d'échelle (coût d'extraction moindre) qu'un gîte de tonnage inférieur. De même, toutes choses égales par ailleurs, un gîte de teneur élevée est plus facile à découvrir (les seuils de détection des outils radiométriques sont plus facilement atteints) et requiert le traitement de moins de minerai pour une même quantité produite (coût de traitement moindre) qu'un gîte de teneur plus faible.

Néanmoins, teneur et tonnage sont loin d'être les seules variables déterminantes. Ainsi, la **profondeur** du gîte joue beaucoup sur son accessibilité, de même que la **nature des minéraux** qui piègent l'uranium. Notons aussi certaines contraintes pour lesquelles ils n'existent pas de solution technique (et donc pas de coûts associés) : il n'existe pas aujourd'hui de solution pour dépasser l'épaisseur de la croûte terrestre et atteindre le manteau, de même qu'il est impossible d'extraire des ressources minérales dans des zones où l'activité minière est interdite par la loi.

2.1.2 Intérêt économique

L'**intérêt économique** d'une ressource renvoie davantage à la valeur marchande de celle-ci. Teneur et tonnage sont suffisants pour décrire la valeur marchande d'un gîte : le contenu en métal ($m=g \times t$) est lié à sa valeur ($p \times m \times r$) par le prix de marché p et le taux de récupération global du métal r . À un instant donné, l'intérêt économique d'une ressource est avéré si cette valeur dépasse les coûts de son accessibilité (voir la définition du coût de revient au § 2.1.3). L'intérêt économique dépend donc de la teneur et du tonnage en premier lieu, mais aussi de l'ensemble des variables qui décrivent l'accessibilité.

On comprend donc que pour étudier et modéliser la disponibilité d'une ressource, il est indispensable d'identifier les coûts associés à sa production sous forme marchande.

2.1.3 Coût complet, coûts de production et coût cash

Le coût d'une ressource est un élément central pour estimer son degré d'accessibilité et son intérêt économique. Pour cette raison, il intervient dans la classification des ressources au même titre que le degré de certitude géologique sur l'existence des ressources (cf. § 2.2). Laissons d'abord de côté la preuve géologique de l'existence des ressources ; celle-ci a elle-même un coût, qu'on évoque au § 2.1.3.1.1. Précisons d'abord trois notions de coût que nous utiliserons dans cette étude : le **coût complet**, ou **coût de revient**, les **coûts de production** et le **coût cash** d'une ressource.

Un coût est composé de charges qui peuvent être **directes** (charges exclusivement liées au produit) ou **indirectes** (charges partagées entre plusieurs produits), **fixes** (charges indépendantes des quantités produites) ou **variables** (charges variant avec les quantités produites, généralement proportionnellement).

Pour la production d'uranium, les entreprises minières sont souvent « monoproduit » de sorte que le coût est composé principalement de charges directes. Lorsque les entreprises minières ont plusieurs mines, notamment dans plusieurs pays et produisant des matières premières différentes, il n'est pas rare qu'elles forment des filiales financièrement indépendantes. La maison mère ou *holding* se retire alors des aspects opérationnels de la production pour ne garder qu'un rôle financier (*corporate funding*). Au sein de chaque filiale, les charges imputables aux produits restent donc principalement directes.

Les charges indirectes sont importantes dans un cas particulier : lorsqu'une mine a plusieurs éléments valorisables nécessitant une extraction commune, mais des traitements hydro/pyrométallurgiques différents (coproduits).

En comptabilité analytique, le **coût complet** désigne l'ensemble des coûts imputables à un produit pour sa production et sa mise en vente.

Les **coûts de production** n'intègrent que les charges liées à la production, hors charges de commercialisation, amortissements, intérêts de la dette, charges de gestion et frais administratifs de la holding, etc.

Enfin, le **coût cash** ou coût au comptant renvoie aux dépenses opératoires auxquelles s'ajoutent quelques charges supplémentaires (le transport imputable à la mine, les charges administratives de la mine et les royalties)¹⁹. La suite de ce paragraphe décrit les principaux coûts de la production d'uranium et les charges supplémentaires qui constituent le coût complet de l'activité.

¹⁹ Le coût cash inclut toutes les dépenses courantes d'un site minier. Lorsque les prix sont trop bas pour couvrir ce coût, l'exploitation est généralement arrêtée ou suspendue.

2.1.3.1 Principaux coûts de la production d'uranium

La production minière d'un métal non-ferreux comme l'uranium peut se décomposer en 4 activités : l'exploration (ou acquisition de la ressource), l'extraction, le tri et le prétraitement du minerai, le traitement du minerai, la purification ou raffinage du concentré. Chaque activité nécessite un apport de capital (investissement, § 2.1.3.1.2) et des dépenses opératoires (§ 2.1.3.1.3). Le coût de l'acquisition est discuté séparément (§ 2.1.3.1.1).

2.1.3.1.1 Coût d'acquisition

L'acquisition de ressources minières peut prendre des formes très variées. L'entreprise minière peut acquérir des permis d'exploration sur des parcelles de territoire auprès d'un État ou acheter directement les résultats d'une campagne d'exploration et les permis d'exploitation auprès d'une compagnie dont c'est l'activité principale (ce sont les *juniors*). Au terme de cette phase, l'entreprise minière n'est pas nécessairement propriétaire de la ressource (cf. § 2.4.1), mais peut l'exploiter et commercialiser au moins une partie de sa production. Dans tous les cas, les principales charges de l'acquisition d'une ressource sont les dépenses d'exploration (qu'elles soient acquittées directement ou par le rachat des résultats et des permis d'une autre entreprise).

La particularité des coûts d'acquisition est qu'ils interviennent bien en amont du projet minier : la décision de construire la mine n'est pas encore prise quand la plupart des dépenses sont faites. Dès lors, l'intégration du coût d'acquisition dans le coût complet d'une ressource dépend du cadre analytique dans lequel on se place.

S'il s'agit de calculer la rentabilité d'un projet déjà défini et en production, il doit être intégré. En revanche, les dépenses passées ne doivent pas être prises en compte pour comparer la VAN²⁰ ou le TRI²¹ de projets futurs. Ainsi, lorsqu'on compare des projets miniers dont les ressources sont déjà découvertes, comme ce sera le cas dans notre étude, on n'intègre pas les dépenses d'exploration passées dans leur évaluation économique et dans le calcul du coût de revient.

2.1.3.1.2 Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement d'un projet minier regroupent principalement des charges fixes liées à la construction d'infrastructures et à l'achat de matériels. Selon le type de mines d'uranium, ils peuvent varier et être de natures différentes :

- **Mines à ciel ouvert** (*OP Open pit*) : les investissements sont particulièrement importants dans le coût complet. L'extraction nécessite des engins miniers (charges proportionnelles à la capacité de traitement corrigée du ratio stérile/minerai). Le tri stérile/minerai se fait par mesures radiologiques et est assez peu coûteux. Selon le type de roche, le prétraitement du minerai peut nécessiter des équipements de concassage coûteux. L'usine de traitement (hydrométallurgique) est un des postes d'investissement le plus coûteux (charges proportionnelles à la capacité de production, elle-même déterminée à partir du tonnage de minerai du gisement, cf. Règle de Taylor au Chapitre III, § 2.1.3). Néanmoins, le concentré produit en sortie de traitement (*yellow cake*) est directement commercialisé, la production d'uranium échappe donc aux investissements dans des capacités de traitement pyrométallurgique ou de raffinage complexe que nécessitent d'autres métaux.
- **Mines souterraines** (*UG Underground*) : les mines souterraines se distinguent des mines à ciel ouvert par des coûts d'investissement liés à l'extraction plus importants : aux engins

²⁰ Valeur Actuelle Nette

²¹ Taux de Rentabilité Interne

miniers classiques s'ajoutent les charges liées au creusement des puits et des galeries principales. En revanche, la sélectivité obtenue est meilleure, ce qui permet de s'affranchir du tri stérile/minerai.

- **Lixiviation *in situ*** (ISL *In Situ Leaching*): la lixiviation *in situ* est une technique radicalement différente. Les coûts d'investissement sont moindres. L'extraction nécessite des engins de forage et un réseau de transport de solution acide (pompes, *pipes*). Aucun tri ni prétraitement de minerai n'est nécessaire puisque l'usine de traitement reçoit une solution enrichie en uranium (préconcentrée). L'autre particularité importante est que les investissements peuvent être étalés dans le temps en exploitant le gisement zone par zone (par exemple en agrandissant l'usine de traitement lorsque de nouvelles zones entrent en production).

Aussi, quel que soit le type de mine, des charges fixes s'imposent en fonction de l'implantation du projet : base de vie, infrastructures d'approvisionnement en énergie, en eau, infrastructures de transport... Ces charges peuvent dans certains cas représenter une part considérable des coûts d'investissement. Enfin, de plus en plus de codes miniers imposent aux entreprises de provisionner les coûts de fermeture et de remédiation des sites miniers dès la mise en œuvre du projet. Même s'il ne s'agit pas de coûts d'investissement, nous faisons le choix d'ajouter ces charges à cette catégorie pour signifier que les actifs mobilisés seront indisponibles pour financer d'autres projets miniers. Ces coûts de remédiation peuvent être importants, notamment pour les exploitations à ciel ouvert.

2.1.3.1.3 Coûts opératoires

Les coûts opératoires (ou coûts d'exploitation et de maintenance) d'un projet minier sont fixes et variables. La main-d'œuvre représente la principale charge fixe des coûts opératoires. L'énergie (carburants pour les engins miniers et pour les concasseurs) ainsi que les consommables de l'usine de traitement (acide sulfurique ou carbonate de sodium) sont les principales charges variables. L'entretien du matériel peut aussi représenter une part non négligeable. Du fait de ses spécificités, la lixiviation *in situ* requiert moins de main-d'œuvre et d'énergie.

2.1.3.2 **Charges supplémentaires en sus des coûts de production**

Les autres charges qui complètent les coûts de production pour former le coût complet peuvent être de natures différentes, mais sont, la plupart du temps négligeables dans le cas de l'uranium : transport (à l'opposé du charbon, l'uranium est la matière première énergétique la plus concentrée, la part du transport dans le coût de revient est faible), commercialisation, trading, frais généraux de la holding (charges fixes indirectes), charges administratives de la mine (charges fixes directes). L'intérêt de la dette et les royalties peuvent être ajoutés à cette catégorie et sont non négligeables. Néanmoins, pour cette étude, nous choisissons de les traiter séparément (ils sont évoqués au Chapitre IV) de sorte que dans le Chapitre II et Chapitre III, coût de production et coût de revient peuvent être confondus.

2.2 **Classification des ressources minérales**

2.2.1 **Commodité : base de la classification et des échanges commerciaux**

2.2.1.1 ***De la ressource naturelle à la commodité***

Telle que la définit Pierre-Noël Giraud [59], la commodité est un produit de base (c'est-à-dire une matière première extraite de son environnement naturel) parfaitement standardisé et dont la qualité est connue des acheteurs. Les transformations appliquées aux produits de base les rendent indifférenciables et la compétition entre les différents producteurs se fait donc uniquement par le prix.

Aucune ressource naturelle n'est en elle-même une commodité. Toutes nécessitent a minima une transformation ou une intervention humaine, même celles qui sont échangées dans un état très proche de leur état naturel (ex. : les légumes, le charbon). Cette transformation peut se résumer à rassembler une quantité donnée de ressources dont la qualité est homogène (ex : 1 kg de légumes de même calibre) ou être beaucoup plus complexe (ex : traitement d'un minerai et affinage par hydro/pyrométallurgie pour obtenir un lingot de métal dont la pureté est contrôlée).

Il est courant de désigner par « ressource » la commodité et non la ressource elle-même, dans son état naturel. On utilise par exemple cet abus de langage à chaque fois qu'on évoque les ressources d'uranium ou de pétrole d'un État en les comptant en livres d'oxyde d'uranium U_3O_8 (ou *yellow cake*) ou en barils. Alors que dans certains cas, une même ressource peut donner lieu à l'échange de plusieurs commodités (par exemple les phosphates qu'on échange sous forme de roches phosphatées, d'acide phosphorique ou d'engrais), l'uranium n'est commercialisé que sous la forme de *yellow cake*²², c'est la raison pour laquelle l'abus de langage précédent sera fréquent dans ce mémoire.

2.2.2 Concepts et normes de la classification ressources/réserves

La **classification** des ressources économiquement ou techniquement exploitables se fait selon deux principaux critères : le degré de connaissance physique d'un stock et l'intérêt économique de son extraction potentielle (Figure II-5). On appelle ainsi « **réserves prouvées** » (« *demonstrated reserves* »), la catégorie rassemblant les stocks de ressources dont l'existence physique est démontrée avec une incertitude résiduelle négligeable et dont l'intérêt économique ne fait plus de doute²³ : les ressources présentes dans cette catégorie seront extraites avec certitude et vendues, dans un futur plus ou moins proche. On appelle **gisements** les zones géographiques où sont concentrées les ressources de cette catégorie.

À l'opposé sur l'axe de faisabilité économique du diagramme de classification (Figure II-5), les **ressources identifiées** rassemblent toutes les ressources ayant été répertoriées lors d'études d'exploration, mais ne présentant pas d'intérêt économique avéré au moment de l'étude (teneurs trop faibles ou barrière technologique trop forte pour une extraction rentable). Selon qu'elles se trouvent d'un côté ou l'autre sur l'axe horizontal, ces ressources peuvent aussi présenter de grandes incertitudes quant à l'existence même des quantités répertoriées. Les gisements font partie des gîtes au sens défini précédemment. Les gîtes sont des zones de concentration minérale exceptionnelle pour lesquelles on a prouvé l'existence de quantités importantes de ressources minérales sans nécessairement avoir démontré la rentabilité de l'extraction. En ce sens, on parlera indifféremment dans la suite de **gîtes** ou de **gisements potentiels**.

Enfin, à l'extrême droite sur l'axe horizontal, se trouvent les **ressources non découvertes**. Elles rassemblent des quantités dont aucune campagne d'exploration n'a prouvé l'existence. Les ressources non découvertes sont, par définition, des quantités estimées, s'appuyant sur des modélisations sans vérification empirique.

²² Au cours de l'amont du cycle du combustible, l'uranium est transformé (hexafluorure d'uranium UF_6 après conversion, uranium enrichi UO_2 , voire sous forme d'assemblages de combustible), mais ces produits font rarement l'objet d'échange : la conversion, l'enrichissement et la fabrication d'assemblage sont davantage contractualisés comme des services. C'est une différence notable avec le marché des phosphates par exemple dont les trois principaux produits (roches phosphatées, acide phosphorique, engrais) ont des marchés respectifs.

²³ Cette catégorie est parfois simplement désignée par le terme « réserves », qui peut aussi inclure des ressources présente un peu plus d'incertitudes sur le plan géologique (« réserves inférées »).

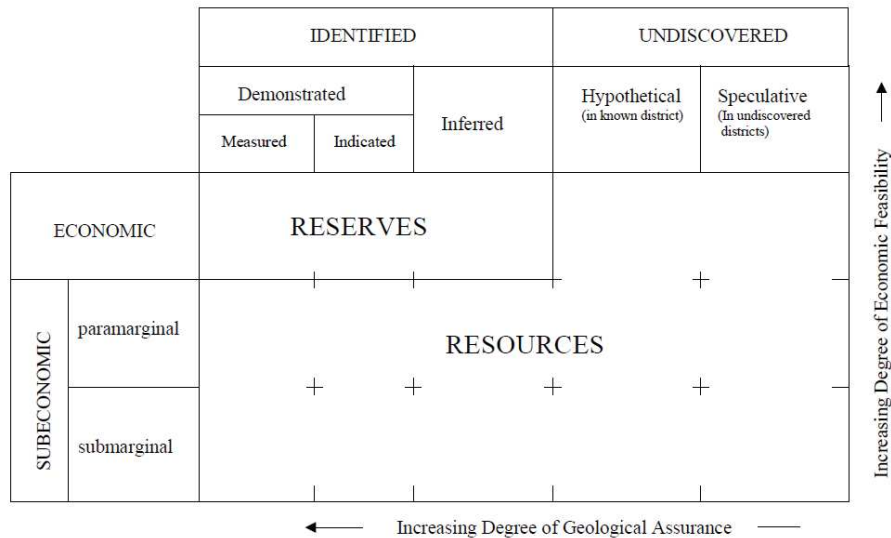


Figure II-5 – Classification de McKelvey, 1976 [132]

Il est important de garder à l'esprit qu'au sein d'un gisement les hétérogénéités de la roche conduisent à une juxtaposition de ressources (subéconomiques) et de réserves. La dispersion des zones de forte ou faible teneur est imposée par la géométrie et la nature du gisement. L'ordonnancement des zones de ressources et de réserves y est intimement lié. On appelle **minerai** la roche des zones de réserves et **stérile** la roche des zones de ressources subéconomiques. La teneur est le principal paramètre discriminant pour délimiter ces zones²⁴. On appelle **teneur de coupure** la teneur limite qui distingue le minerai du stérile.

Notons que, quelle que soit la catégorie d'une ressource, sa classification fait toujours référence à un scénario d'extraction (délimitation du gisement, distinction stérile/minerai, technique minière, technique de traitement chimique, etc.). Ainsi, la classification des ressources permet de distinguer les **quantités totales** (telles qu'estimées au § 1.3) des **quantités ultimes**. Les **ressources ultimes** renvoient aux quantités qu'on espère produire *in fine*²⁵, c'est-à-dire la quantité totale brute, moins les quantités présentes dans les stériles (perdus lors de l'extraction) et les quantités présentes dans les résidus de traitement.

Si la ressource est non découverte, les quantités, le concept d'extraction et les coûts sont estimés par analogie avec des ressources connues et mesurées. Mais dans tous les cas, les ressources classifiées font référence à des quantités nettes du taux de récupération r (produit du rendement d'extraction et du rendement de traitement).

Du stade de l'exploration d'un gisement à celui de son exploitation, la quantification des quantités de métal présentes dans chaque zone et leur classification dans les différentes catégories de ressources ont une importance particulière. Cela permet de suivre l'évolution de l'intérêt économique d'un projet. Ce travail est le résultat d'études technico-économiques régulières qui définissent le phasage des travaux

²⁴ D'autres paramètres peuvent intervenir comme la puissance (épaisseur) d'une couche minéralisée : même si la teneur est élevée, une puissance trop faible peut rendre la sélectivité trop coûteuse, la couche sera alors classée comme stérile, au profit de couches plus épaisses.

²⁵ Par définition, les ressources ultimes ne sont connues avec certitudes qu'à la fin de l'exploitation (lors de la fermeture d'une mine ou, à l'échelle macroscopique, lorsque la production mondiale s'arrête) si toutes les ressources ont été découvertes et extraites. La distinction entre ressources ultimes et réserves ultimes est précisée au Chapitre IV, § 3.1.

miniers et la teneur de coupure. Il constitue une obligation pour les entreprises minières cotées en bourse et doit se conformer à des normes précises imposées par le code minier en vigueur (ex : norme JORC en vigueur en Australie et NI 43-101 au Canada).

Bien que les différentes normes aient leurs spécificités, elles tendent à converger (voir l'initiative du CRIRSCO qui rassemble 80% en capital de l'industrie minière et à laquelle se conforment les nouveaux codes miniers, à l'exception du SEC américain [132]). Ainsi, l'obligation de déclaration des ressources donne un large accès à l'information et l'uniformisation des codes rend cohérentes les quantités de ressources et de réserves des différents gisements et des différents pays.

2.2.3 Paramètres affectant la classification ressources/réserves

Dans son ouvrage *Économie des ressources naturelles* [119], Gilles Rotillon synthétise les quatre éléments principaux susceptibles de faire varier le niveau des réserves d'une ressource naturelle épuisable :

- **Découverte de nouveaux gisements** : principalement gouvernée par les dépenses d'exploration, mais aussi par les techniques d'exploration et donc par le progrès technique. Il ne peut s'agir que de réévaluation des ressources à la hausse (quelle que soit leur catégorie).
- **Amélioration des technologies de récupération** : principalement liée au progrès technique. Le progrès technique ne peut faire qu'augmenter les quantités techniquement récupérables des ressources. Néanmoins, cela ne garantit pas que les réserves augmentent sur le long terme : les ressources sont qualifiées de réserves quand la rentabilité économique est démontrée (la faisabilité technique n'est pas suffisante). Ainsi, une inflation des coûts miniers peut tout à fait compenser le progrès technique.
- **Changement des conditions économiques**, notamment hausse ou baisse du prix de la matière première. Ici, c'est le caractère « économiquement exploitable » de la ressource qui est concerné. Les fluctuations de prix pouvant, à elles seules, rendre une exploitation plus rentable (la hausse du prix de vente augmente la rente) ou moins rentable (un prix trop bas peut ne plus couvrir les seuls coûts de production), la frontière ressource/réserve reste perpétuellement mobile. On note néanmoins que le bilan physique total « ressources + réserves » n'est pas modifié par ce paramètre.
- **Comportement des acteurs et géopolitique**. Dans l'économie mondialisée d'aujourd'hui, ce paramètre reste lié au précédent. Les décisions de certains acteurs (notamment les gouvernements et les entreprises productrices) peuvent modifier substantiellement la demande (sortie du nucléaire par exemple) ou l'offre (restriction des exportations des pays de l'OPEP par exemple) d'une ressource et ainsi faire fluctuer les prix. Là encore, la frontière ressource/réserve peut être mobile dans les deux sens, mais sans changer le bilan physique de l'ensemble.

En plus de ces quatre paramètres, dont les deux premiers ne jouent que pour la hausse des stocks, un paramètre évident joue sur les stocks physiques à la baisse : **la consommation**. À la différence des conditions économiques et du comportement des acteurs qui peuvent faire évoluer le niveau des réserves à la baisse, la consommation correspond à une baisse réelle du bilan physique d'une ressource épuisable. Une exception est néanmoins à noter dans le cas de ressources épuisables, mais recyclables : consommer la ressource revient à l'extraire de la catégorie réserve pour la replacer en

partie dans les ressources subcommerciales²⁶ et en partie dans les réserves elles-mêmes (fraction techniquement et économiquement recyclable).

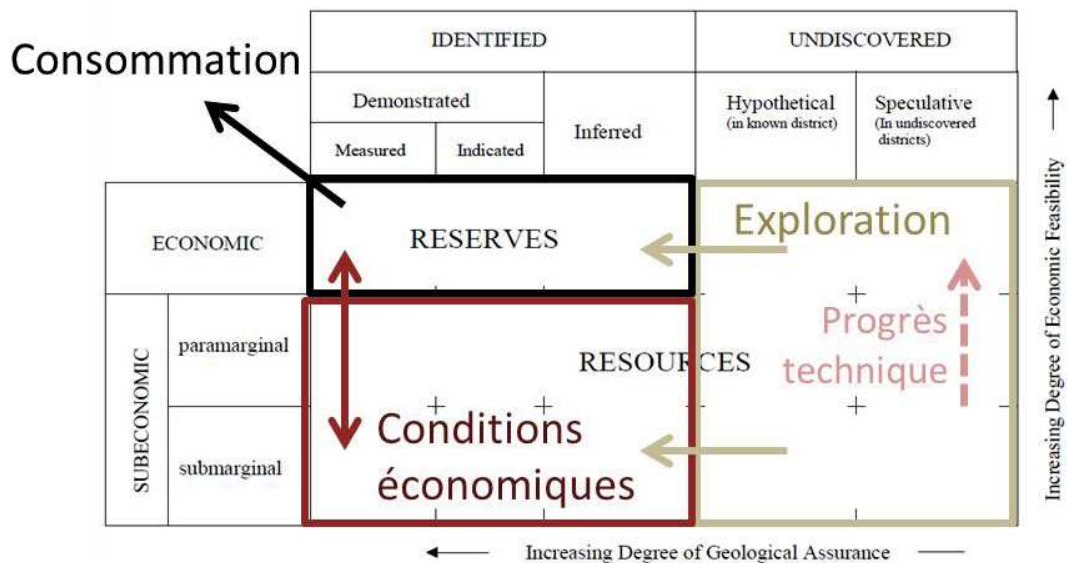


Figure II-6 – Paramètres affectant la classification ressources/réserves

2.2.4 Difficultés de quantification d'une ressource épuisable

L'évaluation des quantités d'une ressource naturelle épuisable se heurte à deux difficultés principales.

La première tient au fait que les travaux d'exploration constituent un **processus d'échantillonnage**. En effet, les études géologiques de prospection se concentrent sur des zones, des régions ciblées ce qui constitue un échantillonnage du total des ressources présentes sur terre. De même, les sondages d'exploration prélèvent une partie du sous-sol au sein des zones ciblées par les études préliminaires, ce qui constitue un sous-échantillonnage. S'en suit une évaluation de la représentativité de ces échantillons pour trier les ressources totales de la zone par ordre d'intérêt économique. Comme dans tout processus d'échantillonnage, la connaissance de l'objet échantillonné (le total des ressources présentes sur terre ou dans une région ciblée) augmente avec la quantité d'échantillons, sans atteindre la connaissance complète de l'objet ou de ses sous-catégories.

Ceci a une première conséquence liée à l'incertitude résiduelle des ressources : à l'échelle d'un gisement, même une maille de forage fine **ne permet pas un bilan de matière certain** (les quantités de chaque catégorie de ressources sont connues à une incertitude près, même si cette dernière est faible dans le cas des « réserves prouvées »).

Parallèlement, la conséquence la plus importante est à l'échelle mondiale : les gisements **non découverts** n'apparaissent pas dans les inventaires. Autrement dit, des quantités pouvant prétendre à la catégorie « techniquement et économiquement extractible » n'apparaissent pas dans les réserves prouvées parce que l'échantillonnage lié aux travaux d'exploration à l'échelle mondiale n'est pas suffisamment complet. La difficulté est importante, car rien n'assure que l'échantillonnage au niveau mondial est aussi efficace et pertinent que l'échantillonnage (exhaustif et rigoureux) au niveau d'un gisement. En somme, **toutes les catégories de ressources sont incomplètes**.

²⁶ Physiquement identifiées mais technico-économiquement inaccessibles (production non rentable)

La deuxième difficulté est liée au **type d'échantillonnage** que constituent les travaux d'exploration à l'échelle mondiale. En effet, il ne s'agit pas d'un processus aléatoire, mais bien au contraire d'un processus contrôlé par une variable endogène : ce sont, entre autres, les dépenses d'exploration qui gouverne l'identification de gîtes géologiques et la découverte de nouveaux gisements. Autrement dit, comme nous l'avons déjà évoqué, **l'intérêt économique pour une ressource intervient dans les processus qui conduisent à quantifier cette ressource**. Mais ces processus sont imparfaits. C'est ainsi qu'on découvre des quantités extractibles pour un coût entre 0 et 40 \$/lb U₃O₈ (qui correspond aujourd'hui à des réserves, car inférieur au prix de marché actuel), mais qu'on découvre aussi des gîtes de moindre intérêt économique (coûts d'extraction supérieurs à 40 \$/lb U₃O₈) alors que la première catégorie n'est pas encore entièrement connue. De plus, certaines ressources subéconomiques (cf. Figure II-5) sont « fatales » : elles ne sont identifiées que parce qu'elles coexistent avec des réserves au sein d'un gisement. Ceci mène à l'autre conséquence importante de ce paragraphe : on ne sait pas dire a priori si, en relatif, la catégorie « ressources identifiées » est plus incomplète que la catégorie « réserves prouvées » à l'échelle globale. À l'échelle d'un gîte, l'incertitude sur les volumes des réserves prouvées est certainement moindre que celle de la catégorie « ressources identifiées ». En revanche, à l'échelle globale, une incertitude supplémentaire s'ajoute à la somme des incertitudes des différents gîtes : celle qui concerne la part du « découvert » et du « non découvert » de chaque catégorie de ressource. Là, rien n'assure que dans les gîtes non découverts, les réserves et ressources subéconomiques sont dans les mêmes proportions que dans les gîtes connus. Ainsi, à l'échelle globale, **l'incertitude sur les réserves (ou ressources économiquement exploitables, connues et non découvertes) peut théoriquement dépasser celle des ressources subéconomiques**.

Finalement, la difficulté est, lors de l'inventaire des différentes catégories de ressources, de tenir compte des incertitudes à l'échelle d'une découverte, mais aussi à l'échelle globale, après consolidation.

2.2.5 Ressources épuisables extraites en coproduit ou sous-produit

Lors de la découverte d'un gisement, il n'est pas rare, notamment pour les gisements métalliques, que la ressource recherchée (primaire) soit trouvée en présence d'une ou plusieurs autres ressources valorisables (secondaires). Plusieurs cas de figure sont alors possibles :

- Les autres ressources sont en faibles quantités, ou bien avec des teneurs trop faibles, ou bien sous des formes minérales particulièrement réfractaires. Il est alors techniquement et/ou économiquement impossible de valoriser ces autres ressources. Dans ce cas la ressource primaire fait l'objet d'une exploitation classique, à condition qu'elle soit dans des conditions d'accessibilité qui lui permettent de supporter seule tous les coûts en conservant la rentabilité du projet.
- La ressource primaire est dans des conditions de disponibilité favorables en termes de quantité, teneur, et accessibilité technique, et les autres ressources sont dans des conditions de disponibilité significatives (quantité et teneur plus faibles que les gisements classiques de ces ressources, mais pas d'obstacle d'accessibilité technique particulier). Si dans ce cas de figure la ressource primaire peut assumer à elle seule l'ensemble des coûts d'investissement et de production liés à l'extraction du minerai, alors les autres ressources peuvent être produites dans des conditions économiquement intéressantes (seuls leur sont imputés les coûts liés au traitement, puisque leur extraction est financée par la ressource principale). La ou les ressources secondaires sont alors des **sous-produits**.
- Toutes les ressources présentes sont dans des conditions de disponibilité défavorables par rapport aux gisements « conventionnels » de ces ressources. Sauf cas particulier (intérêt

stratégique, demande forte et saturation des autres sites de production), l'exploitation classique d'une seule ressource n'est pas économiquement intéressante. En revanche, l'extraction conjointe de plusieurs de ces ressources peut être intéressante grâce à une mutualisation des coûts d'investissement et d'exploitation liés à l'extraction. Ces ressources sont alors extraites en **coproduits**.

La distinction entre ressources et réserves se faisant sur un critère de faisabilité technique et économique, les particularités des sous-produits et des coproduits apparaissent immédiatement.

En effet, les réserves d'un sous-produit dépendent directement des réserves de la ressource principale. La teneur de coupure (teneur minimale assurant la rentabilité d'un projet minier) de la ressource principale définit le volume de minerai extractible. Les ressources techniquement accessibles des sous-produits sont ainsi bornées par ce volume. De même, les réserves de coproduits sont interdépendantes. Ainsi, les paramètres (détaillés au § 2.2.3) qui influencent le niveau de réserves d'un produit primaire s'ajoutent à ceux qui influencent le niveau de réserves du coproduit ou du sous-produit.

Considérons un produit primaire A et un de ses sous-produits possibles B (B est très souvent présent dans les gisements de A, mais à des teneurs variables). Si B est déjà exploité comme sous-produit de A, il fait certainement l'objet d'un inventaire de ressources et de réserves précis. Mais si l'on s'interroge sur l'éventuelle mise en production du sous-produit B dans un gisement où A est déjà exploité, B n'a pas encore d'inventaire précis. Dans la pratique, à l'échelle d'une mine, un exploitant pourra échantillonner son minerai pour déceler les quantités de B qu'il est possible de produire pour chaque quantité de A. Mais pour estimer la ressource de B à l'échelle mondiale dans le cadre d'une étude prospective, il faut procéder à une sorte de « déclassification des ressources », à partir de l'inventaire des gisements de A.

En utilisant des données statistiques sur les teneurs en B des minerais contenant A, on peut déduire des ressources de B à partir d'un inventaire des réserves de A. L'utilisation d'un tel modèle statistique introduit des incertitudes dans l'inventaire de B qui étaient absentes de celui de A. Ainsi, le degré de certitude géologique et économique relatif à B ne peut être qu'inférieur à celui de A (cf. Figure II-5 et Figure II-7). **Des réserves ou des ressources mesurées de A ne peuvent donner au mieux que des ressources identifiées ou des ressources inférées de B. De même, des ressources hypothétiques à découvrir de A ne peuvent donner au mieux que des ressources spéculatives de B.**

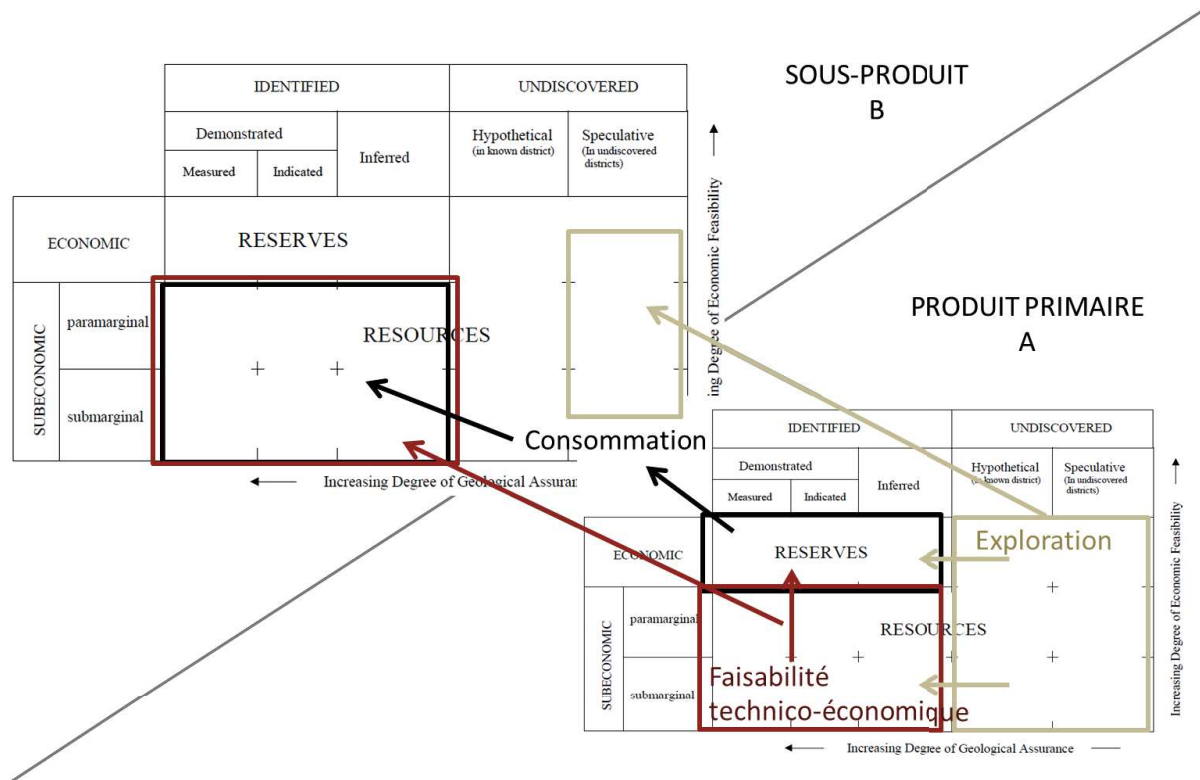


Figure II-7 – Déclassification des ressources pour l’inventaire d’un sous-produit à partir de son produit primaire à l’échelle globale

On peut évoquer un autre problème lié à aux ressources de sous-produits ou coproduits. Pour deux éléments A et B qui coexistent fréquemment à l’état naturel, si l’on exploite A sans coproduire (ou sous-produire) B, la seule exploitation de A peut faire diminuer les ressources de B. En effet, si pour extraire A, le minerai est traité de telle sorte que toute exploitation ultérieure des résidus pour extraire B est rendue impossible, on déprécie les ressources de B. Ce problème est étudié dans le cas de l’uranium et du charbon en Annexe A.

2.3 Particularités des ressources d’uranium

Dans ce paragraphe, nous nous intéressons aux spécificités de l’uranium vis-à-vis des autres ressources naturelles épuisables et notamment des commodités énergétiques, pétrole, gaz, et charbon. Dans un premier temps, nous verrons que la classification des ressources a quelques particularités (§ 2.3.1). Puis nous évoquerons les ressources non conventionnelles et l’importance de la coproduction et sous-production d’uranium (§ 2.3.2), ainsi que les facilités de stockage de l’uranium (§ 2.3.3). Enfin, si l’on reprend les quatre paramètres qui influencent le niveau des réserves (cf. § 2.2.3), l’uranium présente des particularités pour chacun d’eux par rapport au pétrole, au gaz et au charbon (§ 2.3.4).

2.3.1 Classification de l’AIEA/OCDE-AEN

Le Livre Rouge [102] est un rapport biennal produit par l’AIEA/OCDE-AEN sur les ressources mondiales en uranium. Depuis 1965, les États membres de l’ONU ayant une activité de prospection, de production ou de consommation d’uranium peuvent y apporter leur contribution en déclarant leurs ressources d’uranium, leurs dépenses d’exploration, leur production²⁷ ainsi que leurs besoins présents

²⁷ Les données de production d’uranium sont annuelles et remontent à 1945.

et anticipés en uranium. Pour les pays ne faisant pas de déclaration, l'Agence se base sur ses propres estimations pour compléter les informations manquantes. Le Livre Rouge est une source d'information relativement exhaustive dont bénéficient peu de matières premières minérales.

Cependant, le processus de collecte des informations n'exclut pas la possibilité d'un biais lié à une surestimation ou une sous-estimation des ressources par certains pays. Concernant la déclaration des ressources, le questionnaire soumis aux États comporte plusieurs catégories de ressources permettant d'homogénéiser les classifications héritées des codes miniers. Comme pour la classification générale présentée au § 2.2.2, les différentes catégories font référence à des degrés de certitude géologique et d'intérêt économique différents²⁸. Les catégories correspondant aux degrés de connaissance géologique sont (par ordre décroissant de certitude) :

- Ressources identifiées, parmi lesquelles :
 - Ressources raisonnablement assurées (« RAR », équivalent des ressources mesurées ou indiquées sur la Figure II-5)
 - Ressources présumées (« IR », équivalent des ressources « inférées » sur la Figure II-5)
- Ressources non découvertes, parmi lesquelles :
 - Ressources pronostiquées (« PR », équivalent des ressources « hypothétiques » sur la Figure II-5)
 - Ressources spéculatives (« SR »)

La principale particularité de la classification du Livre Rouge comparée à celles des codes miniers concerne les catégories correspondant aux degrés d'intérêt économique. Alors qu'elles sont qualitatives dans les normes internationales de classification (ressources économiques et subéconomiques, cf. Figure II-5), le Livre Rouge adopte des catégories quantitatives. Les ressources sont triées par coût de production estimé (< 40 \$/kgU ; 40-80 \$/kgU ; 80-130 \$/kgU ; 130-260 \$/kgU).

Cette classification matricielle des ressources permet de dresser une typologie des acteurs détenteurs de ressources d'uranium (cf. § 2.4.1) et de suivre leur évolution dans le temps (cf. § 2.4.2).

La classification du Livre Rouge concerne uniquement les ressources d'uranium dites « conventionnelles ». Des ressources « non conventionnelles » sont également répertoriées (toujours sur la base des déclarations des États), mais sans le détail des certitudes géologiques et des coûts de production estimés, ce qui complique l'interprétation de l'importance que pourraient prendre ces ressources dans le futur.

2.3.2 Ressources non conventionnelles : uranium coproduit ou sous-produit

Comment se définit une ressource non conventionnelle ? Il semble difficile de définir cette catégorie uniquement sur le plan de la genèse géologique, tant la diversité des types de gisements est grande, même au sein des ressources conventionnelles. Pour notre étude, nous préférons adopter une définition faisant intervenir l'intérêt économique des ressources. Les ressources non conventionnelles sont celles dont l'intérêt économique est marginal dans les conditions technico-économiques actuelles. En conséquence, elles ne font souvent pas l'objet de classifications rigoureuses, elles ont des teneurs faibles et lorsqu'elles sont exploitées (c'est-à-dire quand leur intérêt économique est avéré), elles nécessitent des techniques particulières et sont souvent valorisées en coproduit ou sous-produit.

²⁸ La classification du Livre Rouge permet également de trier les ressources par type de gisement ou par technique de production.

Notons qu'un intérêt économique marginal n'est pas synonyme de quantités négligeables. Nous avons déjà noté que les quantités totales d'uranium dissoutes dans les océans sont importantes (§ 1.3.2) ; de plus, un seul gisement « non conventionnel » peut représenter des réserves d'uranium très importantes. C'est le cas d'Olympic Dam (Australie) où l'uranium est coproduit avec le cuivre. Aucune autre coproduction « uranium – cuivre » n'égale son importance (d'où son caractère non conventionnel), et il représente plus d'un quart des ressources raisonnablement assurées mondiales à moins de 130 \$/kgU (ce qui lui vaut une classification parmi les ressources conventionnelles dans le Livre Rouge).

Nous présentons ici trois catégories de ressources non conventionnelles d'uranium parmi les plus importantes : l'eau de mer, les phosphates et le charbon (l'uranium étant un sous-produit dans les deux derniers cas). Sachant que les conditions technico-économiques évolueront à long terme à mesure que les ressources conventionnelles seront exploitées, se pose la question de l'estimation des quantités potentiellement valorisables (les ressources ultimes et les réserves potentielles) et l'estimation des flux de production potentiels pour chacune de ces ressources non conventionnelles.

Le cas de **l'eau de mer** est particulier, la faisabilité technique et économique n'est pas acquise. Aucun élément co-valorisable avec l'uranium n'est considéré à ce stade des recherches. Cette ressource non conventionnelle peut néanmoins jouer un rôle de ressource *backstop* (cf. Chapitre IV, § 3.2.5.2) si une rupture technologique intervient.

L'uranium des **phosphates** représente des réserves potentielles, de l'ordre de 4 MtU, mais avec un flux de production potentiel limité à 10 ktU/an [56].

Enfin, le cas de l'uranium associé aux **charbons** a été étudié en détail (cf. Annexe A). Nous avons montré que les réserves potentielles d'uranium associées aux charbons sont non négligeables (de l'ordre de 100 à 200 ktU), mais que les flux de production potentiels sont l'élément limitant (bornés à 1 000 tU/an au XXI^e siècle).

Puisque nos résultats montrent que l'abondance géologique des ressources non conventionnelles n'est pas l'élément limitant de leur disponibilité à long terme, il convient de discuter si les flux de production qu'elles peuvent représenter sont significatifs par rapport aux flux de demande. Ce point est traité en même temps que l'étude du marché de l'uranium au Chapitre IV (§ 4.5.3).

2.3.3 Facilité de stockage

Une particularité de l'uranium est sa facilité de stockage importante. En effet, l'uranium naturel est certes 10 fois plus dense que le pétrole (8,4 t/m³ pour le *yellow cake* contre 0,87 pour un pétrole brut léger d'API 31,1), mais la concentration énergétique de l'uranium est plus de 10 000 fois supérieure (une tonne d'uranium naturel destiné à la consommation d'un réacteur nucléaire à eau pressurisée actuel représente plus de 10 000 tep²⁹ [23]). Cet atout en fait la ressource énergétique la plus facile à stocker et de fait, ce potentiel a sans doute été plus utilisé que pour les ressources fossiles (voire la discussion sur l'importance des ressources secondaires au Chapitre I).

2.3.4 Paramètres affectant la classification : uranium, pétrole, gaz, charbon

2.3.4.1 *Exploration*

Concernant la découverte de nouveaux gisements, l'activité d'exploration de l'uranium se distingue de celle du pétrole et du gaz par les techniques utilisées. Qu'il s'agisse d'uranium ou de ressources fossiles, la phase initiale des activités de prospections s'appuie sur des indices permettant de cibler une région digne d'intérêt, avant de lancer des travaux d'exploration plus poussés pour circonscrire un

²⁹ tonnes d'équivalent pétrole

gisement. **Pour le charbon**, ces indices restent facilement accessibles : présence de certains types de roches (schistes, ardoise ou grès) sur les cartes géologiques régionales, couplée à l'observation, sur le terrain, d'affleurements de charbon ou de schistes carbonifères par exemple. Ces indices sont beaucoup moins évidents **pour l'uranium**, nécessitant souvent le recours à des cartographies radiographiques aériennes de régions entières. Cette technique, qui utilise la radioactivité naturelle de l'uranium est plus coûteuse. Enfin, **pour le pétrole et le gaz**, les indices en surface sont rarement aussi convaincants que pour le charbon. La prospection initiale se fait sur les résultats de campagnes sismiques qui cartographient la subsurface. Là, les coûts de ce genre de campagnes varient grandement selon qu'il s'agit de gîtes *on-shore* ou *off-shore* et selon la profondeur d'investigation. Globalement, le coût de ces campagnes augmente à mesure qu'on recherche des gisements de plus en plus complexes. Une fois la prospection initiale terminée, la zone du gisement est circonscrite et pour évaluer avec précision les ressources disponibles, l'exploration a recours au forage qu'il s'agisse d'uranium, de pétrole, de charbon ou de gaz. Des analyses chimiques et radiologiques précises sont menées sur les carottes de forage. Les coûts de cette étape varient grandement selon la difficulté technique du forage (profondeur, *on-shore*, *off-shore*, forages horizontaux, etc.). L'ensemble des techniques utilisées permet, une fois l'exploration terminée, d'obtenir une bonne connaissance du gisement, avec des incertitudes résiduelles d'un ordre de grandeur comparable, quel que soit le type de ressource. Les spécificités des différentes techniques discriminent donc les gisements par les coûts qu'elles représentent, plus que par les incertitudes résiduelles.

2.3.4.2 *Limite technico-économique d'extraction*

Concernant les taux de récupération, il convient de faire une importante distinction entre pétrole et gaz d'une part, et charbon et uranium (ou tout autre minerai) d'autre part.

Pour le pétrole et le gaz, le taux de récupération est limité par la physique du réservoir et la technologie d'extraction. En fin de production d'un puits, la pression dans le réservoir devient insuffisante pour faire remonter les hydrocarbures en tête de puits. La technologie peut aider à stimuler cette production, mais dans une certaine limite. Typiquement, cette limite se situe autour de 35% de taux de récupération aujourd'hui. Les coûts de la recherche et de la technologie pour l'amélioration de quelques pourcents de ce taux sont tels qu'il n'est pas possible d'exploiter davantage les gisements.

Pour les minerais classiques, dont l'uranium fait partie, la situation est différente principalement parce que l'extraction mobilise des volumes sans valeur économique (stériles et gangue³⁰) en plus de la ressource valorisable, celle-ci n'étant définitivement isolée qu'au cours du procédé de traitement. Les gisements sont quadrillés selon la teneur du minerai (ou sa qualité dans le cas du charbon). Les volumes intéressants (meilleure teneur ou qualité) sont identifiés et une teneur de coupure est définie (teneur minimale assurant la rentabilité du projet minier) pour convenir des volumes à extraire. Une fois les volumes à extraire définis, l'efficacité de la production se mesure par le taux de récupération global qui combine deux éléments : le ratio stérile/minerai (pour produire les blocs dont la teneur est supérieure à la teneur de coupure, il faut également extraire certains blocs « pauvres », les stériles) et le rendement du traitement (à l'usine de traitement, la séparation entre la gangue et la ressource valorisable peut être totale ou partielle, selon la technologie utilisée, les caractéristiques de la roche, etc.). Le taux de récupération global est souvent bien meilleur que pour le pétrole et le gaz, mais ses limites sont moins technologiques qu'économiques. En effet, le rendement du traitement du minerai dépend bien du progrès technique, mais les potentiels d'amélioration de la séparation sont plus faibles

³⁰ La gangue constitue l'enveloppe rocheuse des éléments valorisables (ici l'uranium) au sein du minerai. La gangue est aux ressources minérales ce que la roche réservoir est aux hydrocarbures à la différence importante que la gangue est extraite et transportée jusqu'à l'usine de traitement pour l'isoler des éléments valorisables.

que l'amélioration du taux de récupération des hydrocarbures (un rendement de 90% n'est pas rare dans les usines de traitement de minerai d'uranium). Le taux de récupération global des projets miniers est donc moins sensible au progrès technique que celui des projets pétroliers ou gaziers. En revanche, il est sensible aux conditions économiques du fait du taux d'extraction (composante liée au ratio stérile/minerai). En effet, le choix de la teneur de coupure qui détermine le ratio stérile/minerai est un choix purement économique visant à assurer la rentabilité du projet minier. Bien que ce soit peu fréquent, il est possible de voir évoluer la teneur de coupure d'une mine à la suite d'une hausse ou d'une baisse de prix importante. Plus fréquemment, les fluctuations de prix de court et moyen terme peuvent entraîner une modification de la séquence d'exploitation (par exemple pour extraire en priorité une zone de minerai riche) ce qui affecte moins la classification ressources/réserves.

Pour finir, notons que l'accessibilité d'un gisement, et donc son intérêt économique, sont intimement liés à la technique minière employée. Ainsi, sans être particulièrement sensible à un progrès technique incrémental, un gîte sous-économique peut devenir un gisement à la suite d'une innovation technologique de rupture. Pétrole, gaz et uranium en ont connu : fracturation hydraulique et puits horizontaux pour accéder aux huiles et gaz de roche-mère, lixiviation *in situ* pour les gisements d'uranium de type *roll-front* encastrés entre des couches imperméables. De telles ruptures technologiques pourraient se reproduire, par exemple pour rendre accessibles les ressources d'uranium de l'eau de mer (cf. § 2.3.2).

2.3.4.3 Conditions économiques

Les particularités ou les points communs entre l'uranium et les autres ressources énergétiques sont nombreux concernant les conditions économiques de leur extraction. Voici quelques éléments qu'il conviendrait de compléter :

- L'uranium, comme les autres ressources énergétiques se négocient par des contrats à terme ou par vente sur le marché spot. Comme toutes les matières premières, le cours de l'uranium a subi un pic important en 2008, en lien avec la crise financière. Il est à noter que la part des échanges sur le marché spot des ressources énergétiques est très variable. D'après Jacques Percebois [110], le pétrole est la ressource qui suscite le plus d'échanges internationaux (plus de la moitié de la production) alors qu'à peine 25% de la production de gaz traverse des frontières (15% pour le charbon). Cette différence s'explique principalement par les difficultés de transport du charbon et du gaz par rapport au pétrole. Pourtant, l'uranium (a priori encore plus transportable que le pétrole) n'est négocié qu'à hauteur de 10% sur les marchés spot.
- Originellement, la production d'uranium est liée à la demande militaire. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, les grandes puissances cherchent à se doter de l'arme atomique ; l'exploration et la production d'uranium en début de Guerre froide se font sans considération économique. Des stocks d'uranium, notamment sous forme hautement enrichie, sont constitués. Des accords de désarmement (démantèlement d'ogives nucléaires), signés en 1993 par les Américains et les Russes, ont rendu disponible de l'uranium hautement enrichi pour approvisionner le nucléaire civil après dilution (la dilution permettant d'obtenir des taux d'enrichissement adaptés aux combustibles des centrales électriques). Les quantités d'uranium mises sur le marché par le démantèlement de ces armes ont tenu une part importante dans les sources secondaires d'uranium (Chapitre I, § 1.3.2) qui ont pu couvrir presque la moitié de la demande annuelle électronucléaire à la fin du XX^e siècle.
- La gestion des stocks (même pour le nucléaire civil) est une vraie particularité comparée aux ressources fossiles (cf. § 2.3.3). Pour la France, les stocks d'uranium correspondent au moins

à deux ans de consommation³¹ [7], [12] alors qu'ils ne sont que de quelques mois pour le pétrole ou le gaz³². En moyenne en Europe, les stocks d'uranium équivalent à 3 ans de consommation [44]. En Chine, on estime les stocks d'uranium naturel à plus de 70 ktU en 2014, soit plus d'un an de consommation mondiale [111].

2.3.4.4 Géopolitique et jeu d'acteurs

Les enjeux géopolitiques pour l'uranium sont importants. La période de surproduction pendant la guerre froide et l'écoulement des surplus d'uranium militaire sont deux éléments clés. Concernant la typologie des acteurs, bien qu'il n'existe pas d'organisation telle que l'OPEP sur le marché du pétrole, les stratégies des acteurs et leur concentration sur le marché de l'uranium influencent la disponibilité des ressources sur le long terme (ces aspects sont détaillés au Chapitre IV).

2.4 Répartition et évolution des ressources d'uranium

2.4.1 1^{re} typologie des acteurs : répartition mondiale des ressources

La classification du Livre Rouge (cf. § 2.3.1) permet de dresser une première typologie des acteurs du marché de l'uranium selon les ressources qu'ils possèdent. Ce tableau de la répartition mondiale des ressources d'uranium servira de référence pour analyser les résultats de notre modélisation au Chapitre III, § 2. Puisqu'il s'agit de ressources en terre, nous avons privilégié une typologie par État. En effet, la souveraineté des États sur leurs ressources naturelles est inscrite dans le droit international³³ [51]. À quelques exceptions près (quand le propriétaire du sol est propriétaire des ressources du sous-sol), notamment États-Unis, les États ont décliné cette doctrine dans leurs codes miniers nationaux, s'octroyant la propriété des ressources minières du territoire (indépendamment du régime de droit en vigueur lors de l'exploitation par des entreprises minières publiques ou privées : contrats de services, partage de production, concession, etc.).

La Figure II-8 et la Figure II-9 montrent respectivement la répartition actuelle des ressources d'uranium raisonnablement assurées (RAR) et des ressources inférées (IR) pour les principaux pays et pour les différentes catégories de coût.

³¹ Il s'agit d'une obligation légale pour l'exploitant des centrales nucléaires, dans la pratique les stocks atteindraient 3 à 5 ans de consommation [128].

³² Les membres de l'UE ont obligation de conserver des stocks de produits pétroliers égaux supérieurs à 90 jours d'importations ou 61 jours de consommation (quantité la plus contraignante) [29]. Les membres de l'AIE suivent une directive similaire.

³³ La résolution 1803(XVII) de l'ONU stipule : « le droit de la souveraineté permanente des peuples et des nations sur leurs ressources naturelles doit s'exercer dans l'intérêt du développement national et du bien de la population de l'Etat intéressé ».

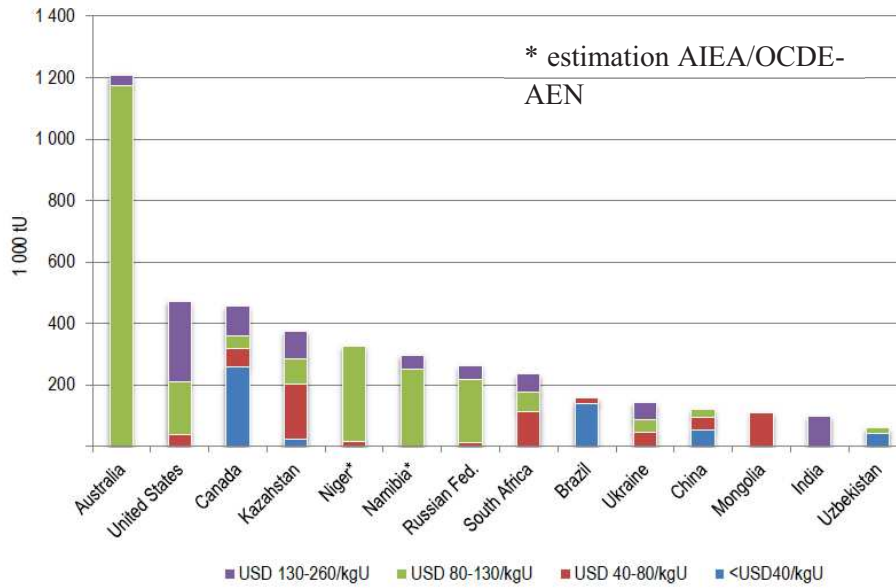


Figure II-8 – Répartition des ressources raisonnablement assurées d'uranium dans le monde en 2013 [102]

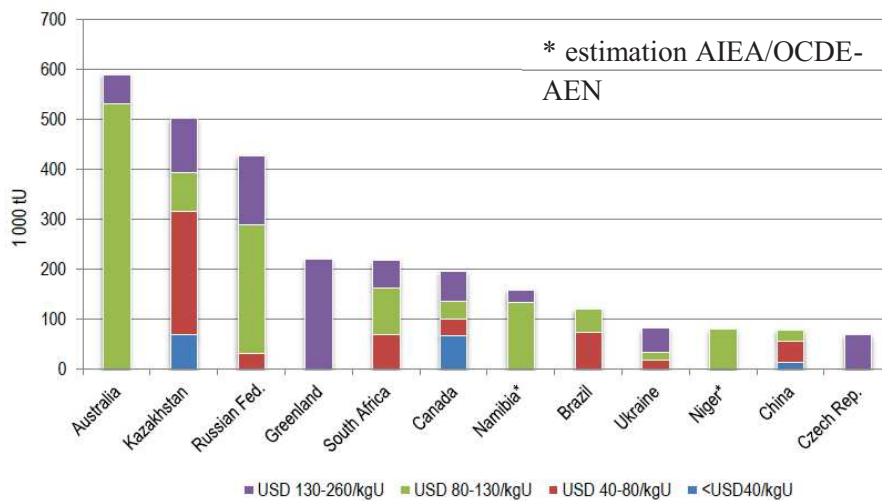


Figure II-9 – Répartition des ressources présumées d'uranium dans le monde en 2013 [102]

On constate sur la Figure II-8 que l'Australie se démarque par des ressources particulièrement importantes, mais toutes à plus de 80 \$/kgU. La Figure II-8 et la Figure II-9 montrent que le Kazakhstan et le Canada s'affichent comme leaders des ressources les moins chères, avec un avantage notable pour le Kazakhstan si les ressources présumées sont prises en compte.

On retiendra que les ressources d'uranium sont concentrées dans un petit nombre d'États : les 10 premiers pays détiennent 90% des réserves mondiales (ressources raisonnablement assurées à moins de 130 \$/kgU, c'est-à-dire dont le coût de production est inférieur au prix actuel³⁴). C'est une concentration plus importante que pour les autres commodités énergétiques : les 10 premiers États détenteurs de pétrole cumulent 85% des réserves prouvées³⁵ et les 10 premiers États détenteurs de gaz

³⁴ Prix long terme en mars 2015 : 125 \$/kgU [158]

³⁵ Cette part des réserves prouvées est portée à 96% si l'OPEC est considérée comme un acteur à part entière.

naturel cumulent 79% des réserves prouvées³⁶. On pourra nuancer cette remarque en notant que si on inclut l'ensemble des ressources identifiées (RAR+IR) à moins de 260 \$/kgU, les 10 premiers États ne totalisent plus que 82% des ressources.

2.4.2 Évolution des ressources d'uranium et leur coût : 1965 – 2013

La classification du Livre Rouge permet également de suivre l'évolution des différentes catégories de ressources. La Figure II-10 représente l'évolution des ressources mondiales d'uranium – ressources raisonnablement assurées (RAR) et ressources inférées³⁷ (IR) – de 1965 à 2013 pour différentes catégories de coût de production.

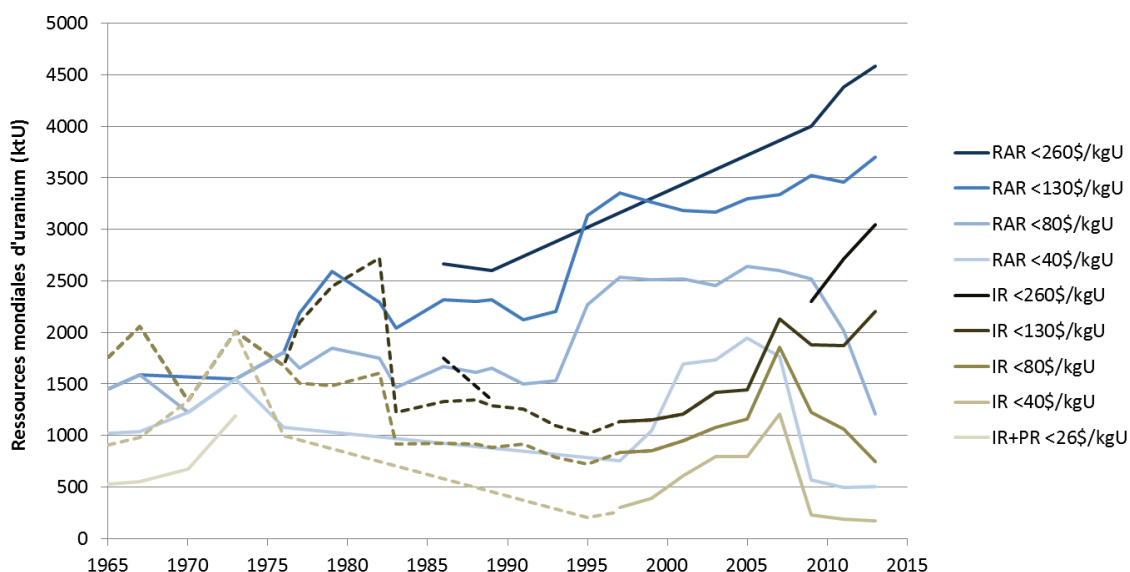


Figure II-10 – Évolution des ressources mondiales d'uranium : 1965 – 2013

La Figure II-10 permet de faire deux premiers constats : les ressources raisonnablement assurées (toutes catégories de coût confondues) ont toujours suivi une évolution à la hausse, un peu plus marquée depuis les années 90, alors que les ressources inférées sont restées stables autour de 1,5 MtU et n'ont connu une hausse significative que dans les années 2000.

On constate aussi depuis 2007 que des changements importants ont eu lieu entre les différentes catégories de coût. Qu'il s'agisse de ressources raisonnablement assurées ou inférées, les catégories de coûts élevés (80-130 \$/kgU et 130-260 \$/kgU) ont continué de s'accroître alors que les catégories de ressources moins coûteuses (<80 \$/kgU et <40 \$/kgU) se sont effondrées³⁸. Cette « disparition » des ressources peu chères étant brusque, ample (de l'ordre de 1 MtU en 5 ans) et visible tant du côté des réserves que des ressources présumées, elle ne s'explique pas par un pic de consommation d'uranium, mais davantage par une forte inflation des coûts de production.

³⁶ D'après les données de l'US EIA, en 2013.

³⁷ Avant 1997, les ressources inférées (IR) étaient déclarées conjointement avec les ressources pronostiquées (PR). Les sections de droite en pointillés incluent les deux catégories.

³⁸ Les ressources RAR<80 \$/kgU passent de 2,5 MtU en 2007 à tout juste 1 MtU en 2013. Les ressources IR<80 \$/kgU passent de près de 2 MtU en 2007 à 750 ktU en 2013.

ANNEXE DU CHAPITRE II

ANNEXE A RESSOURCES D'URANIUM DANS LES CENDRES DE CHARBON

Les ressources non conventionnelles d'uranium peuvent jouer un rôle important en apportant des contributions complémentaires à l'offre mondiale d'uranium naturel.

Une ressource non conventionnelle souvent citée, mais dont le potentiel au niveau mondial n'a jamais vraiment été étudié, est l'uranium des cendres de charbon. En effet, l'uranium présent en plus ou moins grande quantité dans les minerais de charbon est concentré dans les cendres lors de la combustion et il pourrait être économiquement intéressant de le récupérer.

Cette annexe a pour objectif d'évaluer les ressources en uranium des charbons et de caractériser le potentiel de production à partir de ses cendres. Le charbon et les cendres de charbon sont d'abord présentés en termes de ressources et d'utilisations (§ 1). Les spécificités de la production d'uranium à partir des cendres de charbon (§ 2) permettent d'en déduire le potentiel des cendres de charbon en termes de ressources et de production d'uranium (§ 3 et § 4).

1 CHARBONS ET CENDRES DE CHARBON

1.1 Charbon(s) : classification, utilisations et réserves

1.1.1 Classification des charbons

Le charbon est une roche sédimentaire dont l'origine est une accumulation de matière organique et végétale. Il est utilisé à grande échelle comme combustible depuis la révolution industrielle.

Le charbon fait l'objet d'une classification précise selon sa qualité. On classe généralement les charbons par leur pouvoir calorifique ou leur teneur en carbone. Par ordre de qualité décroissante (teneur en carbone et pouvoir calorifique de plus en plus faibles) on a ainsi :

- l'anthracite ($GCV^{39} > 24 \text{ MJ/kg}$) ;
- la houille :
 - o les charbons bitumineux ($GCV > 24 \text{ MJ/kg}$) ;
 - o les charbons sub-bitumineux ($24 \text{ MJ/kg} > GCV > 20 \text{ MJ/kg}$) ;
- le lignite ($GCV < 20 \text{ MJ/kg}$).

³⁹ GCV = « Gross Calorific Value », données issues de la norme ISO 11760 UNECE [46]



Figure II-11 – Classification des charbons par leur teneur en carbone (Docto)

Parmi les classifications de charbon faisant référence, le charbon « coke » fait souvent l'objet d'une définition particulière. Il s'agit en réalité d'une sous-catégorie de la classification précédente (appartenant plutôt aux charbons de qualité élevée, bitumineux ou anthracite), avec quelques particularités de gonflement et de dilatation lors de la mise en température. Cette sous-catégorie ne s'appuie pas directement sur une différence de composition du charbon, mais sur une spécificité d'utilisation : il s'agit du charbon destiné à la sidérurgie (cokéfaction).

Le lignite, charbon de qualité inférieure (au sens du pouvoir calorifique et de la teneur en carbone) est souvent distingué des autres qualités de charbon (cas de la base de données Enerdata [42] par exemple). Sauf mention contraire, nous appellerons donc dans la suite :

- « charbon », l'ensemble des charbons « anthracite », « bitumineux » et « sub-bitumineux », ensemble qu'on appelle communément « *hard coal* » en anglais ;
- « lignite », les charbons de qualité inférieure aux « sub-bitumineux ».

D'autres facteurs peuvent intervenir pour affecter la qualité du charbon :

- la **fraction massique des matières volatiles** qui décroît quand la teneur en carbone croît et respecte la classification précédente⁴⁰ ;
- le **contenu initial de cendres** (*initial ash content*) qui désigne la fraction massique des matières minérales non combustibles (celles qu'on retrouvera sous forme de cendres après la combustion du charbon). Le paramètre est déterminé par la combustion d'un échantillon de charbon dans des conditions standardisées. En pratique, ces conditions standard diffèrent des conditions réelles de combustion et la quantité de cendres réellement produites peut être différente de la valeur prévue par le paramètre. Les charbons à faible contenu initial de cendres sont économiquement mieux valorisés.
- La **teneur en soufre** du charbon qui est prise en compte dans l'évaluation économique d'un charbon, mais peut ne pas suivre la classification précédente.
- La **teneur en uranium** des charbons pourrait être vue comme un facteur de qualité ou d'impureté, mais la valorisation des charbons à l'heure actuelle n'en tient pas compte.

⁴⁰ Les matières volatiles contenues dans le charbon (CO₂, CH₄, hydrogène notamment) dégradent son pouvoir calorifique. Leur pouvoir calorifique propre n'est pas nul mais inférieur à la fraction « non-volatile » du charbon.

L'ensemble des paramètres précédents sont généralement définis sur la base d'échantillons de charbon secs et débarrassés de leur contenu initial de cendres.

Avant son utilisation, le charbon subit peu de traitements. En sortie de mine, il est systématiquement concassé, quelle que soit son utilisation future et éventuellement rincé. Lorsqu'une centrale thermique s'approvisionne avec des charbons de qualités différentes (plusieurs mines productrices), les charbons concassés peuvent être mélangés pour homogénéiser leurs caractéristiques selon les besoins de la centrale ou les restrictions environnementales (pouvoir calorifique et fraction des matières volatiles stables, teneur en soufre maîtrisée). Dans le cas de la liquéfaction du charbon, le traitement du charbon peut, selon les technologies utilisées, être plus important. La liquéfaction par voie directe prévoit ainsi une réduction de la teneur en cendres par flottation.

1.1.2 Utilisation du charbon⁴¹

Depuis depuis 1970, l'augmentation de l'utilisation du charbon est essentiellement portée par le secteur énergétique et notamment par la production d'électricité.

En 2012, le secteur énergétique (par opposition au secteur sidérurgique) représente 80% de la consommation totale de charbon. Le secteur sidérurgique totalise 15% de la consommation totale et 5% rassemblent les autres applications non référencées. Le secteur énergétique inclut la production électrique ainsi que d'autres applications plus marginales : production de chaleur pour les réseaux de chaleur, production directe d'énergie pour les industriels, notamment les fabriques de ciment, liquéfaction. La production électrique représente 60% de la consommation totale et capte la quasi-totalité de la croissance.

Par opposition au charbon utilisé dans le secteur sidérurgique, le « coke », le charbon utilisé dans le secteur énergétique est appelé « charbon à vapeur ».

Seul le charbon à vapeur produit des cendres susceptibles d'être traitées pour récupérer l'uranium. On considère donc que **80% du charbon produit annuellement est destiné à être réduit sous forme de cendres**. En effet, le charbon sidérurgique (coke) est chauffé dans des fours à haute température pendant des temps très longs (quinzaine d'heures) ce qui rend très difficile la récupération de l'uranium (les minéraux sont rendus réfractaires, cf. § 2.5). De plus la matière première est « perdue » puisque totalement transformée pour la production d'acier.

Dans la suite de cette étude, on étudiera uniquement les caractéristiques de la récupération d'uranium à partir de cendres de centrales électriques. Ceci suppose que, quelles que soient les utilisations du charbon dans le secteur énergétique, les conditions de combustion sont proches de celles des centrales électriques, ce qui permet d'obtenir des rendements de récupération d'uranium comparables. Cette hypothèse est forte et n'est pas toujours vérifiée. Ainsi, au cours du procédé de liquéfaction, selon les technologies utilisées de réacteur de gazéification, les cendres obtenues peuvent être vitrifiées, et alors rendues inaptées à la récupération d'uranium, ou non. Néanmoins, étant donnée la part prépondérante de la consommation des centrales électriques (60% de la consommation totale) dans le secteur énergétique (80% de la consommation totale), cette hypothèse est retenue pour la suite.

1.1.3 Utilisation du lignite

En 2012, la consommation mondiale de lignite s'élève à 880 Mt [42].

À l'inverse du charbon, le lignite a une application unique : la production électrique. Il n'existe pas de marché du lignite pour une raison simple : le faible pouvoir calorifique impose des volumes beaucoup

⁴¹ L'ensemble des données présentées dans ce paragraphe proviennent d'Enerdata [42].

plus importants que pour le charbon. En conséquence, les coûts de transport du lignite sont beaucoup plus importants (pour un contenu énergétique donné) et leur exploitation ne se justifie que dans un cas de figure précis : lorsqu'il n'y a pas ou plus de sources de charbon à proximité et lorsque le lignite peut être consommé à proximité du site de production (c'est-à-dire lorsqu'une demande d'électricité existe non loin des mines de lignite). Dans ce cas, producteurs et consommateurs de lignite coexistent dans un marché captif, ne laissant pas la place à des échanges internationaux. L'exploitant minier est souvent aussi l'exploitant de la centrale électrique. Nous verrons au § 2.6 que ceci présente un intérêt pour le traitement des cendres dans le but de récupérer l'uranium.

Pour la suite de l'étude, les données utilisées pour des calculs de capacités de production ne tiennent compte que du charbon et des lignites consommés par le secteur énergétique, c'est-à-dire 100% de la consommation de lignite et 80% de la consommation totale de charbon « hors lignite ».

1.1.4 Réserves de charbon et lignite

À l'échelle mondiale, les ressources et les réserves de charbon font l'objet d'un inventaire précis. Le Tableau II-2 présente des évaluations récentes pour le lignite et le charbon. Les évaluations du German Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (GFIGNR) et du World Energy Council (WEC) sont les deux principales références au niveau mondial. Elles présentent des différences parfois importantes. Ceci s'explique en partie par des divergences dans la classification des ressources (définition technique des termes « ressources » et « réserves »). L'évaluation du GFIGNR [48] reste particulièrement optimiste ; celle d'Enerdata [42] se rapproche beaucoup de celle du WEC [167]. Pour les calculs de ressources (cf. § 3 et 4), on ne retiendra que les évaluations du GFIGNR et d'Enerdata.

Tableau II-2 – Ressources identifiées et réserves prouvées de charbon et de lignite en 2011/2012

	Monde (Mt)	États-Unis (Mt)	Chine (Mt)	Source
Ressources* charbon	1 302 994	407 900	177 600	2012, Enerdata
Réserves prouvées de charbon	694 023	212 347	95 900	
Ressources* lignite	319 057	39 283	108 800	
Réserves prouvées de lignite	152 113	30 374	18 600	
Ressources** charbon	17 119 100	6 643 800	6 862 300	2011, GFIGNR
Réserves*** de charbon	754 600	230 700	336 200	
Ressources** lignite	4 152 400	1 485 900	1 041 200	
Réserves prouvées de lignite	283 000	33 000	82 000	
Réserves prouvées de charbon	690 530	207 119	95 900	2011, WEC
Réserves prouvées de lignite	201 000	30 176	18 600	

* : « proved amount in place » (ressources prouvées incluant les réserves et les ressources sub-économiques démontrées). Voir Figure II-5.

** : « proven amounts of energy resources which cannot currently be exploited for technical and/or economic reasons, as well as unproven but geologically possible energy resources which may be exploitable in future » (probablement l'ensemble des ressources identifiées, prouvées ou inférées, réserves exclues, ainsi que les ressources hypothétiques restant à découvrir). Voir Figure II-5.

*** : la différence constatée avec les données Enerdata et World Energy Council laisse penser qu'il s'agit de réserves identifiées (réserves prouvées + réserves inférées). Les réserves inférées sont économiquement extractibles, mais l'incertitude géologique est légèrement plus importante que pour les réserves prouvées. Voir Figure II-5.

Cet inventaire, même s'il est l'agrégation de données de différents gisements, ne donne pas accès à la composition des charbons. Ces données, même si elles sont certainement connues des différents exploitants, ne sont pas accessibles. Sur ce point, des bases de données existent (CoalQual pour les charbons américains, World Coal Quality Inventory à l'échelle mondiale), mais restent incomplètes et ne précisent pas les volumes représentatifs des échantillons analysés. Ces bases sont présentées et exploitées au § 2.4.1.

1.2 Cendres de charbon : production, utilisations, stocks

L'uranium extractible des cendres de charbon dépend de la production minière de charbon actuelle, mais également des stocks de cendres existants. Ces derniers étant très importants, l'évaluation des ressources en uranium dans le charbon doit en tenir compte. La raison pour laquelle le minerai de charbon n'est pas traité directement pour récupérer l'uranium est liée à la reconcentration de l'uranium lors de la combustion du charbon. Alors que les éléments volatils issus de la combustion (CO_2 , SO_x , radon par exemple) s'échappent, la quasi-totalité de l'uranium se retrouve dans les résidus solides de la combustion (les cendres).

Néanmoins, les cendres de charbon ont d'autres utilisations que la récupération d'uranium ; de plus, dans certains secteurs, l'utilisation du charbon ne permet pas de produire des cendres exploitables. Il faut donc s'intéresser aux processus conduisant à la production, l'utilisation et la formation de stocks de cendres.

1.2.1 Production de cendres

Lors de la combustion, les centrales à charbon forment trois types de produits de combustion :

- les cendres légères (« fly ash ») qui sont récupérées au niveau de la cheminée,
- les cendres lourdes (« bottom ash » ou « slag ») qui sont récupérées au niveau du brûleur,
- et les fumées qui sont les cendres légères non récupérées et les autres gaz de combustion (CO_2 , SO_x , NO_x , etc.).

Les phases solides (cendres légères et lourdes) sont récupérées à 90% dans les anciennes centrales à charbon et à 99% dans les plus modernes [155], les pertes se faisant par échappement des fumées par la cheminée.

Les **cendres légères** (« fly ash ») représentent la grande majorité des produits de combustion des centrales à charbon soit 84% (hors production de gypse synthétique⁴²) d'après les données de l'ECOA [45]. Elles sont issues d'un piégeage (par électrofiltres) des particules fines présentes dans les fumées des centrales à charbon. L'autre partie des produits de combustion rassemble les **cendres lourdes (ou cendres de lit)** (« bottom ash »). Celles-ci s'accumulent spontanément au fond de l'enceinte de combustion. Ces deux familles de cendres peuvent théoriquement être traitées pour la récupération d'uranium. Néanmoins, une méthode de traitement des gaz sulfurés par voie sèche (alternative à la production de gypse pour réduire les émissions de SO_x) consiste à introduire directement de la chaux ou du calcaire dans l'enceinte de combustion. La composition des cendres de lit est alors modifiée. L'ajout de calcaire réduit la teneur en uranium des cendres et apporte un élément dont l'affinité avec les agents de lixiviation acide est forte (d'où un traitement potentiellement plus coûteux pour récupérer l'uranium). Pourtant, on verra par la suite que la production d'uranium a

⁴² Le gypse est produit par ajout de chaux ou de calcaire aux gaz sulfurés des fumées. Ce procédé permet de réduire les émissions de SO_x en traitant les fumées par voie humide [83]. Le circuit d'évacuation des fumées reste équipé du système de piégeage des particules fines qui produit les cendres légères.

intérêt à réutiliser les gaz sulfurés (donc à ne pas recourir à la désulfuration par voie sèche) ; **on considère dans la suite que l'ensemble des cendres produites par les centrales à charbon sont potentiellement utilisables pour la récupération d'uranium.**

Plusieurs chiffres de production de cendres sont avancés dans la littérature (Tableau II-3, colonnes 1, 2 et 3). Il convient de les rapporter à la consommation de « charbon électrique » (ou par approximation « charbon à vapeur » du secteur énergétique) qui a permis de produire ces cendres (Tableau II-3, colonnes 3 et 4). En effet, le rapport de masse (qu'on nommera par la suite facteur de reconcentration) est un paramètre important pour prévoir la teneur des cendres issues d'un charbon de caractéristiques connues (voir § 2.4.2).

Les calculs du rapport de masse du Tableau II-3 présentent des incertitudes importantes :

- la donnée européenne (OCDE pour Enerdata) est imprécise, WildHorse ne spécifiant pas les pays pris en compte dans la zone ;
- les 3 Gt de la consommation mondiale de charbon en 2008 correspondent plus, selon Enerdata à la consommation des centrales électriques seules qu'à la totalité du secteur énergétique (4,6 Gt) ;
- aucune source ne précise si les données de production de cendres sont considérées avant ou après réutilisation d'une partie des cendres dans l'industrie (cf. § 1.2.2).

Pour ces raisons, on ne retiendra ici que les ordres de grandeur de production de cendres. Pour le rapport de masse, on préférera un calcul à plus petite échelle, calculé à partir d'échantillons comme cela est présenté au § 2.4.2. On parlera alors de « facteur de reconcentration ».

La valeur de 5 retenue pour le facteur de reconcentration s'approche de l'évaluation de Sparton en Chine (4,6) et des évaluations Monde 2008 (4,6) et Chine 2006 (6,1).

Tableau II-3 – Capacités de production de cendres de charbon

Production annuelle de cendres	Zone considérée	Source	Consommation annuelle de charbon vapeur ⁴³ de la zone	Rapport de masse calculé cendres/charbon
700 Mt	Monde 2010	[164]	5700 Mt (Enerdata)	8,1
650 Mt	Monde 2008	[177]	3 Gt ⁴⁴	4,6
300 Mt	Chine 2006		1800 Mt (Enerdata)	6,1
1,2 Mt	Xiaolongtang, Dalongtang, Kaiyuan 2008	Projet Sparton [129]	5475 kt	4,6
730 kt	Centrale 1 000 MW	[2]	NA	NA
50 Mt	Europe 2007	[163]	800 Mt (Enerdata)	16,1

⁴³ Charbon à usage énergétique, lignite inclus.

⁴⁴ Toutes qualités de charbons confondues

1.2.2 Utilisation des cendres

Une part importante de la production de cendres est réutilisée dans l'industrie et seule une partie est stockée (cf. § 1.2.3). L'ACAA (American Coal Ash Association), l'ECOPA (European Coal Combustion Products Association) et l'Asian Coal Ash Association publient des données concernant l'utilisation des cendres de charbon. Aussi, la part des cendres légères produites, mais non réutilisées, varie dans le temps et selon les régions :

- 7% en Europe (UE-15 pays) en 2009 pour 34 Mt produites [45]. Ce chiffre monte à 44% si le remblai minier n'est pas considéré comme une réutilisation.
- 60% aux États-Unis en 2009 pour 62 Mt produites [3]
- 92% aux États-Unis en 1970 pour 27 Mt produites [3]
- 33% en Chine en 2008 pour 395 Mt produites [6]
- 37% en Chine en 2001 pour 154 Mt produites [6]

Par la suite, on considérera une **fraction disponible des cendres de charbon variant entre 33% et 60%**, situations représentatives de la Chine en 2008 et des États-Unis en 2009.

1.2.3 Stocks de cendres

Nous présentons ci-dessous les diverses sources d'information disponibles pour connaître les stocks existants : des articles de presse, des publications d'associations minières ou encore la base Enerdata de données sur l'énergie à partir de laquelle des évaluations sont possibles.

Concernant les stocks de cendres légères disponibles, la presse mentionne les données suivantes :

- 2,7 Gt de cendres légères en Chine [164] ;
- sur le site du projet Sparton (Xiaolongtang), 5 Mt seraient accessibles [129].

La revue des données de l'ACAA et de l'Asian Coal Ash Association permettent d'établir les stocks suivants :

- 1,7 Gt de cendres légères aux États-Unis (produites de 1966 à 2012) ;
- 768 Mt de cendres légères en Chine (produites sur la seule période de 2001 à 2008).

À partir des données de production mondiale de charbon et de lignite énergétiques issues d'Enerdata, en prenant en compte un rapport de masse de 5 (cf. § 1.2.1 et 2.4.2) entre le charbon consommé et les cendres produites et en appliquant l'historique du taux de réutilisation des cendres légères des États-Unis pour toute la production mondiale de charbon à vapeur depuis 1971 (jusqu'en 2011), on obtient un stock de cendres à l'échelle de la planète de **21 Gt** (pour 148 Gt de charbon à vapeur brûlé).

Un calcul similaire pour la Chine uniquement (avec l'historique de réutilisation des États-Unis et de la consommation chinoise de charbon vapeur et lignite) donne un stock total de **4 Gt**, supérieur aux 2,7 Gt de l'évaluation mentionnée ci-dessus par la presse (Winning 2010).

En conclusion, Chine (entre 2,7 et 4 Gt) et États-Unis (1,7 Gt) détiennent environ 25% du stock total de cendres, ce qui laisse penser que la ressource de cendres est mieux répartie à l'échelle mondiale que la ressource de charbon et lignite en terre (détenue à environ 50% par les deux pays d'après le Tableau II-2).

2 CONTEXTE D'EXPLOITATION DE L'URANIUM DES CENDRES DE CHARBON

2.1 Historique de production

Par le passé, plusieurs installations ont pu extraire de l'uranium à partir des cendres de charbon. Aux États-Unis (Dakota du Nord), 1 100 tU ont été extraites par cette méthode dans les années 1960-1970 [178]. On peut comparer ce chiffre à la quantité d'uranium produite à partir de roches phosphatées sur la même période : 17 000 tU aux États-Unis [168]. Il est à noter que les gisements exploités à partir des années 1960 aux États-Unis étaient des gisements riches en uranium, où l'uranium pouvait très certainement être extrait en produit primaire. En effet, Fred Hurst [76] rapporte des lits de lignites avec des teneurs de 0,1 à 10% d'uranium dans le Dakota et le Wyoming. À cette époque, le charbon affleurant a pu être brûlé à l'air libre (et dans des fours à Belfield et Bowman à partir de 1965) pour exploiter uniquement les cendres, sans produire d'électricité. La demande d'uranium de l'époque était particulièrement forte ; que ces exploitations aient été rentables ou subventionnées, c'est bien l'uranium qui était le principal produit d'intérêt des projets, le lignite venant en sous-produit.

Par ailleurs, le Livre Rouge [100] fait état d'une production en Allemagne (3700 tU produites de 1947 à 1955 et de 1968 à 1989). De même, la source [168] fait mention de deux installations de production d'uranium à partir de cendres en **Chine** par le passé. La période exacte et les volumes produits ne sont pas mentionnés.

2.2 Principe

Le principe de l'extraction d'uranium à partir de cendres de charbon est simple. Comme pour les minerais dans cette gamme de teneurs (quelques centaines de ppm), il s'agit de lessiver un tas de cendres de charbon, récupérées comme produit de combustion des centrales à vapeur. Ce procédé dit de « lixiviation en tas » est également utilisé par d'autres types d'exploitations minières d'uranium, mais aussi d'or par exemple. Le solvant utilisé est souvent de l'acide sulfurique.

La Figure II-12 illustre de façon générale le procédé de lixiviation en tas de l'uranium et sa réprécipitation ; tandis que la Figure II-13 montre de façon spécifique la récupération des phases solides de combustion du charbon pour leur lixiviation. On peut constater que le procédé illustré prévoit de récupérer une partie des fumées pour produire l'acide sulfurique nécessaire à la lixiviation. Ce point sera rediscuté à la fin du § 2.4.

Après l'étape de lixiviation, les procédés de traitement sont communs aux autres types d'exploitation d'uranium (précipitation de l'uranium après concentration par échange d'ions pour former le *yellow cake*).

The Heap Leach Recovery Process

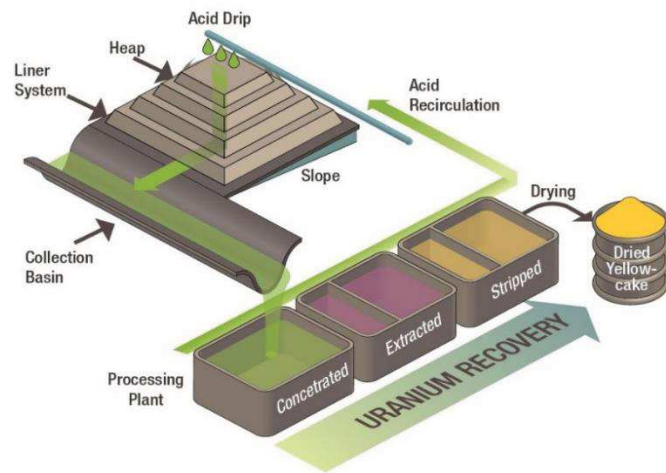


Figure II-12 – Lixiviation en tas de l'uranium (NRCgov)

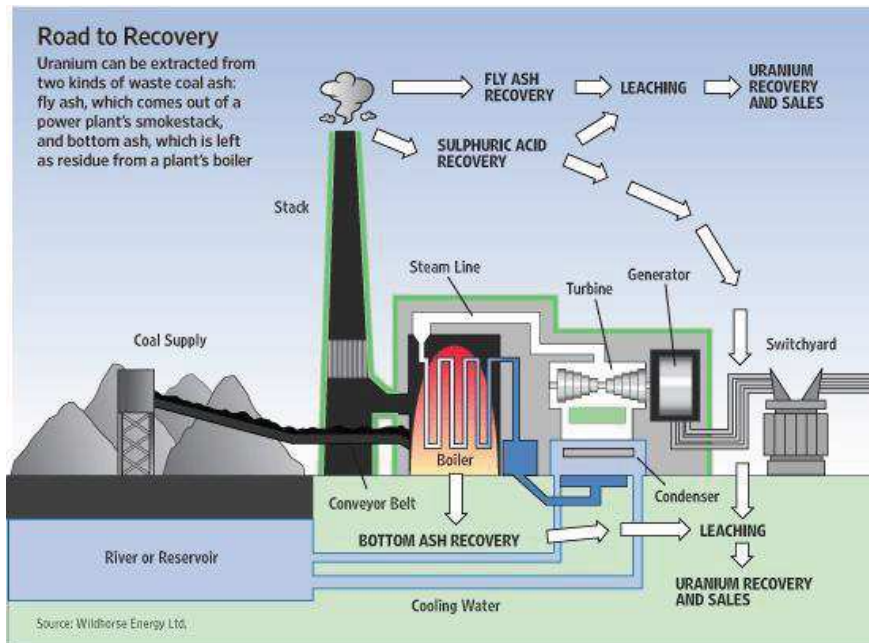


Figure II-13 – Processus de récupération des cendres de charbon (Wildhorse Energy)

2.3 Enjeux

La production d'uranium à partir de cendres de charbon représente des enjeux divers. Ceux-ci ont notablement évolué entre les années 50 et aujourd'hui : d'une source potentielle d'uranium pour les armes pendant la Guerre froide, on est passé à un problème sanitaire controversé.

2.3.1 Réserves et production

La récupération d'uranium à partir de cendres de charbon a pour perspective **l'augmentation des réserves mondiales d'uranium** (ce point est discuté en détail aux § 3 et 4), mais aussi **l'augmentation de la production**, avec en plus le fait que la mise en production d'une installation de traitement de cendres est bien plus rapide (3 ans [168]) que celle d'une mine conventionnelle d'uranium.

À l'échelle nationale, **l'indépendance d'approvisionnement** peut être un enjeu stratégique, en particulier pour la Chine, largement importatrice d'uranium aujourd'hui et sans doute demain également⁴⁵, mais aussi le plus gros producteur de charbon au monde⁴⁶. Dans une moindre mesure, des pays comme les États-Unis ou la Russie, gros producteurs de charbon et gros consommateurs d'uranium, peuvent également y trouver leur intérêt.

Notons enfin que la Chine peut aussi être considérée comme un enjeu pour les entreprises étrangères. Alors que l'exploitation minière classique d'uranium sur le territoire chinois est fermée aux entreprises étrangères, une exception est faite pour l'extraction à partir des cendres de charbon⁴⁷, mettant en avant l'intérêt environnemental et sanitaire (décrit ci-dessous). On peut donc y voir une possibilité pour les entreprises étrangères de percer le marché chinois.

2.3.2 Enjeu sanitaire

Un autre enjeu couramment évoqué concernant l'uranium des cendres de charbon est un enjeu sanitaire. Plusieurs études évaluent l'impact de certaines centrales à charbon du point de vue de l'irradiation des populations alentour [62], [108], [155]. On apprend également que les travailleurs des centrales à charbon pourraient être exposés à des doses supérieures à celles constatées dans les centrales nucléaires. L'USGS relativise néanmoins l'irradiation des populations : les doses reçues dans un rayon d'un kilomètre autour d'une centrale à charbon pourraient ne représenter que 1 à 5% de dose additionnelle comparée à la radioactivité naturelle aux États-Unis [155].

La question se pose du bénéfice sanitaire que représenterait le traitement des cendres de charbon pour en extraire l'uranium. Alors que la thématique sanitaire est généralement assez controversée, on peut mettre en avant quelques éléments de réflexion en lien avec la production d'uranium à partir des cendres :

- Le traitement des cendres n'empêche aucunement l'émission de fumées au niveau des centrales, or celles-ci contiennent des éléments radioactifs (notamment le radon, mais aussi le thorium, moins bien piégé dans les cendres que l'uranium) qui peuvent être des contributeurs importants aux doses additionnelles reçues par les populations alentour.

⁴⁵ 1 350 tU produites en 2010 pour un besoin de 3 900 tU et besoin en 2030 évalué entre 12 300 tU et 16 200 tU d'après le Livre Rouge 2011 [103]

⁴⁶ 3,05 Gt de charbons produites en 2009

⁴⁷ Novembre 2007 : « the comprehensive recovery of valuable material from waste coal ash is “encouraged” » (addition to the PRC resource catalogue for foreign development). Les sources primaires d'uranium sont classées dans la catégorie *prohibited* dans ce même catalogue. [130]

- L'exposition des travailleurs des centrales à charbons pourrait être augmentée par l'activité de récupération d'uranium à partir des cendres. Ce point n'a pas fait l'objet d'étude, mais mériterait d'être considéré au même titre que les doses reçues par les employés de stations de traitement de minerai d'uranium.

2.3.3 Enjeu environnemental

L'enjeu environnemental est aussi mis en avant pour la récupération de l'uranium des cendres de charbon. On peut en effet distinguer trois impacts possibles sur l'environnement liés à la récupération ou non de l'uranium des cendres de charbon :

- Au niveau des **tas de cendres entreposés** dans l'environnement, des infiltrations d'eau peuvent mobiliser des éléments nocifs et les disperser dans l'environnement. L'uranium et ses éléments fils (dont le radium) sont concernés du fait de leur radioactivité et de leur toxicité chimique, mais ils ne sont pas les seuls éléments nocifs : l'arsenic, le sélénium et le mercure ont une toxicité chimique bien supérieure. Seraient-ils neutralisés par le procédé d'extraction d'uranium ? Les risques sanitaires liés à la toxicité chimique ne sont-ils pas prépondérants sur le risque radiologique dans ce cas précis ?
- Au niveau des centrales à charbon, si les **gaz d'échappement sulfurés** sont traités pour produire l'acide sulfurique nécessaire à la lixiviation, l'intérêt écologique est double : rejets gazeux moindres et cendres moins riches en métaux. L'extraction d'uranium des cendres a donc une externalité positive forte.
- Enfin, au niveau des cendres réutilisées, une partie des cendres est souvent vendue aux **cimentiers** qui y voient une matière première à faible coût et une amélioration de leur bilan carbone (les émissions de gaz à effets de serre pour la production de cette matière première sont attribuées à la production d'électricité et non à l'industrie des cimenteries). Lorsqu'il existe une limite maximale de radioactivité des matériaux destinés à la construction, abaisser la radioactivité des cendres c'est permettre de revendre une plus grande part des cendres aux cimentiers et ainsi améliorer le bilan carbone de cette industrie.

Néanmoins, l'ensemble de ces arguments ne paraît pas suffisant pour mener à des politiques publiques obligeant à court terme le traitement des cendres pour en extraire l'uranium. Le principal problème environnemental des centrales à charbon reste l'émission de CO₂ et sur ce point, aucune législation n'a adopté d'obligation de captation et séquestration CCS. Les pénalités ou incitations économiques (taxation du carbone par exemple) restent peu efficaces. Il est ainsi difficile d'imaginer des incitations ou des obligations à traiter les cendres de charbon pour des motifs sanitaires ou environnementaux, alors même que celles-ci ont des teneurs en uranium plus faibles que les stériles d'anciennes mines d'uranium, dans bon nombre de cas.

Dans la suite de cette étude, les externalités positives environnementales et sanitaires ne seront donc pas considérées (ni comme source de coût ni comme potentiel d'économie).

2.4 Paramètres clés liés aux teneurs

Au cours de cette étude, des paramètres clés ont été identifiés dans les caractéristiques des charbons ou encore dans les procédés de combustion du charbon ou encore d'exploitation des cendres. Ces paramètres sont un préalable à toute évaluation chiffrée en termes de ressources ou de capacité de production (§ 3 et 4) ; ils sont donc détaillés autant que possible dans ce paragraphe. Il n'est cependant pas impossible que certains paramètres aient été omis.

2.4.1 Teneur en uranium des charbons

On trouve des informations relatives aux teneurs en uranium des charbons dans diverses publications, ainsi que dans deux bases de données de l'USGS (US CoalQual et World Coal Quality Inventory). Les informations recueillies ont été synthétisées dans le Tableau II-4.

Tableau II-4 – Teneurs et facteurs de reconcentration à l'échelle mondiale et dans les applications actuelles

Teneur charbon (ppm)	Teneur cendres (ppm)	Facteur de reconcentration calculé	Ash content (%)	Localisation	Source
65 (20-315)	123-142	2,0	20-30%	Yunnan, Chine	[129]
27-272	108-1224	4,3		Dakota, Wyoming (US)	[76]
	54 (10,6-154)			Mongolie	[94]
400	1280	3,2	40%	Calaf, Espagne	[79]
23* (6-82)	80* (12-154)	4,2* (1,3-7,1)	42%* (35-64%)	Turquie	[157] ⁴⁸
	(75-125)	(3 -15)		Europe	[163]
2,31*				Chine entière	[172]
2,1**/1,1*				US	[50]
4,7**			20%**	Monde	World Coal quality Inventory [156] ⁴⁹
12,0**			22%**	Monde (lignites seuls)	World Coal quality Inventory [156] ⁵⁰
1,9**			18%**	Monde (anthracites seuls)	World Coal quality Inventory [156] ⁵¹
3,4**			20%**	Monde (charbons hors lignite)	World Coal quality Inventory [156] ⁵²
1,8** (0,2-10)	20-100	Estimé à 10 environ	12%**	US	[155], US CoalQual Database (USGS) ⁵³

* : Moyennes géométriques calculées

** : Moyennes arithmétiques calculées

⁴⁸ Données consolidés à partir de 11 centrales à charbon turques

⁴⁹ 1565 observations de teneur d'U dont 1171 observations de *ash content*

⁵⁰ 234 observations de teneur d'U dont 134 observations de *ash content*

⁵¹ 138 observations de teneur d'U dont 123 observations de *ash content*

⁵² 1331 observations de teneur d'U dont 1053 observations de *ash content*

⁵³ 7370 observations

Les bases de données USGS référencent des échantillons de charbon et leur teneur en uranium, pour les États-Unis et le reste de du monde⁵⁴. Néanmoins, ces bases de données ne spécifient pas les volumes de charbon dont les échantillons sont représentatifs. De plus, la base de données mondiale est incomplète : elle n'inclut pas certains grands pays producteurs de charbon tels que la Russie ou l'Allemagne.

Au niveau de la Chine, un inventaire des réserves prouvées de charbon⁵⁵, revues par âge géologique et par teneur en uranium est disponible. Il est présenté dans une étude de 2007 [172]. Il permet de calculer, sur la base d'une moyenne géométrique, une **teneur moyenne en uranium des charbons chinois de 2,31 ppm**. Cette valeur est représentative des volumes de charbon disponibles dans l'inventaire et on émet l'hypothèse qu'elle est également représentative du reste des ressources de charbon chinois (qui ne font pas partie des réserves).

À l'échelle mondiale, avec la base de données « World Coal Quality Inventory », le calcul de la moyenne arithmétique des 1 565 observations aboutit à une teneur moyenne en uranium des charbons de 4,7 ppm. (Notons néanmoins que cette valeur est une moyenne ne tenant pas compte des volumes représentatifs des échantillons analysés). Un calcul similaire s'appuyant sur la base de données « US CoalQual » aboutit à une valeur plus pessimiste (teneur moyenne de 1,8 ppm) à l'échelle des États-Unis.

Les teneurs moyennes en uranium des charbons estimées pour la Chine, les États-Unis ou le monde sont entre 1,8 et 4,7 ppm, ce qui est l'ordre de grandeur des teneurs de la croûte terrestre. Par contre, à l'échelle des gisements, les teneurs observées sont très variables, de 0,2 à 400 ppm.

Pour l'ouest des États-Unis, l'USGS ne rapporte que très peu d'observations de gîtes à plus de 20 ppm (Figure II-14). Par ailleurs, bien que la Figure II-14 montre une estimation de la dispersion des ressources de charbon selon leur teneur en uranium à l'échelle des États-Unis, cette dispersion – sans spécification des volumes de charbon dont les échantillons sont représentatifs – n'est pas nécessairement valide à l'échelle mondiale. Ces informations sont donc difficilement exploitables.

⁵⁴ Ces bases de données rassemblent des résultats d'analyse plus large que la seule teneur en uranium (teneur en différents éléments chimiques, principaux éléments trace, contenu initial en cendres, pouvoir calorifique, etc.).

⁵⁵ Les réserves totales de charbon dans cet inventaire atteignent 57 Gt. Pour comparaison, Enerdata recense 96 Gt de réserves de charbon (hors lignite) en Chine. Le point important ici étant le poids des différentes sous-catégories (les âges géologiques étudiés), une surestimation ou une sous-estimation de la réserve totale est d'importance secondaire.

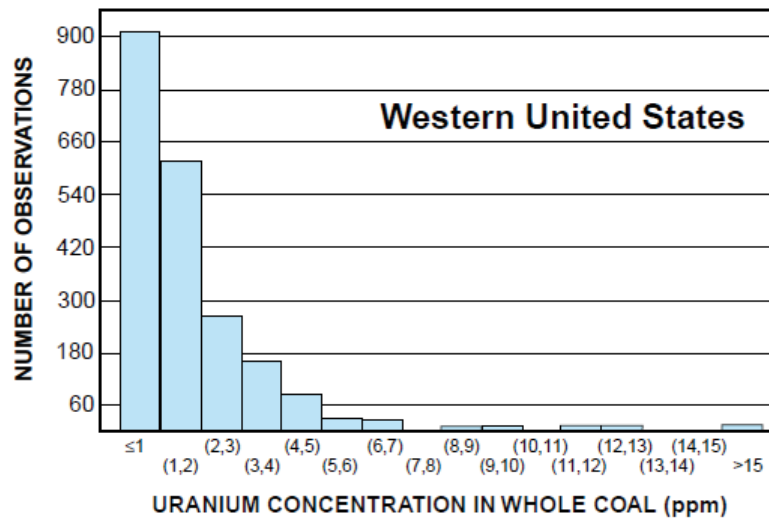


Figure II-14 – Dispersion des concentrations d'uranium observées dans les charbons de l'Ouest américain [155]

Dans le rapport de 1980 (EPRI) cité par Hurst [76], le constat suivant est fait : la plupart des gisements de charbons sont soit pauvres en uranium soit pauvres en capacité thermique (charbons de type lignites) et isolés des points de consommation. Ainsi, les charbons les moins bons d'un point de vue thermique sont les plus susceptibles de contenir de l'uranium. Un certain nombre de publications fait effectivement davantage référence au traitement des cendres de lignite pour récupérer l'uranium qu'aux autres types de charbon. Néanmoins, aucune autre étude ne montre explicitement que les teneurs des lignites en uranium sont supérieures à celles des autres charbons. On peut donc seulement supposer que l'anthracite a une pureté plus importante en carbone, laissant moins de place à la minéralisation d'autres éléments.

D'après les bases de données de l'USGS, à l'échelle des États-Unis, aucune tendance ne peut être décelée, les teneurs en uranium sont trop faibles pour que les écarts soient significatifs (le lignite a une concentration moyenne de 1,8 ppm contre 1,7 pour l'anthracite). En revanche, à l'échelle mondiale, on note une dégradation de la teneur en uranium lorsque la qualité du charbon augmente (en moyenne, de 12,0 ppm pour les lignites à 1,9 ppm pour les anthracites). Sur ce point, à une échelle plus locale, l'analyse détaillée des charbons des 11 centrales à vapeur turques [157] montre une absence de corrélation simple entre pouvoir calorifique et teneur en uranium.

2.4.2 Teneur des cendres, facteur de reconcentration

Du fait de la concentration dans les cendres de certains éléments lors de la combustion du charbon, la mise en œuvre de la lixiviation est a priori plus intéressante sur des cendres, plutôt que directement sur le minerai de charbon. La teneur en uranium des cendres est directement liée à la teneur initiale des charbons minerais par un facteur de « reconcentration ».

Pour l'estimation de **l'inventaire en uranium des stocks de cendres existants**, le facteur de reconcentration est indispensable ; en effet, la teneur des différents stocks de cendres dans le monde n'étant pas documentée, on doit l'estimer à partir de la teneur en uranium des charbons ayant conduit à la formation de ces stocks. Pour cette estimation, la source d'incertitude est double : d'une part les teneurs en uranium des charbons mondiaux, d'autre part le potentiel de reconcentration de l'uranium. Dans la pratique, pour l'évaluation des ressources d'uranium à l'échelle d'un seul stock de cendre, on

procéderait différemment : on mesurerait directement l'activité du tas de cendres pour en déduire sa teneur en uranium.

Pour l'estimation de **l'inventaire global en uranium dans les réserves de charbon**, le facteur de reconcentration n'intervient pas. En effet, comme ce serait le cas dans la pratique, lors d'une campagne d'exploration par exemple, la teneur en uranium des charbons mondiaux (mesurée à partir d'échantillons) est suffisante pour déduire les quantités d'uranium qui correspondent aux volumes de charbon disponibles. Néanmoins, dans la pratique, on s'intéresserait aussi à la teneur des cendres issues de la combustion de ces charbons pour évaluer les coûts de traitement (cf. § 2.5 sur les paramètres de lixiviation).

La teneur en uranium des cendres et le facteur de reconcentration sont donc deux indicateurs à considérer pour la suite de l'évaluation du potentiel de l'uranium des cendres de charbon.

Le Tableau II-4 présente des teneurs de cendres mesurées lors d'applications de laboratoires, ainsi que des facteurs de reconcentration correspondants. On pourra comparer les facteurs de reconcentration (de 2 à 10) avec les valeurs du rapport de masse (cendre/charbon) évalué dans le Tableau II-3 (de 4 à 16). Ces deux variables sont du même ordre de grandeur et représentent a priori le même phénomène.

Pour l'évaluation de la quantité d'uranium dans le stock de cendres mondial (§ 4.2), la teneur des cendres sera calculée en faisant l'hypothèse d'un facteur de reconcentration de 5⁵⁶. On propose également de retenir la fourchette d'incertitude de l'étude turque pour ce facteur : de 1,3 à 7,1.

2.5 Rendement de lixiviation

L'objectif de ce paragraphe est de discuter la valeur retenue pour le rendement du procédé de lixiviation dans notre estimation. Il s'agit d'évaluer les limites techniques qui conduisent à ce que seule une fraction de la ressource totale soit disponible.

Il existe différents procédés de lixiviation. Pour tous, l'idée générale est de mettre en solution, par attaque acide ou alcaline, l'élément qu'on cherche à valoriser afin de le concentrer en éliminant des résidus stériles solides. L'élément valorisable est ensuite précipité sous sa forme commercialisable. L'arbitrage entre les différents procédés et les différents solvants s'appuie principalement sur des considérations économiques, la teneur du minerai et la composition du minerai.

Plusieurs paramètres importants interviennent dans le rendement de lixiviation : le choix du solvant, la cinétique de la lixiviation, la consommation de solvant, les conditions de combustion des cendres avant la lixiviation et la teneur des cendres en uranium. Comme pour beaucoup de minerais d'uranium « conventionnels », il semble que l'acide sulfurique, relativement bon marché, soit le solvant privilégié pour le traitement des cendres de charbon (cas du projet récent en Chine [179]). Les teneurs étant relativement faibles, la lixiviation en tas est le procédé le mieux adapté (cf. Figure II-12).

Plusieurs études ont estimé l'influence de ces paramètres en mesurant les rendements de lixiviation obtenus avec des échantillons de cendres provenant de différents gisements de charbon [76], [79], [94], [109], [124]. Les rendements obtenus sont assez variables, mais peuvent dépasser 80% dans des conditions de combustion s'approchant de celles des centrales électriques et en utilisant de l'acide sulfurique. Le rendement obtenu lors des tests pilotes les plus récents en Chine est plus faible : entre 65 et 70% [179]. Nous proposons donc de considérer un **rendement moyen de lixiviation de 75%** pour nos estimations. Il s'agit avant tout de retenir un ordre de grandeur et il faut garder à l'esprit que

⁵⁶ La teneur des cendres est alors le produit d'une teneur en uranium d'un charbon par le facteur de reconcentration.

tous les paramètres cités précédemment influencent largement le rendement obtenu, susceptible de varier en pratique.

2.6 Paramètres clés liés aux coûts

2.6.1 Coûts d'investissement (Capex)

Les données concernant les coûts d'investissements d'une station de traitement de cendres de charbon sont rares. Néanmoins, plusieurs éléments de réflexion sont à prendre en compte.

Les **gisements de charbon à faible teneur d'uranium** (qu'on a appelé ici « uranium-bearing coal deposits » avec des teneurs < **100-200 ppm**) ne peuvent que produire de l'uranium en sous-produit. Dès lors, les coûts d'extraction du minerai sont soutenus par le charbon, qu'il s'agisse d'une mine existante ou d'un nouveau projet. Les cendres de charbon sont donc fournies à coûts (d'investissement et de production) nuls. Les coûts d'investissement à considérer ne concernent que la station de traitement permettant la lixiviation de l'uranium. Ces coûts peuvent bénéficier de synergies supplémentaires liées à la présence « déjà financée » de l'activité d'extraction du charbon comme les infrastructures présentes sur le site de production : l'eau, les réseaux de transports de marchandises ou l'électricité (dont l'*opex* peut aussi être faible si elle est produite par la centrale à charbon).

Les temps de mise en œuvre des projets de traitement de cendres de charbon sont courts lorsque les mines de charbon sont déjà en activité. Un projet comme celui de Sparton en Chine nécessiterait moins de 3 ans pour entrer en production contre 10 à 14 ans pour une mine d'uranium classique [168]. En termes d'investissement, le traitement des cendres pourrait nécessiter 10 à 75 M\$ selon sa capacité contre 700 M\$ pour un projet minier complet (à faible teneur d'uranium) comme celui de Trekoppje⁵⁷ en Namibie [168]. Cette fourchette a été utilisée pour positionner les capex du traitement de cendres par rapport à quelques autres projets récents de production d'uranium (Figure II-15). La fourchette de capacités correspondant aux 10-75 M\$ n'ayant pas été précisée dans l'article précédent et sachant que la capacité du projet Sparton est de 145 tU/an, elle a été arbitrairement fixée à 50 - 200 tU/an.

Pour les gisements appelés « uranium-rich coal deposits » (teneur en uranium du charbon de 200-300 ppm d'U et plus), si le charbon et l'uranium sont coproduits, les coûts d'investissements sont partagés. Il faudra alors tenir compte de coûts d'investissements plus proches des projets « faibles teneurs » ordinaires et des temps de mise en œuvre plus longs également (voir les projets Springbok et Letlhakane mentionnés ci-après).

⁵⁷ A Trekoppje, les capacités de production prévues sont de 2800 tU/an, pour une teneur moyenne en uranium d'environ 140 ppm.

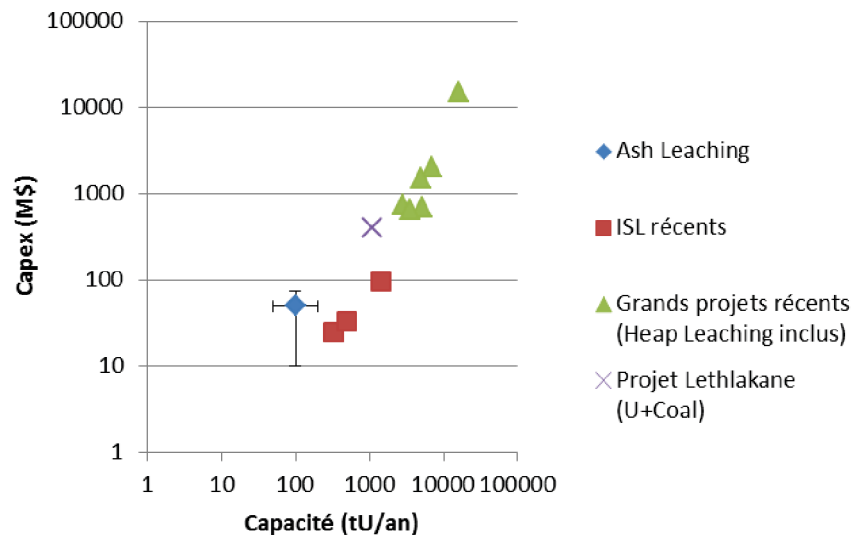


Figure II-15 - Capex d'une installation de traitement des cendres et d'autres projets récents de production d'uranium (sources : [31] [Grands projets], [63] & [147] [ISL], [1] [Lethlakane] et d'après [168] [Cendres charbon])

On constate sur la Figure II-15 une tendance linéaire en échelle logarithmique. Cette tendance est moins évidente en échelle linéaire. En éliminant la donnée de l'extension d'Olympic Dam (point extrême à 15 G\$ pour 16 ktU/an de capacité), la corrélation linéaire est meilleure et donne une multiplication par 4 de l'investissement à chaque fois que la capacité double. On note que le chiffre avancé pour les projets de traitement de cendres se situerait au-dessus de cette tendance aujourd'hui.

2.6.2 Coûts d'exploitation (Opex)

De même que les données de coûts d'investissement, les données de coûts d'exploitation sont rares, notamment parce que les projets en cours d'étude de faisabilité le sont aussi. Sparton, pour son projet, en Chine estime un coût de production entre 44 et 77 \$/kgU [168]. Il est néanmoins possible que ce coût ne corresponde pas à un *opex* mais à un coût moyen actualisé du projet (prenant en compte l'investissement initial). Faute d'informations, on peut seulement faire quelques remarques sur différents postes de dépenses.

Tout d'abord, comparés aux coûts d'extraction d'une mine, les coûts de manipulation du minerai (les cendres) sont presque nuls. De plus, le coût d'approvisionnement énergétique est sans doute abaissé par la production de la centrale voisine.

Ainsi, le poste de dépenses d'exploitation le plus important est sans doute la **consommation d'acide sulfurique**. Pour étudier ces coûts, nous avons comparé les consommations d'acide d'usines de traitement existantes (spécialisées dans le traitement de minerais à faible teneur : lixiviation en tas ou *in situ*) avec les consommations d'acide relevées dans la littérature pour les cendres de charbon. La Figure II-16 présente ces consommations en fonction de la teneur du minerai. Le Tableau II-5 synthétise les données des usines de traitement existantes.

Tableau II-5 – Consommation d'acide de quelques sites de production d'uranium

Application / Source	Type installation	Acide consommé (kg H ₂ SO ₄ /t ore)	Rendement de solubilisation	Teneur U des cendres (ppm)	Consommation finale d'acide (kg H ₂ SO ₄ /kgU)
Devladovo, Ukraine [80]	ISL	/		600	70-120
Beverley, Australie [93], [169]	ISL			1500	4
Uchkuduk, Ouzbékistan [80], [35]	ISL			400	20-40
Chu-Syrdarya, Kazakhstan [54]	ISL			700-800	50-80
Caetitê, Brésil [61]	Heap Leach	50,4	76%	2100	25
Naturita tailings, US [120]	Heap Leach	40	72%	370	190

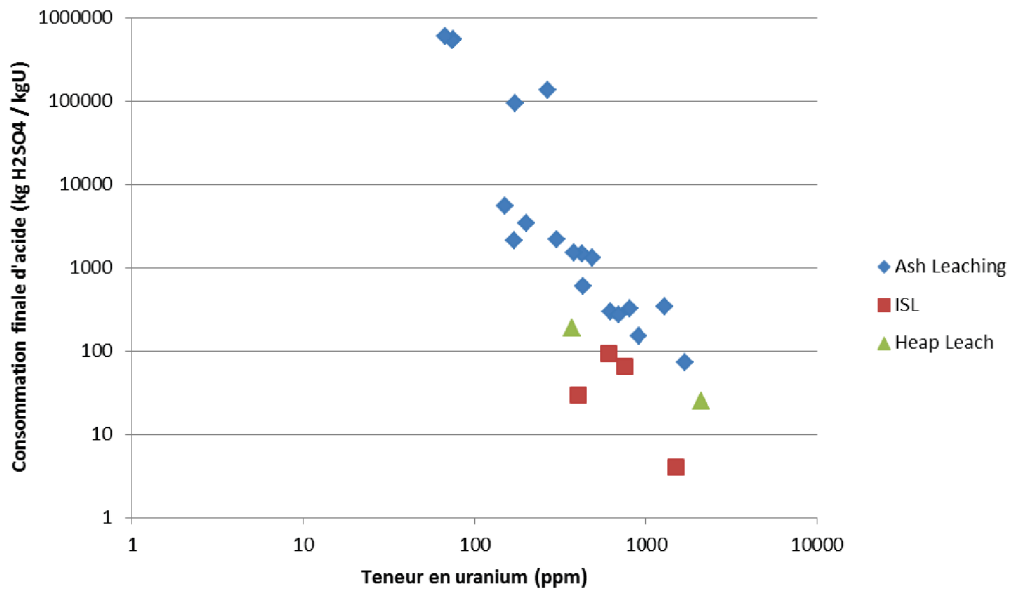


Figure II-16 – Consommation d'acide des applications étudiées et d'autres techniques de lixiviation

On note sur la Figure II-16 une tendance affine entre les logarithmes de consommation d'acide et de teneur du minerai. Cette tendance est discutable ; elle mériterait d'être confirmée ou infirmée avec davantage de données. En l'état, elle permet seulement de constater qu'à des teneurs inférieures à 200 ppm, les différences de consommation d'acide entre la lixiviation des cendres de charbon et les autres types d'exploitation (ISL ou lixiviation en tas « classique ») dépassent rapidement deux ordres de grandeur. Cet argument peut être utilisé par la suite comme critère économique pour une évaluation des réserves potentielles (§ 3 et 4).

On note aussi qu'indépendamment de la teneur, la consommation d'acide est plus importante que pour les applications d'ISL au Kazakhstan qui sont pourtant réputées très consommatrices, notamment par rapport aux applications australiennes. Or la consommation d'acide représente déjà, pour les applications d'ISL du Kazakhstan, 15 à 20% des coûts d'exploitation [146].

En parallèle, le principe de traitement des cendres illustré sur la Figure II-13 suggère la possibilité de **recupérer les gaz sulfurés (SOx)** des centrales à charbon comme source d'acide sulfurique permettant d'économiser le besoin d'acide sulfurique.

Nous proposons une méthode pour estimer ces économies potentielles, en nous appuyant sur les échantillons de cendres étudiés dans la littérature (quand leur teneur en soufre ainsi que la teneur en soufre des charbons d'origine sont renseignées) [76], [79], [124]. Cette méthode s'appuie aussi sur des données issues des Techniques de l'Ingénieur [30], [83] : en masse, 80 à 95% du soufre présent dans le charbon se retrouvent dans les fumées (les résultats suivants prennent en compte la valeur de 85%) et le reste dans les cendres sous forme de sulfate. La totalité du soufre présent dans les fumées est supposée réutilisable. En pratique, les traitements des fumées dits « régénératifs » atteignent des rendements de 95%. Dans le cas où les fumées seraient directement utilisées (injectées dans les autoclaves de traitement des cendres), la totalité du soufre est disponible. L'économie possible d'acide sulfurique est calculée à partir des différents échantillons comme suit :

$$S_{recup} = 0.85 \times S_{in\ coal} \text{ (kg S / kg charbon brûlé)}$$

$$Economies \text{ (\%)} = \frac{S_{recup} \times \left(\frac{M_{H_2SO_4}}{M_S} \right) \times \frac{1}{(teneur_{U, charbon} \times rendement_{solubilisation, U})}}{Conso\ réelle_{H_2SO_4} \text{ (kgH}_2\text{SO}_4/\text{kgU produit)}}$$

Sur les échantillons étudiés, on constate une **économie possible de 6%** de la consommation réelle en moyenne, les valeurs étant assez dispersées (de < 1% à 23 %). On retiendra pour les calculs suivants le chiffre de 25% d'économies d'acide, comme potentiel maximum avec une variabilité forte.

2.6.3 Teneur de coupure en uranium

Un moyen possible d'évaluer les réserves potentielles d'uranium (uranium « techniquement et économiquement » exploitable) consiste à appliquer une teneur de coupure (teneur minimale assurant la rentabilité d'un projet minier) à l'inventaire des ressources « techniquement » exploitables.

Nous justifions ici le choix d'une teneur de coupure de 200 ppm (teneur en uranium des cendres) par le constat fait au § 2.6.2 : à des teneurs inférieures à 200 ppm, les différences de consommation d'acide entre la lixiviation des cendres de charbon et les autres types d'exploitation (ISL ou lixiviation en tas « classique ») dépassent plusieurs ordres de grandeur. Les 25% d'économies potentielles d'acide ne permettent alors plus la compétitivité du traitement de cendres par rapport à l'ISL ou la lixiviation en tas classique.

Avec un facteur de reconcentration de 5 (§ 2.4.2), la teneur en uranium des charbons correspondant à la teneur de coupure de 200 ppm des cendres est de 40 ppm. Nous faisons l'hypothèse que les échantillons de la base de données World Coal Quality Inventory [156] ont des teneurs en uranium représentatives de l'ensemble des réserves mondiales (y compris les pays absents de cette base de données, dont certains gros producteurs de charbon comme l'Allemagne ou la Russie). Sous cette hypothèse, **seuls 2% des charbons et des lignites mondiaux ont des teneurs supérieures à 40 ppm** (Méthode 1, dite « agrégée » dans la suite). Si l'on choisit de distinguer charbons et lignites (Méthode 2, dite « désagrégée » dans la suite), **seuls 1% des charbons et 7% des lignites mondiaux ont des teneurs supérieures à 40 ppm.**

2.6.4 « Autres productions »

L'uranium n'est pas le seul élément présent et reconcentré dans les cendres de charbon. L'étude des cendres issues des centrales turques [124] a montré la présence d'autres métaux valorisables (Cd, Cr, Co, Cu, Ni, Zn, Mn, V). Le cours de ces métaux amène l'auteur à affirmer que certains pourraient être économiquement produits avant l'uranium. C'est aussi ce qu'indique la prospection de Sparton en Chine qui, sur certains sites, s'intéressait à la production de Vanadium ou de Germanium en premiers coproduits, avant l'uranium.

De plus, les travaux qui prolongent ceux de Seferinoglu [109] montrent que l'uranium est le premier de ces métaux à être solubilisé lors de la lixiviation. Ainsi, si le traitement des cendres est justifié économiquement par un autre coproduit, l'uranium peut être extrait sans se voir attribuer le coût de l'acide sulfurique. Seuls les coûts liés à la séparation des différents métaux solubilisés restent à la charge des sous-produits qui ne sont pas la première motivation économique. Notons que la séparation des différents métaux solubilisés peut être source de difficultés : la précipitation de l'uranium par résine échangeuse d'ions après sa solubilisation peut être compliquée par la présence d'autres métaux dans la solution.

Pour les centrales turques et les mines de charbon associées, Seferinoglu établit le bilan suivant :

- Le site de Silopi a des réserves d'asphaltites évaluées à 85 Mt avec une production annuelle de 1 Mt. Le potentiel associé en coproduits des cendres serait de 40 t de Cd, 30 t de Cu, 700 t Mo, 1100 t de V, 800 t de Zn et 50 t d'U pour un coût total de 2,5 Mm³ d'acide.
- Le site d'Elbistan a des réserves estimées à 3 357 Mt de charbon. Le potentiel de production annuelle serait de 30 t de Co, 2 700 t Cr, 300 t de Ni, 240 t de Zn et 169 t d'U pour un coût annuel de 50 Mm³ d'acide.
- Le site de Yatagan a des réserves de charbon estimées à 263 Mt avec un potentiel de production annuelle de 10 Mt. Une lixiviation directe du charbon apporterait 35 t de Co, 120 t de Ni, 230 t de V, 230 t de Zn et 19 t d'U par an pour un coût de 16 Mm³ d'acide. En traitant les cendres (et non le charbon brut), nous évaluons le potentiel de production d'uranium à 48 t/an.

3 URANIUM DES CHARBONS EN TERRE

3.1 Quantités d'uranium

À partir des diverses informations présentées jusqu'ici, on se propose d'évaluer la quantité d'uranium dans les ressources et réserves de charbon. Deux types d'évaluations sont possibles, à partir des ressources globales de charbon et d'une teneur moyenne en uranium (§ 3.1.1) ou à partir des bases de données de ressources d'uranium (§ 3.1.2).

3.1.1 Évaluation à partir des inventaires de charbon et lignite

Pour un premier calcul de ressource, on s'appuie sur les inventaires de charbon (Tableau II-2), en tenant compte d'une teneur moyenne en uranium.

Au niveau de la Chine, une teneur moyenne en uranium des charbons de 2,31 ppm a été estimée, alors qu'au niveau mondial, les estimations étaient de 4,7 ppm (cf. § 2.4.1, Tableau II-4). On propose également, pour une estimation « basse » à l'échelle mondiale, de considérer une valeur plus faible (la teneur moyenne des États-Unis de 1,8 ppm par exemple). Ces valeurs ne sont que des moyennes et doivent être considérées avec précaution. En particulier, les valeurs retenues à l'échelle mondiale sont

des moyennes arithmétiques. Faute de meilleures données disponibles, on se contente de ces valeurs, qui ne prennent pas en compte la représentativité des échantillons étudiés.

La quantité d'uranium est obtenue à partir des ressources ou des réserves de charbon et de lignite (données issues du Tableau II-2) et leur teneur moyenne en uranium, par le calcul suivant (**méthode 1**, charbons et lignites agrégés) :

$$r_U = (R_{coal} + R_{lignite}) \times t_{moyenne}$$

Les lignites ayant, d'après la base de données USGS (cf. Tableau II-4), une teneur en uranium plus élevée (12,0 ppm) que les autres charbons (3,4 ppm) à l'échelle mondiale, on peut aussi calculer les ressources d'uranium par un calcul découplé (méthode 2) :

$$r'_U = R_{coal} \times t_{m,coal} + R_{lignite} \times t_{m,lignite}$$

La **méthode 2** n'a de sens que pour le calcul à l'échelle mondiale puisque la teneur moyenne considérée pour la Chine est une moyenne géométrique. L'évaluation « basse » (1,8 ppm) à l'échelle mondiale n'est pas non plus concernée par cette méthode puisqu'aucune variation de teneur n'est observée entre les lignites et les autres charbons dans la base de données correspondante (cf. Tableau II-4 et § 2.4.1). Les teneurs moyennes retenues pour ce calcul sont issues du Tableau II-4.

Les résultats sont présentés dans le Tableau II-6 pour les quantités d'uranium **issues des réserves** de charbon et de lignite. Les quantités supplémentaires d'uranium **issues des ressources** de charbon et de lignite sont présentées dans le Tableau II-7.

Tableau II-6 – Estimation des quantités d'uranium dans les réserves de charbons en terre

Zone concernée et source	Quantités de charbons et de lignites	Teneurs considérées (ppm)	Ressources d'uranium correspondantes
Chine (Enerdata)	95 900 + 18 600 Mt	2,31 (méthode 1)	260 ktU (M1)
Chine (GFIGNR)	336 200 + 82 000 Mt	2,31 (méthode 1)	970 ktU (M1)
Monde (Enerdata)	694 023 + 152 113 Mt	1,8-4,7 (méthode 1) ou 3,4/12,0 (méthode 1)	1,5-4,0 MtU (méthode 1) ou 4,2 MtU (méthode 2)
Monde (GFIGNR)	754 600 + 283 000 Mt	1,8-4,7 (méthode 1) ou 3,4/12,0 (méthode 2)	1,9-4,9 MtU (méthode 1) ou 6,0 MtU (méthode 2)

Tableau II-7 – Estimation des quantités d'uranium dans les ressources de charbons en terre

Zone concernée et source	Quantités de charbons et de lignites	Teneurs considérées (ppm)	Ressources d'uranium correspondantes
Chine (Enerdata)	81 700 + 90 200 Mt	2,31 (méthode 1)	400 ktU (méthode 1)
Chine (GFIGNR)	6 862 300 + 1 041 200 Mt	2,31 (méthode 1)	18,2 MtU (méthode 1)
Monde (Enerdata)	608 971 + 166 944 Mt	1,8-4,7 (méthode 1) ou 3,4/12,0 (méthode 2)	1,4-3,6 MtU (méthode 1) ou 4,1 MtU (méthode 2)
Monde (GFIGNR)	17 119 100 + 4 152 400 Mt	1,8-4,7 (méthode 1) ou 3,4/12,0 (méthode 2)	38,3-100,0 MtU (méthode 1) ou 108,0 MtU (méthode 2)

Comme nous l'avons évoqué au § 2.2.5 du Chapitre II, cette méthode d'évaluation est une sorte de « déclassification des ressources » : l'ensemble des réserves de charbon et de lignite ne peuvent donner que des ressources identifiées ou inférées d'uranium. Ceci traduit les incertitudes liées à l'évaluation des ressources d'un sous-produit à partir des ressources du produit primaire et d'une teneur moyenne.

Cette méthode d'évaluation des ressources d'uranium a des limites. La première concerne la teneur moyenne considérée. Comme cela a déjà été évoqué, une moyenne arithmétique ne tient pas compte des volumes représentatifs des échantillons analysés. Le calcul de ressource est donc biaisé. La deuxième limite tient à la part des charbons qui produisent réellement des cendres et à la part de cendres disponibles pour récupérer l'uranium. Aujourd'hui, 80% de la consommation de charbon produit des cendres et la part de cendres non réutilisée varie d'un pays à l'autre. Il est difficile de savoir comment vont évoluer ces indicateurs et donc de préciser quelle part des ressources d'uranium serait réellement accessible dans le futur.

En négligeant ces deux aspects, les ressources mondiales d'uranium dans les charbons sont estimées **entre 1,5 et 6,0 MtU**, et les ressources chinoises **entre 0,3 et 1,0 MtU**.

Ces évaluations englobent toute la quantité d'uranium présente dans les charbons qui seront extraits un jour (en effet, les calculs sont basés sur les réserves prouvées de charbon, c'est-à-dire dont la rentabilité économique a été démontrée). Il s'agit donc des quantités de ressources identifiées d'uranium, mais pas nécessairement de réserves d'uranium. La principale incertitude quant aux réserves potentielles porte sur les volumes dont les teneurs rendent la production économique : quelle part des 1,5 à 6,0 MtU peut être économiquement exploitable ?

La prise en compte des ressources identifiées de charbon (dont la rentabilité économique n'a pas été démontrée) ou des ressources hypothétiques à découvrir augmenterait beaucoup les ressources d'uranium (cf. Tableau II-7). En Chine, ces ressources additionnelles d'uranium représentent 0,4 MtU (et jusqu'à 18 MtU en considérant les ressources hypothétiques de charbon). À l'échelle mondiale, les ressources prouvées de charbon doublent presque les ressources d'uranium issues des seules réserves de charbon (+ 1,4 à 4,1 MtU). En considérant les ressources hypothétiques de charbon, les ressources d'uranium atteignent 100 MtU. Cependant, seule une fraction non estimable de ces ressources pourrait prétendre à une exploitation économique un jour. À cette incertitude, déjà identifiée pour une évaluation à partir des réserves de charbon, s'ajoute l'incertitude de voir les ressources de charbon jamais exploitées ou jamais découvertes. Ainsi, la disponibilité des ressources d'uranium correspondantes, même sans aucune considération économique, est très incertaine.

Par ailleurs, le ratio « réserves prouvées/production » donne aujourd'hui 100 ans de longévité aux réserves de charbon⁵⁸, la production d'uranium en sous-produit du charbon est limitée par la consommation de charbon (cf. § 4.5).

3.1.2 Évaluation à partir des gîtes d'uranium associés au charbon

La base de données UDEPO de l'AIEA [78] recense **400 kt d'uranium** dans les charbons. Il s'agit de « gîtes géologiques » c'est-à-dire des concentrations atypiques d'uranium. UDEPO répertorie les ressources sans condition économique ou technique de faisabilité. Les teneurs les plus faibles qui sont répertoriées sont de l'ordre de 400 ppm.

La rentabilité économique de l'extraction du charbon ou de l'uranium n'est pas considérée dans UDEPO, il n'est donc pas possible de savoir quelle part des ressources pourrait être des réserves, que ce soit pour le charbon ou l'uranium. Néanmoins, les gîtes répertoriés ayant des teneurs relativement élevées, les ressources sont relativement proches du statut de réserves (ressources sub-économique ou en étude de préfaisabilité) et on ne peut exclure la possibilité d'une production primaire d'uranium.

Par ailleurs, dans certains des gîtes d'uranium « associés aux lignites et charbons » de la base UDEPO, l'uranium et le charbon coexistent sans que la totalité de l'uranium soit présente dans le charbon à proprement parler (exemple du gîte de Springbok Flats qui déclare plus de 80 ktU de ressources sans qu'on sache la répartition de l'uranium entre le charbon et les grès présents en couches alternées). Ainsi une part des ressources de charbons associées aux gîtes identifiées d'uranium ne figure sans doute pas dans les réserves de charbon mondiales.

3.1.3 Commentaires

Les deux évaluations de ressources précédentes sont faites sur des bases totalement différentes et doivent être interprétées avec précaution. La différence d'ordre de grandeur entre les deux résultats (1,5 à 6,0 MtU d'une part et 400 ktU d'autre part) s'explique d'abord par le fait qu'UDEPO ne tient compte que des gîtes avec une teneur en uranium supérieure à 400 ppm. Une explication complémentaire tient au fait que les deux évaluations incluent des sous-catégories de ressources d'uranium différentes.

Dans le premier cas, à partir des données d'Enerdata et du GFIGNR, l'évaluation capte toute la ressource uranium présente dans les charbons qui seront extraits un jour (il s'agit de réserves prouvées de charbon, dont la rentabilité économique a été démontrée) : il s'agit de ressource identifiée ou inférée d'uranium. On constate que dans cette sous-catégorie de ressource d'uranium, les teneurs en uranium sont très dispersées. La principale incertitude quant aux réserves potentielles associées à la première évaluation porte sur les volumes dont les teneurs rendent la production sous-économique : quelle part des 1,5 à 6,0 MtU n'a aucune chance d'être économiquement exploitable au XXI^e siècle ? Les coûts d'extraction sont connus et nuls (la rentabilité économique de l'extraction du charbon jusqu'à sa combustion pour obtenir les cendres est démontrée, les cendres sont donc extraites « gratuitement » du point de vue de l'uranium) ; en revanche les coûts de traitement de ces cendres sont très incertains (car dépendant de la teneur).

Dans le cas de l'évaluation UDEPO, l'évaluation inclut aussi une part des ressources identifiées d'uranium, mais dont les ressources de charbons associées ne figurent pas dans les réserves mondiales de charbon. La base UDEPO recense des « gîtes géologiques » en faisant référence à des

⁵⁸ Cet indicateur est néanmoins biaisé par la croissance prévue de la production des charbons et des lignites et le rythme de nouvelles découvertes difficile à anticiper.

concentrations atypiques d'uranium associées à des charbons (les teneurs les plus faibles qui sont répertoriées dans UDEPO sont de l'ordre de 400 ppm). L'incertitude sur la teneur en uranium des charbons est donc moins importante que pour la première évaluation. De même, les coûts de traitement sont moins incertains. Mais la rentabilité économique de l'extraction des charbons n'étant pas démontrée, il existe une incertitude sur les coûts d'extraction imputables à l'uranium : quelle part des 400 ktU est associée à des charbons très coûteux à extraire ? Pour les charbons en limite de rentabilité, quelle part des coûts d'extraction l'uranium devra-t-il assumer pour rendre rentable la production simultanée des deux co-produits ?

En conclusion, si l'on cherche les réserves potentielles d'uranium associé à du charbon, il est probable qu'une partie se trouve dans l'évaluation issue d'Enerdata, qu'une autre partie se trouve dans l'évaluation d'UDEPO, sachant qu'une dernière partie se trouve nécessairement dans les ressources de charbon et d'uranium « restant à découvrir ». L'ambiguïté des ressources présentées par UDEPO (cf. § 3.1.2 : l'uranium associé aux charbons est-il minéralisé dans ces charbons à proprement parler ou dans des grès ?) nous conduit à privilégier l'évaluation à partir des données d'Enerdata pour la suite (calcul de ressources techniquement accessibles et de réserves potentielles : § 3.2 et 3.3).

3.2 Ressources techniquement accessibles

Dans le but de réduire les quantités d'uranium dans les charbons à des ressources d'uranium techniquement accessibles, on considère un rendement pour la lixiviation de $\eta = 75\%$ (cf. § 2.5).

Les ressources d'uranium techniquement accessibles sont obtenues par le calcul suivant (méthode 1) :

$$r_{U,tech} = \eta_{lixiviation}(R_{coal} + R_{lignite}) \times t_{moyenne} = \eta_{lixiviation} \times r_U$$

Un autre calcul est possible en désagrégeant le charbon et le lignite (méthode 2)⁵⁹ :

$$r'_{U,tech} = \eta_{lixiviation}(R_{coal} \times t_{m,coal} + R_{lignite} \times t_{m,lignite})$$

Globalement, à partir des données d'Enerdata et du GFIGNR comme au § 3.1.1, les ressources **d'uranium techniquement accessibles associées aux réserves de charbon sont évaluées entre 1,1 et 4,5 MtU à l'échelle mondiale**. Pour la Chine seule, ces ressources sont estimées entre 0,2 et 0,7 MtU.

3.3 Réserves potentielles d'uranium

Pour les évaluations de ressources présentées aux paragraphes 3.1 et 3.2, une attention particulière avait été prise pour inclure le minimum de considérations économiques. Pour évaluer un potentiel de réserves d'uranium, on se propose d'appliquer une teneur de coupure aux évaluations de ressources précédentes. La valeur de cette teneur de coupure est fixée à 200 ppm pour les cendres de charbon, ce qui correspond, avec un facteur de reconcentration de 5, à une teneur minimale de 40 ppm pour les charbons ou les lignites brutes (cf. discussion du § 2.6.3).

En extrapolant les teneurs de la base de données USGS [156] à des volumes de charbon et de lignite représentatifs à l'échelle mondiale, on constate :

- que seuls 2% des charbons (lignites inclus) ont des teneurs supérieures à 40 ppm (Méthode 1, hypothèse agrégée);
- ou bien que seuls 1% des charbons et 7% des lignites ont des teneurs supérieures à 40 ppm (Méthode 2, hypothèse désagrégée).

⁵⁹ Comme expliqué au § 3.1.1, ce calcul n'a de sens que pour l'évaluation "haute" à l'échelle mondiale.

On en déduit les potentiels de réserves en uranium à partir des ressources techniquement accessibles par l'une ou l'autre des formules suivantes :

- Méthode 1

$$Réserve_{U,pot} = 2\% \times r_{U,tech}$$

- Méthode 2

$$Réserve_{U,pot}' = \eta_{lixiviation} (1\% \times R_{coal} \times t_{m,coal} + 7\% \times R_{lignite} \times t_{m,lignite})$$

Cette extrapolation conduit aux réserves potentielles synthétisées dans le Tableau II-8.

Tableau II-8 – Influence de l'agrégation des charbons et des lignites dans le calcul de réserves potentielles d'uranium

	Méthode 1 (charbons et lignites agrégés)	Méthode 2 (charbons et lignites désagrégés)
Réserves potentielles d'U issues des charbons	16 à 45 ktU	15 à 20 ktU
Réserves potentielles d'U issues des lignites	4 à 25 ktU	95 à 180 ktU
Réserves potentielles totales d'uranium	20 - 70 ktU	110 - 200 ktU

On rappelle que du fait des hypothèses de calcul des ressources des deux méthodes (cf. § 3.1.1), les fourchettes d'incertitudes présentées dans le Tableau II-8 sont issues :

- de la variation de la teneur moyenne considérée (1,8 à 4,7 ppm) et du choix de la source d'information pour les réserves de charbons et lignites (Enerdata ou GFIGNR) dans le cas de la méthode 1 ;
- du choix de la source d'information (Enerdata ou GFIGNR) uniquement dans le cas de la méthode 2 (la teneur est fixée à 3,4 ppm pour les charbons, 12,0 ppm pour les lignites).

Néanmoins, il nous paraît important de souligner que ces incertitudes prises en compte sont certainement de second ordre par rapport à la contrainte liée à la teneur de coupure. En effet, l'extrapolation de la base de données USGS pour les charbons et lignites à plus de 40 ppm en uranium réduit fortement les ressources disponibles. C'est cette source d'incertitude qu'il conviendrait, si de nouvelles sources d'informations étaient disponibles, de réduire en priorité.

On retient donc ici la deuxième méthode d'évaluation (réserves potentielles de 110 à 200 ktU) pour une évaluation « haute », sous l'hypothèse, toujours importante, du choix des teneurs significatives. L'évaluation basse de 20 ktU pourra également être considérée dans un scénario pessimiste.

3.4 Synthèse

Le Tableau II-9 synthétise les évaluations de ressources et de réserves potentielles d'uranium présentées au § 3. Pour plus de lisibilité, l'évaluation « basse » de 20 ktU (calcul agrégé à l'échelle mondiale avec une teneur moyenne de 1,8 ppm) n'est pas présentée dans le tableau de synthèse.

Tableau II-9 – Synthèse des ressources et réserves potentielles d'uranium issues des charbons en terre

Zone	Monde						Chine
Produit primaire	Charbon		Lignite		Charbon et lignite agrégés		
Catégorie de produit primaire	Ressources	Réserves prouvées	Ressources	Réserves prouvées	Ressources	Réserves prouvées	Réserves prouvées
Teneur moyenne en U (valeur retenue)	3,4 ppm		12,0 ppm		4,7 ppm		2,31 ppm
Quantité U en terre	2,1-58,2 MtU	2,4-2,6 MtU	2,0-49,8 MtU	1,8-3,4 MtU	3,6-100,0 MtU	4,0-4,9 MtU	260-970 ktU
Rendement de lixiviation retenu	75%						
Ressources techniquement accessibles	-	1,8-2,0 MtU	-	1,4-2,5 MtU	-	3,0-3,7 MtU	200-700 ktU
Proportion > 40ppm	1%		7%		2%		
Réserves potentielles	-	15-20 ktU	-	95-180 ktU	-	60-70 ktU	-

En conclusion, on retiendra que les réserves potentielles d'uranium issues des charbons en terre sont faibles comparées aux besoins mondiaux d'uranium naturel : les évaluations ci-dessus sont du même ordre de grandeur (1 à 3 ans de consommation annuelle mondiale, voire moins pour l'évaluation « basse » de 20 ktU). Les cendres de charbon n'apparaissent donc pas comme une source durable d'uranium. Néanmoins, aucun obstacle technologique majeur ne s'oppose à ce qu'une production par cette voie puisse émerger et apporter des quantités modérées d'uranium.

4 POTENTIEL EN URANIUM DES CENDRES DE CHARBON

4.1 Projets en cours

À ce jour, seul le site de production en Chine à partir des trois centrales Xiaolongtang, Dalongtang et Kaiyuan fait l'objet de déclarations publiques (étude de préfaisabilité, médiatisation et déclaration de réserves à venir). Ce site prévoit une production de 145 tU/an [177]. Néanmoins ce résultat est issu d'une étude de préfaisabilité et aucune réserve d'uranium (au sens des normes internationales JORC ou NI 43-101) n'est économiquement prouvée. Il n'y a donc, à l'heure actuelle aucune production industrielle ni réserve prouvée d'uranium issu des cendres de charbon.

4.2 Quantités d'uranium dans les stocks de cendres

Nous raisonnerons dans ce paragraphe à l'échelle de la Chine et des États-Unis où les stocks de cendres sont connus (§ 1.2.3) et où la teneur moyenne des charbons est relativement bien documentée. Un calcul à l'échelle mondiale est présenté, mais reste le plus incertain.

En 2012, les stocks étaient de 1,7 Gt aux États-Unis et entre 2,7 et 4 Gt en Chine en 2010 ; aujourd'hui, on estime aussi le stock mondial à 21 Gt (les calculs de stocks de cendres sont présentés au § 1.2.3). La ressource en uranium correspondant à ces stocks est calculée de la manière suivante :

$$r_{U,cendres} = Stock_{cendres} \times (t_{moyenne} \times f_{reconcentration})$$

Avec les teneurs des charbons ($t_{moyenne}$) présentées dans le Tableau II-4⁶⁰ et un facteur de reconcentration ($f_{reconcentration}$) de 5 (voir discussion au §2.4.2), on obtient entre **190** et **500 ktU** de stock dans le monde, 15-40 ktU aux États-Unis, 30-45 ktU en Chine. Le détail est présenté dans le Tableau II-10.

Comme aux § 3.1.1, 3.2 et 3.3, on pourrait comparer ces résultats à ceux d'une évaluation qui n'agrègerait pas charbons et lignites. On tiendrait alors compte de la part des stocks de cendres imputable à la consommation de charbon ou de lignite dans le passé. Comme aux § 3.1.1, 3.2 et 3.3, on pourrait alors introduire une teneur moyenne différente pour les lignites et les autres charbons. Néanmoins, cette démarche n'a pas été suivie ici (les incertitudes sur les teneurs liées au risque de dilution présenté au § 4.4 peuvent justifier qu'une telle désagrégation des charbons et des lignites est moins pertinente lorsqu'on s'intéresse aux stocks de cendres existants que lorsqu'on évalue les ressources en terre).

Tableau II-10 – Quantités d'uranium des stocks de cendres

Zone concernée	Stocks de cendres considérés	Teneur des charbons considérée	Quantités d'uranium
Monde	21 Gt	1,8 – 4,7 ppm	190 – 500 ktU
États-Unis	1,7 Gt	1,8 – 4,7 ppm	15 – 40 ktU
Chine	2,7 – 4,0 Gt	2,31 ppm	30 – 45 ktU

La principale limite de cette évaluation est la même que pour les ressources d'uranium liées au charbon en terre. Le calcul est biaisé par la teneur moyenne, calculée comme une moyenne arithmétique et non géométrique (sauf pour la Chine, voir Tableau II-4). Une autre limite est liée au facteur de reconcentration qui reste mal connu aujourd'hui. Enfin, l'évaluation des ressources présentes dans les stocks de cendres ne souffre pas de l'incertitude liée à la part des cendres réutilisée dans l'industrie puisque les stocks existent déjà physiquement et sont mesurables. Néanmoins, la réutilisation d'une partie des cendres peut introduire une incertitude sur la teneur des cendres restantes. En effet, si l'on suppose connus la teneur des charbons ayant produit les cendres et le facteur de reconcentration, on peut évaluer la teneur des cendres, mais les industries qui réutilisent une partie de ces cendres s'approvisionnent de préférence en cendres pauvres en uranium (des contraintes légales existent dans de nombreux pays pour limiter les doses radioactives des matériaux utilisés dans la construction). Il est ainsi possible que les stocks de cendres aient une teneur moyenne supérieure à celle qu'on peut calculer grâce au facteur de reconcentration. Parallèlement, il faut noter qu'un autre biais joue à l'inverse du précédent : il s'agit du risque de dilution des cendres, présenté comme une limite aux réserves potentielles d'uranium au § 4.4.

⁶⁰ 2,31 ppm pour la Chine, entre 1,8 et 4,7 ppm pour les États-Unis et le monde.

4.3 Ressources d'uranium techniquement accessibles dans les stocks de cendres

On considère dans ce paragraphe la fraction techniquement accessible des ressources d'uranium présentes dans les stocks de cendres existants. La principale barrière technique étant le procédé de lixiviation, on évalue simplement ces ressources techniquement accessibles à partir de l'évaluation du § 4.2, selon :

$$\begin{aligned} r_{U,cendres,tech} &= \eta_{lixiviation} \times Stock_{cendres} \times (t_{moyenne} \times f_{reconcentration}) \\ &= \eta_{lixiviation} \times r_{U,cendres} \end{aligned}$$

Comme pour l'évaluation du § 3.2, on considère $\eta = 75\%$ (cf. § 2.5). À l'échelle mondiale, on obtient entre **140 et 370 ktU** présents dans les stocks de cendres existants.

4.4 Réserves potentielles d'uranium dans les stocks de cendres

Exactement de la même façon que pour évaluer le potentiel en uranium des charbons en terre, on considère une teneur de coupure de 40 ppm, ce qui limite à 2% la part des cendres à prendre en compte pour l'évaluation des réserves (méthode 1, cf. § 3.3). On en déduit les potentiels de réserves en uranium à partir des ressources techniquement accessibles par la formule suivante :

$$Réserve_{U,cendres,pot} = 2\% \times r_{U,cendres,tech}$$

Cette extrapolation permet d'évaluer les réserves potentielles d'uranium entre **3 et 7 ktU dans les stocks de cendres existants**.

Le Tableau II-11 synthétise les principaux résultats de l'évaluation des ressources et des réserves potentielles d'uranium issues des stocks de cendres existants.

Tableau II-11 – Synthèse des ressources et réserves potentielles d'uranium issues des stocks de cendres

Zone	Monde	Chine	US
Stock de cendres	21 Gt	2,7-4,0 Gt	1,7 Gt
Teneur en uranium retenue pour les charbons	1,8-4,7 ppm	2,31 ppm	1,8 ppm
Facteur de reconcentration retenu	5		
Quantité U dans les stocks de cendres	190-500 ktU	30-45 ktU	15 ktU
Rendement de lixiviation retenu	75%		
Ressources U techniquement accessibles	140-370 ktU	23-35 ktU	12 ktU
Proportion cendres > 200 ppm	2%		
Réserves U potentielles	3-7 ktU	-	-

En conclusion, les réserves potentielles d'uranium issues des stocks de cendres sont plus faibles que les réserves potentielles issues des charbons en terre (facteur 10 environ). Ceci confirme la conclusion du § 3.4 : les cendres de charbon ne représentent pas une source d'uranium durable, c'est-à-dire qu'elles ne peuvent pas répondre significativement au besoin d'uranium naturel sur plusieurs années ou dizaines d'années.

Note sur le risque de dilution

Du minéral jusqu'à l'entreposage des cendres, le charbon est « mélangé » à plusieurs reprises, risquant à chaque fois de diluer les charbons riches en uranium dans des charbons moins riches. Le cas extrême de ce phénomène conduirait à une teneur constante en uranium pour tous les charbons produits mondialement. Cette teneur serait certainement proche de la moyenne observée entre 2 et 5 ppm. Les cendres produites n'auraient ainsi que 50 ppm de teneur au maximum, ce qui rendrait toute récupération d'uranium sous-économique.

Au niveau des mines et de la préparation du charbon avant sa combustion, le risque existe, mais est très difficilement appréciable. D'un côté, on peut penser que les centrales à charbon s'approvisionnent auprès d'un nombre limité de mines. En supposant qu'en sortie de mine les charbons ont une teneur relativement stable en uranium (qualité constante sur le gisement exploité), on peut imaginer que les centrales peuvent trier leurs approvisionnements pour brûler sélectivement les charbons issus de gisements riches en uranium. Du moins, on peut imaginer qu'elles seraient capables de faire ce tri si un intérêt économique les motivait. D'un autre côté, les législations imposent des taux de rejet en SO_x de plus en plus faibles. Les centrales font face à ces contraintes en homogénéisant de plus en plus leurs charbons issus de différentes sources d'approvisionnement (les émissions sont « moyennées » en brûlant un mélange de charbons riches en soufre et de charbons pauvres en soufre). Or, la revue de la bibliographie présentée ici n'a pas mis en évidence de corrélation entre la teneur en uranium et la teneur en soufre des charbons. Si le mélange des charbons selon leur teneur de soufre conduit à un mélange aléatoire du point de vue des teneurs d'uranium, le risque de dilution est réel. Néanmoins, de nouveau, si un intérêt économique pousse les centrales à récupérer l'uranium des cendres de charbon, on peut penser qu'elles abandonneront les mélanges de charbons au profit d'un système de traitement des SO_x pour produire de l'acide sulfurique.

Le risque de dilution semble donc limité en amont de la production de cendre. En revanche, les stocks de cendres qui ont été constitués sans motivation économique pour la récupération de l'uranium (c'est-à-dire l'ensemble des stocks mondiaux aujourd'hui) ont certainement été mélangés (et donc dilués) et il est particulièrement difficile de savoir dans quelle mesure. Quelles centrales procèdent à des homogénéisations des cendres produites ? Depuis quand le font-elles ? L'effet de dilution qui en résulte est-il total (teneur réelle des stocks égale à la teneur moyenne) ? En Chine, le projet de Spartron semble ne pas avoir connu de problème de dilution, les stocks de cendres restant à des concentrations qui devraient justifier une exploitation économique.

4.5 Capacité de production

La production d'uranium à partir de cendres de charbon peut être faite soit à « flux tendu » en traitant les cendres en sortie de brûleur (§ 4.5.1), soit en traitant les stocks de cendres existants (§ 4.5.2).

4.5.1 Capacité de production maximale en flux tendu

4.5.1.1 *Évaluations à partir des consommations totales de charbon, sans contrainte technique*

Ce type d'évaluation, qu'on trouve régulièrement dans la presse, fait plusieurs hypothèses fortes qu'on lèvera par la suite pour notre propre évaluation :

- la totalité du charbon consommé annuellement permet de récupérer de l'uranium ;
- la totalité des cendres issues de ce charbon est traitée pour récupérer l'uranium ;
- le traitement des cendres permet la récupération de la totalité de l'uranium initialement contenu dans le charbon.

Gabbard [55] évalue le potentiel de production d'uranium à 801 tU/an aux États-Unis et 3 640 tU/an dans le monde. Ce calcul se rapporte aux consommations de charbon de 1982 avec une teneur moyenne des charbons de 1,3 ppm.

Une autre source [178] prévoit 10 ktU/an en s'appuyant sur la même teneur moyenne (1,3 ppm), mais sur des données de consommation de charbon de 2013.

À l'échelle d'une centrale à charbon de 1 000 MW, Gabbard prévoit, avec les mêmes hypothèses que précédemment (teneur moyenne de 1,3 ppm et donnée de consommation de charbon de 1982⁶¹), un potentiel de 5,2 tU de production annuelle. Adams évalue ce potentiel à 27 tU [2]. Son calcul tient compte d'une production de 2 000 t de cendres par jour à une teneur de 40 ppm et un coefficient de disponibilité (K_p) de 80%.

Ces calculs sont assez pessimistes quant aux teneurs moyennes : les 1,3 ppm sont inférieures aux 1,8 ppm de teneur moyenne observée aux États-Unis et aux 4,7 ppm observés à l'échelle mondiale (cf. Tableau II-4). Néanmoins, ces évaluations surestiment la capacité maximale de production en n'imposant aucune contrainte technique : en réalité, la totalité du charbon consommé n'est pas destinée à produire des cendres exploitables (cf. § 1.1.2), une partie des cendres exploitables est réutilisée pour des utilisations autres que la récupération d'uranium (cf. § 1.2.2) et enfin les rendements de lixiviation des cendres n'atteignent pas 100% (§ 2.5). De même, ces évaluations surestiment la capacité maximale de production en n'imposant aucune contrainte économique : il est très peu probable que des charbons avec des teneurs inférieures à 40 ppm puissent donner des cendres économiquement exploitables (§ 2.6.3). Ces constats nous conduisent à proposer des évaluations de la capacité maximale de production en tenant compte des contraintes techniques. Dans un deuxième temps, une contrainte économique est aussi étudiée.

4.5.1.2 *Évaluation à l'échelle d'une centrale*

À l'échelle d'une centrale, on propose de retenir la référence actuelle : la prévision de Sparton pour leur projet en Chine. Trois centrales produiraient chaque année 145 tU pour une puissance installée d'environ 2 GW (soit pratiquement la consommation annuelle d'un réacteur nucléaire REP de 1 GWe). Cette évaluation tient compte des rendements de lixiviation des cendres (estimés à 65% par Sparton).

⁶¹ La consommation en charbon d'une centrale est estimée comme le rapport de la consommation de charbon des États-Unis au nombre de centrales en activités aux États-Unis en 1982.

4.5.1.3 *Évaluation à partir de la consommation mondiale de charbon, avec contrainte technique*

Le calcul suivant met en avant la capacité maximale théorique de production d'uranium à partir des cendres de charbon. L'existence d'un stock de cendres important n'est pas prise en compte, on considère le traitement des cendres en régime permanent (« flux tendu »). En 2012, Enerdata rapporte une consommation de charbon et lignite à destination du secteur énergétique (dont les centrales électriques) de 6,0 Mds de tonnes. En considérant un taux de récupération de 75% et des teneurs moyennes de 1,8 ppm à 4,7 ppm (cf. § 2.5 et § 2.4.2), on obtient une capacité maximale théorique de production entre 8 et 21 ktU par an⁶².

Néanmoins, cette estimation surestime le potentiel de production en flux tendu. En effet, seule une fraction des cendres de charbon n'est pas réutilisée dans l'industrie. En appliquant la fourchette de 33 à 60% de taux de disponibilité (cf. § 1.2.2), on évalue le potentiel de production maximal entre **2 et 12 ktU/an**.

4.5.1.4 *Évaluation pour la Chine et les États-Unis*

En calculant séparément les potentiels de la Chine (teneur moyenne 2,31 ppm, 2,6 Gt de charbon consommé dans le secteur énergétique en 2012, lignite inclus et 33% de cendres « disponibles ») et des États-Unis (teneur moyenne 1,8 ppm, 0,8 Gt de charbon consommé dans le secteur énergétique en 2012, lignite inclus, et 60% de cendres disponibles), on constate que le potentiel maximal est de l'ordre de 2,1 ktU/an (1,5 ktU pour la Chine et 0,6 ktU pour les États-Unis).

4.5.1.5 *Évaluation désagrégée des charbons et des lignites : scénario optimiste*

Si l'intérêt économique de la récupération de l'uranium dans les cendres de charbon est vérifié, on peut penser que les centrales à charbon auront un intérêt économique à trier leurs cendres selon qu'elles proviennent de charbons riches ou pauvres en uranium. On se propose de simplifier cette distinction en considérant d'une part les lignites (dont la teneur moyenne est de 12,0 ppm, cf. Tableau II-4) et d'autre part les autres charbons (dont la teneur moyenne est de 3,4 ppm, cf. Tableau II-4). De même, si un intérêt économique à traiter l'uranium est vérifié, on peut penser que les cendres les plus riches en uranium (issues des lignites) seraient moins réutilisées dans le secteur de la construction que les cendres moins riches (issues des autres charbons). On applique donc le taux de disponibilité de 60% à la première catégorie de cendres et 33% à la seconde.

Sous ces hypothèses, en considérant un rendement de lixiviation de 75% et une consommation de 880 Mt de lignite et 5 120 Mt de charbon dans le monde en 2012 (cf. § 1.1.2 et § 1.1.3), on évalue le potentiel de production maximal à **9 ktU/an (15% de la production minière d'uranium)**.

Cette évaluation est qualifiée de scénario optimiste, car on suppose que certains paramètres (les taux de réutilisation des cendres) s'adaptent à un intérêt économique (celui de la récupération d'uranium). Elle est complémentaire de la première évaluation à partir des consommations mondiales de charbon (2 à 12 ktU /an). Les contraintes techniques de production liées à la qualité des charbons sont plus réalistes (on consomme moins de lignite que de charbon à l'échelle mondiale, mais les lignites sont plus riches en uranium), mais les contraintes liées à la réutilisation d'une partie des cendres le sont moins.

⁶² Pour rappel, la production d'uranium en 2012 s'élevait à 58 ktU [170].

4.5.1.6 Potentiel de production économique

De la même façon que pour évaluer les réserves en uranium des charbons, on considère une teneur de coupure de 40 ppm, ce qui limite à 2% des charbons (lignite inclus), ou bien à 1% des charbons (lignite exclu) et 7% des lignites, la part des cendres à prendre en compte (cf. § 2.6.3).

Le seuil de 2% doit être appliqué à la capacité maximale évaluée à partir de la consommation mondiale de charbon, lignite inclus (2 à 12 ktU/an). En effet, les consommations de lignite et de charbon étaient agrégées dans ces calculs. Les seuils de 1 et 7% doivent être appliqués à la dernière évaluation (9 ktU/an) pour laquelle lignite et charbon étaient désagrégés.

Quel que soit le seuil retenu, on ne tient plus compte des taux de réutilisation des cendres pour le calcul du potentiel économique : toutes les cendres économiquement exploitables sont traitées. En effet, l'hypothèse sur la teneur de coupure suppose que la rentabilité de l'exploitation a été prouvée. Cette rentabilité tient compte du manque à gagner si les cendres étaient jusque-là réutilisées dans le secteur de la construction.

La première estimation donne un potentiel de production économique entre 200 et 400 tU/an. La deuxième estimation (charbon et lignite désagrégés) donne un potentiel de 700 tU/an.

Ces estimations du potentiel économique incluent de nombreuses incertitudes et dépendent de paramètres susceptibles d'évoluer au cours des prochaines années. Elles doivent, pour ces raisons, être utilisées avec précaution. Parmi les limites de ces évaluations, on pourra pointer en particulier les extrapolations faites sur les teneurs de la base de données USGS. Par analogie avec les limites de l'évaluation des réserves potentielles, l'extrapolation suppose que les échantillons de l'USGS sont représentatifs des volumes de charbons consommés en 2012. Or, cette base de données inclut des échantillons issus de gîtes de charbons non exploités.

De plus, la teneur de coupure en uranium à 200 ppm pour les cendres n'a pas de réalité aujourd'hui puisqu'aucune production d'uranium de ce type n'est en cours (cf. § 4.1). Si le projet de Sperton est lancé (teneur < 200 ppm, cf. Tableau II-4), on ne peut pas exclure qu'une teneur de coupure plus basse soit envisagée. À l'inverse, si seuls des projets avec des teneurs plus élevées parviennent à émerger, une teneur de coupure plus élevée devra être considérée.

Finalement, les capacités maximales de production et l'estimation du potentiel économique tiennent compte des consommations de charbon et de lignite en 2012. La tendance étant à une croissance de ces consommations, les capacités de production d'uranium sont amenées à augmenter dans les prochaines années.

Le Tableau II-12 synthétise l'évaluation des capacités potentielles de production d'uranium en flux tendu, présentée dans ce paragraphe. Seuls les résultats issus des données d'Enerdata sont rassemblés.

Tableau II-12 – Synthèse des capacités potentielles de production d'uranium (d'après Enerdata 2012)

Zone	Monde			Chine	US
Produit primaire	Charbon	Lignite	Charbon et lignite agrégés	Charbon et lignite agrégés	
Teneur moyenne en U (valeur retenue)	3,4 ppm	12,0 ppm	1,8-4,7 ppm	2,31 ppm	1,8 ppm
Consommation annuelle du secteur énergétique	5 120 Mt	880 Mt	6 000 Mt	2 600 Mt	800 Mt
Part de cendres disponibles ⁶³	33% (supposé)	60% (supposé)	33-60%	60% (observé)	33% (observé)
Rendement de lixiviation retenu	75%				
Capacité théorique maximale	4,3 ktU	4,7 ktU	2-12 ktU	1,5 ktU	0,6 ktU
Proportion charbons > 40 ppm	1%	7%	2%	-	
Potentiel économique	150 tU	550 tU	200-400 tU	-	-

En conclusion, on retiendra qu'à court terme un potentiel économique de production d'uranium à partir des cendres de charbon n'excède pas 700 tU, soit 1% des besoins annuels actuels. À moyen et long terme, même si la consommation de charbon mondiale augmente, les cendres de charbon ne peuvent pas devenir une source majeure de production d'uranium. En effet, les scénarios de consommation de charbon et lignite pour la première moitié du XXI^e siècle (scénarios Enerdata [42]) montrent que notre estimation est robuste : le potentiel de production d'uranium garde le même ordre de grandeur (moins de 1 ktU/an) [97]. La faisabilité technique montre néanmoins qu'une production par cette voie pourrait émerger et apporter de modestes quantités d'uranium.

4.5.2 Production à partir des stocks des cendres

Les capacités de production évoquées au paragraphe précédent sont calculées « à flux tendu » (traitement des cendres en sortie de brûleur au niveau des centrales à charbon). Or une production à partir des stocks seuls pourrait être imaginée.

En Chine, le projet de Sparton prévoit une production annuelle de 1,2 Mt de cendres, le stock existant étant de 5 Mt [129]. Le stock apparaît comme un avantage dans une exploitation en coproduit du charbon et de l'uranium : un cours faible de l'uranium pourrait justifier d'augmenter les stocks en continuant à extraire le charbon jusqu'à ce que le traitement des cendres redevienne intéressant économiquement. Néanmoins, une production à partir du seul stock paraît peu probable. En effet, l'économie d'acide sulfurique que permet la centrale à charbon justifie que la récupération d'uranium soit conduite en parallèle de la production de cendres. En effet, comme cela est décrit au paragraphe 2.6.2, le potentiel d'économie d'acide peut atteindre 25% des besoins de la lixiviation lorsque les conditions sont réunies. Or, la Figure II-16 montre que la lixiviation des cendres reste plus consommatrice d'acide que l'ISL (In-Situ Leaching) et ce poste de dépense est le plus important des coûts opératoires dans les deux cas. Exploiter le potentiel d'acide lié à la combustion du charbon est

⁶³ La part de cendres disponibles (non-réutilisée dans le secteur de la construction) n'est prise en compte que pour l'estimation des capacités théoriques maximales. Pour le potentiel « réel », on suppose que toutes les cendres économiquement exploitables pour l'uranium sont utilisables pour cette application.

donc nécessaire pour que des projets de lixiviation de cendres de charbon voient le jour dans un futur proche (puisque'ils doivent être compétitifs par rapport à de nouveaux projets ISL). Il conviendrait donc de limiter l'évaluation de 140-370 ktU (cf. § 4.3) aux seuls stocks de cendres à proximité de centrales encore en activité, mais les données manquent.

5 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Nous avons vu qu'en termes de ressources, l'uranium est présent dans les réserves de charbon en quantités importantes, mais à des teneurs très variables. La ressource identifiée ou inférée totalise entre **1,1 et 4,5 MtU** techniquement extractibles (§ 3.2). Néanmoins, seul un maximum de **200 ktU** pourrait être converti en réserves au XXI^e siècle (§ 3.3). Les réserves potentielles d'uranium issues des cendres de charbon apparaissent donc comme négligeables par rapport aux autres sources d'uranium et aux besoins d'uranium naturel sur le long terme.

Il apparaît néanmoins que l'extraction d'uranium à partir de cendres de charbon est techniquement et économiquement possible dans des situations particulières. Dans ces situations, la mise en production rapide pourra être un atout important.

Malgré cela, à grande échelle, les capacités de production d'uranium à partir des cendres de charbon sont contraintes par la consommation de charbon et de lignite dans le secteur énergétique. Pour un scénario très optimiste quant à la fraction disponible des cendres et quant à leur teneur (toutes les cendres disponibles seraient traitées, sans teneur limite), la production d'uranium pourrait atteindre 9 ktU/an. En imposant aux cendres une contrainte de teneur de coupure de 200 ppm, **le traitement des cendres de charbon ne permet pas de dégager plus de 700 tU/an soit de l'ordre de 1% des besoins annuels actuels** (§ 4.5.1).

À long terme, ces estimations sont susceptibles d'évoluer (du fait du progrès technique, de l'évolution des conditions économiques, du prix du charbon, du prix de l'uranium et des autres paramètres affectant les niveaux de réserves du produit primaire et du sous-produit, cf. Chapitre II, § 2.2.3). Parmi ces paramètres, nous venons de rappeler que la consommation de charbon et de lignite était le facteur limitant principal du potentiel de production d'uranium à partir des cendres. Les scénarios de consommation de charbon et lignite pour la première moitié du XXI^e siècle (scénarios Enerdata [42]) montrent que notre estimation est robuste puisque le potentiel de production d'uranium garde le même ordre de grandeur : moins de 1 ktU/an [97].

CHAPITRE III. ESTIMATIONS RÉGIONALES ET MONDIALES DES RESSOURCES D'URANIUM

1	MODÉLISATION DES RESSOURCES ULTIMES.....	111
1.1	Introduction	111
1.2	COC issue de données agrégées	112
1.3	COC mondiale issue de la modélisation élastique de l'abondance crustale	113
2	MUR : « MODÈLE URANIUM RÉGIONAL ».....	119
2.1	Approche statistique à partir d'environnements géologiques.....	119
2.2	Découpage régional.....	132
2.3	Modèle appliqué aux États-Unis	134
2.4	Résultats régionaux et spécificités.....	142
2.5	Ressources mondiales.....	148
2.6	Sensibilité du modèle MUR	149
3	CONCLUSION	156

Le Chapitre II a permis de se familiariser avec les concepts d'abondance géologique et de classification des ressources naturelles épuisables. Il a aussi dressé un tableau des spécificités de l'uranium. L'objectif du Chapitre III est maintenant de proposer une **modélisation des ressources ultimes d'uranium**. Dans la problématique générale de la disponibilité des ressources sur le long terme, il s'agit de caractériser l'offre future de manière statique et absolue, avant de la rendre dynamique et contrainte aux Chapitre IV et Chapitre V, en la confrontant à la demande sur un marché.

Le Chapitre III répond ainsi à la question : quelles quantités d'uranium et à quels coûts ? L'approche retenue est « **statique** » parce qu'on exploite les informations disponibles dans les conditions économiques actuelles pour estimer le cumul des ressources accessibles dans le futur. Cette approche est « **absolue** » parce qu'on s'affranchit dans un premier temps des contraintes sur les moyens de prospection, sur le financement de l'industrie extractive, et plus généralement de la dynamique du marché : l'estimation des ressources ultimes peut théoriquement être reproduite dans des conditions différentes des conditions économiques actuelles.

Dans un premier temps, nous passons en revue les modèles récents ayant été utilisés pour construire une courbe d'offre cumulative de l'uranium (§ 1). Le constat de leurs limites nous a conduits à développer un nouveau modèle qui s'en démarque par une approche statistique régionalisée : le modèle MUR, pour « Modèle Uranium Régional » (§ 2). Nous décrivons les fondements théoriques de ce modèle et détaillons son utilisation sur une région spécifique, avant d'agrèger les résultats obtenus pour les différentes régions considérées (les résultats détaillés de chaque région sont présentés dans l'Annexe B) : nous obtenons ainsi une estimation des ressources ultimes au niveau mondial. Les résultats sont finalement analysés et la sensibilité du modèle est discutée (§ 2.4 à 2.6).

1 MODÉLISATION DES RESSOURCES ULTIMES

1.1 Introduction

Les paragraphes § 1 et 2 du Chapitre II ont permis de prendre en main les concepts d'abondance géologique, d'accessibilité, de coût de production et de classification des ressources, indispensables pour comprendre les méthodes d'estimation des ressources ultimes. Ils ont aussi permis de souligner les spécificités de l'uranium et de dresser un tableau de la répartition mondiale des ressources, qui servira de référence à l'analyse des résultats de notre modélisation. Le § 1 permet maintenant de se doter des outils nécessaires à la modélisation. Nous passons aussi en revue les modèles récents qui permettent de construire une courbe d'offre cumulative de l'uranium en soulignant leurs limites, avant de proposer au § 2 un modèle qui s'en détache par son approche statistique régionalisée.

Les économistes spécialistes des marchés des matières premières et les décideurs de l'industrie minière s'intéressent à l'accessibilité de l'uranium naturel comme n'importe quelle commodité minérale. Ils ont pour cela deux outils analytiques.

Le premier est généralement appelé **courbe d'offre de court terme** (ou **courbe de coût-cash**, terme spécifique au secteur minier, voir index thématique). Cette courbe représente les **capacités de production cumulées** (toutes unités de production confondues et projets en développement à court terme) en fonction de leur coût de production unitaire (\$/kgU ou \$/lb U₃O₈) après que les mines aient été triées par coût croissant (Figure III-1). Cet outil permet essentiellement d'analyser des problèmes de disponibilité à court et moyen terme, c'est-à-dire de quelques années à une ou deux dizaines d'années.

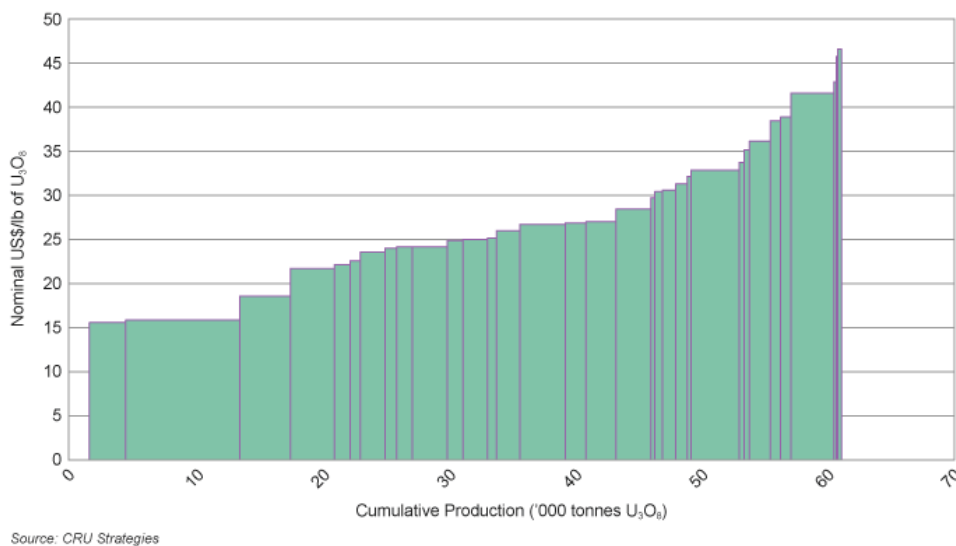


Figure III-1 – Courbe de coût-cash de l'uranium en 2010 [170]

Puisque l'objectif de ce travail de recherche est d'analyser l'adéquation entre l'offre d'uranium et la demande de long terme, on préférera utiliser un deuxième outil. Cet outil est la **courbe d'offre cumulative de long terme (COC)**. Il a été popularisé par Tilton [143], [144] en 1987. La courbe représente les **quantités cumulées de ressources** connues, en ajoutant éventuellement une estimation des ressources non découvertes, après un tri par coût de production unitaire croissant (\$/kgU) (cf. Figure III-2). À la différence de la courbe de coût cash, le temps n'intervient pas dans la courbe COC.

Pour étudier l'adéquation offre-demande dans le temps, il est nécessaire de confronter la courbe COC à un scénario de demande. Ce chapitre ne traite pas du scénario de demande, mais insiste sur la méthode utilisée pour construire la courbe COC.

1.2 COC issue de données agrégées

La manière la plus simple de construire la courbe COC est d'agréger des données existantes (littérature scientifique, rapports techniques) sur les ressources et leur coût de production associé. Dans le cas de l'uranium, on peut par exemple rassembler les ressources déclarées par les différents pays dans le Livre Rouge [102]. Le résultat est représenté sur la Figure III-2 pour l'agrégation de toutes les ressources connues (Ressources Raisonnablement Assurées – RAR – et Ressources Inférées – IR) en rouge, et pour l'ensemble des ressources connues et pronostiquées (RAR+IR+ Ressources Pronostiquées – PR – et Ressources Spéculatives – SR) en rouge clair. 3 MtU manquent au décompte des ressources spéculatives, car aucune estimation de coût ne leur est associée dans le Livre Rouge.

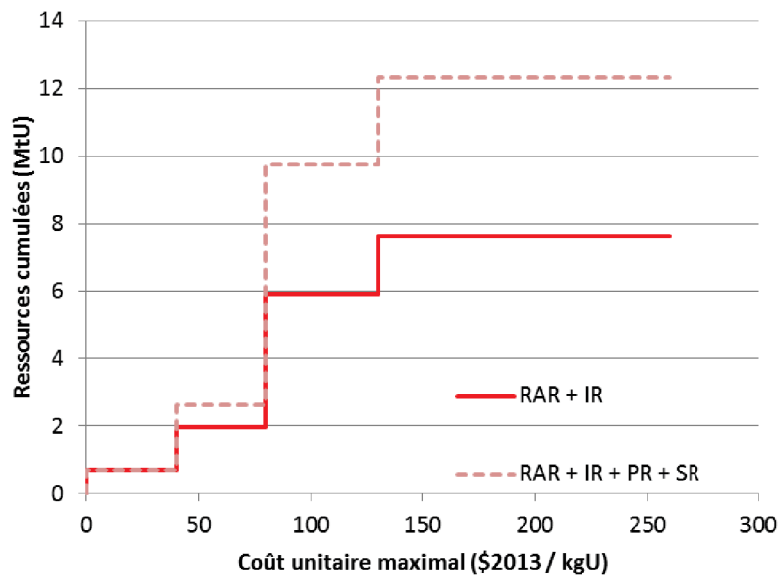


Figure III-2 – Courbe d’offre cumulée de long terme construite à partir des données du Livre Rouge 2014 [102]

L’approche par agrégation est bien adaptée lorsque les données disponibles sont homogènes. Elle peut être critiquée lorsque des données ayant des niveaux d’incertitude différents sont agrégées. Dans l’exemple issu des données du Livre Rouge, les quantités et les coûts des ressources pronostiquées et spéculatives (PR, SR) sont par définition plus incertains que ceux des ressources connues (RAR, IR). De plus, alors qu’on raisonne généralement en supposant que les ressources les moins chères sont produites les premières, rien n’assure que les ressources non découvertes entre 40 et 80 \$/kgU seront toutes découvertes avant que les ressources RAR à moins de 80 \$/kgU ne soient épuisées. À l’inverse, si l’on n’agrège que les ressources connues, il est probable que des ressources à moins de 80 \$/kgU, qui ne sont pas connus aujourd’hui, seront découvertes à long terme.

Finalement, l’utilisation de données agrégées pour construire la courbe d’offre cumulée présente deux limites. Premièrement, lorsque les données sont incomplètes (par exemple quand il manque les ressources non découvertes), les ressources disponibles à long terme sont sous-estimées. Deuxièmement, quand les données sont trop agrégées (par exemple quand les ressources connues et

non découvertes sont additionnées) les ressources disponibles à court terme peuvent être surestimées alors que le long terme est affecté par une incertitude croissante sur les coûts. Ces limites ont conduit certains chercheurs à développer des méthodes alternatives pour construire une courbe d'offre cumulée.

1.3 COC mondiale issue de la modélisation élastique de l'abondance crustale

Pour éviter d'agréger des estimations dont les coûts et les quantités ont des incertitudes différentes, des études récentes, principalement conduites par Schneider de l'université du Texas et Matthews et Driscoll du MIT [95], [96], [122], modélisent le coût et les quantités des ressources de toute la croûte terrestre avec la même méthodologie. Ces auteurs suivent une méthode en trois étapes :

- premièrement, ils modélisent le lien entre la quantité cumulée et la qualité (représentée par la teneur du minerai) des ressources ;
- deuxièmement, ils modélisent le lien entre le coût de production unitaire et la qualité des ressources ;
- finalement, ils déduisent des deux premières étapes la relation générale entre les quantités cumulées de ressources et les coûts associés.

Le modèle élastique de l'abondance crustale que proposent ces auteurs est décrit dans les paragraphes suivants. Il suit ces trois étapes.

1.3.1 Relation quantité-teneur

Les auteurs introduisent une relation puissance entre la teneur g et la quantité cumulée de métal q selon Eq. III-1. En échelle logarithmique, cela correspond à une relation élastique où α est l'élasticité de la quantité cumulée par rapport à la teneur et où q_{el} et g_{el} sont des paramètres de calibration.

$$\frac{q}{q_{el}} = \left(\frac{g_{el}}{g} \right)^\alpha \quad \text{Eq. III-1}$$

Comme l'explique l'étude du MIT [95], une relation empirique entre les ressources cumulées d'uranium et la teneur est utilisée pour estimer α . Cette relation empirique a été établie en 1979 par Deffeyes [38]. Il s'agit de la courbe en cloche représentée sur la Figure III-3. Dans la gamme des teneurs élevées (10^2 - 10^4 ppmU), la courbe en cloche est approchée par sa pente, notée α dans l'Eq. III-1.

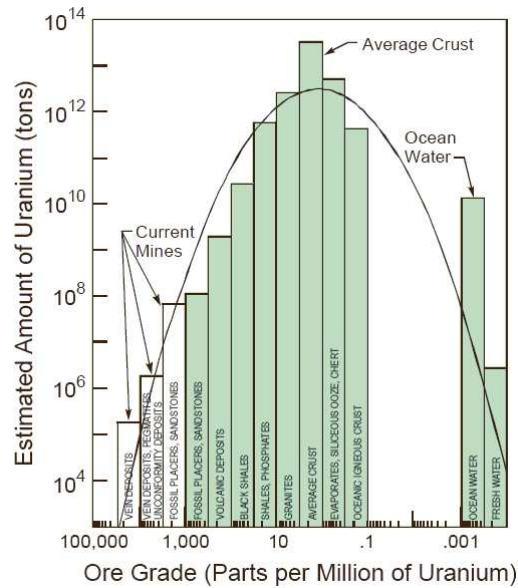


Figure III-3 – Relation empirique entre teneur et ressources cumulées d'uranium [38]

1.3.2 Relation coût-teneur

La deuxième relation introduite par les auteurs est aussi une relation puissance cette fois-ci, β représente l'élasticité des coûts unitaires par rapport aux teneurs ; g_{el} et c_{el} sont des paramètres de calibration.

$$\frac{g}{g_{el}} = \left(\frac{c}{c_{el}}\right)^{\beta} \quad \text{Eq. III-2}$$

Différentes versions de cette relation se trouvent dans la littérature. Schneider fait l'hypothèse simplificatrice $\beta = 1$ avant d'en étudier la sensibilité. Le MIT introduit une expression plus complexe de β pour tenir compte des effets d'apprentissage en plus d'économies d'échelle. Finalement, il existe autant de variantes de la relation (présentées dans l'étude de Schneider [122]) que de valeurs de β , qu'elles soient imposées ou ajustées empiriquement.

1.3.3 Modèle coût-quantités cumulées

Une fois définies les deux relations précédentes, la troisième étape permet d'en déduire la relation coût-quantité selon l'Eq. III-3.

$$q = q_{el} \left(\frac{c}{c_{el}}\right)^{\alpha\beta} \quad \text{Eq. III-3}$$

Dans cette formule, le produit noté $\alpha\beta$ peut être interprété comme l'élasticité globale de l'offre cumulée vis-à-vis du coût de production unitaire. La courbe COC est finalement obtenue en traçant la relation de l'Eq. III-3, après que tous les paramètres ont été estimés ou calibrés. La Figure III-4 montre les

courbes COC présentées par Schneider pour différentes versions du modèle (pour être exact, les modèles FCCCG(2) et DANESS diffèrent du modèle élastique d'abondance crustale).

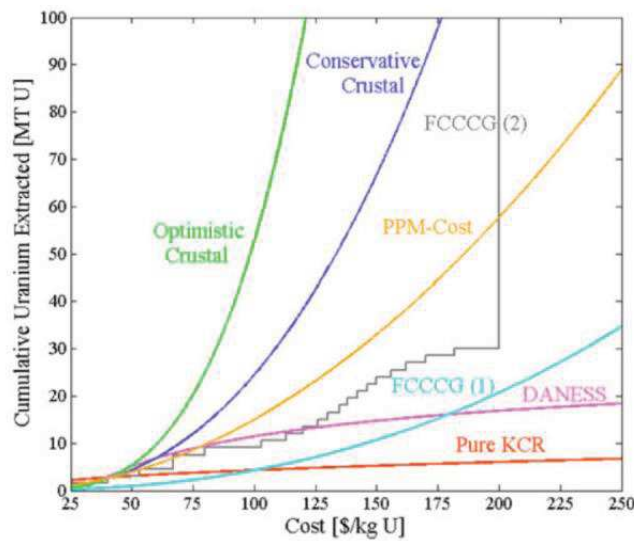


Figure III-4 – Courbe d'offre cumulée de long terme pour différentes versions du modèle élastique d'abondance crustale [122]

1.3.4 Limites des modèles élastiques

À ce stade, plusieurs critiques peuvent être faites au modèle proposé par Schneider, Matthews et Driscoll. Premièrement, les résultats sont sensibles au point utilisé pour la calibration, qui lui-même est sensible aux conditions économiques de court terme (§ 1.3.4.1). Deuxièmement, la teneur est le seul paramètre intrinsèque de la ressource qui détermine à la fois la disponibilité géologique (Eq. III-1) (§ 1.3.4.2) et la valeur économique des ressources (Eq. III-2) (§ 1.3.4.3).

1.3.4.1 Sensibilité au point de calibration

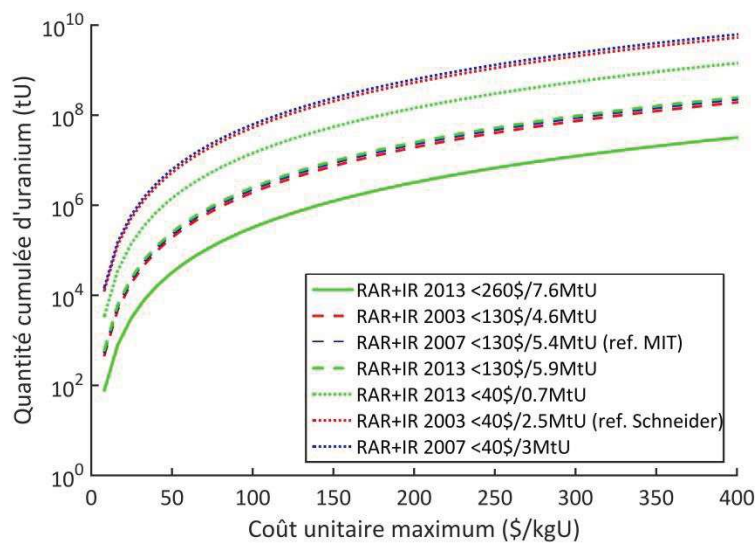
L'équation finale de la courbe COC (Eq. III-3) nécessite un point de calibration notée ($q_{el,Cel}$). Bien que Schneider étudie la sensibilité de son modèle au produit $\alpha\beta$ (Figure III-4), la sensibilité au point de calibration n'est pas traitée. Nous montrons dans ce paragraphe qu'elle est particulièrement importante.

Les quantités de ressources cumulées (ressources connues RAR+IR) et les limites de coûts correspondantes que nous avons considérées comme points de calibration sont tirées de différentes éditions du Livre Rouge. Pour les tests de sensibilité suivants, la version du modèle élastique d'abondance crustale est la variante « *optimistic crustal* » de Schneider ($\alpha\beta = 3,32$). Le Tableau III-1 présente les différents points de calibration considérés et la Figure III-5 illustre les résultats.

La Figure III-5 montre que le choix du point de calibration affecte la courbe COC de manière importante (plusieurs ordres de grandeur) : les estimations varient de 8 à 1 500 MtU à moins de 260 \$/kgU.

Tableau III-1 – Points de calibration du modèle élastique

Édition Livre Rouge	Coût limite (\$/kgU)	Cumul des ressources identifiées (RAR+IR) (MtU)	Représentation graphique
2003	130	4,6	---
2003	40	2,5 (Schneider)	...
2007	130	5,4 (MIT)	---
2007	40	3,0	...
2013	260	7,6	---
2013	130	5,9	---
2013	40	0,7	...

**Figure III-5 – Sensibilité du modèle élastique d'abondance crustale au point de calibration**

1.3.4.2 Limites de la relation quantité-teneur (Eq. III-1)

Dans les années 70, Deffeyes note quelques imperfections sur la courbe en cloche des teneurs. Il remarque que dans le cas du chrome, mais aussi de l'uranium, on peut observer des quantités importantes à des teneurs élevées, plus importantes que ce que prévoit son modèle empirique le plus simple, comme l'illustre la Figure III-6.

Deffeyes explique cet écart par l'existence d'une distribution bimodale des teneurs. Lorsqu'il existe plusieurs types de minéralisation, il est possible que la genèse (c'est-à-dire la séquence d'événements indépendants qui conduisent à la formation d'un gisement) d'un des types soit très différente de celles des autres (voir la discussion sur l'indépendance teneur-tonnage au Chapitre II, § 1.4.4). Ce type de minéralisation suit une distribution indépendante de la distribution principale des teneurs. Ce point est important, car c'est peu après les publications de Deffeyes en 1979-1980 [38], [39] que les principaux gisements canadiens (de type discordance ou *unconformity*) à très haute teneur ont été découverts au Saskatchewan (Cigar Lake en 1981, McArthur River en 1988). À eux seuls, les gisements du Saskatchewan forment une distribution indépendante de celle de la Figure III-3 (cf. Figure III-7). Ceci invalide le modèle de courbe en cloche utilisé par Schneider et Matthews.

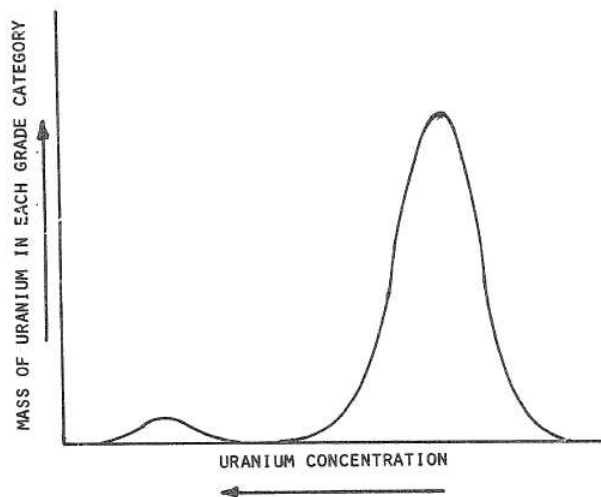


Figure III-6 – Distribution bimodale des ressources d'uranium selon leur teneur [38]

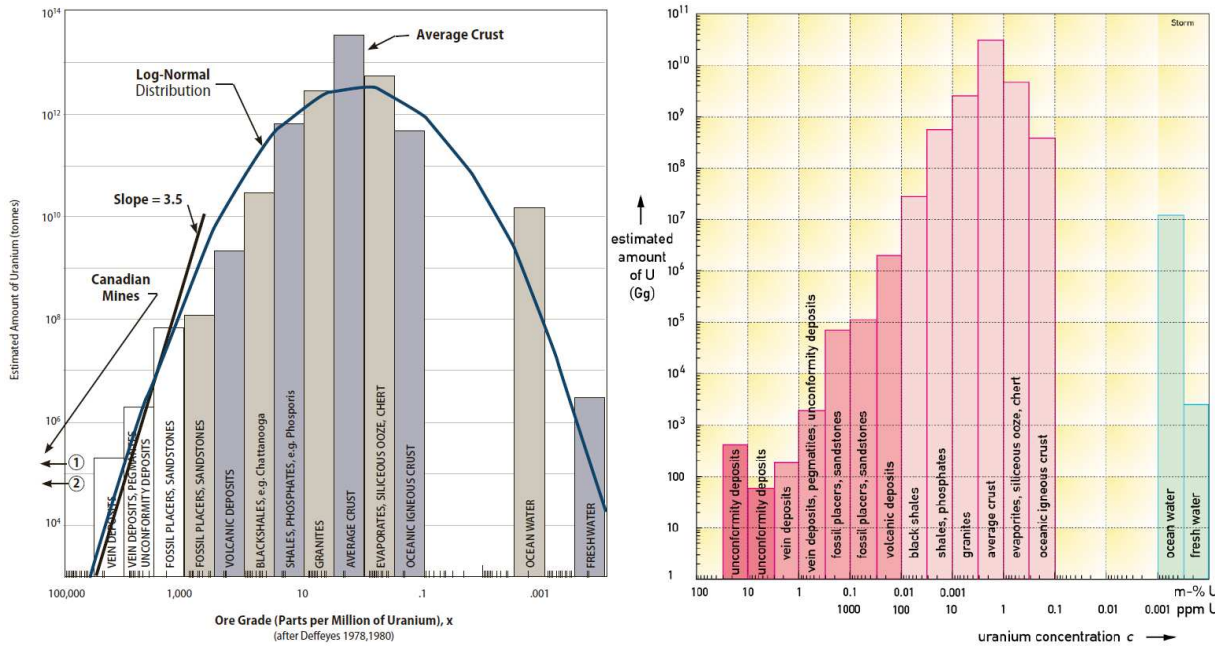


Figure III-7 – Positionnement des gisements canadiens de type discordance sur la courbe de Deffeyes [90], [95]

1.3.4.3 Limites de la relation coût-teneur

Considérer que le coût unitaire de production est uniquement une fonction de la teneur est critiquable. Aujourd'hui des exploitations, qui doivent avoir un coût de production global similaire pour être compétitif sur le marché, ont des teneurs très différentes [169] :

- Cigar Lake, Canada (mine souterraine, **14,4%U**, 23 \$/lb U₃O₈ de coût opératoire nominal) ;
- South Ikai, Kazakhstan (lixiviation in-situ, **0,01%U**, 22 \$/lb U₃O₈ de coût opératoire nominal).

Sur cet exemple, on constate que la technique minière employée est un des leviers de l'industrie pour rendre compétitif un gisement de teneur assez faible. La relation coût-teneur ne distingue pas les types de mines et néglige donc cet aspect.

Inversement, des projets dont les teneurs sont similaires ont des coûts de production assez différents [169]. (Dans l'exemple suivant, le coût de production pour la lixiviation *in situ* est principalement un coût opératoire, alors que pour la mine à ciel ouvert, les coûts du capital ne peuvent pas être négligés.)

- Carley Bore, Australie (lixiviation *in situ*, 0.03%U, **20 \$/lb U₃O₈** de coût opératoire nominal) ;
- Letlhakane, Botswana (mine à ciel ouvert, 0,02%U, **58 \$/lb U₃O₈** de coût opératoire nominal).

En outre, on a souligné que l'étude du MIT introduit un effet d'apprentissage et de progrès technique, qui compense en partie l'augmentation des coûts liés à la baisse de la teneur. Notre analyse des limites technico-économiques d'extraction au Chapitre II, § 2.3.4.2 a montré qu'une innovation de rupture (difficilement modélisable) est plus susceptible d'augmenter les réserves d'uranium qu'un progrès technique incrémental. Aussi, rien ne montre que sur le long terme, cet effet d'apprentissage ou de progrès technique, n'est pas lui-même compensé par une élévation des coûts miniers plus importante que l'inflation générale (voir sur ce point l'étude de la productivité minière australienne [145] : les augmentations des coûts du travail et du capital ont dépassé les effets du progrès technique dans les années 2000 et fait chuter la productivité à des niveaux proches de la fin des années 1970). Et qu'en est-il de l'effet d'échelle au niveau d'un gisement ? Si l'on considère que l'on exploite les gisements dont la teneur est la plus importante en premier, on peut raisonnablement supposer que l'on découvre et que l'on exploite les gisements les plus gros en premier également. Or les gros gisements sont ceux qui bénéficient a priori de la plus importante économie d'échelle. On peut donc imaginer que sur le long terme les économies d'échelle liées à la taille des gisements peuvent s'opposer à l'effet d'apprentissage.

Une conséquence des deux limites précédentes est le manque de robustesse du modèle : comme le suggère la Figure III-4, différentes valeurs pour les paramètres d'élasticité $\alpha\beta$ changent les résultats de façon significative et aucune conclusion acceptable n'émerge quant aux ressources disponibles.

Bien que la teneur soit un facteur déterminant du coût d'une ressource, d'autres paramètres gouvernent ce coût et méritent certainement d'être pris en compte. Parmi ces paramètres, on peut citer la taille des gisements, leur profondeur ou la nature géochimique des roches. Un changement dans ces paramètres clés peut conduire à des techniques minières spécifiques et donc à des coûts spécifiques. Lorsqu'un gisement est localisé dans un pays particulier, avec une législation qui lui est propre, les taxes et les royalties peuvent aussi être prises en compte dans le coût.

Ainsi, si l'on opte pour une fonction de coût avec un nombre limité de paramètres, il est plus réaliste de calibrer chaque environnement géologique individuellement (une calibration pour les mines souterraines canadiennes, une calibration pour la lixiviation *in situ* en Australie, etc.).

2 MUR : « MODÈLE URANIUM RÉGIONAL »

Nous avons vu que les modélisations récentes des ressources ultimes d'uranium ne permettent pas de conclure quant à l'accessibilité des ressources : la répartition des ressources en fonction de leur teneur est caduque, la modélisation des coûts est monoparamétrique ce qui ne correspond pas aux réalités industrielles d'aujourd'hui, de même que les effets d'apprentissage qui semblent aujourd'hui largement absorbés par l'inflation des coûts miniers. Enfin, les résultats sont particulièrement sensibles aux paramètres de calibration. Pour proposer une modélisation dont les résultats en termes d'accessibilité des ressources soient exploitables pour notre étude prospective, nous avons donc décidé de nous appuyer sur des modèles plus aboutis, développés dans les années 1970-80 [16], [40], [70], en les adaptant aux données actuelles et en les améliorant. Le modèle proposé se démarque de la littérature récente en se fondant sur une approche statistique régionale et de la littérature des années 1970-80 par son extension aux ressources ultimes du monde entier (après validation sur une région de référence : les États-Unis). Comme tous les modèles présentés au § 1, celui qui est développé ici considère l'uranium comme un produit primaire. Le cas des coproduits et sous-produits a été discuté au Chapitre II (§ 2.3.2 et Annexe A).

En premier lieu, la méthodologie adoptée et les fondements théoriques du nouveau modèle MUR (**Modèle Uranium Régional**) sont présentés au § 2.1. Puis le découpage régional retenu pour la mise en application du modèle est justifié au § 2.2. Les résultats obtenus pour une des régions (États-Unis) sont présentés en détail au § 2.3, les résultats des autres régions sont rassemblés dans l'Annexe B. La synthèse est exposée au § 2.4 et la somme des ressources mondiales est obtenue à partir de ces résultats intermédiaires (§ 2.5). Finalement, la sensibilité du modèle est discutée au § 2.6.

2.1 Approche statistique à partir d'environnements géologiques

Pour dépasser les limites des modèles précédents, nous proposons une approche statistique qui diffère en trois points du modèle élastique d'abondance crustale :

- La disponibilité géologique et les coûts de production sont estimés par un modèle bivarié. Les deux variables sont la teneur moyenne d'un gisement, g , et le tonnage de minerai, t .
- Le modèle procède à l'estimation de ressources au niveau régional, c'est-à-dire au niveau d'un environnement géologique défini par ses propres frontières géographiques, sa dispersion des ressources (teneur et tonnage moyens des gîtes et leur variance) et sa fonction de coût. Plusieurs estimations régionales sont donc effectuées avant d'être agrégées pour obtenir un résultat global.
- Une approche statistique est adoptée. Les variables g et t sont traitées comme des variables aléatoires et leurs fonctions de densité de probabilité (pdf) sont utilisées pour construire des relations comparables à celles du modèle précédent.

Le paragraphe § 2.1.1 présente brièvement les anciens modèles géostatistiques qui ont été appliqués à l'estimation des ressources d'uranium au niveau mondial. Le modèle MUR, développé dans cette étude, partage la même structure que ces modèles et sa méthodologie est décrite étape par étape aux paragraphes § 2.1.2 à § 2.1.4.

2.1.1 Modèles géostatistiques existants

On recense dans la littérature plusieurs modèles statistiques bivariés et multivariés pour estimer l'abondance d'un métal non-ferreux comme l'uranium et les coûts de production associés. Leurs objectifs sont les mêmes que ceux décrits au § 1.3 mais plutôt que de procéder à une évaluation

économique des ressources cumulées, les modèles statistiques procèdent à une évaluation économique à l'échelle du gisement puis somment les ressources de l'ensemble des gisements. Un avantage de cette approche est que les modèles peuvent être spécifiques à chaque environnement géologique considéré. Parmi les modèles recensés dans la littérature, trois ont été appliqués au cas de l'uranium. Ils sont développés par Harris [25], [69]–[71], Drew [40] et Brinck [16], [17], [37] à la fin des années 70 et au début des années 80. Aucun d'eux n'est utilisé pour construire une courbe COC complète des ressources mondiales ; ils sont plutôt utilisés pour estimer les réserves potentielles (ressources non découvertes qu'il est possible de produire à un coût inférieur au prix du marché au moment des études) (cas de Drew et Brinck) ou pour estimer les ressources ultimes dans différentes catégories de coûts, mais en se limitant à une région du monde (cas de Drew et Harris). Certaines parties ont néanmoins inspiré le modèle développé dans notre étude.

La structure des modèles géostatistiques existants peut être décrite en trois parties qui diffèrent des trois étapes décrites au § 1.3.

Dans la **première partie**, pour un environnement spécifique, l'abondance géologique q peut être définie en utilisant une constante q_0 , la quantité totale de métal présente dans l'environnement géologique, et une fonction de densité de probabilité $f(g,t)$ (Eq. III-4) :

$$q = q_0 \iint f(g,t) dg dt \quad \text{Eq. III-4}$$

À titre d'exemple, si l'on souhaite évaluer l'abondance de l'uranium présent dans les gisements de plus de 1 Mt de minerai, où la teneur est supérieure à 1000 ppm, indépendamment du coût de production, on calculera :

$$q = q_0 \int_{10^6}^{\infty} \int_{1000 \times 10^{-6}}^{\infty} f(g,t) dg dt$$

q_0 est estimée à partir de la masse de roche M dans l'environnement géologique et la teneur moyenne de la croûte *clarke* :

$$q_0 = M \times \text{clarke}.$$

Il est important de noter que q_0 n'inclut aucune considération quant à l'économie ou au taux de récupération, à l'inverse des constantes de calibration utilisées au § 1.3.3.

Dans un environnement géologique donné, les statistiques de g et t , tirées des gisements connus, sont utilisées pour déterminer l'abondance q des ressources (connues et non découvertes). Puisque les statistiques sont biaisées (les gisements de haute teneur et de fort tonnage ont tendance à être découverts et étudiés en premier), une méthode spécifique est nécessaire pour déterminer les caractéristiques de la fonction non biaisée $f(g,t)$. Cette méthode s'appuie sur un filtre économique (§ 2.1.2.2).

La **deuxième partie** est un modèle de coût similaire à celui du modèle élastique d'abondance crustale excepté le fait que les coûts sont estimés à l'échelle du gisement et que le tonnage de minerai est pris en compte. La **relation coût-teneur-tonnage** qui en résulte est de la forme décrite par l'Eq. III-5.

$$c(g, t) = c_0 \left(\frac{g}{g_0}\right)^{\beta_g} \left(\frac{t}{t_0}\right)^{\beta_t} \quad \text{Eq. III-5}$$

Cette équation peut également être écrite selon l'Eq. III-6, avec $x=\ln(g)$, $y=\ln(t)$, et A une constante.

$$\ln(c(g, t)) - A = \beta_g x + \beta_t y \quad \text{Eq. III-6}$$

Dans la **troisième partie**, Drew propose de calculer les ressources cumulées disponibles à moins d'un certain coût de production, noté C_1 , en utilisant trois calculs intermédiaires : le calcul numérique de N , le nombre total des gisements dans l'environnement (la masse totale de roche M divisée par le tonnage moyen de l'ensemble des gisements), la probabilité $P(C_1)$ qu'un gisement soit « moins cher que C_1 » et $m(C_1)$, le contenu moyen de métal des gisements « moins chers que C_1 ». Les équations Eq. III-7, Eq. III-8 et Eq. III-9 donnent l'expression analytique de N et $m(C_1)$ en termes d'espérance mathématique.

$$N = \frac{M}{\iint_0^\infty tf(g, t)dgdt} \quad \text{Eq. III-7}$$

$$P(C_1) = \iint_{c(g,t) \leq C_1} f(g, t)dgdt \quad \text{Eq. III-8}$$

$$m(C_1) = \iint_{c(g,t) \leq C_1} gtf(g, t)dgdt \quad \text{Eq. III-9}$$

Finalement, la courbe COC est construite en traçant la fonction $C_1 \rightarrow N \times P(C_1) \times m(C_1)$.

Dans notre étude, la méthode numérique utilisée pour déterminer les paramètres de la fonction non biaisée $f(g, t)$ (1^{re} partie, § 2.1.2) est inspirée des travaux de Drew. Elle utilise une relation coût-teneur-tonnage comme filtre économique (2^e partie, § 2.1.3 et Eq. III-5). Sa forme est inspirée des travaux de Drew et Harris, mais sa calibration est une procédure distincte et le coût limite utilisé dans le filtre est propre à nos travaux. Pour la modélisation des coûts de l'ensemble des gisements (connus et non découverts), notre étude propose une méthode plus proche de la réalité industrielle que celle de Drew

et Harris (§ 2.1.3.2). Finalement, la procédure numérique utilisée pour calculer les ressources cumulées à moins d'un certain coût (3^e partie) est spécifique à nos travaux (voir § 2.1.4).

Remarque :

En dehors des modèles de Harris, Brinck et Drew, une méthode plus avancée est développée par l'United States Geological Survey (USGS) et est applicable à l'ensemble des métaux non-ferreux : « *Quantitative Mineral Resources Assessments* » [125], [126]. Bien que cette méthodologie soit souvent nommée « *3-part resource assessment* », ces trois parties ne sont pas exactement les mêmes que celles de la structure générale de notre modèle. Les objectifs aussi sont différents : au sein d'un environnement géologique (par exemple les États-Unis), des sous-régions sont délimitées (par exemple le bassin gréseux du Nouveau-Mexique) et les données SIG⁶⁴ disponibles dans ces sous-régions sont analysées pour trouver des similarités avec des sous-régions non explorées ou moins bien connues. L'objectif de localisation des ressources non découvertes est absent dans notre approche. Ce n'est pas l'ambition de ce travail de recherche et c'est très certainement hors de portée d'une modélisation des ressources mondiales tant il est difficile, aujourd'hui, de rassembler des données de localisation consistantes et en nombre suffisant pour tous les gisements connus sur la planète.

2.1.2 Partie 1 : modèle d'abondance crustale

2.1.2.1 *Distribution log-normale des teneurs et des tonnages*

L'objectif de la partie 1 est de caractériser la fonction de densité f , c'est-à-dire la distribution statistique des teneurs et des tonnages dans les gisements de l'environnement géologique considéré. Il est usuel, bien que parfois critiqué [71], de supposer que f suit une loi log-normale bivariée. Cette hypothèse est partagée par Harris, Brinck et Drew. Elle conduit à la forme mathématique de f décrite par l'Eq. III-10 dans le cas où la teneur et le tonnage sont supposés indépendants (cf. § 1.4.4, Chapitre II).

$$f(g, t) = \frac{\exp\left(-\frac{(\ln g - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2} - \frac{(\ln t - \mu_y)^2}{2\sigma_y^2}\right)}{2\pi g t \sigma_x \sigma_y} \quad \text{Eq. III-10}$$

Où μ_x , σ_x^2 et μ_y , σ_y^2 sont les moyennes et les variances de x et y respectivement.

En statistique descriptive, la moyenne et la variance sont calculées selon Eq. II-1 et Eq. II-2 (cf. § 1.4.4, Chapitre II).

Si les gisements connus étaient échantillonnés aléatoirement et pour n suffisamment grand, les équations Eq. II-1 et Eq. II-2 seraient les meilleurs estimateurs de μ_x et σ_x^2 (μ_y et σ_y^2 respectivement) : $\bar{x} \simeq \mu_x$ et $s_x^2 \simeq \sigma_x^2$. Malheureusement, les gisements ne sont pas échantillonnés de manière aléatoire. Au contraire, les gisements les plus riches (teneur élevée, tonnage élevé) suscitent un intérêt économique en premier. L'aspect le plus technique de la partie 1 est donc d'estimer les paramètres μ_x , σ_x^2 et μ_y , σ_y^2 à partir des données statistiques des gisements connus.

⁶⁴ Système d'Information Géographique

2.1.2.2 *Filtre économique*

La procédure utilisée par notre modèle est inspirée de celle de Drew [40], [70]. Harris et Drew proposent des procédures similaires pour corriger le biais d'échantillonnage qui affecte les gisements connus [70]. Leur idée est de modéliser un filtre économique. Ce filtre est une fonction qui tronque la fonction de densité de probabilité des gisements, c'est-à-dire f . Il sépare ainsi les gisements entre ceux observables et ceux non observables, selon qu'ils se situent au-dessus ou en dessous d'une limite de coût donnée.

Avec ce filtre, les données empiriques disponibles (voir § 2.3.2.1) correspondent en majorité à des gisements observables (des gisements connus peuvent néanmoins être sous économiques du fait du caractère en partie aléatoire de l'exploration). À cause de la troncation, la teneur et le tonnage des gisements observables ne suivent plus une distribution log-normale. Ils suivent plutôt une loi log-normale tronquée.

Les limites de troncation (g_{lim} et t_{lim}) sont liées à une limite de coûts par une relation coût-tenure-tonnage qui caractérise le filtre économique.

Drew et Harris proposent d'utiliser la relation coût-tenure-tonnage (Eq. III-5 et Eq. III-6) qui sera déterminée, dans la 2^e partie (§ 2.1.3) :

$$C_{lim} = c(g_{lim}, t_{lim}) = c_0 \left(\frac{g_{lim}}{g_0} \right)^{\beta_g} \left(\frac{t_{lim}}{t_0} \right)^{\beta_t} \quad \text{Eq. III-11}$$

$$\ln(C_{lim}) - A = \beta_g x_{lim} + \beta_t y_{lim} \quad \text{Eq. III-12}$$

La forme de la relation coût-tenure-tonnage est choisie par Harris et Drew pour être linéaire en échelle logarithmique, ce qui est nécessaire pour permettre les calculs d'intégration (Eq. III-15 à Eq. III-17) lors de l'estimation des paramètres de la distribution f (§ 2.1.2.3).

En pratique, on fixe un coût unitaire limite C_{lim} égal au prix long terme actuel de l'uranium⁶⁵ et on détermine la teneur minimale requise pour qu'un gisement de taille t soit observable (Eq. III-13).

$$g_{lim} = \exp((\ln(C_{lim}) - A - \beta_t \ln(t)) / \beta_g) \quad \text{Eq. III-13}$$

De même, le tonnage minimal d'un gisement de teneur g est donné par l'Eq. III-14.

$$t_{lim} = \exp((\ln(C_{lim}) - A - \beta_g \ln(g)) / \beta_t) \quad \text{Eq. III-14}$$

⁶⁵ Dans leurs études, Drew et Harris considèrent les prix court-terme (8 \$/lb U3O8 en 1977 [40] et 50 \$/lb U3O8 en 1988 [69]). Bien qu'aucun indice de prix long terme n'existe au moment où leurs études sont publiées, ce choix est critiquable, particulièrement lorsque les prix spot fluctuent comme ils l'ont fait la fin des années 70 ou récemment au début du XXI^e siècle. Dans notre étude, l'indice de prix long terme a été préféré car il est plus stable. La limite de coût la plus élevée utilisée dans le Livre Rouge (260 \$/kgU) aurait pu être choisie aussi mais puisque le prix de l'uranium n'a jamais atteint ce niveau sur des périodes longues, il est probable que cette catégorie de coûts contienne des données incomplètes.

Ces limites sont illustrées sur la Figure III-8 qui représente :

- la projection de la distribution f selon l'une ou l'autre des deux variables principales (g ou t),
- le filtre économique,
- la partie observable de l'ensemble des gisements (partie tronquée en vert de f),
- la partie non observable (dans les conditions économiques actuelles) de l'ensemble des gisements (en rouge).

De même que g_{lim} et t_{lim} sont les limites de teneur et tonnage **au-dessous** desquelles les gisements ne sont pas observés, C_{lim} correspond au coût limite **au-dessus** duquel les gisements sont trop onéreux et non observables. Pour résumer, le filtre économique permet d'exploiter les informations disponibles dans la partie verte de la Figure III-8, pour reconstruire la partie rouge, c'est-à-dire là où l'information n'est pas observable. Rappelons néanmoins que dans la pratique, la limite entre les deux zones de la Figure III-8 n'est pas aussi nette puisque des aléas peuvent mener à la découverte de gisements particulièrement « pauvres » (zone rouge : teneur et tonnage faibles) alors que tous les gisements « riches » (zone verte : teneur et tonnage élevés) n'ont pas encore tous été découverts. La procédure permettant d'utiliser le filtre économique est décrite dans le paragraphe suivant.

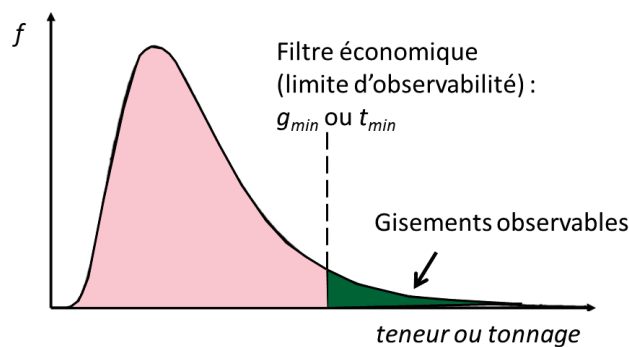


Figure III-8 – Filtre économique : troncation de la distribution des teneurs ou des tonnages entre gîtes observables et non observables

2.1.2.3 Procédure d'estimation des paramètres de la distribution non biaisée

Lorsque g_{lim} et t_{lim} sont connus (Eq. III-13 et Eq. III-14 dont les paramètres sont calculés dans la 2^e partie, § 2.1.3), les fonctions de densité de probabilité (pdfs) des distributions tronquées ont une forme explicite qui peut être reliée à celle des distributions non tronquées [70]. En effet, après quelques transformations mathématiques, Drew montre que les espérances mathématiques (valeurs moyennes) de la teneur, du tonnage, et du contenu de métal (respectivement notées $\gamma_g, \gamma_t, \gamma_m$) parmi les éléments de la population tronquée peuvent être exprimées en fonction des inconnues μ_x, σ_x^2 et μ_y, σ_y^2 (Eq. III-15 à Eq. III-17) :

$$\gamma_g = \frac{\exp(\mu_x + \sigma_x^2/2) \int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc}{\int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu'_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc} \quad \text{Eq. III-15}$$

$$\gamma_t = \frac{\exp(\mu_y + \sigma_y^2/2) \int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu''_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc}{\int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu'_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc} \quad \text{Eq. III-16}$$

$$\gamma_m = \exp(\mu_x + \sigma_x^2/2 + \mu_y + \sigma_y^2/2) \times \frac{\int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu'''_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc}{\int_{-\infty}^{c_{lim}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{c - \mu'_c}{\sigma_c}\right)^2\right) dc} \quad \text{Eq. III-17}$$

Où :

$$\mu_x = \ln(\text{clarke}) - \sigma_x^2/2 \quad \text{Eq. III-18}$$

Et :

$$\mu_c = \beta_t \mu_y + \beta_g (\mu_x + \sigma_x^2)$$

$$\sigma_c^2 = \beta_t^2 \sigma_y^2 + \beta_g^2 \sigma_x^2$$

$$\mu'_c = \beta_t \mu_y + \beta_g \mu_x$$

$$\mu''_c = \beta_t (\mu_y + \sigma_y^2) + \beta_g (\mu_x + \sigma_x^2)$$

$$\mu'''_c = \beta_t (\mu_y + \sigma_y^2) + \beta_g \mu_x$$

γ_g , γ_t et γ_m correspondent aux valeurs moyennes théoriques des variables suivant les distributions tronquées (c'est-à-dire lorsque le biais existe et n'a pas été corrigé). Leurs pendant empiriques sont donc les estimateurs \bar{g} , \bar{t} , \bar{m} (Eq. IV-6 appliquée à g , t et $m=g \times t$). Si γ_g , γ_t et γ_m sont remplacés par ces estimations empiriques dans les équations Eq. III-15 à Eq. III-17, le système contient trois équations et quatre inconnues. Il peut être résolu en utilisant la contrainte additionnelle de l'Eq. III-18. Le quadruplet solution $(\mu_x, \mu_y, \sigma_x, \sigma_y)$ peut-être trouvé numériquement en utilisant une routine d'optimisation qui minimise l'erreur Δ définie dans l'Eq. III-19.

$$\Delta = \left(1 - \frac{\gamma_g}{\bar{g}}\right)^2 + \left(1 - \frac{\gamma_t}{\bar{t}}\right)^2 + \left(1 - \frac{\gamma_m}{\bar{m}}\right)^2 \quad \text{Eq. III-19}$$

2.1.3 **Partie 2 : relations coût-teneur-tonnage et coût-capacité**

L'objectif de la deuxième partie est l'estimation du coût unitaire théorique des gisements, c'est-à-dire la détermination des paramètres de la relation coût-teneur-tonnage, $c(g,t)$ (Eq. III-5 ou Eq. III-6). Cette relation est centrale dans le modèle de Harris et Drew comme dans le modèle MUR développé ici. D'une part, cette relation est à la base du filtre économique utilisé dans la 1^{re} partie. D'autre part, elle permet d'estimer le coût de production des gisements modélisés (qu'ils soient déjà connus ou restants à découvrir) dans la 3^e partie.

À noter que pour le modèle MUR, notre choix s'est tourné vers une relation coût-teneur-tonnage similaire à celle de Harris et Drew pour la 1^{re} partie et une relation coût-capacité pour la 3^e partie.

2.1.3.1 **Méthode de Drew et Harris**

Pour un gisement quelconque, Drew et Harris choisissent de calculer le coût unitaire en gardant la **relation coût-teneur-tonnage** de l'Eq. III-5 ou Eq. III-6. Pour calibrer cette relation, ils calculent le coût total actualisé $C_{tot}(g,t)$ de plusieurs gisements génériques comme s'il s'agissait de projets miniers (estimations comparables à une « étude de pré faisabilité »). Ils utilisent pour cela la méthode DCF (*Discounted Cash Flows*) : le coût complet est calculé à partir des coûts d'investissement (coûts du capital) CC , des coûts opératoires OP^{66} , de la capacité de traitement K_{mill} , de la durée de vie LT ($= t/K_{mill}$), du temps de développement DT et du taux d'actualisation a (Eq. III-20). Les coûts (CC et OP) sont tirés d'abaques dont le paramètre d'entrée est la capacité K_{mill} . La durée de vie (et donc indirectement la capacité) des gisements génériques est fixée arbitrairement ($LT = 15$ ans dans les travaux de Drew), de même que le temps de développement ($DT = 1$ an pour Drew).

$$C_{tot}(g, t) = \sum_{i=-DT}^0 \frac{CC(K_{mill})}{(DT + 1)(1 + a)^i} + \sum_{i=1}^{LT(t)} \frac{K_{mill} * OP(K_{mill})}{(1 + a)^i} \quad \text{Eq. III-20}$$

Les paramètres β_g , β_t et la constante A de l'Eq. III-6 sont ensuite obtenus par optimisation pour que le coût unitaire théorique, $c(g,t)$, soit le plus proche possible de $C_{tot}(g,t)/(g \times t)$, le coût unitaire estimé pour le gisement « générique » de teneur g et tonnage t . La Figure III-9 illustre cette procédure.

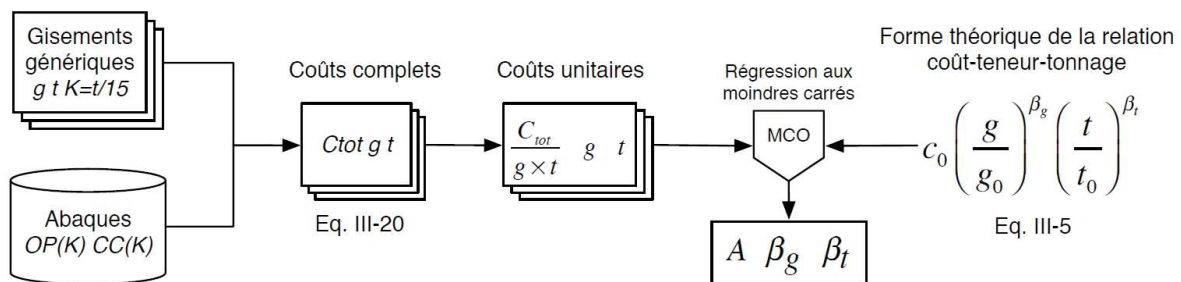


Figure III-9 – Calibration de la relation de coût selon la méthode de Drew et Harris

⁶⁶ Les coûts opératoires sont ici exprimés par unité de minerai traité et non par unité d'uranium produit.

Une fois calibrée, la relation coût-teneur-tonnage est utilisée pour le filtre économique (partie 1) et pour calculer le coût d'un gisement quelconque (découvert ou non découvert) à partir de sa teneur et son tonnage (partie 3).

2.1.3.2 Méthode utilisée dans le modèle MUR

Le modèle MUR utilise aussi la relation coût-teneur-tonnage pour définir le filtre économique (partie 1). Notre méthode de calibration de cette relation est similaire à celle de Drew et Harris à l'exception du calcul de C_{tot} (Eq. III-21). Plutôt que d'utiliser des abaques qui ne sont pas disponibles publiquement pour les mines actuelles, nous proposons de calculer C_{tot} à partir de données de mines en production ou de projets récents dont les coûts du capital CC , le temps de développement DT , les coûts opératoires OP , la durée de vie LT , la capacité K_{mill} , la teneur et le tonnage sont connus et disponibles dans une base de données publique (voir § 2.3.1.1)⁶⁷. Comme dans l'approche de Drew et Harris, les paramètres β_g , β_t et la constante A de l'Eq. III-6 sont ensuite obtenus par optimisation pour que $c(g,t)$, soit le plus proche possible de $C_{tot}(g,t)/(g \times t)$ ⁶⁸.

En revanche, pour calculer le coût d'un gisement quelconque (partie 3), le modèle MUR introduit une relation de coût distincte où la capacité de production est centrale. Cette façon de procéder est plus proche de la réalité industrielle de l'estimation des coûts. En effet, lorsque les ressources d'un gisement sont estimées, la durée de vie, ou de manière équivalente la capacité de production, est un des premiers paramètres choisis par les industriels dans le dimensionnement d'un projet minier. C'est un choix économique très précoce qui fait appel à des lois empiriques, dont la **règle de Taylor** (*Taylor's rule of thumb*), pour déterminer le niveau de production optimal d'une mine afin de profiter au mieux des économies d'échelle [116], [137], [162]. **La capacité de production est ainsi un indicateur économique important pour comparer les projets miniers ou en estimer les coûts.** Les benchmarks de projets récents permettent de mettre en évidence une corrélation entre la capacité de production et les coûts d'investissement (principalement des charges fixes) ou, dans une moindre mesure, les coûts opératoires (charges fixes et variables) (voir par exemple [31]). C'est en s'appuyant sur ce constat que les études de préféabilité estiment les coûts en extrapolant ceux de mines ou projets récents⁶⁹ au prorata des capacités de production et selon des relations exponentielles [162]. Nous reprenons ici cette méthode.

Nous proposons ainsi d'estimer les coûts des gisements (connus ou non découverts) en déterminant d'abord leur capacité de traitement du minerai K_{mill} optimale (règle de Taylor, Eq. III-21) à partir de leur tonnage puis grâce à une **relation coût-capacité** de forme exponentielle (Eq. III-22). Avant d'être utilisée pour l'estimation des coûts, nous calibrons la relation coût-capacité à partir des données de projets miniers récents. Nous expliquons dans le § 2.1.3.3 pourquoi la teneur n'intervient plus ici.

⁶⁷ Les coûts de fermeture et remédiation des sites miniers (qui correspondent à la « valeur terminale » dans la méthode DCF) ne sont pas pris en compte explicitement. La base de données utilisée a bien une catégorie de coûts qui y correspond mais elle n'est renseignée pour aucun projet minier. Il n'est donc pas possible de savoir si ces coûts ont été omis ou s'ils n'ont pas été rendus publics, ou s'ils ont été intégrés aux coûts d'investissement (hypothèse implicite de notre choix méthodologique où la valeur terminale est nulle, cf. § 2.1.3.1).

⁶⁸ La procédure d'optimisation est appliquée à la relation de l'Eq. III-6 plutôt que celle de l'Eq. III-5. Ceci permet de procéder à une simple régression linéaire aux moindres carrés puisque l'Eq. III-6 fait intervenir le logarithme des coûts totaux. Le rendement de récupération global n'est ici pas pris en compte, on suppose que les ressources et réserves déclarées dans la base de données utilisée sont nettes.

⁶⁹ L'extrapolation est alors d'autant plus pertinente que les mines de références sont similaires au projet étudié (mêmes techniques envisagées, teneurs similaires, même minéralogie, mêmes contraintes législatives et environnementales, etc.).

$$K_{mill}(t) = 0,0143 \times t^{0,75} \text{ (en tonnes de minerai/an)} \quad \text{Eq. III-21}$$

$$\begin{cases} CC(t) = CC_0 \times \left(\frac{K_{mill}(t)}{K_{mill}^0} \right)^{\beta_{cc}} \\ \ln(CC) = \beta_{cc} \times \ln(K_{mill}) + B_{cc} \end{cases}$$

$$\begin{cases} OP(t) = OP_0 \times \left(\frac{K_{mill}(t)}{K_{mill}^0} \right)^{\beta_{op}} \\ \ln(OP) = \beta_{op} \times \ln(K_{mill}) + B_{op} \end{cases}$$

Eq. III-22

Les relations coût-capacités précédentes sont calibrées en utilisant la capacité de traitement de minerai K_{mill} exprimée en tonnes de minerai par an. En première approche, on peut en effet considérer que le dimensionnement de l'usine de traitement d'une mine est un point essentiel pour établir l'investissement et les coûts opératoires d'un projet. Ce calibrage est plus ou moins valide selon le **minerai** et le **type d'exploitation minière**.

En effet, si on considère la nature du minerai, un **minerai réfractaire** nécessite, à capacité de traitement égale, plus de solvant ou des solvants plus chers. Les **minerais de très haute teneur** (> 1%U) sont aussi un cas particulier : la très grande concentration d'uranium pose des problèmes d'exposition des travailleurs à la radioactivité. Lors de l'extraction et du traitement des techniques spécifiques doivent être employées, souvent plus chères si on les rapporte au tonnage, mais plus rentables si on les rapporte aux quantités d'uranium produites. Les coûts opératoires dépendent donc en théorie de la teneur et de la nature géochimique du minerai, ce qui est négligé dans les équations précédentes. Dans le cas d'une région disposant de quantités importantes de ressources à très haute teneur, nous faisons le choix de considérer la capacité de traitement de minerai **K_{mill} exprimée en tonnes d'uranium produites par an** dans l'Eq. III-22. La teneur du minerai traité, particulièrement importante dans ce cas précis, intervient ainsi au même titre que le tonnage (introduit avec la règle de Taylor).

Considérons maintenant le type d'exploitation minière. Les **mines souterraines** permettent une bonne sélectivité du minerai : la quasi-totalité des roches extraites et remontées en surface constitue du minerai et est envoyée à l'usine de traitement. Ainsi, la capacité d'extraction K_{ext} (en tonnes de roche par an) est égale à la capacité de traitement K_{mill} : le dimensionnement de l'usine de traitement et celui des infrastructures et des équipements d'extraction sont intimement liés. Ce n'est pas le cas des **mines à ciel ouvert**. La découverte nécessaire pour accéder au gisement et la géométrie de l'ouvrage imposent une sélectivité moins bonne. Le ratio stérile/minerai r_{strip} (renseigné dans la base de données WISE) permet de lier la capacité d'extraction à la capacité de traitement :

$$K_{ext}(t) = (1 + r_{strip}) \times K_{mill}(t) \quad \text{Eq. III-23}$$

Pour le cas d'une région spécialisée dans l'exploitation à ciel ouvert, nous faisons donc le choix de considérer K_{ext} comme dimensionnante au premier ordre (devant K_{mill}), tant pour les coûts

d'investissement que pour les coûts opératoires. Ainsi, la relation coût-capacité (Eq. III-22) se réécrit à partir du K_{ext} (Eq. III-24).

La règle de Taylor (Eq. III-21) reste inchangée puisqu'elle prend en compte le tonnage de minerai (et non le total stérile + minerai).

Pour une région spécialisée dans l'extraction à ciel ouvert, on considérera donc :

$$\begin{cases} CC(t) = CC_0 \times \left(\frac{K_{ext}(t)}{K_{ext}^0} \right)^{\beta_{cc}} \\ \ln(CC) = \beta_{cc} \times \ln(K_{ext}) + B_{cc} \end{cases}$$

Eq. III-24

$$\begin{cases} OP(t) = OP_0 \times \left(\frac{K_{ext}(t)}{K_{ext}^0} \right)^{\beta_{op}} \\ \ln(OP) = \beta_{op} \times \ln(K_{ext}) + B_{op} \end{cases}$$

Remarques :

Pour une mine exploitée **par lixiviation *in situ***, l'usine de traitement reçoit une solution concentrée en uranium et non du minerai. La capacité de traitement du minerai, exprimée en tonnes de minerai par an, n'a donc que peu de sens, mais c'est cependant le plus souvent la seule information disponible.

Calibration et utilisation des équations coût-capacité (Eq. III-22 et Eq. III-24) :

Les paramètres des équations coût-capacité, β_{cc} , β_{op} , B_{cc} et B_{op} sont estimés à l'aide de deux régressions linéaires sur les projets récents tirés de la même base de données : l'une sur les coûts d'investissement et l'autre sur les coûts opératoires (cf. Annexe B).

Une fois calibrée, ces relations sont utilisées pour calculer le coût total C_{tot} d'un gisement quelconque à partir de sa teneur et de son tonnage (Eq. III-22 ou Eq. III-24 puis Eq. III-20) et pour calculer son coût unitaire $C_{tot}(t)/(r \times g \times t)$, où r est le rendement de récupération global⁷⁰.

Pour résumer, le modèle MUR utilise la forme coût-teneur-tonnage pour les calculs de la première partie, en revanche nous choisissons d'utiliser la forme coût-capacité, plus proche de la réalité industrielle de l'estimation des coûts, pour la 3^e partie (estimation des coûts pour la construction de la courbe COC). La Figure III-10 et la Figure III-11 résument la procédure de calibration des relations de coût dans le modèle MUR et comparent la procédure d'estimation du coût d'un gisement avec l'approche de Drew.

⁷⁰ Le rendement global de récupération doit être appliqué ici si les données d'entrée (g et t du gisement simulé) sont brutes de récupération alors que les données ayant servi à la calibration des relations de coût étaient nettes de récupération.

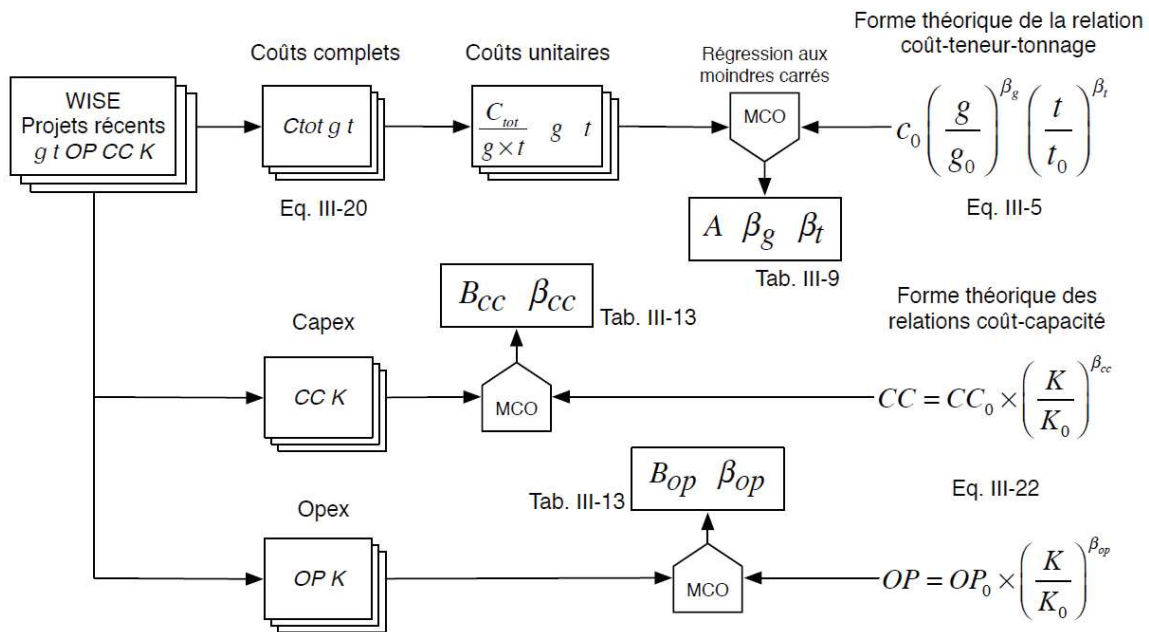


Figure III-10 – Calibration des relations de coût dans le modèle MUR

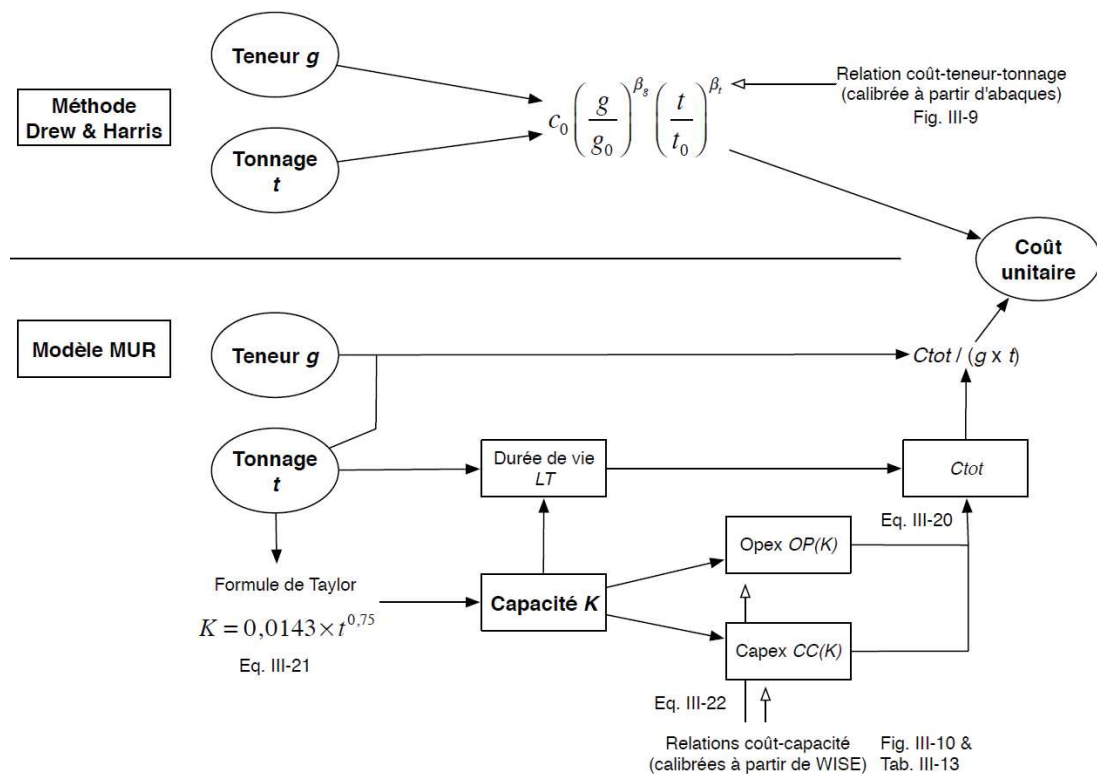


Figure III-11 – Estimation du coût d'un gisement : comparaison de l'approche de Drew et du modèle MUR

2.1.3.3 Rôle particulier du tonnage

La relation coût-capacité que nous avons introduite dans cette étude laisse entrevoir que le tonnage joue un rôle particulier dans l'estimation des coûts. En effet, il intervient seul dans la règle empirique de Taylor et nous avons noté que les économies d'échelle introduisaient une corrélation entre le

tonnage et les coûts (les coûts d'investissement et dans une moindre mesure les coûts opératoires). Ainsi, dans notre modèle, à l'exception du Canada (région disposant de ressources à très haute teneur en quantités importantes), le coût complet d'un projet ne dépend que du tonnage et la teneur n'intervient que dans le coût de revient unitaire selon $c(g,t) = C_{tot}(t)/(r \times g \times t)$.

Plusieurs variantes de la règle de Taylor ont été développées [116], certaines tenant compte de la teneur, d'autres étalonnées différemment selon le type de mines (souterraines, ciel ouvert, etc.). Mais le tonnage reste le paramètre central au premier ordre. Drew et Harris ont également pris en compte cette spécificité dans leurs travaux. Ils fixent la valeur de $\beta_g = -1$ dans l'Eq. III-5 de sorte que la teneur n'intervient qu'à travers la quantité de métal $m=g \times t$ pour passer d'un coût complet à un coût unitaire. La calibration de la relation coût-teneur-tonnage est ainsi simplifiée (seuls reste à estimer β_t et A par régression linéaire simple). **Nous adoptons également cette simplification ($\beta_g = -1$ dans l'Eq. III-5) pour estimer les paramètres de la distribution log-normale.**

2.1.4 Partie 3 : construction de la courbe COC

Lorsque la fonction de distribution f est connue (Eq. III-8), n'importe quel gisement de l'environnement géologique (connu ou non découvert) peut être simulé. De plus, une fois la relation coût-capacité calibrée, le coût unitaire de chacun de ces gisements peut être estimé (Eq. III-21, Eq. III-22 et méthode DCF). En utilisant ces résultats préliminaires, les procédures de la 3^e partie permettent de sommer les ressources des gisements dont les coûts se situent dans un certain intervalle (Eq. III-8 et Eq. III-9).

2.1.4.1 *Difficulté rencontrée*

L'intégrale de l'Eq. III-9 soulève quelques difficultés du fait qu'elle ne peut pas être résolue analytiquement, principalement à cause du domaine d'intégration qui dépend de g et t , à travers $c(g,t)$.

Pour calculer une approximation numérique de l'intégrale, Drew introduit le changement de variables suivant (d'après l'Eq. III-5) :

$$(g, t) \rightarrow (g, c) = \left(g, c_0 \left(\frac{g}{g_0} \right)^{\beta_g} \left(\frac{t}{t_0} \right)^{\beta_t} \right) \quad \text{Eq. III-25}$$

En utilisant ce changement de variable, le domaine d'intégration de la variable c est simplifié (l'intégration se fait de 0 à C_l , en gardant les notations de l'Eq. III-9). Mais Drew ne mentionne pas le nouveau domaine d'intégration de la variable g . De fait, avant le changement de variable, les variables d'intégration g et t étaient indépendantes. Mais g n'est aucunement indépendante de c (d'après l'Eq. III-5). Donc l'expression mathématique présentée dans l'Eq. III-9 pour calculer l'espérance mathématique ne peut pas être utilisée pour le calcul des ressources cumulées puisque la fonction de densité de probabilité de c est inconnue.

2.1.4.2 *Solution adoptée*

Pour ces raisons, une méthode alternative de calcul a été développée pour estimer la quantité d'uranium disponible à moins d'un coût unitaire de production C_l . Ces quantités sont estimées par une approximation numérique de l'intégrale suivante (obtenue à partir de l'Eq. III-4), évaluée sur le domaine d'intégration adéquat :

$$q(C_1) = q_0 \iint_{c(g,t) \leq C_1} f(g,t) dg dt \quad \text{Eq. III-26}$$

L'approximation numérique consiste à appliquer la méthode des trapèzes en introduisant la fonction indicatrice suivante :

$$\varepsilon(g, t, C_1) = \begin{cases} 1 & \text{si } c(g, t) \leq C_1 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{Eq. III-27}$$

Ainsi, q peut être approximée par la somme suivante :

$$\begin{aligned} q(C_1) &= q_0 \sum_i \sum_k (g_{i+1} - g_i)(t_{k+1} - t_k) \times \varepsilon(g_i, t_k, C_1) \\ &\times [f(g_i, t_k) + f(g_i, t_{k+1}) + f(g_{i+1}, t_k) + f(g_{i+1}, t_{k+1})]/4 \end{aligned} \quad \text{Eq. III-28}$$

Dans l'Eq. III-28 les suites (g_i) et (t_k) sont utilisées pour décomposer le domaine d'intégration en une grille comportant un nombre fini d'intervalles. Pour assurer la précision de l'approximation numérique, la grille et la finesse de son maillage doivent donc être définies soigneusement. Dans notre étude, nous avons utilisé une grille logarithmique définie par :

$$g \in [\exp(\ln(\bar{g}_{wise}) - 2\sigma_x), \max(\exp(\mu_x + 2\sigma_x), 90\%)], i = 1 \text{ à } 100$$

Eq. III-29

$$t \in [\exp(\ln(\bar{t}_{wise}) - 4\sigma_y), \exp(\mu_y + 4\sigma_y)], k = 1 \text{ à } 100$$

\bar{g}_{wise} et \bar{t}_{wise} sont la teneur et le tonnage moyen des projets miniers récents de la base de données Wise Uranium (cf. § 2.3.1.1). La courbe COC est finalement obtenue en traçant la fonction $C_l \rightarrow q(C_l)$.

2.2 Découpage régional

Le découpage régional utilisé pour l'estimation des ressources ultimes introduit 6 sous-ensembles : les **États-Unis**, le **Canada**, l'**Afrique**, l'**Australie**, le **Kazakhstan** et le **reste du Monde**. À titre comparatif, notre modèle a aussi été appliqué au **Monde entier**, considéré comme une seule région (cf. Annexe B).

2.2.1 Critères de découpage

Le choix de ces 6 régions prend en compte quatre critères :

- La représentativité des régions : les États-Unis, le Canada, l'Afrique, l'Australie et le Kazakhstan comptent pour près de 85% de la production mondiale et près de 80% des ressources raisonnablement assurées à moins de 130 \$/kgU en 2013 [102]. Notons qu'en superficie, ces 5 régions sont à peu près équivalentes au « reste du Monde » (cf. Tableau III-14). En raisonnant selon l'approche *top-down* (Chapitre II, § 1.3), elles totalisent donc la moitié des quantités totales d'uranium présentes dans la croûte terrestre.
- La disponibilité des données sur les gisements connus (base de données UDEPO) et sur les projets miniers récents (base de données Wise Uranium) : c'est ce critère qui empêche de considérer la Russie et la Chine comme des régions indépendantes. Ce critère tend à augmenter la taille des régions considérées pour assurer la validité statistique de l'analyse.
- Un minimum de variabilité dans les types de gisements rencontrés au sein d'une région (cf. les biais introduits par cette variabilité au Chapitre II, § 1.4.4). Ce critère limite fortement la taille maximale des régions considérées, mais le manque de données empêche de considérer indépendamment des ensembles géologiques de taille moyenne (ex. : bassin sédimentaire de San Juan, Nouveau-Mexique, massif des Rocheuses, etc.).
- Une certaine homogénéité des réglementations minières au sein des régions (propriété du sous-sol, codes miniers, lois de protection de l'environnement, systèmes de taxation, privatisation des activités minières, etc.) : à l'exception de l'Afrique, c'est ce critère qui a conduit à privilégier des États plutôt que des continents ou des cratons (grandes provinces géologiques). Ce critère limite la taille maximale des régions considérées, mais il assure une certaine cohérence lors de l'estimation des coûts des ressources ultimes.

2.2.2 Particularités des régions

Parmi les régions précédentes, certaines se sont spécialisées (techniques minières particulières, projets de taille inédite) du fait de conditions spécifiques, souvent la conjonction entre des particularités sur le plan de la géologie, des coûts ou des avantages économiques. On peut noter par exemple :

- États-Unis :
La production d'uranium se fait principalement à partir de mines souterraines et de lixiviation *in situ*. La taille modérée et la proximité des gisements ont conduit à mettre en commun certains centres de traitement du minerai.
- Canada :
Les gisements les plus riches du monde se trouvent au Canada. La géométrie complexe des gisements (de type discordance) a conduit à des exploitations en souterrain. Les teneurs particulièrement élevées sont à l'origine de techniques minières inédites et souvent coûteuses (automatisation, *raise boring*, congélation du sous-sol) pour permettre au mineur de rester à distance du minerai.
- Afrique :
La majorité des mines où l'uranium est le produit primaire sont aujourd'hui des mines à ciel ouvert. Le tonnage important et la géométrie relativement simple des gisements permettent cela. Les importantes économies d'échelle qui en découlent permettent d'exploiter des gisements dont la teneur est plus faible que dans les autres régions, mais elles sont souvent compensées par des coûts d'investissement élevés pour les infrastructures (routes, chemins de fer, activité portuaire, accès à l'eau, etc.) qui sont rarement préexistantes.

- Australie :
Les contraintes environnementales conduisent à privilégier de plus en plus les exploitations souterraines ou, lorsque les conditions géologiques le permettent la lixiviation *in situ*. La production de l'uranium en coproduit du cuivre est aussi une spécificité de l'Australie. Même si cela ne concerne qu'un gisement (Olympic Dam), ses ressources suffisent à hisser l'Australie au premier rang mondial (cf. § 2.4.1 du Chapitre II)
- Kazakhstan :
L'abondance de ressources associées à des gisements de type « *roll-front* » est la spécificité du Kazakhstan. Les conditions géologiques de ces gisements sont particulièrement favorables à la lixiviation *in situ* et les conditions économiques permettent de développer cette technique à moindre coût, même pour des teneurs assez faibles. L'existence d'une entreprise d'État (Kazatomprom) contribue aussi aux conditions économiques particulières : elle est le principal actionnaire de l'ensemble des exploitations.

Cette spécialisation des différentes régions se traduit par des structures de coûts particulières (cf. Chapitre II § 2.1.3.1) que notre modèle peut prendre en compte grâce à une fonction de coût calibrée pour chaque région (cf. § 2.1.3 et Annexe B pour les résultats de calibration).

Pour la région qui rassemble le « reste du Monde », peu de données sont disponibles (notamment parce que les projets récents y sont moins représentés que dans les principales régions productrices). Nous avons donc décidé de lui attribuer la même fonction de coût et la même distribution statistique des gisements que le Monde pris dans son ensemble (cf. Annexe B).

2.3 Modèle appliqué aux États-Unis

La région des États-Unis a été choisie pour valider la méthodologie de nos travaux et pour illustrer les résultats qu'il est possible d'obtenir. Les résultats pour les autres régions étudiées sont présentés en Annexe B. Plusieurs raisons ont guidé le choix des États-Unis comme région de référence. Premièrement, le pays a connu une longue activité dans l'exploration et l'extraction d'uranium qui continue encore aujourd'hui. Les données nécessaires pour notre étude sont toutes disponibles et assez abondantes. Deuxièmement, les États-Unis ont aussi accumulé une longue expérience dans la modélisation des ressources minérales (voir le modèle de l'USGS, « *Quantitative Mineral Resources Assessments* », [125], [126]). Finalement, Harris et Drew ont conduit leurs études économiques dans le cas des ressources américaines. Bien que leurs résultats soient difficilement comparables aux nôtres du fait de l'importante inflation qu'ont connue les coûts miniers depuis leurs études (fin des années 70, début des années 80), notre modèle fournit une mise à jour de l'estimation des ressources d'uranium que ces auteurs avaient produite. Aussi, leurs résultats ont servi à valider notre méthodologie : en imposant leurs données d'entrées (gisements connus et filtre économique à la fin des années 70), notre modèle a reproduit les résultats obtenus par Drew [40] (et repris par Harris [70]).

Puisque la 1^{re} partie utilise la fonction de coût calibrée dans la 2^e partie, la base de données utilisée pour la calibration et les résultats de cette calibration sont présentés en premier (§ 2.3.1). Puis la base de données utilisée pour les statistiques des gisements connus est présentée (§ 2.3.2.1). Finalement, les paragraphes § 2.3.2.2 et § 2.3.3 rassemblent les résultats de la 1^{re} partie et de la 3^e partie pour l'environnement géologique des États-Unis.

2.3.1 Filtre économique : relation coût-teneur-tonnage (Eq. III-5 ou Eq. III-6)

2.3.1.1 *Base de données WISE Uranium pour les projets américains*

Le projet WISE Uranium rassemble des informations sur les activités minières d'uranium à travers le monde [169]. Parmi ces informations, on trouve une liste des compagnies minières, des statistiques de l'industrie minière, et une liste des gisements connus avec des éléments d'actualité liés à leur exploration ou leur exploitation. Pour 55 de ces gisements (menés au stade de projets ou déjà en exploitation), des données de coût publiquement disponibles sont détaillées de sorte que pour chacun les coûts d'investissement CC , les coûts opératoires OP , la durée de vie LT , la teneur et les ressources sont connus. Quinze d'entre eux sont localisés aux États-Unis. Douze ont été utilisés⁷¹ pour estimer les paramètres de l'Eq. III-6 (β_g , β_t et la constante A).

Le Tableau III-2 rassemble le coût total de chacun des projets. Ces coûts ont été calculés selon l'Eq. III-20 à partir des données d'entrée et avec les hypothèses suivantes :

- le tonnage t a été calculé par m/g où m inclut toutes les ressources renseignées (indiquées, inférées, mesurées, qu'il s'agisse de ressources ou de réserves), exprimées en quantité de métal, et g est la teneur moyenne de ces ressources ;
- la durée de vie est calculée comme le minimum de t/K_{mill} et $m/K_{overall}$ où K_{mill} est la capacité de l'usine de traitement du minerai (en tonnes de minerai par an) et $K_{overall}$ est la capacité de production finale (en tonnes d'uranium par an) ;
- un taux d'actualisation de 10% ;
- un temps de développement de trois ans.

Tableau III-2 – Coût complet et tonnage de projets miniers aux États-Unis ([169] et Eq. III-20)

Nom du gisement	Type de mine ⁷²	Tonnage (Mt)	C_{tot} (M\$)	Contenu métal (tU)
Bison basin	ISL	3,4	228	2043
Centennial	ISL	6,4	532	4883
Churchrock section 8	ISL	3,6	244	3263
Dewey-Burdock	ISL	2,7	584	4657
Lance	ISL	50,8	1265	20644
Lost Creek	ISL	11,6	283	5151
Nichols Ranch & Hank	ISL	1,1	99	1135
Reno Creek	ISL	23,6	977	10662
Sheep Mountain	OP/UG/HL	11,8	1206	11648
Coles Hill	UG	89,7	4936	45930
Roca Honda*	UG	2,5	1171	9911
Hansen	UG	28,1	1134	15170
Shirley Basin	ISL	1,6	216	3391

* exclu de l'analyse

⁷¹ Deux des gisements ont des données incomplètes et celles de la mine de Roca Honda semblent aberrantes, peut-être du fait des coûts de traitement (le traitement est effectué à *White Mesa mill*, commun à plusieurs sites miniers).

⁷² ISL=Lixiviation *in-situ*, OP=Mine à ciel ouvert, UG=Mine souterraine, HL=Lixiviation en tas

2.3.1.2 Résultats de la calibration de la relation coût-teneur-tonnage

À partir des données du Tableau III-2, une régression linéaire donne les résultats suivants :

$$\ln(C_{tot}) = 0,688 \times \ln(t) + 9,15 \quad (R^2 = 0,79) \quad \text{Eq. III-30}$$

Le coût de production unitaire est obtenu en divisant C_{tot} par $m=g \times t$ dans l'Eq. III-30 (où m est le contenu de métal, g la teneur moyenne et t le tonnage). Ainsi, on obtient l'Eq. III-31 où β_g , β_t et la constante A peuvent être identifiés conformément à l'Eq. III-6.

$$\ln(c) - 9,15 = (0,688 - 1) \times \ln(t) - \ln(g) \quad \text{Eq. III-31}$$

$$\beta_t = -0,312$$

$$\beta_g = -1$$

$$A = 9,15$$

2.3.2 Modèle d'abondance crustale : distribution log-normale teneur-tonnage (Eq. III-10)

2.3.2.1 Base de données UDEPO pour les gisements américains

La base de données retenue pour caractériser les gîtes d'uranium connus est la base UDEPO de l'AIEA ([78], présentée au Chapitre II, § 1.4). Elle donne une estimation des ressources pour chaque gisement potentiel. Ces estimations s'appuient sur des informations publiques et ne sont pas toujours issues d'estimations certifiées JORC ou NI 43-101. La base de données répertorie et classe les gisements potentiels selon plusieurs paramètres dont leur teneur moyenne et le contenu de métal associé.

Notre étude utilise les statistiques des gisements américains disponibles dans la base de données UDEPO (329 gisements au total⁷³). Puisque le tonnage du minerai n'est pas un paramètre explicite de la base de données, il a été approximé par m/g où m est le contenu de métal et g la teneur moyenne. Le Tableau III-3 présente les statistiques des gisements américains et la Figure III-12 montre le tonnage et la teneur des gisements d'UDEPO (croix vertes) et des projets de WISE Uranium (ronds rouges) ; le filtre économique obtenu au paragraphe § 2.3.1 (Eq. III-31) est aussi présenté pour $C_{lim} = 125$ \$/kgU.

⁷³ La base contient 342 gisements américains dont 13 sont écartés. Trois d'entre eux présentent des données incomplètes. Sept d'entre eux correspondent à une estimation de ressources au niveau régional et non au niveau du gisement (par exemple : Northern Great Plains, Phosphoria Formation, Central Florida). Trois d'entre eux ont des tonnages très élevés et des teneurs très basses, ce sont des gisements où l'uranium n'est pas le produit primaire : Bingham Canyon, Yerington, Twin Butte).

Tableau III-3 – Statistiques des gisements américains (UDEPO)

Statistiques	Valeur	Unité
\bar{g}	0,0015	Teneur en kgU/kg de minerai
s_g^2	$1,69 \times 10^{-6}$	(kgU/kg de minerai) ²
\bar{t}	$4,47 \times 10^6$	Tonnage en tonnes de minerai
s_t^2	$9,40 \times 10^{13}$	(t de minerai) ²
\bar{m}	3506	Contenu de métal en tU
s_m^2	$3,65 \times 10^7$	(tU) ²
\bar{x}	-6,76	ln(kgU/kg)
s_x^2	0,59	ln(kgU/kg) ²
\bar{y}	14,24	ln(tonnes de minerai)
s_y^2	1,94	ln(tonnes de minerai) ²

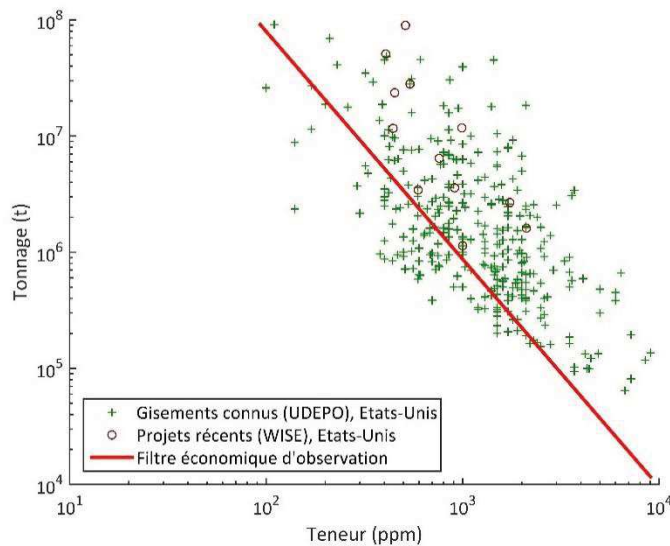


Figure III-12 – Teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents aux États-Unis

2.3.2.2 Résultats de la calibration de la loi log-normale teneur-tonnage

En utilisant les statistiques des gisements américains de la base de données UDEPO, on applique la routine d'utilisation décrite au § 2.1.2.2 avec les hypothèses supplémentaires suivantes :

- la teneur moyenne de la croûte terrestre, *clarke*, dans l'environnement géologique est prise égale à 3 ppm (équivalent U₃O₈) (cf. § 1.3.1, Chapitre II) soit **2,54 ppmU** ($2,54 \cdot 10^{-6}$ kgU/kg de minerai) ;
- le prix actuel⁷⁴ de long terme de l'uranium est **125 \$/kgU** [158].

⁷⁴ Mars 2015.

Les résultats donnent les paramètres estimés suivants :

$$\mu_x = -15,30$$

$$\sigma_x = 2,20$$

$$\mu_y = 12,96$$

$$\sigma_y = 1,45$$

Ces paramètres permettent de construire la distribution log-normale des gisements américains (connus et non découverts), illustrée sur la Figure III-13.

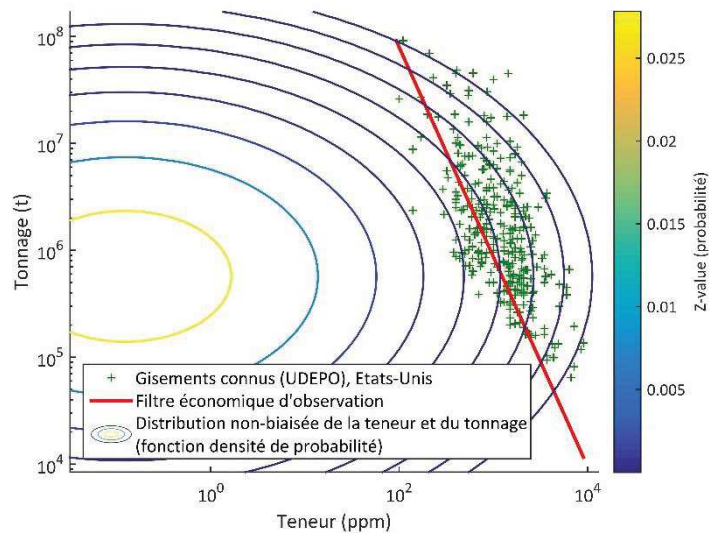


Figure III-13 – Distribution estimée des gisements aux États-Unis

La correction du biais entre ces estimations et les statistiques originales issues d'UDEPO (Tableau III-3) est notable. En particulier, la teneur moyenne est largement surestimée dans UDEPO ($\mu_x = -15,30 < \bar{x} = -6,76$) (voir Tableau III-4 pour une comparaison sur les variables non logarithmiques), mais les écarts types pour la teneur sont sous-estimés ($\sigma_x = 2,20 > s_x = 0,77$). Concernant la taille des gisements, le biais est moins marqué que pour la teneur ($\mu_y = 12,96 < \bar{y} = 14,24$ et $\sigma_y = 1,45 \approx s_y = 1,39$).

Ces estimations des paramètres, après correction du biais, peuvent être comparées aux valeurs trouvées par Harris et Drew (Tableau III-4). Puisque les auteurs utilisent des unités différentes pour la teneur, tous les résultats sont donnés pour les variables (g,t) en ppmU et en tonnes.

La conversion entre les paramètres liés aux variables logarithmiques (x,y) et ceux des variables non logarithmiques (g,t) est donnée par les équations Eq. III-32 à Eq. III-35, conformément à la définition des paramètres de la loi log-normale.

$$\bar{g} = \exp(\mu_x + \sigma_x^2/2) \quad \text{Eq. III-32}$$

$$s_g = \exp(2\mu_x + \sigma_x^2)(\exp(\sigma_x^2) - 1) \quad \text{Eq. III-33}$$

$$\bar{t} = \exp(\mu_y + \sigma_y^2/2) \quad \text{Eq. III-34}$$

$$s_t = \exp(2\mu_y + \sigma_y^2)(\exp(\sigma_y^2) - 1) \quad \text{Eq. III-35}$$

Tableau III-4 – Comparaison entre les statistiques empiriques biaisées et l'estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale

	\bar{g} (ppm)	s_g (ppm)	\bar{t} (Mt)	s_t (Mt)
UDEPO (biaisé) [78]	1544	1299	4,47	9,69
Harris (biaisé) [69]	1560	1076	0,596	1,70
Drew (biaisé) [40]	2185	NA	0,993	NA
Modèle MUR (débiaisé)	2,54	28,46	1,21	3,22
Harris (débiaisé) [69]	2,54	6,71	0,164	0,150
Drew (débiaisé) [40]	1,70	12,18	0,0182	0,0422

Le Tableau III-4 montre des différences significatives sur plusieurs points.

Premièrement, **le tonnage moyen des gisements**, \bar{t} , est plus important avec notre modèle que dans les études de Harris et Drew. Puisque cette différence peut aussi être observée dans les statistiques d'entrée (statistiques biaisées sur les gisements connus : UDEPO vs Harris ou Drew), elle peut être expliquée par une différence dans la définition d'un gisement. Drew a probablement la définition la plus restrictive (par exemple en délimitant un gisement par ses réserves prouvées) alors que la base de données UDEPO utilisée pour notre étude a une définition moins stricte (des ressources non certifiées JORC/NI 43-101 sont comptabilisées). Ces différences peuvent ne pas affecter la construction de la courbe d'offre cumulée, à condition que la relation coût-teneur-tonnage soit calibrée en utilisant la même définition des ressources que dans le modèle d'abondance géologique. Dans notre étude, les gisements de la base de données WISE Uranium qui sont utilisés pour la calibration incluent toutes les ressources (ressources inférées et indiquées incluses), en cohérence avec la définition de la base UDEPO, comme cela est spécifié au § 2.3.1.

Deuxièmement, des différences significatives apparaissent aussi dans les **écarts types des teneurs**, s_g , après correction du biais. Cette fois-ci, la différence est amplifiée par rapport aux statistiques d'entrée : \bar{g} (teneur moyenne des gisements connus) est similaire dans notre étude (1544 ppmU) et dans celle de Harris (1560 ppmU) et s_g était du même ordre de grandeur (1299 ppmU dans notre étude et 1076 dans celle de Harris). Ceci suggère que la différence dans la définition de la taille des gisements peut influencer significativement les écarts type estimés de la teneur au cours de la procédure de correction de biais (§ 2.1.2.2). Ce résultat peut être interprété de la manière suivante. Indépendamment de la distribution des tonnages et toutes choses égales par ailleurs (notamment la teneur moyenne \bar{g}), un écart type s_g plus élevé (cas de notre modèle par rapport aux deux autres) favorise la proportion des gîtes dont la teneur est éloignée de la médiane (les plus hautes teneurs et les plus proches de 0).

2.3.3 Estimation des coûts et courbe d'offre cumulée des États-Unis

2.3.3.1 Résultats de la calibration de la relation coût-capacité

Afin de construire la courbe d'offre cumulée, la relation permettant d'estimer le coût de l'ensemble des gisements (connus et non découverts) doit être calibrée. Puisque nous avons fait le choix d'une relation différente de celle du filtre économique (cf. § 2.1.3), les données de la base Wise Uranium (cf. § 2.3.1.1) doivent être exploitées de nouveau pour estimer les paramètres de l'Eq. III-22 et de l'Eq. III-24 (β_{cc} , β_{op} , B_{cc} , B_{op}). Le Tableau III-5 présente les données de la base Wise Uranium qui sont utilisées, puis les résultats des deux régressions linéaires sont donnés (Eq. III-36 et Eq. III-37).

Tableau III-5 – Coûts d'investissement, coûts opératoires et capacité de traitement de projets miniers aux États-Unis [169]

Nom du gisement	Capacité de traitement K_{mill} (kt/an)	Coût d'investissement CC (M\$)	Coût opératoire OP (\$/kgU)	Coût opératoire OP^{75} (\$/t)
Bison basin	1000	122	46,8	42,7
Centennial	470	129,3	90,9	108,2
Churchrock section 8	463	74,3	55,9	75,5
Dewey-Burdock	161	186,3	59,5	179,0
Lance	3507	114	79,7	51,5
Lost Creek	1188	48,2	50,7	31,0
Nichols Ranch & Hank	295	35	62,4	83,7
Reno Creek	1833	232	68,6	42,4
Sheep Mountain	454	109	84,0	97,6
Coles Hill	952,5	315	95,8	118,5
Roca Honda*	346	326,5	91,6	294,9
Hansen	750	141,5	78,1	119,0
Shirley Basin	217,2	809	37,8	102,5

* exclu de l'analyse

$$\ln(cc) = -0,839 \times \ln(K_{mill}) + 16,38 \quad (R^2 = 0,60) \quad \text{Eq. III-36}$$

$$\ln(OP) = -0,413 \times \ln(K_{mill}) + 9,89 \quad (R^2 = 0,49) \quad \text{Eq. III-37}$$

Avec $cc = CC/K_{mill}$, on retient ainsi :

$$\beta_{cc} = 1 - 0,839 = 0,161$$

$$\beta_{op} = -0,413$$

$$B_{cc} = 16,38$$

$$B_{op} = 9,89$$

⁷⁵ Les coûts opératoires par unité de minerai sont calculés à partir du coût opératoire par unité produite (OP en \$/kgU) et de la teneur du minerai traité, données directement renseignées dans la base de données Wise Uranium.

2.3.3.2 Courbe d'offre cumulée des États-Unis

Finalement, la fonction de coût calibrée obtenue au § 2.3.3.1 et les paramètres de la loi log-normale bivariée obtenus au § 2.3.2 peuvent être utilisés pour construire la courbe COC (cf. § 2.1.4).

En plus des hypothèses précédentes, on suppose que la taille de l'environnement géologique américain est égale à la masse totale de roche, M , contenue dans la superficie totale des États-Unis à une profondeur de 2 km⁷⁶. $M = 5,03 \times 10^{16}$ tonnes. La procédure prend aussi en compte un taux de récupération globale r de 72%⁷⁷ (incluant les pertes à l'extraction, les pertes lors du tri du minerai, et les pertes lors du traitement chimique).

Les résultats sont présentés sur la Figure III-14.

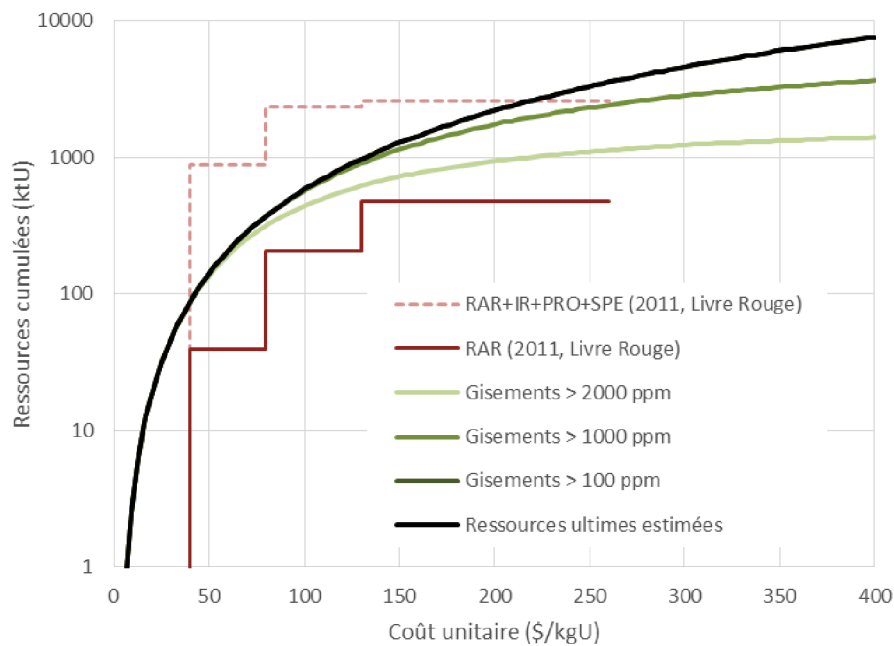


Figure III-14 – Courbe d'offre cumulée de long terme des États-Unis

La Figure III-14 montre la courbe d'offre cumulée de long terme obtenue avec notre modèle pour les États-Unis (courbe noire). Elle est comparée à la déclaration des ressources des États-Unis disponible dans le Livre Rouge (édition 2011⁷⁸, [103]) (courbes en rouge et en pointillés). Il apparaît que les ressources connues (RAR+IR) rapportées par le Livre Rouge sont plus limitées que les ressources estimées. Ce résultat n'est pas surprenant puisque la production et les ressources non découvertes sont exclues de cette catégorie du Livre Rouge. Il est intéressant de noter que pour des coûts inférieurs à la limite du Livre Rouge de 260 \$/kgU, nos estimations pour les gisements de plus

⁷⁶ Une profondeur de 2 km est préférée à la valeur de Drew, 1 km [40], puisque quelques mines d'uranium existent à ces profondeurs.

⁷⁷ Ce taux correspond à la moyenne des taux des différents projets de la base de données Wise Uranium [169]. A titre indicatif, les valeurs de références du Livre Rouge [102] sont : 70 à 75% pour les mines souterraines et la lixiviation *in-situ* qui sont les méthodes les plus répandues aux États-Unis, et 75% lorsqu'aucune méthode n'est spécifiée.

⁷⁸ Dans l'édition 2014, il n'y a pas de déclaration des ressources pronostiquées et spéculatives (PR et SR) pour les États-Unis. L'édition 2011 est donc préférée pour pouvoir comparer ces catégories de ressources à nos estimations.

de 1000 ppm correspondent bien au total des ressources connues et restant à découvrir (RAR+IR+PR+SR) rapportées dans le Livre Rouge. Nos estimations sont par contre plus pessimistes si l'on considère la limite de 80 ou 130 \$/kgU, toutes catégories de gisements confondues.

On note aussi qu'en dessous de 130 \$/kgU (environ 1 MtU), les gisements à plus de 1000 et 2000 ppm constituent l'essentiel des réserves potentielles. Les gisements à moins de 1000 ppm n'interviennent que marginalement entre 130 et 260 \$/kgU. À moins de 400 \$/kgU (entre 7 et 8 MtU), les gisements à moins de 100 ppm ne contribuent pas aux réserves potentielles.

Enfin, les ressources à moins de 40 \$/kgU ne font pas l'objet de déclaration spécifique dans l'édition 2011 du Livre Rouge. Le modèle MUR fait état de quantités non négligeables dans cette gamme de coûts (environ 90 ktU). Néanmoins, une grande partie de ces ressources a déjà été produite (la production cumulée d'uranium aux États-Unis s'élève à 375 ktU en 2013 [102] et on rappelle que la production passée est exclue des déclarations du Livre Rouge alors qu'elle est incluse dans les résultats du modèle MUR).

2.4 Résultats régionaux et spécificités

Après l'étude des États-Unis, présentée de façon détaillée précédemment, le modèle développé est utilisé pour estimer les ressources des autres régions considérées (cf. § 2.2 pour le découpage mondial choisi). La synthèse des résultats régionaux est tout d'abord présentée (§ 2.4.1), suivie des adaptations des données d'entrée du modèle (§ 2.4.2) et des résultats remarquables au niveau régional (§ 2.4.3).

2.4.1 Synthèse des résultats régionaux

L'estimation des ressources ultimes de chaque région est synthétisée dans le Tableau III-6 et sur la Figure III-15. Le détail des résultats (calibration du filtre économique, de la relation de coût, estimation des paramètres de la loi log-normale et construction de la courbe d'offre cumulative) obtenus pour les différentes régions, ainsi que les estimations en fonction des teneurs, sont présentés en Annexe B.

Tableau III-6 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes

Région	Modèle MUR (MtU)			Livre Rouge 2013 (RAR+IR+PR+SR) (MtU)			Livre Rouge 2013 (RAR+IR) (MtU)		
	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU
États-Unis ^a	0,37	0,97	3,56	0,88	2,34	2,60	0,039	0,21	0,47
Canada	0,91	1,53	2,75	0,47	1,34	1,50	0,42	0,49	0,65
Afrique ^b	4,61	10,49	31,22	0,28	1,53	1,91	0,24	1,38	1,60
Australie ^a	3,59	7,25	18,72	NA	NA	NA	1,35	1,66	1,74
Kazakhstan	3,53	5,71	11,09	0,73	1,35	1,58	0,52	0,68	0,88
Reste du Monde ^b	0,76	1,64	4,70	1,10	3,63	5,07	0,74	1,44	2,23
Total ^b	13,8	27,6	72,0	2,62	9,77	12,23	1,96	5,90	7,64

^a : données 2011 issues du Livre Rouge (données 2013 incomplètes)

^b : pour l'Afrique et le reste du Monde, seuls 14 pays (respectivement 34) ont déclaré des ressources dans le Livre Rouge, soit 40% (respectivement 80%) de la superficie de ces régions. Au total, l'édition 2013 du Livre Rouge agrège 52 déclarations de pays différents, ce qui représente 75% de la superficie du Monde entier.

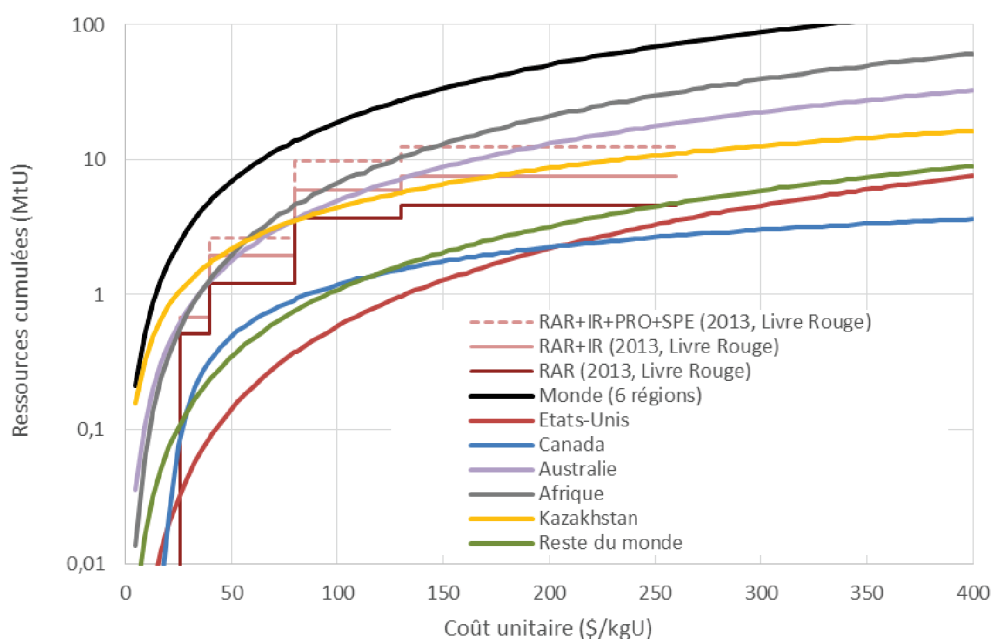


Figure III-15 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes

2.4.2 Adaptation des données d'entrée

Ce paragraphe présente la mise en forme et la sélection effectuées sur les données d'entrée du modèle afin de les rendre exploitables par le modèle développé.

2.4.2.1 *Sélection des données UDEPO*

La base de données UDEPO [78] compte 1 526 gîtes géologiques, mais tous n'ont pas été exploités pour notre étude. Les gîtes dont les informations essentielles étaient incomplètes (teneur ou contenu de métal manquant) ont été écartés (94 gîtes au total). D'autres ont été écartés soit parce qu'ils correspondaient à des estimations régionales des ressources (et non à des estimations au niveau d'un gisement, par exemple Northern Great Plains aux États-Unis), soit parce que l'uranium n'était manifestement pas l'élément dont l'intérêt économique a conduit à découvrir et caractériser le gisement (par exemple la mine de cuivre de Bingham Canyon aux États-Unis). 15 gîtes ont ainsi été écartés : 10 aux États-Unis (cf. § 2.3.2.1), 4 en Afrique (estimations régionales marocaines de : Meskala Basin, Oued Eddahab Basin, Oulad Abdoun Basin, Gantour Basin) et 1 en Australie (Olympic Dam). Le cas d'Olympic Dam est discutable ; l'intérêt économique de l'uranium dans cette mine est certain même si la production de cuivre génère une grande partie des profits. Puisqu'aucune donnée économique n'était disponible pour ce gisement dans la base Wise Uranium, nous avons préféré considérer les ressources d'Olympic Dam comme des ressources non conventionnelles et que cette mine produisait l'uranium comme un co-produit. On rappelle que le modèle MUR s'appuie sur l'hypothèse que l'uranium est le produit primaire (voir le cas des coproduits et sous-produits au § 2.2.5 du Chapitre II).

En définitive, 1 417 gîtes de la base UDEPO ont ainsi été pris en compte pour notre étude (329 aux États-Unis, 136 au Canada, 180 en Afrique, 111 en Australie, 68 au Kazakhstan et 594 dans le reste du monde).

2.4.2.2 *Sélection et correction des données WISE*

Certains projets miniers de la base de données WISE [169] présentent des données incomplètes ou incohérentes.

Ainsi, l'ensemble des projets au Kazakhstan a des données incomplètes (investissements) ou non à jour (contenu métal ne prenant pas en compte la production passée). Elles ont été corrigées en se référant aux rapports annuels (2004-2013) de la compagnie Uranium One [148] qui exploite ces mines.

Lorsqu'aucune autre source ne permettait de compléter ou corriger les informations de la base, les projets ont été écartés (3 projets aux États-Unis, cf. § 2.3.1.1). Au total, 54 projets de la base de données ont été utilisés (12 aux États-Unis, 9 au Canada, 14 en Afrique, 6 en Australie, 7 au Kazakhstan et 6 dans le reste du monde).

2.4.2.3 *Calcul des coûts*

La méthode de calcul des coûts présentée au § 2.1.3 (relations coût-capacité) a été utilisée pour chaque région considérée, en prenant en compte les spécificités régionales des techniques minières. Ainsi, pour l'Afrique, spécialisée dans l'exploitation à ciel ouvert, nous avons fait le choix de considérer la capacité d'extraction K_{ext} (en tonnes de roche par an) comme paramètre dimensionnant au premier ordre (au lieu de la capacité de traitement K_{mill}), tant pour les coûts d'investissement que pour les coûts opératoires (cf. § 2.1.3.2). De même, pour les gisements canadiens de très haute teneur (>1%U), nous avons fait le choix de considérer la capacité de traitement de minerai K_{mill} **exprimée en tonnes d'uranium produites par an**.

2.4.3 Résultats par région

Nous discutons dans ce paragraphe les résultats obtenus dans chaque région. Ils sont mis en parallèle des estimations du Livre Rouge, bien que la comparaison ait des limites qu'il faut garder à l'esprit : les ressources identifiées (RAR+IR) du Livre Rouge n'incluent par définition aucune ressource non découverte ni les ressources déjà exploitées (inclues dans les ressources ultimes estimées par MUR). De plus, la méthodologie qui a permis d'obtenir les ressources pronostiquées et spéculatives du Livre Rouge n'est pas connue et peut potentiellement varier d'un pays à l'autre.

2.4.3.1 *États-Unis*

Comme décrit précédemment (§ 2.3.3.2), les résultats obtenus pour les États-Unis sont compatibles avec les ressources (découvertes et non-découvertes) rapportées par le Livre Rouge.

2.4.3.2 *Afrique*

Les résultats obtenus pour l'Afrique sont particulièrement intéressants : quelle que soit la catégorie de coût considéré, l'Afrique a, de par sa superficie, des **ressources ultimes d'uranium très importantes**. Avec 31 MtU à moins de 260 \$/kgU, c'est la région étudiée la mieux dotée en ressources « chères » devant l'Australie. Dans cette catégorie de coût, le Livre Rouge ne recense que 1,91 MtU (ressources découvertes et non découvertes confondues).

Comment expliquer une telle différence ? Les ressources africaines du Livre Rouge sont-elles sous-estimées ? C'est vraisemblable. En effet, seuls 14 pays (représentant 40% de la superficie totale de la région) déclarent des ressources dans le Livre Rouge et, d'une manière générale, l'estimation des ressources non découvertes (pronostiquées et spéculatives) est peu rapportée dans le Livre Rouge (cf. les faibles différences entre les ressources RAR+IR et RAR+IR+PR+SR, Tableau III-6). De plus, l'Afrique est sans doute la moins bien explorée des régions étudiées si l'on se réfère aux dépenses

passées d'exploration, rapportées dans le Livre Rouge : les dépenses en Afrique antérieures à 2006 représentent 5% des dépenses mondiales, et elles n'ont dépassé 20% qu'en 2009 et 2013, alors que la superficie de l'Afrique représente 23% de la « superficie mondiale explorable » (cf. Tableau III-14). Le potentiel de nouvelles découvertes reste donc important.

Parallèlement, les ressources africaines ne sont-elles pas surestimées par le modèle MUR ? Pour répondre, reprenons les critères utilisés pour le découpage régional (§ 2.2). Outre « le reste du Monde », l'Afrique est la plus grande région modélisée et la seule qui ne soit pas un État. À supposer que les gisements soient similaires (de par la taille de la région, c'est certainement en Afrique que cette hypothèse est la moins vraisemblable), il est probable, plus que nul par ailleurs, que deux gisements de même tonnage et teneur aient des coûts différents. En effet, les réglementations minières des États (codes miniers, lois de protection de l'environnement, systèmes de taxation, etc.) et les coûts associés à cette activité (coûts d'accès aux énergies, aux infrastructures, coûts du travail, des équipements, etc.) sont particulièrement inhomogènes dans la région. Si l'on suppose que les projets miniers actuels (sur lesquels s'appuie l'estimation des coûts dans le modèle) sont localisés dans les États où les réglementations et les coûts sont les plus favorables, on peut imaginer que les coûts pris en compte dans MUR sont sous-estimés et donc que les ressources ultimes sont surestimées. Aussi, si l'on considère que l'Afrique est une région qui a vocation à se spécialiser durablement dans l'exploitation à ciel ouvert (OP), on peut estimer que la profondeur maximale considérée dans MUR (2 km) est trop importante, ce qui contribue à surestimer les ressources ultimes (cf. § 2.6.2.1 pour la sensibilité de ce paramètre).

Outre un niveau de ressources important, le détail des résultats obtenus (cf. Annexe B, Figure III-28 à Figure III-30 et Tableau III-15) montre que **les gisements sont plutôt de faible teneur**. Les gisements à haute teneur (> 2000 ppm) ont une abondance relativement faible : elles plafonnent à 5 MtU (11 MtU si l'on inclut les gisements entre 1000 et 2000 ppm) et représentent une part assez faible des ressources ultimes (30% des ressources à moins de 130 \$/kgU, et 15% des ressources à moins de 260 \$/kgU. Pour atteindre le total de 10 MtU à moins de 130 \$/kgU, il faut piocher dans des très gros gisements dont la teneur descend à 100 ppm.

2.4.3.3 *Canada*

Les résultats de l'estimation des ressources canadiennes sont obtenus en deux étapes du fait de l'utilisation de deux fonctions « coût-capacité » différentes pour les gisements à plus de 1%U et les gisements de teneur moins élevée.

Les résultats obtenus pour les gisements de très haute teneur montrent deux choses :

- Les coûts d'investissement augmentent fortement avec la capacité de production des mines (qui, à l'inverse des autres régions, peut être très élevée sans que le gisement soit de grande taille du fait des teneurs élevées) : $\beta_{cc} > 1$ (loi puissance) alors qu'on constate $\beta_{cc} < 1$ (loi de type « racine ») dans toutes les autres régions.
- Les coûts opératoires connaissent des « déséconomies » d'échelle : ils augmentent avec la capacité de production ($\beta_{op} < 0$).

On retrouve ici le signe des surcoûts liés aux techniques spécifiques mises en oeuvre lors de l'extraction et du traitement des minerais de très haute teneur.

Les résultats obtenus pour les gisements de teneur moins élevée (absence de corrélation entre le coût d'investissement et la capacité de production, économies d'échelles très élevées sur les coûts opératoires) sont difficiles à interpréter à cause du nombre de données d'entrée. En effet, la base de

données Wise Uranium ne compte que 4 projets où la teneur est inférieure à 1% au Canada. Il convient donc d'interpréter les résultats des estimations des ressources ultimes du Canada avec précaution.

Les résultats consolidés (hautes et basses teneurs) sont compatibles avec les ressources (découvertes et non découvertes) rapportées par le Livre Rouge : environ 0,9 MtU à moins de 80 \$/kgU, 1,5 MtU à moins de 130 \$/kgU et 2,8 MtU à moins de 260 \$/kgU (cf. Tableau III-6). Les résultats détaillés (cf. Annexe B, Figure III-25 à Figure III-27 et Tableau III-15) confirment la spécificité des ressources canadiennes : **les gisements à forte teneur (> 2000 ppm) constituent l'essentiel des ressources les plus économiques** : ils représentent 95% des ressources à moins de 80 \$/kgU et 75% des ressources à moins de 130 \$/kgU. En revanche, leur abondance est limitée et ils sont minoritaires dans les catégories de coût plus élevées (40% des ressources à moins de 260 \$/kgU).

2.4.3.4 *Australie*

La base de données Wise Uranium ne compte que 5 projets en Australie ce qui complique les extrapolations possibles. Comme pour le Canada, il convient donc d'interpréter les résultats obtenus avec précaution : les estimations des ressources ultimes de l'Australie sont affectées d'incertitudes plus importantes que celles des autres régions.

Aucune donnée sur les ressources non découvertes n'apparaît dans le Livre Rouge, ce qui limite les comparaisons possibles avec les résultats de notre modèle.

Alors qu'elle a une superficie 4 fois inférieure, l'Australie a des ressources d'uranium proches de celles de l'Afrique. Avec 4 MtU à moins de 80 \$/kgU et 7 MtU à moins de 130 \$/kgU, c'est la **région modélisée qui dispose du plus de ressources dont le coût serait inférieur au prix actuel de marché après l'Afrique**. Notons néanmoins qu'en comparant ces ressources avec celles, identifiées, du Livre Rouge, on constate que plus de 90% des ressources à moins de 260 \$/kgU restent à découvrir lors de futures campagnes d'exploration. Outre un niveau de ressources important, le détail des résultats obtenus (cf. Annexe B, Figure III-31 à Figure III-33 et Tableau III-15) montre que les gisements à haute teneur (> 2000 ppm) ont une abondance relativement limitée. Les ressources plafonnent à 4 MtU (9 MtU si l'on inclut les gisements entre 1000 et 2000 ppm) et représentent une part limitée des ressources ultimes (40% des ressources à moins de 130 \$/kgU). Pour atteindre le total de 7 MtU à moins de 130 \$/kgU, il faut compter sur des gisements plus gros et dont la teneur descend à 100 ppm.

2.4.3.5 *Kazakhstan*

Le Kazakhstan est la région la plus petite modélisée dans cette étude et pourtant elle surpasse le Canada et les États-Unis sur le plan des ressources ultimes estimées avec 6 MtU à moins de 130 \$/kgU. Ce résultat est remarquable, car il se détache du Livre Rouge qui met les ressources (découvertes et non découvertes) du Kazakhstan au même niveau que les ressources canadiennes (1,3 MtU à moins de 130 \$/kgU) et inférieures à celles des États-Unis (2,3 MtU).

Le Kazakhstan bénéficie de coûts de production particulièrement bas et d'économies d'échelles propres à la technique de lixiviation *in situ*. En effet, l'estimation des relations coût-capacité (cf. Annexe B, Tableau III-12 et Tableau III-13) montre deux choses :

- les coûts d'exploitation décroissent fortement pour les gisements ayant de grandes capacités de production (les plus gros) : $|\beta_{op}| > 1$ (loi puissance) alors qu'on constate $|\beta_{op}| < 1$ (loi de type « racine ») dans toutes les autres régions (à l'exception des gisements canadiens de teneur <1%, pour lesquels le nombre de données économiques limite l'interprétation) ;

- les coûts d'investissement diminuent quand la taille des gisements augmente : $\beta_{cc} < 0$ (c'est la seule région où l'on observe ce résultat).

Ceci est la traduction de la manière dont les investissements sont réalisés dans les centres de production par lixiviation *in situ* au Kazakhstan : les gisements sont exploités par sections, ils s'agrandissent progressivement à mesure que de nouvelles sections rentrent en production. Les sections peuvent presque être considérées comme des projets indépendants, car cette technique de lixiviation permet de faibles investissements : les ressources d'une section sont moindres, mais le retour sur investissement est rapide. Les investissements sont ainsi plus récurrents (forages de puits pour étendre le gisement, agrandissement incrémental de l'usine de traitement), mais moins importants (ils se rapprochent en cela de charges variables et deviennent plus difficiles à distinguer des coûts opératoires). D'autre part, la proximité des sections et des différents gisements dans le pays permet une certaine mutualisation des coûts d'investissement : mise en commun d'une usine de traitement, partage des outils de forage.

L'extrapolation des coûts faite par le modèle MUR suppose implicitement que toutes les ressources kazakhes peuvent être exploitées par lixiviation *in situ*. C'est une hypothèse forte qu'on peut nuancer par une réalité industrielle : une mine souterraine est encore aujourd'hui en production au Kazakhstan. Il y aurait donc des raisons de croire que les ressources estimées par le modèle MUR sont surestimées, car les potentielles futures mines souterraines ne bénéficieraient pas d'économies d'échelles aussi importantes.

Pour finir, remarquons que les faibles coûts de production permettent à des ressources de faible teneur (entre 100 et 1000 ppm) de figurer parmi les ressources les moins chères et dont le coût est inférieur au prix actuel de marché : elles représentent 50% des ressources à moins de 80 \$/kgU et à moins de 130 \$/kgU.

2.4.3.6 Reste du Monde

Bien que le « reste du Monde » soit la région la plus étendue étudiée ici, elle n'a pas les ressources ultimes les plus importantes (1,6 MtU à moins de 130 \$/kgU). Cette estimation est tout juste supérieure aux ressources identifiées rapportées dans le Livre Rouge (1,4 MtU à moins de 130 \$/kgU) et elle est inférieure aux données du Livre Rouge si l'on inclut les ressources spéculatives (3,6 MtU). De plus, rappelons que seuls 34 pays du « reste du monde » (représentant 80% de la superficie de la région) déclarent des ressources dans le Livre Rouge et tous ne déclarent pas de ressources pronostiquées et spéculatives (ressources non découvertes). On peut donc penser que les ressources ultimes sont sous-estimées par le modèle MUR.

Notons que peu de données d'entrée sont disponibles dans la base de données Wise Uranium (6 projets seulement). Pour cette raison, il a été décidé d'attribuer la même fonction de coût et la même distribution statistique des gisements que celles du Monde pris dans son ensemble. Ainsi l'ensemble des données mondiales sur les gisements connus (données UDEPO) est exploité avec l'ensemble des données économiques sur les projets récents (données WISE). Ces choix influencent fortement les ressources ultimes estimées : cela peut expliquer qu'elles soient sous-estimées, comme cela est discuté au § 2.6.

2.5 Ressources mondiales

2.5.1 Somme des ressources régionales

Une courbe d'offre mondiale peut être obtenue en sommant les estimations indépendantes précédentes de chaque région (Figure III-16).

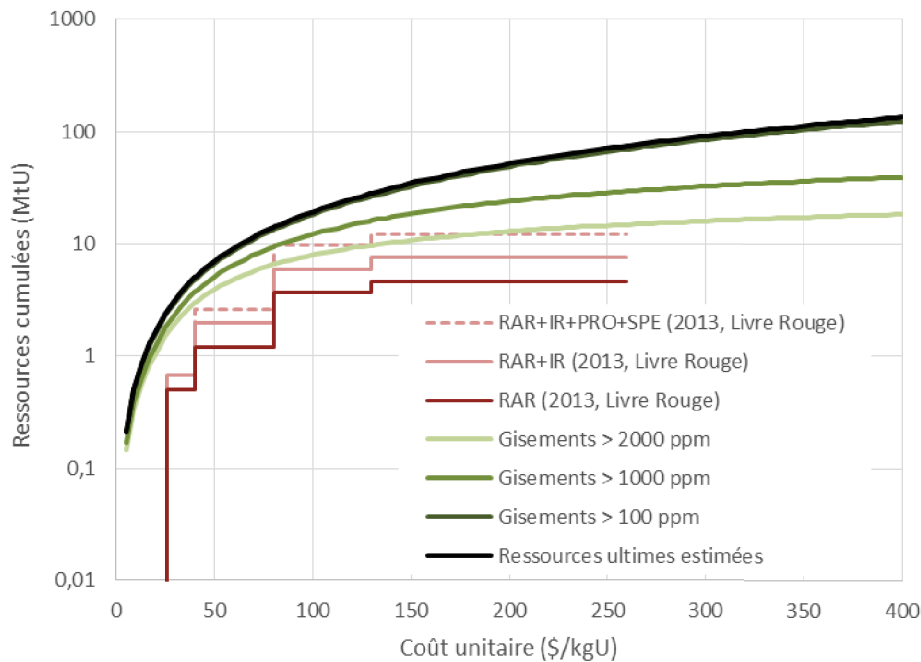


Figure III-16 – Courbe d'offre cumulative mondiale à partir des estimations régionales

On constate que l'estimation issue du modèle MUR est plus importante que l'ensemble des ressources découvertes et non découvertes rapportées dans le Livre Rouge. Néanmoins, comme pour l'Afrique et le reste du Monde, il convient de noter que seuls 52 pays déclarent des ressources dans le Livre Rouge. Ils représentent certes 75% de la superficie des territoires mondiaux, mais parmi eux, tous ne fournissent pas d'estimation de leurs ressources non découvertes. Il est donc très probable que les ressources ultimes présentées dans le Livre Rouge soient sous-estimées.

2.5.2 Région « Monde »

Bien que cela soit contraire à la philosophie de la méthode développée, une courbe d'offre mondiale peut également être obtenue en considérant une seule région « Monde » (Figure III-17) (détails dans l'Annexe B, Figure III-39 et Figure III-41). Nous justifions au § 2.6.1.1 pourquoi cette estimation est moins bonne que la précédente.

Comme précédemment pour la région « reste du Monde », l'ensemble des données mondiales sur les gisements connus (données UDEPO) est exploité avec l'ensemble des projets récents (données WISE). Nous verrons au § 2.6 que le choix d'exclure certaines données peut influencer l'estimation des ressources.

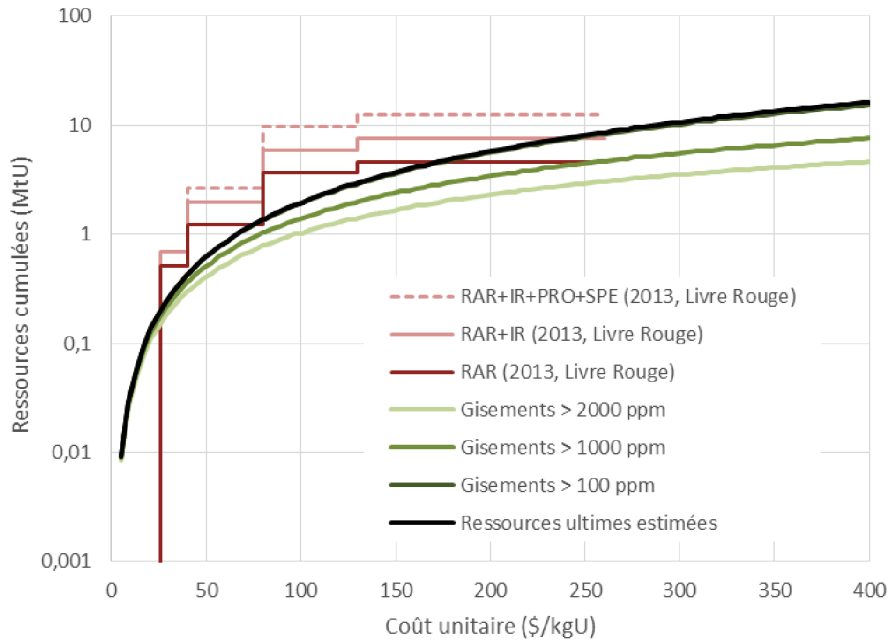


Figure III-17 – Courbe d'offre cumulative mondiale sans découpage régional

La modélisation des ressources mondiales sans découpage régional (Figure III-17) sous-estime les ressources par rapport à la méthode proposée dans cette étude avec prise en considération de zones homogènes (Figure III-16). On constate même que les ressources ultimes estimées (qui incluent ressources découvertes, non découvertes et production passée) sont inférieures aux ressources identifiées (RAR+IR qui excluent ressources non découvertes et production passée) du Livre Rouge dans certaines catégories de coûts (< 40 \$/kgU et < 130 \$/kgU). Même si des incertitudes portent sur les données du Livre Rouge, cet écart conforte notre conclusion : en l'absence de découpage régional, les ressources ultimes sont sous-estimées.

2.6 Sensibilité du modèle MUR

2.6.1 Flexibilité-Robustesse de la méthode

La méthode présentée dans cette étude présente un intérêt de flexibilité important : elle peut être appliquée à des régions aussi petites que le Kazakhstan et aussi grandes que l'Afrique ou le Monde entier. Nous avons souligné néanmoins que lorsque le nombre de données le permet, il est préférable de procéder à un découpage régional le plus fin possible (dans une certaine limite puisqu'il faut que l'hypothèse de la teneur moyenne égale à celle de la croûte terrestre reste valable). Nous allons voir que cela contribue à la robustesse de la méthode (§ 2.6.1.1). L'influence du nombre et du choix des données (§ 2.6.1.2) ou celle de gisements atypiques (§ 2.6.1.3) est aussi discutée.

2.6.1.1 *Effets du découpage régional*

Un exemple simple permet de comprendre pourquoi l'estimation par agrégation de résultats régionaux est préférable pour diminuer l'incertitude sur les ressources ultimes.

Considérons deux régions contenant chacune deux gisements de même quantité de métal, mais avec des teneurs et des coûts spécifiques (Tableau III-7), dirigés par d'autres paramètres que la teneur seule.

Les gisements peuvent être considérés par région (cas A) ou regroupés (cas B). Selon le cas et le choix du coût unitaire maximum, C_{lim} , au-dessus duquel les ressources ne sont pas considérées, les ressources ultimes estimées peuvent être très différentes :

- $C_{lim} = 110$
 - o Cas A : 2 000 tU
 - o Cas B : 3 000 tU
- $C_{lim} = 100$
 - o Cas A : 2 000 tU
 - o Cas B : 1 000 tU

L'agrégation des informations économiques et relatives à l'abondance des ressources a ainsi créé une source d'incertitude supplémentaire sur l'estimation des ressources ultimes : le cas A (avec découpage régional) est moins sensible au coût limite considéré pour l'estimation des ressources que le cas B (sans découpage régional) qui surestime ou sous-estime les ressources selon la valeur de C_{lim} .

Tableau III-7 – Effet du découpage régional sur l'estimation des ressources ultimes

Cas A, avec découpage régional : région 1 et région 2				
	Région 1		Région 2	
Gisement	W	X	Y	Z
Teneur	100	1 000	1 000	10 000
Quantité de métal	1000 tU	1000 tU	1000 tU	1000 tU
Coût unitaire	130	80	130	80
Cas B, sans découpage régional : région (1-2)				
	Région 1-2			
Teneur	100	1 000	10 000	
Gisement	W	X et Y	Z	
Quantité de métal	1 000 tU	2 000 tU	1 000 tU	
Coût unitaire	130	105	80	

2.6.1.2 Influence du nombre et du choix des données

L'influence du nombre de données (économiques ou géologiques) disponibles est difficilement quantifiable. Le nombre de données disponibles affecte la validité des résultats des régressions statistiques effectuées (estimation des paramètres de la loi log-normale, des paramètres des relations de coût). Néanmoins, nous montrons ici, dans le cas des données économiques⁷⁹, que le découpage régional permet de limiter les erreurs sur l'estimation des ressources uniquement dues au nombre de données.

Plus la région étudiée est un agrégat de sous-régions où les conditions économiques diffèrent, plus le nombre de données économiques est susceptible d'introduire des artefacts dans la contribution de chaque sous-région aux ressources totales. À titre d'exemple, la base de données WISE compte 12 projets aux États-Unis contre 5 seulement en Australie alors que les deux régions ont des superficies

⁷⁹ Cela reste valable pour les données géologiques, qu'on utilise plutôt dans ce paragraphe pour montrer l'influence des points atypiques présents dans les données d'entrée (cf. § 2.6.1.3)

comparables. L'agrégation de ces informations dans le cas où une région « États-Unis + Australie » était modélisée conduirait à des conditions économiques plus proches de celles des États-Unis que celles de l'Australie alors que les deux sous-ensembles renferment des quantités totales d'uranium comparables (cf. Tableau III-14). Les États-Unis ayant moins de ressources ultimes « peu chères » que l'Australie (cf. Tableau III-6), l'estimation des ressources appliquée à la région agrégée « États-Unis + Australie » serait sous-estimée. C'est ce qui se produit lorsque le modèle MUR est appliqué au Monde comme une seule région (voir la Figure III-17, comparée à l'estimation obtenue par découpage régional, Figure III-16) : les États-Unis représentent 12 des 52 projets miniers utilisés dans la base de données WISE alors qu'ils ne renferment que 7% des quantités totales d'uranium.

Intéressons-nous maintenant à l'influence du choix de certaines données, illustrée par la prise en compte des données économiques canadiennes (qui conduisent à une sous-estimation des ressources ultimes lorsque le Canada est étudié séparément) dans l'estimation des ressources ultimes mondiales (le Monde étant encore considéré comme une seule région). La Figure III-18 montre que ce choix affecte les résultats de manière importante : inclure les données économiques canadiennes diminue les ressources ultimes estimées (à moins de 260 \$/kgU) de 70%. Les ressources les moins chères sont moins affectées (diminution de 55% des ressources à moins de 80 \$/kgU). En rapprochant ce résultat de la discussion du § 2.6.1.1 (effet du découpage régional) et du résultat du § 2.5.2 (sous-estimation en l'absence de découpage), on émet l'hypothèse que les projets canadiens, de par leur structure de coût particulière, sont ceux dont les données économiques faussent le plus l'estimation des ressources en l'absence de découpage régional.

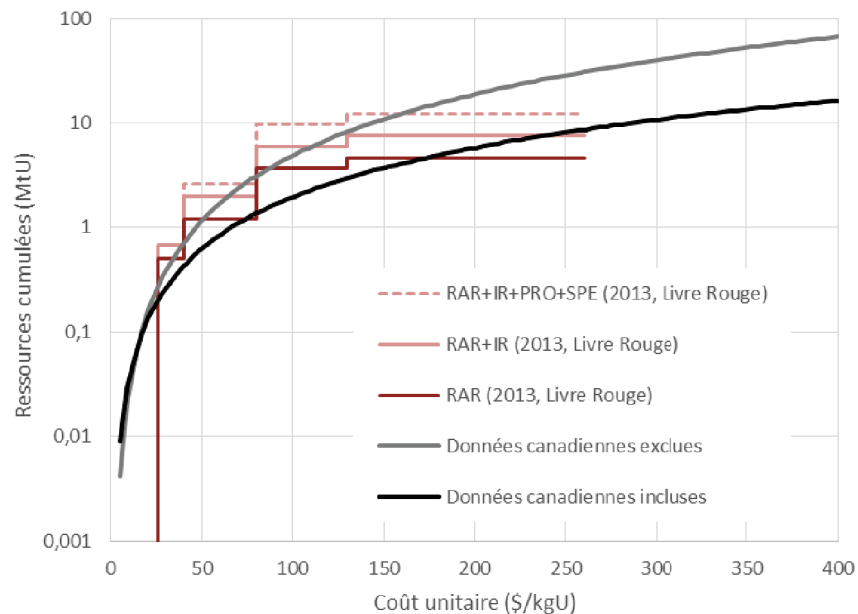


Figure III-18 – Influence du choix des données économiques d'entrée dans l'estimation des ressources du Monde entier

2.6.1.3 Poids des « macros » gisements

Comme dans toute étude statistique, la population étudiée (des gîtes ou des gisements dans notre cas) peut contenir des éléments atypiques ou aberrants. Il convient de les identifier, de les éliminer si cela se justifie (par exemple si le gisement n'a pas été découvert, ou que ses ressources n'ont pas été

estimées dans les mêmes conditions que le reste de la population) et d'étudier l'influence qu'ils ont sur les résultats.

Nous présentons ici l'étude du cas le plus litigieux : l'élimination du gisement d'Olympic Dam parmi les données de la base UDEPO lors de l'estimation des ressources ultimes de l'Australie (cf. § 2.4.2). En jouant principalement sur le tonnage moyen des gisements après correction du biais, conserver un « macro » gisement parmi les données d'entrée diminue significativement les ressources ultimes estimées (Figure III-19). Dans le cas d'Olympic Dam, prendre en compte sa taille et sa teneur dans les données d'entrée (non économiques⁸⁰) diminue l'estimation des ressources à moins de 260 \$/kgU de 45%. Dans ce cas précis, les différentes catégories de coût semblent affectées de façon assez homogène (-48% pour les ressources à moins de 80 \$/kgU et -50% à moins de 40 \$/kgU).

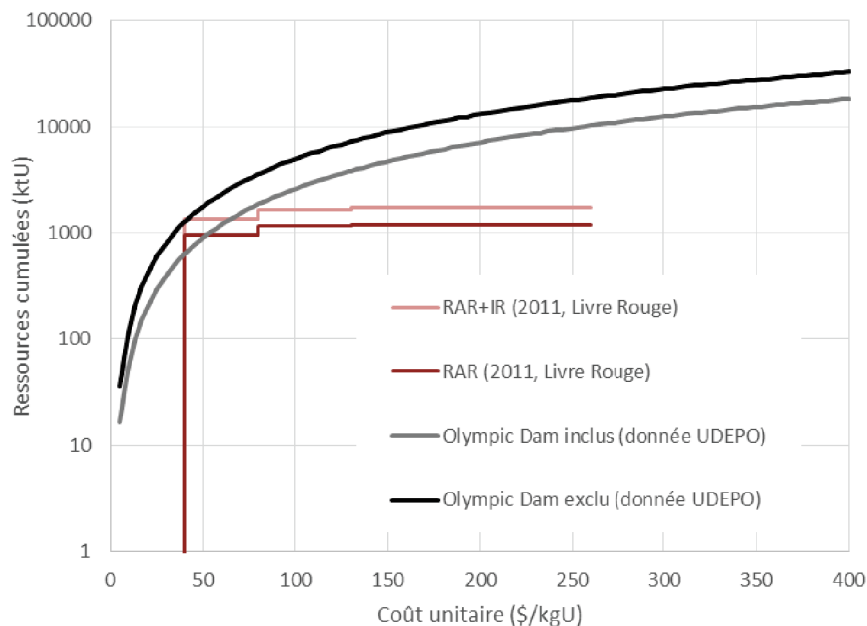


Figure III-19 – Influence de l'éviction d'un point atypique de la base de données UDEPO

2.6.2 Sensibilité des résultats aux principales hypothèses

2.6.2.1 *Sensibilité linéaire ou quasi linéaire*

Les estimations des ressources ultimes par le modèle MUR sont linéairement sensibles à 3 paramètres, la **superficie des régions**, l'**épaisseur** et la **densité de la croûte terrestre**, et de manière quasi linéaire à la **teneur moyenne de la croûte terrestre** et au **rendement global de récupération**.

Tout comme sa densité, la **teneur moyenne de la croûte terrestre** (*clarke*) varie peu d'une région à l'autre si les régions considérées sont suffisamment grandes. Pour la partie superficielle de la croûte, la littérature propose des valeurs allant de 2,5 à 2,7 ppmU (cf. § 1.3.1, Chapitre II) soit moins de 10% d'incertitude (la valeur retenue de 2,54 ppmU est dans le bas de la fourchette et donne donc plutôt des estimations basses des ressources). De même, le **rendement global de récupération** (*r*) est peu susceptible d'évoluer de plus de 10% sur le long terme : les marges de progrès sont faibles (cf.

⁸⁰ On rappelle qu'aucune donnée économique d'Olympic Dam n'est disponible dans la base de données utilisée pour la calibration des fonctions de coût (Wise Uranium).

Tableau III-14 et discussion au Chapitre II, § 2.3.4.2). Ces deux paramètres, *clarke* et *r*, interviennent de manière quasi linéaire dans l'estimation des ressources. Au premier ordre, ils interviennent pour estimer la quantité totale d'uranium récupérable ($M \times \text{clarke} \times r$), mais *clarke* intervient également dans l'estimation des paramètres de la loi log-normale à partir des gisements connus sous la forme d'une contrainte non linéaire (cf. partie 1, § 2.1.2.2, Eq. III-18) et *r* intervient dans l'estimation des coûts unitaires $C_{tot}(t)/(r \times g \times t)$ (cf. partie 2, § 2.1.3.2).

La **superficie des régions** peut être davantage sujette à variations ou incertitudes. En effet, comme nous le notions au Chapitre II, § 2.1.1, lorsque la définition de l'accessibilité des ressources était introduite, il existe des contraintes d'accessibilité dont le coût associé n'existe pas (ou est infini) : l'interdiction de développer des activités minières dans des zones protégées. Or, d'après les données de la Banque Mondiale [165], ces zones peuvent représenter une part significative de la superficie totale des régions, avec une tendance croissante ces dernières années (14% aux États-Unis, 15%⁸¹ en Afrique, 9% au Canada, 13% en Australie, 3% au Kazakhstan). Ces incertitudes sur les superficies des régions se répercutent sur l'estimation des ressources, mais restent de l'ordre de 10%. Il s'agit, pour ce paramètre, de surestimation.

Enfin, l'**épaisseur de la croûte terrestre** prise en compte dans le modèle est l'élément qui affecte le plus l'estimation des ressources. Comme cela a été évoqué au § 2.3.3.2, nous avons étendu le périmètre étudié à 2 km de profondeur, contre 1 km dans l'étude de Drew [40] sur les États-Unis. Ce changement était justifié puisque des mines d'uranium ont déjà été exploitées à ces profondeurs. Néanmoins, cela représente une variation de 100% sur les ressources ultimes et la question de la profondeur maximale à envisager reste ouverte (et les incertitudes sur les ressources ultimes d'autant plus grandes) : le progrès technique permettra-t-il d'atteindre des profondeurs comparables à celles de l'industrie pétrolière ? Le recours à des techniques similaires peut le laisser penser : la lixiviation *in situ*, même si elle nécessite des conditions de perméabilité et de porosité très particulières, emprunte des techniques au domaine pétrolier et pourrait donc bénéficier de son progrès technique. À l'inverse, on peut imaginer que des régions comme l'Afrique, qui se « spécialiseraient » dans l'exploitation à ciel ouvert, n'atteindront pas ces profondeurs dans un futur prévisible (dans ce cas l'épaisseur considérée de 2 km majore les ressources estimées).

Dans l'ensemble, **l'incertitude liée à la sensibilité linéaire ou quasi linéaire du modèle reste modérée** et se compense d'une certaine façon : la teneur moyenne *clarke* tend à légèrement minorer les estimations alors que la superficie ou la profondeur de la croûte tendent à les majorer. **La profondeur limite fixée dans la croûte terrestre est le paramètre linéaire le plus incertain.**

2.6.2.2 Sensibilité au taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est un paramètre important du modèle puisqu'il intervient dans l'évaluation des coûts actualisés des projets récents et des gisements futurs. Puisqu'il n'intervient pas de manière linéaire, nous avons étudié la sensibilité des résultats à la valeur de ce taux (Figure III-20). L'importance du choix du taux d'actualisation pour l'évaluation économique des projets miniers est discutée au Chapitre IV (§ 4.5). Nous nous contentons ici de présenter le résultat des ressources estimées dans le cas des États-Unis pour un taux de 10% (cas de référence pour tous les calculs du Chapitre III) ou alternativement de 0, 5 et 15%.

Par rapport au cas de référence, les résultats montrent qu'une augmentation (respectivement une diminution) de 5 points du taux d'actualisation affecte sensiblement l'estimation des ressources : on constate une diminution (resp. une augmentation) des ressources estimées à moins de 130 \$/kgU de

⁸¹ De 0 à 43% selon les États, 43% du territoire Namibien est protégé.

55% et 60% pour celles à moins de 80 \$/kgU. On constate aussi qu'une augmentation de 15 points du taux d'actualisation (de 0% à 15%) diminue fortement les ressources estimées à moins de 130 \$/kgU (-80%). Dans tous les cas, les ressources à faibles coûts sont les plus sensibles à ce paramètre (augmenter le taux de 10 à 15% diminue les ressources à moins de 20 \$/kgU de 70% environ). Néanmoins, l'incertitude sur les ressources de très faible coût a une importance limitée dans le cadre de notre étude puisque pour les principales régions productrices, on peut supposer que celles-ci ont déjà majoritairement été découvertes et produites.

On constate que le taux d'actualisation est le paramètre étudié auquel l'estimation des ressources ultime est le plus sensible.

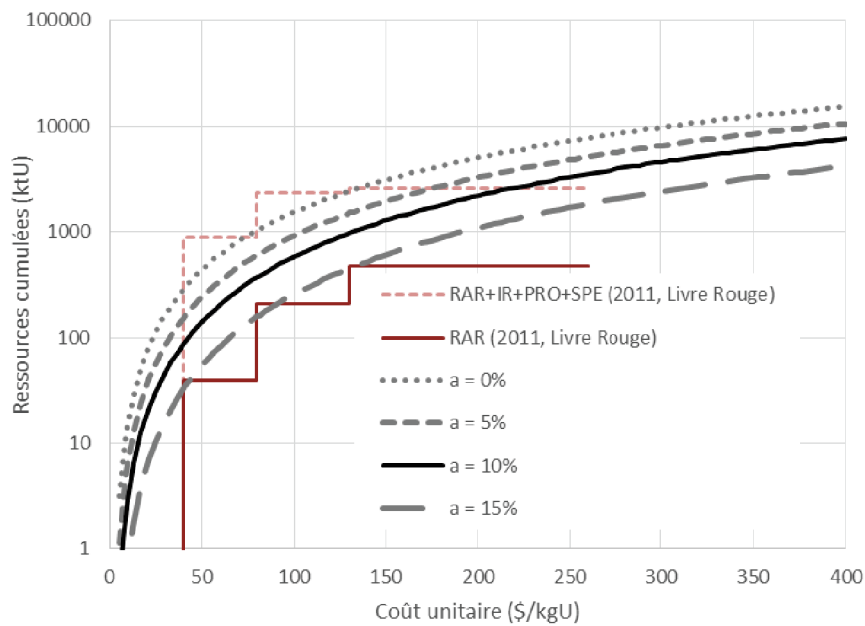


Figure III-20 – Influence du taux d'actualisation sur l'estimation des ressources ultimes aux États-Unis

2.6.2.3 Sensibilité aux conditions économiques actuelles

Pour terminer cette étude de sensibilité, un des paramètres clés est étudié : le coût limite C_{lim} correspondant aux conditions économiques actuelles. Ce paramètre intervient pour positionner le filtre économique par rapport aux gisements connus (cf. Figure III-8 et Figure III-12). Dans notre étude, quelles que soient les régions étudiées, cette limite a été fixée au prix long terme actuel de l'uranium (125 \$/kgU en mars 2015 [158]). Ce prix de référence est plus stable que le prix spot et plus représentatif des échanges réels. Il correspond à peu près à la limite de classification du Livre Rouge de 130 \$/kgU. La limite de coût la plus élevée utilisée dans le Livre Rouge actuellement (260 \$/kgU) aurait pu être choisie aussi, mais puisque le prix de l'uranium n'a jamais atteint ce niveau sur des périodes longues, il est probable que cette catégorie de coûts contienne des données incomplètes.

Nous avons étudié l'effet d'une variation de $\pm 10\%$ du coût limite de référence sur l'estimation des ressources ultimes des États-Unis (Figure III-21). Une variation de $\pm 10\%$ sur ce paramètre entraîne une surestimation (+30%) ou une sous-estimation (-35%) des ressources à moins de 130 \$/kgU. Comme pour le taux d'actualisation, on constate que les ressources les moins chères (< 40 \$/kgU) sont

les plus affectées (+40/-45%). Toutes choses égales par ailleurs, un coût de référence plus faible entraîne moins de ressources ultimes et inversement, un coût limite plus élevé augmente l'estimation.

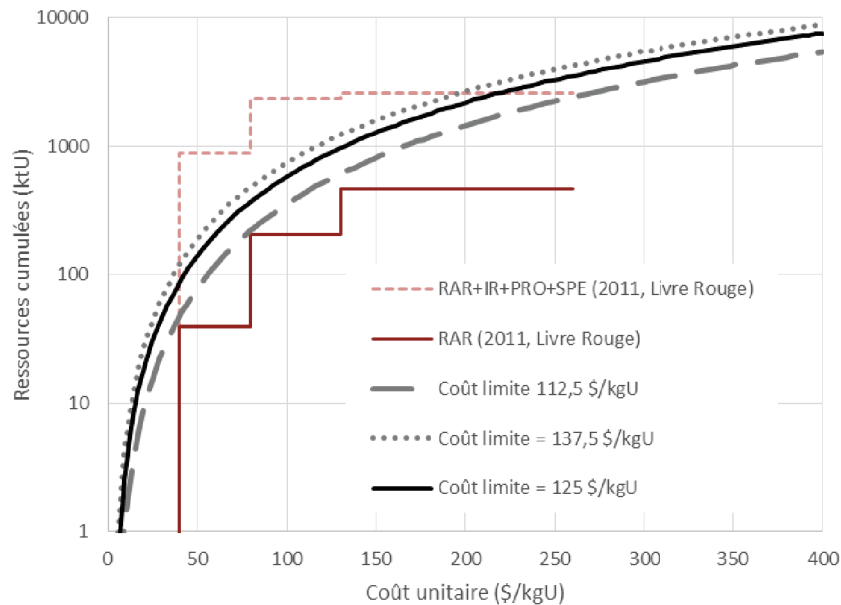


Figure III-21 – Effet des conditions économiques actuelles sur l'estimation des ressources ultimes aux États-Unis

Notons pour finir que la portée de ces résultats est limitée et pourrait difficilement être étendue à des variations plus importantes du coût limite de référence. En effet, aucune modification n'est appliquée sur les données d'entrée (bases de données UDEPO et WISE) pour obtenir les résultats de la Figure III-21. Or pour étudier rigoureusement l'effet des conditions économiques au moment de l'estimation, il faudrait pouvoir adapter ces données :

- Pour tester un coût limite de 100 \$/kgU, il faudrait retirer des données d'entrée les gîtes découverts après 2006 (date à laquelle cette limite de prix a été franchie).
- Pour tester un coût limite à 260 \$/kgU, il faudrait intégrer des données sur des gîtes qui n'ont pas encore été découverts puisque ce niveau de prix n'a jamais été atteint durablement.

Bien sûr, il n'est pas possible d'intégrer des données sur les gîtes encore inconnus. Mais la base de données UDEPO ne permet pas non plus de retirer certains gîtes selon leur date de découverte (celle-ci n'est pas systématiquement renseignée).

3 CONCLUSION

Le Chapitre III a présenté une nouvelle méthodologie pour l'estimation des ressources ultimes d'uranium et leurs coûts de production associés. Après une analyse critique des modèles existants, le recueil et le tri des données disponibles sur les gisements d'uranium connus, nous avons proposé un modèle qui permet d'exploiter au mieux ces données, à l'échelle régionale.

Le modèle développé (MUR) permet une estimation des ressources ultimes d'uranium en s'appuyant sur une distribution log-normale de la teneur et du tonnage des gisements, sur l'utilisation d'un filtre économique et sur des fonctions de coûts tenant compte des économies d'échelle (principalement liées au tonnage des gisements et leur capacité de production) et du type d'exploitation minière envisagé. En calibrant différemment ces distributions et ces fonctions de coût, le modèle prend en compte aux mieux les données disponibles, les spécificités économiques et géologiques de chaque région.

Les résultats obtenus avec le modèle MUR ont montré que, du fait de la spécialisation de certaines régions dans une technique minière particulière et/ou de leurs spécificités géologiques et économiques, les ressources ultimes d'uranium sont inégalement réparties dans le monde. Ils démontrent aussi qu'en l'absence de découpage régional, la méthodologie suivie sous-estime les ressources ultimes.

L'analyse de sensibilité réalisée sur la base de ces résultats montre que des incertitudes significatives pèsent sur l'estimation des ressources ultimes. Parmi les paramètres les plus sensibles, on retient notamment : le taux d'actualisation, la profondeur de la croûte terrestre prise en compte ou le prix de l'uranium représentatif des conditions économiques actuelles. Pour la suite de l'étude, afin de prendre en compte l'ensemble de ces incertitudes, nous retenons deux estimations des ressources ultimes mondiales : l'estimation de référence obtenue dans ce chapitre, selon laquelle **les ressources ultimes à moins de 260 \$/kgU s'élèvent à 72 MtU** et une estimation plus faible (36 MtU). Nous verrons à cette occasion que les quantités de ressources ultimes ont une influence limitée sur le marché de l'uranium comparée à celle d'autres contraintes comme le rythme de découverte des ressources. Cela limite l'importance des incertitudes sur les résultats du modèle MUR.

Le modèle proposé présente des améliorations significatives par rapport aux modèles existants du fait d'hypothèses moins restrictives (économies d'échelles prises en compte par exemple) et de données d'entrée plus exhaustives et mieux exploitées (nombreux pays couverts et exploitation régionale des données pour une estimation mondiale des ressources ultimes). Ces deux améliorations peuvent toutefois encore faire l'objet de perfectionnement, en levant certaines hypothèses simplificatrices (par exemple en prenant en compte la profondeur des gisements qui a sans aucun doute un effet important sur les coûts de production) ou en exploitant davantage de données (par exemple en intégrant les gisements de moins de 300 tU, absents de la base de données UDEPO utilisée).

Finalement, l'intérêt de ce modèle est sa capacité à s'adapter à une évolution des données disponibles. La base de données Wise Uranium (utilisée pour les données économiques des projets miniers récents) étant régulièrement mise à jour, il serait par exemple envisageable d'estimer de nouveau les ressources ultimes si les coûts des technologies minières ou les conditions économiques venaient à évoluer. Citons aussi un autre exemple particulièrement intéressant : il serait tout à fait possible d'estimer les ressources ultimes de la Chine ou de la Russie si des données géologiques et économiques sur les gisements de ces régions étaient publiées. Dans nos travaux, ces deux pays restent agrégés dans la région « reste du monde », alors qu'il s'agit d'acteurs importants du marché de l'uranium.

ANNEXE DU CHAPITRE III

ANNEXE B RÉSULTATS DES ESTIMATIONS RÉGIONALES DES RESSOURCES D'URANIUM

Après l'étude du cas des États-Unis, le modèle développé est utilisé pour estimer le reste des ressources mondiales. Pour cela, le monde est divisé en plusieurs régions. Ce choix est discuté au § 2.2 du Chapitre III. Le détail des résultats (calibration du filtre économique, de la relation de coût, estimation des paramètres de la loi log-normale et construction de la courbe d'offre cumulative) obtenus pour les différentes régions est présenté ici. L'estimation des ressources ultimes de chaque région est synthétisée dans le Tableau III-15. La région « Monde entier » correspond à l'exploitation de l'ensemble des données disponibles sans découpage régional.

1 FILTRES ÉCONOMIQUES : RELATIONS COÛT-TENEUR-TONNAGE

Ce paragraphe rassemble les données nécessaires (Tableau III-8) à l'estimation des paramètres du filtre économique pour chaque région et les résultats de cette estimation.

Tableau III-8 – Coût complet et tonnage de projets miniers récents ([169] et Eq. III-20)

Nom du gisement	Région	Type de mine	Tonnage (Mt)	C_{tot} (M\$)	Contenu métal (tU)
Bison basin	US	ISL	3,4	228	2043
Centennial	US	ISL	6,4	532	4883
Churchrock section 8	US	ISL	3,6	244	3263
Dewey-Burdock	US	ISL	2,7	584	4657
Lance	US	ISL	50,8	1265	20644
Lost Creek	US	ISL	11,6	283	5151
Nichols Ranch & Hank	US	ISL	1,1	99	1135
Reno Creek	US	ISL	23,6	977	10662
Sheep Mountain	US	OP/UG/HL	11,8	1206	11648
Coles Hill	US	UG	89,7	4936	45930
Roca Honda*	US	UG	2,5	1171	9911
Hansen	US	UG	28,1	1134	15170
Shirley Basin	US	ISL	1,6	216	3391
Midwest	Canada	OP	0,52	465	18002
West Bear	Canada	OP	0,1	74	607
Michelin	Canada	OP/UG	66,4	6663	54081
Cigar Lake	Canada	UG	0,9	11660	122230
Matoush	Canada	UG	2,3	1077	11065
McArthur River	Canada	UG	1,2	19184	165847
Roughrider	Canada	UG	0,3	1063	22284
Horseshoe/Raven	Canada	UG/OP	16,5	1727	16707
Patterson Lake South	Canada	OP/UG	3,2	1451	40574
Letlhakane	Afrique	OP	665,9	15253	118615
Kayelekera	Afrique	OP	18,7	1181	11030
Husab	Afrique	OP	493,2	19510	187616

Nom du gisement	Région	Type de mine	Tonnage (Mt)	C_{tot} (M\$)	Contenu métal (tU)
Husab/Ida Dome	Afrique	OP	53,5	932	9653
Langer Heinrich	Afrique	OP	128,1	5768	61084
Omahola	Afrique	OP	12,4	620	5172
Norasa (Valencia 2015)	Afrique	OP	182,6	4095	31153
Etango	Afrique	OP/HL	498,6	12230	81770
Marenica	Afrique	OP/HL	297,3	2155	23483
Trekkopje	Afrique	OP/HL	260,0	1940	26000
Madaouela	Afrique	UG	38,9	6155	47046
Mkuju River Nyota	Afrique	OP	236,8	4308	58489
Mutanga	Afrique	OP/HL	75,6	1824	18923
Valencia	Afrique	OP	195,5	3708	33461
Carley Bore	Australie	ISL	21,5	409	6000
Honeymoon	Australie	ISL	4,2	177	4208
Lake Maitland	Australie	OP	20,8	494	8577
Wiluna	Australie	OP/AL	38,7	2787	22338
Bigrlyi	Australie	OP/UG	7,8	1570	8673
Mulga Rock	Australie	OP	62,0	2301	28846
Akbastau	Kazakhstan	ISL	85,3	2123	79710
Akdala	Kazakhstan	ISL	73,4	496	13980
Inkai	Kazakhstan	ISL	260,8	5783	121505
Karatau	Kazakhstan	ISL	158,8	2812	130177
North Kharasan	Kazakhstan	ISL	31,2	1063	27057
South Inkai	Kazakhstan	ISL	202,7	1840	63409
Zarechnoye	Kazakhstan	ISL	34,6	466	13824
Dornod	Mongolie	OP/UG	44,5	3652	46000
Gurvanbulag	Mongolie	UG	9,8	2128	14615
Colibri	Pérou	OP/UG/HL	47,9	1206	8600
Jahodna/Kuriskova	Slovaquie	UG	4,2	1598	15827
Salamanca 1	Espagne	OP/HL	83,8	2049	33885
Temrezli	Turquie	ISL	5,0	230	5108

* projet exclu de l'analyse

À partir des données du Tableau III-8, une régression linéaire donne les résultats suivants dans le cas des États-Unis :

$$\ln(C_{tot}) = 0,688 \times \ln(t) + 9,15 \quad (R^2 = 0,79) \quad \text{Eq. III-38}$$

Le coût de production unitaire est obtenu en divisant C_{tot} par $m=g \times t$ dans l'Eq. III-38 (où m est le contenu de métal, g la teneur moyenne et t le tonnage). Ainsi, on obtient l'Eq. III-39 où β_g , β_t et la constante A peuvent être identifiés conformément à l'Eq. III-6.

$$\ln(c) - 9,15 = (0,688 - 1) \times \ln(t) - \ln(g) \quad \text{Eq. III-39}$$

$$\beta_t = -0,312$$

$$\beta_g = -1$$

$$A = 9,15$$

De la même manière, on obtient les résultats (Tableau III-9) suivants pour les autres régions.

Tableau III-9 – Résultats de la calibration des relations coût-teneur-tonnage

Région	Équation du filtre économique	R^2	β_t (σ / t-stat)	β_g	A (σ / t-stat)
États-Unis	$\ln(C_{tot}) = 0,688 \times \ln(t) + 9,15$	0,79	-0,312 (0,11 / 6,18)	-1	9,15 (1,78 / 5,14)
Canada	$\ln(C_{tot}) = 0,439 \times \ln(t) + 14,98$	0,27	-0,561 (0,27 / 1,62)	-1	14,98 (3,94 / 3,81)
Afrique	$\ln(C_{tot}) = 0,643 \times \ln(t) + 9,96$	0,45	-0,357 (0,16 / 4,04)	-1	9,96 (2,98 / 3,34)
Australie	$\ln(C_{tot}) = 0,743 \times \ln(t) + 8,14$	0,57	-0,257 (0,41 / 1,82)	-1	8,14 (6,83 / 1,19)
Kazakhstan	$\ln(C_{tot}) = 0,870 \times \ln(t) + 5,15$	0,62	-0,130 (0,30 / 2,89)	-1	5,15 (5,54 / 0,93)
Monde entier*	$\ln(C_{tot}) = 0,393 \times \ln(t) + 14,47$	0,35	-0,607 (0,07 / 5,30)	-1	14,47 (1,26 / 11,52)

* résultats exploités pour la région « reste du Monde »

2 DISTRIBUTIONS LOG-NORMALES TENEUR-TONNAGE

Ce paragraphe présente, région par région, les statistiques sur les gîtes d'uranium connus (répertoriés dans la base de données UDEPO [78]) et les résultats de l'estimation des paramètres de la loi de distribution log-normale des teneurs et des tonnages. Le Tableau III-10 présente l'estimation des paramètres μ_x , σ_x , μ_y et σ_y après correction du biais d'observation des gisements par le filtre économique.

Tableau III-10 – Résultats par région de l'estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale

Région	μ_x	σ_x	μ_y	σ_y
États-Unis	-15,30	2,20	12,96	1,45
Canada	-16,61	2,73	7,71	2,49
Afrique	-15,55	2,31	12,96	2,18
Australie	-16,39	2,65	13,19	2,03
Kazakhstan	-17,64	3,09	14,17	2,15
Monde entier*	-15,92	2,46	8,50	2,77

* résultats exploités pour la région « reste du Monde »

Le Tableau III-11 permet de confronter les statistiques d'UDEPO avec ces paramètres (valeurs non logarithmiques). Il n'est pas possible de comparer les résultats par région à ceux de Harris et Drew, car ceux-ci étaient limités aux États-Unis.

Tableau III-11 – Statistiques empiriques biaisées par région et estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale

Région		\bar{g} (ppm)	s_g (ppm)	\bar{t} (Mt)	s_t (Mt)
États-Unis	UDEPO (biaisé)	1544	1299	4,47	9,69
	Modèle MUR	2,54	28,46	1,21	3,22
Canada	UDEPO (biaisé)	10710	27354	32,23	265,32
	Modèle MUR	2,54	106,31	0,05	1,07
Afrique	UDEPO (biaisé)	925	1194	68,97	131,60
	Modèle MUR	2,54	36,64	4,62	49,68
Australie	UDEPO (biaisé)	1200	1915	16,38	36,20
	Modèle MUR	2,54	84,92	4,16	32,19
Kazakhstan	UDEPO (biaisé)	941	565	26,76	58,71
	Modèle MUR	2,54	297,57	14,46	146,44
Monde entier	UDEPO (biaisé)	2080	9012	38,85	209,83
	Modèle MUR *	2,54	52,91	0,23	10,87

* résultats exploités pour la région « reste du Monde »

Les paragraphes suivants illustrent ces résultats en représentant les gisements connus, le filtre économique et la distribution log-normale estimée dans chaque région. Les hypothèses suivantes ont été retenues pour l'ensemble des régions et utilisées dans la procédure d'estimation décrite au § 2.1.2.2 :

- la teneur moyenne de la croûte terrestre, *clarke*, dans l'environnement géologique est prise égale à 3 ppm (équivalent U_3O_8) (cf. § 1.3.1, Chapitre II) soit **2,54 ppmU** ($2,54 \cdot 10^{-6}$ kgU/kg de minerai) ;
- le prix actuel (mars 2015) de long terme de l'uranium est **125 \$/kgU** [158].

Les figures : Figure III-22, Figure III-25, Figure III-28, Figure III-31, Figure III-34, Figure III-39 représentent les gisements connus (UDEPO [78]), les projets récents (Wise Uranium [169]) et le filtre économique obtenu au § 1 de cette annexe pour respectivement les États-Unis, le Canada, l'Afrique, l'Australie, le Kazakhstan, le reste du Monde et le Monde entier.

Les paramètres obtenus après correction du biais par la routine d'optimisation décrite au § 2.1.2.2 du Chapitre III (cf. Tableau III-10) permettent de construire la distribution log-normale des gisements (connus et non découverts), comme illustré sur les figures : Figure III-23, Figure III-26, Figure III-29, Figure III-32, Figure III-35, Figure III-40.

3 ESTIMATION DES COÛTS : RELATIONS COÛT-CAPACITÉ

Ce paragraphe présente les données nécessaires (Tableau III-12) à l'estimation des paramètres de la relation coût-capacité pour chaque région et les résultats de cette estimation par régression linéaire (Tableau III-13).

Tableau III-12 – Coûts d'investissement, coûts opératoires et capacité de traitement de projets miniers récents [169]

Nom du gisement	Région	Type	K_{mill}^{82} (kt/an)	CC (M\$)	OP (\$/kgU)	OP ⁸³ (\$/t)
Bison basin	US	ISL	1000	122	46,8	42,7
Centennial	US	ISL	470	129,3	90,9	108,2
Churchrock section 8	US	ISL	463	74,3	55,9	75,5
Dewey-Burdock	US	ISL	161	186,3	59,5	179,0
Lance	US	ISL	3507	114	79,7	51,5
Lost Creek	US	ISL	1188	48,2	50,7	31,0
Nichols Ranch & Hank	US	ISL	295	35	62,4	83,7
Reno Creek	US	ISL	1833	232	68,6	42,4
Sheep Mountain	US	OP/UG/HL	454	109	84,0	97,6
Coles Hill	US	UG	952,5	315	95,8	118,5
Roca Honda*	US	UG	346	326,5	91,6	294,9
Hansen	US	UG	750	141,5	78,1	119,0
Shirley Basin	US	ISL	217,2	809	37,8	102,5
Midwest**	Canada	OP	1346 tU/an	209,5	12,2	580,3
West Bear	Canada	OP	72	26,9	73,0	625,0
Michelin	Canada	OP/UG	3280	1301,1	73,4	64,0
Cigar Lake**	Canada	UG	5254 tU/an	1942,5	60,2	9783,7
Matoush	Canada	UG	263	291,4	71,1	269,8
McArthur River**	Canada	UG	6337 tU/an	3530,3	50,0	7070,7
Roughrider**	Canada	UG	1914 tU/an	540	35,8	1473,1
Horseshoe/Raven	Canada	UG/OP	356	165,4	83,2	222,7
Patterson Lake South**	Canada	OP/UG	2820 tU/an	1134,3	36,5	325,6
Letlhakane	Afrique	OP	37620	394,6	151,2	8,5
Kayelekera	Afrique	OP	4050	303,0	72,8	28,7
Husab	Afrique	OP	120000	1659,0	83,2	5,0
Husab/Ida Dome	Afrique	OP	4704	210,7	72,3	18,7
Langer Heinrich	Afrique	OP	18975	448,0	76,4	7,6
Omahola	Afrique	OP	4000	336,0	65,8	19,0
Norasa (Valencia 2015)	Afrique	OP	35280	612,1	92,5	3,4

⁸² Pour l'Afrique, seule zone spécialisée en extraction à ciel ouvert, c'est la capacité d'extraction K_{ext} qui est prise en compte (en kt de roche par an). Pour les projets canadiens à forte teneur (>1%U), K_{mill} est exprimée par tonne d'uranium produite.

⁸³ Les coûts opératoires par unité de minerai (par tonne de roche déplacée dans le cas de l'Afrique) sont calculés à partir du coût opératoire par unité produite (OP en \$/kgU), de la teneur du minerai traité et du taux de récupération (et du ratio stérile/minerai pour l'Afrique), données directement renseignées dans la base de données Wise Uranium.

Nom du gisement	Région	Type	K_{mill}^{82} (kt/an)	CC (M\$)	OP (\$/kgU)	OP^{83} (\$/t)
Etango	Afrique	OP/HL	86000	1251,0	118,8	5,2
Marenica	Afrique	OP/HL	31988	260,0	99,1	4,1
Trekkopje	Afrique	OP/HL	54000	603,0	52,2	5,5
Madaouela	Afrique	UG	296,0	646,0	86,1	85,6
Mkuju River Nyota	Afrique	OP	23920	430,1	57,7	5,7
Mutanga	Afrique	OP/HL	6860	118,0	87,5	8,4
Valencia	Afrique	OP	35280	406,8	89,7	3,3
Carley Bore	Australie	ISL	2367	116,2	51,5	23,1
Honeymoon	Australie	ISL	180	35,9	36,8	106,9
Lake Maitland	Australie	OP	2550	125,0	54,7	17,0
Wiluna	Australie	OP/AL	1300	281,0	96,1	67,8
Bigrlyi	Australie	OP/UG	500	229,5	143,2	150,7
Akbastau	Kazakhstan	ISL	4696	122,4	51,6	21,4
Akdala	Kazakhstan	ISL	8543	82,8	53,7	6,0
Inkai	Kazakhstan	ISL	4320	249,1	45,6	33,0
Karatau	Kazakhstan	ISL	5836	182,0	40,2	14,0
North Kharasan	Kazakhstan	ISL	3482	142,9	100,4	32,4
South Inkai	Kazakhstan	ISL	14525	237,6	56,6	8,2
Zarechnoye	Kazakhstan	ISL	6093	98,6	76,7	14,4
Dornod	Mongolie	OP/UG	1255	332,8	60,4	79,5
Gurvanbulag	Mongolie	UG	500	448,6	75,4	112,0
Colibri	Pérou	OP/UG/HL	8500	559,0	53,5	13,3
Jahodna/Kuriskova	Slovaquie	UG	219	296	63,1	237,2
Salamanca 1	Espagne	OP/HL	5500	188,2	64,0	27,1
Temrezli	Turquie	ISL	566	30,2	52,6	69,32

* projet exclu de l'analyse

** teneurs > 1%U

Avec $cc = CC/K_{mill}$ (ou $cc = CC/K_{ext}$ pour l'Afrique et $op = OP/K_{mill}$ pour le Canada), on obtient les résultats suivants.

Tableau III-13 – Résultats de la calibration des relations coût-capacité

Région		R_{cc}^2	β_{cc} (σ)	β_{op} (σ)	B_{cc} (σ)	B_{op} (σ)
		R_{op}^2	[t-stat]	[t-stat]	[t-stat]	[t-stat]
États-Unis	$\ln(cc) = -0,839 \times \ln(K_{mill}) + 16,38$	0,60	0,161 (0,22)	-0,413 (0,13)	16,38 (2,89)	9,89 (1,78)
	$\ln(OP) = -0,413 \times \ln(K_{mill}) + 9,89$	0,49	[-3,90]	[-3,11]	[5,68]	[5,55]
Canada (teneurs < 1%U)	$\ln(cc) = -0,040 \times \ln(K_{mill}) + 6,77$	0,02	0,960 (0,23)	-1,725 (0,21)	6,77 (2,91)	9,31 (1,44)
	$\ln(op) = -2,725 \times \ln(K_{mill}) + 9,31$	0,99	[-0,18]	[-13,08]	[2,33]	[6,46]
Canada (teneurs > 1%U)*	$\ln(cc) = 0,648 \times \ln(K_{mill}) + 7,51$	0,79	1,648 (0,19)	0,813 (0,27)	7,51 (1,54)	-3,93 (2,19)
	$\ln(op) = -0,187 \times \ln(K_{mill}) - 3,93$	0,14	[3,37]	[-0,69]	[4,86]	[-1,79]

Région		R_{cc}^2 R_{op}^2	β_{cc} (σ) [t-stat]	β_{op} (σ) [t-stat]	B_{cc} (σ) [t-stat]	B_{op} (σ) [t-stat]
Afrique	$\ln(cc) = -0,794 \times \ln(K_{ext}) + 16,70$	0,70	0,206 (0,15)	-0,416 (0,11)	16,70 (2,36)	9,69 (1,69)
	$\ln(OP) = -0,416 \times \ln(K_{ext}) + 9,69$	0,55	[-5,23]	[-3,82]	[7,08]	[-5,72]
Australie	$\ln(cc) = -0,569 \times \ln(K_{mill}) + 12,80$	0,49	0,431 (0,29)	-0,607 (0,24)	12,80 (4,06)	12,43 (3,39)
	$\ln(OP) = -0,607 \times \ln(K_{mill}) + 12,43$	0,61	[-1,96]	[-2,50]	[3,16]	[3,66]
Kazakhstan	$\ln(cc) = -1,994 \times \ln(K_{mill}) + 34,96$	0,56	-0,994 (0,79)	-1,190 (0,30)	34,96 (12,34)	21,34 (4,68)
	$\ln(OP) = -1,190 \times \ln(K_{mill}) + 21,34$	0,76	[-2,53]	[-3,97]	[2,83]	[4,56]
Monde entier**	$\ln(cc) = -0,868 \times \ln(K_{mill}) + 17,48$	0,66	0,132 (0,09)	-0,767 (0,06)	17,48 (1,22)	15,03 (0,89)
	$\ln(OP) = -0,767 \times \ln(K_{mill}) + 15,03$	0,74	[-10,14]	[-12,29]	[14,31]	[16,87]

* K_{mill} exprimée par tonne d'uranium produite

** résultats exploités pour la région « reste du Monde »

4 COURBES D'OFFRE CUMULÉE

À partir des résultats précédents et de la procédure décrite au § 2.1.4 du Chapitre III, on construit la courbe d'offre cumulée de chaque région. En plus des hypothèses précédentes, on suppose que la taille de l'environnement géologique d'une région est égale à la masse totale de roche, M , contenue jusqu'à une profondeur de 2 km et sur la totalité de sa superficie, S (la densité de la roche prise en compte est celle de la croûte continentale, 2,75 [57]). La teneur moyenne de la croûte continentale supérieure est 2,54 ppm (cf. § 1.3.1, Chapitre II). La procédure prend aussi en compte un taux de récupération globale r (incluant les pertes à l'extraction, les pertes lors du tri du minerai, et les pertes lors du traitement chimique) égal à la moyenne des taux de récupération des différents projets de la base de données Wise Uranium [169]⁸⁴.

Le Tableau III-14 synthétise les hypothèses supplémentaires sur M , S et r . Pour l'Afrique, l'estimation des coûts nécessite une hypothèse supplémentaire sur le ratio stérile/minerai des gisements simulés. La moyenne des ratios stérile/minerai des projets africains de la base Wise Uranium est utilisée (soit 2,5).

L'ensemble des estimations des ressources ultimes au niveau régional est synthétisé dans le Tableau III-15. À titre indicatif, les valeurs du Livre Rouge sont également présentées.

⁸⁴ À titre indicatif, les valeurs de références du Livre Rouge [102] sont : 70 à 75% pour les mines souterraines et la lixiviation *in-situ*, 80% pour les mines à ciel ouvert conventionnelles et 75% lorsqu'aucune méthode n'est spécifiée.

Tableau III-14 – Superficie, masse totale, quantités totales d'uranium et taux de récupération globale des différentes régions

Région	S [166] (km ²)	M (t)	Quantités totales d'uranium (tU)	r [169]
États-Unis	9 147 000	5,03×10 ¹⁶	1,28×10 ¹¹	72%
Canada	9 094 000	5,00×10 ¹⁶	1,27×10 ¹¹	94%
Afrique	29 328 000	1,61×10 ¹⁷	4,10×10 ¹¹	82%
Australie	7 682 000	4,23×10 ¹⁶	1,07×10 ¹¹	82%
Kazakhstan	2 700 000	1,49×10 ¹⁶	3,78×10 ¹⁰	90%
Reste du monde	71 755 000	3,95×10 ¹⁷	1,00×10 ¹²	83%
Monde entier	129 734 000	7,14×10 ¹⁷	1,82×10 ¹²	83%

Tableau III-15 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes

	Coût limite (\$/kgU)	États- Unis (MtU) *	Canada (MtU) **	Afrique (MtU) ***	Australie (MtU) *	Kazakhstan (MtU)	Monde entier (MtU) ***	Reste du Monde (MtU) ***
Modèle MUR	80	0,37	0,91	4,61	3,59	3,53	1,37	0,76
	130	0,97	1,53	10,49	7,25	5,71	2,97	1,64
	260	3,56	2,75	31,22	18,72	11,09	8,51	4,70
MUR (gisements > 2000 ppm)	80	0,32	0,87	2,09	1,98	0,63	0,78	0,43
	130	0,62	1,11	3,14	2,87	0,79	1,42	0,78
	260	1,13	1,11	4,97	4,08	1,08	3,03	1,68
MUR (gisements > 1000 ppm)	80	0,37	0,91	3,39	2,92	0,99	1,03	0,57
	130	0,90	1,50	5,89	4,91	1,31	1,98	1,10
	260	2,43	1,89	10,81	8,60	1,84	4,61	2,55
MUR (gisements > 100 ppm)	80	0,37	0,91	4,61	3,59	2,78	1,36	0,75
	130	0,97	1,53	10,48	7,24	4,19	2,92	1,61
	260	3,56	2,75	30,84	18,44	7,06	8,16	4,52
Livre Rouge (RAR+IR+P R+SR)	80	0,88	0,47	0,28	NA	0,73	2,62	1,10
	130	2,34	1,34	1,53	NA	1,35	9,77	3,63
	260	2,60	1,91	1,91	NA	1,58	12,23	5,07
Livre Rouge (RAR+IR)	80	0,039	0,42	0,24	1,35	0,52	1,96	0,74
	130	0,21	0,49	1,38	1,66	0,68	5,90	1,44
	260	0,47	0,65	1,60	1,74	0,88	7,64	2,23

* : données issues du Livre Rouge 2011 (données 2013 incomplètes)

** : estimation utilisant le filtre économique de « type *m* »

*** : pour l'Afrique, le Monde entier et le reste du Monde, seuls 14 pays (respectivement 52 et 34) ont déclaré des ressources dans le Livre Rouge, soit 40% (respectivement 75% et 80%) de la superficie de la région. Ici, le Monde entier est modélisé comme une région unique.

4.1 États-Unis

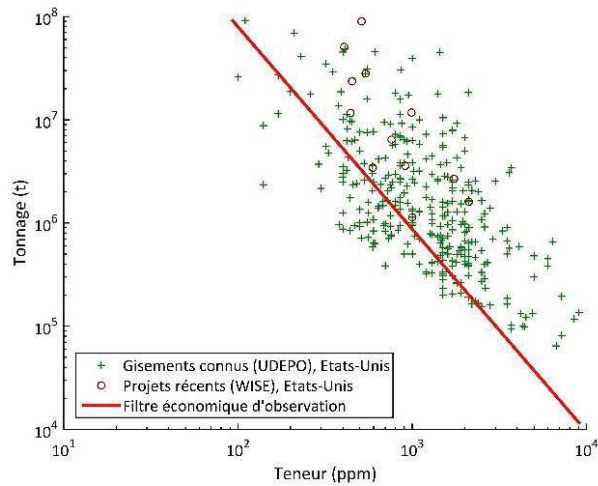


Figure III-22 – États-Unis : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

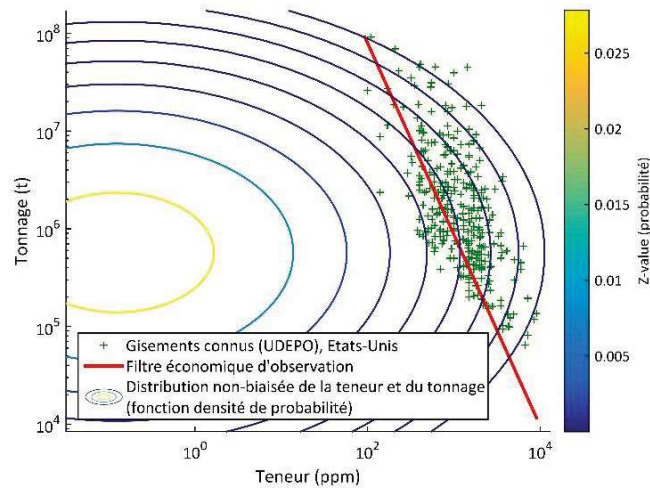


Figure III-23 – États-Unis : filtre économique et distribution estimée des gisements

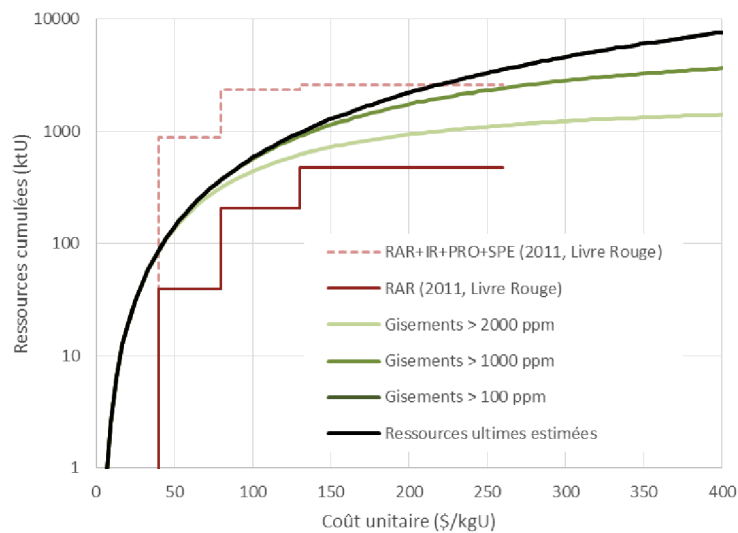


Figure III-24 – États-Unis : courbes d'offre cumulative

4.2 Canada

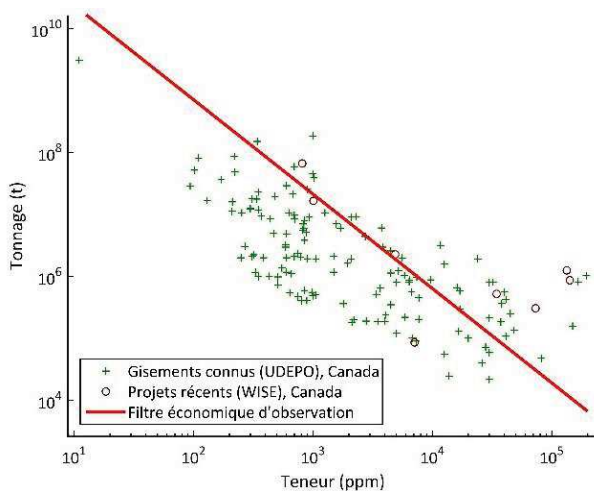


Figure III-25 – Canada : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

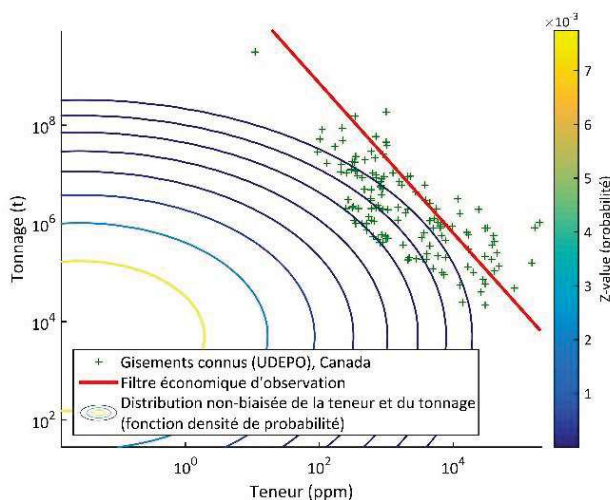


Figure III-26 – Canada : filtre économique et distribution estimée des gisements

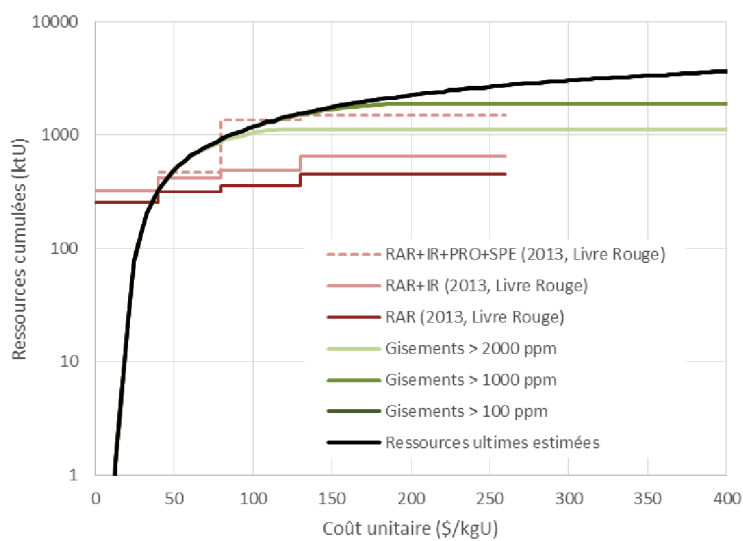


Figure III-27 – Canada : courbes d'offre cumulative

4.3 Afrique

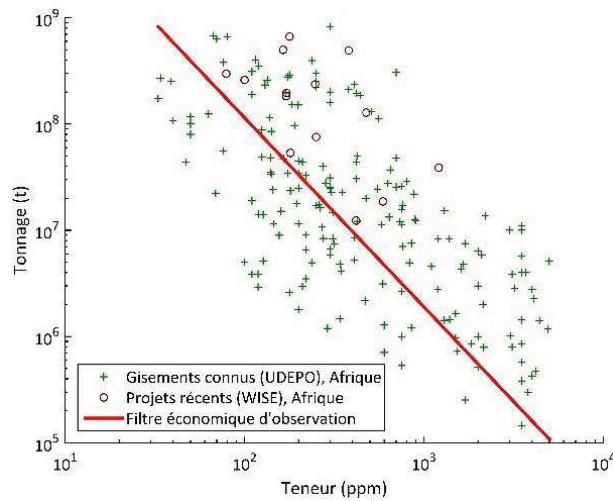


Figure III-28 – Afrique : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

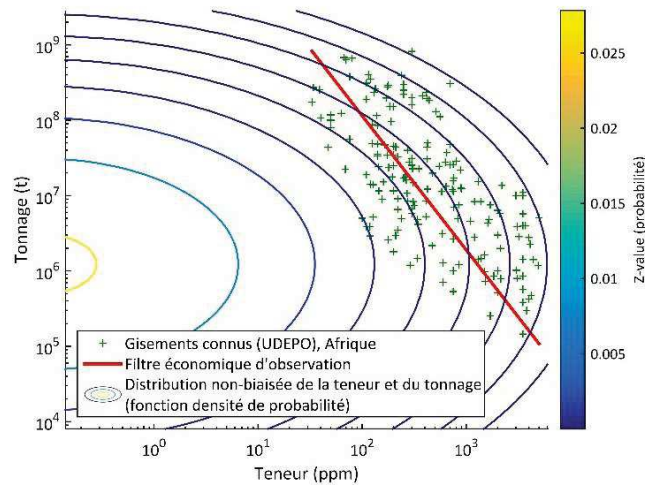


Figure III-29 – Afrique : filtre économique et distribution estimée des gisements

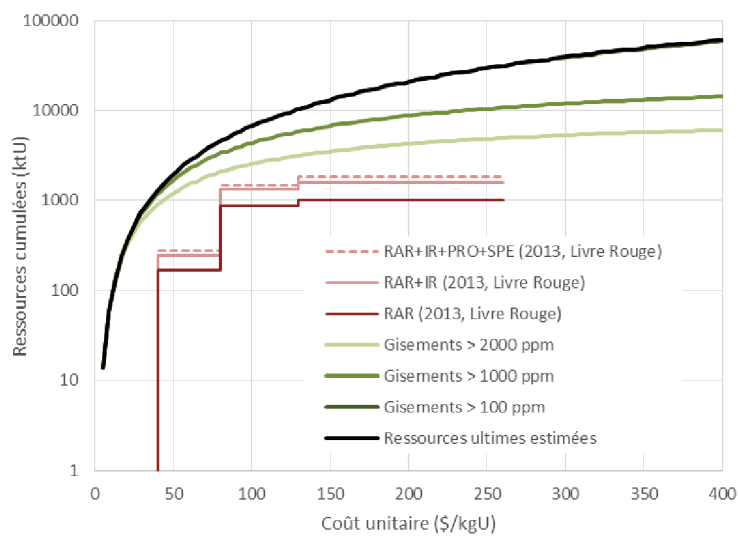


Figure III-30 – Afrique : courbes d'offre cumulative

4.4 Australie

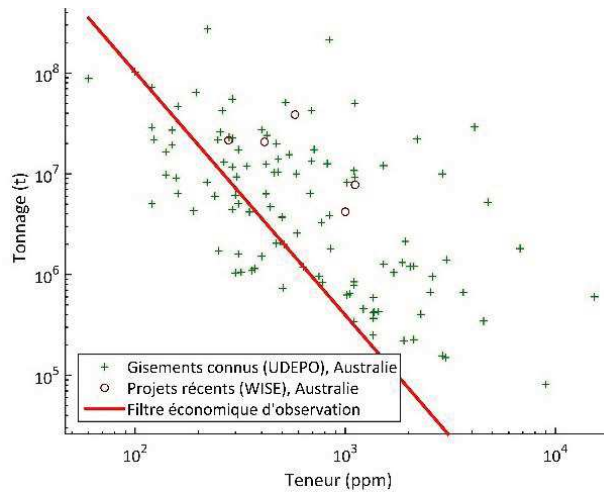


Figure III-31 – Australie : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

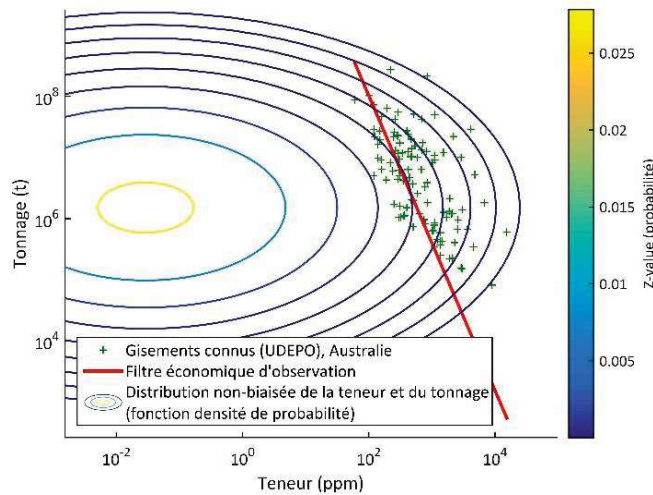


Figure III-32 – Australie : filtre économique et distribution estimée des gisements

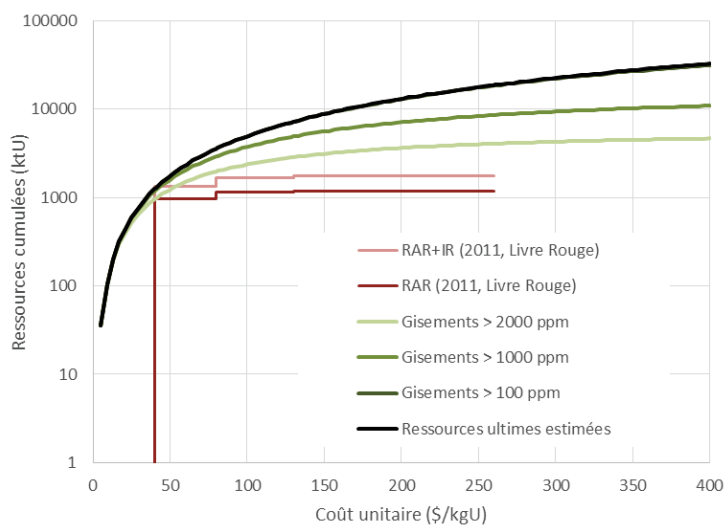


Figure III-33 – Australie : courbes d'offre cumulative

4.5 Kazakhstan

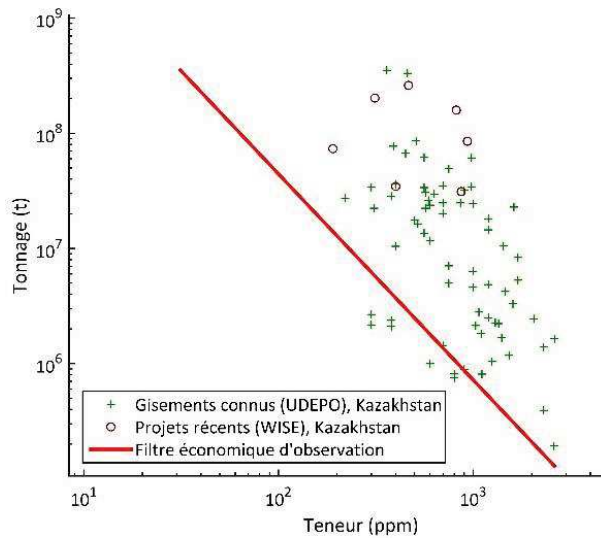


Figure III-34 – Kazakhstan : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

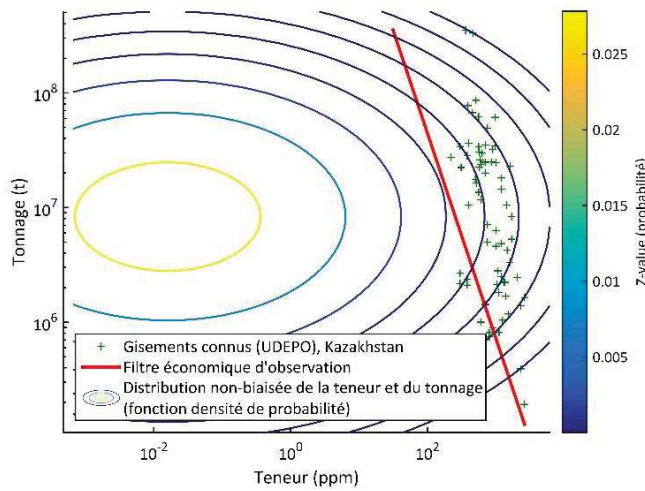


Figure III-35 – Kazakhstan : filtre économique et distribution estimée des gisements

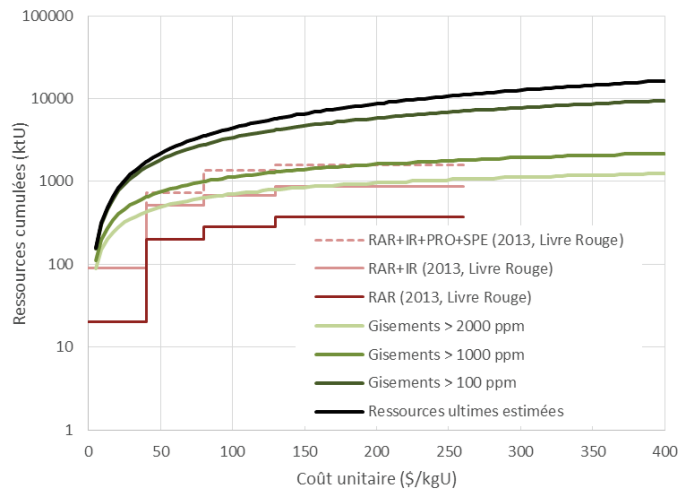


Figure III-36 – Kazakhstan : courbes d'offre cumulative

4.6 Reste du Monde

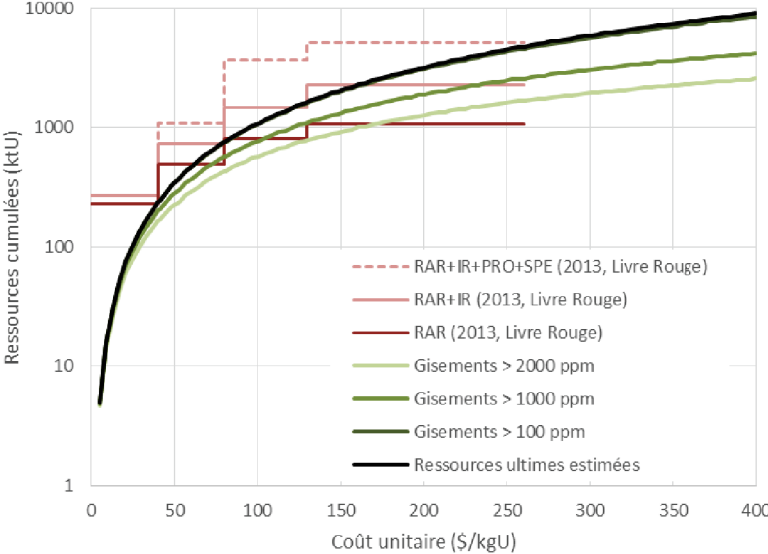
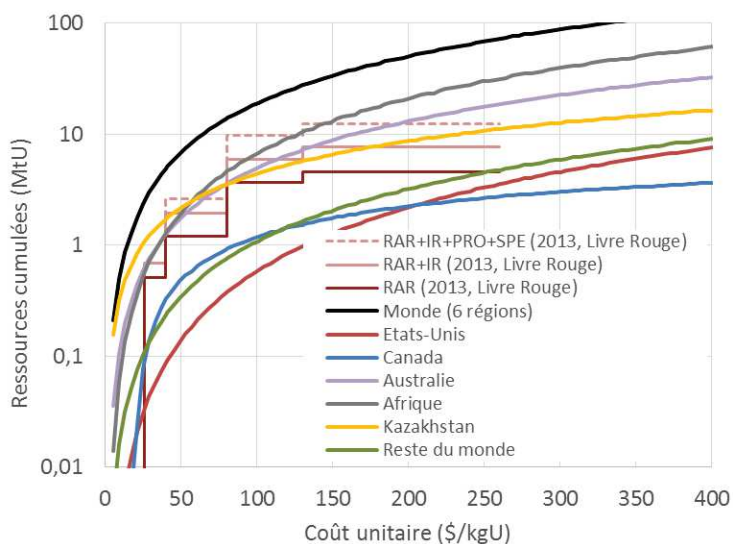


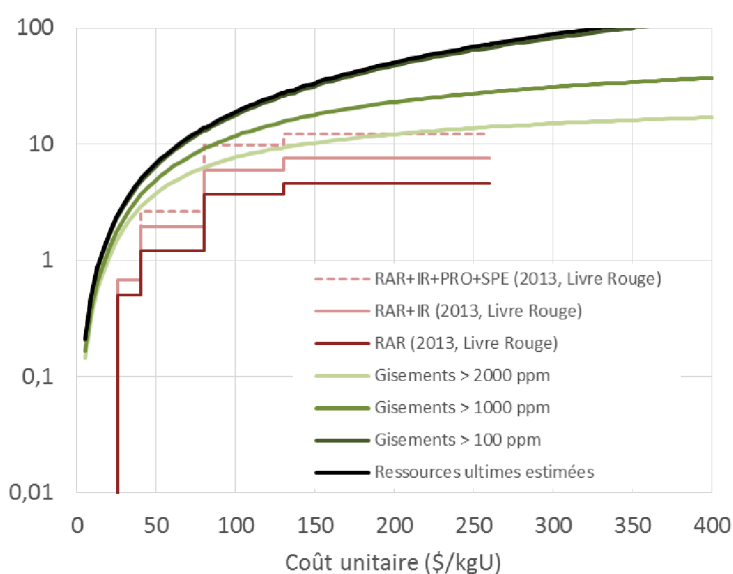
Figure III-37 – Reste du monde : courbes d’offre cumulative

4.7 Somme des régions

Les courbes d'offre mondiales obtenues en sommant les courbes d'offres des 6 régions modélisées : États-Unis, Canada, Afrique, Australie, Kazakhstan et reste du Monde sont présentées sur la Figure III-38.



(a) Contribution des différentes régions aux ressources mondiales



(b) Contribution des différentes catégories de gisements aux ressources mondiales

Figure III-38 – Somme des ressources régionales : courbes d'offre cumulative

4.8 Monde entier

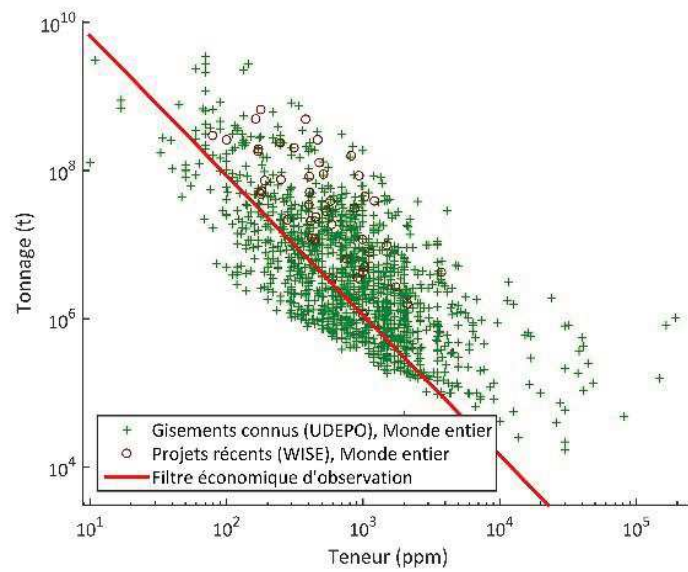


Figure III-39 – Monde entier : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents

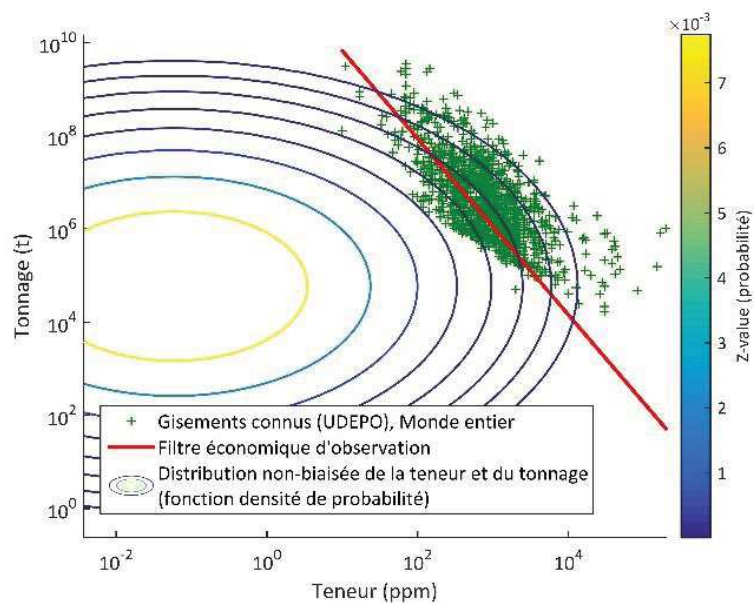


Figure III-40 – Monde entier : filtre économique et distribution estimée des gisements

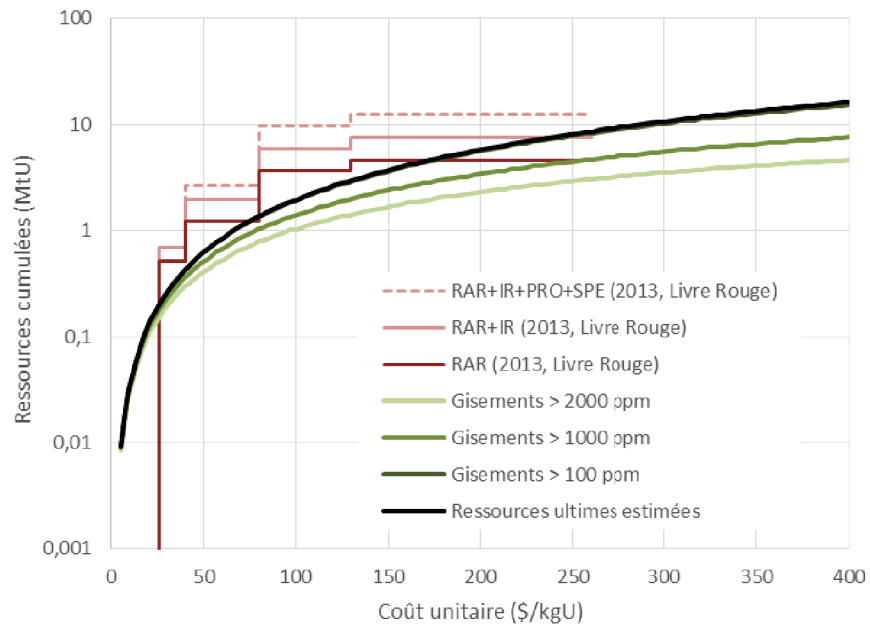


Figure III-41 – Monde entier : courbes d'offre cumulative

Les courbes d'offre de la Figure III-41 sont obtenues lorsque le Monde entier est considéré comme une seule macro-région. Elles peuvent être comparées à celles obtenues en sommant les courbes régionales (Figure III-38).

CHAPITRE IV. MARCHÉ DE L'URANIUM : STRUCTURE, RENTES ET ASPECTS DYNAMIQUES

1	DEMANDE, PRODUCTION, PRIX ET EXPLORATION : HISTORIQUES ET ÉVOLUTIONS RÉCENTES.....	180
1.1	Demande électronucléaire et demande militaire	180
1.2	Production mondiale.....	182
1.3	Adéquation production – demande : ratios R/P et R/D	184
1.4	Prix de l'uranium : deux cycles historiques	186
1.4.1	Stockages et déstockages.....	186
1.4.2	Gains et baisses de productivité	187
1.4.3	Autres événements importants	189
1.5	Exploration : grandes découvertes et évolution des dépenses.....	190
1.5.1	Définition des dépenses d'exploration et incertitudes.....	190
1.5.2	Grandes découvertes de gisements et temps de développement	191
1.5.3	Lien entre l'évolution des dépenses d'exploration et du prix.....	192
2	STRUCTURE DU MARCHÉ : ÉCHANGES ET COMMERCIALISATION DE L'URANIUM.....	197
2.1	Organisation d'un marché de commodité.....	197
2.2	Organisation du marché mondial de l'uranium.....	199
2.2.1	Particularités de l'uranium en tant que commodité	199
2.2.2	Indicateurs de prix	199
2.2.3	Volumes négociés par type de contrat.....	201
2.3	Échanges hors marché mondial et périmètre économique exclusif.....	202
2.3.1	Firmes intégrées	202
2.3.2	Marchés isolés	203
2.4	Offre : concentration actuelle du marché	203
2.4.1	De 2006 à aujourd'hui : principales évolutions et nouveaux entrants.....	204
2.4.2	Perspectives de long terme	208
2.5	Demande : différences dans les stratégies d'approvisionnement	209
2.5.1	Consommation d'uranium : acteurs impliqués.....	210
2.5.2	Diversification des sources.....	210
2.5.3	Stocks stratégiques	211
2.5.4	Part des contrats long terme dans les stratégies d'approvisionnement.....	213
2.5.5	Taux de couverture des besoins futurs	214
2.6	Conclusion et choix de modélisation.....	214

3	RESSOURCES ÉPUIISABLES ET RENTES MINIÈRES	216
3.1	Théorie de Hubbert et application à l'uranium.....	216
3.1.1	Théorie.....	216
3.1.2	Limites de la théorie	219
3.1.3	Application à l'uranium : estimation des « réserves ultimes » régionales	222
3.2	Rente de rareté : Hotelling.....	224
3.2.1	Règle de Hotelling.....	225
3.2.2	Applications et extensions de la règle de Hotelling	226
3.2.3	Généralisation de la règle de Hotelling au cas d'une ressource épuisable non homogène.....	227
3.2.4	Limites de la théorie	229
3.2.5	Cas de l'uranium	229
3.3	Rentes différentielles : Ricardo	231
4	CONTRAINTES DYNAMIQUES SUR L'OFFRE D'URANIUM	234
4.1	Financement de l'exploration.....	234
4.1.1	Corrélation du prix et des dépenses d'exploration à court terme	236
4.1.2	Cointégration du prix et des dépenses d'exploration à long terme.....	239
4.1.3	Choix du modèle de dépenses d'exploration.....	241
4.2	Coût de découverte et dépenses d'exploration cumulées	242
4.3	Sécurité d'approvisionnement et anticipation de la demande	244
4.3.1	Extension de la théorie de Hubbert : existence d'un ratio R/P minimum	245
4.3.2	Ratio R/P mondial : anticipation de la demande et besoin de visibilité du consommateur.....	246
4.3.3	Ratio R/P régional : contraintes économiques des producteurs et choix politiques des États.....	249
4.4	Dynamiques de découverte et d'épuisement des ressources	252
4.4.1	Répartition régionale des découvertes.....	252
4.4.2	Découverte des ressources par coût croissant ou au prorata des ressources ultimes restantes	253
4.4.3	Production par coût croissant à l'échelle régionale	255
4.5	Contraintes non modélisées.....	260
4.5.1	Inflation dans le secteur minier	260
4.5.2	Disparités régionales et évolution à long terme du taux d'actualisation	261
4.5.3	Cas des coproduits/sous-produits	262
4.5.4	Droit minier et contexte non économique : effets de seuil.....	263
5	CONCLUSION ET DISCUSSION SUR LES CHOIX DE MODÉLISATION	265
5.1	Analyse du marché de l'uranium et choix de modélisation.....	265
5.2	Choix d'un modèle économique en équilibre partiel.....	266

Le Chapitre II et le Chapitre III ont permis de souligner les spécificités de l'uranium vis-à-vis de la classification des ressources naturelles et d'estimer les ressources ultimes d'uranium. Dans une logique d'organisation similaire, le Chapitre IV et le Chapitre V sont à la production et aux échanges d'uranium, ce que le Chapitre II et le Chapitre III étaient aux ressources d'uranium. Le Chapitre IV introduit ainsi les concepts qui permettent d'étudier le marché d'échange d'une commodité minérale (structure du marché, rentes minières, etc.) et développe les spécificités du marché de l'uranium. Une fois ces concepts établis, le Chapitre V propose une modélisation du marché.

Dans un premier temps, le Chapitre IV présente les principaux éléments historiques du marché de l'uranium : exploration, demande, production, cycles de prix (§ 1). Les données présentées dans cette première partie sont utilisées dans la suite pour analyser plus finement la structure du marché (§ 2), pour appliquer la théorie des rentes et la théorie de Hubbert à l'uranium (§ 3), pour modéliser les contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium à long terme et discuter leur fondement théorique (§ 4). Les contraintes modélisées dans cette dernière partie sont les briques élémentaires du modèle qui sera présenté au Chapitre V. L'une d'entre elles (corrélation entre le prix et les dépenses d'exploration) fait l'objet d'une étude économétrique spécifique (étude de cointégration) dont les résultats détaillés sont présentés en Annexe C.

1 DEMANDE, PRODUCTION, PRIX ET EXPLORATION : HISTORIQUES ET ÉVOLUTIONS RÉCENTES

Dans ce paragraphe, nous présentons et analysons les principales données historiques du marché de l'uranium : demande (§ 1.1), production (§ 1.2), analyse de l'adéquation offre-demande (§ 1.3), cycles de prix (§ 1.4) et exploration (§ 1.5). L'ordre de présentation de ces données suit une progression logique : l'offre (la production) naît avant tout d'un besoin (la demande), l'adéquation offre-demande est un élément fondamental à garder à l'esprit pour analyser l'évolution historique du prix. Enfin, l'activité d'exploration est volontairement présentée en dernière bien qu'elle soit en pratique antérieure à la production (on découvre des ressources avant de les extraire). La raison de ce choix est le lien de causalité entre l'évolution du prix et les dépenses d'exploration que suggèrent les données historiques (et que nous quantifions plus finement à la fin du Chapitre IV) : le prix est un signal de marché qui stimule l'activité d'exploration.

La plupart de ces données sont utilisées dans la suite du Chapitre IV pour analyser plus finement et modéliser la structure du marché (§ 2), la théorie des rentes (§ 3) et les contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium à long terme (§ 4).

1.1 Demande électronucléaire et demande militaire

Comme nous l'avons vu au Chapitre I, l'uranium a une seule application civile : la production d'électricité nucléaire. Il existe d'autres utilisations (production de radioéléments pour la médecine, fourniture de combustible pour les réacteurs de recherche), mais négligeables en volume comparées à la production électrique. L'uranium a également des applications militaires. Même si l'essentiel des besoins actuels est tourné vers la production d'électricité, ça n'a pas toujours été le cas puisque l'application civile est apparue après l'application militaire. On appelle l'**ère moderne** de l'uranium la période s'étendant de 1960 à aujourd'hui, à partir de laquelle la demande électronucléaire est devenue significative, puis prépondérante.

Alors qu'il est difficile d'interpréter les données de production pour identifier le type de besoin correspondant (civil ou militaire), le recensement précis des réacteurs électronucléaires permet de suivre précisément leurs besoins d'uranium. On distingue ainsi aisément la part de la demande d'uranium qui correspond au besoin électronucléaire. Dans la suite de l'étude, on analyse exclusivement l'évolution des besoins électronucléaires. La Figure IV-1 représente l'évolution historique de ces besoins en parallèle de la puissance installée. On constate que les besoins d'uranium ont connu une augmentation importante dans la 2^e moitié du XX^e siècle et que cette augmentation était plus régulière que l'évolution des puissances installées en raison de progrès techniques et d'une optimisation des coûts du cycle des réacteurs électronucléaires⁸⁵. Depuis 2003, les besoins et la puissance installée se sont stabilisés.

⁸⁵ Ceci a contribué à diminuer les besoins en uranium naturel pour une même quantité d'énergie produite, ce qui s'est traduit notamment par une augmentation du taux de combustion (*burn up*) du combustible utilisé par les réacteurs.

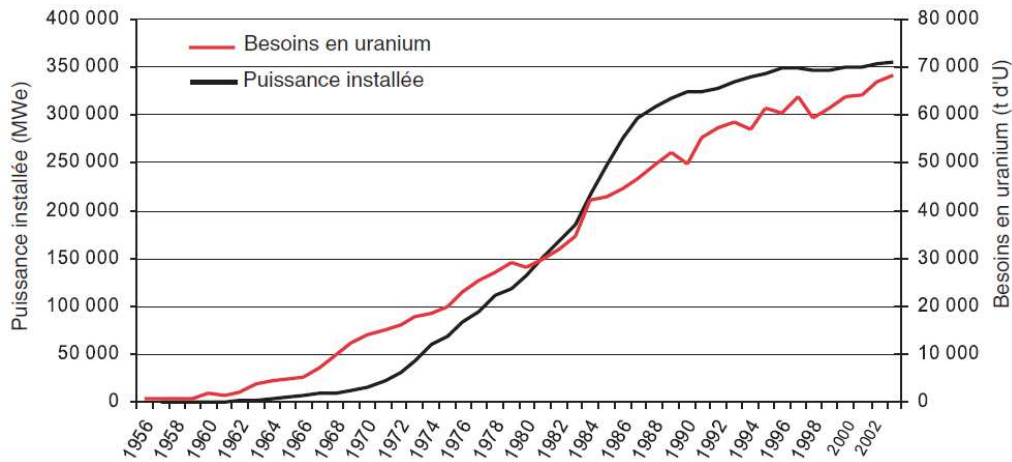


Figure IV-1 – Évolution des besoins d'uranium et de la puissance installée dans le monde (1956-2003) [99]

À l'échelle des régions, les besoins d'uranium sont inégalement répartis. Sur la période 1956-2003, le besoin cumulé des États-Unis a représenté près d'un quart des besoins mondiaux [99]. Le pays reste de loin le premier consommateur d'uranium au monde (30% des besoins en 2013 [102]).

Si l'on reprend le découpage régional proposé au Chapitre III, § 2.2, les autres régions modélisées ont des besoins d'uranium faibles ou nuls. Tous les besoins mondiaux sont concentrés aux États-Unis et dans la région « reste du monde ». Il ne faut pas en déduire que les États-Unis sont le seul pays qui soit à la fois un producteur et un consommateur important d'uranium. Historiquement, l'URSS puis la Russie et dans une moindre mesure la France ont aussi produit et consommé des quantités importantes d'uranium. Sur la Figure IV-2, on constate qu'aujourd'hui :

- les États-Unis sont beaucoup plus demandeurs d'uranium que producteurs,
- la Russie garde une production et une consommation élevées et équilibrées,
- la production française est nulle alors que sa consommation est élevée,
- la Chine émerge comme consommateur important et a une production non négligeable bien qu'en retrait par rapport à ses besoins, en progression rapide.

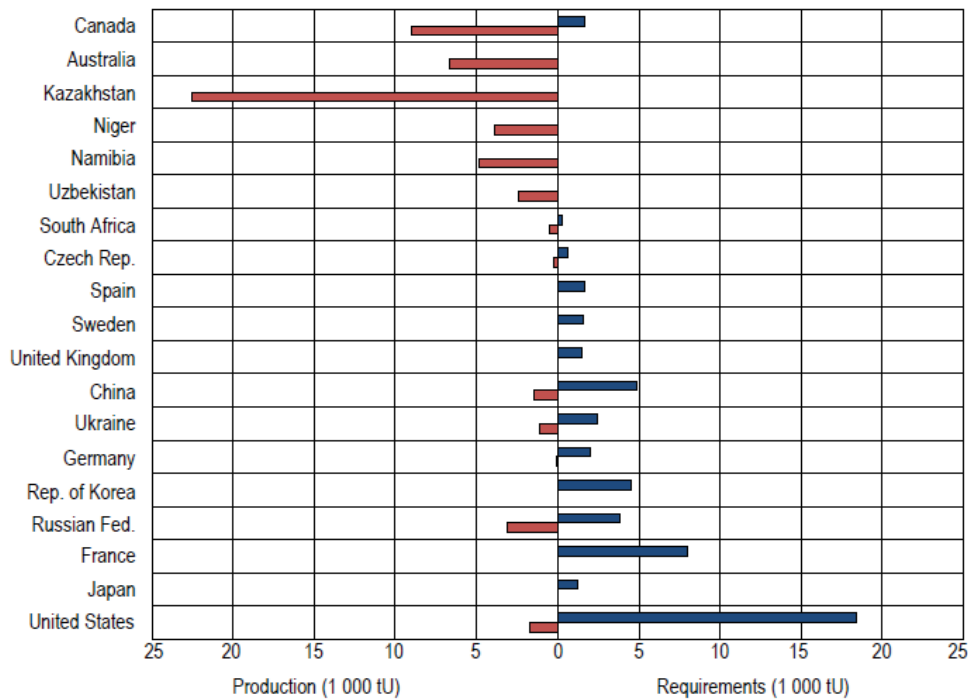


Figure IV-2 – Production et besoins d’uranium des principaux pays producteurs et consommateurs d’uranium en 2013 [102]

1.2 Production mondiale

La production mondiale d’uranium a connu une évolution moins régulière que les besoins électronucléaires, comme le montre la Figure IV-3. Les besoins militaires expliquent une partie de ces irrégularités. Par exemple, le pic de production de la fin des années 1950 (avant l’émergence d’un besoin électronucléaire significatif) s’explique par la constitution de stocks militaires aux États-Unis et en URSS. L’adéquation de la production et du besoin est discutée plus en détail au § 1.3. Nous discutons ici de l’évolution de la production dans les régions dont on a modélisé les ressources ultimes au Chapitre III.

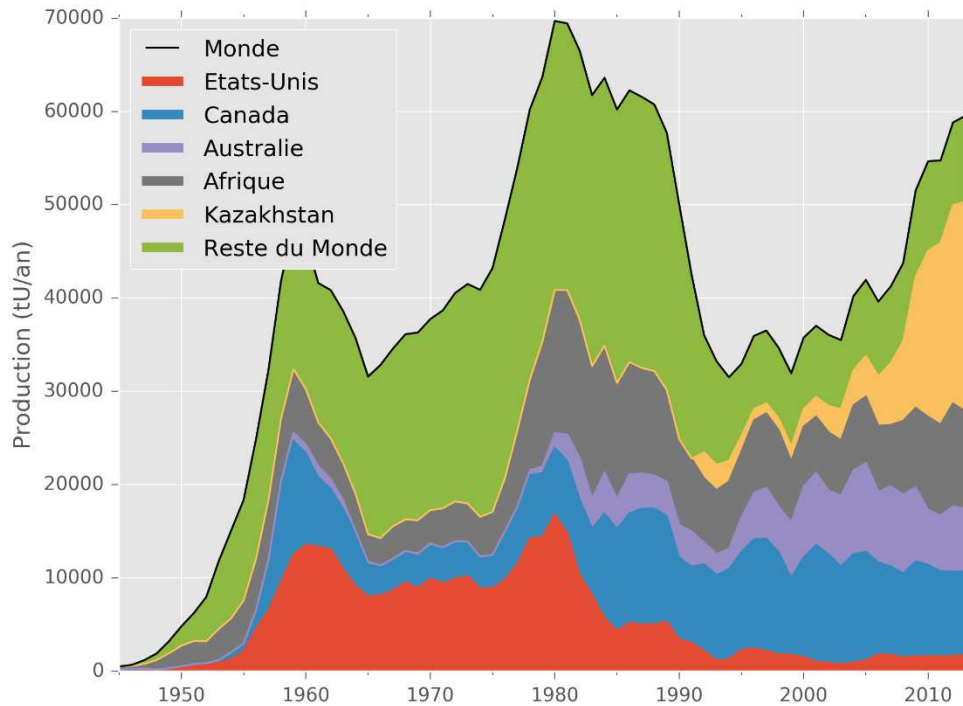


Figure IV-3 – Évolution passée de la production d'uranium des principales régions productrices (d'après [99], [102])

La Figure IV-3 permet de constater que parmi les régions modélisées, les États-Unis, le Canada et l'Afrique ont contribué à la production mondiale dès les années 1950. C'est également le cas de l'URSS, puis de la Russie (incluses dans la région « Reste du Monde »). L'URSS constitue d'ailleurs l'essentiel de la production de la région « Reste du Monde » avant 1991. Au niveau mondial, sa production cumulée en 1991 est la plus importante au monde avec près de 380 ktU (21% de la production mondiale entre 1945 et 1991).

La chute de l'URSS est marquée par une forte baisse de la production dans le « Reste du Monde » et l'émergence d'un acteur important parmi les Nouveaux États Indépendants (NEI) : le Kazakhstan dont la production ne cesse d'augmenter depuis, dépassant le pic de production de l'URSS (22 500 tU en 2013 contre 16 000 tU en URSS en 1988). La production de la Russie est restée assez stable entre 2 500 et 3 000 tU/an depuis 1991.

En Afrique, la production était d'abord principalement portée par l'Afrique du Sud dont la production a augmenté progressivement de 1952 à 1980 (6 150 tU [99]). Le déclin de la production sud-africaine est compensé par l'augmentation de la production au Niger (à partir de 1971) et en Namibie. Avec une production totale de 8 700 tU en 2013, ces deux pays sont les principaux contributeurs de la production africaine aujourd'hui.

La production de l'Australie n'a réellement débuté qu'à la fin des années 1970 (production cumulée avant 1970 : 7 700 tU en 16 ans [99]). Une série de décisions politiques arrête complètement la production de 1970 à 1975, puis la limite à 3 mines en production simultanée dans les années 1980 [170]. Au milieu des années 1980, la mine d'Olympic Dam, qui représente encore aujourd'hui plus d'un quart des ressources raisonnablement assurées mondiales à moins de 130 \$/kgU, entre en production. L'uranium y est coproduit avec le cuivre. La co-valorisation de ces deux produits et le niveau de réserves très élevé permettent à la mine de faire varier significativement son niveau de production pour optimiser son profit en fonction du prix des deux produits. La production d'uranium

en Australie est ainsi presque divisée par deux entre 1986 (4 150 tU) et 1994 (2 200 tU) puis multipliée par plus de 3 entre 1994 et 2001 (7 720 tU) [99].

Enfin, aux États-Unis, la production a été particulièrement importante entre 1960 et 1980. Depuis, le pays a perdu son statut de producteur de premier rang, du fait de l'épuisement de ses ressources les moins chères. La production canadienne a connu un essor similaire, mais la découverte de gisements à très haute teneur au début des années 1980 lui a permis de conserver une compétitivité au niveau mondial et de maintenir un niveau de production élevé.

1.3 Adéquation production – demande : ratios R/P et R/D

Le ratio entre les réserves et la production (noté de façon usuelle R/P) est un indicateur de la disponibilité d'une ressource épuisable, largement utilisé dans l'industrie pétrolière et minière [18].

Dans l'industrie pétrolière, R désigne le plus souvent les réserves « 1P » ($P = proved$). Par rapport à la classification de McKelvey (cf. Chapitre II, § 2.2), cela correspond à la catégorie ayant le moins d'incertitude géologique et économique. En 2013, en incluant certains pétroles non conventionnels, ce ratio était d'environ 50 ans [18].

À titre indicatif, même si la classification des ressources d'uranium a des spécificités (cf. Chapitre II, § 2.3) une comparaison directe du ratio R/P de l'industrie pétrolière avec celui de l'industrie minière d'uranium est possible si l'on considère la catégorie $RAR^{86} < 130 \text{ \$/kgU}$. Il s'agit en effet de la catégorie de ressources présentant le moins d'incertitudes et dont la rentabilité est établie en 2013 (le prix étant proche de 130 $\text{\$/kgU}$ cette année-là, cf. § 1.4). Avec cette définition, le ratio R/P de l'uranium en 2013 est proche de 100 ans [100], [102]. Si l'on inclut l'ensemble des ressources identifiées (coût inférieur à 260 $\text{\$/kgU}$, limite la plus haute référencée), le ratio R/P est proche de 130 ans.

Il semble donc que l'industrie minière d'uranium anticipe plus la demande que l'industrie pétrolière (l'écart entre les ratios R/P est d'un facteur 2). Ceci peut être dû en partie aux durées de vie des installations : les centrales nucléaires sont construites pour être exploitées plus longtemps que la plupart des équipements consommant des produits pétroliers (entre 30 et 40 ans pour une centrale thermique au fioul contre 60 ans prévus pour les nouvelles centrales nucléaires).

Par ailleurs, à teneur énergétique égale, l'uranium se stocke dans un volume plus faible que le pétrole, et les inventaires des industriels peuvent correspondre à plusieurs années de consommation. Pour l'uranium, il peut donc être cohérent de considérer non pas seulement le ratio R/P, mais également un ratio R/D, avec D correspondant aux quantités d'uranium consommées par les réacteurs, c'est-à-dire à la demande électronucléaire sans considération de stocks.

On constate aussi que le ratio R/P a suivi, au cours du XX^e siècle, une évolution singulièrement différente du ratio R/D (cf. Figure IV-4, avec R l'ensemble des ressources identifiées). Ceci s'explique notamment par la surproduction d'uranium pour constituer les arsenaux militaires jusqu'aux années 1990 et le déstockage partiel qui a suivi. L'arrêt en 2013 du programme de déstockage militaire a mené à une convergence de la demande et de la production, on peut supposer que cet équilibre retrouvé entre production et demande sera maintenu au XXI^e siècle (cf. Chapitre I, § 2.2.2).

On remarque que le ratio R/P n'est descendu qu'exceptionnellement sous la barre des 60 ans dans les années 1980 et que le ratio R/D n'a jamais atteint cette limite.

⁸⁶ Reasonably Assured Resources

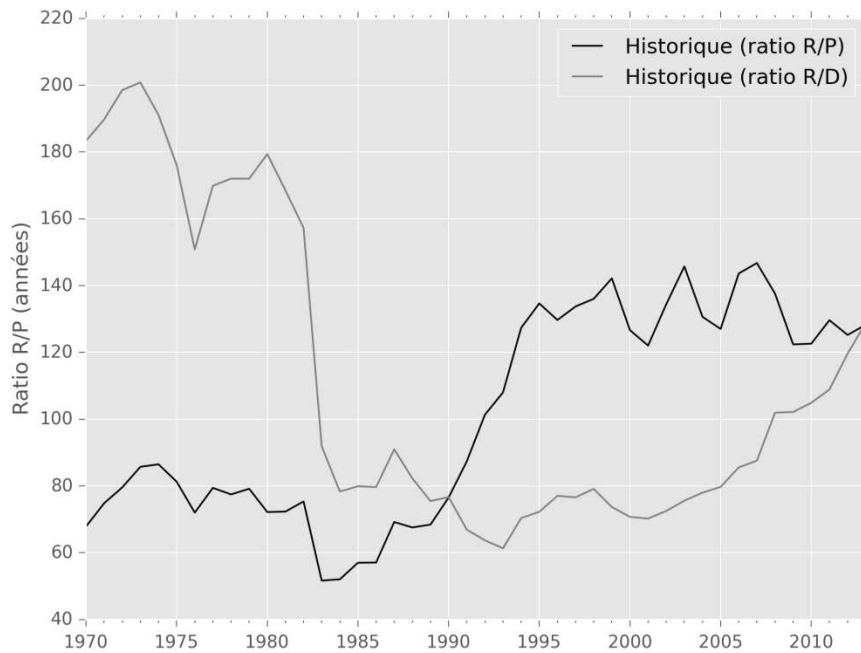


Figure IV-4 – Évolution des ratios R/P et R/D dans le passé (d'après [99], [102])

Sur la Figure IV-4 et pour la suite de cette étude, on propose de considérer ces ratios (R/P ou R/D) avec R désignant l'ensemble des ressources identifiées (toutes catégories de coût de production confondues) et non les seules réserves prouvées. Si l'on se réfère à la classification des ressources (Chapitre II, § 2.2), on conserve ainsi la dimension liée à la certitude géologique et l'on assouplit les contraintes liées à la rentabilité économique. L'indicateur R/P où R sont les ressources identifiées a ainsi une portée plus « long terme » que l'indicateur R/P usuel de l'industrie pétrolière qui n'inclut que les réserves, rentables à court terme.

On ne présente pas ici l'interprétation répandue, mais erronée du ratio R/P selon laquelle le ratio correspond à la durée conduisant à l'épuisement des ressources. Ce raisonnement néglige l'évolution de la production et la découverte de nouvelles ressources (voir l'interprétation du ratio R/P proposée dans cette étude au § 4.3). Le ratio R/P n'est employé qu'en tant qu'indicateur du niveau d'anticipation de la demande.

1.4 Prix de l'uranium : deux cycles historiques

Depuis la fin des années 1960 et la naissance d'une demande électronucléaire significative, le prix de l'uranium a connu deux cycles marqués par plusieurs événements importants (Figure IV-5).

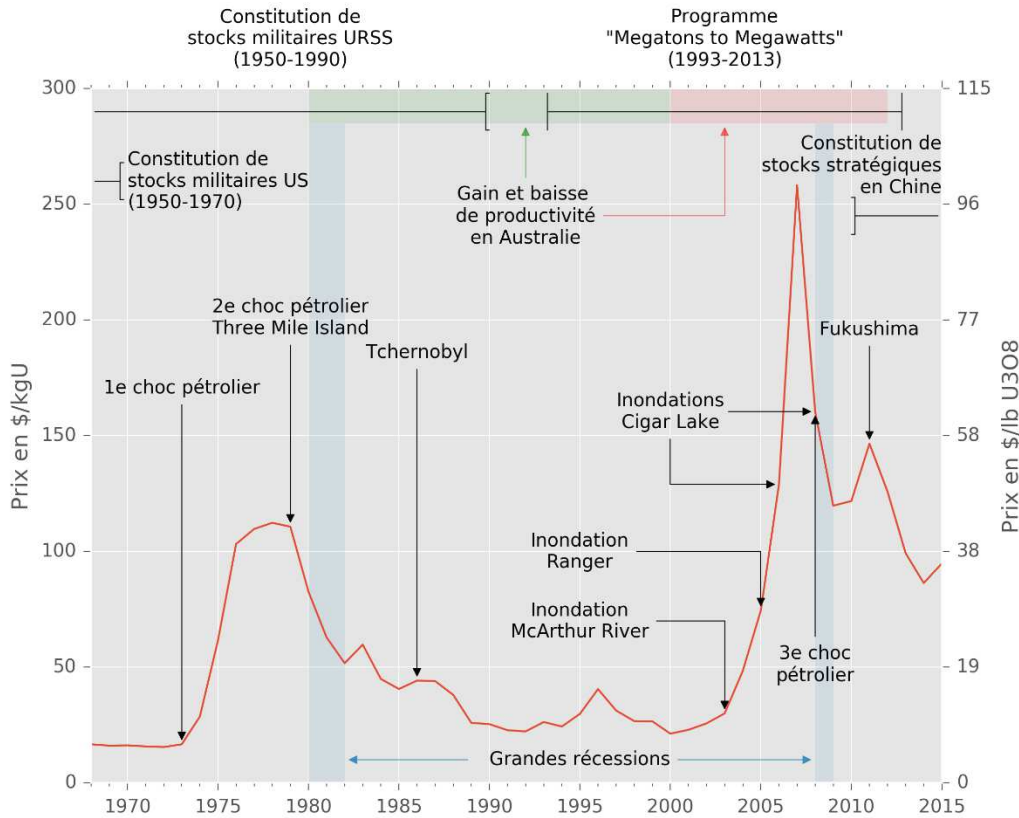


Figure IV-5 – Moyenne annuelle du prix spot⁸⁷ de l'uranium et événements marquants (1968-2015)

1.4.1 Stockages et déstockages

Il est tout d'abord intéressant de noter que des variations importantes de stock d'uranium ont eu lieu au cours de la période étudiée :

- Le 1^{er} cycle de prix (1970-1990) a été marqué par l'augmentation des stocks d'uranium à usage militaire en URSS. Les stocks des États-Unis arrêtent d'augmenter en 1970, mais restent particulièrement élevés.
- Le 2^e cycle de prix, à partir de 1990, est marqué par la diminution des stocks d'uranium à usage militaire aux États-Unis et dans l'ex-URSS : le programme « Megatons to Megawatts » met en œuvre la réutilisation de certains stocks à des fins civiles. On constate également depuis 2010 que la Chine constitue des stocks stratégiques significatifs pour faire face à sa demande future (cf. § 2.5).

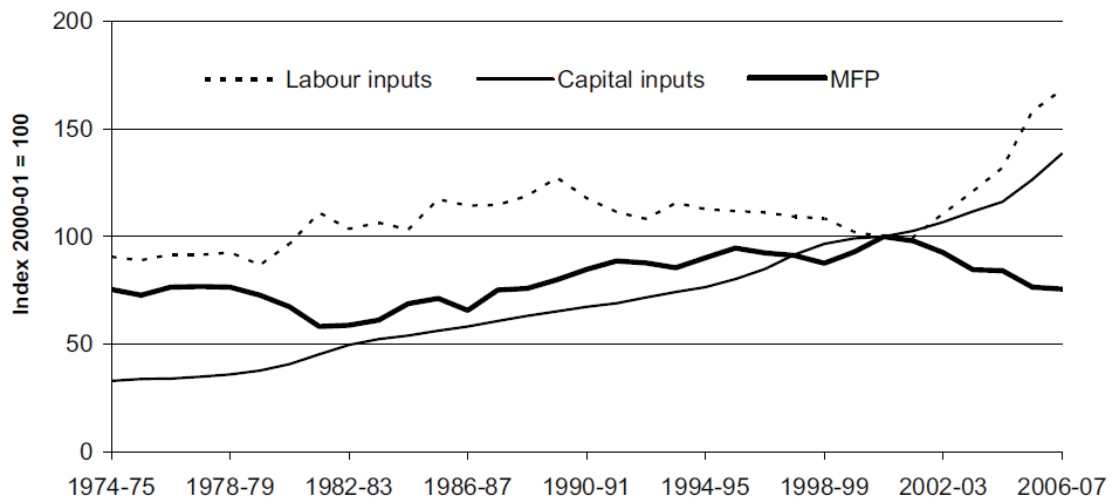
⁸⁷ Voir le § 2.2.2 sur les différents indicateurs de prix et les sources d'information.

1.4.2 Gains et baisses de productivité

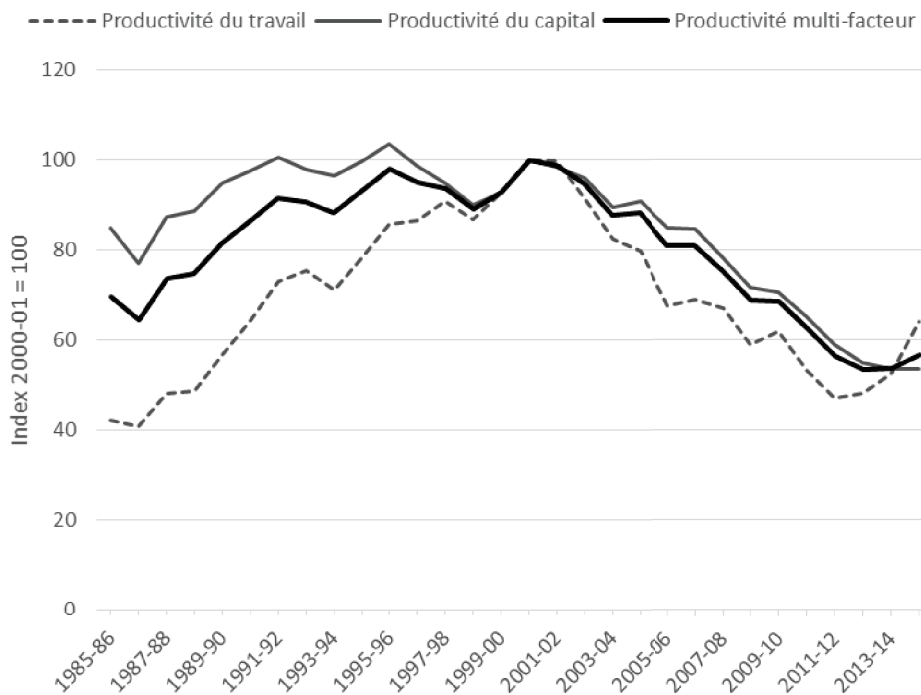
Deuxième point important : on constate que des récessions macro-économiques majeures affectant la plupart des pays développés (surlignées en bleu sur la Figure IV-5 : début des années 1980 et 2009) se sont produites au début des phases de contraction du prix de l'uranium (1980-2000 et 2007-2015). Il n'est donc pas exclu, bien qu'il soit difficile de les identifier précisément, que certaines causes à l'origine de ces récessions aient aussi affecté le marché de l'uranium.

L'évolution de la productivité, c'est-à-dire le rapport entre la richesse créée par une économie et le volume de capital et de travail qu'il faut lui fournir, est un des facteurs macro-économiques qu'on peut isoler facilement.

Si l'on s'intéresse à la productivité du secteur minier australien [8], [145], on constate que la période 1980-2000 a été marquée par des gains de productivité importants (en vert sur la Figure IV-5) alors que le début du XXI^e siècle est marqué par une baisse de la productivité (en rouge sur la Figure IV-5). La Figure IV-6 décompose ces gains et baisses de productivité selon les deux facteurs principaux : la productivité du capital (montants investis par unité de richesse produite), et celle du travail (heures travaillées par unité de richesse produite). On constate ainsi que les deux facteurs ont contribué conjointement aux gains de productivité sur la période 1980-2000 et aux baisses de productivité au cours des 15 dernières années. On note également que la productivité du travail semble amorcer une reprise, stabilisant la productivité globale (Figure IV-6 (b)).



(a) Productivité multifacteur (MFP) et intrants (capital, travail) (1974-2007) [145]



(b) Productivités du travail, du capital et productivité multifacteur (1985-2015) [8]

Figure IV-6 – Productivité du secteur minier australien (1974-2015)

Le cas de l’Australie n’a rien de spécifique : dans bon nombre de pays et pour la plupart des matières premières minérales, la productivité du secteur minier a connu la même tendance. Parallèlement, les prix mondiaux des matières premières minérales ont globalement suivi des cycles similaires à celui de l’uranium⁸⁸ : baisse des prix lente jusqu’au début des années 2000 puis forte augmentation et fluctuations.

Observer une baisse de prix et des gains de productivité (ou inversement) sur une même période peut paraître contradictoire puisque, toute chose égale par ailleurs, une baisse de prix diminue la valeur ajoutée (richesse produite) et donc la productivité. Il y a donc un élément extérieur supplémentaire qui explique l’évolution historique. Les gains de productivité des années 1980-2000 sont avant tout le résultat de la mécanisation de l’industrie minière : celle-ci nécessite des investissements plus importants (engins miniers, infrastructures, cf. l’augmentation des intrants de capitaux sur la Figure IV-6), mais permet des économies d’échelles qui réduisent le volume de travail et de capital à fournir pour produire une même quantité. C’est ainsi le progrès technique qui a permis aux producteurs de baisser leurs coûts de production sur cette période et de proposer des prix à la baisse en conservant une valeur ajoutée élevée.

Plusieurs arguments sont avancés par des experts du secteur pour expliquer les baisses de productivité des années 2000 [47] :

- Facteurs affectant la productivité du capital : manque d’innovation, de progrès technique (tant pour la production que pour l’exploration), allongement des délais entre investissements et

⁸⁸ On pourra se référer par exemple à l’historique de l’indice des prix proposé dans la même étude [145]. Celui-ci agrège les principales commodités minérales et énergétiques (charbon, pétrole, gaz naturel, fer, bauxite, nickel, manganèse, uranium, étain, argent, plomb, zinc, or, cuivre, etc.).

production. Au sens de « capital naturel », la baisse de qualité des ressources (notamment des teneurs) est évoquée, bien qu'elle s'applique aussi à la période 1980-2000.

- Facteurs affectant la productivité du travail : manque de main-d'œuvre qualifiée, *turnover* important, management orienté « qualité » plutôt qu'« efficacité ».

Il est intéressant de noter que sur la même période, la productivité des autres secteurs de l'industrie a continué d'augmenter lentement. On peut donc dire en résumé que plusieurs facteurs ont affecté les coûts de l'industrie minière liés au travail et au capital et que cette inflation a été plus forte que l'inflation générale, pénalisant ce secteur industriel. Au début du XXI^e siècle, l'inflation des coûts miniers a poussé les producteurs à augmenter leur prix pour limiter la baisse de rentabilité de leurs exploitations.

1.4.3 Autres événements importants

Dans le cas de l'uranium, l'inflation des coûts miniers ne suffit pas à expliquer l'évolution du prix au début du XXI^e siècle. En 2006, le prix de l'uranium connaît une envolée dont le point culminant est atteint en juin 2007 (prix spot mensuel : 350 \$/kgU). Outre la tendance générale des prix des métaux, un certain nombre d'arguments est avancé pour expliquer cette hausse comme les inondations des mines de Cigar Lake (Canada), juste avant son entrée en production, de McArthur River (Canada) et de Ranger (Australie), parmi les plus grosses mines en production. Causes ou conséquences, l'arrivée de *hedge funds* sur le marché pour couvrir les risques de pénurie, l'introduction d'une cotation *futures*⁸⁹ de l'uranium à New York pour améliorer la transparence des prix et la mise aux enchères de certains contrats de la production américaine contribuent à la volatilité des prix ces années-là. Néanmoins, les volumes échangés sur le marché spot durant l'été 2007 sont assez faibles⁹⁰ limitant l'impact de l'épisode de volatilité (voir § 2.2.3).

Fin 2007, les prix de l'uranium chutent puis retrouvent un niveau relativement stable (100 \$/kgU, voir prix spot, Figure IV-15), assez faible selon les producteurs d'uranium, mais plus élevé qu'au début des années 2000. Malgré un soubresaut de volatilité fin 2010 - début 2011 (stoppé par l'accident de Fukushima et l'arrêt consécutif des réacteurs japonais⁹¹), le marché retrouve un fonctionnement classique de marché de « gré à gré » : sortie des investisseurs extérieurs et *hedge funds*, très faibles échanges par contrats *futures*.

Pour résumer, l'inflation des coûts miniers explique en partie l'augmentation du prix de l'uranium entre 2000 (environ 25 \$/kgU) et 2015 (environ 100 \$/kgU), mais pas le pic de 2007 et les fluctuations de la dernière décennie qu'on attribue davantage à des épisodes spéculatifs et à des événements aléatoires (accidents ou catastrophes naturelles entraînant la fermeture de plusieurs mines ou réacteurs).

⁸⁹ Les contrats *futures* sont des contrats à terme (titres financiers donnant droit à une livraison d'une quantité donnée à l'échéance du contrat) standardisés (quantités, qualité et date d'échéance fixées par une bourse). On les distingue des contrats *forward*, contrats à terme de gré à gré (les quantités, la qualité et la date d'échéance sont décidées d'un commun accord entre le vendeur et le premier acheteur).

⁹⁰ 1,5 Mlbs U₃O₈ de juin à août contre plus de 5 Mlbs à la même période en 2006 et plus de 3 Mlbs en 2005 [159]

⁹¹ On remarque sur la Figure IV-5 que les accidents nucléaires majeurs ont toujours été suivis d'une baisse du prix de l'uranium. Dans le cas de Fukushima, l'arrêt de l'ensemble des réacteurs du pays a conduit à une baisse de consommation notable créant un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Avec un impact plus ou moins important, d'autres événements ou phénomènes peuvent influencer l'évolution des prix de l'uranium. On peut évoquer l'arrivée massive sur le marché de nouvelles capacités de production ou l'évolution de la concentration du marché ; ces points sont abordés au § 1.5.2 et au § 2.

1.5 Exploration : grandes découvertes et évolution des dépenses

La Figure IV-7 présente les courbes d'évolution entre 1968 et 2013 du prix spot⁹² (en rouge) et des dépenses d'exploration (en noir) [99], [102] sur lesquelles ont été superposées les dates de découvertes (en noir) et de mise en production (en vert) des principales mines actuelles.

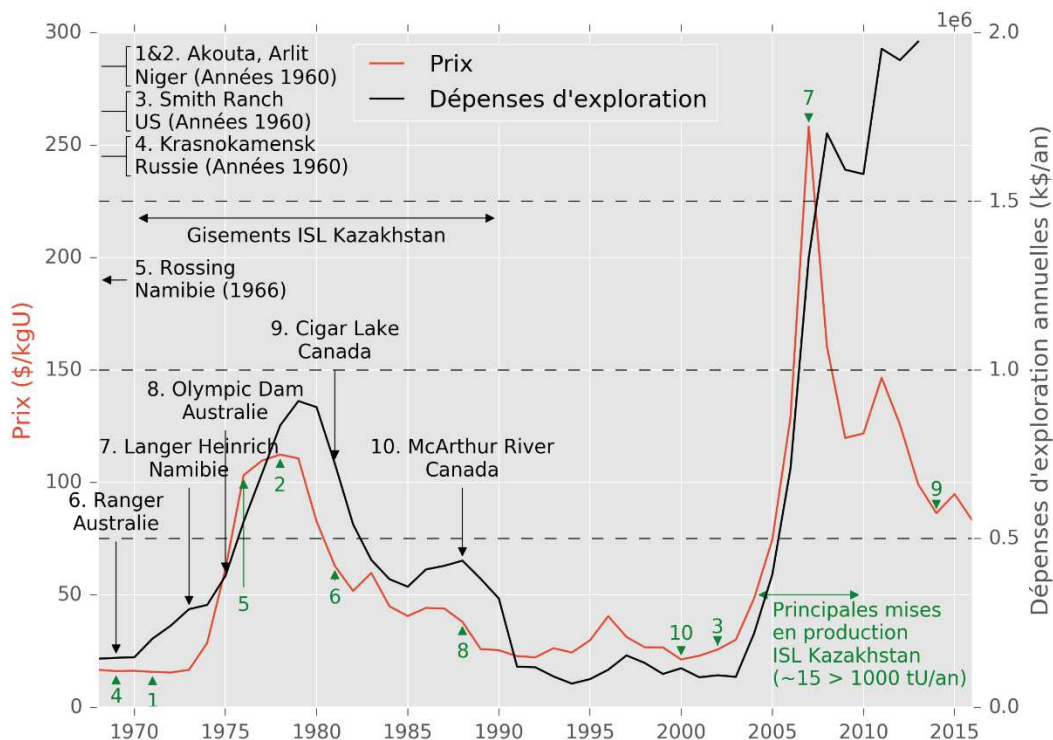


Figure IV-7 – Prix spot et dépenses d'exploration, dates de découverte et de mise en production des principales mines actuelles (1968-2015)

Comme pour l'évolution passée du prix de l'uranium, on constate deux cycles majeurs : le premier à la fin des années 1970 et le deuxième, encore en cours, au début du XXI^e siècle.

Avant de revenir sur les principales découvertes de gisements et sur le lien entre les cycles de prix et les cycles d'exploration (§ 1.5.2 et § 1.5.3), on se propose de discuter la définition retenue dans cette étude pour les dépenses d'exploration et les incertitudes sur les données exploitées (§ 1.5.1).

1.5.1 Définition des dépenses d'exploration et incertitudes

Nous considérons les « dépenses de prospection » du Livre Rouge et sa rétrospective [99], [102] comme représentatives des « dépenses d'exploration ». Toutes les données relatives à l'exploration dans notre étude sont présentées et exploitées en ce sens. Telles qu'elles sont définies dans le Livre Rouge, les « dépenses de prospection » incluent des frais d'exploration, mais aussi de développement

⁹² Voir le § 2.2.2 sur les différents indicateurs de prix et les sources d'information.

précoce : « levés géologiques, géophysiques et géochimiques, sondages de surface et/ou souterrains, diagraphies géophysiques, analyses chimiques, petits travaux miniers, coûts d'acquisition et d'aménagement des terrains et frais et coûts administratifs. Ces dépenses courent jusqu'au moment où l'on a pu identifier suffisamment de réserves/ressources pour pouvoir entreprendre l'exploitation commerciale du site, y compris les coûts des études de faisabilité ». Néanmoins, certains points restent flous et peuvent représenter des incertitudes importantes : les coûts de prospection courent-ils jusqu'au jour de la décision de mise en exploitation ? Jusqu'au jour de la mise en exploitation ? Jusqu'au jour où les travaux de développements pré-exploitation commencent ? Alors que seuls les « petits travaux miniers » (typiquement la découverte d'une mine à ciel ouvert) doivent être comptabilisés, il n'est pas rare que des travaux importants soient entrepris après la décision de mise en exploitation mais avant la mise en exploitation : puits et descenderies des mines souterraines, usines de traitement. Le découpage des dépenses de prospection entre « exploration pure » et développement n'est pas net : sans faire référence aux étapes clés du développement d'un projet minier (étude de pré-faisabilité et étude de faisabilité), il est difficile de faire la distinction entre une campagne de sondage précoce et un sondage lié au développement.

Par ailleurs, il est impossible d'étudier distinctement les dépenses de développement et les dépenses d'exploration pure dans cette étude pour deux raisons :

- La rétrospective du Livre Rouge (que nous exploitons pour les données du XX^e siècle) ne rassemble que les dépenses de prospection des États sans fournir plus de détail ;
- Le découpage entre dépenses d'exploration et de développement dans les autres éditions du Livre Rouge (même les plus récentes) est largement incomplet : la plupart des États déclarent les dépenses totales de prospection sans en donner le détail.

Bien que du fait d'interprétations différentes, des incertitudes portent sur l'estimation des dépenses de prospection, nous avons fait le choix d'intégrer l'ensemble des dépenses de prospection (aussi désignées « dépenses d'exploration » dans la suite) à notre étude, tout en gardant un regard critique sur les résultats de nos analyses, sachant bien que ces dépenses n'incluent pas uniquement des frais liés au développement le plus précoce des projets miniers. L'analyse préliminaire du lien entre les cycles de prix et les cycles d'exploration est faite dans ce sens (§ 1.5.3).

1.5.2 Grandes découvertes de gisements et temps de développement

On remarque sur la Figure IV-7 que les principales mines actuellement en production ont été découvertes avant 1990, lors du premier cycle de prix (§ 1.4), et que certaines sont en production depuis cette époque alors que d'autres n'ont été mises en production qu'après 2000, lors du second cycle de prix.

Plusieurs études s'intéressent au délai entre la date de découverte des mines d'uranium et leur mise en production. Toutes mines confondues, ce délai est estimé entre 8 et 15 ans [171]. Avec une analyse plus fine, le Livre Rouge [99] montre que ce délai a continuellement augmenté au XX^e siècle et se situe aujourd'hui entre 10 et 30 ans (Figure IV-8)⁹³. La Figure IV-7 et la Figure IV-8 montrent qu'il n'y a pas de lien entre le temps de développement et le prix de l'uranium. On émet donc l'hypothèse que les cycles de prix qui apparaissent sur la Figure IV-7 sont plutôt corrélés à des cycles de l'activité d'exploration « pure » qu'à l'activité de développement.

⁹³ Le Livre Rouge présente également une analyse de ce délai selon la technique minière employée mais les différences sont peu significatives.

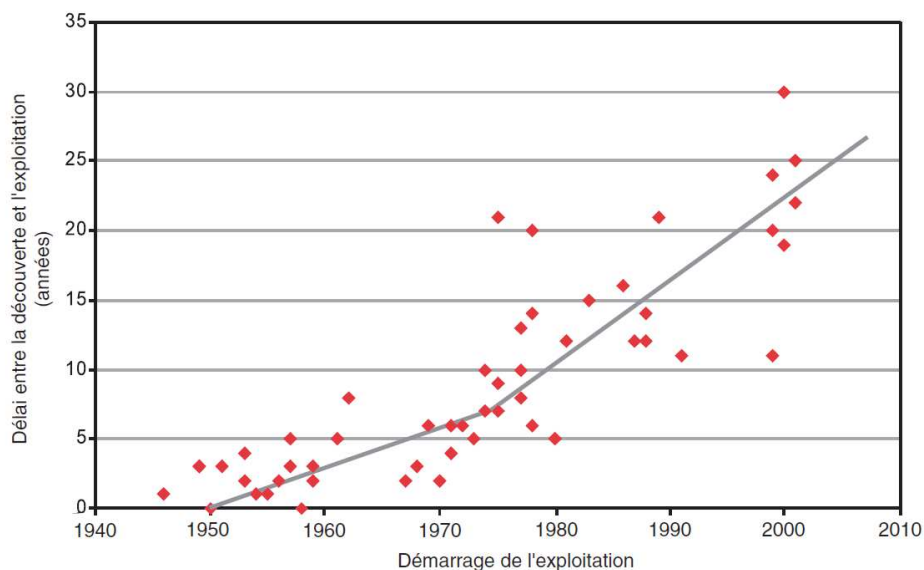


Figure IV-8 – Historique du délai écoulé entre la découverte et la mise en production des mines d'uranium [99]

1.5.3 Lien entre l'évolution des dépenses d'exploration et du prix

On constate sur la Figure IV-7 que les dépenses d'exploration mondiales ont suivi une évolution proche de celle du prix, avec un léger décalage temporel, de l'ordre d'un ou deux ans. Malgré l'incertitude sur les estimations des dépenses d'exploration qui prennent en compte également des dépenses de développement précoce (§ 1.5.1), la corrélation est évidente. Cette corrélation ainsi que l'analyse structurelle du décalage temporel sont étudiées sur le plan statistique dans la suite de l'étude (§ 4.1), en même temps que la question du financement de l'exploration. On se contente pour l'instant de constater que sur la période étudiée, les augmentations de prix ont systématiquement été suivies d'augmentations des dépenses d'exploration et inversement, les baisses de prix ont entraîné des baisses de dépenses d'exploration.

On note cependant quelques irrégularités :

- les dépenses d'exploration ont augmenté avant le prix au début des années 1970 ;
- elles ont connu un soubresaut dans la deuxième moitié des années 1980, alors que le prix continuait de baisser, puis ont fortement baissé au début des années 1990 alors que le prix se maintenait ;
- elles se maintiennent depuis 2007 alors que le prix a beaucoup baissé.

1.5.3.1 *Irrégularités au XX^e siècle*

Plusieurs éléments permettent d'expliquer ces irrégularités. Au début des années 1970, il est possible qu'un artefact reconnu par le Livre Rouge soit à l'origine d'une surestimation des dépenses : « En 1970, seuls trois pays et l'Union soviétique communiquaient leurs dépenses de prospection. En 1971, 22 pays l'avaient fait, souvent en signalant les dépenses cumulées de toutes les années précédentes. Par conséquent, la hausse observée entre 1970 et 1972 tient essentiellement au mode de comptabilisation et ne reflète pas un véritable envol de l'activité de prospection » [99].

À la fin des années 1970, la Figure IV-7 montre que les dépenses mondiales suivent bien, avec un léger décalage, les fortes variations de prix. Néanmoins, la Figure IV-9, qui présente le détail régional

des dépenses, montre que l'évolution des dépenses aux États-Unis explique presque entièrement cette évolution : les dépenses de l'Union soviétique sont restées relativement stables durant le pic de prix de la fin des années 1970. Comme le souligne le Livre Rouge, « dans les économies à planification centralisée, les dépenses de prospection étaient beaucoup moins sensibles au prix de marché ». Et pour cause : durant la Guerre froide, les marchés d'échange de l'uranium étaient séparés entre les deux blocs. Jusqu'en 1991, l'indicateur de prix de la Figure IV-5 et de la Figure IV-7 n'est donc pas représentatif de l'ensemble du marché d'échange (cf. § 2.1). Ainsi, les dépenses d'exploration de l'Union soviétique sont à l'origine des irrégularités observées fin 1980, début 1990 : la Figure IV-9 montre bien que c'est dans la région « Reste du monde » que les dépenses ont connu un soubresaut entre 1985 et 1990 puis une chute en 1991. À cette époque, l'URSS est majoritaire dans cette région.

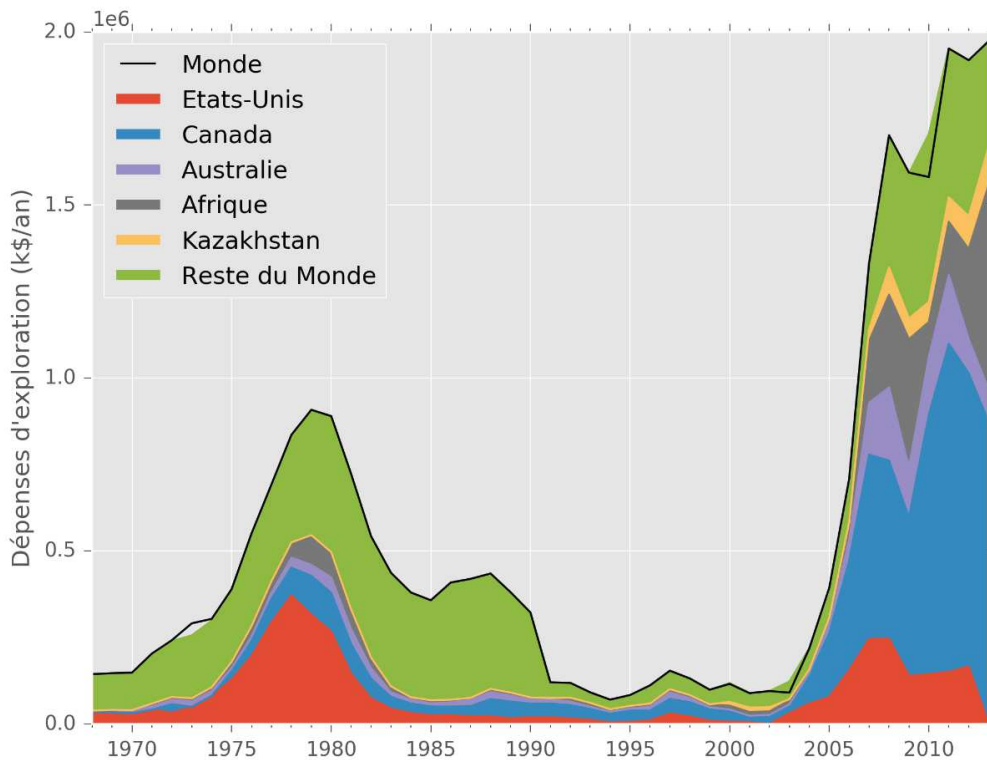


Figure IV-9 – Évolution passée des dépenses d'exploration des principales régions productrices (1968-2013) (d'après [99], [102])

1.5.3.2 Analyse de l'évolution récente des dépenses d'exploration

Enfin, plusieurs éléments peuvent expliquer l'irrégularité la plus marquée : l'augmentation continue des dépenses d'exploration au niveau mondial depuis 2007.

Le premier élément est lié à la part des dépenses de développement dans le total des dépenses de prospection : elle passe de 28% en 2007 à 81% en 2013. Nous avons vu les incertitudes liées à la définition des dépenses de prospection et la limite entre exploration « pure » et développement (cf. § 1.5.1). Or depuis 2007, l'augmentation particulièrement importante des dépenses totales dans certains pays est largement voire entièrement portée par des dépenses de développement. C'est le cas en Namibie en 2013 (cf. Figure IV-10). C'est aussi le cas du Canada (Figure IV-11) qui représente une part significative des dépenses de prospection mondiales en 2013 (870 M\$ sur près de 2 Mds\$).

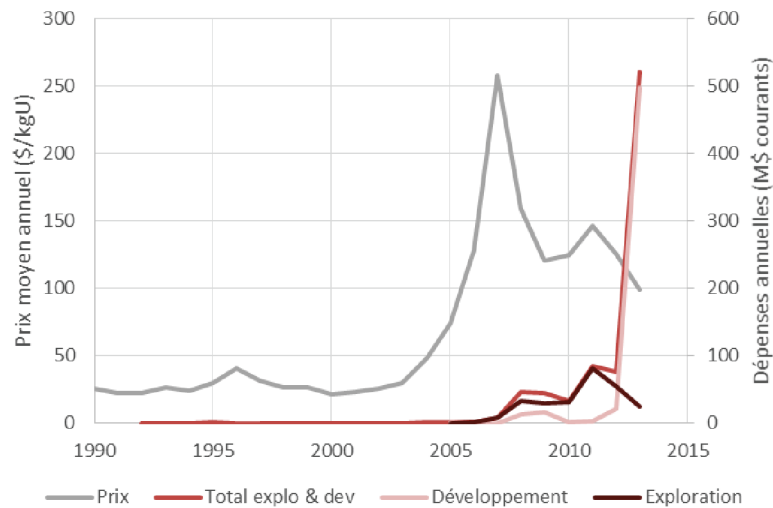


Figure IV-10 – Dépenses d’exploration et de développement en Namibie (d’après [19], [99], [102])

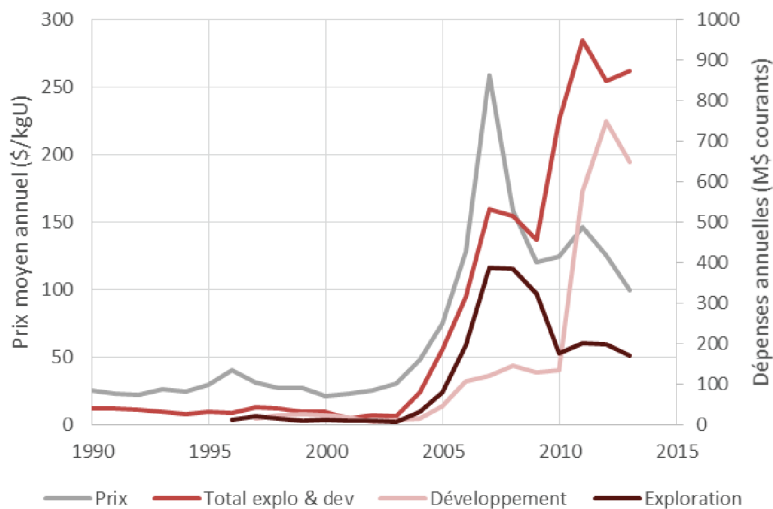


Figure IV-11 – Dépenses d’exploration et de développement au Canada (d’après [19], [99], [102])

Ce phénomène nous paraît être la principale explication du découplage des dépenses de prospection et du prix au cours des dernières années. On souligne néanmoins qu’il ne s’observe pas dans tous les pays. Le cas des États-Unis montre que les dépenses de développement suivent « correctement » l’évolution à la baisse du prix après 2007 (Figure IV-12). Le cas du Kazakhstan montre même que ce sont plutôt les dépenses d’exploration qui « décrochent » de l’évolution du prix à partir de 2010 (Figure IV-13). Rappelons que lorsque la lixiviation *in situ* est la technique minière employée, la limite entre exploration et développement est particulièrement ambiguë : une fois la production entamée, une mine ISL garde une activité d’exploration pour étendre ses réserves et une activité de développement pour exploiter les nouvelles réserves avec de nouveaux puits. La différence majeure d’évolution des dépenses de développement entre le Kazakhstan (production quasi exclusivement ISL) et les États-Unis (où une part significative de la production provient aussi de mines ISL) est donc peut-être le signe d’une interprétation différente de la définition.

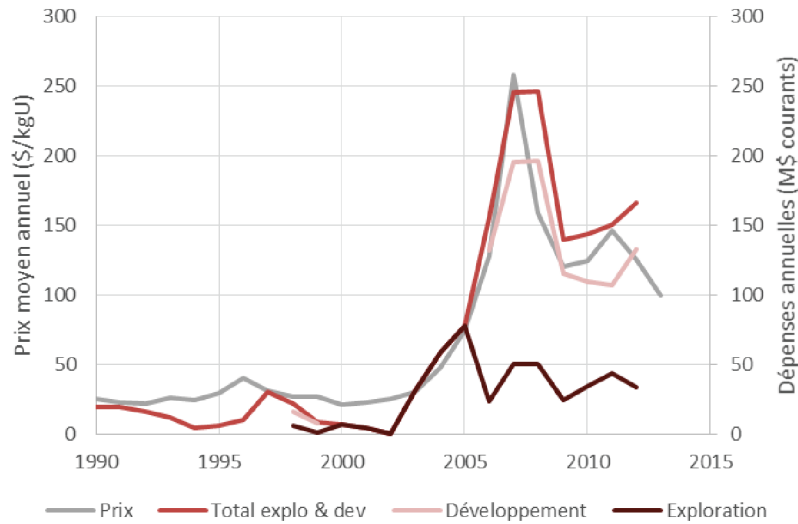


Figure IV-12 – Dépenses d’exploration et de développement aux États-Unis (d’après [19], [99], [102])



Figure IV-13 – Dépenses d’exploration et de développement au Kazakhstan (d’après [19], [99], [102])

Le dernier élément d’explication traite de la politique volontariste de la Chine. Comme pour l’irrégularité liée aux dépenses d’exploration de l’URSS au sein d’une économie planifiée, les dépenses d’exploration de la Chine au XXI^e siècle ont contribué au découplage entre les dépenses mondiales et le prix au cours des dernières années. La Figure IV-14 montre que le pays a continué d’intensifier ses programmes d’exploration sur le territoire national après la baisse de prix de 2007, menant ainsi une stratégie indépendante du prix de marché⁹⁴.

⁹⁴ On peut aussi noter que cette politique volontariste a eu des effets au-delà du territoire national, puisque les investissements et les dépenses de développement de la Chine à l’étranger ont également augmenté. Ils sont en particulier responsables de l’évolution récente des dépenses de développement de la Namibie (cf. Figure IV-10)

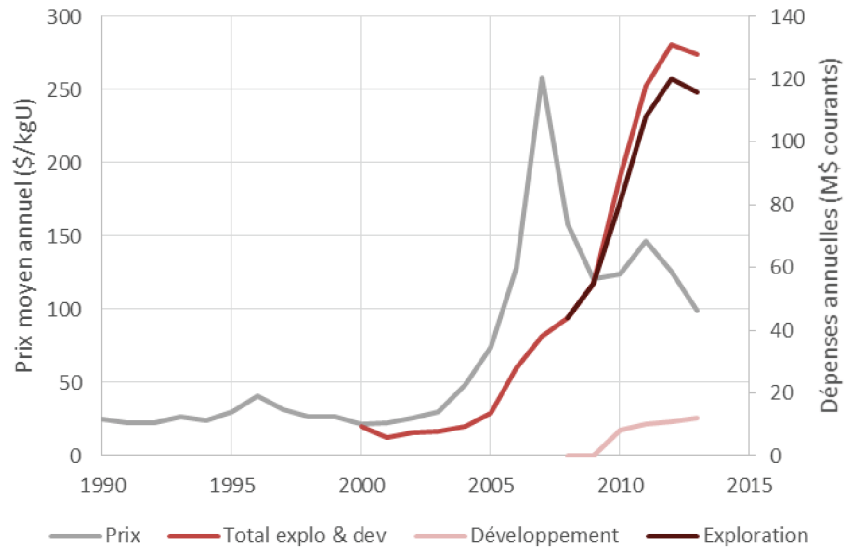


Figure IV-14 – Dépenses d’exploration et de développement en Chine (d’après [19], [99], [102])

Ce dernier point interroge sur les stratégies d’approvisionnement qui conduisent à ce genre de politique volontariste. Et plus généralement, les irrégularités analysées dans ce paragraphe ont souligné à plusieurs reprises l’importance de la structure et de l’organisation du marché. Cette thématique est abordée dans le paragraphe suivant.

2 STRUCTURE DU MARCHÉ : ÉCHANGES ET COMMERCIALISATION DE L'URANIUM

La structure d'un marché de commodités dépend beaucoup de l'équilibre entre le nombre d'acheteurs/consommateurs et de vendeurs/producteurs. Le Tableau IV-1 rappelle la classification des principales structures de marché selon Stackelberg [131]. En règle générale, on admet que plus le nombre de concurrents est important (du côté des producteurs comme du côté des consommateurs), moins la stratégie d'un acteur pris individuellement influence le marché et l'évolution des prix.

Tableau IV-1 – Structure de marché et concentration des acteurs [131]

		Consommateurs		
		Unique	Peu nombreux	Multitude
Producteurs	Unique	Monopole bilatéral	Monopole contrarié	Monopole parfait
	Peu nombreux	Monopsone contrarié	Oligopole bilatéral	Oligopole
	Multitude	Monopsone	Oligopsone	Concurrence pure et parfaite

Comment se positionne le marché de l'uranium dans ce tableau ? L'objectif de ce paragraphe est de discuter, à partir d'indices empiriques, le poids relatif des stratégies des différents acteurs sur le marché de l'uranium afin de guider nos choix de modélisation : les stratégies individuelles doivent-elles être décrites finement pour reproduire le fonctionnement du marché fidèlement ?

Néanmoins, étudier la concentration des acteurs sur le marché pour déterminer leurs poids relatifs n'a de sens que si le périmètre et l'organisation du marché sont identifiés. Il serait par exemple incorrect de qualifier de marché concurrentiel un ensemble d'acteurs, si grand soit-il, où chaque consommateur n'échange qu'avec un producteur unique. La façon dont le marché et les échanges sont organisés a aussi une importance particulière (mécanisme de formation des prix, existence de marchés cloisonnés, etc.).

On propose donc dans un premier temps de rappeler des généralités sur l'organisation d'un marché de commodité (modes de fixation des prix, causes de la multiplicité des prix) (§ 2.1) puis de décrire les spécificités de l'organisation du marché de l'uranium (§ 2.2) et des échanges d'uranium qui ont lieu en dehors du marché (§ 2.3). Ces deux premiers paragraphes permettant d'identifier le périmètre précis du marché de l'uranium, on propose ensuite d'étudier la concentration des producteurs sur le marché (§ 2.4) et les différentes stratégies d'approvisionnement des consommateurs (§ 2.5), ainsi que les possibilités d'évolution au XXI^e siècle. Le § 2.6 conclut sur la structure du marché de l'uranium et les choix de modélisation.

2.1 Organisation d'un marché de commodité

L'organisation d'un marché désigne la façon dont se réunissent périodiquement consommateurs et producteurs pour confronter la demande et l'offre d'une commodité et faire émerger un prix. On distingue classiquement les **marchés organisés** (les transactions sont normées, se font pendant des périodes données, pour des volumes précisés) des **marchés de gré à gré** (l'acheteur et le vendeur se mettent d'accord sur l'ensemble des termes du contrat). L'organisation est donc intimement liée au

mode de fixation des prix. Giraud distingue plusieurs modes [59] et donne une indication de la structure de marché qu'ils reflètent (Tableau IV-2) :

- Les prix de bourse (marchés organisés)

Une institution se porte contrepartie, elle rachète et revend les commodités échangées en prélevant des frais de transaction et fixe le prix en tenant compte de l'équilibre offre-demande. Les transactions peuvent être réelles – la bourse dispose d'entrepôts et les commodités transitent effectivement par elle – ou virtuelles – la bourse n'est qu'un lieu d'échange de titres, de contrats à terme et les commodités sont acheminées en parallèle.

- Les prix des firmes dominantes (marchés de gré à gré)

Un ou plusieurs producteurs ont une position dominante sur le marché, ils fixent les prix sur lesquels les autres producteurs s'alignent.

- Les prix négociés et les ventes aux enchères (marchés organisés)

Toutes les transactions se font lors d'un événement précis. Ce mode de fixation est propre aux commodités qui ne sont pas parfaitement standardisées : qualité variable dans le cas des prix négociés, quantités (lots) variables pour les ventes aux enchères.

- Les marchés inorganisés (marchés de gré à gré)

Les transactions se font directement entre les principaux producteurs et consommateurs. Les contrats bilatéraux ne sont pas publics, mais une moyenne ou une fourchette des prix pratiqués sont rendues publiques par des journaux spécialisés ou des organismes indépendants et servent de référence aux autres transactions. Ce mode peu transparent est parfois critiqué. Certains producteurs et consommateurs publient en parallèle les prix qu'ils pratiquent pour contrebalancer ce manque de transparence.

Tableau IV-2 – Structures de marché et modes de formation de prix [59]

Structures de marché	Modes de formation de prix
Marché concurrentiel	Prix de bourse Marchés inorganisés
Oligopole avec frange compétitive	Prix de firme dominante Prix de bourse (avec acteurs pouvant exercer un pouvoir de marché) Marchés inorganisés (avec acteurs pouvant exercer un pouvoir de marché)
Oligopole – oligopsone	Prix négociés
Monopole différencié	Enchères

Ces modes de formations de prix peuvent coexister, avec généralement un mode prédominant du fait de volumes échangés plus importants. Il peut en résulter plusieurs indices de prix ou, au contraire, l'absence d'indice pertinent lorsque des échanges ont lieu en dehors du périmètre du marché : c'est le cas lorsqu'une commodité n'est échangée qu'à l'intérieur d'une firme (industrie à intégration verticale forte commercialisant uniquement des produits à forte valeur ajoutée) ou dans des économies isolées (régimes autarciques ou marchés nationaux avec de fortes taxes à l'importation ou subventions à l'exportation).

Les autres facteurs qui expliquent usuellement la diversité des prix d'une commodité sont [59] :

- L'espace

Les coûts de transport varient en fonction de la distance producteur-consommateur.

- La qualité

La présence d'impuretés mesurée par rapport au standard de la commodité donne lieu à des pénalités.

- Le temps, le volume et la régularité des livraisons

L'acheteur et le vendeur s'accordent sur une perception commune des risques d'évolution des conditions économiques (prix mondial, saturation des capacités de production, évolution des stocks du producteur et du consommateur) entre la date de signature du contrat et les différentes livraisons.

L'uranium présente des spécificités pour l'ensemble de ces éléments qui font l'organisation du marché. Elles sont présentées ci-après (§ 2.2).

2.2 Organisation du marché mondial de l'uranium

L'uranium est une commodité particulière (§ 2.2.1). Le marché s'apparente à un marché de gré à gré où plusieurs modes de fixation des prix coexistent (§ 2.2.2) dans des proportions variables (§ 2.2.3), mais il existe aussi des échanges qui échappent au marché mondial (§ 2.3).

2.2.1 Particularités de l'uranium en tant que commodité

L'uranium se distingue des autres commodités sur deux des principaux facteurs qui expliquent usuellement la diversité des prix (cf. § 2.1) : l'espace et la qualité.

- L'espace

Les coûts de transports influencent très peu les prix de l'uranium : la commodité échangée est un concentré d'uranium qui, à masse ou volume égal, a une valeur économique et énergétique supérieure à celle du pétrole, déjà très facilement transportable. Néanmoins, sans avoir de répercussion sur le prix, la question du transport de l'uranium influence significativement les échanges mondiaux : s'agissant de « matières nucléaires », l'AIEA surveille et contrôle ces échanges et d'éventuelles restrictions sont appliquées au niveau international en application du Traité de Non-Prolifération.

- La qualité

La valeur économique et énergétique du concentré d'uranium est une incitation forte pour les producteurs miniers à exporter leur production sous cette forme plutôt que sous la forme d'un minerai brut ou faiblement concentré. Les moyens mis en œuvre pour obtenir un concentré pur sont donc importants et la qualité des concentrés échangés est généralement assez constante et influence peu le prix. Néanmoins, la présence d'impuretés (par exemple de vanadium) dans le concentré donne lieu à des pénalités, notamment pour couvrir les surcoûts pour les éliminer lors de l'enrichissement et éviter qu'elles n'endommagent les assemblages de combustible.

2.2.2 Indicateurs de prix

Suivant la nomenclature de Giraud, la formation du prix de l'uranium depuis les années 1960 relève avant tout d'un **marché de gré à gré inorganisé**. En effet, les échanges entre producteurs et consommateurs sont principalement formalisés par deux types de contrats :

- Contrats court terme ou contrats spot : livraison – généralement unique – dans les 12 mois suivant la signature ;

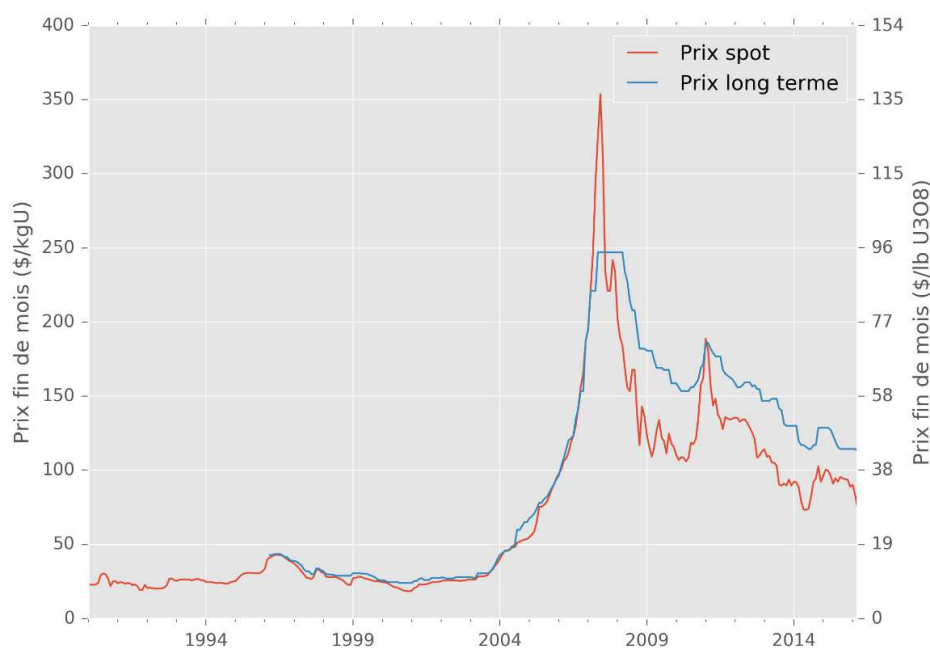
- Contrats long terme : une ou plusieurs livraisons sur plus de 12 mois.

Les contrats spot et long terme ne sont pas publics, mais des agences indépendantes (UxC, TradeTech/Nuexco et Nukem) exploitent ceux dont elles ont connaissance pour produire deux indices de prix :

- Prix spot : moyenne des prix négociés dans les contrats spot connus, publication mensuelle, voire hebdomadaire ;
- Prix long terme : moyenne des prix négociés dans les contrats long terme connus, publication mensuelle.

Le producteur Cameco publie pour chaque indice une moyenne des estimations des deux principales agences indépendantes. Des moyennes annuelles de ces indices sont représentées en bleu et en rouge sur la Figure IV-15.

À leur tour, ces indices servent de références aux négociants pour conclure de nouveaux contrats, notamment long terme. Le prix négocié est indexé sur un indice, et des parts variables (bonus ou malus) peuvent être ajoutées selon la qualité du produit, la date, le volume ou la fréquence des livraisons par exemple.



D'autres indicateurs de prix existent. Devant la faible transparence du mode de formation des prix, certains États consommateurs publient leurs tarifs d'achat. La Figure IV-16 montre ainsi les prix d'achat moyens des opérateurs de centrales nucléaires aux États-Unis et en Europe. Certains États producteurs publient également leurs prix à l'exportation. C'est le cas de l'Australie, du Canada (jusqu'au début des années 2000) et du Niger [99].

⁹⁵ Prix fin de mois [19].

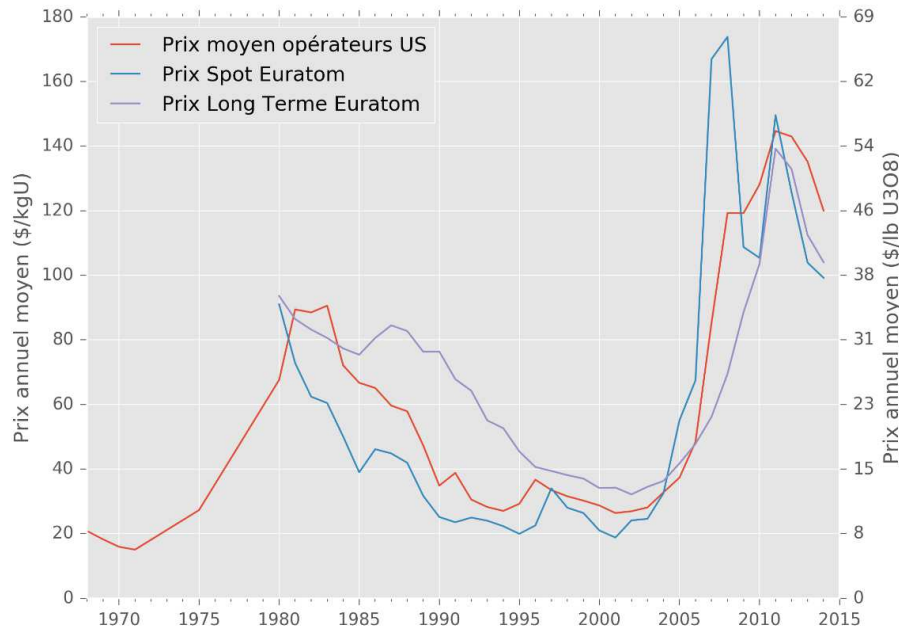


Figure IV-16 – Principaux indicateurs du prix de l'uranium (1968-2015) (d'après [44], [149], [150], [152], [153])

Depuis une dizaine d'années, un prix de bourse de l'uranium a été introduit aux États-Unis (NYMEX). Il correspond à une cotation de contrats *futures* ou contrats à terme (titres financiers donnant droit à une livraison d'une quantité donnée à l'échéance du contrat). Néanmoins, peu d'échanges réels ont eu lieu jusque-là par ce mode de fixation du prix (cf. § 1.4.3). Une part de la production aux États-Unis a aussi été mise aux enchères au moment des fortes fluctuations de prix de l'année 2007, les volumes échangés restant limités de nouveau. On fait abstraction de ces modes de formation de prix dans la suite de l'étude et on retient la moyenne des prix spot fin de mois comme seul indicateur de prix.

2.2.3 Volumes négociés par type de contrat

Dans ce paragraphe et pour la suite de l'étude, on distinguera les volumes échangés (faisant référence à des échanges physiques et une date de livraison précise) des volumes négociés ou contractualisés (faisant référence à des échanges de titres financiers ou à la signature des contrats à une date précise)⁹⁶.

La Figure IV-17 compare le poids des contrats long terme et des contrats spot dans le total des volumes d'uranium négociés. Ces volumes sont exprimés en tonnes équivalent d'uranium (certains contrats, marginaux par rapport aux contrats d'échange d'uranium naturel, portent sur des formes transformées : UF₆, produits enrichis). On constate que depuis l'introduction d'un indice de prix long terme mondial au milieu des années 1990 (cf. § 2.2.2), les volumes négociés par contrats long terme sont plus importants que ceux des contrats spot : c'est le fonctionnement « normal » d'un marché de gré à gré où le marché spot sert d'ajustement à court terme pour compléter les approvisionnements en cas de besoin [59]. L'écart le plus important est atteint en 2007 : les volumes négociés par contrat long terme sont particulièrement élevés et moins de 10% des volumes négociés font l'objet de contrats spot. De plus, seule une part marginale des volumes échangés par contrat spot cette année-là correspond à

⁹⁶ Cette distinction affecte peu les échanges par contrats spot (signés et livrés avec moins de 12 mois d'intervalle). Elle est importante pour les contrats long terme, les livraisons pouvant s'étaler sur plusieurs années.

des besoins réels (achat par des consommateurs « réels » : usine d'enrichissement, producteurs d'électricité) ; la majorité ne donne pas lieu à des échanges réels (*swap* entre producteurs d'uranium, *trading*) [159]. Il est intéressant de noter que les écarts les plus importants entre contrats spot et long terme sont observés pendant la période 2005-2012 qui correspond également à une volatilité importante des prix (cf. § 1.4). Un rapport suggère que cette tendance est liée au comportement des consommateurs qui suivent le prix spot comme un indicateur de la tension sur l'approvisionnement à long terme. Pour sécuriser leur approvisionnement, ils négocient donc des volumes importants par des contrats long terme lorsque le prix spot élevé [151]. Depuis 2013, la stabilisation des prix s'est accompagnée d'une diminution des volumes négociés par contrat long terme : les deux types de contrats retrouvent des proportions équivalentes.

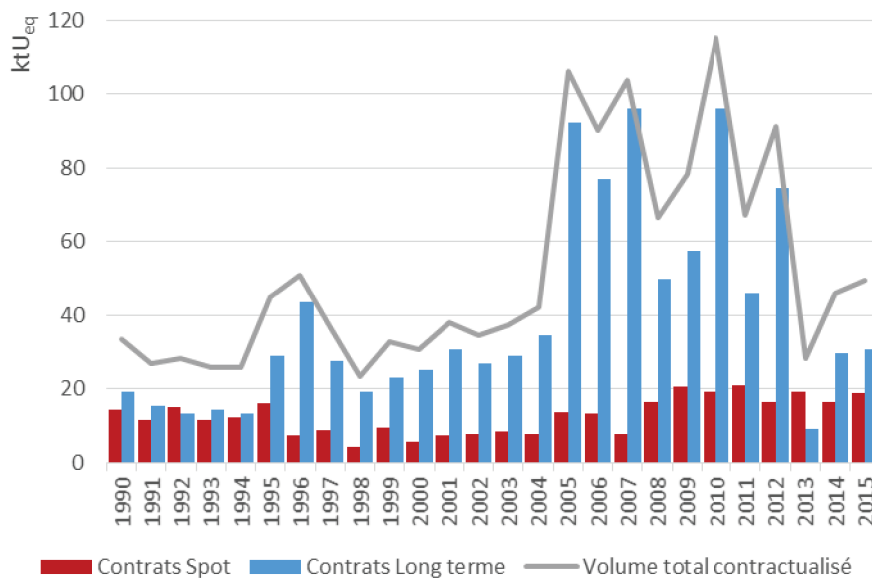


Figure IV-17 – Volumes contractualisés selon le type de contrat (1990-2015)⁹⁷

2.3 Échanges hors marché mondial et périmètre économique exclusif

Le marché de l'uranium étant « inorganisé » (cf. § 2.2), il peut être difficile de distinguer les échanges qui ont lieu sur le marché mondial des autres. On propose d'introduire la notion de « périmètre économique exclusif » pour regrouper les cas les plus simples d'échanges « hors marché » : autoconsommation au sein d'une économie protectionniste (fortes barrières à l'entrée pour les producteurs extérieurs) à l'échelle des États (§ 2.3.2) et échanges au sein d'une firme « intégrée » à l'échelle des entreprises (§ 2.3.1). Soulignons aussi les cas d'autoconsommation qui ne résultent pas de choix économiques, mais politiques et qui s'imposent aux producteurs miniers (exemple : interdiction des exports d'uranium au Brésil) ou aux États (exemple au niveau international par le passé : interdiction des imports d'uranium en Inde fixée par le Traité de Non-Prolifération).

2.3.1 Firmes intégrées

Plusieurs gros producteurs d'uranium peuvent aujourd'hui être considérés comme des firmes intégrées : Uranium One contrôlée par Rosatom (Russie), CNNC et CGNPC (Chine), Areva⁹⁸

⁹⁷ Les données représentées avant 1998 sont issues d'un rapport de l'entreprise UxC [159]. Les données plus récentes sont celles publiées dans les rapports annuels de l'entreprise Cameco [20].

(France). Ces firmes ont la particularité de commercialiser d'autres produits et services que l'uranium (et parfois même de ne pas commercialiser du tout d'uranium naturel sous la forme classique U_3O_8 ou très peu). Areva commercialise des réacteurs nucléaires, des services d'enrichissement, de fabrication et de recyclage du combustible par exemple. Rosatom (Uranium One est la filiale dédiée à l'exploitation minière d'uranium) commercialise également des réacteurs avec leur combustible. Les entreprises chinoises intègrent l'ensemble des services associés à la production électronucléaire (exploration et exploitation de gisements d'uranium, conception, fabrication et exploitation de réacteurs, etc.) ; elles vont jusqu'à commercialiser l'électricité produite. Les échanges d'uranium au sein de ce type d'entreprise et leurs filiales ne font pas l'objet de contrats publics. De plus, si la stratégie de la holding est de pénétrer le marché d'un des produits ou services dérivés (autre que l'uranium) ou d'y concentrer sa plus-value, les objectifs de rentabilité pour la production d'uranium peuvent être plus faibles (voire négatifs) que ceux de ses concurrents « non intégrés ». Ainsi, avant de maximiser leurs profits, les filiales d'exploitation minière des firmes intégrées peuvent avoir des objectifs prioritaires liés à la sécurité et à la stabilité de leur production. Areva essaye ainsi de conserver un niveau de réserves lui permettant de garder une production stable pendant 20 ans [5].

Les entreprises intégrées représentent 30% de la production mondiale d'uranium en 2013 (cf. Tableau IV-4). Il serait néanmoins incorrect d'estimer que toutes ces quantités échappent au marché mondial puisqu'une partie non négligeable est commercialisée par des contrats de gré à gré classiques. Pour cela, une approche par État donne une meilleure idée de l'approvisionnement « hors marché ».

2.3.2 Marchés isolés

Ainsi, au cours de la Guerre froide et encore récemment, l'URSS puis la Russie ont essentiellement consommé de l'uranium produit sur leur territoire. Les volumes en jeu sont très importants et échappent au marché mondial : le prix mondial ne reflète que le reste des échanges mondiaux. On a pu mesurer l'importance de cette production « hors marché » à la chute de l'Union soviétique au début des années 1990. À cette époque, plusieurs Nouveaux États Indépendants (NEI) ont des excédents de production importants qui s'ils se retrouvent déversés sur le marché mondial risquent de créer un déséquilibre entre l'offre et la demande et une trop forte dépendance des principaux consommateurs (États-Unis et Union européenne) envers ces États. Ces deux gros consommateurs mettent donc en place pendant une décennie des restrictions aux importations d'uranium provenant des NEI [104]. Ceci crée un marché parallèle et les agences indépendantes publient deux indices de prix dans les années 1990 : prix du marché « restreint » et prix du marché « non restreint ». Au XXI^e siècle, une partie non négligeable de l'uranium consommé dans le monde devrait rester « hors marché », principalement du fait des productions russes et chinoises consommées localement (cf. § 2.5 sur les stratégies d'approvisionnement).

2.4 **Offre : concentration actuelle du marché**

Les fortes fluctuations des prix de l'uranium au cours des dix dernières années (cf. § 1.4.3) laissent penser que des modifications structurelles sont à l'œuvre sur ce marché. Ce paragraphe analyse la concentration des acteurs sur le marché et propose des éléments d'explication. La situation actuelle est comparée à celle du début des années 2000. Après deux décennies de prix bas (1980-2000, cf. § 1.4), marquées par la contraction du marché et la disparition de certains acteurs [101], le début des années 2000 a été marqué par un épisode de volatilité du prix (§ 1.4) et d'augmentation des dépenses

⁹⁸ Parmi les exemples cités, l'intégration verticale d'Areva est probablement la moins complète puisque l'entreprise n'exploite pas de réacteur. En revanche, elle dispose de capacités de retraitement du combustible usé que n'ont pas encore les entreprises chinoises (projet en cours).

d'explorations au niveau mondial (§ 1.5). En parallèle, le nombre et les levées de fonds des compagnies *juniors* ont augmenté [113]. Se pose la question de savoir si ces nouveaux acteurs ont vocation à devenir de grands producteurs et si ceux qui se sont hissés à ce niveau contribuent à réduire la concentration du marché par rapport aux niveaux de 2006. Voici les éléments de réponse qu'apporte notre analyse de la mise à jour des chiffres du rapport de l'OCDE/AEN [101].

2.4.1 De 2006 à aujourd'hui : principales évolutions et nouveaux entrants

2.4.1.1 *Concentration des entreprises minières*

En suivant une méthodologie analogue à celle du rapport de l'OCDE/AEN [101], l'évolution de la concentration du marché de 2006 à 2013 est estimée par l'indice HHI⁹⁹ (Tableau IV-3, Tableau IV-4 et Figure IV-18). Parmi les hypothèses de calcul importantes, on considère que la taille totale du marché est égale à la quantité d'uranium naturel nouvellement produite. Ceci exclut la totalité des sources secondaires d'uranium (écoulement de stocks militaires ou stratégiques, recyclage de combustible usé, enrichissement d'uranium appauvri). Ces sources secondaires représentaient entre 35 et 40% des besoins annuels des réacteurs en 2006. En 2012, elles ne représentaient plus que 5% [102]. Parmi ces sources secondaires, le déstockage d'uranium hautement enrichi (HEU) entre 1993 et 2013, programme « Megatons to Megawatts », conférait à Cameco, Areva, Nukem et Rosatom (indirectement ARMZ) le contrôle de quantités d'uranium supplémentaires (environ 9 000 tU/an), en sus de leur production minière [101]. Les parts de marchés additionnelles qui correspondent à ces quantités n'ont pas été prises en compte ici, ce programme étant arrivé à terme en 2013, la comparaison sur la seule production minière entre 2006 et 2013 est plus cohérente.

Tableau IV-3 – Concentration des entreprises minières sur le marché de l'uranium en 2006 [101]

Entreprise	Production 2006	Part 2006 (%)	HHI 2006
Kazatomprom	3 699	9,4%	88
Cameco	8 249	20,9%	438
Areva	5 272	13,4%	179
Uranium One & ARMZ considérés séparément	1 000+3 262	10,8%	6+68
Rio Tinto	7 094	18,0%	324
BHP Billiton	2 868	7,3%	53
Navoi	2 260	5,7%	33
Autres	5 726	14,5%	19
Total monde	39 430	100%	1 208*

* : 1283 en tenant compte des quantités supplémentaires liées au programme « Megatons to Megawatts », soit une légère concentration du marché, mais un impact limité comme le souligne le rapport de l'OCDE/AEN.

⁹⁹ L'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) mesure la concentration d'un marché en additionnant le carré des parts de marché (multipliées par 100) des différents acteurs. On admet généralement qu'un marché de HHI inférieur à 1000 est concurrentiel, qu'entre 1000 et 2000 des variations brusques de HHI peuvent entraver la concurrence et qu'au-delà de 1800 ou 2000, des positions dominantes (monopole, cartels) menacent la concurrence.

Tableau IV-4 – Concentration des entreprises minières sur le marché de l'uranium en 2013¹⁰⁰

Entreprise	Production 2013	Part 2013 (%)	HHI 2013
Kazatomprom [4], [87]	10 825	18,2%	331
Cameco [21]	9 076	15,2%	232
Areva [4]	8 567	14,4%	207
Uranium One après fusion avec ARMZ [170]	8 222	13,8%	191
Rio Tinto [170]	4 553	7,6%	58
BHP Billiton [170]	3 400	5,7%	33
Paladin [107]	3 175	5,3%	28
Navoiï [102]	2 400	4,0%	16
CNNC [170]	1 600	2,7%	7
CGNPC [170]	600	1,0%	1
Autres	7 113	11,9%	14
Total monde	59 531	100%	1 118

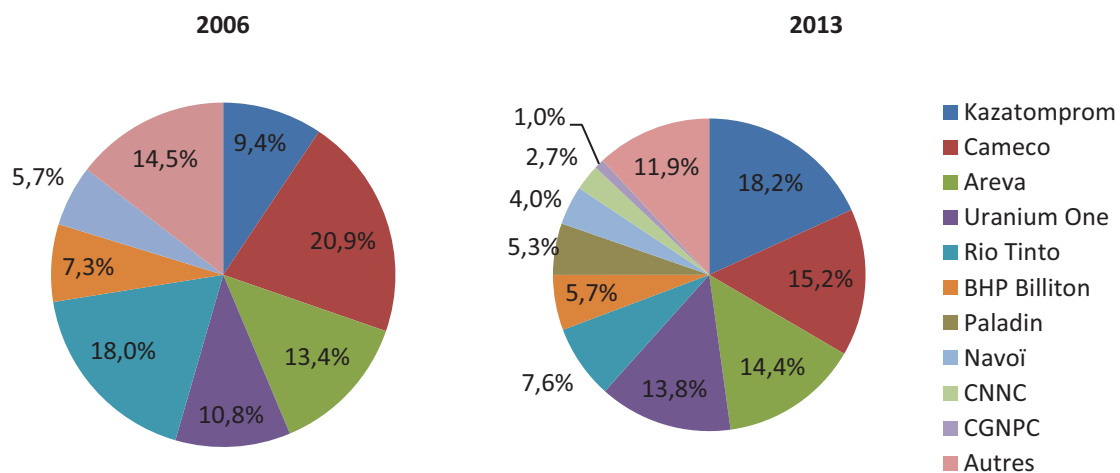


Figure IV-18 – Parts de marché des entreprises minières en 2006 et 2013

Pour l'année 2006, huit entreprises contrôlaient 86% de la production mondiale, cinq entreprises en contrôlaient entre 1 et 2% chacune, et neuf autres en contrôlaient moins de 1% chacune [101]. En 2013, les neuf premières entreprises contrôlent 87% de la production mondiale, 4 entreprises supplémentaires ont entre 1 et 2% de parts de marché et 17 entreprises ont moins de 1% de parts de marché.

¹⁰⁰ En cohérence avec les données du rapport de l'OCDE/AEN [101], les volumes produits correspondent aux quantités commercialisées par les producteurs (et non les parts accessibles en *joint-venture*). Areva commercialise par exemple 3 558 tU de la production de Katco alors que sa part JV est de 1 815 tU en 2013. De même la production totale de Kazatomprom est de 12 600 tU en parts JV mais l'entreprise ne pouvait commercialiser que 10 825 tU en 2013.

De 2006 à 2013, l'évolution a été principalement marquée par l'arrivée d'un nouveau gros producteur, Paladin Energy, ainsi que l'essor de la production de Kazatomprom (de 3 700 à 10 800 tU/an), le tout au détriment des parts de marché de Rio Tinto et Cameco. Paladin Energy est une entreprise cotée née à la fin des années 90 de la cession des activités d'Uranerz Australia. En parallèle de l'acquisition de licences d'exploration sur quelques projets australiens, l'entreprise a acquis le gisement de Langer Heinrich (Namibie) en 2002. Paladin Energy a profité des prix favorables de l'uranium pour développer le projet, alors que le gisement était resté dormant depuis sa découverte et une première étude de faisabilité dans les années 80. Un autre projet a été acquis et développé au Malawi, peu après le pic de 2007. À eux seuls, ces deux mines ont suffi à hisser l'entreprise au rang de 7^e producteur mondial. D'autre part, l'essor de Kazatomprom est le résultat d'un fort développement de la lixiviation *in situ* au Kazakhstan. Cette technique de production a l'avantage de nécessiter moins d'investissement initial que les mines conventionnelles, permettant une mise en production rapide. L'augmentation rapide de la production kazakhe a aussi été facilitée par des capitaux étrangers, la plupart des centres de production de Kazatomprom étant organisés en *joint-venture*. Enfin, l'autre changement important de la période 2006-2013 a été la fusion des entreprises Uranium One et ARMZ.

À l'exception notable de Paladin Energy, la période d'intenses activités d'exploration entamée en 2007 n'a pas permis l'émergence de nouveaux gros producteurs d'uranium. Cependant, cette possibilité n'est pas à exclure à l'avenir puisque, malgré des prix plus bas qu'en 2007, des dépenses d'exploration et de développement soutenues se poursuivent (2 Md\$ en 2013 dans le monde d'après le Livre Rouge [102]). Ainsi, les nouveaux « entrants », principalement des petits producteurs ayant aujourd'hui moins de 1% de parts de marchés, pourraient grossir à mesure que les projets qu'ils développent arrivent sur le marché.

D'une manière générale, la concentration du marché est restée sensiblement la même entre 2006 et 2013, l'indice HHI passant de 1208 à 1118, loin des 1800 que le rapport de l'OCDE/AEN prend comme limite inquiétante de surconcentration ou des 2000, limite généralement retenue dans la littérature. Même en considérant une hypothétique fusion de BHP Billiton et Rio Tinto, comme cela était évoqué dans le rapport de l'OCDE/AEN [101], l'indice HHI en 2013 évoluerait peu (1206 contre 1118 sans fusion). En somme, ces indices de concentration sont typiques de ceux d'un marché d'oligopole avec frange compétitive où le risque de prise de position dominante existe, mais est limité. C'est le modèle de marché que nous avons retenu pour la modélisation (Chapitre V, § 2), en comparaison avec le modèle de concurrence parfaite. On note également que ces niveaux de concentration – qu'on peut qualifier d'importants, mais pas alarmants – restent peu élevés par rapport à d'autres marchés où l'uranium intervient : le marché français de l'électricité obtient ainsi en 2015 un HHI de l'ordre de 7000 [28].

2.4.1.2 Concentration de la production par État

Une autre analyse, complémentaire de celle de l'OCDE/AEN [101], permet de déceler une évolution significative si, au lieu de considérer les entreprises minières, on s'intéresse aux pays producteurs en 2006 et 2013 (Tableau IV-5, Tableau IV-6 et Figure IV-19).

Cette approche ne prétend pas représenter la concentration du marché global puisque ce ne sont pas nécessairement les États qui commercialisent l'uranium produit sur leur territoire. En particulier au Kazakhstan, bien que Kazatomprom soit une entreprise d'État, les partenaires des différentes *joint-ventures* installées dans le pays commercialisent leur part de production indépendamment. Mais cette lecture est intéressante parce qu'elle montre comment le marché, considéré dans son ensemble, s'expose ou se prémunit des risques spécifiques liés aux États, en limitant ou en diversifiant les lieux

de production. Parmi les risques liés aux États, on peut citer les risques juridiques (droit minier, environnemental) et fiscaux (taxes, royalties) ou encore les risques politiques et la situation sécuritaire.

Tableau IV-5 – Concentration des pays producteurs sur le marché de l'uranium en 2006 [105]

Pays	Production 2006	Part 2006	HHI 2006
Canada	9 862	24,9%	620
Australie	7 593	19,2%	367
Kazakhstan	5 281	13,3%	178
Niger	3 443	8,7%	76
Russie	3 190	8,1%	65
Namibie	3 076	7,8%	60
Ouzbékistan	2 260	5,7%	33
États-Unis	1 805	4,6%	21
Ukraine	810	2,0%	4
Chine	750	1,9%	4
Autres (11)	1 547	3,9%	3
Total monde	39 617	100%	1 430

Tableau IV-6 – Concentration des pays producteurs sur le marché de l'uranium en 2013 [102]

Pays	Production 2013	Part 2013	HHI 2013
Kazakhstan	22 500	37,8%	1428
Canada	9 000	15,1%	229
Australie	6 700	11,3%	127
Namibie	4 820	8,1%	66
Niger	3 859	6,5%	42
Russie	3 133	5,3%	28
Ouzbékistan	2 400	4,0%	16
États-Unis	1 700	2,9%	8
Chine	1 450	2,4%	6
Malawi	1 200	2,0%	4
Autres (11)	2 769	4,7%	5
Total monde	59 531	100%	1 958

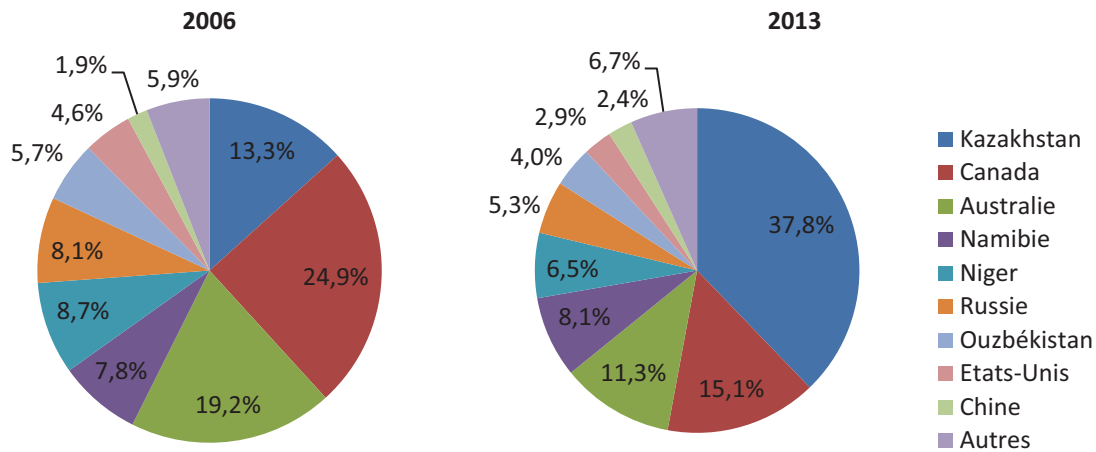


Figure IV-19 – Parts de marché des pays producteurs en 2006 et 2013

Cette analyse par pays montre clairement une concentration de la production dans les principaux États producteurs entre 2006 (HHI = 1 430) et 2013 (HHI = 1 958), ce qui expose davantage le marché aux risques liés à un nombre limité d'États producteurs. Cette concentration est principalement due à l'évolution de la production dans les trois pays de tête (Canada, Australie, Kazakhstan), le reste de l'échiquier restant sensiblement identique. La baisse significative de production au Canada et en Australie a été plus que compensée par la très forte croissance de la production kazakhe, augmentant l'exposition aux risques liés à ce pays. Que ces risques soient jugés sérieux ou non, c'est une évolution suffisamment notable pour qu'elle soit soulignée. Néanmoins, on constate depuis 2010 que l'augmentation de la production au Kazakhstan ralentit et qu'aucun nouveau gisement n'y est en développement. À l'inverse, plusieurs projets sont prêts à démarrer ou sont rentrés en production dans le reste du monde, dont certains au Canada ou en Australie (Cigar Lake, Honeymoon, Imouraren, Kayelekera, etc.). S'il est difficile de prévoir comment va évoluer la production dans les principaux pays producteurs et l'exposition aux risques spécifiques liés aux États, il ne semble pas que la concentration de la production puisse se poursuivre au rythme des dix dernières années.

2.4.2 Perspectives de long terme

Après une décennie assez tumultueuse, la production d'uranium a augmenté en grande partie en lien avec la forte croissance de la production au Kazakhstan. Parallèlement, malgré une forte activité d'exploration partout dans le monde et l'émergence d'un nombre important de compagnies *juniors*, un seul nouveau gros producteur a émergé pour l'instant, Paladin Energy.

Notre analyse a révélé un paradoxe apparent entre la concentration de la production par entreprise minière et par État. D'un côté, la production des entreprises minières reste à des niveaux de concentration stables, typiques d'un marché d'oligopole à frange compétitive. On peut donc penser que le niveau de concurrence entre les firmes reste, comme en 2006, loin des limites laissant craindre la position dominante d'un ou plusieurs acteurs. Mais d'un autre côté, l'analyse de la production par État révèle une concentration de la production de 2006 à 2013 et l'émergence d'un acteur dominant, le Kazakhstan. Le marché est aujourd'hui davantage exposé aux risques spécifiques à ce pays. Même si cette tendance faiblit depuis 2010, la question de savoir si les aspects géostratégiques (relatifs aux États) priment sur la structure et l'organisation du marché (davantage liés aux firmes) est posée.

En somme, le marché de l'uranium semble évoluer dans des conditions acceptables de concurrence entre firmes, mais est davantage exposé aux risques et aux enjeux liés aux États. Plus qu'au début des années 2000, ces considérations géostratégiques doivent donc être prises en compte dans l'analyse de long terme.

À court et moyen terme, les perspectives d'évolution de la concentration du marché qu'équilibrent : un nouvel épisode de prix bas favoriserait une reconcentration par rachats ou fusions d'entreprises alors que le maintien de dépenses d'exploration soutenues favoriserait l'émergence de nouveaux acteurs.

Les perspectives à long terme de la concentration des producteurs sont difficiles à imaginer. On propose donc d'établir une liste de quelques signaux faibles à surveiller dans la durée. Les principaux signaux à écouter sont ceux liés aux États : évolution de la stabilité politique au Kazakhstan, éventuel arrêt de la production d'uranium en Australie, par exemple.

2.5 Demande : différences dans les stratégies d'approvisionnement

Le contexte de cette étude se prête moins à l'analyse de la concentration des consommateurs que celle des producteurs, détaillée au paragraphe précédent. En effet, dans la modélisation proposée au Chapitre V, la demande d'uranium est mondiale et supposée inélastique. La faible élasticité de la demande par rapport au prix de l'uranium (cf. Chapitre I : non-substituabilité de l'uranium, besoin de sécuriser l'approvisionnement des réacteurs, faible coût dans la production d'électricité) confère peu d'emprise sur le marché aux consommateurs, quel que soit leur nombre. Plus que leur concentration sur le marché, les consommateurs tirent leur pouvoir de marché de leur stratégie d'approvisionnement dont les deux éléments principaux sont : la diversité des sources d'approvisionnement et l'horizon temporel avec lequel ils anticipent leur besoin.

Après avoir identifié les acteurs concernés et rappelé l'importance du régalién dans les stratégies d'approvisionnement (§ 2.5.1), l'objectif de ce paragraphe est de synthétiser les éléments clés de la stratégie suivie par les consommateurs dans les principaux États concernés (États-Unis, Chine, Russie et Union européenne notamment¹⁰¹). Ce thème est abordé sous deux angles : le degré d'anticipation des besoins et la diversification des sources d'approvisionnement, les deux composantes principales des stratégies d'approvisionnement.

Pour la diversification des sources d'approvisionnement (§ 2.5.2), l'objectif est d'estimer la part de la demande qui est satisfaite par des échanges sur le marché mondial et celle qui est satisfaite hors marché, dans un « périmètre économique exclusif ».

Pour le degré d'anticipation, l'objectif est, à chaque fois que les données disponibles le permettent, de cerner et comparer les horizons temporels jusqu'auxquels les principaux consommateurs anticipent leur approvisionnement. Trois éléments sont pris en compte : le volume des stocks stratégiques (§ 2.5.3), la part de l'approvisionnement par contrats long terme (§ 2.5.4) et le taux de couverture de la demande future (§ 2.5.5).

Comme pour la concentration des producteurs, il est difficile d'imaginer comment les stratégies d'approvisionnement pourraient évoluer au XXI^e siècle. On se contente donc ici de proposer quelques pistes de réflexion et quelques signaux à surveiller sur le long terme.

¹⁰¹ Le cas du Japon n'a pas été étudié spécifiquement ici, notamment à cause de la situation inédite auquel est confronté le pays depuis l'accident de Fukushima : sa stratégie d'approvisionnement en uranium en est affectée et sort du cadre de réflexion de ce paragraphe. On essaye ici de décrire les grandes lignes des stratégies d'approvisionnement en régime de « fonctionnement normal ».

2.5.1 Consommation d'uranium : acteurs impliqués

Dans le domaine privé, deux types d'entreprises sont impliqués dans la consommation d'uranium :

- les opérateurs de centrales nucléaires (producteurs d'électricité) ;
- des entreprises partiellement intégrées ne produisant pas d'uranium, mais commercialisant des réacteurs et leur combustible (par exemple Westinghouse).

Ces acteurs privés ont leur propre stratégie d'approvisionnement, mais se doivent de respecter les règles fixées par les États et les institutions ou de prendre en compte leur recommandation.

Les règles ou les recommandations des États et des institutions (Union européenne, AIEA) peuvent porter sur les sources d'approvisionnement (traités internationaux interdisant les importations provenant de certains pays, recommandations visant à limiter la dépendance des consommateurs à un unique fournisseur) ou sur le niveau des stocks stratégiques (niveau minimum pour assurer la continuité de la production d'électricité en cas de rupture d'approvisionnement).

Certains États ont un autre levier d'action sur la stratégie d'approvisionnement lorsqu'ils contrôlent des entreprises impliquées dans la consommation d'uranium (entreprise intégrée, producteur d'électricité), directement (entreprises publiques) ou indirectement (entreprises de droit privé dont les capitaux sont majoritairement détenus par l'État). Ils peuvent alors contribuer à mettre en œuvre la stratégie.

Parmi les principaux États concernés, les approvisionnements régionaux sont ainsi assez variés :

- En Europe, l'approvisionnement résulte principalement de la stratégie de producteurs d'électricité privés, encadrée par les réglementations régaliennes et institutionnelles (Union européenne). On note une particularité pour la France qui est actionnaire majoritaire de deux entreprises (un producteur d'électricité, EDF et une entreprise intégrée, AREVA).
- Aux États-Unis, l'approvisionnement résulte de la stratégie de producteurs d'électricité privés, avec un encadrement minimal de l'État fédéral (le niveau des stocks commerciaux relève de la stratégie des firmes).
- En Russie et en Chine, l'État contrôle directement des firmes intégrées impliquées dans la production d'électricité nucléaire et élabore ainsi la stratégie d'approvisionnement.

Dans la suite, nous analysons les stratégies d'approvisionnement à l'échelle régionale, notamment parce que les informations à l'échelle des entreprises sont souvent confidentielles alors qu'elles sont publiées par des institutions au niveau national ou régional (Euratom, U.S. EIA, etc.). On garde néanmoins à l'esprit que les données agrégées au niveau régional sont le résultat de la stratégie d'approvisionnement de conglomerats d'acteurs variés.

2.5.2 Diversification des sources

Dans l'Union européenne et aux États-Unis, les consommateurs n'ont pas de « périmètre économique exclusif » : ils s'approvisionnent sur le marché mondial et cherchent autant que possible à diversifier leurs approvisionnements pour se prémunir des risques spécifiques liés aux États producteurs évoqués précédemment (§ 2.4.2). Cette stratégie leur permet de maintenir des stocks stratégiques assez bas (cf. § 2.5.3) bien qu'ils dépendent entièrement des importations.

La Russie, dans le prolongement de la stratégie d'approvisionnement de l'URSS, est à l'inverse proche de l'autosuffisance : en 2013, la Russie a produit 3 100 tU pour un besoin estimé à 3 800 tU [102]. Cela n'empêche pas le pays d'intervenir dans les échanges mondiaux par des importations et des

exportations d'uranium (naturel ou enrichi) et de contrôler indirectement des ressources en dehors de son territoire (via les capitaux russes du producteur Uranium One notamment).

Enfin, la Chine suit une stratégie d'approvisionnement mixte (« *Three thirds procurement strategy* ») [174] :

- un tiers des besoins est couvert par l'autoconsommation (uranium produit sur le territoire chinois) ;
- un tiers provient d'échanges sur le marché international ;
- un tiers de l'approvisionnement est assuré par des participations (partielles ou totales) dans des projets miniers en dehors du territoire national.

La production d'uranium des firmes chinoises intégrées est exclusivement réservée à l'approvisionnement de la Chine, même dans leurs implantations à l'étranger. Selon que leurs participations dans les projets miniers « hors Chine » sont partielles ou totales, tout ou partie des quantités produites sont ainsi échangés « hors marché ».

Si l'on se réfère aux besoins actuels de la Chine (environ 4 500 tU par an, en croissance forte [102]), entre 1 500 et 3 000 tU échapperaient chaque année au marché mondial. En ajoutant l'autosuffisance russe, on peut considérer que près de 10 % de la production mondiale échappe au marché.

Plusieurs éléments laissent penser que cette part pourrait augmenter au XXI^e siècle. Tout d'abord, les besoins de la Chine vont croître fortement et la stratégie de ce pays est de s'approvisionner majoritairement « hors marché ». De plus, les informations disponibles sur la stratégie des « *Three thirds* » ne spécifient pas l'horizon temporel auquel cet équilibre doit être atteint. Or au début du XXI^e siècle, malgré ces annonces, la Chine s'approvisionne principalement sur le marché international (notamment auprès du Kazakhstan [174]) pour constituer des stocks stratégiques importants (cf. § 2.5.3). Un rattrapage de la capacité de production nationale et des projets miniers contrôlés à l'étranger est donc à prévoir.

2.5.3 Stocks stratégiques

La demande d'uranium est très peu élastique au prix (cf. Chapitre I). Or, à court terme voire à moyen terme (de l'ordre de quelques années maximum), l'offre d'uranium, comme la plupart des commodités minérales, a aussi une élasticité faible à cause du temps de développement de nouvelles mines [59]. Pour cette raison, les consommateurs d'uranium (États ou compagnies de production d'électricité) constituent des stocks stratégiques pour faire face à d'éventuels déséquilibres offre-demande à cette échelle de temps.

En Europe, certaines réglementations nationales peuvent fixer un stock minimum. Par exemple en France, les stocks doivent permettre d'assurer au moins deux ans de consommation¹⁰² [7], [12]. En pratique, les stocks européens d'uranium équivalent à 3 ans de consommation en 2014 [44]. La tendance actuelle est à une légère augmentation des stocks (ils représentaient tout juste 2 ans de consommation en 2007).

Aux États-Unis, les stocks commerciaux représentent eux aussi environ 3 ans de consommation (cf. Figure IV-20, l'anticipation est définie comme le rapport entre les stocks commerciaux et la consommation annuelle). Comme en Europe, la tendance est à l'augmentation des stocks depuis le début des années 2000.

¹⁰² Il s'agit d'une obligation légale pour l'exploitant des centrales nucléaire, dans la pratique les stocks atteindraient 3 à 5 ans de consommation [128].

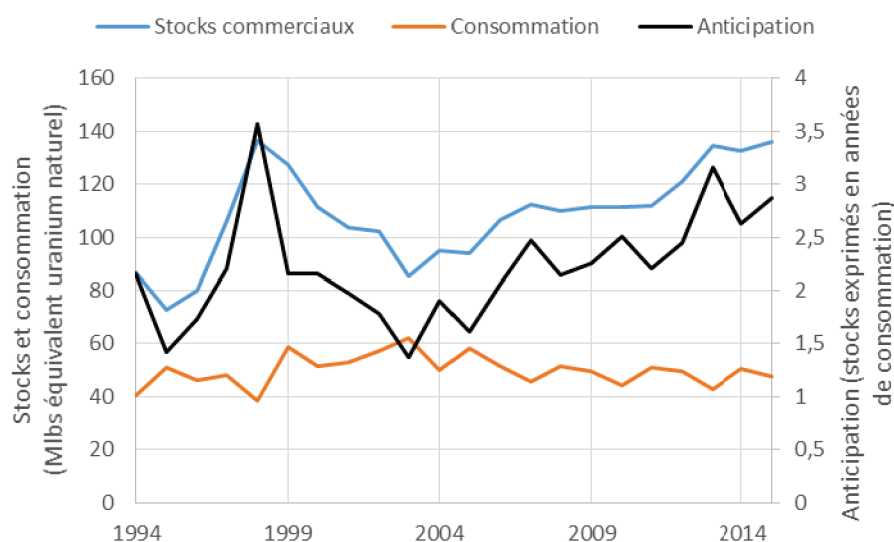


Figure IV-20 – Évolution des stocks commerciaux et des besoins d'uranium aux États-Unis (1994-2015) [153]

En Chine, on estime les stocks d'uranium naturel à plus de 70 ktU en 2014 [111], soit plus d'un an de consommation mondiale et plus de 15 ans de la consommation chinoise. Ce niveau de stocks particulièrement important est le résultat de la politique d'approvisionnement suivie par la Chine au cours des dernières années (cf. Tableau IV-7) : production nationale et imports via le marché mondial et des participations dans des projets miniers à l'étranger (cf. § 2.5.2). Les niveaux de stocks actuels de la Chine sont essentiellement le résultat des importations. Ils sont encore amenés à croître à court et moyen terme mais ne devraient pas se maintenir à long terme puisque les importations doivent couvrir un tiers des besoins futurs, en croissance soutenue. L'écart entre les stocks stratégiques de la Chine et ceux de l'Union européenne et des États-Unis pourrait donc se résorber dans le temps.

Tableau IV-7 – Production, importation et besoin d'uranium en Chine (2003-2014) [82]

Année	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Besoin	1 024	1 355	1 130	1 680	1 860	1 860	1 860	2 766	3 067	3 025	4 375
Production	840	840	840	1 040	1 040	1 200	1 200	1 350	1 350	1 450	1 450
Importation				8 000				17 136	16 126	12 908	18 968

2.5.4 **Part des contrats long terme dans les stratégies d'approvisionnement**

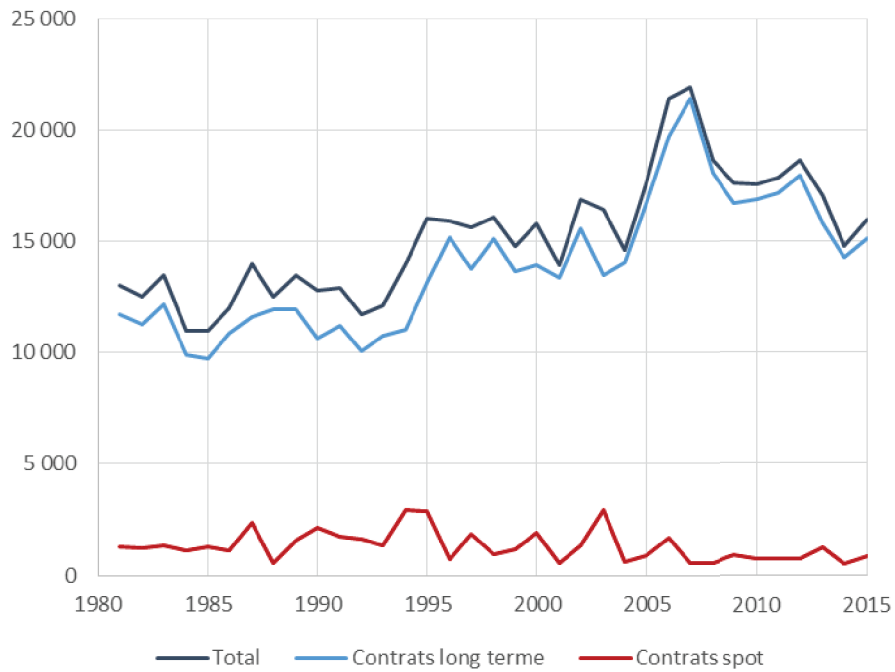


Figure IV-21 – Approvisionnement de l'Union européenne : livraisons par type de contrat

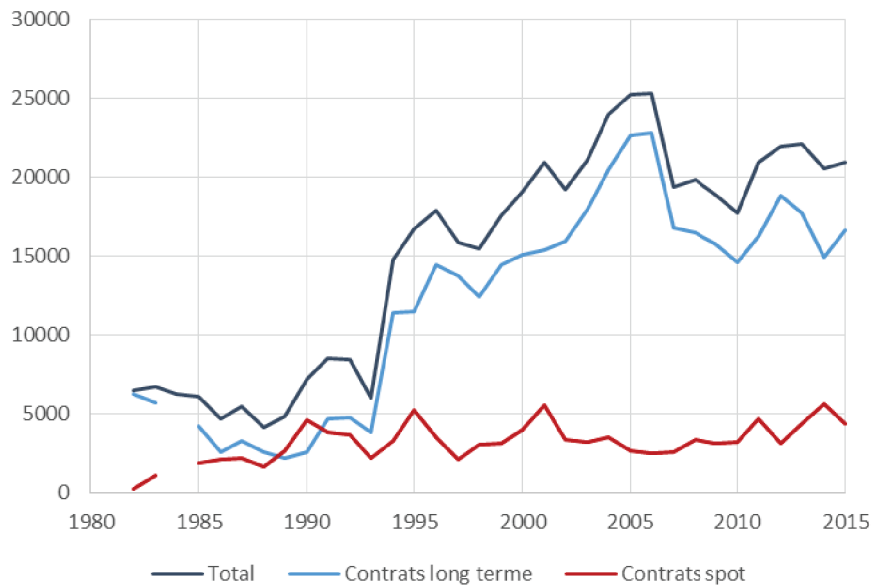


Figure IV-22 – Approvisionnement des États-Unis : livraisons par type de contrat

2.5.5 Taux de couverture des besoins futurs

L'UE anticipe plus que les États-Unis. La Chine a un taux de couverture très important si l'on tient compte de son niveau de stocks.

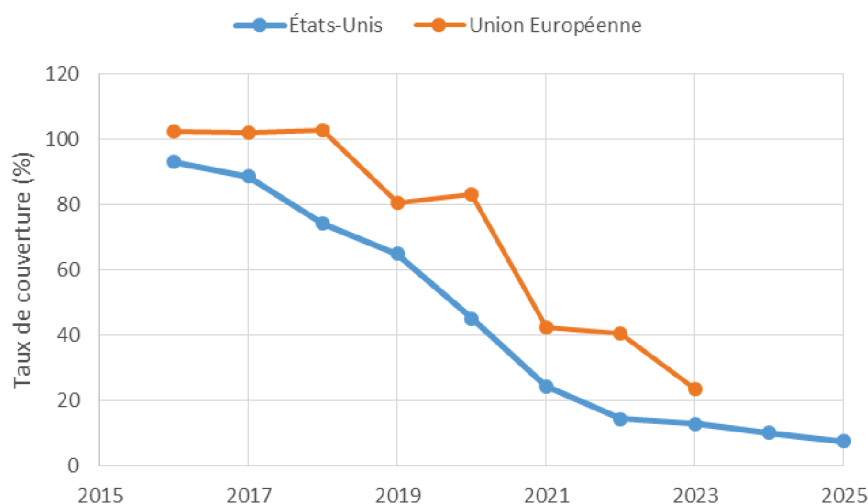


Figure IV-23 – Taux de couverture des besoins en uranium aux États-Unis et dans l'Union européenne

2.6 Conclusion et choix de modélisation

Dans son mode de fixation du prix, le marché de l'uranium s'apparente à un marché « inorganisé » de gré à gré. Comme le souligne Giraud (cf. Tableau IV-2), ce mode de fixation du prix n'est pas incompatible avec une position dominante d'un ou plusieurs producteurs. Certains ouvrages font d'ailleurs mention d'un cartel de l'uranium dans les années 1970 [89].

Néanmoins, notre analyse de la concentration de l'offre montre qu'actuellement le marché de l'uranium est un marché concentré mais loin des niveaux de concentration qui révèlent la position dominante d'un producteur, et avec une perspective stable à court et moyen terme. On peut donc considérer le marché de l'uranium comme un oligopole au sens étymologique du terme (petit nombre de producteurs), sans préjuger d'une collusion entre les acteurs. À long terme, il reste toutefois important de surveiller les signaux en lien avec des risques de reconcentration du marché, spécifiquement liés aux États.

Concernant la demande, c'est moins la concentration des acteurs que leur anticipation du besoin qui est déterminante. Le régalién joue également un rôle important de ce côté du marché. Nous notons une augmentation des stocks stratégiques à court et moyen terme, ce qui présage de l'importance que l'anticipation du besoin prendra à long terme.

Pour la modélisation (Chapitre V), nous privilégions donc le choix d'un modèle représentant un marché où l'offre est concentrée (oligopole) mais pas cartellisé et avec une concentration stable du marché sur le long terme. On propose néanmoins de tester quelques scénarios construits à partir des signaux faibles qui modifieraient cette tendance, par exemple l'arrêt de la production australienne, entraînant une concentration du marché plus forte. Dans le modèle, l'hypothèse de non-collusion (absence de cartel) se traduit par le fait que chaque acteur défend sa part de marché. Pour cette raison,

aucune rente liée aux pouvoirs de marché n'est considérée. Seules s'appliquent les rentes minières « classiques » (voir § 3 et § 4).

Pour la modélisation de la demande, le besoin spécifique de chaque consommateur d'uranium n'est pas pris en compte. Seule une demande globale est modélisée.

3 RESSOURCES ÉPUIISABLES ET RENTES MINIÈRES

Ce paragraphe a pour objectif de rappeler les théories classiques de l'exploitation de ressources épuisables et notamment celles qui mettent en évidence les rentes minières. Nous passons ainsi en revue la théorie de Hubbert (§ 3.1), la théorie de Hotelling sur la rente de rareté (§ 3.2) et la théorie de Ricardo sur les rentes différentielles (§ 3.3). Pour les théories de Hubbert et Hotelling, nous proposons des applications au cas de l'uranium. Les développements de ce paragraphe servent par la suite pour les choix de modélisation discutés au § 4.

3.1 Théorie de Hubbert et application à l'uranium

Nous proposons dans ce paragraphe de rappeler les principaux éléments de la théorie de Hubbert (§ 3.1.1) et ses limites (§ 3.1.2). L'objectif est de mettre en parallèle les résultats d'une application de cette théorie dans le cas de l'uranium avec les ressources ultimes estimées au Chapitre III (cf. § 3.1.3) et les ressources identifiées publiées dans le Livre Rouge (§ 3.1.3). Ces éléments théoriques sont aussi le point de départ d'une interprétation originale du ratio R/P au niveau régional, détaillée au § 4.3.3.

3.1.1 Théorie

Le géophysicien M. King Hubbert (1903-1989) a été rendu célèbre par sa théorie du pic pétrolier (« peak-oil ») permettant d'anticiper la décroissance de la production d'une ressource naturelle épuisable en s'appuyant uniquement sur des observations physiques : l'évolution des découvertes et le cumul des quantités produites. Les mesures économiques classiques – prix, dépenses, investissements – n'interviennent pas. En 1956, alors qu'il travaille pour la compagnie pétrolière Shell, Hubbert anticipe ainsi le déclin de la production pétrolière aux États-Unis qu'il relie à l'essor attendu de la production d'électricité nucléaire dans ce pays [74].

Sa théorie est construite sur un fondement mathématique¹⁰³ démontré : la production d'un stock fini de ressources en terre doit nécessairement partir de zéro, passer par un maximum et tendre de nouveau vers zéro. Ce fondement très général s'applique aussi bien à l'échelle d'un puits pétrolier ou d'une mine qu'à un champ pétrolier ou une région minière entière.

Cette théorie, comme les compagnies pétrolières à l'époque l'ont déjà constaté, s'applique également à la découverte du stock de ressources en terre : le pic de production d'un puits ou d'une région fait suite à un pic d'exploration. Hubbert estime le décalage entre le pic de découverte de pétrole (mesuré en barils découverts prouvés¹⁰⁴) et le pic de production aux États-Unis à une dizaine d'années [75] (Figure IV-24). Le décalage été réestimé entre 30 et 35 ans au début des années 2000 [68], [88], mais sans changement majeur sur l'allure et le pic de la courbe de production, confirmant le déclin anticipé par Hubbert (Figure IV-25).

¹⁰³ « Théorème simple, qui indique que si une fonction est positive et intégrable, et que son intégrale de $-\infty$ à $+\infty$ est bornée, alors sa valeur moyenne sur tout intervalle non nul ne peut que tendre vers zéro à l'infini (ce théorème se démontre facilement par l'absurde) » [84].

¹⁰⁴ Part des découvertes correspondant à des réserves prouvées au sens de McKelvey.

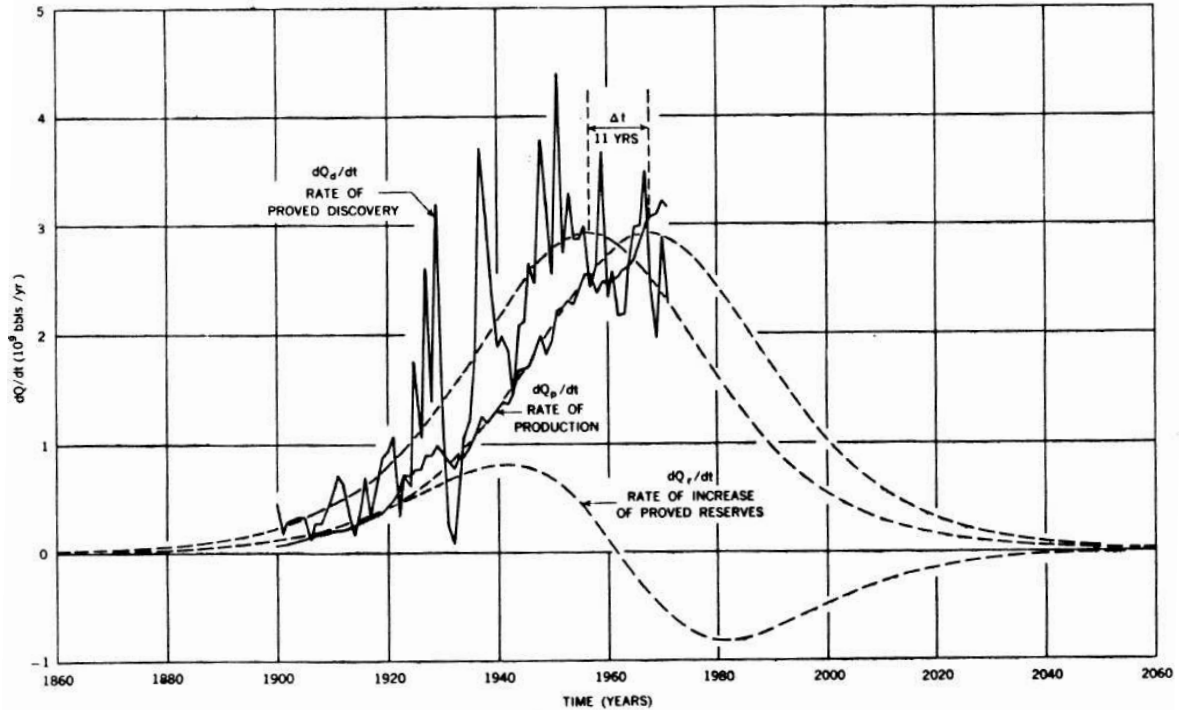


Figure IV-24 – Production annuelle, découvertes de réserves prouvées aux États-Unis (1900-1974) et modèles de courbe logistique [75]

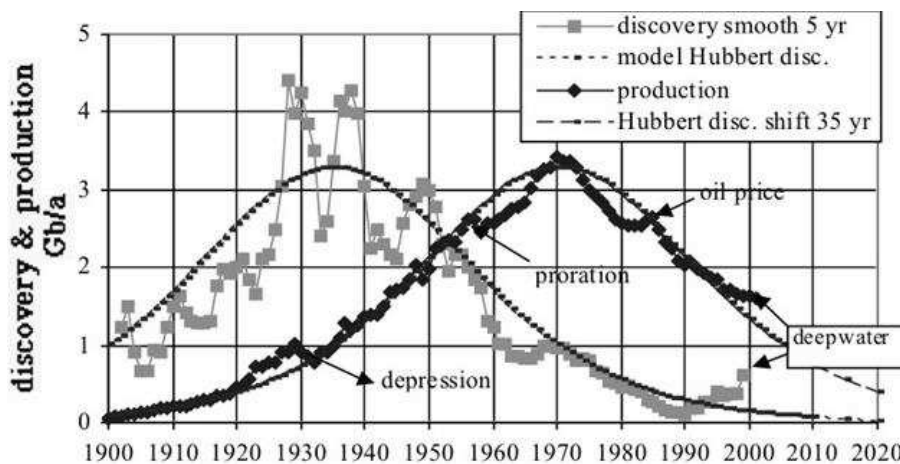


Figure IV-25 – Production annuelle, découvertes de réserves prouvées aux États-Unis (1900-2003) et modèles de courbe logistique [88]

Conformément à la Figure IV-24, Hubbert propose une forme mathématique logistique¹⁰⁵ (courbe en cloche) pour l'évolution de la production d'un puits, d'un champ pétrolier ou d'une région entière [75]. Sous cette hypothèse, la courbe de production est symétrique : autant de ressources sont extraites avant le pic de production qu'après. Hubbert appelle « réserves ultimes » l'ensemble de ces ressources

¹⁰⁵ Des modèles similaires utilisant une fonction gaussienne plutôt que logistique ont été développés par la suite [10].

(extraites et restant à extraire de façon rentable¹⁰⁶). Dans le modèle de Hubbert, elles correspondent à l'intégrale de la courbe de production.

En notant RU les réserves ultimes, P la production, Q la production cumulée et a_{hub} le rythme de croissance logistique, la courbe logistique est définie par l'équation différentielle Eq. IV-1.

$$\frac{dQ}{dt} = P = a_{hub}Q \left(1 - \frac{Q}{RU}\right) \quad \text{Eq. IV-1}$$

La Figure IV-26 représente le profil de production théorique d'une mine (ou d'une région) de durée de vie LT . Le profil logistique (obtenu à partir de l'Eq. IV-1) est comparé à un profil gaussien¹⁰⁷. On remarque que le pic de production, atteint à la demi-vie, est lié aux réserves ultimes et à la durée de vie ($P_{max} = 2,6 \times RU/LT$ pour le profil logistique).

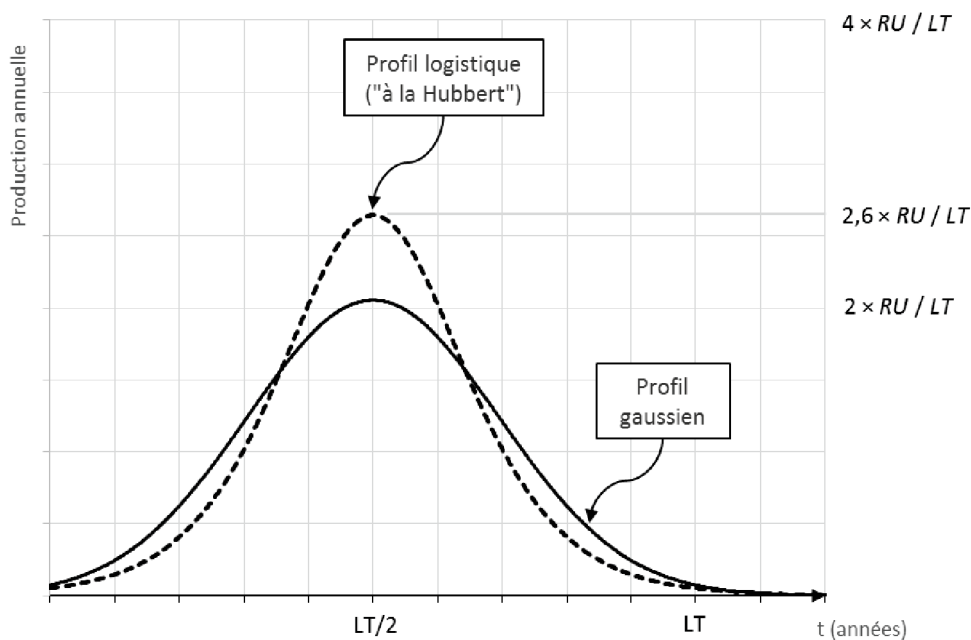


Figure IV-26 – Profil de production théorique d'une mine ou d'une région

Une équation et un profil similaires peuvent être obtenus en considérant les découvertes annuelles et les découvertes cumulées.

Le cadre théorique défini par Hubbert a donné lieu à diverses applications : estimation de la date du pic de production et estimation des réserves ultimes notamment. Il s'agit à chaque fois d'estimer les paramètres d'une fonction théorique logistique (ou gaussienne selon les auteurs) à partir des données empiriques de production.

¹⁰⁶ Les réserves ultimes se distinguent ainsi des ressources ultimes étudiées au Chapitre III : aucune hypothèse de rentabilité n'intervient dans la définition des ressources ultimes. Une partie des ressources ultimes peut n'être jamais extraite du sol, voire jamais découverte.

¹⁰⁷ Les profils étant asymptotiques, ils sont ajustés pour que 99% des réserves ultimes RU soit extrait à l'échéance de la durée de vie LT .

Ainsi, la méthode de « linéarisation de Hubbert » permet de déterminer les réserves ultimes d'une région par linéarisation de l'Eq. IV-1, qui peut s'écrire en fonction des variables P/Q et Q selon l'Eq. IV-2.

$$P/Q = a_{hub} - \frac{a_{hub}}{RU} Q \quad \text{Eq. IV-2}$$

Une régression linéaire à partir des données historiques régionales de P et Q . permet alors d'estimer a_{hub} et RU .

La Figure IV-27 illustre la méthode de linéarisation de Hubbert : graphiquement, les réserves ultimes se lisent à l'intersection de la courbe avec l'axe des abscisses (quand $P/Q \rightarrow 0$).

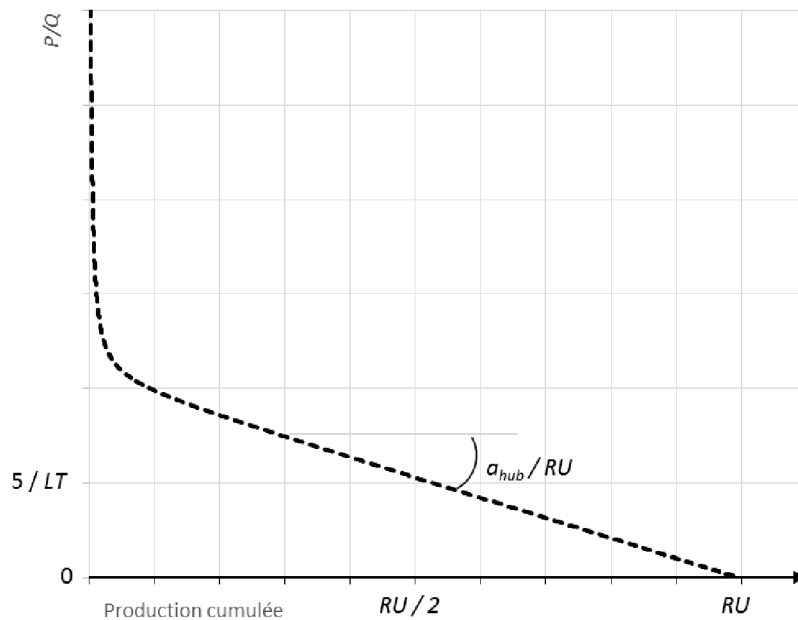


Figure IV-27 – Estimation des réserves ultimes : méthode de linéarisation de Hubbert

3.1.2 Limites de la théorie

Plusieurs critiques ont été émises concernant la théorie de Hubbert [91], [173]. Nous nous contentons ici d'en souligner deux, les plus pertinentes pour cette étude sur l'uranium. La première concerne la méthode de linéarisation présentée au paragraphe précédent, l'autre est plus générale et concerne la forme mathématique de la courbe en cloche.

Concernant la précision de la méthode de linéarisation de Hubbert, on peut simplement noter qu'elle dépend beaucoup de l'avancement de la production par rapport à la date du pic :

- Si le pic de production est déjà passé avec certitude au moment de l'estimation, les réserves ultimes sont simplement le double de la production cumulée jusqu'à la date du pic et l'incertitude est faible ;
- Si le pic d'exploration est passé, mais pas le pic de production, il est possible d'ajuster une courbe logistique théorique sur les données empiriques d'exploration (les quantités

découvertes annuellement). La date du pic de production et les réserves ultimes peuvent être déduites en décalant la courbe en cloche de l'exploration. La précision est moins bonne et repose essentiellement sur l'hypothèse que l'exploration et la production suivent des évolutions similaires. Lorsque les évolutions sont différentes, comme dans le cas du Kazakhstan mentionné au paragraphe suivant (exploration en économie planifiée et production en économie de marché), la précision est mauvaise.

- Si ni le pic d'exploration ni le pic de production ne sont passés, la méthode est particulièrement hasardeuse.

Concernant l'adéquation du modèle de « courbe en cloche », des exemples historiques pour les hydrocarbures et l'uranium montrent que la courbe de production d'une région ne suit pas nécessairement une courbe en cloche.

Le **cas du pétrole** semblait certes probant jusqu'au début du XXI^e siècle (cf. Figure IV-28), mais l'essor récent des productions non conventionnelles (huiles et gaz de schiste) montre que les pics de production du XX^e siècle pourraient être dépassés dans certaines régions au XXI^e siècle (cf. Figure IV-29).

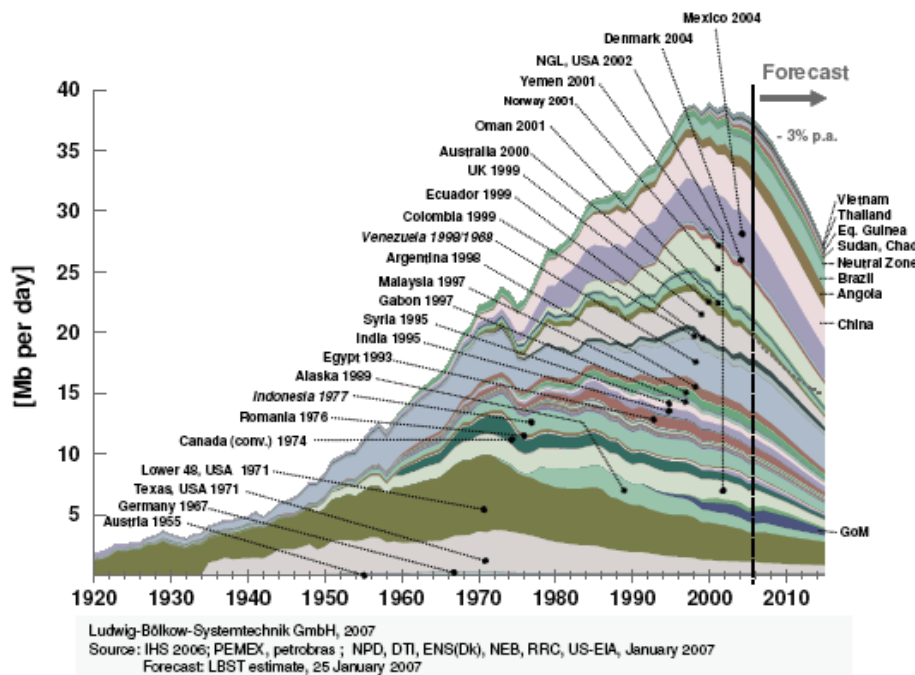


Figure IV-28 – Production pétrolière mondiale hors OPEP et ex-URSS et dates des pics régionaux (1900-2003) [121]

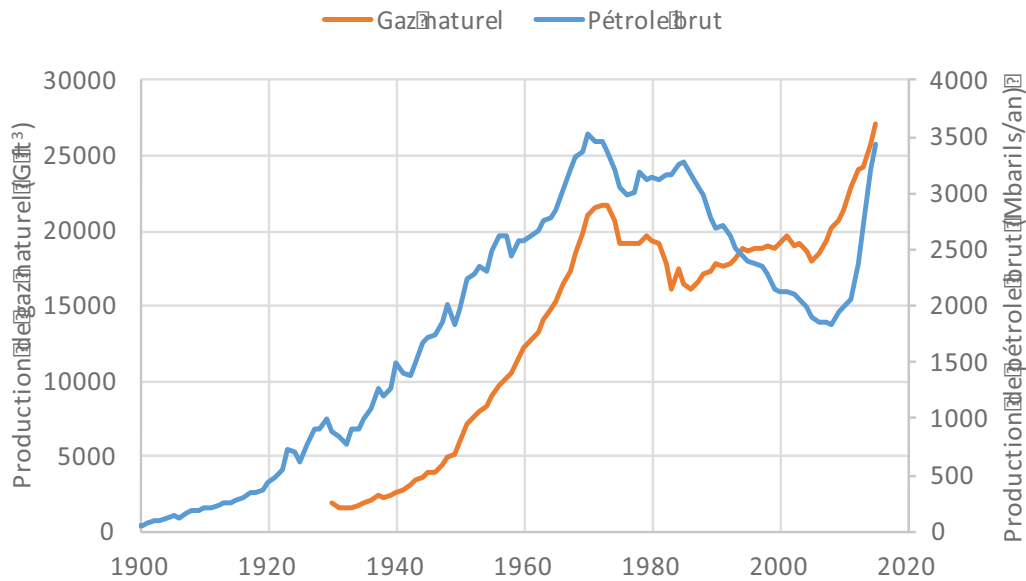


Figure IV-29 – Production de pétrole brut et de gaz naturel aux États-Unis (d'après [154])

La définition du stock initial à extraire (les réserves ultimes) peut évoluer (ex. : huiles et gaz non conventionnels aux États-Unis). Le fondement mathématique (la courbe de production passe nécessairement par un maximum et tend vers zéro) est valable quelle que soit l'échelle (puits, région, pays, monde entier), mais la forme de la courbe ne l'est pas (une courbe de production présentant plusieurs pics est possible).

Plus précisément, il est possible, mais peu probable, qu'un progrès technique bouleverse la définition des réserves d'un gisement ou d'une mine au cours de son exploitation : à cette échelle, le profil de production s'éloigne rarement de la courbe logistique. À l'inverse, à l'échelle d'une région ou du monde, il est plus probable que le progrès technique modifie le profil de production sur des temps longs (cf. exemple précédent aux États-Unis : la fracturation hydraulique a transformé de nombreux gîtes géologiques suscitant peu d'intérêt en véritables gisements prêts à exploiter et rentables au début du XXI^e siècle).

On en déduit la principale faiblesse des applications issues de la théorie de Hubbert : bien que l'incertitude diminue à mesure que la production cumulée s'approche des réserves ultimes, **il n'est jamais garanti qu'un maximum dans la production historique corresponde bien au maximum global.**

Si c'est le progrès technique qui explique pourquoi le pic de production d'hydrocarbures aux États-Unis sera certainement atteint au XXI^e siècle plutôt qu'au XX^e siècle, ce n'est pas le seul élément qui peut conduire à plusieurs pics de production. Ce phénomène s'est déjà produit **pour l'uranium** au cours du XX^e siècle pour d'autres raisons et pourrait se reproduire au début du XXI^e. Le pic de production de 1960 a été suivi d'une décroissance puis d'une reprise forte de la production jusqu'aux années 1980, période marquée par le développement du parc de réacteurs américains (Figure IV-3). Le pic de 1980 a dépassé celui de 1960. Après le ralentissement de la production à la fin du XX^e siècle (cf. déstockage d'uranium d'origine militaire au § 1.3), l'augmentation attendue du parc nucléaire mondial au XXI^e siècle pourrait conduire à un nouveau pic, supérieur à celui de 1980.

On en déduit une autre faiblesse des applications issues de la théorie de Hubbert : elles ne tiennent pas compte des conditions économiques (type d'économie, stratégie des producteurs, demande des consommateurs, etc.). En fixant un profil de production théorique qui dépend d'observables physiques

(quantités produites), mais d'aucune observable économique (coût de production, prix de marché, etc.) ou géopolitique, certaines évolutions importantes sont négligées :

- les évolutions liées à la compétition entre plusieurs puits, mines ou régions (cf. mise à l'arrêt récente de plusieurs mines d'uranium suite à une baisse de prix : Rabbit Lake au Canada, Kayelekera au Malawi) ;
- les évolutions liées à la demande (particulièrement importantes du fait de la faible élasticité de la demande d'uranium, cf. Chapitre I) ;
- les évolutions liées à la structure du marché (cf. § 2.3.2 : séparation des marchés d'échange pendant la Guerre froide).

3.1.3 Application à l'uranium : estimation des « réserves ultimes » régionales

Les résultats obtenus dans le cas de l'uranium par la méthode de linéarisation de Hubbert sont présentés dans le Tableau IV-8. La Figure IV-30 illustre l'application de la méthode au niveau mondial. Les périodes prises en compte pour la régression varient d'une région à l'autre parce que toutes n'ont pas un historique de production aussi long. Les périodes ont ensuite été sélectionnées pour maximiser le coefficient de corrélation R^2 , tout en intégrant au minimum la moitié de la production cumulée totale ($Q_{2013}/2$) afin de garantir un nombre d'observations suffisant.

Le Tableau IV-8 présente :

- les réserves ultimes (RU),
- les estimations RU_{min} et RU_{max} correspondant aux intervalles de confiance à 95% de la régression linéaire,
- les réserves ultimes restant à produire ($RU - Q_{2013}$),
- le ratio R/P estimé à partir de ces réserves restantes ($(RU - Q_{2013})/P_{2013}$).

Tableau IV-8 – Estimation des réserves ultimes d'uranium par la méthode de linéarisation de Hubbert

Région	Période	N _{obs}	R ²	RU (MtU)	RU _{min} (MtU)	RU _{max} (MtU)	RU - Q ₂₀₁₃ (ktU)	(RU-Q ₂₀₁₃)/P ₂₀₁₃ (ans)
Monde	1963-2013	50	0,87	2,96	2,487	3,540	264	4
États-Unis	1963-2013	50	0,91	0,378	0,322	0,445	6,15	4
Canada	1977-2013	36	0,82	0,629	0,496	0,812	155	17
Australie	1999-2013	14	0,88	0,258	0,183	0,378	68,4	10
Afrique	1976-2013	37	0,77	0,478	0,352	0,661	13,0	1
Kazakhstan	2008-2013	5	0,96	0,348	0,220	0,639	200	9
Reste du monde	1963-2013	50	0,97	1,07	0,979	1,16	24,1	3

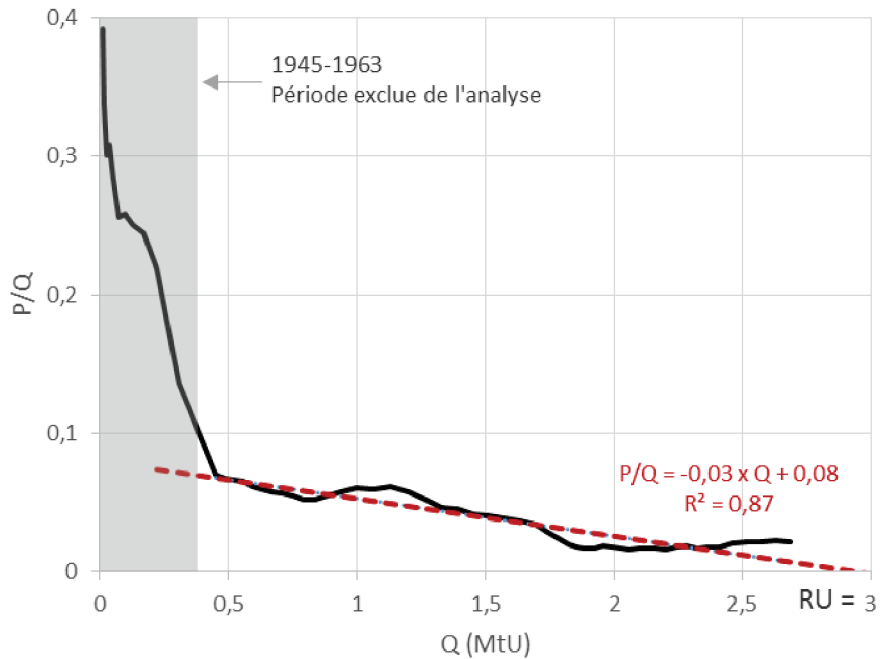


Figure IV-30 – Application de la méthode de linéarisation de Hubbert à l’estimation des réserves ultimes d’uranium dans le monde (d’après [99], [102])

Bien que la notion de coût de production n’intervienne pas dans la théorie de Hubbert, les réserves ultimes du Tableau IV-8 peuvent être mises en parallèle avec nos estimations des ressources ultimes du Chapitre III (§ 2.4). À titre illustratif, si l’on considère les ressources ultimes mondiales à moins de 260 \$/kgU, celles-ci sont plus de 20 fois supérieures aux réserves ultimes déterminées d’après la méthode de linéarisation de Hubbert (72 MtU contre 3 MtU). Le contraste est fort et confirme les conclusions du Chapitre III et les mises en garde quant à l’interprétation des ressources ultimes : toutes ces ressources ne seront pas extraites.

Au-delà de ce premier constat, on peut également mettre en parallèle les réserves ultimes restant à extraire ($RU - Q_{2013}$) avec les ressources raisonnablement assurées (RAR) déclarées dans le Livre Rouge [102] (Tableau IV-9).

Tableau IV-9 – Réserves ultimes et ressources raisonnablement assurées en 2013

Région	RU - Q_{2013} (ktU) Hubbert	RAR_{2013} (< 130\$/kgU) (ktU) AIEA/AEN
Monde	264	3 700
États-Unis	6,15	207
Canada	155	358
Australie	68,4	1 174
Afrique	13,0	865
Kazakhstan	200	286
Reste du monde	24,1	809

On constate que les résultats de la linéarisation de Hubbert sont très conservatifs : alors que le monde totalise 3,7 MtU de ressources RAR à moins de 130 \$/kgU en 2013¹⁰⁸, la théorie de Hubbert appliquée à l'uranium prévoit que seules 264 ktU seraient effectivement extraites, soit moins de 10%. Cette sous-estimation des réserves se retrouve également au niveau régional : d'un facteur 1,5 au Kazakhstan, à un facteur 35 aux États-Unis.

Cette sous-estimation des réserves se retrouve aussi dans l'estimation du ratio R/P : Ratio $RAR_{2013}(< 130\$/kgU)/P_{2013} = 62$ ans contre $(RU - Q_{2013})/P_{2013} = 4$ ans au niveau mondial.

Pour notre cas d'étude sur l'uranium, on peut avancer plusieurs explications à ces sous-estimations importantes avec la méthode de Hubbert, ainsi qu'aux incertitudes fortes de certaines estimations (jusqu'à 300% d'écart entre RU_{min} et RU_{max} au Kazakhstan).

Tout d'abord, des régions comme le Kazakhstan ont un historique de production limité dont le pic n'est pas atteint. Il est particulièrement difficile dans ce cas de calibrer un profil de courbe en cloche avec précision. De plus, il n'est pas possible d'estimer le décalage entre le pic de découvertes et le pic de production comme Hubbert l'avait estimé pour le pétrole aux États-Unis : les principaux gisements du Kazakhstan ont été découverts dans un contexte d'économie planifiée (ex-URSS, cf. Figure IV-7) alors qu'ils sont exploités aujourd'hui dans une économie de marché.

Deuxièmement, le profil de la production historique d'uranium au niveau mondial s'écarte largement d'une courbe logistique (cf. Figure IV-3). L'évolution de la demande d'uranium avec ses applications (d'une application principalement militaire à une utilisation dominée par la production d'électricité, cf. § 1.1) peut expliquer cet écart que n'ont pas connu d'autres commodités comme le pétrole ou le gaz pour lesquelles la linéarisation de Hubbert est souvent employée.

La théorie de Hubbert a donc un intérêt limité dans notre étude sur les ressources d'uranium à cause d'incertitudes importantes liées à l'historique de la production et la spécificité de certaines régions. Plus généralement, la théorie a un intérêt limité pour le décideur dans la mesure où la valeur des ressources produites n'intervient pas. L'estimation des ressources en terre et de leur coût de production est un point de départ (cf. Chapitre III). Lorsque ces ressources sont produites et échangées, l'utilité marginale qu'en retire le consommateur fixe leur valeur économique de marché. Cette valeur couvre les coûts de production et fournit un surplus au producteur. Ce surplus est la somme d'une rente liée à la rareté de la commodité (rente de Hotelling) et de rentes liées aux avantages compétitifs du producteur par rapport à ses concurrents (rentes ricardiennes).

3.2 Rente de rareté : Hotelling

Harold Hotelling est un économiste et statisticien américain du XX^e siècle, rendu célèbre pour ses contributions théoriques posant les fondements de l'économie néo-classique, notamment sur la concurrence spatiale en situation de duopole [72] et sur l'exploitation optimale d'une ressource naturelle non renouvelable en situation de concurrence pure [73]. Nous nous intéressons ici à cette dernière théorie, qui introduit la notion de rente de rareté, un profit que se partagent propriétaires et producteurs de ressources épuisables et qui croît à mesure que les ressources sont extraites. Cette rente, quand elle peut être observée, s'inscrit dans des temps longs, d'autant plus longs que la ressource est initialement abondante. Nous proposons dans ce paragraphe :

- de rappeler brièvement les principaux éléments de la théorie de Hotelling (§ 3.2.1), ses applications et extensions (§ 3.2.2),

¹⁰⁸ Il s'agit donc de réserves prouvées au sens de McKelvey puisque le prix de l'uranium cette année-là est proche des 130 \$/kgU.

- de présenter une généralisation de la règle au cas d'une ressource non homogène (§ 3.2.3),
- de rappeler les principales limites de la théorie (§ 3.2.4),
- et de discuter sa validité dans le cas de l'uranium (§ 3.2.5). Ce dernier paragraphe est l'occasion de s'interroger sur l'existence de substituts à l'uranium et plus spécifiquement l'existence d'une ressource *backstop* (§ 3.2.5.2).

3.2.1 Règle de Hotelling

Le problème posé par Hotelling est celui de la stratégie optimale d'épuisement d'une ressource non renouvelable : choix du rythme de production d'un producteur quelconque pour maximiser son profit jusqu'à la date d'épuisement global de la ressource. Après avoir formulé un ensemble d'hypothèses, il étudie les conséquences de la stratégie optimale sur l'évolution du prix de la ressource, si l'ensemble des producteurs suivent cette stratégie.

Dans la théorie de Hotelling, un stock fini de ressource non renouvelable est considéré comme un actif économique à part entière. Hotelling s'intéresse au profit que génère cet actif à mesure que le stock de ressource s'épuise (d'où le nom de **rente de rareté** qu'on donne à ce profit). Pour définir une règle sur l'évolution du profit des producteurs (la rente), il s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- La ressource épuisable représente une quantité finie, connue à l'avance et dont le coût de production est constant¹⁰⁹ ou négligeable par rapport à sa valeur économique (prix).
- Les propriétaires et producteurs miniers maximisent leurs profits et sont en concurrence. Leurs actifs miniers sont aussi en concurrence avec l'ensemble des actifs de l'économie (c'est-à-dire que les propriétaires ont la possibilité d'investir dans d'autres secteurs – par exemple pour produire une autre commodité – si cela augmente leur profit).
- La demande future est connue et est une fonction décroissante du prix. La demande cumulée est égale au stock de ressource total.

Sous ces hypothèses, Hotelling montre que la stratégie optimale implique que le prix de la ressource croisse au rythme du taux d'intérêt¹¹⁰, du taux de préférence pour le présent des producteurs (taux d'actualisation) et du rendement moyen des actifs concurrents de l'économie (il montre que ces trois taux sont égaux sous ces hypothèses).

Sans reprendre ici la démonstration détaillée de Hotelling [73], on peut en illustrer l'idée principale dans un cas simplifié limité à une période. Pour maximiser son profit sur cette période, un producteur quelconque a le choix entre :

- produire une unité de ressource (pour un coût c) et le vendre au prix $p(t)$ pour placer ce profit $p(t)-c$ dans un actif concurrent de rendement r_{hot} , ce qui lui rapporte à $t+1$:

$$(p(t) - c) \times (1 + r_{hot})$$

- ou conserver cette unité en terre pour la produire à $t+1$ et en tirer le profit :

$$p(t + 1) - c$$

¹⁰⁹ On peut interpréter cette hypothèse du point de vue de la qualité de la ressource : le coût de production ne dépend que de sa qualité (la teneur par exemple) et la qualité du stock de ressource est considérée homogène.

¹¹⁰ Plus précisément, si les coûts d'extraction ne sont pas négligés, c'est le profit qui croît exponentiellement au taux d'intérêt et non le prix.

Le producteur fait ce choix pour chaque unité de ressource qu'il possède de façon à maximiser son profit global. Chaque unité qu'il décide de produire lui apporte un profit supplémentaire plus faible puisque la production totale égale la demande et que le prix est une fonction décroissante de celle-ci. Le choix du producteur étant optimal, la dernière unité de ressource qu'il décide de produire et la première qu'il décide de conserver en terre contribuent de façon identique au profit, soit :

$$(p(t) - c) \times (1 + r_{hot}) = p(t + 1) - c$$

On en déduit la règle de Hotelling : le taux de variation du profit, c'est-à-dire l'augmentation de la rente de rareté, est égal au rendement r_{hot} des actifs concurrents :

$$r_{hot} = \frac{[p(t + 1) - c] - [p(t) - c]}{p(t) - c} \quad \text{Eq. IV-3}$$

3.2.2 Applications et extensions de la règle de Hotelling

Traditionnellement, la règle de Hotelling est employée pour estimer le prix futur $p(t)$ à partir du prix initial p_0 . En supposant que le stock de ressource épuisable, q_0 , et le scénario de demande (d_0, \dots, d_t, \dots) de la ressource épuisable soient connus ; la ressource est alors épuisée en un temps Δt ($q_0 = \sum_0^{\Delta t} d_t$) et :

$$p(t) = c + (p_0 - c) \times (1 + r_{hot})^t \quad \text{pour } t \leq \Delta t \quad \text{Eq. IV-4}$$

Plusieurs extensions de la forme la plus connue de la règle de Hotelling ont été proposées [58], [65]. Hotelling lui-même a étudié l'évolution de la rente de rareté dans une situation de monopole [73]. Dans ce paragraphe, nous choisissons de nous concentrer sur les extensions qui introduisent des substituts à la ressource non renouvelable. Comme cela est détaillé dans la suite (§ 3.2.5.2), ce domaine nous paraît important à plusieurs égards dans notre étude sur la disponibilité de l'uranium. Sur le plan théorique, nous allons voir que ces extensions ouvrent deux perspectives intéressantes :

- Lorsqu'il existe une autre ressource naturelle pouvant servir de substitut parfait, c'est-à-dire ne nécessitant aucun progrès technologique pour être utilisé par les consommateurs, et que le substitut existe dans des quantités suffisantes pour que la question de sa disponibilité ne se pose pas (on parle alors de ressource *backstop*), la règle de Hotelling peut être exploitée à des fins prospectives pour estimer un prix plafond de la première ressource épuisable. Nous montrons au § 3.2.3 qu'avec quelques approximations supplémentaires, cette approche permet de lever la limite de l'hypothèse de Hotelling sur le coût de production constant.
- Lorsqu'il existe une technologie en développement pouvant fournir la même utilité au consommateur sans nécessiter l'utilisation de la ressource épuisable, la règle de Hotelling peut être étendue pour étudier la stratégie optimale qui dirige la rente produite par l'épuisement de la ressource vers le développement de la technologie alternative. Il s'agit aussi d'étudier l'incidence de l'émergence de la technologie alternative (on parle de technologie *backstop*) sur l'évolution du prix de la ressource.

Le financement des programmes de R&D des technologies nucléaires s'écartant de notre champ d'étude, nous renvoyons le lecteur intéressé par les développements théoriques sur les technologies *backstop* aux articles dédiés (voir par exemple [98], [161]). Il nous paraît en revanche important de revenir sur le concept de ressource *backstop*.

Supposons que le stock de ressource épuisable q_0 soit connu initialement. On note c_0 son coût de production unitaire (le stock est supposé homogène). On suppose également qu'il existe un substitut parfait (ressource *backstop*) en quantité infinie et on note c_{sub} son coût de production unitaire ($c_{sub} > c_0$).

Le substitut étant en quantité infinie, on peut exploiter avec certitude le fait que la rente de rareté est nulle lorsque le prix atteint c_{sub} , à l'épuisement de la ressource q_0 . Le coût de production du substitut constitue ainsi le prix plafond de la ressource épuisable et il est possible d'estimer le prix à instant t à partir de ce coût selon l'Eq. IV-5, qu'on obtient de la façon suivante :

$$p_{\Delta t} = c_0 + (p_0 - c_0) \times (1 + r)^{\Delta t} = c_{sub}$$

Or,

$$p_0 = c_0 + (p_t - c_0) \times (1 + r)^{-t}$$

Soit,

$$c_0 + (p_t - c_0) \times (1 + r)^{\Delta t - t} = c_{sub}$$

Ou encore :

$$p_t = c_0 + (c_{sub} - c_0) \times (1 + r)^{t - \Delta t} \text{ pour } t \leq \Delta t$$

et $p(t) = c_1$ pour $t > \Delta t$

Eq. IV-5

3.2.3 Généralisation de la règle de Hotelling au cas d'une ressource épuisable non homogène

Couplée à un autre outil d'études prospectives comme la courbe d'offre cumulative introduite au Chapitre III, la forme de la règle de Hotelling introduisant le coût d'un substitut (Eq. IV-5) permet de s'affranchir d'une hypothèse forte : la nécessité de supposer la ressource épuisable homogène. Nous allons l'illustrer en supposant que la ressource épuisable peut être divisée en 5 sous-ensembles homogènes dont les coûts de production sont connus ($c_1 < c_2 < \dots < c_5$). Le stock initial de chaque catégorie (q_1, q_2 , etc.) peut être représenté sous la forme d'une courbe d'offre cumulative (cf. Figure IV-31).

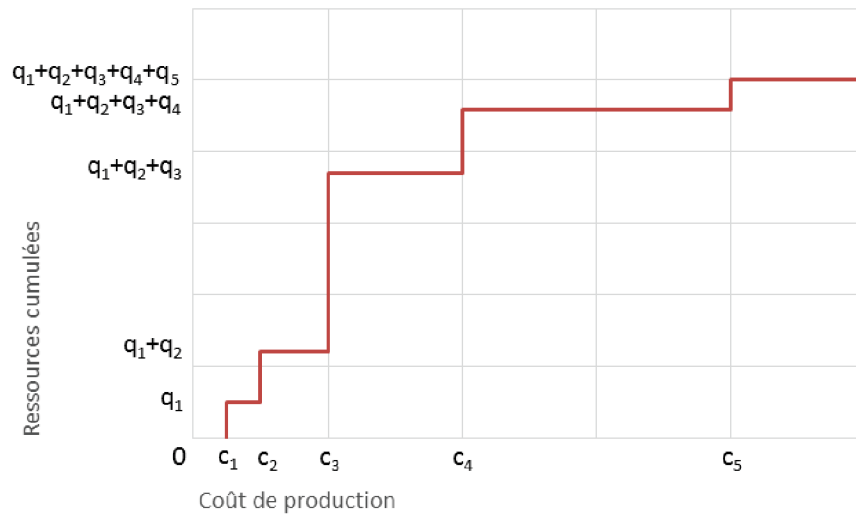


Figure IV-31 – Courbe d'offre cumulative d'une ressource épuisable non homogène

Supposons à présent que les ressources sont produites par coût croissant et que le scénario de demande conduit à épuiser q_1 au bout d'un temps t_1 , q_2 au bout d'un temps t_2 , etc. On peut alors transformer la courbe d'offre cumulative en une série temporelle représentant l'évolution des coûts de production (cf. Figure IV-32). Pour estimer l'évolution du prix sur chaque période $[t_i, t_{i+1}]$, on suppose que chaque catégorie homogène est un substitut parfait de la précédente¹¹¹, afin d'appliquer la règle de Hotelling sous sa forme donnée dans l'Eq. IV-5. On superpose ainsi à la Figure IV-32 une estimation du prix calculée par morceaux selon :

$$p_t = c_i + (c_{i+1} - c_i) \times (1 + r)^{t - \Delta t} \quad \text{avec } i \in [1; 4] \text{ et } \Delta t = t_{i+1} - t_i$$

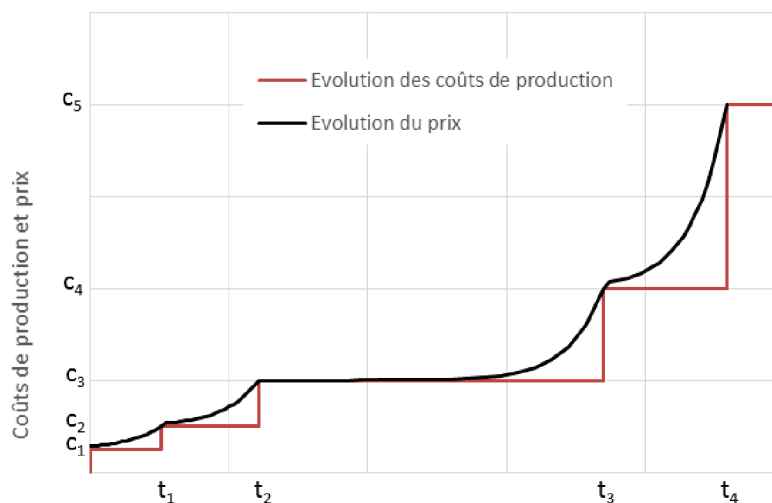


Figure IV-32 – Évolution du prix d'une ressource épuisable non homogène avec rente de rareté

¹¹¹ On introduit pour cela une approximation : on considère que lorsqu'une catégorie i est proche de l'épuisement, les quantités de la catégorie $i+1$ sont quasi infinies comparées aux ressources restantes de la catégorie i . Sans cette approximation, on ne peut pas parler de substitut parfait et appliquer la règle de Hotelling correspondante.

3.2.4 Limites de la théorie

Sur le plan théorique, la règle de Hotelling est limitée par ses hypothèses particulièrement restrictives : taux d'intérêt constant, concurrence pure et parfaite, demande et stock initial parfaitement connus. L'hypothèse d'un coût de production constant est aussi critiquée, que ce soit pour rappeler qu'il peut décroître (si l'on considère le progrès technique) ou qu'il peut augmenter (si l'on considère que les ressources naturelles ne sont pas homogènes, que les ressources de meilleure qualité ont des coûts de production plus faibles et qu'on extrait celles-ci en premier). Dans le deuxième cas, nous avons vu que l'extension de la règle de Hotelling qui introduit les substituts permet de s'affranchir de l'hypothèse de coût constant et de généraliser la règle à une ressource non homogène.

Si l'on compare la forme traditionnelle de la règle (Eq. IV-4) et sa forme introduisant le coût du substitut (Eq. IV-5), on constate que :

- La forme traditionnelle est particulièrement sensible au prix initial p_0 . Ce prix est source d'incertitudes importantes puisqu'il connaît des fluctuations (parfois importantes) qui ne reflètent pas l'épuisement de la ressource.
- La forme qui introduit les substituts s'affranchit des incertitudes qui portent sur le prix initial et les reporte sur l'estimation du coût du substitut (qui peut aussi évoluer, notamment à cause du progrès technique). Cette forme est aussi plus sensible à l'estimation du stock initial de ressources et au scénario de demande, qui interviennent implicitement dans le facteur d'actualisation : $(1 + r_{hot})^{t-\Delta t}$. Pour ces deux raisons, cette forme de la règle de Hotelling a une portée plus prospective que prévisionniste.

Finalement, bien qu'elle tienne compte des inhomogénéités de la ressource et qu'elle soit appropriée aux études prospectives, la deuxième forme reste critiquable, notamment parce qu'elle introduit des approximations supplémentaires. L'hypothèse supplémentaire sur la production des ressources par coût croissant donne ainsi une importance particulière à l'hypothèse centrale de Hotelling, la connaissance des ressources ultimes dès l'instant initial. Dans la pratique, production et exploration sont des activités simultanées ce qui rend les deux hypothèses incompatibles.

Sur le plan empirique, la règle de Hotelling a fait l'objet de nombreuses tentatives de validation et d'invalidation empirique (voir par exemple [32], [127]). La principale difficulté pratique de ces études est de délimiter les périodes sur lesquelles l'évolution du prix est étudiée et de s'affranchir des variations de prix de court terme, voire de la cyclicité des prix à plus long terme. La prise en compte de l'inflation sur ces périodes de temps représente aussi une difficulté importante. Il semble néanmoins que pour un nombre important de commodités minérales, l'évolution des prix au XX^e siècle soit plutôt à la baisse, contredisant les prédictions de Hotelling [32]. Se pose alors la question du point de comparaison : à quel taux d'intérêt ou quel taux de préférence pour le présent le taux de variation du prix doit-il être comparé ? Au taux d'actualisation des producteurs, généralement assez élevé, car intégrant des risques spécifiques à leurs projets miniers ? Au taux d'intérêt des dettes d'États, souvent propriétaires des ressources ? Cette question est une hypothèse de Hotelling dont on voit apparaître la limite : tous les actifs économiques ne sont pas parfaitement substituables.

3.2.5 Cas de l'uranium

3.2.5.1 *Taux de variation du prix de l'uranium et rente de rareté*

À partir des données historiques du prix de l'uranium (cf. § 2.2.2 sur les différents indicateurs de prix), il est possible de calculer **le taux de variation moyen du prix qui correspond au taux de préférence pour le présent des producteurs selon la théorie de Hotelling, si l'on néglige les coûts de production.**

En exploitant l'historique des prix spot fins de mois de 1969 à 2016, le taux d'actualisation (annuel) obtenu est de 1,6%. En exploitant l'historique des prix long terme fins de mois (dont l'historique est plus restreint : 1996-2016), le taux d'actualisation annuel obtenu est de 4,1% (le taux obtenu avec le prix spot sur cette période est inchangé : 1,6%).

Des incertitudes importantes portent sur ces estimations, principalement à cause de la cyclicité du prix de l'uranium (cf. § 1.4). En effet, l'augmentation du prix de l'uranium entre 1969 et 2016 ne s'est pas faite de façon continue et régulière, ce qui affecte largement l'estimation du taux de variation moyen en fonction de la période considérée. Par exemple, le taux estimé entre janvier 1969 et juin 2007 (plus bas et plus haut du prix spot fin de mois exprimé en dollar courant) atteint 8,1% annuel. Sur des échelles de temps beaucoup plus réduites, ces estimations sont d'ailleurs dénuées de sens et reflètent davantage la volatilité du prix qu'une quelconque préférence pour le présent des producteurs (on obtient par exemple des taux fortement négatifs en étudiant la période juin 2007 – mars 2016 : -19% annuel).

Malgré les incertitudes, sur des périodes longues (échelles de temps pendant lesquelles la rente de rareté s'observe le mieux), il semble que le prix courant de l'uranium augmente, en accord avec les résultats attendus de la règle de Hotelling. Néanmoins, cette conclusion doit être prise avec précautions : les calculs précédents ne tiennent pas compte des coûts de production (aucune information disponible sur leur évolution historique) ni de l'inflation (or, les dollars de 2007 valent plus que ceux de 1969) et ce facteur peut suffire à inverser la tendance. D'autre part, les points de comparaison manquent pour savoir si ces taux de variation de prix correspondent ou non à un quelconque taux d'intérêt ou à un taux d'actualisation en vigueur dans l'environnement économique des propriétaires et des producteurs d'uranium.

3.2.5.2 Uranium de l'eau de mer : ressource « *backstop* » potentielle

Une particularité de l'uranium est de disposer d'une importante ressource *backstop* potentielle : l'uranium de l'eau de mer. Les quantités dissoutes dans les océans représentent 4,5 milliards de tonnes d'uranium (cf. Chapitre II, § 1.3, soit 600 fois plus que toutes les ressources conventionnelles identifiées en 2013, mais aussi près de 1 000 fois moins que les quantités totales d'uranium présentes dans la croûte continentale superficielle). Les teneurs sont particulièrement faibles (3.10^{-3} ppm environ) comparées aux concentrations continentales, mais des procédés de récupération spécifiques sont à l'étude. Les procédés envisagés jusqu'à présent ont des coûts économiques largement supérieurs à la valeur de marché de l'uranium : ils s'étalent entre 300 \$/kgU et 2 000 \$/kgU selon les technologies, les conditions environnementales et les autres hypothèses technico-économiques des auteurs [66]. Bien que les incertitudes sur ces coûts soient très importantes, il est possible d'interpréter ces coûts comme des plafonds potentiels du prix de l'uranium (cf. § 3.2.2). Si incertaine soit-elle, l'information que représente un prix plafond à long terme a une valeur prospective importante. Pourtant, pour les raisons détaillées ci-après, nous avons décidé de ne pas l'introduire directement dans le modèle prospectif sur la disponibilité de l'uranium développé au Chapitre V. Chacun pourra ainsi interpréter les résultats de ce modèle (notamment quant aux tendances d'évolution du prix), en y appliquant le prix plafond au niveau qui lui paraît le plus vraisemblable.

Les deux premières raisons pour lesquels la ressource *backstop* « eau de mer » a été écartée de la modélisation sont non économiques. En l'état, **les procédés techniques envisagés pour extraire l'uranium de l'eau de mer ont un impact environnemental important auquel aucune valeur économique n'est associée** [66]. De plus, le bilan énergétique de ces procédés est incertain : en l'absence de co-valorisation d'autres produits extraits de l'eau de mer avec l'uranium, **le retour sur**

investissement énergétique (EROI) reste environ 300 fois inférieur à celui des exploitations minières conventionnelles [66].

La dernière raison est liée aux flux de production potentiels. Les volumes d'eau de mer à traiter pour obtenir une production significative sont immenses et il est évident qu'une fois proche de la rentabilité économique, le procédé le plus prometteur se concentrera sur les « gisements » d'eau de mer les plus prometteurs (courants marins forts, température élevée, etc.¹¹²). Tant que les volumes d'eau potentiellement valorisables ne seront pas estimés en même temps que les coûts de production des procédés, il est difficile de dire si l'uranium de l'eau de mer est véritablement en quantité « infinie » par rapport aux ressources conventionnelles. Autrement dit, il est difficile de dire si l'eau de mer est bien une ressource *backstop* et si son coût de production fait bien figure de prix plafond.

3.2.5.3 *Autres substituts et technologies « backstop »*

L'uranium est une ressource épuisable particulière puisqu'elle est difficilement substituable (cf. Chapitre I) : pour le consommateur final d'électricité, d'autres modes de production d'électricité peuvent faire figure de substitut, mais cela dépasse le cadre de notre étude (cf. Chapitre I). Si l'on restreint la discussion à la « demande électronucléaire », **l'uranium n'a pas de substitut à l'état naturel**. En effet, la technologie de la quasi-totalité des réacteurs nucléaires actuels est basée sur la fission de l'isotope 235 de l'uranium¹¹³. Pour ces réacteurs, l'uranium n'a pas de substitut ou très peu si l'on considère le recyclage du combustible usé (cf. Chapitre I, § 1.3.2). Il existe néanmoins des technologies de substitution, plus ou moins matures, utilisant comme matières fissiles de l'uranium 233 (cycle thorium) ou du plutonium (certains réacteurs à neutrons rapides, cf. Chapitre I, § 2.3). Ces technologies de substitution ne sont cependant pas « parfaites » puisque leur cycle du combustible, basé sur des matières fissiles n'existant pas à l'état naturel, nécessite une initialisation à partir de la seule matière fissile naturelle actuelle, l'uranium (c'est notamment le cas des réacteurs à neutrons rapides qu'on étudie plus spécifiquement au Chapitre VI, § 3.2).

3.3 Rentes différentielles : Ricardo

Les rentes différentielles sont l'autre type de rente caractéristique des marchés des matières premières. Dans un marché concurrentiel où le prix s'établit au coût de production de l'unité de production la plus chère (on néglige ici la rente de rareté), la rente différentielle est le résultat des différences de compétitivité entre les différentes unités de production. Ce concept a été formalisé par David Ricardo, économiste britannique du XIXe siècle, qui met en évidence les lois d'apparition de ces rentes (d'où leur nom de rentes ricardiennes). Par définition, le niveau d'une rente différentielle, différence entre le prix et un coût de production, varie selon les mêmes fluctuations de court terme que le prix. On oppose ainsi classiquement la rente de rareté, typiquement long terme aux rentes différentielles, typiquement court et moyen terme.

La courbe d'offre de court terme¹¹⁴ est un outil d'analyse économique qui permet d'illustrer ces rentes simplement. L'ensemble des unités de production y sont triées par coûts croissants et leurs capacités de production sont cumulées. Le croisement de cette courbe avec la courbe de demande délimite les unités de production qui contribuent à répondre à la demande et les unités de production non

¹¹² Ces éléments sont favorables aux procédés de récupération à l'étude.

¹¹³ Dans un contexte d'étude de ressources, le plutonium qui fissionne en réacteur n'est pas à considérer ici puisqu'il est lui-même produit à partir de l'uranium présent dans le combustible.

¹¹⁴ On rencontre parfois l'appellation « courbe d'offre *cash* » lorsque les coûts reportés en ordonnées sont des coûts *cash*, c'est-à-dire incluant uniquement les coûts opératoires et quelques coûts supplémentaires spécifiques aux sites miniers (cf. Chapitre II, § 2.1.3).

compétitives. L'ordonnée du point d'intersection des deux courbes correspond au coût de l'unité en production la plus chère ; il s'agit du **coût de production marginal mondial**, égal au prix concurrentiel. Toutes les unités qui produisent touchent une rente différentielle à l'exception de l'unité marginale (dont le coût de production est égal au prix). Cette rente est d'autant plus élevée que leur avantage compétitif par rapport à l'unité marginale est grand.

La Figure IV-33 représente la courbe d'offre de l'uranium en 2008. Nous y avons représenté une courbe de demande schématique pour illustrer le mécanisme de fixation du prix et d'apparition des rentes différentielles.

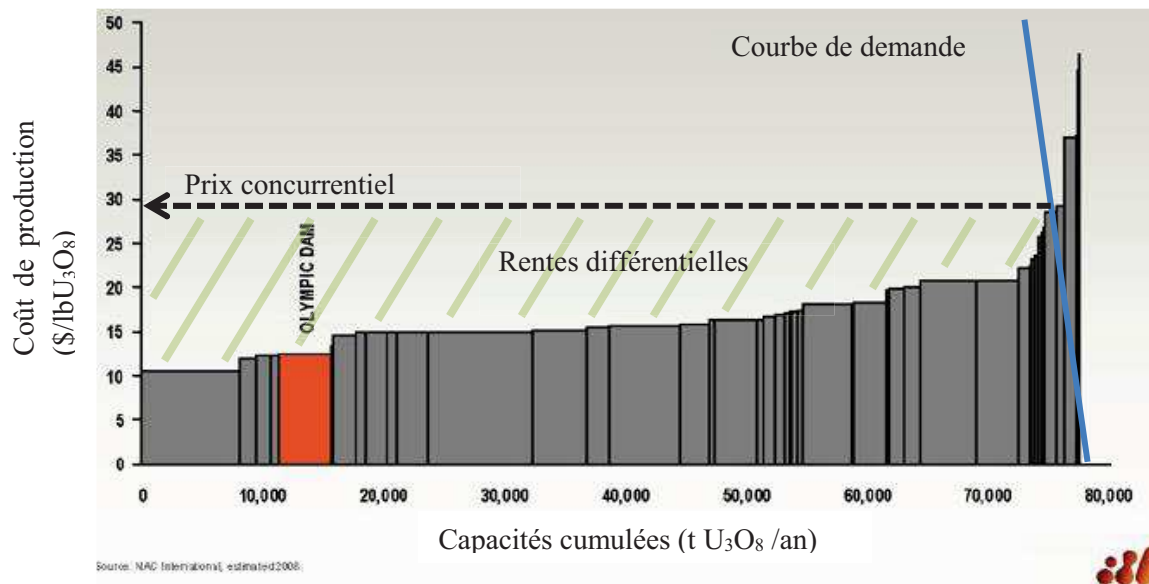


Figure IV-33 – Principe des rentes différentielles : courbe d'offre des mines d'uranium dans le monde en 2008 et courbe de demande schématique (d'après [13])

La compétitivité entre les unités de production est un élément central des rentes ricardiennes. Lorsque ces rentes sont mises en évidence par Ricardo dans le domaine agricole, celui-ci pointe avant tout leur origine naturelle : certaines terres sont plus fertiles que d'autres. Le nombre de terres étant fini, des terres fertiles et moins fertiles sont sollicitées en même temps pour répondre à la demande. Le rendement des terres fertiles est meilleur, d'où une rente plus élevée. Plus tard, Tilton [141] complète cette vision en distinguant deux types de compétitivités : la **compétitivité naturelle** (vision traditionnelle mise en évidence par Ricardo : une région est compétitive si elle est richement dotée en ressources naturelles de bonne qualité) et la **compétitivité apparente** dans laquelle les politiques publiques peuvent jouer un rôle important (un État peut bloquer des projets miniers, fixer un niveau de taxes élevé et empêcher des producteurs dont les coûts sont bas d'être compétitifs ou au contraire donner l'attractivité nécessaire à une région pour la rendre compétitive indépendamment de la qualité de ses ressources).

La conclusion de Tilton est nuancée : la compétitivité doit être basée sur une compétitivité naturelle. Les politiques publiques peuvent soutenir la compétitivité apparente à court terme, mais elles ne peuvent pas la maintenir durablement si l'avantage économique naturel a disparu. Ainsi, lorsque la compétitivité naturelle baisse du fait de l'épuisement des ressources de bonne qualité, une région perd graduellement son attractivité. Dans l'ordre : sa capacité à attirer des investisseurs pour explorer et développer de nouvelles mines diminue, puis sa capacité à attirer des capitaux pour agrandir des mines

existantes, et enfin, les politiques publiques n'ont plus la capacité de maintenir en opération les mines existantes qui ont perdu leur compétitivité.

Cette discussion sur l'influence des politiques publiques n'est pas sans lien avec **la théorie de la rente absolue**. Il s'agit d'un troisième type de rentes qu'on rencontre sur les marchés des matières premières, mis en évidence par Marx et étudiés par Bidault dans le cas de marchés d'échanges internationaux [14]. Cette rente s'ajoute aux rentes différentielles de façon identique pour toutes les unités de production (même l'unité marginale) lorsque les producteurs sont en compétition, mais alors que le propriétaire du sol ou du sous-sol profite d'une situation de monopole.

Dans notre analyse du marché de l'uranium, que ce soit pour étudier la concentration du marché (§ 2.4) ou les stratégies d'approvisionnement (§ 2.5), nous avons pris le soin de distinguer deux types d'acteurs : les États et les producteurs. Comme on l'a vu au § 2.4, les États, généralement propriétaires des ressources (à l'exception notable des États-Unis, cf. Chapitre II, § 2.4.1), concentrent davantage la production que les producteurs (principalement des entreprises privées et quelques entreprises publiques ou entreprises intégrées). Pour autant, notre analyse de la concentration du marché n'a pas révélé qu'un État profiterait d'une position dominante sur le marché actuel. En l'absence de monopole sur la propriété des ressources, nous décidons donc de négliger la rente absolue sur le marché de l'uranium.

4 CONTRAINTES DYNAMIQUES SUR L'OFFRE D'URANIUM

Ce paragraphe met en avant les contraintes qui s'appliquent à l'offre d'uranium et qui évoluent dans le temps. Ces contraintes portent soit sur l'exploration, soit sur la production. L'objectif est d'analyser ces contraintes et de proposer une façon de les modéliser, ainsi que des valeurs de référence pour les paramétrer. L'analyse de l'activité d'exploration (§ 4.1) et des coûts de découvertes associés (§ 4.2) permet d'introduire deux relations déterminantes utilisées par la suite dans le modèle de marché développé (Chapitre V). En s'appuyant sur une extension de la théorie de Hubbert, deux utilisations originales du ratio R/P (selon que P est assimilée à la demande mondiale ou à la production d'une région) sont aussi introduites pour modéliser des contraintes liées à l'anticipation de la demande et à la sécurité d'approvisionnement (§ 4.3). Des contraintes liées à la dynamique d'identification et d'épuisement des ressources (§ 4.4) sont également présentées en vue de leur intégration au modèle. Finalement, des contraintes liées à l'inflation ou à la limitation des capacités de production (§ 4.5) sont discutées, mais pas dans l'optique d'être intégrées de façon explicite dans le modèle.

L'ensemble des contraintes présentées dans ce paragraphe concerne des dynamiques qui affectent l'offre d'uranium dans le long terme. Celles qui ont été modélisées s'appuient sur des séries temporelles dont la fréquence est annuelle. En cela, on considère que la dynamique de long terme est une succession d'équilibres de court terme (annuels).

4.1 Financement de l'exploration

L'activité d'exploration mobilise des moyens importants, notamment financiers¹¹⁵. Or, c'est une activité risquée¹¹⁶ et donc difficile à financer. Ainsi, les compagnies minières privées¹¹⁷ financent le plus souvent leur activité d'exploration par :

- leurs fonds propres en majorité (limités par les profits passés de la compagnie),
- des levées de fonds (limitées par la perte d'autonomie dans la gestion des bénéfices et la dilution des bénéfices futurs),
- l'acquisition de compagnies d'exploration dites « juniors »¹¹⁸,
- et très rarement, un recours à la dette [41].

On en déduit que les rentes minières jouent un rôle important pour pérenniser l'activité : dans une économie de marché, les profits des producteurs miniers doivent permettre le financement de l'exploration et ainsi la découverte de nouvelles ressources.

¹¹⁵ A titre indicatif, 1051 km de forage d'exploration ont été réalisés aux États-Unis en 2012 pour un total de 33 M\$, soit environ 30 \$/m [102].

¹¹⁶ On considère que les échecs de certaines campagnes d'exploration passées ne sont pas à démontrer : de nombreux gîtes géologiques ont été découverts sans donner naissance à des mines. La base de données UDEPO [78] dénombre 506 mines (en exploitation, en cours d'étude de faisabilité, fermées ou en cours de fermeture), 555 gisements dormants (exploration passée et aucune activité industrielle) et 421 gisements en cours d'exploration.

¹¹⁷ Le financement de l'exploration par des fonds publics dans une économie planifiée a été mentionné au § 1.5.3. L'exploration menée par des compagnies publiques reste non négligeable aujourd'hui. Néanmoins, la production d'uranium qui en découle reste réservée à des marchés isolés (autoconsommation notamment, cf. § 2.3).

¹¹⁸ Ces compagnies ont elles-mêmes utilisé des levées de fonds ou des fonds propres pour explorer.

Le § 3 a montré que les rentes minières se définissent par rapport au prix de la matière première produite. À l'échelle d'un site de production, le surplus du producteur (ses profits) dépend essentiellement de son prix de vente puisque l'activité est « mono-produit »¹¹⁹. Pour une entreprise minière ayant plusieurs mines (par exemple pour l'uranium : Rio Tinto) ou des activités non minières (ex. : Areva), le lien entre prix et profit est moins évident : une activité annexe (ou la vente d'une matière première secondaire) peut être déficitaire. Une fois consolidés, les profits totaux (toutes activités ou tous produits confondus) peuvent ainsi être diminués. Aujourd'hui, les principales entreprises productrices d'uranium sont partagées entre ces deux catégories de producteurs :

- entreprises multiproduits ou multiactivités : Areva, Rio Tinto, BHP Billiton, Navoiï, CNNC, CGNPC ;
- entreprises produisant exclusivement (ou quasi exclusivement) de l'uranium : Kazatomprom, Cameco, Uranium One, Paladin.

On s'attend donc à ce que le financement de l'exploration d'uranium dépende du prix de l'uranium, mais pas exclusivement.

Pourtant, comme bon nombre de matières premières minérales, l'uranium présente une bonne corrélation entre son prix spot et les dépenses d'exploration (cf. Figure IV-34). Une telle corrélation s'observe aussi entre les prix *forward* du pétrole¹²⁰.

Les paragraphes suivants étudient cette corrélation, entre le prix spot de l'uranium (noté p) et les dépenses d'exploration (notées *EXPLO*) exprimées en dollars courants. L'historique de prix de 1968 à 2013 est la moyenne annuelle des prix fin de mois (données du Livre Rouge avant 1996 [100] et Cameco après 1996 [19]). L'historique des dépenses d'exploration est issu du Livre Rouge et de sa rétrospective [100], [102]. Deux approches sont comparées : la première considère la corrélation prix-dépenses comme une succession d'équilibres de court terme (§ 4.1.1), la deuxième considère un équilibre de long-terme avec des variations à court terme (§ 4.1.2). Le logiciel E-views et la librairie Python « StatsModels » ont été utilisés.

¹¹⁹ C'est entièrement le cas lorsque le producteur a la possibilité de se couvrir contre la variation de prix de ses intrants (charges variables), par exemple le carburant des engins miniers, par des contrats long-terme. Dans ce cas, pour un volume produit donné, le coût de revient est constant et les profits ne dépendent que des fluctuations du prix de vente. Le cas des mines polymétalliques est traité au § 4.5.3.

¹²⁰ Voir les différents indicateurs de prix – spot, *forward*, etc. – dans l'index thématique, au § 2.1 et § 2.2.

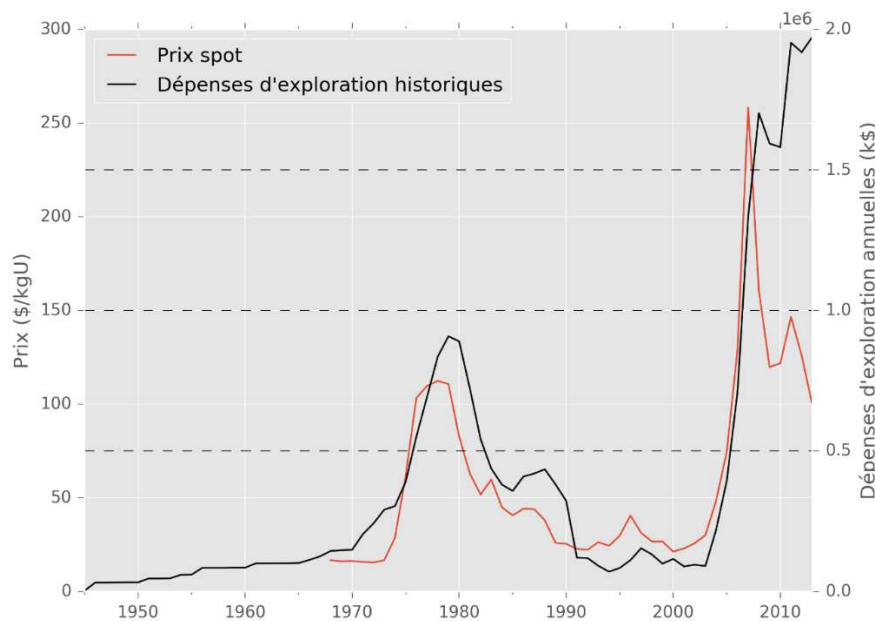


Figure IV-34 – Prix spot (moyenne annuelle des prix fin de mois) de l'uranium et dépenses d'exploration (1940-2013)

4.1.1 Corrélation du prix et des dépenses d'exploration à court terme

Tilton [142] explique que les variations annuelles des dépenses d'exploration ont tendance à suivre les variations de prix avec un léger retard du fait que ces dépenses sont engagées 6 mois à 1 an en avance, en fonction du budget disponible. Or, ce budget dépend beaucoup des profits de l'année précédente, eux-mêmes liés au prix.

On propose donc d'étudier la corrélation du prix et des dépenses d'exploration sous la forme suivante :

$$\log(EXPLO(t)) = a \times \log(p(t - 1)) + b$$

Cette forme postule l'existence d'une succession d'équilibres économiques de court terme (1 an comme suggéré par Tilton) pour expliquer la corrélation observée à long terme entre le prix et les dépenses d'exploration. La forme logarithmique est un choix pratique courant dans les études économétriques, elle permet notamment de différencier les variables par des opérations algébriques. Pour l'approche « court terme » développée dans ce paragraphe, la différenciation n'est pas nécessaire, mais la forme logarithmique permet de travailler sur les mêmes données d'entrée que l'approche « long terme » développée au § 4.1.2.

Une fois la forme de la relation choisie (on l'appelle « régression linéaire simple » dans la suite), **la corrélation peut être précisée par des tests de causalité au sens de Granger : on montre que c'est bien le prix qui cause les dépenses d'exploration et non l'inverse** (cf. Tableau IV-10 : on rejette l'hypothèse nulle au risque de 1% dans le 2^e test). Ce test permet de valider l'hypothèse d'exogénéité du prix sous-jacente dans la forme de la relation, et donc l'usage qui est fait de cette régression linéaire lors de la prédiction (cf. modélisation du marché au Chapitre V, § 2) : les prix simulés à long terme sont utilisés comme données exogènes pour prédire les futures dépenses d'exploration.

Tableau IV-10 – Tests de causalité de Granger

Pairwise Granger Causality Tests
 Sample: 1968 2013
 Lags: 1

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
Log(EXPLO) does not Granger Cause Log(p)	45	0.81229	0.3726
Log(p) does not Granger Cause Log(EXPLO)		7.95480	0.0073

Les résultats obtenus pour l'estimation de la relation sont donnés par l'Eq. IV-6 et le Tableau IV-11.

$$\log(EXPLO(t)) = 1,15 \times \log(p(t - 1)) + 8,37 \quad (R^2 = 0,76)$$

Eq. IV-6

Tableau IV-11 – Résultats de l'estimation de la corrélation prix-dépenses d'exploration

Dep. Variable:	log(explo)	R-squared:	0.760		
Model:	OLS	Adj. R-squared:	0.755		
Method:	Least Squares	F-statistic:	136.3		
Date:	Sun, 31 Jan 2016	Prob (F-statistic):	6.38e-15		
Time:	12:57:20	Log-Likelihood:	-31.409		
No. Observations:	45	AIC:	66.82		
Df Residuals:	43	BIC:	70.43		
Df Model:	1				
Covariance Type:	nonrobust				
	coef	std err	t	P> t	[95.0% Conf. Int.]
const	8.3703	0.381	21.961	0.000	7.602 9.139
log(p(-1))	1.1525	0.099	11.676	0.000	0.953 1.352
Omnibus:	0.916	Durbin-watson:	0.351		
Prob(Omnibus):	0.633	Jarque-Bera (JB):	0.878		
Skew:	0.131	Prob(JB):	0.645		
Kurtosis:	2.368	Cond. No.	21.1		

La Figure IV-35 représente les données exploitées et la simulation effectuée pour reproduire les dépenses d'exploration passées à partir de la relation obtenue (Eq. IV-6). Cette simulation considère le prix historique comme une donnée exogène.

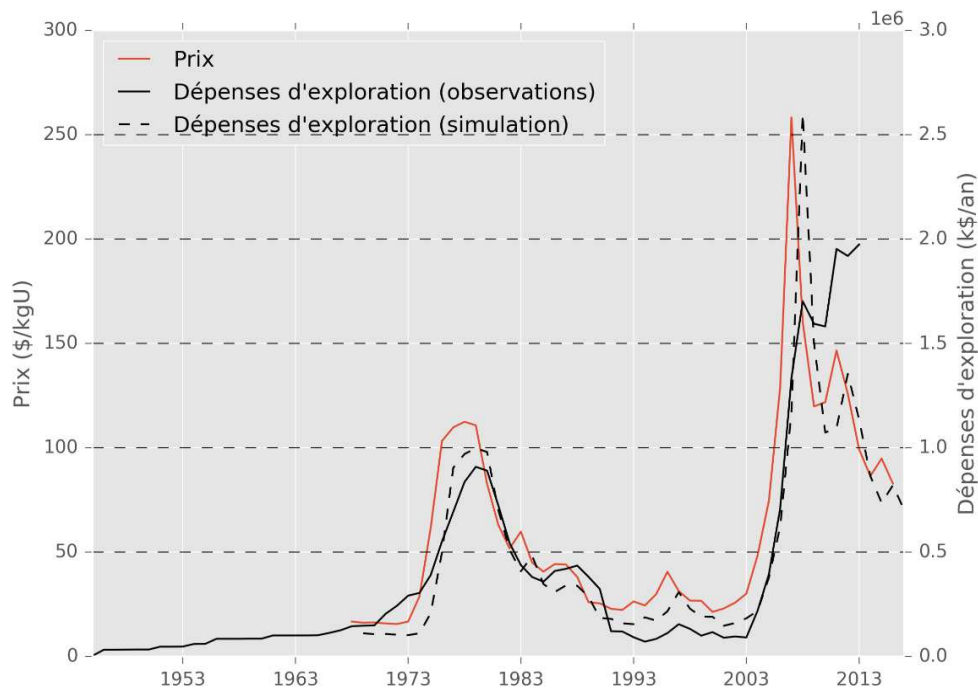


Figure IV-35 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par un modèle de régression linéaire simple

Price [115] a également étudié la corrélation entre le prix et les dépenses d'exploration en s'appuyant sur des données historiques de 1970 à 2002 exprimées en dollars constants de 2003¹²¹. La corrélation qu'il obtient est encore plus marquée ($R^2=0,95$) ce qui peut s'expliquer par la prise en compte de l'inflation, mais aussi par des données historiques n'allant pas au-delà de 2002. En effet, à partir de 2007-2008 l'évolution des dépenses d'exploration semble décorrélée de celle du prix (Figure IV-35) : les dépenses d'exploration se sont maintenues entre 1,5 et 2 Md\$/an après 2007 alors que le prix de l'uranium a connu une forte baisse (de 250 \$/kgU en moyenne annuelle en 2007 à 100 \$/kgU en 2013). L'analyse de l'évolution récente a été détaillée au § 1.5.3.2.

La récente dissociation du prix et des dépenses d'exploration interroge sur la portée très « court terme » de la relation étudiée. La corrélation et le lien de causalité observés entre le prix et les dépenses d'exploration, avec un an de décalage, suffisent-ils à entériner la relation de l'Eq. IV-6 sur le long terme pour notre étude ? Si l'Eq. IV-6 constitue la relation de 1^{er} ordre qui lie les deux variables à court terme, n'existe-t-il pas des relations de second ordre à prendre en compte lorsqu'on étudie les deux variables sur des temps longs ? En particulier, le choix de la forme de l'Eq. IV-6 restreint le test de causalité de Granger à un délai (ou *lag* en anglais, cf. Tableau IV-10) d'un an. N'est-il pas envisageable que les dépenses d'exploration aient une rétroaction sur le prix à plus long terme ? On peut envisager par exemple qu'un pic de prix à l'année t soit suivi de dépenses d'exploration importantes, et de découvertes, à l'année $t+1$ (cf. Eq. IV-6) et, après un temps incompressible Δt de développement et de mise en production des nouvelles mines (estimé entre 8 et 15 ans [170], parfois davantage selon le type de mine [99]), qu'un sursaut de l'offre contribue à faire baisser les prix à $t+\Delta t$.

¹²¹ En l'absence de scénario d'inflation dans le modèle développé au § 2, il n'est pas possible d'utiliser directement les résultats de Price pour notre étude. A noter : Price utilise une forme non logarithmique de l'Eq. IV-6.

Pour répondre à ces questions, le paragraphe suivant étudie l'éventuelle cointégration¹²² entre le prix et les dépenses d'exploration. Deux formes de la relation fondamentale entre prix et dépenses d'exploration (forme simple de l'Eq. IV-6 et forme intégrant la cointégration) sont ensuite comparées pour choisir la plus pertinente à conserver pour le modèle de marché global, compte tenu de l'objectif « long terme » de notre étude (§ 4.1.3).

4.1.2 **Cointégration du prix et des dépenses d'exploration à long terme**

La littérature fait principalement état de deux procédures pour l'étude de la cointégration de séries temporelles. La première est proposée par **Engle et Granger** [43] (cf. § 4.1.2.1), la deuxième par **Johansen** [85] (cf. § 4.1.2.2). Nous ne présentons ici que les conclusions et les résultats finaux des différentes approches. La méthodologie complète et les étapes détaillées de l'application aux dépenses d'exploration et au prix de l'uranium sont présentées en Annexe C.

4.1.2.1 *Approche de Engle et Granger*

Cette approche est limitée au cas de deux séries. Elle s'appuie sur une **estimation par les moindres carrés ordinaires** (mco) de la relation de long terme liant les deux séries. Il faut donc postuler la forme de cette relation a priori. On fait ici l'hypothèse d'un modèle linéaire liant $\log(EXPLO)$ (noté $LEXPLO$) à $\log(p)$ (noté LP), sans décalage temporel. Si un équilibre de long terme existe, cela suppose que les décalages temporels entre les deux séries s'annulent à terme. Implicitement, la question économique sous-jacente est : est-ce que le retard d'un an observé entre l'évolution des prix et des dépenses d'exploration tend à diminuer et à s'annuler à long terme ?

On détermine par les « mco » la relation :

$$LEXPLO(t) = 1,1 \times LP(t) + 16,4 \quad (R^2 = 0,72) \qquad \text{Eq. IV-7}$$

L'analyse des résultats, notamment la non-stationnarité des résidus (voir le détail en Annexe C, § 3.2), conduit à la conclusion que les séries ne sont pas cointégrées. En d'autres termes, la relation de court terme de l'Eq. IV-6 peut être exploitée sur le long terme sans craindre qu'elle soit perturbée par d'autres rétroactions ou équilibres de second ordre.

4.1.2.2 *Approche de Johansen*

Cette deuxième procédure est plus générale. Outre le fait qu'elle permet l'étude de la cointégration de N variables (cas dans lequel il peut exister au plus N-1 relations de cointégration), elle a l'avantage de fournir explicitement la relation de cointégration lorsque celle-ci existe. On postule toujours la forme d'un modèle initial (ici un modèle linéaire de type VAR, Vecteur AutoRégressif), mais, si une relation de cointégration existe, sa formule linéaire est explicitée par le test et peut être introduite directement pour compléter le modèle initial. On forme ainsi un modèle à correction d'erreur (VECM).

La 1^{re} étape du test de Johansen consiste à déterminer le nombre de décalages (*lags*) à prendre en compte dans le modèle. En partant d'une limite liée au nombre d'observations (formule de Schwert, cf. Annexe C, § 2.2.2.1), on détermine le nombre de décalages grâce aux critères usuels : minimisation des critères AIC¹²³, Schwarz, maximisation du critère de log-vraisemblance. Pour notre étude, trois critères indiquent 9 ans comme décalage optimal (cf. Tableau IV-18). Deux autres critères privilégient

¹²² Existence d'équilibre(s) de long terme entre deux ou plusieurs séries temporelles

¹²³ Critère d'information d'Akaike

1 an (en cohérence avec l'Eq. IV-6). Cette étape est aussi l'occasion d'éliminer constante et tendance déterministe du modèle VAR initial dans le cas où elles ne seraient pas significatives. Pour cela, le modèle VAR est estimé sans correction d'erreur et des tests de Student sont appliqués à ces coefficients. Notre étude conduit à éliminer la tendance, mais à conserver la constante (cf. Annexe C, § 2.2.2.2).

Finalement, la 2^e étape procède au test de cointégration en lui-même. Pour un modèle à 9 retards et avec constante, le test de Johansen conclut qu'il existe une relation de cointégration entre les deux variables. Cette relation est donnée par l'Eq. IV-8.

$$LEXPLO(t) - 1,4 \times LP(t) - 15,5 = 0 \quad \text{Eq. IV-8}$$

Cette relation constitue l'équilibre de long terme autour duquel le modèle à correction d'erreur VECM est construit. Ce modèle fait intervenir les variables $LEXPLO$, LP et les variables différenciées associées $DLEXPLO(t) = LEXPLO(t) - LEXPLO(t-1)$, et $DLP(t) = LP(t) - LP(t-1)$. Sa composante liée aux dépenses d'exploration (celle qui permet de prédire les variations de dépenses à partir des données passées) est décrite par l'Eq. IV-9 et le Tableau IV-12. La composante liée à LP est présentée en Annexe C. Elle n'est pas utilisée dans la simulation ci-après (Figure IV-36) où les prix passés sont introduits de façon exogène pour une comparaison avec les résultats issus de l'Eq. IV-6. Elle n'est pas non plus utilisée dans la modélisation (Chapitre V, § 2) où les prix sont fixés par un mécanisme de marché indépendant.

$$\begin{aligned} LEXPLO(t) = & LEXPLO(t-1) + c_0 \\ & \times [LEXPLO(t-1) - 1,4 \times LP(t-1) - 15,5] \\ & + \sum_{i=1}^8 c_{expl,i} \times DLEXPLO(t-i) \\ & + \sum_{i=1}^8 c_{p,i} \times DLP(t-i) \end{aligned} \quad \text{Eq. IV-9}$$

Tableau IV-12 – Coefficients de la composante liée aux dépenses d'exploration dans modèle à correction d'erreur

Coefficients de correction d'erreur								
Retard i	1	2	3	4	5	6	7	8
$c_{expl,i}$ (t-stat)	0,31 (0,16)	0,49 (0,19)	0,31 (0,19)	0,17 (0,19)	0,07 (0,19)	0,04 (0,19)	0,52 (0,19)	0,38 (0,19)
$c_{p,i}$ (t-stat)	-0,46 (0,30)	-0,35 (0,24)	-0,23 (0,23)	-0,38 (0,23)	-0,17 (0,21)	-0,36 (0,24)	-0,12 (0,26)	-0,56 (0,25)
Terme de cointégration								
(t-stat)	-0,55 × [LEXPLO(t-1) - 1,44 × LP(t-1) - 15,47] (0,16) (0,29) (0,81)							
Informations complémentaires								
Vector Error Correction Estimates								
Sample (adjusted): 1977 2013								
Included observations: 37 after adjustments								
R-squared	0.718163							

Adj. R-squared	0.492694
Sum sq. resids	1.077932
S.E. equation	0.232156
F-statistic	3.185195
Log likelihood	12.91293
Akaike AIC	0.220923
Schwarz SC	0.961074
Mean dependent	0.034497
S.D. dependent	0.325946

La Figure IV-36 présente le résultat d'une simulation effectuée pour reproduire les dépenses d'exploration passées à partir du modèle VECM décrit par l'Eq. IV-9.

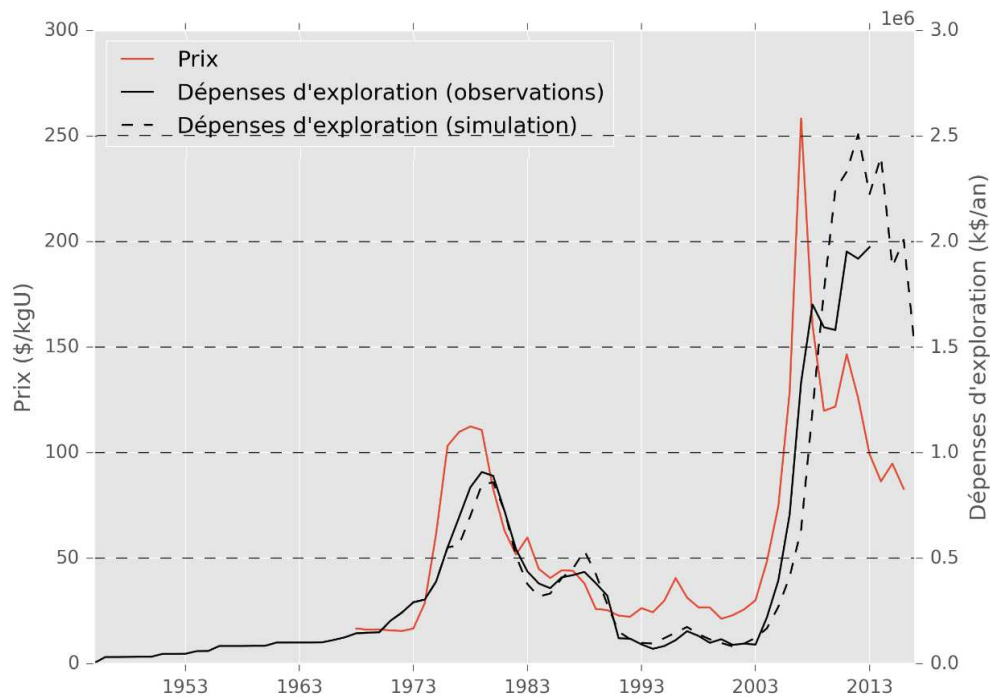


Figure IV-36 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par un modèle à correction d'erreur (VECM)

4.1.3 Choix du modèle de dépenses d'exploration

Visuellement, l'accord entre les observations et la simulation paraît meilleur dans le cas du modèle VECM (Figure IV-36) que dans le modèle de régression linéaire simple (Figure IV-35). En particulier, les données historiques du XX^e siècle sont reproduites avec précision par le modèle VECM. Sur le plan statistique, les critères usuels tendent aussi à privilégier ce modèle : les coefficients de corrélations sont équivalents ($R^2 = 0,76$ pour le 1^{er} modèle, 0,72 pour le modèle VECM), mais le critère AIC (à minimiser) penche davantage en faveur du modèle VECM (AIC = 0,2 contre 1,5)¹²⁴.

Concernant l'évolution récente des dépenses d'exploration, les simulations faites avec les deux modèles s'éloignent des observations. Entre 2004 et 2007, la simulation du 1^{er} modèle (Figure IV-35)

¹²⁴ Le critère AIC présenté dans le Tableau IV-11, AIC = 66,8 a été normalisé par le nombre d'observations (45) pour la comparaison.

suit les observations et l'augmentation de prix de manière synchrone, mais les dépenses simulées en 2007, lors du pic de prix, sont surestimées. À l'inverse, le modèle VECM (Figure IV-36) sous-estime les dépenses sur cette période et l'augmentation des dépenses d'exploration simulées a un retard d'environ un an par rapport aux observations. Après 2007, le 1^{er} modèle suit de trop près la baisse des prix et sous-estime les dépenses d'exploration alors que le modèle VECM maintient les dépenses à un niveau élevé, légèrement au-dessus des niveaux observés. Il paraît donc peu pertinent de départager les deux modèles sur ce critère, d'autant que l'analyse de l'évolution récente des dépenses (§ 1.5.3.2) montre que le prix ne peut pas être pris en compte seul.

Au-delà de la comparaison entre simulation et observations, un critère important pour le choix du modèle est sa stabilité. Le 1^{er} modèle (régression linéaire simple) propose une meilleure stabilité du fait que seules les variables en niveau (LEXPLO, LP) interviennent alors que le modèle VECM simule l'évolution des variables différenciées (DLEXPLO, DLP). On fait donc le choix de retenir le modèle linéaire simple (Eq. IV-6) pour la suite de la modélisation du marché (Chapitre V, § 2).

4.2 Coût de découverte et dépenses d'exploration cumulées

Dans cette étude, nous adoptons la définition du « coût de découverte » de l'uranium de l'AEN/AIEA [100]. À un instant donné, c'est le rapport entre :

- l'ensemble des ressources identifiées (< 260 \$/kgU), auquel s'ajoute la production passée ;
- et le cumul des dépenses d'exploration.

Intuitivement, à mesure qu'on explore un territoire, on s'attend à rencontrer une difficulté croissante pour identifier de nouvelles ressources et donc à voir le coût de découverte augmenter. Le Livre Rouge donne une estimation de ce coût par région pour l'année 2003 [100]. Nous avons étendu ces estimations pour toutes les années de 1965 à 2013 à partir des données du Livre Rouge et étudié la corrélation du coût de découverte (*DISC_COST*) avec le cumul des dépenses d'exploration (*CUM_EXPLO*) par région. Pour chaque région *i*, la relation estimée est donnée par l'Eq. IV-10.

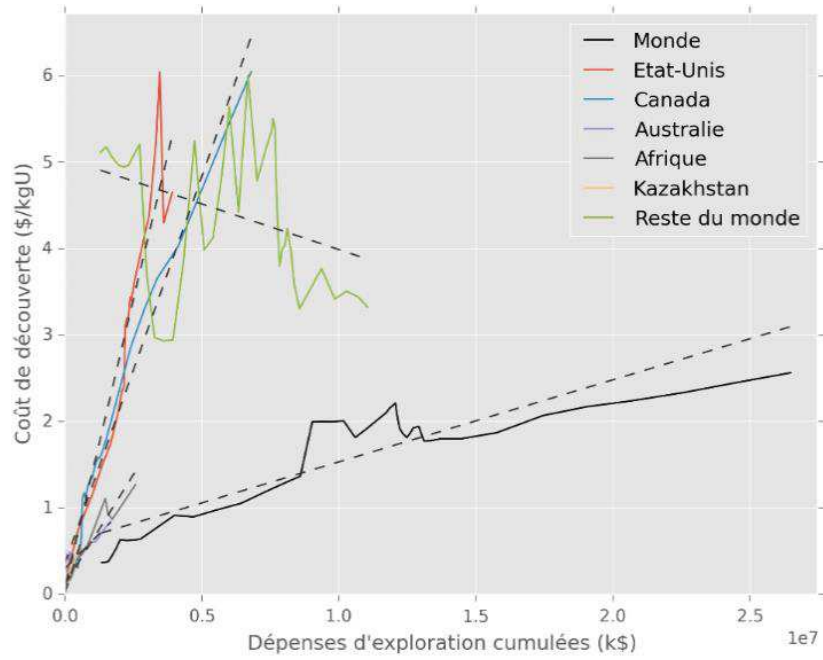
$$DISC_COST_i(t) = a \times CUM_EXPLO_i(t) + b$$

Eq. IV-10

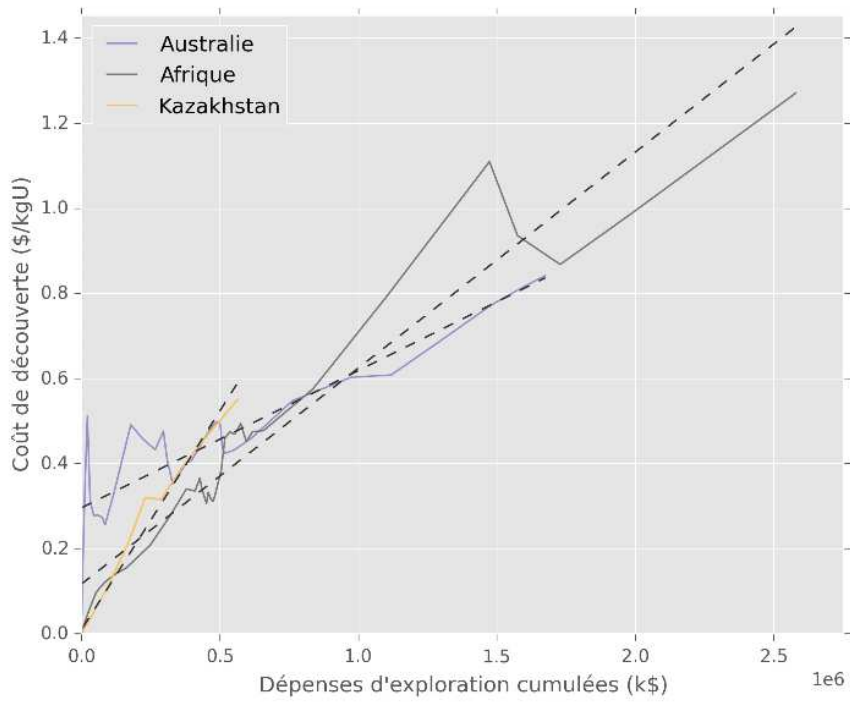
Les résultats sont rassemblés dans le Tableau IV-13 et sur la Figure IV-37. Les relations obtenues sont utilisées pour reproduire les observations passées (cf. Figure IV-38).

Tableau IV-13 – Résultats de l'estimation des corrélations coût de découverte-dépenses d'exploration cumulées

	a	(t-stat)	b	(t-stat)	R ²
Monde	9,5.10 ⁻⁸	(14,0)	0,58	(7,2)	0,81
États-Unis	1,3.10 ⁻⁶	(30,1)	0,071	(0,7)	0,95
Canada	9,0.10 ⁻⁷	(37,4)	0,35	(7,0)	0,97
Australie	3,2.10 ⁻⁷	(13,3)	0,30	(20,3)	0,80
Afrique	5,1.10 ⁻⁷	(23,1)	0,12	(6,8)	0,93
Kazakhstan	1,0.10 ⁻⁶	(32,5)	0,0098	(1,5)	0,98
Reste du monde	-1,1.10 ⁻⁷	(-2,8)	5,0	(19,8)	0,14



(a) Monde et découpage régional



(b) Zoom sur l'Australie, l'Afrique et le Kazakhstan

Figure IV-37 – Corrélation entre coût de découverte et dépenses d'exploration cumulées

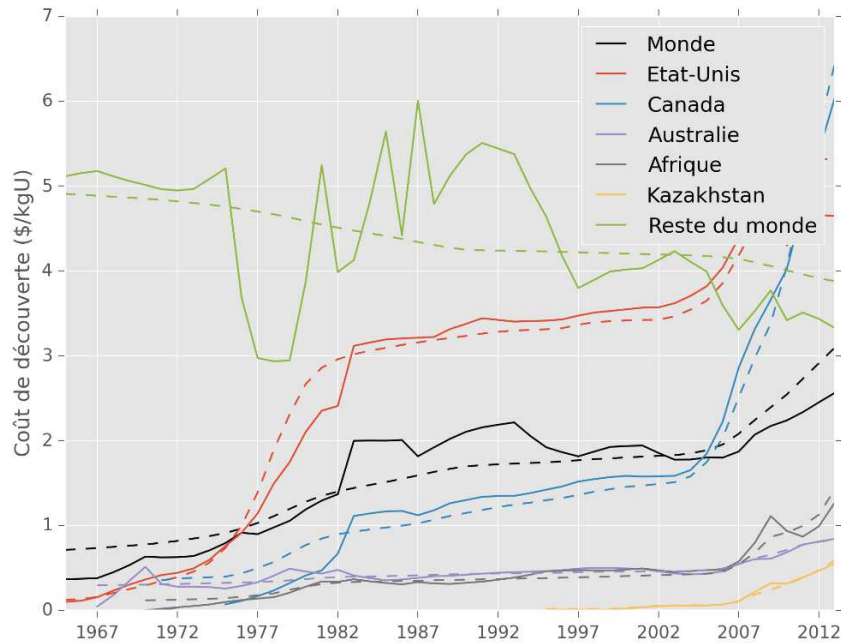


Figure IV-38 – Évolution du coût de découverte de 1965 à 2013 (observations et simulations)

Dans toutes les régions étudiées, la corrélation est forte ($R^2 > 0,9$ sauf en Australie $R^2 = 0,8$). Au niveau mondial, la corrélation est significative, mais moins marquée ($R^2 = 0,8$). Elle est mauvaise dans la région « Reste du monde » ($R^2 = 0,14$ avec une légère diminution du coût de découverte à mesure que l'exploration se poursuit, ce qui s'explique par des données passées incomplètes) de sorte qu'on a préféré appliquer la relation établie pour le monde entier dans cette région.

4.3 Sécurité d'approvisionnement et anticipation de la demande

L'interprétation la plus simple et la plus répandue du ratio R/P consiste à dire qu'au rythme de production P, l'industrie peut continuer à produire la ressource pendant R/P années en vivant sur les réserves R déjà identifiées. Cette interprétation est souvent critiquée, car elle peut conduire à des analyses prospectives faussées. Elle néglige en effet deux aspects essentiels pour la disponibilité à long terme de la ressource : d'une part l'évolution de la production (or rien n'assure qu'elle reste constante à long terme si celle-ci suit la demande), et d'autre part la découverte de nouvelles ressources. Dans ce paragraphe, nous proposons deux interprétations originales du ratio R/P, fondées sur une extension de la théorie de Hubbert (§ 4.3.1). À l'échelle mondiale, l'analyse d'un ratio R/P mondial est utile pour l'étude de la disponibilité d'une ressource à long terme, car c'est un indicateur global simple de sa rareté. On utilise ce ratio pour représenter une contrainte liée à l'anticipation de la demande mondiale (§ 4.3.2). Nous analysons également le ratio R/P au niveau régional (§ 4.3.3). Il n'est en effet pas rare qu'au niveau d'un producteur (État ou compagnie minière), les évolutions de R et P permettent de garder un ratio R/P stable dans le temps, les découvertes compensant la production. Par exemple, le ratio entre les réserves prouvées de pétrole et la production aux États-Unis reste très stable (légèrement supérieur à 10 ans) depuis près de 10 décennies. Dans le cas de l'uranium, on peut noter la stabilité du ratio entre les ressources identifiées et la production du Canada (autour de 50 ans depuis 30 ans) [99]. Le ratio R/P régional s'interprète alors davantage comme le résultat des contraintes techniques, budgétaires et financières d'un producteur ou la stratégie d'une région.

4.3.1 Extension de la théorie de Hubbert : existence d'un ratio R/P minimum

On propose dans ce paragraphe de démontrer qu'au niveau d'une mine, d'une région ou du monde, le ratio R/P a nécessairement un minimum. On s'appuie pour cela sur la théorie de Hubbert (cf. § 3.1.1) où RU désignait les réserves ultimes, en l'étendant aux ressources identifiées R . L'objectif est de retenir ce principe du minimum au niveau régional et mondial pour l'intégrer dans le modèle sous forme de contraintes. On montre également que la théorie permet d'estimer la valeur du minimum, mais qu'il est préférable de discuter séparément les facteurs techniques et économiques qui influencent les valeurs du minimum mondial (§ 4.3.2) et du minimum régional (§ 4.3.3).

Comme au § 1.3, R reste défini comme l'ensemble des ressources identifiées à un instant t . La principale différence qui est introduite par rapport à la théorie de Hubbert classique est l'existence de « ressources identifiées ultimes » résiduelles. La production totale est toujours égale aux réserves ultimes RU . Mais on considère que davantage de ressources sont identifiées même si elles ne constituent pas nécessairement des réserves. Les « ressources identifiées ultimes », notées R_m sont données par l'équation Eq. IV-11, avec R' le taux de découverte annuel.

$$R_m = \int_0^{\infty} R' dt > RU \quad \text{Eq. IV-11}$$

Si l'on suppose que toutes les ressources sont identifiées avant le début de la production et que le profil de production atteint un maximum global comme le prévoit la théorie de Hubbert (cf. § 3.1.1), le ratio R/P est initialement infini (l'exploration est antérieure à la production : initialement $P = 0$), passe par un minimum avant de tendre de nouveau vers l'infini ($P = 0$ quand la mine arrête de produire alors que $R > 0$: les réserves ultimes sont épuisées, mais il reste nécessairement des ressources identifiées).

Si de plus la production suit une courbe en cloche « à la Hubbert », le ratio R/P minimum est atteint à la demi-vie $LT/2$ de la mine¹²⁵ quand $P \approx 2,5 \times RU/LT$ (cf. § 3.1.1) et $R = R_m - RU/2 > RU/2$. $LT/5$ est un minorant de R/P. C'est la valeur exacte de R/P_{\min} dans le cas limite où $R_m = RU$. Il est intéressant de noter que R/P_{\min} dépend du ratio R_m/RU (plus R_m est élevé, plus R/P_{\min} l'est aussi), mais pas de l'hypothèse de départ (toutes les ressources identifiées avant le début de la production). La Figure IV-39 montre l'évolution du ratio R/P dans le cas général où la production se fait en parallèle de l'exploration : le ratio R/P atteint bien le minimum $LT/5$ à une date proche de la demi-vie si R_m est suffisamment proche de RU (pour cette illustration, $R_m = 1,1 \times RU$).

¹²⁵ Pour une région ou au niveau mondial, LT représente la période de production.

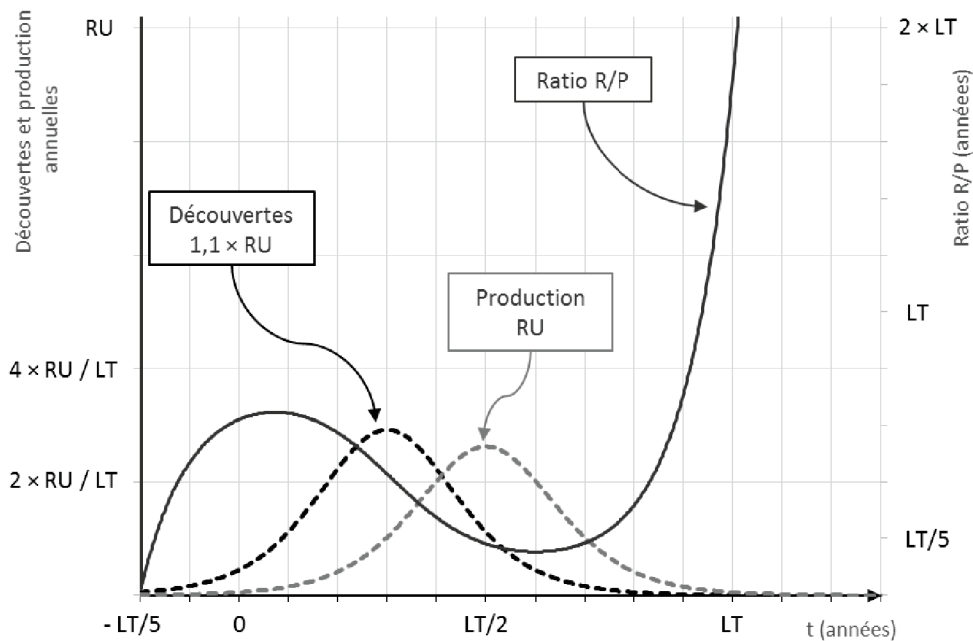


Figure IV-39 – Évolution théorique du ratio R/P avec des profils de découverte et de production à la Hubbert

On a vu qu'à des échelles plus grandes que celle d'une mine (régionale ou mondiale), le profil de courbe « en cloche » ne correspondait pas aux profils de production historiques de l'uranium (cf. § 3.1). Cela ne remet pas en cause l'existence du minimum (lié à l'existence d'un maximum global de production), mais il serait hasardeux d'estimer la valeur minimale du ratio R/P de cette façon pour une région, pour un producteur ayant plusieurs mines ou au niveau mondial. Le point le plus délicat à ces échelles est d'estimer LT a priori. On propose donc de discuter séparément les facteurs techniques et économiques qui influencent les valeurs du minimum mondial et du minimum régional.

4.3.2 Ratio R/P mondial : anticipation de la demande et besoin de visibilité du consommateur

4.3.2.1 Anticipation de la demande et besoin de visibilité du consommateur

Pour interpréter le ratio R/P au niveau mondial, on suppose que la production annuelle P est égale à la demande annuelle D (on néglige à long terme les variations des stocks sous toutes leurs formes ainsi que les délais d'approvisionnement, la demande correspond ainsi à la consommation des réacteurs)¹²⁶. Ceci fait du ratio R/P mondial un indicateur macro-économique : dans un cas hypothétique où un accroissement extrême de la demande ferait tendre le ratio R/P vers 0, un risque de pénurie devrait être considéré. À l'inverse, dans un contexte de demande croissante, un ratio R/P stable et supérieur à plusieurs décennies est signe d'un risque maîtrisé. Le ratio R/P est ainsi un indicateur de la rareté d'une ressource telle qu'elle est perçue à un instant donné.

Dans la pratique, il est peu probable que des pénuries se produisent sans anticipation notamment parce que les réacteurs nucléaires ont des temps caractéristiques très longs (durées de construction de l'ordre

¹²⁶ Comme on l'a vu précédemment, cette hypothèse n'était pas vérifiée au XX^e siècle (cf. Figure IV-4). Néanmoins, la production a récemment rejoint le niveau de la demande et on fait l'hypothèse que cet équilibre sera conservé au XXI^e siècle (cf. discussion au § 1.3).

de 5 à 10 ans et d'exploitation de 60 ans pour les réacteurs actuellement en construction) et une consommation de combustible très prévisible (production d'électricité en base). L'uranium étant non substituable (cf. Chapitre I), le risque de pénurie est d'autant plus facile à anticiper. Les producteurs sont sensibles à la demande prévue (parfois avec plusieurs décennies d'avance) et les consommateurs à l'offre.

La construction de réacteurs est un signal fort pour l'industrie minière sur la demande future et donc sur les besoins de capacité de production. Bien que la demande soit exogène dans la modélisation, il est important de comprendre les signaux que les consommateurs adressent au marché pour stimuler le processus de production (garantir des ressources identifiées R supérieures à la production P). On s'intéresse donc à leurs stratégies d'approvisionnement (cf. § 2.5).

Les consommateurs (les électriciens ou les États dans lesquels ils opèrent) sécurisent leur approvisionnement à court terme par des stocks stratégiques de quelques années (entre 2 et 15 années selon leur stratégie d'approvisionnement, cf. § 2.5.3) ou à plus long terme par des contrats passés avec des producteurs. Certains cherchent aussi, parfois dès la construction des centrales nucléaires, à sécuriser leur approvisionnement à encore plus long terme en prenant des participations directes dans des projets miniers (cf. investissements chinois en Afrique). Ce besoin de sécurisation se traduit par un besoin de visibilité sur les ressources minières et s'explique par l'intensité capitalistique des réacteurs et leur longue durée de vie.

4.3.2.2 Choix de modélisation

Dans cette étude, la demande D étant exogène et entièrement satisfaite par la production minière (cf. § Chapitre I), on a $P = D$. Appliquer une contrainte au ratio R/P revient donc à contraindre le niveau de ressources identifiées R ou, avec les notations employées dans le modèle, $RES_COC(t)$. À un instant t , le ratio R/P anticipé d'une année sur l'autre est donné par l'Eq. IV-12. L'exploration de l'année $t+1$, $EXPLO(t+1)$, dépend du prix à l'instant t , $p(t)$ (cf. § 4.1.1). Lorsque la contrainte de l'Eq. IV-12 n'est pas vérifiée, c'est-à-dire que la rareté perçue de la ressource dépasse sa valeur critique, une augmentation rétroactive de 10% du prix est appliquée jusqu'à ce que les dépenses d'exploration supplémentaires $EXPLO(t+1)$ permettent de satisfaire la contrainte. C'est de cette façon que la rente de rareté est modélisée : on n'applique pas un taux de croissance constant à la rente comme le prévoit la théorie de Hotelling (on a vu au § 3.2 que l'application de cette théorie au cas de l'uranium n'était pas convaincante), mais l'augmentation minimum permettant de maintenir la sécurité d'approvisionnement (représentée par le ratio R/P mondial) à sa valeur minimum.

$$R/P_{t+1} = \frac{RES_COC(t-1) + \frac{EXPLO(t)}{DISC_COST(t)} - D(t) + \frac{EXPLO(t+1)}{DISC_COST(t+1)}}{D(t+1)} \geq R/P_{min}$$

Eq. IV-12

Le ratio R/P ou plutôt R/D¹²⁷ (cf. Figure IV-4) n'est jamais descendu par le passé en dessous de **60 ans**. Cette limite peut donc être retenue comme une valeur minimale acceptable par les consommateurs. Elle est retenue comme valeur par défaut pour la modélisation.

Bien qu'il soit difficile de quantifier précisément tous les facteurs qu'anticipent les consommateurs, d'autres cas peuvent être considérés dans la modélisation pour étudier la sensibilité de cette limite par défaut.

Tout d'abord, on peut considérer un cas théorique où :

- La croissance du parc nucléaire est nulle et le renouvellement des réacteurs en fin de vie se fait en continu. L'âge moyen d'un réacteur dans la flotte mondiale peut alors être approximé par la demi-vie d'un réacteur (30 ans).
- Les stratégies des consommateurs étant variées et diversifiées (cf. § 2.5), on suppose que la moitié des consommateurs sécurisent entièrement leur approvisionnement et que l'autre moitié ne l'anticipe pas du tout.
- Les consommateurs qui sécurisent l'approvisionnement de leurs réacteurs anticipent également un décalage de 10 ans entre la découverte des ressources et leur production (le décalage temporel entre la date de découverte d'un gisement et celle de sa mise en exploitation est estimé entre 8 et 15 ans [171], voire davantage, cf. § 1.5.2).

Dans ce cas de figure, les consommateurs anticipent en moyenne leur consommation avec $(30+10)/2 = 20$ ans d'avance, soit, en négligeant la variation des stocks ($P=D$), $R/P = 20$ ans. Pour plusieurs raisons, cette valeur doit être considérée comme un minimum : les scénarios étudiés dans cette étude sont tous des scénarios de demande croissante. La durée de vie restante d'un réacteur de la flotte mondial est donc en moyenne supérieure à 30 ans dans ce cas. De plus, on néglige dans ce cas théorique la durée de construction des réacteurs ; si la sécurisation de l'approvisionnement a lieu dès la décision de construire, l'anticipation est supérieure à 30 ans.

On propose également de considérer deux autres cas théoriques pour la modélisation :

- Le premier néglige toutes les contraintes d'anticipations des consommateurs : le ratio R/P peut décroître jusqu'à zéro si la demande est suffisamment forte. C'est alors une situation de pénurie.
- Le deuxième suppose que l'ensemble des consommateurs sécurisent leur approvisionnement en prenant des participations dans des projets miniers, le ratio R/P mondial est alors soumis aux mêmes contraintes que les ratios R/P des différentes régions productrices. Nous analysons ces contraintes dans le paragraphe suivant.

Pour finir, d'autres effets d'anticipation sont certainement à l'œuvre sur le marché ce qui expliquerait que les valeurs minimales de R/P retenues pour la modélisation n'ont jamais été atteintes par le passé. On peut penser aux incertitudes des consommateurs vis-à-vis de la demande des autres consommateurs. La dynamique des constructions de réacteurs étant irrégulière (construction par parc comme aux États-Unis¹²⁸, en France et maintenant en Chine), l'accélération ou le retard de la construction d'un nouveau parc de réacteur peut affecter la sécurité d'approvisionnement des autres

¹²⁷ Plus rigoureusement, il faut considérer le ratio R/D de façon à ne prendre en compte que la consommation du parc électronucléaire et non la demande liée à la constitution de stocks stratégiques, mais le résultat reste identique.

¹²⁸ 135 permis de construire ont été délivrés aux États-Unis pour de nouveaux réacteurs entre 1968 et 1978, le nombre de réacteurs autorisés à exploiter passant de 13 à 70 [152].

consommateurs qui doivent couvrir ce risque par davantage d'anticipation. Les incertitudes peuvent également porter sur les variations de stocks négligées ici : au XX^e siècle les incertitudes portaient principalement sur les quantités d'uranium issues du désarmement (cf. Chapitre I, § 1.3.2). Au XXI^e siècle, il faudra certainement surveiller attentivement la gestion des stocks de la Chine (cf. § 2.5).

4.3.3 Ratio R/P régional : contraintes économiques des producteurs et choix politiques des États

Au niveau régional ou pour un producteur, P ne représente plus la demande mondiale exogène ni même une demande locale, mais une capacité de production. Le ratio R/P d'un producteur privé ou d'une région productrice reste néanmoins très lié au marché mondial puisque d'une part la production P contribue à l'offre qui équilibre la demande mondiale et d'autre part le prix de marché stimule les dépenses d'exploration mondiales (cf. § 4.1) qui localement ont conduit à la découverte des ressources R.

L'objectif de ce paragraphe est de comprendre les principaux facteurs qui contraignent le ratio R/P d'une région et de fixer des valeurs limites de références pour les intégrer au modèle de marché (Chapitre V). Il est souvent impossible de délimiter une région où seule une compagnie minière opère (ex. : cas de projets miniers en *joint venture*). On part donc du principe que le ratio R/P d'une région résulte des ressources R_i et des capacités de production P_i d'une somme de producteurs miniers, soumis à des contraintes économiques semblables :

$$R/P = \frac{\sum R_i}{\sum P_i}$$

De plus, par des choix politiques, les États qui forment la région peuvent aussi influencer le ratio R/P régional, soit directement par la loi, soit indirectement en planifiant la production d'une compagnie minière publique.

Nous analysons donc dans un premier temps les contraintes économiques qui s'imposent en l'absence de législation particulière (§ 4.3.3.1) puis le cas d'un État (en s'appuyant sur le cas de l'Australie), dont les choix et les contraintes politiques influencent le ratio R/P local (§ 4.3.3.2). Enfin, nous proposons plusieurs valeurs de références du ratio R/P régional pour la modélisation, selon les contraintes qui prédominent (§ 4.3.3.3). On garde cependant à l'esprit qu'une région est soumise à la fois aux contraintes des compagnies minières et celles des États, chacune étant difficilement quantifiable.

4.3.3.1 Contraintes économiques des compagnies minières : échelonnement des dépenses d'exploration, durée de vie des mines, garanties financières

Alors que le ratio R/P mondial faisait principalement intervenir des facteurs macro-économiques (anticipation de la demande par l'ensemble des consommateurs), le ratio R/P d'un producteur est contraint par des facteurs micro-économiques, typiquement des aspects budgétaires et financiers. Une compagnie minière a une capacité de financement (un budget dans le cas des compagnies publiques) limitée. Celle-ci est utilisée pour identifier des ressources (exploration) et pour les exploiter (production). Ces deux activités ont des contraintes de financement différentes (cf. § 4.1) : l'exploration est essentiellement autofinancée à cause du risque élevé qu'elle représente alors que la production peut en partie s'appuyer sur du financement externe (emprunt bancaire par exemple) sous

réserve de fournir des garanties financières. Nous allons voir que ces contraintes tendent à encadrer le ratio R/P d'un producteur.

Que ce soit à l'échelle d'une mine ou d'un ensemble de sites, il n'est pas dans l'intérêt d'un producteur de prouver l'existence de la totalité des ressources avant de commencer à les exploiter. Les campagnes de sondage pour apporter ces preuves ont un coût important qui doit en grande partie être autofinancé. Une meilleure stratégie pour le producteur consiste donc à développer et exploiter la ou les parcelles les plus prometteuses d'un site pour en tirer profit et à poursuivre en parallèle l'exploration dans les autres parcelles grâce aux premiers profits (campagnes de sondages secondaires pour prouver l'existence de ressources additionnelles)¹²⁹. **Autant que possible, les producteurs étalent ainsi dans le temps leur besoin d'autofinancement lié à l'exploration. Cela tend à faire baisser le ratio R/P.**

Pour autant, la possibilité d'explorer et produire en parallèle est limitée : pour diminuer les coûts et garantir leur rentabilité, **les unités de production doivent avoir une taille critique et une durée de vie minimale**. En conséquence, plus les économies d'échelle sont nécessaires pour abaisser les coûts, plus la taille critique de l'unité de production, et donc les investissements pour développer les infrastructures, sont importants. Tant qu'un minimum d'exploration n'a pas été fait, le risque lié à l'existence même des ressources est trop important pour justifier l'investissement. Les compagnies minières s'assurent donc d'avoir identifié et prouvé l'existence d'un minimum de ressources (par exemple, pour garantir un temps d'activité minimum égal au temps de retour sur investissement t_r tel que $R = t_r \times K$, où K est la capacité de production prévue de la mine) avant de lancer l'investissement. **Cette quantité incompressible de ressources identifiées constitue une garantie financière que la compagnie minière doit mettre en avant pour recourir à l'emprunt et financer le développement. On voit ici apparaître un ratio R/P minimum** dont la valeur dépend principalement :

- du type de projet minier à financer. Dans le cas de l'uranium, les mines de types ISL ont des coûts d'infrastructures plus faibles que les mines souterraines ou à ciel ouvert. On s'attend donc à ce qu'elles aient un ratio R/P minimum inférieur et de fait, on constate que dans ces exploitations, les dépenses d'exploration et de développement d'infrastructures sont largement étalées dans le temps alors qu'elles sont ponctuelles dans les exploitations souterraines ou à ciel ouvert.
- de la préférence pour le présent du producteur. Dans une certaine mesure, un producteur peut ajuster le dimensionnement de ses mines pour atteindre un certain taux de rentabilité ou un certain temps de retour sur investissement¹³⁰. En diminuant la taille du projet et en se focalisant sur les zones les plus riches du gisement, il réduit les garanties financières à apporter et privilégie un retour sur investissement rapide (ratio R/P minimum plus faible et préférence pour le présent ou taux d'actualisation plus élevé).

¹²⁹ Une stratégie similaire est parfois appliquée au sein d'un portefeuille de mines : les profits d'une mine en exploitation financent la prospection sur d'autres sites où le producteur détient des permis d'exploration. Néanmoins, cette pratique est moins systématique, notamment dans le cas d'acteurs intégrés : les profits miniers peuvent servir à financer des activités non minières (au détriment de l'exploration de nouvelles mines) ou inversement des profits extérieurs à l'activité minière peuvent accélérer la prospection.

¹³⁰ Cette marge d'ajustement est souvent limitée par des coûts fixes : la géométrie du gisement peut par exemple imposer des coûts élevés de découverte (cas des mines à ciel ouvert) ou d'infrastructure (puits et descenderies des mines souterraines) même lorsqu'on se restreint aux parties les plus riches d'un gisement.

Pour résumer, le ratio R/P d'un producteur est contraint par :

- Une valeur minimale de production pour autofinancer son activité d'exploration.
- Une valeur minimale de réserves liée aux garanties financières qu'il doit apporter pour continuer à développer ses unités de production grâce à l'emprunt bancaire ; cette valeur minimale dépend du type de projet minier et du degré de préférence pour le présent du producteur.

4.3.3.2 Choix politiques des États

Cette vision peut laisser penser qu'il existe une valeur « optimale » du ratio R/P et que les contraintes précédentes tendent à le stabiliser autour de cette valeur dans un régime continu. Dans la pratique, le ratio R/P d'un producteur peut en effet être stable pendant de longues périodes (cas par exemple d'un acteur « intégré » dont l'objectif est de maintenir un ratio R/P de 20 ans, cf. cas d'Areva dans le § 2.5 dédié aux stratégies d'approvisionnement). Mais d'autres facteurs peuvent aussi le perturber : le cas de l'Australie l'illustre bien (Figure IV-40). La fin des années 1970 est marquée par une chute du ratio R/P : l'Australie sort d'une période de production nulle (alors qu'elle a déjà des ressources identifiées). Comme on l'a vu avec l'extension de la théorie de Hubbert à l'échelle d'une mine (§ 4.3.1), le ratio R/P est initialement élevé puis diminue. Au début des années 1980, l'État australien met en place une politique de limitation de la production : au maximum 3 mines d'uranium peuvent produire en même temps, alors que d'autres sites continuent à être explorés [170]. Cela contribue au niveau élevé du ratio R/P (supérieur à 100 ans) et à son augmentation jusqu'aux années 1990. La principale mine australienne, Olympic Dam, est une mine de cuivre où l'uranium est extrait en sous-produit. Le niveau de production de l'uranium dépend donc de celui du cuivre et c'est ainsi que la production d'uranium triple au début des années 2000, faisant chuter le ratio R/P de l'Australie avant que d'autres ressources ne soient identifiées dans le pays à la fin des années 2000.

En résumé, les choix politiques d'un État peuvent influencer la valeur du ratio R/P région (dans le cas de l'Australie, la politique limite la production pour assurer une gestion durable des ressources, ce qui impose une valeur minimale élevée au ratio R/P). D'autres facteurs, difficilement modélisables font aussi fluctuer le ratio R/P de façon significative (découverte d'un gisement particulièrement important, influence de la production en coproduit ou sous-produit).

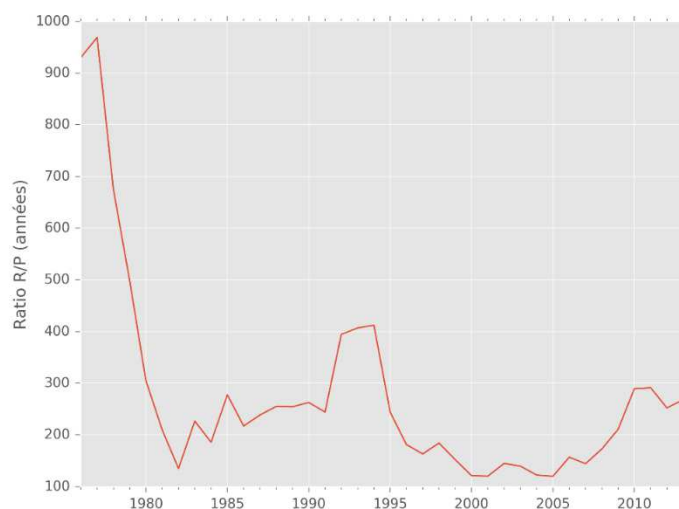


Figure IV-40 – Évolution historique du ratio R/P en Australie

4.3.3.3 *Choix de modélisation*

Cette discussion nous conduit, comme pour le ratio R/P mondial, à considérer des valeurs minimales pour contraindre le ratio R/P des régions productrices qu'on souhaite modéliser. On propose de retenir les cas suivants pour fixer les valeurs de références utilisées dans le modèle au Chapitre V, § 2 et § 3.

- **0 année (absence de contrainte)** : cas limite théorique d'acteurs dont la préférence pour le présent est maximale et dont les mines nécessitent de faibles investissements et des temps de développement courts (typiquement ISL). Ce cas peut aussi représenter des acteurs qui défendent leurs parts de marché dans un oligopole en maintenant une production élevée sans souci de la pérennité de l'activité.
- **10 ans (valeur par défaut)** : cas d'acteurs dont la préférence pour le présent est forte, mais dont les mines nécessitent des investissements conséquents et des temps de développement non négligeables. Ce cas peut aussi représenter des acteurs qui, bien qu'ils défendent leurs parts de marché, accepteraient d'en concéder une partie pour rester présents sur le marché : typiquement un État dont la volonté politique est de maintenir une activité minière minimale indépendamment de sa compétitivité.
- **20 ans** : cas d'un État souhaitant maintenir son activité à plus long terme. Ce cas peut aussi correspondre à un acteur « intégré » dont l'objectif premier serait de garantir une certaine sécurité d'approvisionnement pour les clients de ses autres activités (services d'enrichissement, vente de réacteurs, etc.).
- **60 ans** : identique au ratio mondial minimal par défaut : l'ensemble des producteurs s'alignent sur les besoins de sécurisation des ressources des consommateurs.

On n'envisage pas de valeur qui serait supérieure au ratio mondial minimal : dans le cas de scénarios de demande croissants, il est peu plausible qu'une telle contrainte s'applique à l'ensemble des acteurs. Cela nécessiterait des dépenses mondiales d'exploration très importantes, difficilement réalisables financièrement sans injecter de l'argent généré en dehors du marché de l'uranium (or l'exploration est principalement autofinancée, cf. § 4.1). Ce cas peut représenter un État appliquant des restrictions sur la production comme l'Australie des années 1980 ou pour entamer une sortie de l'activité minière (les autres acteurs absorbent alors la demande résiduelle). Ce cas de figure fait néanmoins l'objet d'une simulation spécifique au Chapitre VI, § 2.1 (simulation d'un arrêt de production en Australie).

4.4 **Dynamiques de découverte et d'épuisement des ressources**

4.4.1 **Répartition régionale des découvertes**

La corrélation entre le prix de marché et les dépenses d'exploration mondiales étudiée au § 4.1 ne dit rien sur la façon dont ces dépenses sont réparties au niveau régional. Compte tenu de la contrainte principale du financement de l'exploration (les dépenses d'une année données sont financées par une partie des profits de l'année précédente) et d'importantes disparités dans les coûts de découverte (cf. § 4.2), nous proposons d'intégrer deux systèmes de ventilation des dépenses d'exploration mondiales dans le modèle :

- répartition régionale des dépenses au prorata des profits de l'année précédente (système de ventilation employé par défaut) ;
- dépenses d'exploration entièrement consacrées à la région où le coût de découverte est le plus faible.

Ces deux systèmes sont comparés au Chapitre V, § 3.1.4.

Les volumes découverts annuellement dans chaque région peuvent être estimés comme le quotient des dépenses d'exploration régionales et du coût de découverte en vigueur.

4.4.2 Découverte des ressources par coût croissant ou au prorata des ressources ultimes restantes

La modélisation des ressources ultimes (Chapitre III) est largement fondée sur l'hypothèse que l'industrie minière découvre prioritairement les gisements les plus gros et les plus riches (donc les moins coûteux à exploiter) en premier. Cela justifie que peu de gisements soient connus aujourd'hui dans les très faibles teneurs et les très faibles tonnages. Cette hypothèse peut être défendue lorsqu'on considère des temps longs :

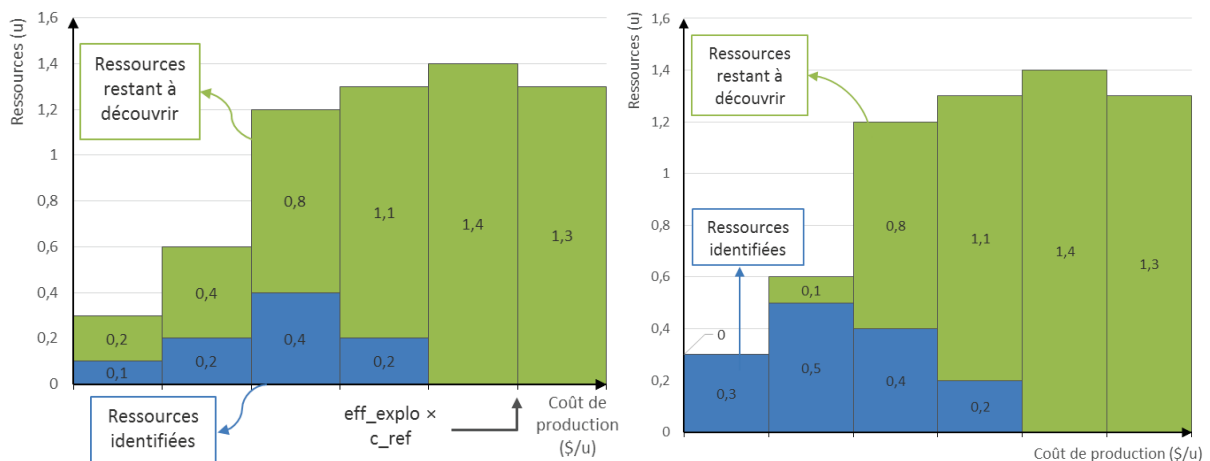
- à long terme, on est certain qu'il reste à découvrir des gîtes géologiques plus petits, plus pauvres et plus coûteux à exploiter puisqu'on ne s'y est pas intéressé, on n'a pas encore cherché à les découvrir ;

Mais elle est très critiquable aux échelles de temps courtes (typiquement annuelle, comme la fréquence des séries temporelles qu'on souhaite intégrer au modèle du Chapitre V), du fait des aléas de l'activité d'exploration :

- à court terme, on essaye de découvrir les gisements les plus gros, les plus riches et les moins coûteux à exploiter parmi les gisements restants, mais le succès n'est pas garanti : lorsqu'un gisement gros et riche est découvert, on n'est jamais sûr qu'il s'agisse du plus gros et du moins coûteux à exploiter.

Les contraintes qui pèsent sur la dynamique avec laquelle les nouvelles ressources sont identifiées sont complexes. Nous avons fait le choix de considérer deux façons simples de les modéliser (la Figure IV-41 et la Figure IV-42 schématisent les deux processus d'évolution des ressources identifiées et restant à découvrir sur une période Δt au cours de laquelle 0,5 unité sont découvertes ; les données utilisées sont factices) :

- Identification des nouvelles ressources par coût de production croissant



(a) Courbes d'offre à t

(b) Courbes d'offre à $t + \Delta t$ (découverte de 0,5 u)

Figure IV-41 – Identification des nouvelles ressources par coût de production croissant

Tout se passe comme si l'exploration était parfaitement efficace, même à court terme. Cette approche – très théorique – est dans le prolongement des hypothèses faites au Chapitre III, mais s'expose aux critiques précédentes.

- Identification des nouvelles ressources au prorata des ressources restantes (modélisation par défaut)

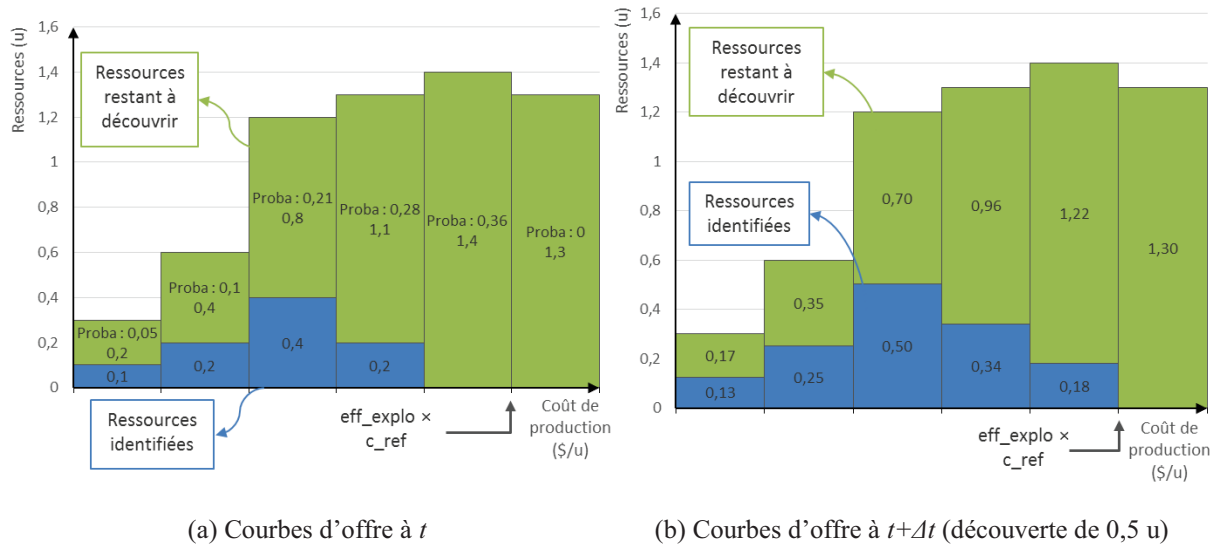


Figure IV-42 – Identification des nouvelles ressources au prorata des ressources restantes à découvrir

Il s'agit de tenir compte d'une efficacité variable de l'exploration : au-delà d'un certain coût de production estimé, plus aucun effort d'exploration n'est consacré aux gîtes géologiques. La totalité des dépenses d'exploration est consacrée à la découverte de gisements dont le coût de production estimé est en deçà de cette limite (notée $eff_explo \times c_ref$ sur la Figure IV-42 et expliquée ci-après). Chaque catégorie de ressources dont le coût de production est inférieur à cette limite se voit attribuer une probabilité de découverte proportionnelle à la quantité de ressources qu'il y reste à découvrir selon notre estimation des ressources ultimes. Ce processus tient ainsi compte d'une raréfaction des ressources de coût faible à mesure que les meilleurs gisements sont découverts.

Le coût limite en deçà duquel aucune découverte n'est faite prend en compte deux paramètres :

- un coût de référence c_ref . On propose par défaut de considérer le coût de production marginal mondial. Dans un marché mondial, cela traduit les efforts des producteurs pour faire émerger des projets miniers dont les coûts de production sont les plus faibles par rapport à ceux de leurs concurrents déjà établis. C'est la stratégie des producteurs *price taker* qui s'insèrent le plus loin possible de la limite de rentabilité de la courbe d'offre de court terme (cf. § 3.3) pour maximiser leur rente différentielle et leurs chances de se maintenir dans le marché, de rester compétitifs. On pourra également considérer le coût marginal régional, nécessairement plus faible que le coût marginal mondial. Cette référence paraît assez réaliste pour un État qui limiterait son niveau de production en appliquant une sélectivité forte sur les nouveaux projets miniers. Cette stratégie peut être un choix politique (vision long terme pour une exploitation durable des ressources, comme c'est le cas en Australie où le nombre de

mines simultanément en production était limité à 3 au début des années 1980). Mais elle peut aussi maximiser la rente différentielle dans le cas d'un producteur *price maker*, déjà compétitif sur le marché mondial (c'est le cas du Kazakhstan où un niveau de production trop élevé tirerait les prix vers les bas par l'abondance de l'offre, diminuant la rente). Enfin, on considérera également le prix mondial (qui, par rapport au coût marginal, inclut une prime liée à la rente de rareté). Cette référence peut elle aussi traduire une réalité économique : si la rente de rareté est l'élément essentiel qui détermine le prix, de nouveaux producteurs miniers (par exemple implantés dans un marché où la commodité est moins rare) peuvent émerger et ouvrir de nouvelles mines dont le coût est supérieur à toutes les mines existantes, mais qui leur permettent tout de même de réaliser des profits supérieurs à ceux que procurent les autres commodités.

- Un coefficient multiplicateur *eff_explo* (égal à 1 par défaut) de sorte que le coût limite soit égal à $eff_explo \times c_ref$. Ce coefficient permet de rendre compte de deux phénomènes. Premièrement, il s'agit de rendre compte de certains aléas, principalement liés à l'exploration et à l'estimation des coûts : un producteur peut s'être fixé un objectif de coût limite (*c_ref*), identifier un projet compatible et réaliser au moment de l'étude de faisabilité que le coût du projet est finalement supérieur à cette limite (les ressources espérées ont été surestimées ou l'inflation entre la première estimation et l'étude de faisabilité sous-estimée). Deuxièmement, il s'agit de rendre compte des concessions possibles par rapport au coût de référence en fonction du contexte économique : dans un contexte de hausse des prix, le producteur est plus enclin à accepter un projet donc le coût est légèrement supérieur au coût marginal. Dans un contexte de baisse des prix, il sera plus exigeant, fixant un objectif en dessous du coût marginal du moment.

Ce deuxième processus, avec le coût marginal mondial comme coût limite de découverte, est celui retenu par défaut pour la modélisation.

4.4.3 Production par coût croissant à l'échelle régionale

Une fois les ressources identifiées, la question de leur dynamique de production se pose. Un choix classique de modélisation économique est de supposer que les ressources identifiées sont produites par coût de production croissant : les unités de production sont triées par coûts de production croissants et leurs capacités de production s'additionnent jusqu'au niveau de production totale. Pour un niveau de production donné, la fonction de production donne ainsi le coût marginal correspondant (coût de production d'une unité supplémentaire) (cf. Figure IV-43). En d'autres termes, le coût marginal est donné par la mine en production la moins compétitive (la mine marginale).

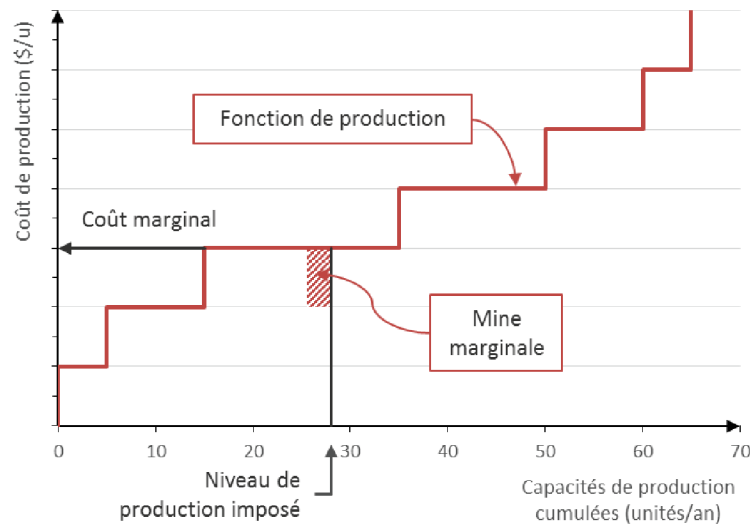


Figure IV-43 – Fonction de production et coût marginal

La fonction de production peut être définie pour un producteur, ou une région, aussi bien que pour le monde dans son ensemble.

Dans notre modélisation, chaque région a sa propre fonction de production, mais il y a également une fonction de production mondiale qui agrège l'ensemble des unités de production des différentes régions, et correspond à la courbe d'offre de court terme définie au § 3.3 pour introduire les rentes différentielles.

On rappelle que le niveau de production mondiale est déterminé par le scénario de demande exogène et que nous avons choisi de considérer que, sauf contrainte particulière liée au ratio R/P local (cf. § 4.3.3), les parts de marchés des différentes régions restent constantes (celles-ci défendent leurs parts de marché au sein de l'oligopole, cf. § 2.6). Selon les productions attendues dans chaque région, on peut donc utiliser les fonctions de production régionales pour déterminer des coûts marginaux régionaux, ainsi qu'un coût marginal mondial, qui est en pratique la valeur la plus élevée des coûts marginaux régionaux.

Dans notre modélisation, chaque région a une fonction de production unique : on ne discrétise pas ses unités de production (les mines). Cette simplification revient à ne pas prendre en compte de limite de capacité de production, ce qui est erroné, car les mines peuvent rencontrer des surcoûts lorsqu'elles produisent au-delà de leur capacité de production nominale¹³¹. Néanmoins, la modélisation agrège les ressources des différentes mines dans des catégories de coût qui sont discrétisées (cf. schéma (a) de la Figure IV-44). Il est possible de limiter la production dans chacune de ces catégories. Sans discrétiser les différentes unités de production, cela permet de limiter leur niveau de production et de leur garantir une durée de vie minimale. Malgré la simplification qui autorise les mines à produire au-delà de leur capacité nominale sans surcoût, on s'assure ainsi qu'elles ne s'éloignent pas trop de leur capacité de production et de leur durée de vie nominale.

On propose ainsi de considérer deux alternatives pour la modélisation :

¹³¹ Le coût global de production des ressources a été calculé au Chapitre III en tenant compte d'une capacité nominale des mines. Aucun ajustement n'est fait si ces ressources sont produites à un rythme différent de la capacité nominale de leur mine. Si l'on suppose que la capacité nominale est celle qui minimise les coûts de production (en pratique, elle est plutôt celle qui maximise la valeur actualisée des ressources), tout écart à cette capacité entraîne des rendements décroissants.

- Le niveau de production P_i d'une catégorie de ressource de coût i n'est contraint que par les ressources R_i qui restent dans cette catégorie : $P_i \leq R_i$. Chaque année, un producteur peut ainsi solliciter l'ensemble de ses mines les plus compétitives sans limite sur leur capacité de production : il peut produire jusqu'à la totalité de leurs ressources en une année. La fonction de production s'obtient ainsi directement à partir de la courbe d'offre cumulée des ressources identifiées (cf. schémas de la Figure IV-44).

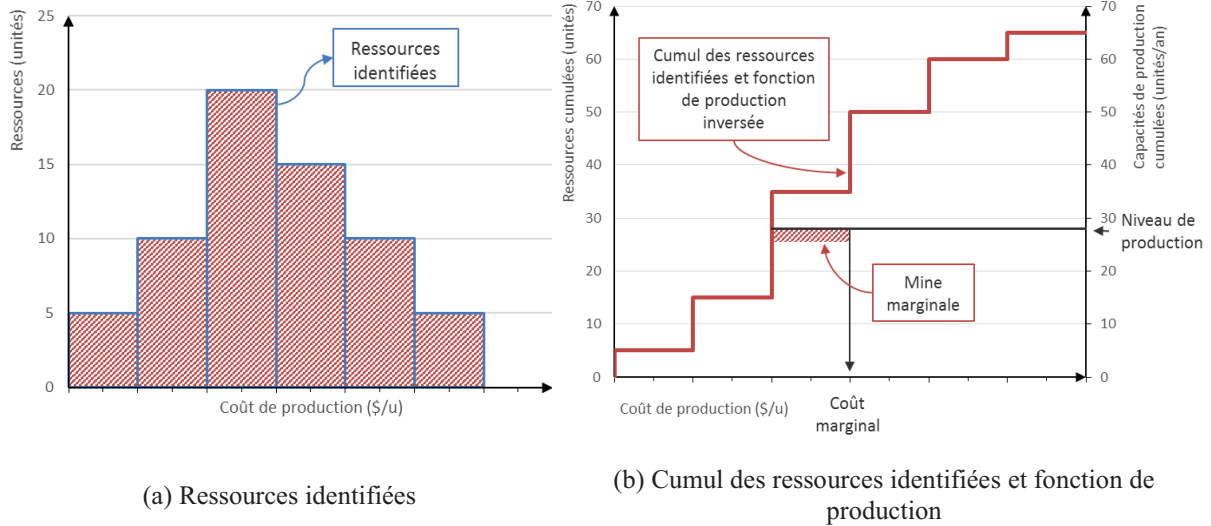


Figure IV-44 – Production par coût croissant sans contrainte de capacité

- Le niveau de production P_i est limité dans chaque catégorie de ressources par un taux de disponibilité : $d_i < 1$ tel que $P_i = d_i \times R_i$. Le producteur ne peut ainsi pas solliciter l'ensemble de ses mines (même les plus compétitives) à un rythme qui épuiserait leurs ressources en moins de $1/d_i$ années. Cette alternative nécessite une transformation de la courbe d'offre des ressources identifiées pour obtenir la fonction de production (cf. schémas de la Figure IV-45 avec $d_i = 50\%$ des ressources totales accessibles chaque année).

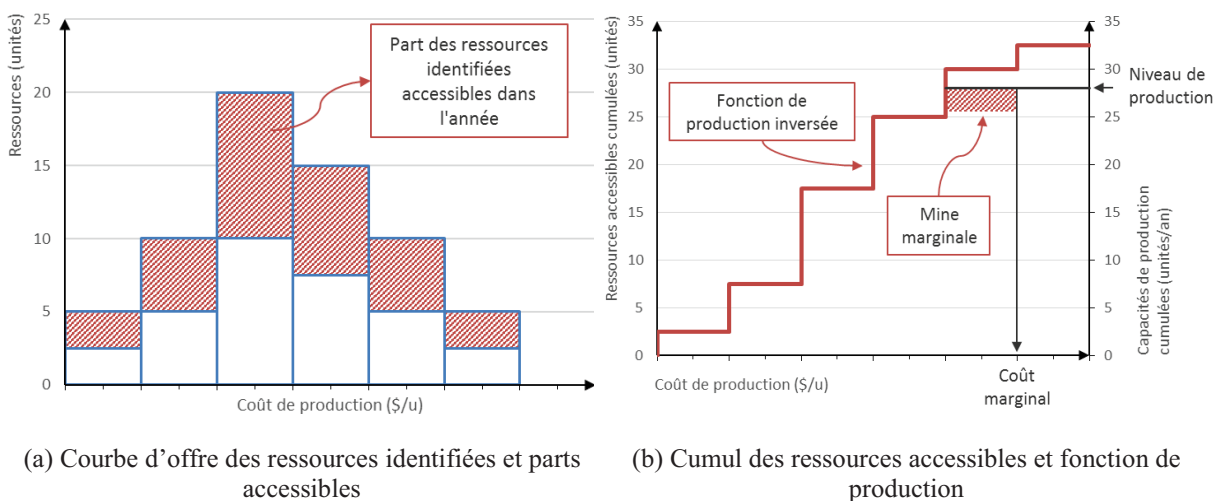


Figure IV-45 – Production par coût croissant avec contrainte de capacité

Dans les deux cas, avec ou sans contrainte de capacité, les catégories de ressources les plus compétitives sont sollicitées en priorité jusqu'à atteindre le niveau de production attendu (production par coût croissant). En revanche, la Figure IV-44 et la Figure IV-45 montrent que toutes choses égales par ailleurs (ressources identifiées et niveau de production donnés), le coût marginal atteint lorsque les capacités sont contraintes est plus élevé. La deuxième alternative est celle retenue par défaut pour la modélisation.

La valeur retenue pour d_i doit maintenant être discutée. Pour la choisir, nous proposons d'étudier plus en détail ce qu'elle représente à l'échelle d'une mine. On note R_m les ressources identifiées (supposées égales aux réserves ultimes) de cette mine et LT sa durée de vie. Si d_i est le taux de disponibilité des ressources et que la mine produit chaque année la totalité de ses ressources disponibles, les ressources restantes évoluent comme une suite géométrique de raison $1 - d_i$. Les ressources restantes à l'année n sont données par l'Eq. IV-13 :

$$R_{m,n} = R_m \times (1 - d_i)^n \quad \text{Eq. IV-13}$$

L'épuisement des ressources étant asymptotique dans cette formule, on propose de considérer que 95% des réserves ultimes ont été produites au terme de la durée de vie. L'Eq. IV-13 devient alors :

$$0,05 \times R_m = R_m \times (1 - d_i)^{LT}$$

$$\text{soit : } d_i = 1 - 0,05^{1/LT} \quad \text{Eq. IV-14}$$

En pratique, nous avons vu que la valeur minimale du ratio R/P local (introduit au § 4.3.3) représente, entre autres, la durée de vie minimale des mines. On propose d'adopter cette valeur (10 ans par défaut) pour calculer le taux de disponibilité d_i avec l'Eq. IV-14 (26% avec les valeurs de référence).

Le raisonnement précédent (à l'échelle d'une mine) n'est transposable à des catégories de ressource entières (comme celles représentées sur la Figure IV-45, qui peuvent inclure chacune plusieurs mines, découvertes à des moments différents) que sous certaines conditions : le taux de disponibilité est le même dans toutes les catégories, toutes les mines ont des durées de vie identiques et la totalité de leurs ressources disponibles est produite chaque année. Dans la pratique, la catégorie de ressource marginale n'est jamais sollicitée au maximum de sa capacité et la réalité montre que la durée de vie des mines – même au sein d'une région – peut varier significativement. Le mécanisme que nous proposons reste donc perfectible, par exemple en discrétisant les mines dans le modèle ou en utilisant une valeur de référence plus proche de la durée de vie réelle des mines. En effet, en retenant une durée de vie minimum ($R/P_{min, loc}$) comme valeur de référence, on surestime le taux de disponibilité des ressources. Malgré tout, cette surestimation est moins importante qu'en l'absence de contrainte de capacité (la 1^{re} alternative proposée correspond à $d_i = 100\%$).

Pour résumer, dans le modèle proposé, le ratio R/P minimal introduit au § 4.3.3 au niveau régional :

- limite le niveau de production total attendu dans la région ;
- permet de déterminer le taux de disponibilité qui fixe les capacités de production dans chaque catégorie de ressource (triées par coût).

Enfin, nous proposons une illustration des deux alternatives proposées dans ce paragraphe afin de montrer, à l'échelle d'une mine, qu'ils conduisent à des profils de production théoriques différents. Ces profils sont représentés en rouge et rose sur la Figure IV-46 et comparés à des profils « types » qu'on pourrait obtenir en discrétisant les mines (représentés en noir : profil à la Hubbert ou production en capacité nominale). Dans cet exemple, on considère de nouveau une mine dont les ressources identifiées R_m sont égales aux réserves ultimes et dont la capacité nominale vaut $K_m = R_m/10$ ($LT = 10$ ans).

Sur la Figure IV-46, on constate bien que lorsque les niveaux de production ne sont pas contraints au sein des différentes catégories de ressources (1^{re} alternative, Figure IV-44), produire par coût croissant conduit à surestimer la capacité de production de la mine (sans prendre en compte les surcoûts associés à d'éventuelles déséconomies d'échelle). Si l'on utilise un taux de disponibilité d_i calculé à partir de la durée de vie exacte, la capacité de la mine est initialement surestimée par rapport au profil de Hubbert et en capacité nominale. Cette surestimation à court terme (compensée par une sous-estimation à long terme) serait d'autant plus marquée si la durée de vie considérée pour le calcul de d_i est inférieur à la durée de vie réelle (c'est le cas dans la 2^e alternative, où $R/P_{min, loc}$ est employé).

La comparaison des deux alternatives au Chapitre V, § 3.2.3 et une étude de sensibilité sur le paramètre d_i doivent permettre de juger de la pertinence du choix de modélisation retenu ici (notamment de l'absence de discrétisation des mines).

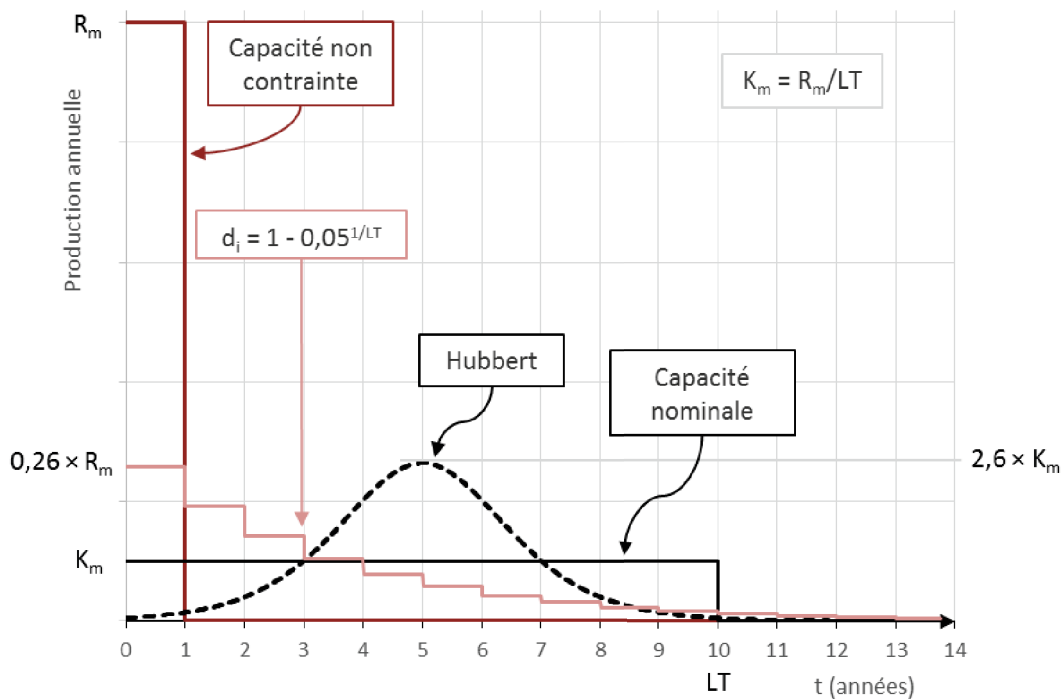


Figure IV-46 – Profils de production d'une mine selon les choix de modélisation

4.5 Contraintes non modélisées

Ce paragraphe a vocation à être une discussion « hors modèle ». Le modèle introduit au Chapitre V est un modèle économique d'équilibre partiel (qui ne modélise pas de façon endogène l'ensemble des secteurs de l'économie). En plus des contraintes de premier ordre introduites aux § 4.1 à 4.4, l'offre d'uranium est contrainte par un certain nombre d'éléments qui se situent à l'interface du modèle, c'est-à-dire des éléments liés à d'autres secteurs de l'économie, voire des éléments non économiques :

- éléments liés au contexte macro-économique : inflation (§ 4.5.1), taux d'actualisation (§ 4.5.2) ;
- éléments liés au droit minier et au contexte non économique (politique, législatif, sécuritaire, etc.) (§ 4.5.4) ;
- éléments pouvant s'apparenter à un effacement partiel de la demande : production de coproduits ou sous-produits (§ 4.5.3).

Les enjeux associés sont analysés ici, mais pas en vue d'être intégrés au modèle du Chapitre V. Après une discussion sur le plan théorique et au regard de la réalité économique actuelle, les limites pratiques qui nous conduisent à exclure du modèle chacun de ces éléments sont mentionnées.

4.5.1 Inflation dans le secteur minier

Le niveau d'inflation dans le secteur minier est un paramètre fortement lié au contexte macro-économique. Il évoluera donc nécessairement sur le long terme et il est particulièrement difficile d'anticiper ces évolutions.

Sur le plan théorique, la globalisation de l'économie, si elle se poursuit comme au XX^e siècle, peut conduire à une homogénéisation ou une évolution similaire du coût des intrants de l'industrie minière (énergie, matières premières et plus généralement capital et travail), quelle que soit la région du monde où les projets miniers sont implantés. Rappelons pour illustrer ce point l'évolution de la productivité minière entre 1980 et 2000 : même si le coût du travail et du capital dans le monde minier sont certainement différents en valeur absolue des coûts australiens mentionnés au § 1.4.2, leurs évolutions ont été similaires (toute l'industrie minière a bénéficié des gains de productivité liés à la mécanisation). La question qui se pose à long terme est donc davantage de savoir si l'inflation du secteur minier sera supérieure à celles des autres secteurs. Illustrons cette question dans le cas de l'uranium et de l'industrie nucléaire. Si l'inflation du secteur minier est beaucoup plus forte au XXI^e siècle que dans le secteur de la construction de réacteurs et les industries connexes (ciment, armatures, acier, etc.), des technologies de réacteurs ayant une utilisation moins intensive de l'uranium (par exemple les RNR) verront leur compétitivité augmenter. La question se pose également entre les différentes industries productrices d'électricité.

Sur le plan pratique, aucune inflation n'est prise en compte dans la modélisation des ressources ultimes au Chapitre III, car cela nécessiterait des hypothèses sur la date de découverte et la date de mise en production de l'ensemble des gîtes géologiques ce qui est contraire à la philosophie de l'estimation des ressources ultimes (approche statique, cf. Chapitre III). Le coût de l'ensemble des ressources a donc été calibré à partir de projets récents, sans y appliquer d'inflation. Quelle que soit l'incertitude sur le niveau absolu de l'inflation actuelle, il est probable que les courbes d'offre cumulatives estimées deviennent obsolètes au cours du XXI^e siècle. Il suffit pour s'en convaincre de se référer à la courbe d'offre ultime estimée par Harris dans les années 1980 [70] : la valeur du dollar et les coûts miniers ont beaucoup évolué en 30 ans. Néanmoins, au sein d'une région comme les États-Unis, il est probable que le coût des intrants évolue de façon homogène (même inflation pour tous les projets miniers). Si le pays connaît une période d'inflation importante, l'estimation des ressources

ultimes du Chapitre III peut donc être mise à jour par simple homothétie ou après une nouvelle calibration sur le coût des projets miniers les plus récents. De plus, si l'ensemble des régions du monde bénéficie des mêmes gains ou baisses de productivité minière comme nous l'évoquons ci-dessus, la compétitivité relative des différents acteurs serait peu affectée.

Ces raisons, ainsi que le manque d'informations pour établir des scénarios d'inflation régionaux, nous ont conduits à exclure ce paramètre de la modélisation proposée dans la suite. Dans une certaine mesure, on peut néanmoins considérer que l'inflation relative entre les différents secteurs de l'économie est prise en compte dans le modèle puisque, comme cela a été discuté au Chapitre I, les scénarios exogènes sur la demande d'uranium tiennent compte de la compétitivité des différentes sources d'électricité sur le long terme et d'autres facteurs non économiques.

Ces scénarios n'intègrent cependant qu'une seule technologie de réacteurs nucléaires. La question de l'évolution de l'inflation relative entre le secteur de l'extraction d'uranium et le secteur de la construction de réacteurs reste un point important qu'il conviendrait d'analyser plus finement dans une étude complémentaire.

4.5.2 Disparités régionales et évolution à long terme du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation aussi est un paramètre fortement lié au contexte macro-économique et évoluera sur le long terme.

Sur le plan théorique, au niveau micro-économique, ce taux permet aux agents économiques d'estimer la valeur présente de dépenses ou de revenus futurs. Il reflète leur préférence pour le présent. Si on laisse de côté la théorie de Hotelling selon laquelle le taux d'actualisation s'aligne sur le rendement moyen des actifs économiques, la réalité économique montre que ce taux varie largement d'un acteur à un autre et d'un projet à un autre. La question qui se pose sur son évolution à long terme est donc plus complexe que pour l'inflation : il s'agit non seulement de savoir comment la préférence pour le présent des producteurs miniers va évoluer, mais également si les disparités qui existent entre les acteurs et selon les régions où leurs projets sont implantés vont s'accroître ou se résorber.

Si l'on se fie à la diversité des méthodes employées pour calculer ce taux et les éléments économiques sur lesquels elles s'appuient, les disparités entre les différents projets (même dans un secteur économique donné) devraient se maintenir. Pour l'illustrer, nous résumons ici trois méthodes conseillées pour estimer le taux d'actualisation à retenir pour un projet minier ou pour la comptabilité d'une entreprise minière [36] :

- Méthode du CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital)

Cette méthode s'appuie sur une mesure de l'équilibre de financement d'une entreprise entre l'endettement et les fonds propres. Le taux d'actualisation est obtenu en pondérant le taux d'intérêt demandé par les banquiers (endettement) et le rendement espéré par les actionnaires (fonds propres). Il est censé refléter une moyenne du risque des projets de l'entreprise et sa préférence pour le présent. Si ce taux peut être utilisé pour actualiser les flux financiers de l'entreprise, il ne doit pas servir de base pour l'estimation d'un nouveau projet : on supposerait alors à tort que celui-ci est soumis aux mêmes risques que l'ensemble des projets existants dans l'entreprise.

- MEDAF (Méthode d'Évaluation Des Actifs Financiers)

Cette méthode est destinée aux investisseurs souhaitant acquérir des actions d'entreprises cotées. Il s'agit d'estimer le rendement d'un actif financier à partir de son risque relatif par rapport à un échantillon d'actifs de référence et d'une prime de risque (surplus de rentabilité exigé pour placer de l'argent dans cet échantillon plutôt que dans un actif sans risque, typiquement des emprunts d'État).

Cette méthode étant spécifique à l'évaluation financière de parts d'entreprises cotées, elle ne peut être employée pour l'estimation d'un projet minier seul.

- Évaluation par ajouts successifs de primes de risques

Cette méthode est une adaptation du MEDAF permettant l'évaluation d'un projet minier spécifique. À un taux sans risque (pris égal à un emprunt d'État sur une durée approchant la durée de vie du projet) s'ajoutent des primes de risque (prime de risque du marché minier concerné et primes de risques spécifiques au projet, par exemple dans le cas d'une incertitude forte sur le niveau de taxes auquel il sera soumis, ou sur les exigences environnementales qui seront imposées¹³²).

Pour résumer, l'évolution du taux d'actualisation soulève plus de questions encore que l'inflation puisque ce taux intègre d'une certaine façon une partie de l'inflation (l'évolution anticipée du coût du capital), mais aussi une série de primes de risques. Ces primes sont spécifiques au marché étudié, voire à chaque projet minier, ses caractéristiques techniques et le contexte politico-économique dans lequel il s'inscrit.

Sur le plan pratique, dans cette étude, le taux d'actualisation apparaît uniquement de façon explicite dans l'estimation des ressources ultimes (cf. Chapitre III). Malgré des disparités que nous évoquions, le même taux est utilisé dans toutes les régions. Ceci est dû à l'impossibilité de réunir les informations nécessaires pour calculer un taux d'actualisation spécifique à chaque région ou à chaque projet minier potentiel. Une analyse de sensibilité a été faite pour évaluer l'influence de cette limite.

Dans le modèle de marché du Chapitre V, le taux d'actualisation et son évolution ne sont pas pris en compte explicitement. En revanche, la préférence pour le présent des différents acteurs apparaît implicitement dans les contraintes dynamiques imposées pour modéliser le marché, à l'échelle régionale (cf. ratio R/P régional au § 4.3.3). Le choix d'appliquer ces contraintes au niveau régional peut être critiqué tant nous avons vu que la préférence pour le présent et la stratégie d'approvisionnement peuvent varier d'une entreprise à un autre (cf. § 2.5 et § 4.3.3). Néanmoins, nous avons aussi souligné l'importance des spécificités de chaque projet minier et, même si plusieurs entreprises différentes peuvent être implantées dans une même région, elles y évoluent dans un contexte politico-économique relativement homogène. Ce choix permet aussi de conserver le découpage régional choisi pour l'estimation des ressources ultimes (cf. Chapitre III, § 2.2) et le manque d'information nous empêche de proposer un découpage plus fin.

4.5.3 Cas des coproduits/sous-produits

Le problème théorique des coproduits et des sous-produits est celui du partage de la valeur économique : les coûts de production d'une mine polymétallique sont en partie constitués de coûts communs et ses profits se partagent entre les différents produits.

À l'échelle d'une entreprise, la gestion financière prévoit un cadre théorique pour gérer les coproduits et les sous-produits, qu'on peut résumer simplement de la façon suivante :

- Les profits et coûts communs sont ventilés sur chacun des coproduits au prorata des volumes produits.
- Le profit d'un sous-produit est calculé à partir de ses recettes auxquelles on retire uniquement les charges directes et indirectes spécifiques au sous-produit. Le profit du produit primaire est calculé à partir de ses recettes auxquelles on retire l'ensemble des charges restantes (celles spécifiques au produit primaire et l'ensemble des coûts communs).

¹³² Voir la liste exhaustive des primes de risque possibles et leur estimation dans [36].

Si l'entreprise suit un objectif de maximisation du profit, ce partage de valeur implique que le niveau de production de chacun des produits dépend des autres. De ce point de vue, le cas le plus simple est celui des sous-produits : puisque le produit primaire assume l'ensemble des coûts communs, le niveau de production des sous-produits est entièrement déterminé par celui du produit primaire.

Dans la pratique, le partage de valeur pose plusieurs problèmes, tant pour l'estimation des ressources ultimes que pour l'étude du marché : il n'est pas possible de modéliser les coûts de production et la dynamique du marché d'une matière première sans modéliser les coûts de production et la dynamique du marché des coproduits ou des sous-produits.

Puisqu'il n'est pas possible d'anticiper si un gisement non découvert sera exploité en coproduction ou non, nous avons fait le choix d'estimer les ressources ultimes d'uranium en supposant que l'uranium était tout le temps le produit primaire (cf. Chapitre III). Nous avons vu les limites de ce choix, notamment du fait de l'importance des ressources d'uranium associées au cuivre dans le gisement d'Olympic Dam (plus de 25% des ressources RAR mondiales à moins de 130 \$/kgU). Pour pallier cette limite, nous avons proposé une méthode pour estimer certaines ressources d'uranium non conventionnelles, susceptibles d'être produites en sous-produit (cf. Annexe A).

Pour la modélisation du marché, les flux produits annuellement ont plus d'importance que les ressources en terre. De ce point de vue, négliger la coproduction d'uranium est une approximation moins forte puisque le gisement concerné (Olympic Dam) représente moins de 7% de la production mondiale. Nous avons donc choisi à nouveau de ne pas introduire la production d'uranium en coproduit de façon explicite dans le modèle proposé au Chapitre V. Les dynamiques de marché sont étudiées en supposant que tout l'uranium échangé est un produit primaire.

Pour estimer l'influence de ce choix, nous pouvons considérer deux des principales ressources non conventionnelles qui pourraient conduire à l'exploitation de l'uranium en sous-produit : les roches phosphatées et le charbon. La production du sous-produit étant entièrement déterminée par le flux de production primaire, il est possible d'estimer les quantités d'uranium ainsi produites annuellement. Pour le phosphate, on estime le potentiel à moins de 10 ktU/an [56] et à moins de 1 ktU/an pour le charbon (cf. Annexe A et [97]). Ces flux étant des quantités « fatales » puisque le critère de maximisation du profit des producteurs ne les affecte pas, nous proposons de les considérer comme des effacements de la demande. Leur impact sur le marché peut ainsi être estimé en les retirant simplement des scénarios de demande étudiés¹³³. Cet impact est très limité à long terme puisque les flux considérés sont de l'ordre de 10 ktU/an alors que les scénarios de demande étudiés représentent entre 340 et 810 ktU/an en 2100 (cf. Chapitre I).

4.5.4 Droit minier et contexte non économique : effets de seuil

La stabilité du droit minier est un élément important que surveillent les producteurs avant d'investir dans un nouveau projet ou de s'implanter dans un pays, au même titre que d'autres éléments non économiques : stabilité et transparence du système politique, risque sécuritaire, politique environnementale, etc. Pour certains d'entre eux, on constate qu'ils évoluent progressivement et des tendances de long terme se dégagent : volonté de renforcer les politiques de développement durable et l'acceptation sociale des projets miniers, volonté de renforcer la transparence de l'industrie minière (cf. ITIE : Initiative pour la Transparence des Industries Extractives [123]). Pour les autres, une modification d'un de ces éléments peut suffire à remettre en question un projet minier. Ils se

¹³³ En toute rigueur, il faudrait aussi retirer ces ressources quantités estimées de ressources ultimes pour qu'elles ne soient pas comptabiliser deux fois (une fois au sein des ressources ultimes et une fois comme flux d'effacement de la demande).

matérialisent ainsi par des effets de seuil, particulièrement difficiles à anticiper et à modéliser. Ces risques sont en grande partie liés aux États. Or, nous avons vu au § 2.4 que le marché était d'autant plus exposé aux risques spécifiques aux États que la production était concentrée dans un petit nombre d'États, ce qui n'est pas à exclure au XXI^e siècle.

Pour appuyer leurs décisions d'investissement, producteurs et investisseurs ont besoin de quantifier les risques non économiques de leurs projets. Bien que certains des aléas évoqués ici peuvent être quantifiés économiquement (par exemple : évolution de la législation vers un niveau de taxes/royalties plus élevé, nouvelles contraintes environnementales entraînant des dépenses de remédiation supplémentaires, etc.), la plupart restent binaires (par exemple : changement de politique environnementale interdisant l'activité minière, élargissement d'une zone protégée interdisant localement l'activité minière, dégradation de la situation sécuritaire, guerres ou conflits locaux conduisant à l'arrêt de la production, etc.). Pour quantifier ces aléas à effet de seuil, une solution consiste à sonder un collège de spécialistes sur leur vision du contexte non économique des différents États. Un traitement statistique de leurs réponses permet de quantifier le risque et les producteurs peuvent exploiter ces informations pour diversifier leurs investissements (par exemple en intégrant des primes de risque dans le taux d'actualisation qu'ils utilisent, cf. § 4.5.2). L'Institut Fraser publie ainsi annuellement un rapport sur un ensemble de risques spécifiques aux États [53], sur la base d'un sondage auquel répondent plus de 4 000 managers, chefs d'entreprises et consultants impliqués dans le secteur minier.

Bien que ce type d'étude soit particulièrement utile à l'échelle d'un acteur économique pour se prémunir des risques en diversifiant ses investissements, il nous paraît inexploitable en pratique pour anticiper à long terme et modéliser des ruptures à l'échelle du marché entier. En effet, il est impossible d'imaginer comment les indices publiés par l'Institut Fraser évolueront à long terme. De plus, à l'occurrence d'un des risques énumérés ici, l'impact sur le marché peut être significatif (par exemple arrêt de la production d'une région entière) même si les acteurs s'en sont prémunis à titre individuel.

Nous préférons donc exclure ces éléments du modèle proposé au Chapitre V, tout en dressant une liste de signaux faibles à surveiller sur le long terme (voir § 2.4.2) et à simuler quelques scénarios représentatifs qui matérialisent les risques les plus importants en utilisant le modèle (voir le cas de l'arrêt de la production australienne au Chapitre VI).

5 CONCLUSION ET DISCUSSION SUR LES CHOIX DE MODÉLISATION

5.1 Analyse du marché de l'uranium et choix de modélisation

Ce chapitre a permis de dresser un état des lieux du marché de l'uranium à travers ses principales composantes et leur évolution historique : demande, production, prix, structure de marché, etc. Cette analyse a abouti à plusieurs choix de modélisation. Nous avons ainsi montré que la concentration des acteurs était significative du côté de l'offre ; d'où notre choix de modéliser le marché de l'uranium comme un oligopole sans collusion entre les acteurs. En l'absence de méthode quantitative permettant d'anticiper l'évolution de la concentration, cette hypothèse a été retenue pour tout le XXI^e siècle (des scénarios plausibles comme l'arrêt de la production d'une région entraînant une production plus concentrée à l'échelle des États est toutefois étudiée par la suite, voir Chapitre VI).

Les États sont donc apparus comme des acteurs importants du marché du côté de l'offre.

L'analyse des différentes stratégies d'approvisionnement a montré que les États jouent aussi un rôle clé du côté de la demande. Pour la modélisation, nous avons donc choisi de représenter les acteurs du marché au niveau régional, en conservant le même découpage géographique que pour l'estimation des ressources ultimes du Chapitre III.

Le présent chapitre a aussi permis de tester, dans le cas de l'uranium, les principales théories économiques des ressources épuisables : Hubbert, Hotelling, Ricardo. Nous avons montré que l'application à l'uranium des deux premières théories à l'uranium sous leurs formes les plus communes n'était pas convaincante, mais nous en avons tiré des enseignements importants, notamment pour nos choix de modélisation. Premièrement, la théorie de Hubbert a montré que la rareté d'une ressource épuisable se perçoit davantage par rapport aux ressources qu'on envisage d'extraire que par rapport aux ressources ultimes. Une extension de cette théorie a guidé notre choix de modélisation de la rente de rareté : nous proposons de l'introduire en suivant l'évolution du ratio R/P mondial, utilisé comme indicateur de la rareté d'une ressource épuisable. Deuxièmement, bien que la théorie de Hotelling n'ait pas été retenue pour modéliser la rente de rareté, elle peut être utilisée pour définir le prix plafond d'une ressource épuisable lorsqu'une ressource *backstop* existe.

Enfin, ce chapitre a permis de lister une série de contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium sur le court, moyen et long terme. À chaque fois, après analyse des forces économiques à l'origine de ces contraintes, nous avons présenté la manière dont elles peuvent être modélisées. Un modèle économétrique a ainsi été proposé pour modéliser la corrélation entre le prix de l'uranium et les dépenses d'exploration. Une relation liant les coûts de découverte aux dépenses d'exploration cumulées au niveau régional a aussi été mise en évidence. Nous proposons aussi une utilisation originale du ratio R/P pour représenter la rareté de la ressource et les marges de sécurité d'approvisionnement au niveau mondial (contrainte d'anticipation de la demande) ainsi que pour prendre en compte les contraintes économiques des producteurs ou les choix politiques des États au niveau régional (contrainte sur les capacités de production). Enfin, d'autres hypothèses ont été retenues pour reproduire aussi précisément que nécessaire la dynamique de découverte et d'épuisement des ressources d'uranium. Toutes ces contraintes et ces paramètres sont introduits dans le modèle de marché que nous proposons au chapitre suivant (Chapitre V). Leur influence respective sur la disponibilité de l'uranium y est aussi étudiée.

5.2 Choix d'un modèle économique en équilibre partiel

Comme nous l'avons vu au § 4.5, des forces économiques extérieures au marché de l'uranium se traduisent par des contraintes sur l'offre d'uranium. Elles trouvent leurs origines dans les marchés d'autres commodités (cf. coproduits, § 4.5.3), dans d'autres secteurs de l'économie (cf. inflation, taux d'actualisation et autres facteurs macro-économiques, § 4.5.1 & 4.5.2), voire dans le contexte non économique (cf. § 4.5.4).

En faisant le choix de ne pas modéliser ces contraintes, on range automatiquement le modèle proposé au Chapitre V dans la catégorie des modèles économiques en équilibre partiel, c'est-à-dire restreint à un seul marché. Deux alternatives à ce choix ont ainsi été implicitement écartées :

- Le choix d'un modèle d'équilibre général

Dans le cadre de cette étude, un tel modèle aurait nécessité l'intégration de divers indicateurs macro-économiques de façon endogène (lien entre croissance économique et consommation d'énergie, demande d'électricité endogène, compétitivité du nucléaire et des autres modes de production d'électricité, etc.). « Noyer » l'équilibre offre-demande de l'uranium dans un grand nombre de paramètres macro-économiques aurait certainement compliqué l'analyse de l'influence des contraintes propres à l'offre d'uranium et des résultats en général. Néanmoins, dans la continuité de notre étude, le modèle de marché de l'uranium que nous proposons pourra être greffé sur un modèle d'équilibre général existant.

- Le choix d'un modèle d'équilibre partiel couplé à d'autres modèles d'équilibre partiel

Dans le cadre de cette étude, un tel modèle aurait ainsi pu être couplé à un modèle de marché du cuivre ou de l'or (principaux coproduits de l'uranium), ou du pétrole (principal intrant énergétique de toute activité minière aujourd'hui). Des corrélations entre ces marchés et celui de l'uranium sont en effet évoquées [86]. De nouveau, le risque de « noyer » l'équilibre offre-demande de l'uranium parmi de nombreux paramètres économiques nous a conduits à écarter ce choix. Dans le cas du pétrole, un couplage reviendrait pratiquement à développer un modèle d'équilibre général complet tant cette matière première est liée au contexte macro-économique. De plus, la plus-value pour l'étude de la disponibilité de l'uranium n'est pas évidente : du côté de l'offre d'uranium, l'électrification des engins miniers, déjà mise en place dans certaines mines, pourrait-elle découpler les deux marchés au XXI^e siècle ? Du côté de la demande, la production d'électricité à partir de pétrole ou de gaz sera-t-elle en concurrence avec la production électronucléaire ? Le nucléaire valorisera-t-il d'autres produits que l'électricité en quantités significatives ?

Pour conclure, le choix d'un modèle de marché de l'uranium en équilibre partiel nous paraît nécessaire en premier lieu tant la valeur ajoutée de modèles plus complexes est incertaine. Les alternatives que nous venons d'évoquer ne doivent pas pour autant être écartées définitivement. Elles pourront faire l'objet d'études spécifiques pour améliorer le modèle que nous proposons, une fois que les résultats et les incertitudes de celui-ci auront été analysés. Il est toutefois illusoire de penser que de telles améliorations apporteront une réponse exacte aux questions sur la disponibilité de l'uranium à long terme. Il reste en effet des éléments non économiques qui ne pourront être modélisés, rappelons par exemple :

- Les contraintes non économiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium (cf. § 4.5.4)
- Les substituts « partiels » de l'uranium évoqués au § 3.2.5.3 et qui ne sont pas échangés sur un marché actuellement.

ANNEXE DU CHAPITRE IV

ANNEXE C CO-INTEGRATION DES DÉPENSES D'EXPLORATION ET DU PRIX DE L'URANIUM

Cette annexe présente de façon exhaustive l'étude de cointégration (existence d'équilibre(s) de long terme entre deux ou plusieurs séries temporelles) du prix spot et des dépenses d'exploration. Elle décrit en détail les outils économétriques (§ 1) et la méthodologie adoptée (§ 2), ainsi que l'application au cas de l'uranium (§ 3).

1 VARIABLES CONSIDÉRÉES ET OUTILS ÉCONOMÉTRIQUES

Les variables considérées pour cette étude sont le prix de l'uranium (série annuelle) et les dépenses d'exploration mondiales. Les outils économétriques employés sont des modèles de régression linéaire simples, des modèles de vecteurs autorégressifs (VAR) ou des modèles à correction d'erreur (VECM). L'étude a nécessité l'emploi du logiciel E-views (notamment pour les tests de cointégration) et de la librairie Python « StatsModels ».

1.1 Prix de l'uranium

Le prix de l'uranium est noté p , son logarithme LP et la variable différenciée associée DLP . Il s'agit du prix annuel calculé en moyenne mobile sur 12 mois à partir de prix spot¹³⁴ au dernier jour de chaque mois (en \$ courants/lbU₃O₈). Les prix considérés et représentés sur la Figure IV-47 sont ceux publiés par Nuexco (de 1968 à 1996) [99] et par Cameco [19] (de 1996 à aujourd'hui).

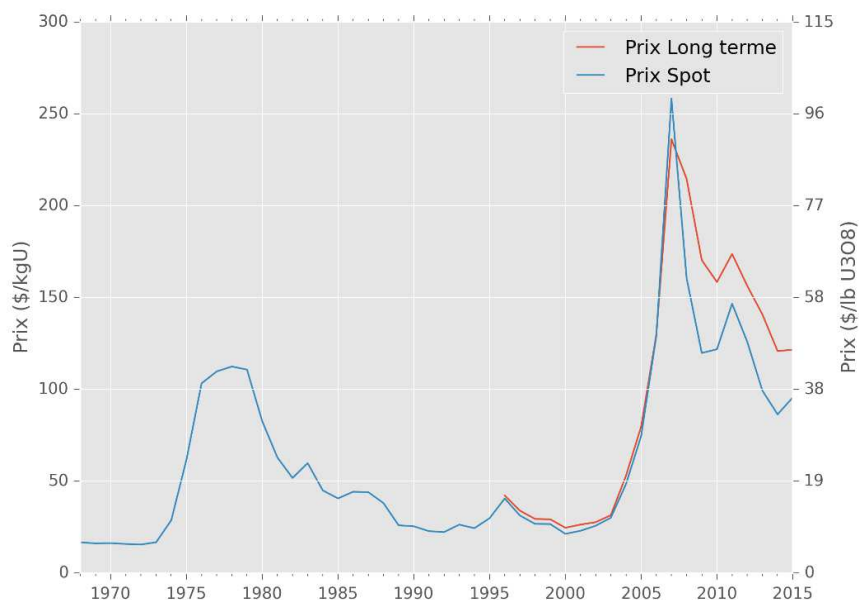


Figure IV-47 – Prix moyen annuel de l'uranium de 1968 à 2015

¹³⁴ La Figure IV-47 montre que la différence entre le prix spot et le prix long-terme est assez faible lorsque les moyennes mobiles annuelles sont employées (voir les différences plus notables avec les prix fin de mois, Figure IV-15). Le prix spot est donc utilisé ici sans que cela n'affecte les résultats de l'étude de cointégration.

1.2 Dépenses d'exploration

Les dépenses d'exploration sont notées *EXPLO*, leur logarithme *LEXPLO* et la variable différenciée associée *DLEXPLO*. Il s'agit des dépenses d'exploration déclarées dans les éditions successives du Livre Rouge, notamment la rétrospective des éditions du XX^e siècle [99]. La Figure IV-48 représente ces dépenses d'exploration à l'échelle mondiale de 1968 à 2013.

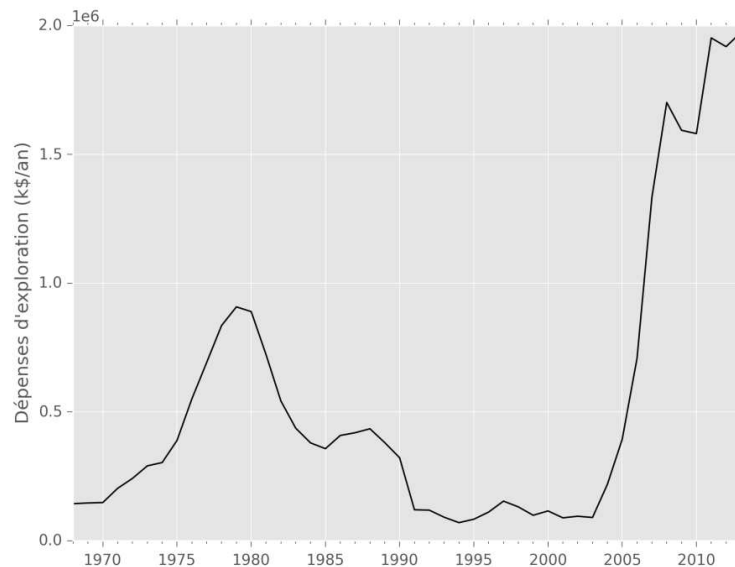


Figure IV-48 – Dépenses d'exploration mondiales de 1968 à 2013

1.3 Intégration et cointégration

On rappelle la définition de la stationnarité, de l'ordre d'intégration d'une série temporelle (ou processus) et de la cointégration de deux séries.

Un processus Y_t est dit stationnaire si son espérance mathématique est constante au cours du temps, si sa variance est constante et si la covariance $\text{Cov}(Y_t, Y_{t-h})$ est une fonction de h uniquement.

On note l'opérateur Δ de différenciation : $\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}$, $\Delta^2 Y_t = \Delta Y_t - \Delta Y_{t-1}$, etc.

Un processus Y_t est dit intégré d'ordre n – noté $I(n)$ – si :

- $Y_t, \Delta Y_t, \dots, \Delta^{n-1} Y_t$ sont non stationnaires,
- $\Delta^n Y_t$ est stationnaire.

Deux séries X_t et Y_t sont dites cointégrées d'ordre n – noté $CI(n,n)$ – si :

- X_t et Y_t sont intégrées d'ordre n ,
- une combinaison linéaire de X_t et Y_t est intégrée d'ordre 0 (stationnaire).

1.4 Modèles VAR et VECM

La modélisation VAR (Vecteur Autoregressif) est un outil classique de l'économétrie permettant de modéliser et de simuler l'évolution d'une variable vectorielle (dont chacune des N composantes est une série temporelle). Les valeurs futures d'une composante dépendent de ses valeurs passées ainsi que des valeurs passées des autres composantes. L'ordre k d'un modèle VAR désigne le décalage

temporel (nombre de périodes de retard) à prendre en compte pour endogénéiser l'évolution de l'ensemble des composantes. L'Eq. IV-15 donne l'équation générale d'un modèle VAR où la variable vectorielle est notée $Y_t = (Y_{1,t}, \dots, Y_{n,t}, \dots, Y_{N,t})$. Les c_n et $c_{n,i}$ sont la constante et les coefficients associés à la composante n et u_t est un bruit blanc.

$$Y_{n,t} = c_n + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^k c_{n,i} \times Y_{n,t-i} + u_{n,t} \quad \text{Eq. IV-15}$$

Dans le cas où l'étude de cointégration des différentes composantes de Y_t montre que plusieurs composantes sont cointégrées (cf. définition mathématique au § 1.3), le modèle VAR doit être corrigé pour intégrer à la fois les évolutions de long et court terme. On lui substitue alors un modèle VECM (modèle à correction d'erreur) dont la forme est donnée par l'Eq. IV-16 dans le cas de 2 variables scalaires X_t et Y_t . Dans cette expression, $Y_{t-1} - a_0 X_{t-1} - b_0$ correspond à l'équation d'équilibre de long terme, u_t est un bruit blanc et les autres coefficients sont les paramètres du modèle.

$$\Delta Y_t = c_0 \times (Y_{t-1} - a_0 \times X_{t-1} - b_0) + \sum_{i=1}^k c_{X,i} \times \Delta X_{t-i} + \sum_{i=1}^k c_{Y,i} \times \Delta Y_{t-i} + u_t \quad \text{Eq. IV-16}$$

2 MÉTHODOLOGIE

La littérature fait principalement état de deux procédures pour l'étude de la cointégration de deux séries temporelles. La première est proposée par **Engle et Granger** [43], elle s'appuie sur une **estimation par les moindres carrés ordinaire** de la relation de long terme liant deux variables ($Y_t = a_0 X_t + b_0$, cf. Eq. IV-16). Elle est limitée au cas de deux variables. La deuxième procédure permet l'étude de la cointégration de N variables (cas dans lequel il peut exister au plus $N-1$ relations de cointégration). Elle est proposée par **Johansen** [85] et s'appuie sur une **estimation VAR de la relation liant les N variables**. Cette deuxième procédure a l'avantage de fournir explicitement la relation de cointégration lorsque celle-ci existe et l'estimation du modèle VECM associé. Dans notre cas d'étude (limité à deux variables), on propose donc d'étudier le résultat obtenu par chacune des procédures.

2.1 Stationnarité des variables

L'étude d'une éventuelle relation de cointégration (ou relation de long terme) entre deux variables nécessite au préalable, quelle que soit la procédure, d'étudier le niveau d'intégration de chaque série, c'est-à-dire leur stationnarité et la stationnarité des séries différenciées associées. Une condition nécessaire à l'existence d'une relation de cointégration est que les séries étudiées soient intégrées du même ordre $I(n)$, c'est-à-dire que les séries en niveau (non différenciées) soient stationnaires ou que les séries, différenciées à l'ordre n , soient stationnaires.

Une simple vérification visuelle suffit généralement à vérifier que les variables en niveau et leurs logarithmes sont non-stationnaires (tendance croissante nette dans le temps par exemple). Des tests

spécifiques (notamment le test de racine unitaire « Dickey-Fuller augmenté », noté ADF) permettent de vérifier que les variables différenciées sont stationnaires (hypothèse nulle rejetée => pas de racine unitaire => stationnarité). NB : si les séries en niveau sont stationnaires (ce qui n'est pas le cas dans l'exemple traité) et que les résidus le sont aussi, la question de la cointégration ne se pose pas : on peut directement estimer un modèle VAR sur les variables en niveau (sans différenciation).

2.2 Tests de cointégration

2.2.1 Approche univariée de Engle & Granger en 2 étapes

2.2.1.1 *Étape 1 : estimation par régression des moindres carrés ordinaire (mco)*

On estime la relation linéaire de long terme entre les deux variables par une régression des moindres carrés ordinaire.

2.2.1.2 *Étape 2 : stationnarité des résidus*

On extrait les résidus de cette régression pour tester leur stationnarité (test ADF). S'il est raisonnable d'écarter l'hypothèse nulle « il existe une racine unitaire », on peut conclure que les résidus sont stationnaires (pas de racine unitaire)¹³⁵. On en déduit que la régression de long terme est fallacieuse au sens de Engle & Granger, les séries sont cointégrées. Il est nécessaire de l'utiliser avec une correction dynamique pour effectuer des prévisions. L'estimation d'un modèle à correction d'erreur (VECM) permet de tenir compte de la dynamique de court terme des deux variables, mais aussi de leur équilibre sur le long terme. Les résultats de la prévision sur le long terme ne sont plus faussés par la non-stationnarité des variables de niveau.

2.2.2 Approche vectorielle : test de Johansen en 2 étapes

2.2.2.1 *Étape 1 : retard optimal, constante et tendance du modèle VAR initial*

Une faiblesse du test de Johansen est qu'il nécessite de préciser à l'avance le nombre de retards du modèle VAR que l'on cherche à estimer pour y déceler d'éventuelles relations de cointégration à corriger. On estime donc un modèle VAR simple (sans correction d'erreur) sur les variables en niveau. On étudie sa structure pour choisir le retard optimal par les techniques classiques (minimisation des critères AIC¹³⁶, Schwarz, maximisation du critère de log-vraisemblance). Le nombre de retards qu'il est possible d'étudier reste limité par le nombre d'observations N_{obs} selon la formule de Schwert :

$$Maxlag = Ent \left(12 * \left[\frac{N_{obs}}{100} \right]^{2/9} \right) \quad \text{Eq. IV-17}$$

Cette étape est aussi l'occasion d'éliminer constante et tendance déterministe du modèle VAR initial dans le cas où elles ne seraient pas significatives. Pour cela, des tests de Student sont appliqués aux coefficients du modèle VAR estimé.

¹³⁵ Attention ici, s'agissant d'un test de stationnarité sur les résidus estimés, la statistique du test ne peut pas être comparée aux valeurs critiques proposées par défaut dans EViews. On se réfère aux valeurs critiques publiées par MacKinnon [92]. Au risque 1%, 5% et 10% respectivement, les valeurs critiques de la statistique du test sont : -3,90 ; -3,34 ; -3,05 (pour un modèle à deux variables sans tendance imposée).

¹³⁶ Critère d'information d'Akaike

2.2.2.2 *Étape 2 : identification des relations de cointégration et modélisation VECM*

Les tests statistiques opérés par la procédure de Johansen permettent d'écarter ou d'accepter les hypothèses nulles « aucune relation de cointégration » et « au plus x relation(s) de cointégration ». On détermine ainsi le nombre exact de relations et le test fournit également le vecteur de cointégration correspondant. Le vecteur de cointégration permet de caractériser la/les relation(s) de cointégration du modèle VECM dont les coefficients restants sont estimés simultanément. Le modèle obtenu permet ainsi de tenir compte à la fois de la dynamique de court et long terme lors des prévisions.

2.2.3 Cas de non-cointégration et validation du modèle

Si les procédures précédentes concluent à une absence de cointégration des séries, on pourra envisager une modélisation VAR sur les séries différenciées (dont la stationnarité a déjà été vérifiée). On vérifiera pour cela qu'il existe un lien de causalité au sens de Granger entre ces variables différenciées, afin de retirer les variables qui n'interviennent pas sur la variable à expliquer.

Dans tous les cas de figure (modélisation VAR sur les séries en niveau, sur les séries différenciées ou modélisation VECM), il convient de valider le modèle selon la méthode conventionnelle (vérifier que les coefficients sont significatifs et que les résidus sont des bruits blancs par le test de Ljung-Box).

Finalement, une validation « grossière » du modèle peut être ajoutée en simulant la dynamique du VAR ou du VECM obtenu dans le but de reproduire l'évolution passée d'une des deux variables, en considérant l'autre exogène. Dans l'application suivante, on considère l'évolution des prix exogène pour tenter de reproduire les dépenses d'exploration observées par le passé.

3 APPLICATIONS

3.1 Vérification de l'ordre d'intégration

Une simple vérification graphique (Figure IV-47 et Figure IV-48) permet de constater que les deux variables en niveau sont non stationnaires (tendance légèrement croissante sur l'ensemble de l'historique étudié, incompatible avec la condition d'espérance constante). On vérifie ensuite facilement que les deux variables sont intégrées d'ordre 1 (I(1)) par les tests ADF suivants.

Tableau IV-14 – Vérification de l'ordre d'intégration des dépenses d'exploration

Null Hypothesis: DLEXPLO has a unit root Exogenous: None Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.835510	0.0003
Test critical values:		
1% level	-2.618579	
5% level	-1.948495	
10% level	-1.612135	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(DLEXPLO)
Method: Least Squares
Sample (adjusted): 1970 2013

Included observations: 44 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLEXPLO(-1)	-0.509876	0.132936	-3.835510	0.0004
R-squared	0.254909	Mean dependent var		0.000234
Adjusted R-squared	0.254909	S.D. dependent var		0.316213
S.E. of regression	0.272950	Akaike info criterion		0.263411
Sum squared resid	3.203581	Schwarz criterion		0.303961
Log likelihood	-4.795045	Hannan-Quinn criter.		0.278449
Durbin-Watson stat	2.182740			

La probabilité de rejeter à tort l'hypothèse nulle est très faible (négligeable même face au risque 1% puisque la t-statistique donne $-3,84 < -2,62$). On la rejette et donc *DLEXPLO* n'a pas de racine unitaire, *DLEXPLO* est stationnaire.

Tableau IV-15 – Vérification de l'ordre d'intégration du prix

Null Hypothesis: DLP has a unit root

Exogenous: None

Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.819356	0.0003
Test critical values:		
1% level	-2.618579	
5% level	-1.948495	
10% level	-1.612135	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(DLP)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 1970 2013

Included observations: 44 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLP(-1)	-0.513933	0.134560	-3.819356	0.0004
R-squared	0.253131	Mean dependent var		-0.004502
Adjusted R-squared	0.253131	S.D. dependent var		0.294318
S.E. of regression	0.254355	Akaike info criterion		0.122291
Sum squared resid	2.781941	Schwarz criterion		0.162840
Log likelihood	-1.690396	Hannan-Quinn criter.		0.137329
Durbin-Watson stat	1.871382			

La probabilité de rejeter à tort l'hypothèse nulle est très faible (négligeable même face au risque 1% puisque la t-statistique donne $-3,82 < -2,62$). On la rejette et donc *DLP* n'a pas de racine unitaire, *DLP* est stationnaire.

En conclusion, *LEXPLO* et *LP* sont intégrées d'ordre 1. Il existe donc un risque de cointégration qu'on étudie par l'approche de Engle & Granger et l'approche de Johansen.

3.2 Approche univariée de Engle & Granger en 2 étapes

3.2.1 Étape 1 : estimation mco de la relation de long terme

On estime la relation linéaire de long terme entre les deux variables par une régression des moindres carrés ordinaire. On suppose pour cela que sa forme s'écrit : $LEXPLO = C(1) + C(2) \times LP$.

Tableau IV-16 – Estimation mco de la relation de long terme

Dependent Variable: LEXPLO
Method: Least Squares
Sample: 1968 2013
Included observations: 46
LEXPLO = C(1) + C(2)*LP

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	16.44154	0.309330	53.15217	0.0000
C(2)	1.116912	0.104938	10.64353	0.0000
R-squared	0.720253	Mean dependent var		19.62485
Adjusted R-squared	0.713895	S.D. dependent var		1.001117
S.E. of regression	0.535486	Akaike info criterion		1.631219
Sum squared resid	12.61677	Schwarz criterion		1.710725
Log likelihood	-35.51804	Hannan-Quinn criter.		1.661003
F-statistic	113.2847	Durbin-Watson stat		0.327065
Prob(F-statistic)	0.000000			

La lecture des t-stat obtenues pour chaque coefficient montre que ceux-ci sont significatifs. Néanmoins, la cointégration n'est vérifiée que si les résidus de cette régression sont stationnaires.

3.2.2 Étape 2 : stationnarité des résidus

On extrait les résidus de cette régression pour tester leur stationnarité (test de Dickey-Fuller augmenté).

Tableau IV-17 – Stationnarité des résidus de la relation de long terme

Null Hypothesis: RES_EQEG has a unit root
Exogenous: None
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)

	t-Statistic
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.666590

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(RES_EQEG)
Method: Least Squares
Sample (adjusted): 1969 2013
Included observations: 45 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
RES_EQEG(-1)	-0.143967	0.086384	-1.666590	0.1027

R-squared	0.057410	Mean dependent var	0.013833
Adjusted R-squared	0.057410	S.D. dependent var	0.305922
S.E. of regression	0.297011	Akaike info criterion	0.431875
Sum squared resid	3.881479	Schwarz criterion	0.472023
Log likelihood	-8.717195	Hannan-Quinn criter.	0.446842
Durbin-Watson stat	1.568168		

On compare la t-statistique aux valeurs critiques retenues par MacKinnon [92] : $-1,67 > -3,05 > -3,34 > -3,90$ (valeurs critiques pour les risques 10, 5 et 1%). Le risque de rejeter à tort l'hypothèse nulle est supérieur à 10%. On accepte donc « les résidus de la régression ont une racine unitaire ». Ils sont non-stationnaires. **Les séries *LEXPLO* et *LP* ne sont donc pas cointégrées.**

3.3 Approche vectorielle : test de Johansen

3.3.1 Étape 1 : retard optimal tendance et constante pour le modèle VAR initial

Pour un modèle VAR¹³⁷ sur les variables en niveau, on obtient les résultats suivants permettant de choisir le nombre optimal de retards à considérer. Le nombre de retards maximum considéré est 10, d'après la formule de Schwert. La valeur de 9 retards semble être la solution préconisée par le plus grand nombre de critères.

Tableau IV-18 – Choix du nombre de retards optimal pour le test de Johansen

VAR Lag Order Selection Criteria
Endogenous variables: LEXPLO LP
Exogenous variables: C
Sample: 1968 2013
Included observations: 36

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-62.35302	NA	0.122388	3.575168	3.663141	3.605873
1	7.616427	128.2773	0.003136	-0.089802	0.174118*	0.002314*
2	10.03127	4.158888	0.003435	-0.001737	0.438129	0.151788
3	10.88631	1.377565	0.004117	0.172983	0.788796	0.387918
4	12.31936	2.149575	0.004803	0.315591	1.107351	0.591937
5	13.23557	1.272514	0.005808	0.486913	1.454619	0.824668
6	14.76998	1.960645	0.006849	0.623890	1.767542	1.023055
7	20.48564	6.668269	0.006479	0.528575	1.848174	0.989151
8	29.63616	9.658876	0.005141	0.242436	1.737981	0.764421
9	44.70881	14.23528*	0.002993*	-0.372712*	1.298781	0.210684
10	46.93995	1.859283	0.003648	-0.274442	1.572997	0.370364

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

¹³⁷ Un modèle VAR avec constante et tendance est d'abord considéré puis la tendance et la constante ont ensuite été éliminées car non significatives.

On estime le modèle VAR en niveau avec 9 retards pour éliminer la tendance et la constance si celles-ci sont non significatives.

Tableau IV-19 – Estimation du modèle VAR initial à 9 retards

Vector Autoregression Estimates
Sample (adjusted): 1977 2013
Included observations: 37 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

	LEXPLO	LP
LEXPLO(-1)	0.827563 (0.24286) [3.40752]	0.367475 (0.22065) [1.66541]
LEXPLO(-2)	0.231875 (0.29440) [0.78762]	-0.165689 (0.26747) [-0.61946]
LEXPLO(-3)	-0.215105 (0.27437) [-0.78401]	-0.045986 (0.24927) [-0.18448]
LEXPLO(-4)	-0.176490 (0.27186) [-0.64919]	-0.324888 (0.24700) [-1.31536]
LEXPLO(-5)	-0.278889 (0.29103) [-0.95829]	0.036681 (0.26441) [0.13873]
LEXPLO(-6)	0.107250 (0.28645) [0.37441]	0.433357 (0.26025) [1.66514]
LEXPLO(-7)	0.531626 (0.30472) [1.74466]	0.237341 (0.27685) [0.85730]
LEXPLO(-8)	-0.113712 (0.30508) [-0.37273]	-0.668780 (0.27717) [-2.41285]
LEXPLO(-9)	-0.526814 (0.25591) [-2.05855]	0.101806 (0.23251) [0.43786]
LP(-1)	0.179028 (0.30962) [0.57821]	0.885232 (0.28130) [3.14688]
LP(-2)	0.156167 (0.34256) [0.45588]	-0.272742 (0.31123) [-0.87633]
LP(-3)	0.072233 (0.35982) [0.20075]	0.211423 (0.32691) [0.64673]

Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium

LP(-4)	-0.133457 (0.36687) [-0.36377]	-0.207134 (0.33332) [-0.62143]
LP(-5)	0.197216 (0.36540) [0.53972]	0.272117 (0.33198) [0.81968]
LP(-6)	-0.091681 (0.37130) [-0.24692]	-0.406919 (0.33734) [-1.20624]
LP(-7)	0.156923 (0.43995) [0.35668]	0.045140 (0.39971) [0.11293]
LP(-8)	-0.458700 (0.43310) [-1.05912]	0.230141 (0.39348) [0.58488]
LP(-9)	0.634548 (0.29690) [2.13726]	-0.055811 (0.26974) [-0.20690]
C	10.08826 (4.06916) [2.47920]	1.357193 (3.69699) [0.36711]
@TREND	-0.004894 (0.00716) [-0.68357]	0.001735 (0.00650) [0.26666]
R-squared	0.975946	0.953318
Adj. R-squared	0.949062	0.901144
Sum sq. resids	1.015027	0.837844
S.E. equation	0.244351	0.222002
F-statistic	36.30202	18.27183
Log likelihood	14.02533	17.57435
Akaike AIC	0.322955	0.131116
Schwarz SC	1.193722	1.001883
Mean dependent	19.70202	2.997351
S.D. dependent	1.082661	0.706081
Determinant resid covariance (dof adj.)		0.001409
Determinant resid covariance		0.000297
Log likelihood		45.22752
Akaike information criterion		-0.282568
Schwarz criterion		1.458964

Une comparaison avec les valeurs de référence montre que la t-statistique (valeurs entre crochets dans le Tableau IV-19) des termes constants (*C*) et de la tendance déterministe (*@trend*) que la constante est significative, mais pas la tendance. On se restreint donc aux cas de cointégration sans tendance dans les données de départ.

3.3.2 Étape 2 : identification des relations de cointégration

Les résultats des tests de cointégration pour 9 retards sont rassemblés ici¹³⁸.

Tableau IV-20 – Test de Johansen en l'absence de constante dans la relation de cointégration

Sample (adjusted): 1977 2013

Included observations: 37 after adjustments

Trend assumption: No deterministic trend

Series: LEXPLO LP

Lags interval (in first differences): 1 to 8

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None	0.214873	9.223123	12.32090	0.1564
At most 1	0.007337	0.272461	4.129906	0.6621

Trace test indicates no cointegration at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Tableau IV-21 – Test de Johansen avec constante dans la relation de cointégration

Sample (adjusted): 1977 2013

Included observations: 37 after adjustments

Trend assumption: No deterministic trend (restricted constant)

Series: LEXPLO LP

Lags interval (in first differences): 1 to 8

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.411282	27.96973	20.26184	0.0035
At most 1	0.202386	8.366813	9.164546	0.0707

Trace test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

1 Cointegrating Equation(s): Log likelihood 39.30618

Normalized cointegrating coefficients (standard error in parentheses)

LEXPLO	LP	C
1.000000	-1.440343 (0.28565)	-15.47226 (0.80546)

La conclusion est différente de la procédure de Engle & Granger : le risque de cointégration entre *LEXPLO* et *LP* est avéré dans le cas où l'on autorise l'existence d'une constante dans les relations de

¹³⁸ Les tableaux indiquent 8 retards car le test de Johansen manipule les variables différenciées dans Eviews (on diminue donc le nombre de retard d'un niveau par rapport au modèle avec les variables en niveau).

cointégration¹³⁹ (Tableau IV-21). Le test conclut à l'absence de cointégration lorsqu'on n'autorise pas cette constante (Tableau IV-20). Dans le premier cas, le test fournit directement l'équation de l'équilibre de long terme : $LEXPLO = 1,4 \times LP + 15,5$ soit $b_0 = 15,5$ et $a_0 = 1,4$ dans l'Eq. IV-16. L'estimation des autres paramètres du modèle VECM associé est présentée au § 3.4.2.

3.4 Choix du modèle

3.4.1 Approche univariée de Engle & Granger : modèle VAR sur les variables différenciées

Si l'on retient la conclusion de l'approche d'Engle et Granger (Tableau IV-17) ou celle de Johansen, sans constante dans la relation de cointégration, (Tableau IV-20) les deux séries LP et $LEXPLO$ ne sont pas cointégrées. On peut alors se contenter du modèle de régression linéaire simple estimé au Chapitre IV (§ 4.1.1) ou, comme c'est souvent préconisé dans la littérature, opter pour un modèle VAR portant sur les variables différenciées DLP et $DLEXPLO$. Dans ce cas, d'une manière analogue à l'étape 1 de l'approche de Johansen (Tableau IV-18), on étudie la structure des retards pour choisir le nombre de retards optimal à prendre en compte pour le VAR. Cette fois-ci la majorité des critères privilégie un retard d'une période.

Comme on l'avait fait pour les variables en niveau (Tableau IV-10 au § 4.1.1 du Chapitre IV), on étudie ensuite les liens de causalité entre les variables différenciées. On utilise pour cela les tests de causalité au sens de Granger.

Tableau IV-22 – Test de causalité au sens de Granger sur les variables différenciées

Pairwise Granger Causality Tests
Sample: 1968 2013
Lags: 1

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
DLP does not Granger Cause DLEXPLO	44	9.48440	0.0037
DLEXPLO does not Granger Cause DLP		0.00643	0.9365

Le risque de rejeter à tort l'hypothèse nulle est négligeable dans le premier test du Tableau IV-22 : on la rejette et on en déduit que DLP cause $DLEXPLO$ au sens de Granger. En revanche, on accepte l'hypothèse nulle dans le 2^e test : $DLEXPLO$ ne cause pas DLP au sens de Granger.

¹³⁹ C'est-à-dire b_0 non nul dans l'Eq. IV-16.

On procède ensuite à une 1^{ère} estimation du modèle VAR liant *DLP* et *DLEXPLO* (Tableau IV-23).

Tableau IV-23 – Modèle VAR sur les variables différenciées : 1^{ère} estimation

Vector Autoregression Estimates		
Sample (adjusted): 1970 2013		
Included observations: 44 after adjustments		
Standard errors in () & t-statistics in []		
	DLEXPLO	DLP
DLEXPLO(-1)	0.238383 (0.14530) [1.64066]	-0.012087 (0.15077) [-0.08017]
DLP(-1)	0.483495 (0.15700) [3.07968]	0.481788 (0.16291) [2.95733]
C	0.022864 (0.03853) [0.59344]	0.019985 (0.03998) [0.49987]
R-squared	0.367959	0.221282
Adj. R-squared	0.337128	0.183296
Sum sq. resids	2.567840	2.765068
S.E. equation	0.250260	0.259693
F-statistic	11.93459	5.825325
Log likelihood	0.071442	-1.556556
Akaike AIC	0.133116	0.207116
Schwarz SC	0.254766	0.328765
Mean dependent	0.059073	0.041378
S.D. dependent	0.307381	0.287362
Determinant resid covariance (dof adj.)		0.003690
Determinant resid covariance		0.003204
Log likelihood		1.486169
Akaike information criterion		0.205174
Schwarz criterion		0.448473

La t-statistique représentée entre crochets correspond à la statistique du test de significativité du coefficient. Le résultat des tests de causalité est confirmé : *DLP* dépend davantage de ses propres valeurs passées (t-stat du coefficient : 3,0) que des valeurs passées de *DLEXPLO* (t-stat du coefficient : -0,1).

Pour la variable *DLEXPLO*, les résultats confirment que la dépendance à *DLP*(-1) (différentielle du prix retardée d'une période) est particulièrement significative. Ils montrent aussi que *DLEXPLO* dépend de ses propres valeurs retardées d'une période et que la constante introduite dans le modèle n'est pas significative (t-stat trop faible par rapport aux valeurs de référence). On retient donc un modèle final sans constante, présenté dans le Tableau IV-24.

Tableau IV-24 – Modèle VAR retenu dans l'approche d'Engle et Granger

Vector Autoregression Estimates
Sample (adjusted): 1970 2013
Included observations: 44 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

	DLEXPLO	DLP
DLEXPLO(-1)	0.249141 (0.14305) [1.74169]	-0.002684 (0.14825) [-0.01811]
DLP(-1)	0.490173 (0.15538) [3.15468]	0.487624 (0.16104) [3.02803]
R-squared	0.362530	0.216536
Adj. R-squared	0.347352	0.197883
Sum sq. resids	2.589897	2.781919
S.E. equation	0.248323	0.257364
F-statistic	23.88543	11.60811
Log likelihood	-0.116724	-1.690224
Akaike AIC	0.096215	0.167737
Schwarz SC	0.177314	0.248837
Mean dependent	0.059073	0.041378
S.D. dependent	0.307381	0.287362
Determinant resid covariance (dof adj.)		0.003555
Determinant resid covariance		0.003239
Log likelihood		1.247225
Akaike information criterion		0.125126
Schwarz criterion		0.287325

Pour valider ce modèle, on vérifie l'absence d'autocorrélation des résidus (Tableau IV-26), leur normalité (Tableau IV-25), et leur homoscédasticité (Tableau IV-27).

Tableau IV-25 – Statistiques et normalité des résidus : test de Jarque-Bera (modèle VAR)

	Res1(DLEXPLO) = u_dlexplo	Res2(DLP) = u_dlp
Mean	0.021925	0.019164
Median	0.028840	0.026642
Maximum	0.820873	0.506284
Minimum	-0.933399	-0.826990
Std. Dev.	0.244414	0.253614
Skewness	-0.587933	-0.606223
Kurtosis	8.610024	4.489722
Jarque-Bera	60.23422	6.763714
Probability	0.000000	0.033984
Sum	0.964692	0.843204
Sum Sq. Dev.	2.568747	2.765760
Observations	44	44

Le test de Jarque-Bera du Tableau IV-25 (hypothèse nulle : résidus suivant une loi normale) nous conduit à rejeter l'hypothèse nulle (probabilité de la rejeter à tort < 5%, notamment à cause d'un kurtosis¹⁴⁰ trop grand). Les résidus des deux équations du modèle ne suivent pas une loi normale.

Tableau IV-26 – Autocorrélation des résidus : test de Ljung-Box (modèle VAR)

Sample: 1968 2013

Included observations: 44

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. * .	. * .	1	-0.156	-0.156	1.1449	0.285
. * .	. * .	2	0.160	0.139	2.3822	0.304
. .	. * .	3	0.029	0.075	2.4228	0.489
. .	. * .	4	-0.059	-0.070	2.5963	0.627
. .	. * .	5	-0.065	-0.104	2.8126	0.729
. * .	. * .	6	-0.118	-0.131	3.5526	0.737
. ** .	. ** .	7	0.219	0.235	6.1682	0.520
. .	. * .	8	-0.002	0.122	6.1685	0.628
. * .	. .	9	0.088	0.031	6.6160	0.677
. * .	. .	10	0.082	0.022	7.0117	0.724

Le test de Ljung-Box (hypothèse nulle : absence d'autocorrélation) nous permet de tester l'autocorrélation des résidus (Tableau IV-26). Les valeurs de la q-statistique nous conduisent à accepter l'hypothèse nulle quel que soit décalage temporel (1 à 10) considéré entre les résidus : il n'y a pas d'autocorrélation.

Enfin, le test de White (hypothèse nulle : absence d'hétéroscédasticité des résidus) nous permet de déterminer si la variance résiduelle du modèle est constante (homoscédasticité) ou au contraire si elle est liée à une des variables explicatives (Tableau IV-27).

Tableau IV-27 – Homoscédasticité des résidus : test de White (modèle VAR)

VAR Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)

Sample: 1968 2013

Included observations: 44

Joint test:					
Chi-sq	df	Prob.			
18.12035	12	0.1121			
Individual components:					
Dependent	R-squared	F(4,39)	Prob.	Chi-sq(4)	Prob.
res1*res1	0.056231	0.580921	0.6782	2.474176	0.6493
res2*res2	0.324877	4.691814	0.0035	14.29459	0.0064
res2*res1	0.104857	1.142111	0.3511	4.613697	0.3293

¹⁴⁰ Le kurtosis mesure l'épaisseur des queues d'une distribution statistique. Sa valeur de références pour la loi normale est 3.

Dans le cas des résidus « res1 » (ceux liés à la composante *DLEXPLO* du modèle, la composante que l'on veut prédire en considérant DLP exogène), on accepte l'hypothèse nulle du test : les résidus ne sont pas hétéroscédastiques.

On note qu'on rejeterait l'hypothèse nulle pour les résidus de la 2^e composante (« res2 ») : les résidus sont hétéroscédastiques (probabilité associée au test du Chi-2 < 1%).

En conclusion, les résidus du modèle sont indépendants (Tableau IV-26) et ceux de la composante qu'on souhaite exploiter sont identiquement distribués (homoscédasticité, Tableau IV-27), mais ils ne suivent pas une loi normale (Tableau IV-25). On peut donc douter de la validité du modèle. Si l'on retient la conclusion principale de l'approche de Engle et Granger (absence de cointégration), il est plus pertinent d'exploiter un modèle de régression linéaire simple validé par un test de causalité (cf. Eq. IV-6, Chapitre IV § 4.1.1) que ce modèle de VAR sur les variables différenciées.

À titre illustratif, on utilise ce modèle VAR (voir expression dans le Tableau IV-24) pour simuler les dépenses d'exploration sur la période 1975-2013 en considérant l'évolution des prix (LP et DLP) exogène. On obtient l'évolution suivante que l'on compare aux dépenses réellement observées. La Figure IV-49 confirme bien l'analyse précédente : le modèle VAR sur les variables différenciées reproduit moins bien les dépenses d'exploration passées que le modèle de régression linéaire simple (cf. Figure IV-35, Chapitre IV § 4.1.1).

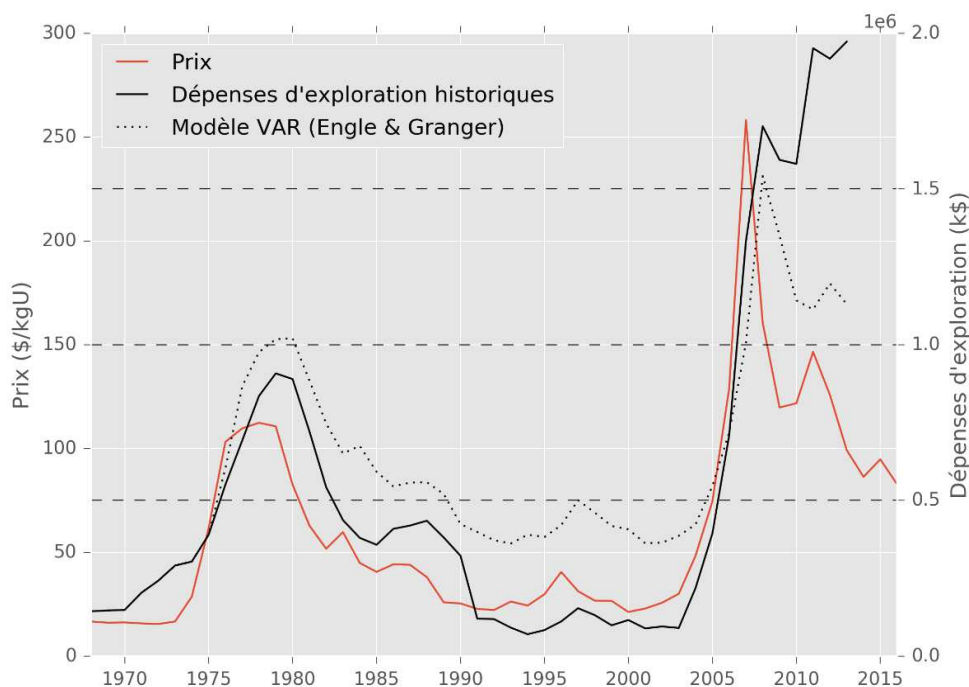


Figure IV-49 – Simulation des dépenses d'exploration pour un modèle VAR d'ordre 1 sur les variables différenciées

3.4.2 Approche vectorielle de Johansen : modèle VECM

Si l'on retient la conclusion de l'approche de Johansen avec constante dans la relation de cointégration, les deux séries sont cointégrées. Le modèle à privilégier est un VECM. La relation de cointégration trouvée précédemment permet l'estimation suivante (Eq. IV-18 et Tableau IV-28).

$$\begin{aligned}
 DLEXPLO(t) = & c_0 \times [LEXPLO(t-1) - 1,4 \times LP(t-1) - 15,5] \\
 & + \sum_{i=1}^8 c_{explo,i} \times DLEXPLO(t-i) \\
 & + \sum_{i=1}^8 c_{p,i} \times DLP(t-i)
 \end{aligned}
 \tag{Eq. IV-18}$$

Tableau IV-28 – Coefficients de la composante liée aux dépenses d'exploration dans modèle à correction d'erreur

Coefficients de correction d'erreur								
Retard <i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
$c_{explo,i}$ (t-stat)	0,31 (0,16)	0,49 (0,19)	0,31 (0,19)	0,17 (0,19)	0,07 (0,19)	0,04 (0,19)	0,52 (0,19)	0,38 (0,19)
$c_{p,i}$ (t-stat)	-0,46 (0,30)	-0,35 (0,24)	-0,23 (0,23)	-0,38 (0,23)	-0,17 (0,21)	-0,36 (0,24)	-0,12 (0,26)	-0,56 (0,25)
Terme de cointégration								
(t-stat)	-0,55 × [LEXPLO(<i>t</i> - 1) - 1,44 × LP(<i>t</i> - 1) - 15,47] (0,16) (0,29) (0,81)							
Informations complémentaires								
Vector Error Correction Estimates								
Sample (adjusted): 1977 2013								
Included observations: 37 after adjustments								
R-squared	0.718163							
Adj. R-squared	0.492694							
Sum sq. resids	1.077932							
S.E. equation	0.232156							
F-statistic	3.185195							
Log likelihood	12.91293							
Akaike AIC	0.220923							
Schwarz SC	0.961074							
Mean dependent	0.034497							
S.D. dependent	0.325946							

Pour valider le modèle, on vérifie l'absence d'autocorrélation des résidus (Tableau IV-30), leur normalité (Tableau IV-29) et leur homoscédasticité (Tableau IV-31).

Tableau IV-29 – Statistiques et normalité des résidus : test de Jarque-Bera (modèle VECM)

	Res1(DLEXPLO) = u_dlexplo	Res2(DLP) = u_dlp
Mean	-0.000488	-0.001108
Median	0.017634	-0.026193
Maximum	0.388001	0.309729
Minimum	-0.410140	-0.344578
Std. Dev.	0.173038	0.168480
Skewness	-0.449393	0.161664
Kurtosis	3.088572	2.595614
Jarque-Bera	1.257479	0.413273
Probability	0.533264	0.813315
Sum	-0.018049	-0.040992
Sum Sq. Dev.	1.077923	1.021877
Observations	37	37

Le test de Jarque-Bera (hypothèse nulle : résidus suivant une loi normale) nous conduit à accepter l'hypothèse nulle (Tableau IV-29). Les résidus des deux équations du modèle suivent une loi normale (skewness – ou asymétrie – nulle et kurtosis = 3).

Tableau IV-30 – Autocorrélation des résidus : test de Ljung-Box (modèle VECM)

Sample: 1968 2013

Included observations: 37

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. * .	. * .	1	-0.123	-0.123	0.6018	0.438
** .	** .	2	-0.271	-0.291	3.6388	0.162
. .	. * .	3	-0.030	-0.120	3.6770	0.299
. .	. * .	4	-0.025	-0.146	3.7046	0.447
. .	. .	5	0.059	-0.017	3.8636	0.569
. * .	. * .	6	0.202	0.182	5.7569	0.451
. * .	. .	7	-0.119	-0.041	6.4324	0.490
. * .	. * .	8	-0.180	-0.107	8.0520	0.428
. * .	. .	9	0.087	0.023	8.4447	0.490
. .	. * .	10	-0.027	-0.100	8.4825	0.582

Le test de Ljung-Box (hypothèse nulle : absence d'autocorrélation) nous permet de tester l'autocorrélation des résidus (Tableau IV-30). Les valeurs de la q-statistique nous conduisent à accepter l'hypothèse nulle, quel que soit le retard considéré : pas d'autocorrélation.

Enfin, le test de White (hypothèse nulle : absence d'hétéroscédasticité des résidus) nous permet de déterminer si la variance résiduelle du modèle est constante (homoscédasticité) ou au contraire si elle est liée à une des variables explicatives (Tableau IV-31).

Tableau IV-31 – Homoscédasticité des résidus : test de White (modèle VECM)

VEC Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)

Sample: 1968 2013

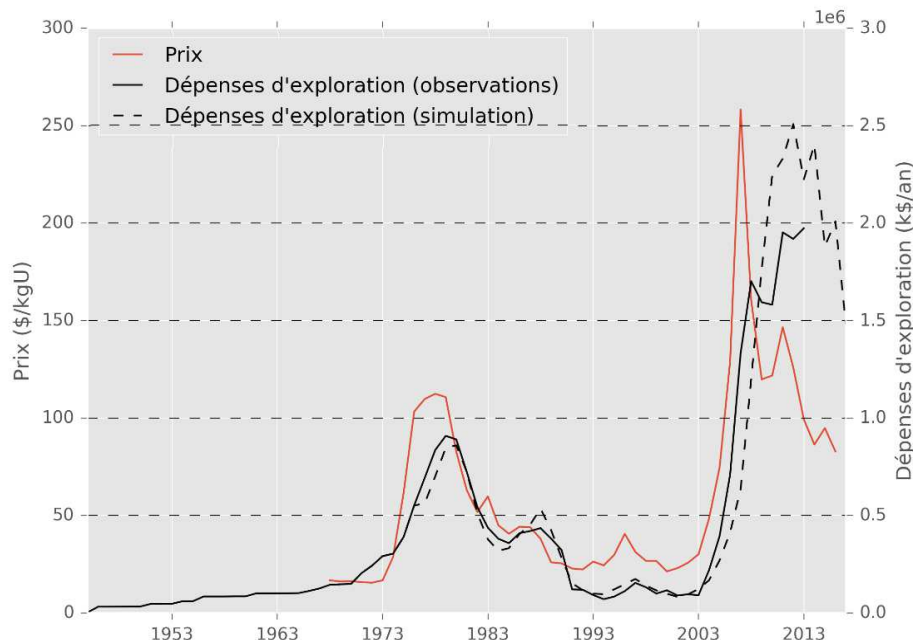
Included observations: 37

Joint test:					
Chi-sq	df	Prob.			
105.8933	102	0.3761			
Individual components:					
Dependent	R-squared	F(34,2)	Prob.	Chi-sq(34)	Prob.
res1*res1	0.896703	0.510636	0.8433	33.17801	0.5077
res2*res2	0.969452	1.866777	0.4099	35.86972	0.3808
res2*res1	0.946531	1.041310	0.6071	35.02163	0.4194

Pour les résidus des deux composantes du VECM (res1 pour la composante *DEXLPLO*, res2 pour la composante *DLP*), on accepte l'hypothèse nulle : les résidus sont homoscédastiques.

En conclusion, les résidus du modèle sont indépendants et identiquement distribués, suivant une loi normale. On valide donc ce modèle.

Comme précédemment, on utilise le modèle pour simuler les dépenses d'exploration sur la période 1975-2013 en considérant l'évolution des prix (LP et DLP) exogène. On obtient l'évolution suivante que l'on compare aux dépenses réellement observées.

**Figure IV-50 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par un modèle à correction d'erreur**

3.5 Comparaison des deux approches avec la régression linéaire simple

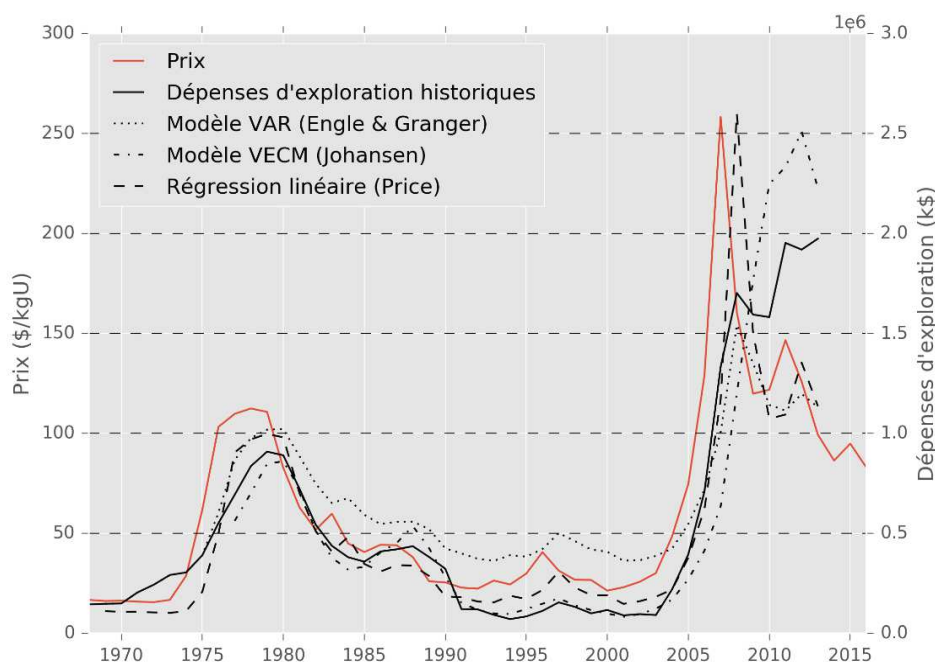


Figure IV-51 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par trois modèles

L'accord entre les observations et la simulation paraît meilleur dans le cas du modèle VECM que dans le modèle de régression linéaire simple (Figure IV-51). En particulier, les données historiques du XX^e siècle sont reproduites avec précision par le modèle VECM. Sur le plan statistique, les critères usuels tendent aussi à privilégier ce modèle : les coefficients de corrélations sont équivalents ($R^2 = 0,76$ pour le modèle de régression linéaire de l'Eq. IV-6, Chapitre IV § 4.1.1, et $R^2 = 0,72$ pour le modèle VECM), mais le critère AIC (à minimiser) penche davantage en faveur du modèle VECM (AIC = 0,2 – cf. Tableau IV-28– contre 1,5)¹⁴¹. Le modèle VAR sur les variables différenciées est celui qui s'écarte le plus des observations.

¹⁴¹ Le critère AIC = 66,8 présenté dans le Tableau IV-11 du Chapitre IV § 4.1.1 a été normalisé par le nombre d'observations (45) pour la comparaison.

CHAPITRE V. MODÉLISATION DU MARCHÉ DE L'URANIUM

1	MODÈLES DE MARCHÉ EXISTANTS	291
1.1	Modèles de concurrence parfaite sans contrainte	292
1.2	Modèles d'équilibres de court et moyen terme	293
1.3	Modèles d'équilibres dynamiques : succession déterministe d'équilibres de court et moyen terme	296
2	MODÉLISATION.....	298
2.1	Données d'entrée	299
2.2	Marché de concurrence parfaite : nombre de producteurs indéfini	302
2.3	Marché oligopolistique : 6 régions productrices	307
2.4	Comparaison des trois mécanismes M1, M2, M3	316
3	ANALYSE DES RÉSULTATS DÉTAILLÉS ISSUS DE M3	320
3.1	Paramètres influençant l'évolution du prix	320
3.2	Paramètres influençant les indicateurs régionaux	326
4	CONCLUSION	339

Le Chapitre IV vient d'introduire les concepts qui permettent d'étudier le marché d'échange d'une commodité minérale (structure du marché, rentes minières, etc.). Il a aussi permis de détailler les contraintes qui s'appliquent à l'offre d'uranium et s'est achevé sur une discussion justifiant le besoin de développer un modèle économique d'équilibre partiel pour rendre compte de ces contraintes.

C'est l'objet du Chapitre V. Nous revenons d'abord sur les modèles de marché, spécifiques à l'uranium, que l'on trouve dans la littérature (§ 1). Puis nous proposons une nouvelle modélisation sur la base des contraintes d'offre présentées précédemment (§ 2). Ces contraintes peuvent être de court terme (comme le lien de causalité entre le prix et les dépenses d'exploration) ou plus long terme (comme l'anticipation de la demande). Ainsi, le modèle proposé permet d'étudier la disponibilité de l'uranium à long terme grâce à une succession d'équilibres économiques de court ou moyen terme dans le long terme.

Pour introduire ce modèle de façon pédagogique, nous présentons 3 mécanismes de marché distincts, notés M1, M2 et M3, en y intégrant progressivement ces contraintes. Le modèle le plus complet, celui qui nous paraît le plus pertinent, fait l'objet d'une analyse de sensibilité détaillée pour mesurer l'influence de chaque paramètre (§ 3).

Pour faciliter la comparaison des mécanismes entre eux et l'étude de sensibilité, quelques contraintes régionales ont été simplifiées (toutes les régions modélisées se sont vues attribuer la même valeur de référence). Une approche plus réaliste est retenue au Chapitre VI lorsque le modèle est utilisé pour produire des simulations prospectives. Les valeurs retenues pour chaque région y sont discutées.

1 MODÈLES DE MARCHÉ EXISTANTS

Les modèles de marché de commodité ne manquent pas dans la littérature économique. Dans notre étude, nous avons fait le choix de restreindre la revue des modèles existants aux modèles spécifiques au marché de l'uranium. Ce choix contentera certainement les spécialistes du marché de l'uranium, puisqu'ils obtiendront un panorama des outils récents à leur disposition pour la modélisation. De plus, en passant en revue ces modèles, nous pourrions discuter de la pertinence des choix de modélisation vis-à-vis des spécificités de l'uranium que nous avons déjà soulignées dans notre étude :

- faible élasticité de la demande, anticipation de la demande à long terme,
- faibles coûts de transport et facilités de stockage,
- contraintes dynamiques s'appliquant à l'offre,
- organisation du marché, importance du jeu d'acteur et du cloisonnement d'une partie du marché, etc.

Cette discussion nous permettra de souligner les points forts et les limites des modèles existants, afin de justifier le besoin de développer un nouveau modèle, adapté au mieux à notre problématique : l'étude de la disponibilité de l'uranium à long terme.

Cependant, cette revue des modèles du marché de l'uranium pourra paraître incomplète aux yeux des théoriciens des marchés de matières premières, pour deux raisons :

- La littérature est plus abondante lorsqu'elle traite de certaines matières premières comme le pétrole ou le gaz. Les modèles spécifiques à l'uranium sont moins nombreux et de ce point de vue, notre revue des modèles existants manque d'exhaustivité pour présenter certaines techniques de modélisation, les plus pointues.
- D'autre part, les modèles présentés ici ont une finalité pratique et appliquée qui les rapproche des modèles économétriques en général (même si tous ne s'appuient pas sur des techniques économétriques) ou des modèles théoriques « descriptifs », visant à reproduire et prédire des équilibres économiques du monde réel. On les oppose ainsi aux modèles théoriques « idéaux », visant à tester des théories comme celles de Hotelling ou Hubbert, présentées au Chapitre IV, § 3. Cette catégorie de modèles est absente de notre revue.

Il n'en reste pas moins que la revue des modèles existants pour l'uranium que nous proposons est suffisamment étoffée pour balayer plusieurs types de modèles d'équilibre partiel micro-économiques, catégorie de modèle que nous avons retenu pour notre propre modèle.

Ces modèles étudient le secteur minier de l'uranium indépendamment de tous les autres secteurs de l'économie (d'où le nom d'équilibre partiel puisque la croissance de l'ensemble de l'économie n'est pas endogène). Ils s'appuient sur les outils de micro-économie classiques pour calculer notamment les coûts et les profits, à l'échelle des agents économiques et de leurs unités de production.

Pour l'analyse des principales caractéristiques et limites des modèles de cette catégorie, nous avons distingué trois types de modèles dans notre revue :

- Les modèles de concurrence parfaite n'intégrant aucune contrainte dynamique s'appliquant à l'offre (§ 1.1) ;
- Les modèles intégrant des contraintes dynamiques permettant de faire émerger des équilibres économiques de court ou moyen terme (§ 1.2) ;
- Les modèles intégrant des contraintes dynamiques permettant d'étudier l'équilibre offre-demande à long terme à partir d'une succession d'équilibres de court et moyen terme (§ 1.3). On les désigne simplement « modèles d'équilibres dynamiques ».

1.1 Modèles de concurrence parfaite sans contrainte

Il s'agit des modèles les plus rudimentaires pour étudier la disponibilité de l'uranium à long terme : le coût de production est assimilé au prix (simplification parfois invoquée dans les marchés de concurrence parfaite) et aucune contrainte (notamment sur les capacités de production) ne s'applique à l'offre d'uranium [95], [96], [122]. Ces modèles estiment les ressources ultimes d'uranium, sous la forme d'une courbe d'offre cumulative. Nous les avons déjà mentionnés pour présenter et critiquer les méthodes qu'ils utilisent pour obtenir cette courbe d'offre (cf. Chapitre III, § 1.3).

La modélisation s'arrête à l'estimation des ressources ultimes estimées triées par coût croissant, de sorte que le coût de production est la seule variable économique qui permet de décrire la disponibilité de l'uranium à long terme. L'évolution du coût de production dans le long terme est obtenue en confrontant la courbe d'offre cumulative avec un scénario de demande, en supposant que l'ensemble des ressources ultimes sont identifiées dès l'instant initial et qu'elles sont extraites par coût croissant. Un mécanisme de marché similaire est présenté au § 2.2.1 pour illustrer ce type de modèle et le comparer au modèle que nous proposons.

En théorie, cette approche permet bien d'étudier un équilibre offre-demande sur le long terme, mais elle se heurte aux limites de ses nombreuses simplifications, résumées ici en trois points :

- Assimilation du coût de production et du prix

Cette approximation peut s'avérer correcte dans certaines situations, par exemple dans le cas d'une entreprise intégrée dont une filiale fournirait le combustible nucléaire à prix coûtant à la filiale assurant la production d'électricité. Mais cela ne concerne que quelques acteurs aujourd'hui. Au contraire, lorsque les échanges ont lieu sur un marché, des rentes (rente différentielle et rente de rareté notamment) s'ajoutent aux coûts de production pour former le prix de l'uranium (cf. Chapitre IV, § 3).

- Modélisation de l'offre sans contrainte d'exploration ou de capacité de production

Aucune des contraintes dynamiques que nous avons présentées au Chapitre IV (§ 4) n'est prise en compte alors qu'elles correspondent à des réalités économiques qui affectent la disponibilité de l'uranium. Par exemple, la simplification qui consiste à supposer que toutes les ressources ultimes sont identifiées dès l'instant initial met en défaut la corrélation entre le prix de l'uranium et les dépenses d'exploration (Chapitre IV, § 4.1) : chaque année, l'exploration d'uranium a un budget limité et les nouvelles ressources découvertes sont en quantité faible comparées aux ressources ultimes. Par ailleurs, les limites de capacité de production des mines ne sont pas prises en compte : toutes les ressources ultimes peuvent être produites instantanément si le scénario de demande étudié l'impose.

- Modélisation de l'offre sans régionalisation

Le fait de simplifier la modélisation de l'offre en la réduisant à une seule région « mondiale » fausse l'estimation des ressources ultimes (cf. Chapitre III, § 2.6.1), mais ne permet pas non plus de prendre en compte les contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium à l'échelle régionale telles que l'évolution du coût de découverte l'évolution du coût de découverte (cf. Chapitre IV, § 4.2), la stratégie des acteurs, les contraintes économiques des producteurs et les choix politiques des États (cf. Chapitre IV, § 4.3.3). Les modèles décrits dans ce paragraphe simplifient ces contraintes sans discuter ni vérifier leur influence sur la disponibilité de l'uranium à long terme. Nous montrons au § 3 que certaines ont une influence significative.

1.2 Modèles d'équilibres de court et moyen terme

Dans la revue des modèles existants, nous distinguons deux approches de l'équilibre de court ou moyen terme :

- La première ne constitue pas un modèle à proprement parler, mais plutôt une méthodologie simple et réaliste pour construire des scénarios d'offre en se basant sur une approche *bottom-up*. On présente deux exemples émanant de l'Université des Ressources Naturelles et des Sciences de la Vie de Vienne [176] et de la World Nuclear Association [171].
- La deuxième est proposée par Auzans [9], et constitue un modèle plus théorique, même s'il reste « descriptif ».

Ces modèles se distinguent principalement des modèles de concurrence parfaite sans contrainte sur trois points :

- Les ressources non découvertes ne sont pas modélisées, ce qui limite notamment leur utilisation à des horizons de court ou moyen terme.
- Les producteurs et leurs projets miniers sont modélisés individuellement ou à défaut de façon agrégée par région.
- Les capacités de production des mines sont contraintes.

1.2.1 Approche bottom-up

Dans la première approche, les coûts de production ne sont pas modélisés et l'équilibre offre-demande n'est pas matérialisé par un prix de marché. La méthodologie proposée pour construire le scénario d'offre consiste à rassembler et exploiter les informations disponibles sur l'ensemble des mines et des projets miniers connus dans le monde : quantités de ressources/réserves, capacité de production et calendrier de mise en production. L'exploitation de ces informations permet de construire un échéancier de production, éventuellement agrégé par régions productrices (comme sur la Figure V-1) ou en fonction de la maturité des projets (comme sur la Figure V-2).

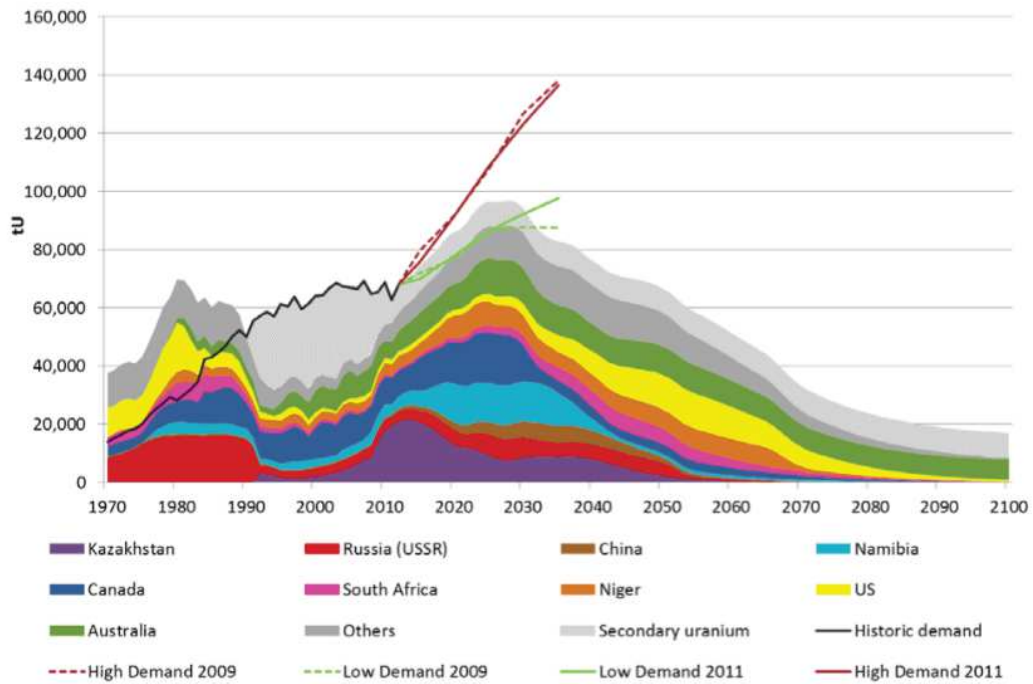


Figure V-1 – Échéancier de production des projets miniers connus par région [176]

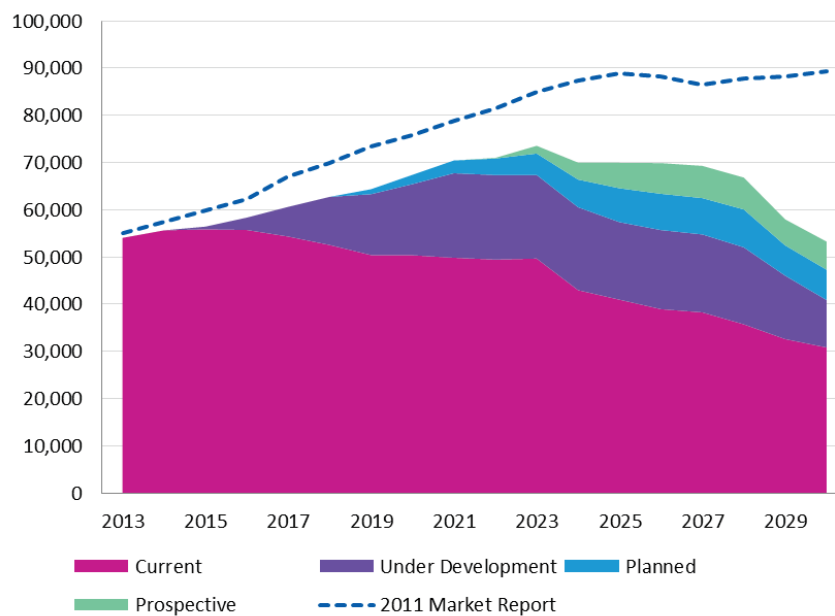


Figure V-2 – Échéancier de production des projets miniers connus selon leur maturité [171]

La disponibilité de l'uranium est uniquement mesurée par l'écart entre le niveau de demande d'un scénario de référence, et le niveau de l'offre (excédent ou déficit de l'approvisionnement futur). Cette méthode ne permet donc pas de prévoir ou d'étudier l'évolution du prix de l'uranium, mais permet de quantifier le déséquilibre entre l'offre et la demande. En filtrant les informations exploitées, par exemple en ne considérant que les réserves prouvées des mines, la méthode permet ainsi d'étudier les incertitudes qui portent sur l'équilibre offre-demande à court terme. La principale limite de la méthode est qu'elle n'est pas crédible pour une analyse à long terme :

- Il est évidemment impossible de rassembler des informations sur les mines qui entreront en production à long terme et qui ne sont pas encore aujourd'hui à l'état de projet (en particulier si les gisements n'ont pas encore été découverts).
- Pour une utilisation à moyen terme, il est possible d'ajouter et d'agrèger des informations supplémentaires, par exemple en considérant l'ensemble des ressources identifiées des mines et pas uniquement leurs réserves prouvées. Néanmoins, les incertitudes sur ces quantités sont plus importantes et, comme le souligne l'étude, les ressources supplémentaires d'un site minier (celles qui s'ajoutent aux réserves prouvées) sont rarement extraites en totalité. De plus, on ne peut exclure à moyen terme que des projets miniers pour lesquels aucune information n'est disponible aujourd'hui soient développés et mis en production rapidement.

1.2.2 Approche théorique descriptive

Dans l'approche proposée par Auzans, les coûts de production sont modélisés mine par mine et dépendent du niveau de production de la mine selon une fonction de coût quadratique. Chaque fonction de coût représente la courbe d'offre de court terme de chaque mine. Une courbe d'offre globale de court terme est construite à partir de ces courbes d'offre individuelles (cf. Figure V-3). On retrouve une approche similaire dans les travaux de Poulizac, non spécifiques à l'uranium : les mines sont triées par coûts de production (à capacité nominale) croissants et le niveau de production de chaque mine est augmenté jusqu'à ce que son coût marginal atteigne le coût de production, à capacité nominale, de son concurrent direct. La confrontation la courbe d'offre mondiale et de la courbe de demande fixe le prix de marché (cf. Figure V-3).

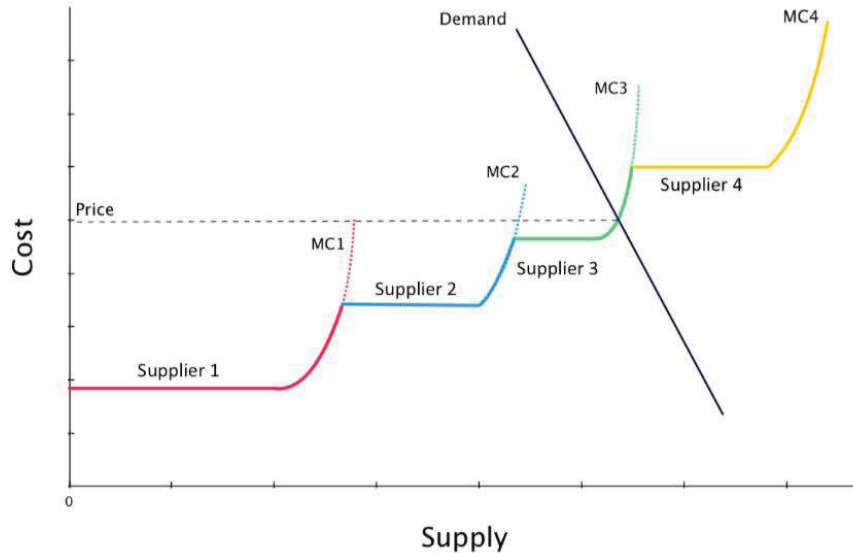


Figure V-3 – Courbe d'offre de court terme obtenue par superposition des fonctions de production quadratiques de plusieurs mines [114]

En plus de fixer un prix de marché, l'avantage de cette approche par rapport à la précédente est qu'elle permet de modéliser des stratégies de production qui tiennent compte de l'évolution du prix (par exemple : arrêt temporaire de la production d'une mine si le prix descend ponctuellement en dessous de ses coûts opératoires) et de mesurer certains indicateurs économiques comme les rentes différentielles.

Dans l'optique d'une étude de la disponibilité de l'uranium à long terme, cette approche a la même limite que la précédente : elle ne modélise pas les ressources non découvertes (l'activité d'exploration n'est pas endogène). Les fonctions quadratiques de production sont calibrées sur des coûts de références de projets miniers récents (base de données WISE Uranium), mais ne peuvent s'appliquer aux restes des ressources ultimes qui seront exploitées à long terme. Cela limite l'horizon temporel de l'étude à 2030. De plus, cette méthode ne permet pas de tenir compte ni de mesurer la rente de rareté.

1.3 Modèles d'équilibres dynamiques : succession déterministe d'équilibres de court et moyen terme

Un modèle de ce type a été développé par Rooney récemment [117]. Comme pour les modèles du § 1.2, il intègre des contraintes sur les capacités de production, ce qui permet de confronter annuellement l'offre et la demande pour faire émerger un prix d'équilibre à court terme. La principale différence est que les ressources non découvertes sont prises en compte et que l'activité d'exploration est modélisée avec un flux de découvertes limité qui dépend du prix (d'une façon analogue à la contrainte introduite au Chapitre IV, § 4.1). De ce fait, le modèle a une portée plus long terme : l'étude étudie la cyclicité du prix de l'uranium jusqu'en 2050, par une succession d'équilibres de court terme.

Le modèle s'appuie la dynamique des systèmes [133], approche qui permet de lier un grand nombre de variables de façon dynamique par des relations mathématiques relativement simples (typiquement des relations linéaires liant l'état présent d'une variable à l'état futur d'une autre), cf. Figure V-4. Le modèle simule ainsi une succession déterministe¹⁴² d'équilibres court ou moyen terme et cette succession permet d'appréhender le long terme. Cette approche est particulièrement utile pour construire des modèles économiques descriptifs, mais lors de sa mise en œuvre, la calibration des différentes relations pose parfois problème (notamment parce que toutes les variables économiques ne peuvent pas nécessairement être liées linéairement). Ainsi, l'outil développé par Rooney introduit un certain nombre de variables dont le sens économique est difficile à saisir et pour lesquelles les valeurs de références sont vraisemblablement difficiles à justifier : temps nécessaires aux *traders* pour se forger une opinion robuste sur le prix attendu à court terme/à long terme, temps de perception du taux de couverture des besoins futurs par la production minière, perception du ratio ressources-demande. Nombre de ces paramètres sont non observables ou difficilement observables. La sensibilité des résultats doit donc être étudiée en faisant varier ces paramètres sur des intervalles assez larges. Quelques tests de sensibilité sont réalisés dans l'étude et montrent que certains de ces paramètres influencent significativement les résultats (par exemple le temps nécessaire aux *traders* pour se forger une opinion robuste du prix attendu à court terme). Bien qu'il conviendrait d'analyser plus en détail le sens économique de ces paramètres, nous considérons que parmi les travaux trouvés dans la littérature, ceux de Rooney sont les plus pertinents pour étudier la disponibilité de l'uranium à long terme. On souligne malgré tout quelques limites :

- Le prix varie – entre autres – par son élasticité vis-à-vis de l'ensemble des coûts de production. Cette hypothèse est critiquable dans la mesure où le prix est généralement pris égal au coût marginal de production et que les courbes d'offre de court ou de long terme qui permettent d'estimer ce coût marginal n'ont pas une forme linéaire. Il n'y a pas de mécanisme de formation de prix qui s'appuie sur un coût de production marginal dans le modèle de Rooney et aucune analyse de la structure du marché ou du pouvoir de marché des producteurs n'explique ce choix.

¹⁴² Le même état initial, considéré avec les mêmes données d'entrée, produit les mêmes résultats, un état final unique.

2 MODÉLISATION

Après avoir passé en revue des modèles de la littérature (les plus récents et ceux traitant des équilibres du marché de l'uranium à court, moyen et long terme), ce paragraphe présente le modèle de marché que nous proposons pour l'étude de la disponibilité de l'uranium à long terme. Il appartient à la dernière catégorie des modèles existants : il s'agit d'un modèle d'équilibres dynamiques, c'est-à-dire permettant de représenter le long terme comme une succession déterministe d'équilibres de court ou moyen terme.

Ce modèle lève les principales limites que nous avons soulignées au paragraphe précédent :

- Les ressources ultimes (dont font partie les ressources non découvertes) sont prises en compte et l'activité d'exploration est endogène.
- Des contraintes dynamiques sont appliquées aux capacités de production.
- Les rentes minières (rente de rareté et rentes différentielles) sont introduites et calculées explicitement dans le modèle.
- Les acteurs du marché sont modélisés au niveau régional.

Plus généralement, notre modèle intègre l'ensemble des contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium et que nous avons analysées au Chapitre IV, § 4

Pour introduire ce modèle de façon pédagogique et pour mieux apprécier l'influence des principales contraintes, nous présentons 3 mécanismes de marché distincts, notés M1, M2 et M3, en y intégrant progressivement ces contraintes. Le modèle le plus complet, celui que nous utiliserons pour les simulations du Chapitre VI et qui nous paraît le plus pertinent, est construit sur la base du dernier mécanisme (M3).

Le premier mécanisme (M1) n'intègre aucune contrainte et s'apparente ainsi aux modèles décrits au § 1.1. Toutes les ressources ultimes sont supposées identifiées et entièrement disponibles dès l'instant initial (absence de contrainte sur les capacités de production). Ce mécanisme néglige les rentes différentielles et la rente de rareté et les acteurs du marché ne sont pas modélisés individuellement.

Le deuxième mécanisme (M2) est identique au premier à la seule différence que l'activité d'exploration est endogène : seule une partie des ressources ultimes est identifiée initialement et les dépenses d'exploration (donc indirectement les quantités découvertes chaque année) sont contraintes par l'évolution du prix. Les ressources identifiées restent entièrement disponibles sans contrainte de capacité de production.

Dans ces deux premiers mécanismes, présentés au § 2.2, le nombre de producteurs est indéfini (puisque'ils ne sont pas modélisés individuellement), mais supposé suffisamment grand pour assurer une concurrence parfaite sur le marché.

Le mécanisme M3, présenté au § 2.3, ne retient pas l'hypothèse d'un marché de concurrence parfaite. Le marché est modélisé comme un oligopole de 6 régions (les acteurs du marché sont modélisés de façon agrégée dans ces régions), mais aucune rente autre que la rente de rareté ou les rentes différentielles n'est intégrée au prix de marché pour représenter une éventuelle position dominante d'un des acteurs. Le terme d'oligopole est ainsi pris au sens littéral (un nombre d'acteurs réduit) sans présumer d'une éventuelle collusion entre les acteurs (on n'envisage pas de modéliser un cartel).

Après une comparaison succincte des trois mécanismes au § 2.4, les résultats détaillés obtenus avec le mécanisme M3 sont analysés au § 3. La sensibilité du modèle aux principaux paramètres y est étudiée.

2.1 Données d'entrée

Le § 2.1.1 et le § 2.1.2 présentent les données exogènes du modèle de marché :

- deux scénarios de demande tirés de la littérature, « A3 » et « C2 », qui traduisent une croissance plus ou moins rapide de la demande d'uranium au XXI^e siècle ;
- deux scénarios d'offre (offre de ressources ultimes) tirés des résultats de la première modélisation de cette étude (Chapitre III), « 72 MtU » et « 36 MtU », qui traduisent les incertitudes sur les ressources géologiques d'uranium dans la croûte terrestre.

Les associations des scénarios A3-72 MtU et C2-36 MtU permettent ainsi d'avoir une vision contrastée de l'équilibre général « offre-demande » modélisé par la suite. On décrit ainsi grossièrement un cas où une demande en croissance rapide est équilibrée par des ressources en terre abondantes et un cas où la demande croît plus modérément avec des ressources ultimes moins abondantes.

Le § 2.1.3 présente les autres données d'entrée du modèle : il s'agit des valeurs de référence qui permettent de calibrer les processus endogènes. Ces processus se présentent sous la forme de contraintes appliquées à l'offre. Ils permettent de simuler la dynamique du marché plus finement que l'équilibre grossier que nous venons de décrire et d'en identifier les paramètres clés.

2.1.1 Scénarios de demande

Les scénarios de demande que nous proposons d'utiliser pour la modélisation sont ceux discutés au Chapitre I. Ils sont entièrement exogènes (les hypothèses sous-jacentes à leur construction sont détaillées dans la littérature [11], [81]). Ils servent de données d'entrée pour étudier la dynamique du marché de l'uranium et identifier des paramètres clés.

Le 1^{er} scénario retenu, « A3 », correspond au scénario « haut » : forte demande électronucléaire – 5400 GWe de capacité installée en 2100 – et donc forte demande d'uranium naturel : 810 ktU/an. Le 2^e scénario « C2 » fait figure de scénario « bas » : croissance modérée du parc nucléaire mondial : 2100 GWe en 2100 et 340 ktU/an. Aucun scénario de décroissance du parc nucléaire mondial n'a été étudié : leur intérêt est limité puisque la disponibilité des ressources d'uranium n'est pas une contrainte pour ces scénarios.

Deux scénarios de demande d'uranium $D(t)$ ont été définis en cohérence avec les deux scénarios retenus, en faisant l'hypothèse que seuls des réacteurs de type REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) sont exploités [11]. Pour simplifier l'analyse des résultats à ce stade, les scénarios de demande d'uranium ont été linéarisés. La demande cumulée sur la période de simulation reste identique aux scénarios originaux.

Les scénarios de demande A3 et C2 sont représentés sur la Figure V-5. Leur horizon temporel est de 100 ans, débutant en 2013.

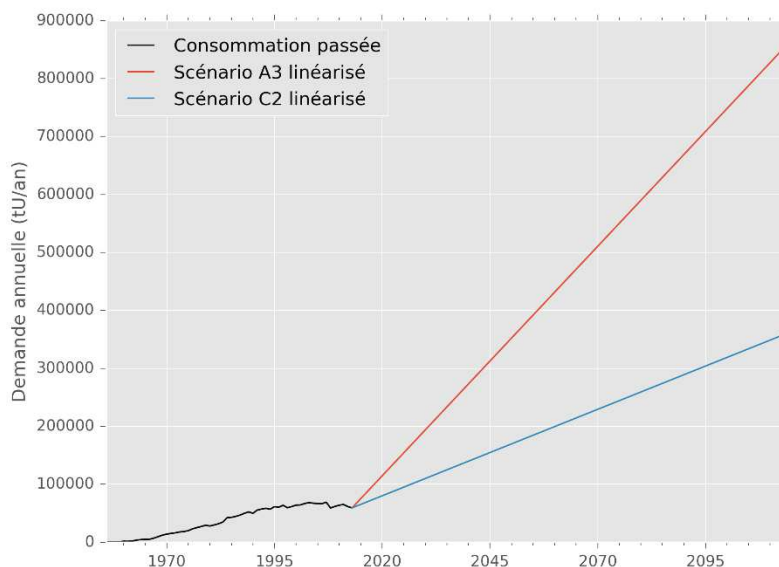


Figure V-5 – Scénarios de demande mondiale d'uranium [11]

On suppose que la demande en uranium est inélastique (Chapitre I) et entièrement satisfaite par la production minière¹⁴³.

2.1.2 Courbes d'offre des ressources ultimes et ressources identifiées

En cohérence avec le Chapitre III, l'offre d'uranium a été découpée en 6 régions pour la modélisation (cf. Chapitre III, § 2.2) : États-Unis, Canada, Kazakhstan, Australie, Afrique et le reste du monde.

Pour chaque région i , la modélisation tient compte de trois courbes d'offre :

- La courbe d'offre des ressources ultimes, notée COC_i . Cette courbe est le résultat de l'estimation faite avec le modèle MUR, Chapitre III¹⁴⁴.
- La courbe d'offre des ressources ultimes restantes à un instant t notée $COC_i(t)$, qui représente les ressources découvertes et non découvertes, les ressources déjà exploitées ayant été retirées¹⁴⁵.
- La courbe d'offre des ressources identifiées à un instant t , notée $RES_COC_i(t)$. Initialement, cette courbe correspond aux ressources RAR (Ressources Raisonnablement Assurées) et IR (Ressources Inférées) publiées dans le Livre Rouge et ordonnées par coûts croissants.

¹⁴³ Le taux de rejet à l'enrichissement peut modifier la demande d'uranium naturel (issu de la production minière). Les scénarios A3 et C2 tiennent compte d'un taux de rejet faible, ce qui minimise la demande d'uranium [11]. Le recyclage du combustible utilisé peut aussi modifier la demande d'uranium naturel et peut représenter jusqu'à 25% d'économie pour un parc nucléaire [15] mais tous les parcs ne pourront pas en bénéficier au XXI^e siècle et son influence sur la demande a été négligée (cf. Chapitre I).

¹⁴⁴ On rappelle que les ressources ultimes estimées ne sont ni des ressources identifiées ni des ressources spéculatives : les ressources ultimes incluent les ressources identifiées, non découvertes et déjà exploitées. Les ressources ultimes sont donc une valeur majorante des ressources qui seront exploitées : toutes ne seront pas accessibles dans le futur, notamment pour des raisons géographiques, politiques ou économiques (voir par exemple les contraintes de financement de l'exploration au § 4.1 du Chapitre IV).

¹⁴⁵ Pour la production historique (avant 2013), on suppose que les ressources les moins chères ont été extraites les premières [100], [102]. Pour $t > 2013$, on se réfère à la dynamique d'épuisement des ressources introduite dans le modèle (cf. Chapitre IV, § 4.4.3).

À titre illustratif, les courbes d'une région sont redonnées sur la Figure V-6 ($COC_{Kazakhstan}$: courbe noire et $RES_COC_{Kazakhstan}(2013)$: courbe rose en trait plein).

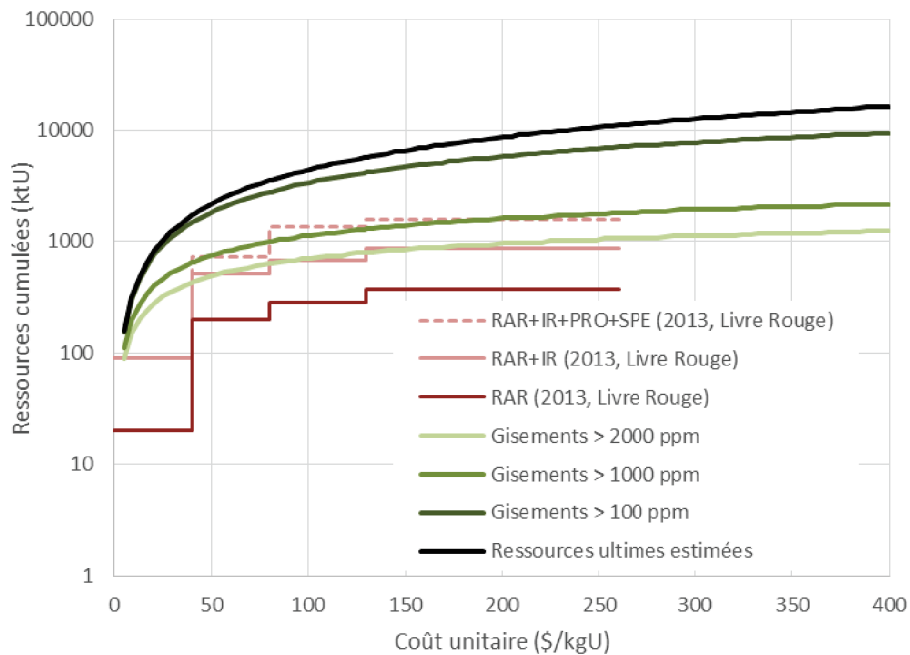


Figure V-6 – Courbes d’offre du Kazakhstan (ressources ultimes en noir, ressources identifiées en rose, trait plein)

Pour les mécanismes de marché M1 et M2 pour lesquels le nombre de producteurs est indéterminé, les courbes d’offre régionales des ressources ultimes restantes $COC_i(t)$ et des ressources identifiées $RES_COC_i(t)$ sont agrégées et notées respectivement $COC(t)$ et $RES_COC(t)$.

Parmi les principaux paramètres du modèle MUR (Chapitre III), l’épaisseur considérée de la croûte terrestre superficielle est le paramètre linéaire le plus incertain. Pour la modélisation du marché, on choisit de retenir deux scénarios pour les ressources ultimes :

- un scénario d’offre « haut » qui inclut l’ensemble des gisements compris entre 0 et 2 km de profondeur (ce qui correspond aux estimations présentées au Chapitre III et rappelées sur la Figure V-6 pour le Kazakhstan) soit 72 MtU à moins de 260 \$/kgU au niveau mondial ;
- un scénario « bas » qui se limite à 1 km de profondeur, de sorte que la COC de ce scénario est exactement la moitié de celle du scénario « haut », soit 36 MtU à moins de 260 \$/kgU.

Il est important de rappeler que le modèle MUR modélise uniquement les ressources de la croûte terrestre continentale. Les ressources d’uranium dissous dans l’eau de mer ne sont pas prises en compte (cf. Chapitre IV, § 3.2.5.2). De plus, l’uranium est considéré comme un produit primaire (cf. Chapitre IV, § 4.5.3).

2.1.3 Contraintes dynamiques

Les contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium ont été étudiées au Chapitre IV § 4. Pour la modélisation, nous avons fait le choix d'introduire celles qui nous semblent être déterminantes dans le long terme :

- L'évolution des dépenses d'exploration en fonction du prix spot, décrite au Chapitre IV, § 4.1.1 (Eq. IV-6). Seuls les mécanismes M2 et M3 prennent en compte cette contrainte.
- L'évolution du coût de découverte en fonction des dépenses d'exploration passées, décrite au § 4.2 (Eq. IV-10 et Tableau IV-13). Seuls les mécanismes M2 et M3 prennent en compte cette contrainte.
- L'anticipation de la demande au niveau mondial, décrite au Chapitre IV, § 4.4.2 (Eq. IV-12). Celle-ci se traduit par une contrainte sur le ratio R/P mondial. Deux valeurs limites ont été retenues pour R/P_{\min} : 60 ans (valeur par défaut) et 20 ans. Seul le mécanisme M3 est concerné.
- Les garanties financières des producteurs et, entre autres, leur préférence pour le présent. Celles-ci se traduisent par une contrainte sur le ratio R/P local. Comme cela a été discuté au Chapitre IV, § 4.3.3, plusieurs valeurs limites ont été retenues pour $R/P_{\min, \text{loc}}$: 10 ans (valeur par défaut), 20 ans et 60 ans. Seul le mécanisme M3 est concerné.
- La dynamique de découverte et d'épuisement des ressources, étudiée au Chapitre IV, § 4.4. Seuls les mécanismes M2 et M3 sont concernés. Le mécanisme M3 inclut également la contrainte sur la répartition régionale des nouvelles découvertes.

2.2 **Marché de concurrence parfaite : nombre de producteurs indéfini**

2.2.1 M1 : concurrence parfaite sans contrainte

Le mécanisme M1 correspond à une concurrence parfaite non contrainte. Le nombre de producteurs est indéterminé, mais supposé grand pour assurer les conditions de concurrence. La courbe d'offre initiale $COC(t_0)$ est mondiale (somme des courbes d'offre régionales, cf. § 2.1.2) et toutes ces ressources sont supposées connues des producteurs. Dans ce cas de figure, les profits des producteurs tendent vers zéro et la production se fait par coût croissant. Chaque année, le prix s'établit au coût marginal de production (coût de la catégorie la plus chère de $COC(t_0)$ sollicitée pour répondre à la demande). Pour un scénario de demande donné, le prix à l'année t est obtenu en reportant simplement la demande cumulée entre t_0 et t , $\sum_{t_0}^t D(t)$, sur la courbe $COC(t_0)$. Le Tableau V-1 présente le prix vers 2100 pour les 4 scénarios étudiés.

Tableau V-1 – M1 : Prix vers 2100 pour un marché concurrentiel sans contrainte

OFFRE (ressources ultimes)	DEMANDE	
	C2	A3
72 MtU	100 \$/kgU	170 \$/kgU
36 MtU	160 \$/kgU	270 \$/kgU

Quel que soit le cas offre-demande étudié, ce modèle de marché prévoit une augmentation progressive et lente du prix de l'uranium au XXI^e siècle.

Ce modèle est néanmoins peu réaliste puisque les ressources ultimes restantes sont supposées identifiées dès l'instant initial, c'est-à-dire que tout se passe comme si le budget d'exploration était illimité alors que celui-ci est réparti dans le temps et corrélé au prix au niveau mondial (Chapitre IV, § 4.1.1). Dans la pratique, le budget d'exploration est aussi limité par les fonds propres des producteurs. L'autofinancement de l'exploration est d'autant plus important que dans une situation de concurrence forte entre producteurs le faible niveau de profits limite les profits et donc la trésorerie disponible pour explorer. Il est aussi plus difficile de recourir à des fonds privés puisque les dividendes attendus sont aussi limités que les profits. Les contraintes liées à l'activité d'exploration sont ainsi particulièrement importantes pour modéliser un marché concurrentiel¹⁴⁶. Le mécanisme M1 peut donc être amélioré en ne négligeant plus des contraintes dynamiques fortes comme le financement de l'exploration ou l'augmentation des coûts de prospection.

2.2.2 M2 : concurrence parfaite avec contraintes d'exploration

Le mécanisme M2 correspond à une concurrence parfaite avec contraintes d'exploration. Le mécanisme est identique à M1, mais les ressources initiales connues, $RES_COC(t_0)$, sont limitées aux ressources identifiées du Livre Rouge [102]. Les contraintes de financement de l'exploration (Chapitre IV, § 4.1 & 4.2) fixent les ressources découvertes chaque année, mais aucune contrainte d'anticipation de la demande n'est appliquée. La production (respectivement les découvertes) se fait toujours par coût croissant parmi les ressources connues (respectivement restant à découvrir). Le schéma de ce mécanisme est présenté au § 2.2.2.1. M2 est comparé à M1 au § 2.2.2.2. On évalue ainsi l'influence sur le prix des contraintes d'exploration dans le cas d'un marché concurrentiel et l'évolution du ratio R/P.

2.2.2.1 Schéma du mécanisme M2

La Figure V-7 et la Figure V-8 schématisent le mécanisme M2, et font notamment apparaître les contraintes de financement de l'exploration (Eq. IV-6) et d'évolution du coût de découverte (Eq. IV-10).

¹⁴⁶ Dans le passé, les périodes où l'uranium a été échangé sur un marché purement concurrentiel sont rares. Néanmoins, on constate que les périodes où le niveau concurrentiel est le plus élevé (index HHI bas) sont aussi des périodes de prix bas, et donc avec une exploration limitée du fait de la corrélation entre prix et dépenses d'exploration. On peut notamment faire ce constat sur la période 1980-2000 (cf. § 2.4 et § 4.1.1).

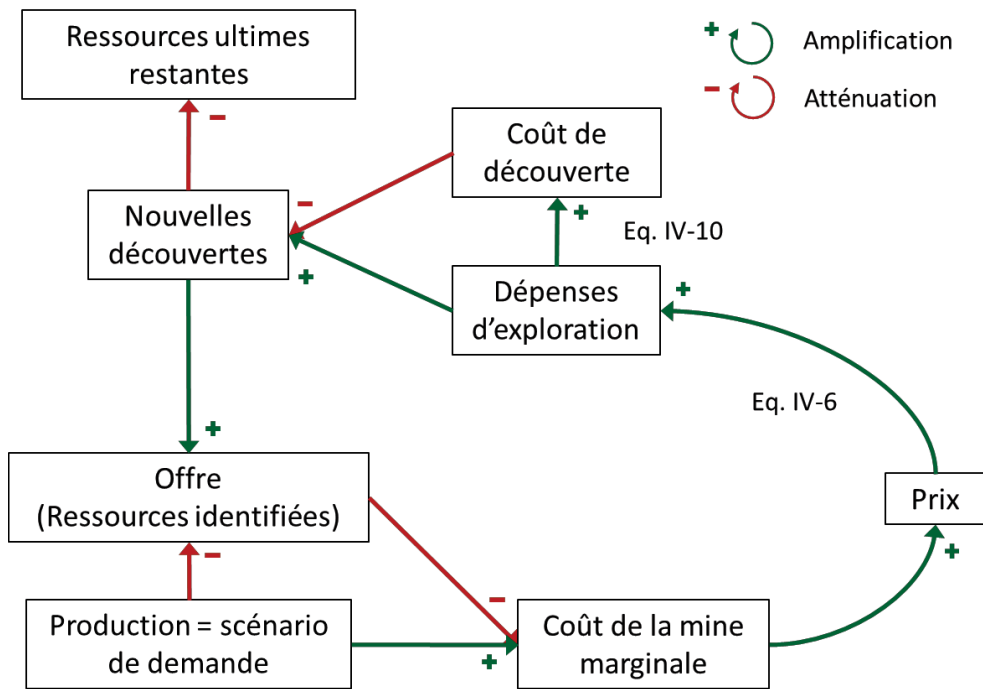


Figure V-7 – Organigramme simplifié du mécanisme de marché M2 : chaînes de causalité

La Figure V-7 constitue un organigramme simplifié du mécanisme. Elle fait apparaître les chaînes causales d'amplification et d'atténuation que constituent les différentes contraintes dynamiques introduites dans le mécanisme. On retrouve ainsi la contrainte de financement de l'exploration (Eq. IV-6) : si une augmentation de prix se produit, les dépenses d'exploration future augmenteront également. De même, la contrainte d'évolution des coûts de découverte amplifie ces derniers lorsque le cumul des dépenses d'exploration augmente. La chaîne causale se poursuit avec la découverte de nouvelles ressources qui diminue les ressources ultimes restantes et augmente les ressources identifiées. Enfin, la dynamique de production des ressources identifiées (cf. Chapitre IV, § 4.4) permet de déterminer le coût de la mine marginal, d'autant plus bas (resp. plus haut) que beaucoup (resp. peu) de ressources « bon marché » ont été identifiées.

La Figure V-8 représente de façon plus détaillée la façon dont le mécanisme a été modélisé.

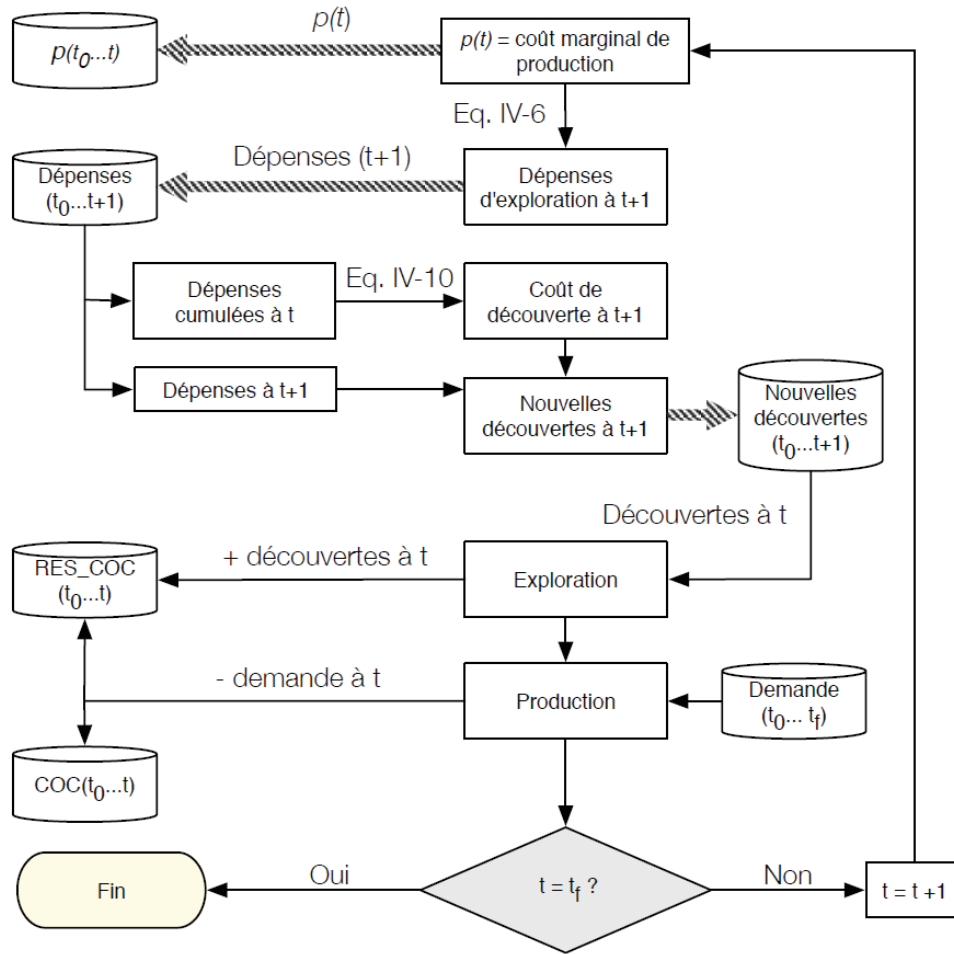


Figure V-8 – Mécanisme de marché M2 : concurrence parfaite avec contraintes d’exploration

2.2.2.2 Résultats

Les scénarios de demande A3 et C2 sont comparés sur la Figure V-9 et la Figure V-10 en retenant le scénario d’offre « haut » (72 MtU de ressources ultimes à moins de 260 \$/kgU). La simulation avec le scénario C2 conduit à une augmentation progressive des prix pour atteindre vers 2100 des prix similaires à ceux du mécanisme M1 : 130 \$/kgU. Il semble donc qu’introduire la contrainte de financement de l’exploration (Eq. IV-6) affecte peu l’évolution du prix : le prix influence le montant des dépenses d’exploration, mais l’exploration n’a pas de rétroaction directe sur le prix. Cela confirme le sens de la causalité (prix \rightarrow dépenses d’exploration) mise en évidence au Chapitre IV et lors que la modélisation économétrique (Annexe C).

En revanche, on note que la simulation du scénario A3 s’interrompt en 2075 : le ratio R/P s’annule, il y a pénurie. On constate aussi que même s’il ne s’annule pas dans le cas du scénario C2, le ratio R/P se dégrade continuellement, passant de 130 ans en 2013 à 10 ans vers 2100, ce qui laisse craindre une pénurie au début du XXII^e siècle. Les contraintes d’exploration affectent ainsi la sécurité d’approvisionnement.

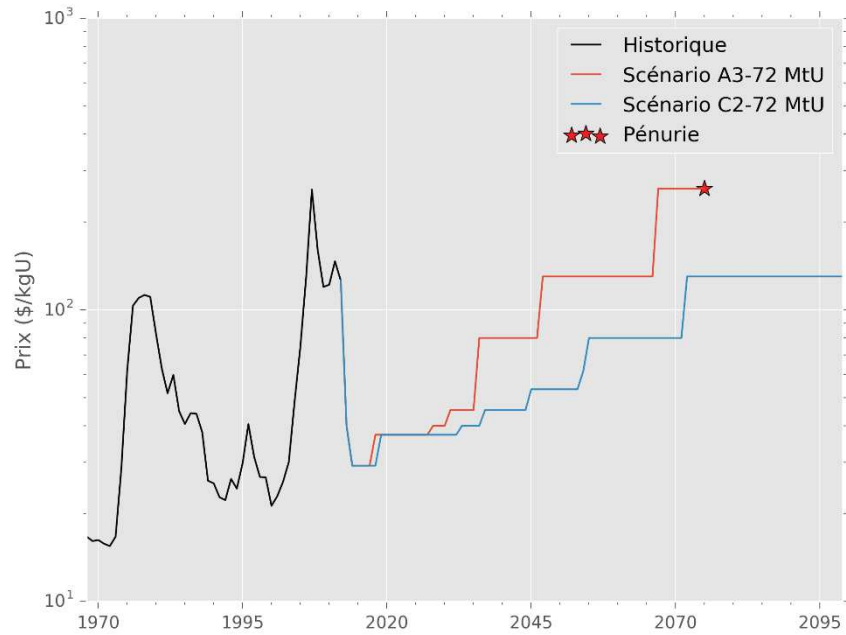


Figure V-9 – M2 : Évolutions du prix

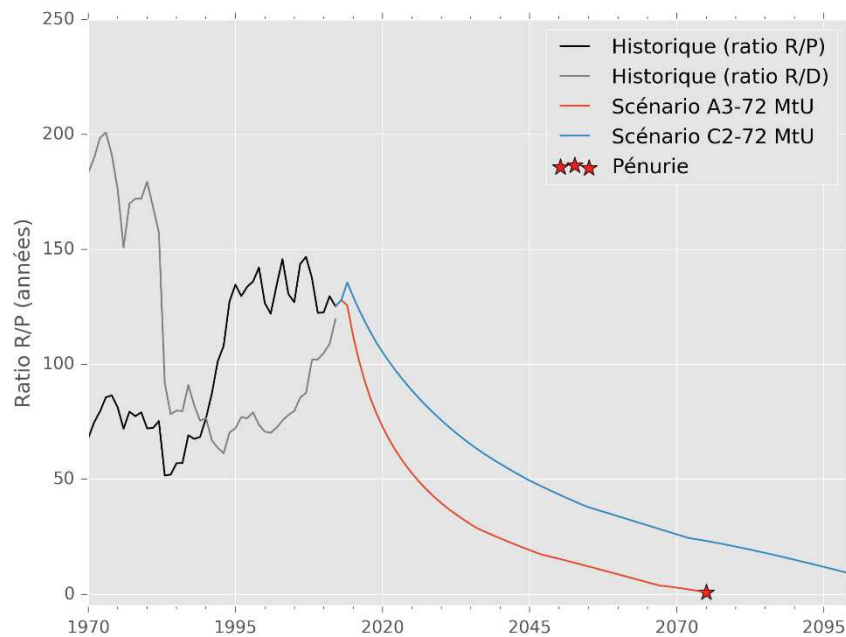


Figure V-10 – M2 : Évolutions du ratio R/P

Le choix du scénario d'offre « bas » (36 MtU) donne des résultats très proches.

Ces résultats sont peu réalistes : d'une part, il est peu probable que la situation de pénurie identifiée dans le scénario A3 se produise sans avoir été anticipée (cf. discussion au Chapitre IV, § 4.3) ; et d'autre part, il est peu probable que les prix restent à des niveaux si faibles sur le long terme dans le scénario C2 alors que le ratio R/P est si bas (avec des marges de sécurité d'approvisionnement si faibles, il est probable qu'une rente de rareté apparaisse sur le marché, ce que ne prend pas en compte le mécanisme M2).

Les résultats obtenus avec le mécanisme M2 montrent la nécessité de prendre en compte les contraintes d'exploration ce que ne faisait pas le mécanisme M1. En effet, ces contraintes font apparaître une situation de pénurie dans le cas d'une demande en croissance forte (scénario A3). Elles montrent aussi que les dynamiques simulées sont peu vraisemblables en l'absence d'anticipation de la demande (contrainte R/P_{\min}) ; par le passé le ratio R/P n'est qu'exceptionnellement passé sous la barre des 60 ans dans les années 1980. Il est donc peu vraisemblable qu'il descende à des niveaux si bas au cours du XXI^e siècle. Enfin, le mécanisme M2 est critiquable puisqu'il suppose que la concurrence sur le marché de l'uranium est parfaite, ce qui n'est pas le cas comme l'atteste la concentration actuelle du marché de l'uranium (cf. Chapitre IV § 2.4). Nous proposons donc de modéliser le marché sous la forme d'un oligopole (sans collusion), en prenant en compte à la fois les contraintes d'exploration (Eq. IV-6 & Eq. IV-10) et une contrainte d'anticipation de la demande (Eq. IV-12).

2.3 Marché oligopolistique : 6 régions productrices

Le mécanisme M3 représente un oligopole avec contraintes d'exploration et d'anticipation. Sur ce marché, chaque région représente un producteur et dispose de sa propre courbe d'offre $COC_i(t)$ (dont seule la partie identifiée dans le Livre Rouge [102] est connue à t_0). Chaque région a un coût de découverte propre (Chapitre IV, § 4.2), alors que les contraintes de dépenses d'exploration (Chapitre IV, § 4.1) et d'anticipation de la demande (Chapitre IV, § 4.3.2) sont de niveau mondial. En particulier, les dépenses d'exploration mondiales sont déduites de l'Eq. IV-6 puis réparties par défaut dans chaque région au prorata de leurs profits. Chaque région « défend » sa part de marché : si la demande augmente à t , la production de chaque région augmente au prorata de sa part de marché à $t-1$. Si une région se trouve en déficit de ressource (ratio R/P régional atteignant sa valeur limite $R/P_{\min, \text{loc}}$) et donc dans l'incapacité de maintenir sa part de marché, la production régionale est limitée par la contrainte locale (Chapitre IV, § 4.3.3) et la demande résiduelle est répartie sur les régions restantes. Dans chaque région, la production (respectivement l'exploration) se fait par coût croissant¹⁴⁷ parmi les ressources connues (respectivement au prorata des ressources ultimes restantes dont le coût est inférieur au coût de production marginal mondial), cf. Chapitre IV, § 4.4.3 et § 4.4.2. À chaque instant, le prix est fixé au coût marginal mondial, c'est-à-dire au coût marginal le plus élevé parmi les régions qui produisent. Si le niveau critique de sécurité d'approvisionnement ($R/P = R/P_{\min}$) est atteint au niveau mondial, une rente de rareté s'ajoute au coût marginal mondial pour établir le prix.

Note : du fait de la régionalisation des acteurs, le mécanisme M3 intègre des données d'entrée et des contraintes spécifiques aux régions alors qu'elles étaient absentes ou agrégées au niveau mondial dans les autres mécanismes. Les plus importantes sont les données d'entrée sur les ressources ultimes et la contrainte sur l'évolution des coûts de découverte. Dans ce chapitre, toutes les autres contraintes et données régionales du mécanisme M3 ont été simplifiées : toutes les régions modélisées se sont vues attribuer la même valeur de référence. Cette simplification se justifie pour comparer facilement les mécanismes entre eux (§ 2.4) et pour étudier la sensibilité du modèle (§ 3). Une approche plus réaliste est retenue au Chapitre VI et les valeurs retenues pour chaque région y sont discutées.

¹⁴⁷ Dans la limite des contraintes de production de chaque catégorie de ressources (cf. Chapitre IV, § 4.4.3)

2.3.1 Schéma du mécanisme M3

La Figure V-11 schématise le mécanisme M3, qui intègre les contraintes de financement de l'exploration (Eq. IV-6), d'augmentation du coût de découverte (Eq. IV-10) et d'anticipation de la demande (Eq. IV-12).

Les principales différences introduites par rapport au mécanisme M2 apparaissent sur la Figure V-11 :

- la désagrégation au niveau régional d'un certain nombre de variables (dépenses d'exploration, nouvelles découvertes, coût de découverte, ressources identifiées et restant à découvrir) ;
- les contraintes associées à cette désagrégation régionale :
 - o ventilation des dépenses d'exploration au prorata des profits régionaux (cf. Chapitre IV, § 4.4.1) ;
 - o contrainte sur le ratio R/P régional pour rendre compte des contraintes économiques des producteurs et des choix politiques des États (cf. Chapitre IV, § 4.3.3)¹⁴⁸ ;
- la boucle de rétroaction ($p(t) = p(t) + 10\%$) qui permet d'introduire et d'augmenter la **rente de rareté** chaque année jusqu'à satisfaire la contrainte d'anticipation de la demande et de sécurité d'approvisionnement. L'incrément de 10% n'a pas de sens économique, il s'agit d'un outil de modélisation dont la valeur n'influence pas les résultats.

¹⁴⁸ Par souci de lisibilité cette contrainte n'a pas été représentée sur la figure. Elle limite la production et la part de marché d'une région si celle-ci conduit à un ratio R/P inférieur à sa valeur critique ($R/P_{\min, loc}$). Dans ce cas, la part de marché résiduelle est redistribuée aux autres régions au prorata de leur ratio R/P .

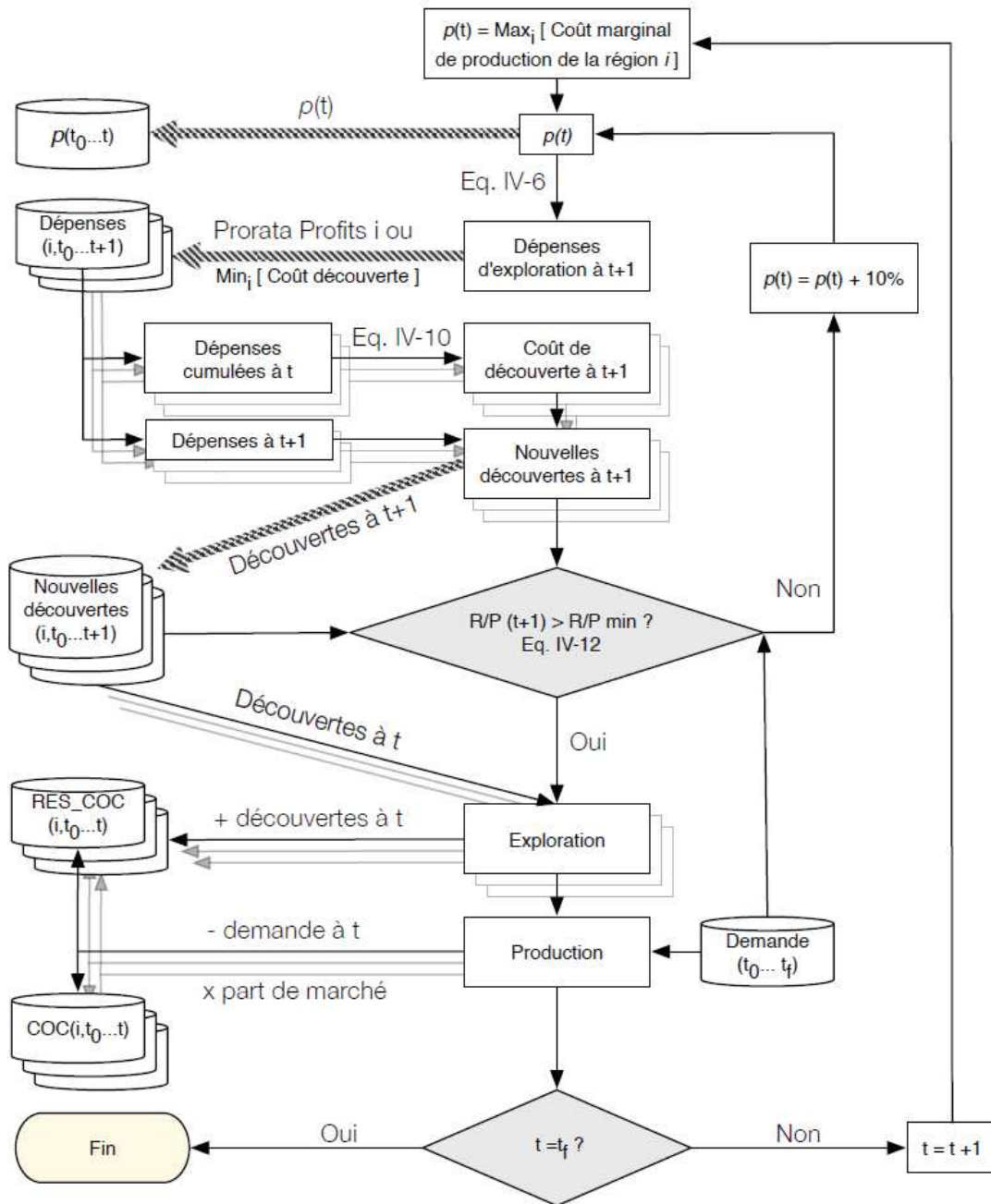


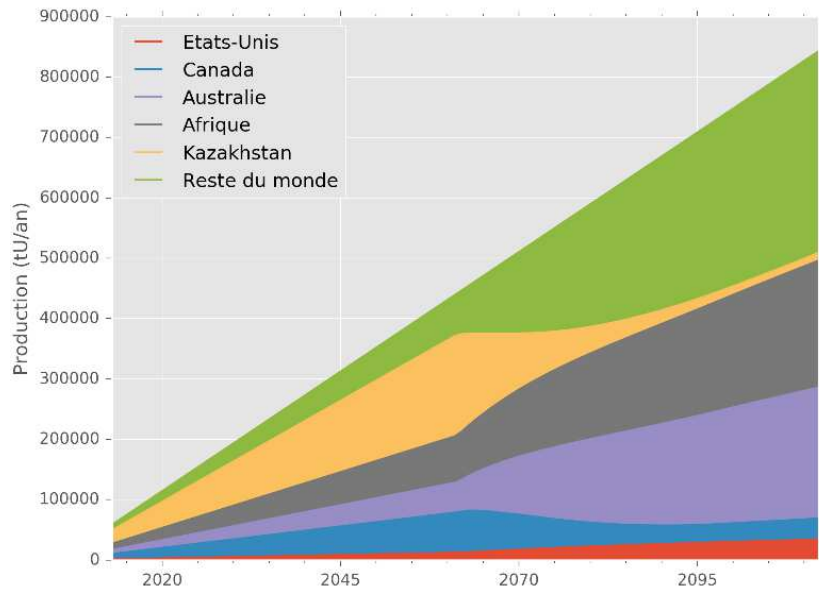
Figure V-11 – Mécanisme de marché M3 : oligopole avec contraintes d’exploration et anticipation de la demande

2.3.2 Résultats préliminaires

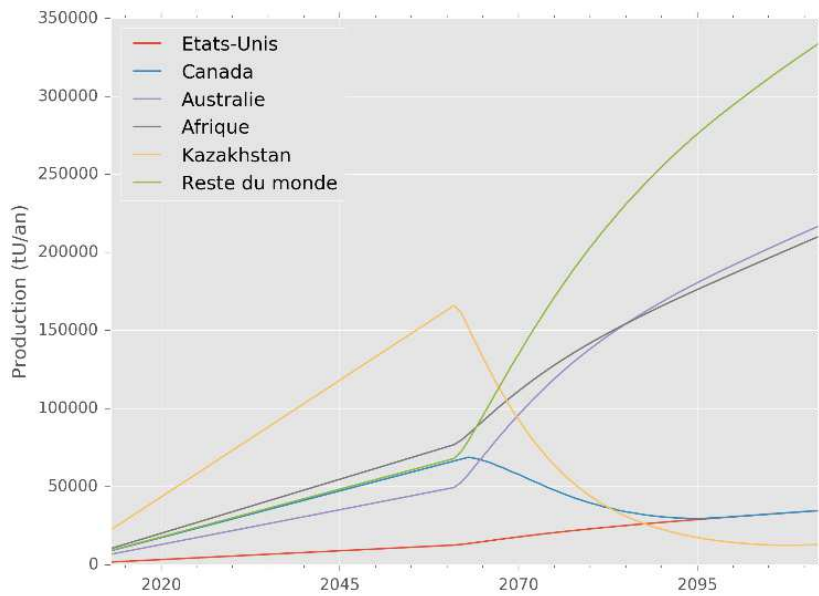
En vue d'une comparaison succincte des trois mécanismes, une première série de simulation a été conduite avec le mécanisme M3, en retenant les valeurs par défaut pour les différentes contraintes présentées au Chapitre IV, § 4. Ces simulations permettent aussi de visualiser le type de résultat que le mécanisme M3 permet d'obtenir. Une analyse plus détaillée des résultats est faite au § 3. On rappelle les valeurs par défaut des contraintes et des données d'entrée :

- Scénario de demande : « **A3** », forte demande (810 ktU/an en 2100).
- Ressources ultimes : **72 MtU** dont 62 MtU restant à découvrir (environ 2,5 MtU déjà produits et 7,5 MtU déjà identifiés) à moins de 260 \$/kgU.
- À l'échelle mondiale, la contrainte d'anticipation de la demande impose $R/P_{\min} = 60$ ans (cf. Chapitre IV, § 4.3.2). À l'échelle régionale, le niveau de production est limité par $R/P_{\min, \text{loc}} = 10$ ans (cf. Chapitre IV, § 4.3.3).
- À l'échelle mondiale, les **dépenses d'exploration sont déduites du prix** selon l'Eq. IV-6 (cf. Chapitre IV, § 4.1.1). Elles sont **ventilées au niveau régional au prorata des profits régionaux** (cf. Chapitre IV, § 4.4.1).
- À l'échelle régionale, les **coûts de découverte sont déduits des dépenses d'exploration cumulées** (cf. Chapitre IV, § 4.2).
- Les **nouvelles ressources sont découvertes au prorata des quantités restant à découvrir** dans les catégories de coûts inférieures au **coût marginal mondial** (cf. Chapitre IV, § 4.4.2).
- **Les ressources identifiées sont produites par coût croissant**, sous réserve que la contrainte de production locale ($R/P_{\min, \text{loc}}$) soit vérifiée (cf. Chapitre IV, § 4.4.3).

Les premiers résultats que permet d'obtenir le mécanisme M3 n'étaient pas observables avec les deux premiers mécanismes qui ne modélisaient pas individuellement les régions productrices. Il s'agit de l'évolution des parts de marché et du niveau de production régional (Figure V-12), de l'évolution régionale des coûts de découverte et des coûts de production (Figure V-13) ou encore de l'évolution régionale des profits et des dépenses d'exploration (Figure V-14).

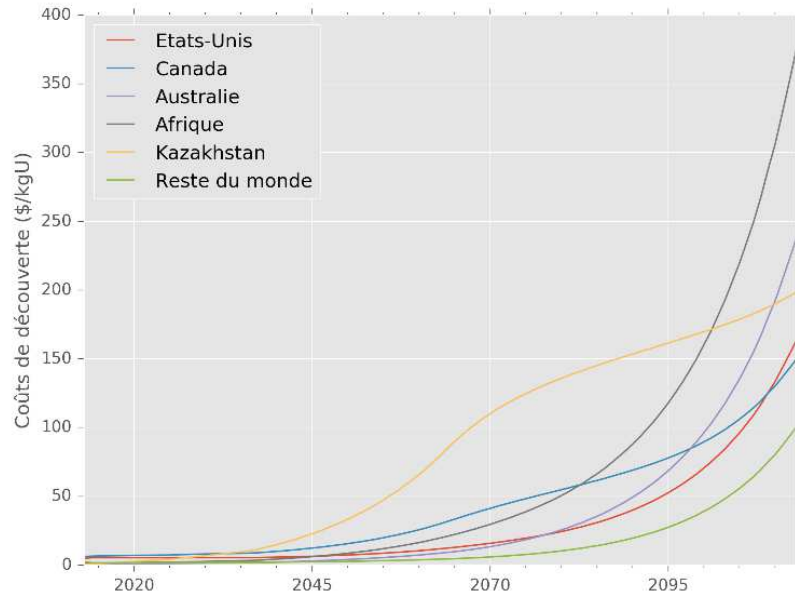


(a) Parts de marché

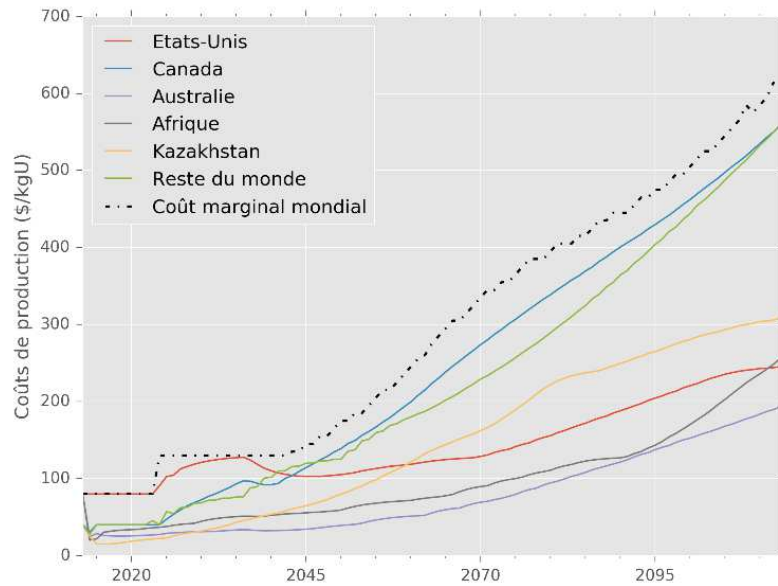


(b) Production régionale

Figure V-12 – M3 : Évolution régionale de la production et parts de marché

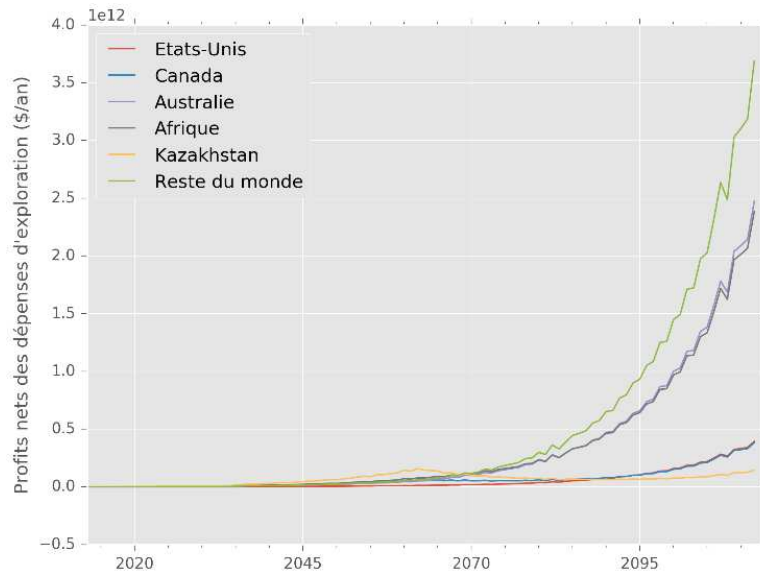


(a) Coûts de découverte

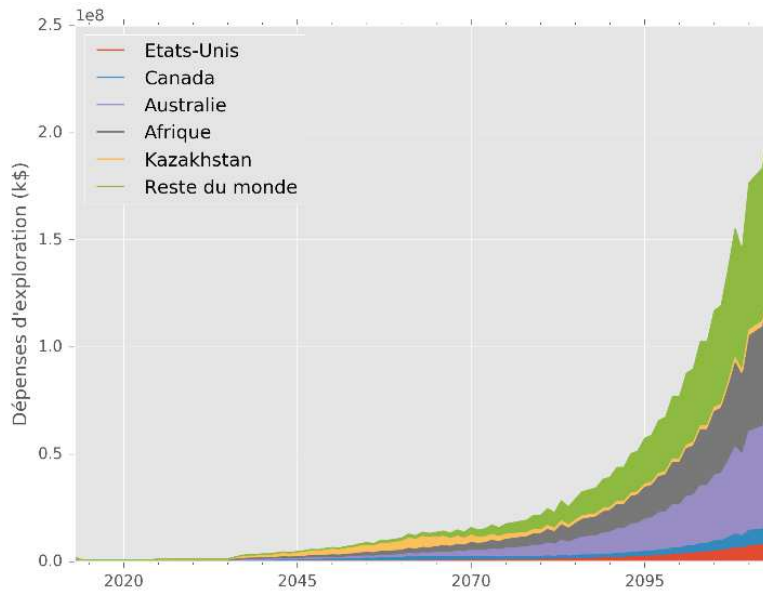


(b) Coûts de production régionaux moyens et coût marginal mondial

Figure V-13 – M3 : Évolution régionale des coûts de découverte et des coûts de production moyens



(a) Profits nets des dépenses d'exploration

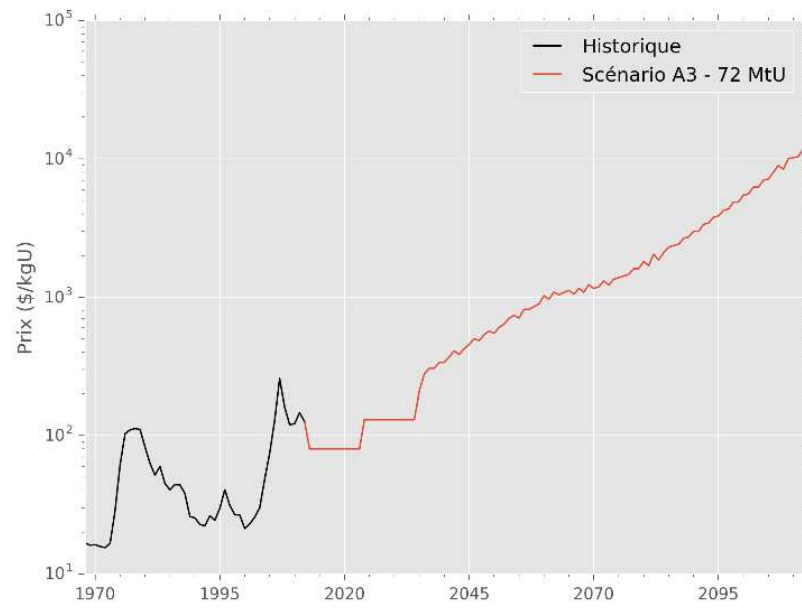


(b) Dépenses d'exploration régionales

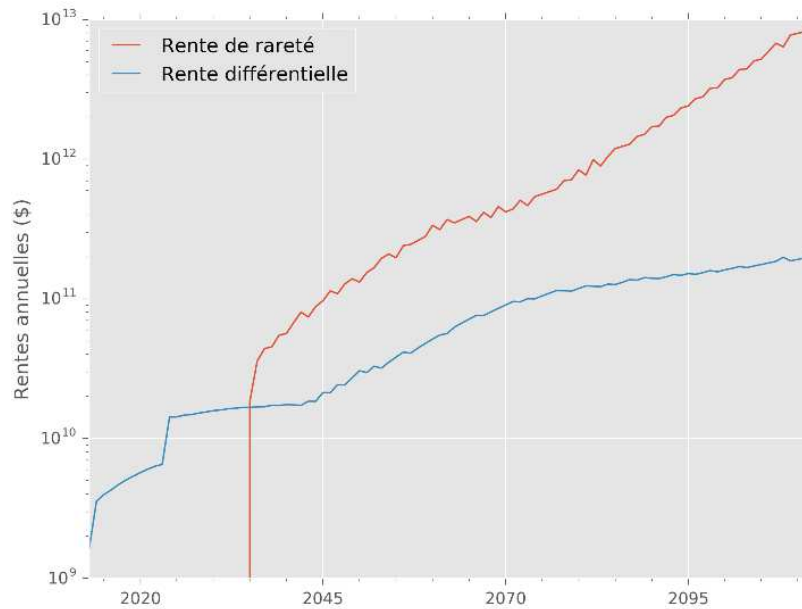
Figure V-14 – M3 : Évolution régionale des dépenses d'exploration et des profits

Les autres résultats importants obtenus avec le mécanisme M3 sont l'évolution du prix d'équilibre et des rentes minières (Figure V-15)¹⁴⁹, et l'évolution des ratios R/P au niveau mondial et régional (Figure V-16). Soulignons qu'en valeur absolue, les rentes doivent être interprétées avec précaution : d'abord parce qu'elles sont brutes (elles ne tiennent pas compte des dépenses d'exploration par exemple) et surtout parce qu'elles correspondent, comme les profits de la Figure V-14, au surplus global des producteurs et des propriétaires (elles ne tiennent pas compte du partage de la valeur entre producteurs et propriétaires, cf. Chapitre IV, § 3).

¹⁴⁹ Ces rentes sont calculées après simulation. Les rentes différentielles correspondent à la différence entre le coût de production marginal mondial et les coûts de production moyens régionaux. La rente de rareté est calculée à partir de la différence entre le prix de marché et le coût marginal mondial.

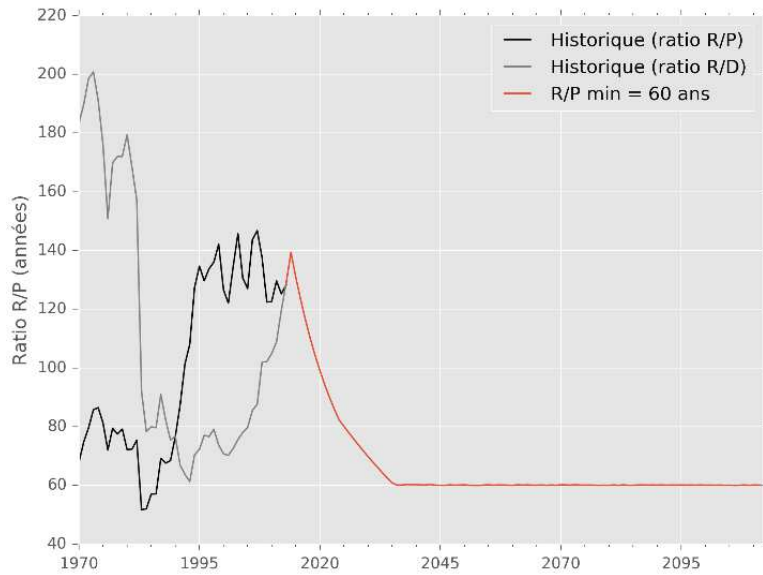


(a) Prix de marché

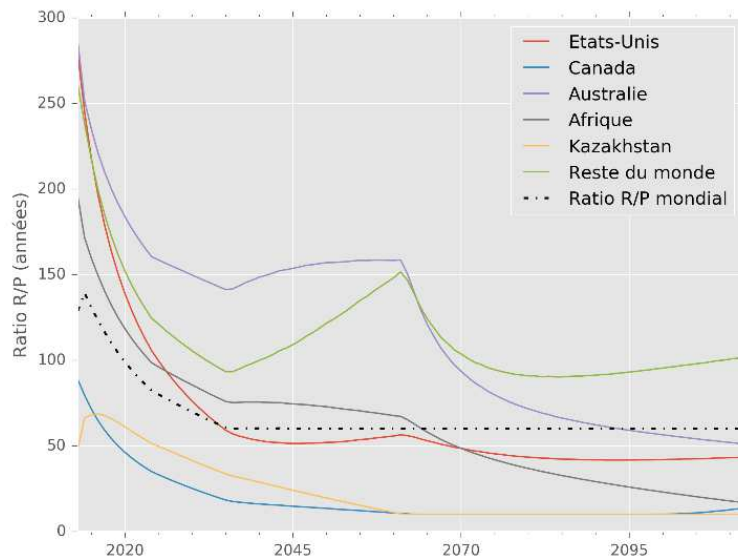


(b) Rentes minières brutes

Figure V-15 – M3 : Évolution du prix et des rentes minières



(a) Ratio R/P mondial



(b) Ratios R/P régionaux

Figure V-16 – M3 : Évolution du ratio R/P au niveau mondial et régional

Ces premiers résultats permettent de comprendre les dynamiques à l'œuvre sur le marché de l'uranium. En effet, ces dynamiques apparaissent d'autant plus explicitement dans les résultats que les contraintes appliquées à l'offre sont importantes. Dans le cas de référence étudié ici, la demande est forte (scénario A3), de même que l'anticipation de la demande au niveau mondial (60 ans, contrainte définie au Chapitre IV, § 4.3.2).

On peut ainsi observer deux tendances marquées dans l'évolution du prix : le prix reste assez stable à court et moyen terme (autour des niveaux de 2013), puis augmente fortement après 2035 (Figure V-15). Pour expliquer ce changement de régime, on constate qu'il intervient lorsque le ratio R/P mondial atteint sa limite de 60 ans (Figure V-16). Dans cette situation, le mécanisme M3 introduit une rente de rareté croissante pour maintenir le ratio R/P à son niveau minimal. On constate en comparant les deux types de rentes sur la Figure V-15 que la rente de rareté apparaît et devient prépondérante à ce moment-là. Auparavant, seules les rentes différentielles existaient. Sur la durée du scénario, le taux de croissance des rentes différentielles est inférieur à celui de la rente de rareté.

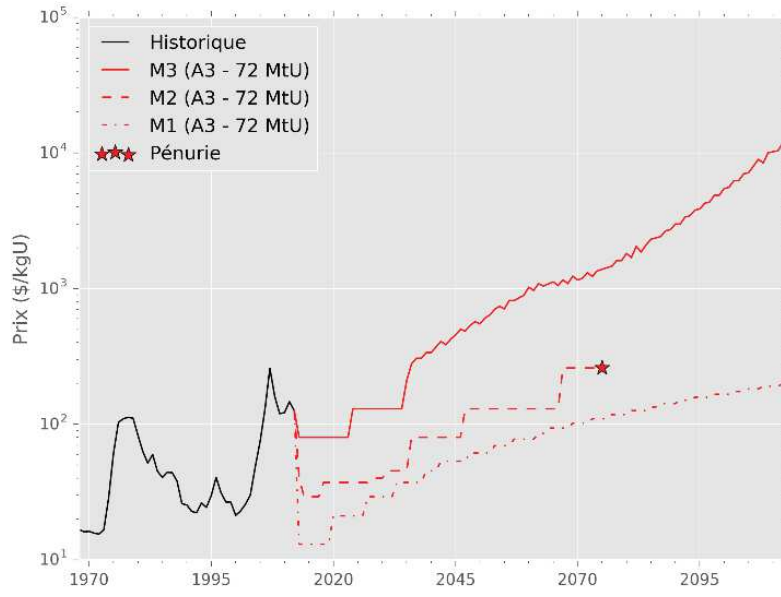
On peut également observer des tendances intéressantes sur l'évolution des parts de marché et des niveaux de production régionaux (Figure V-12) : vers 2060, le niveau de production baisse au Canada et au Kazakhstan. On constate sur la Figure V-16 que cette baisse intervient au moment où le ratio R/P des deux pays atteint sa limite locale (10 ans). Dans cette situation, le mécanisme M3 limite localement la production. On constate que ces baisses de production au Canada et au Kazakhstan sont compensées en grande partie par de la prospection et une production dans le « reste du Monde » et en Australie. Elles ne semblent pas affecter l'évolution du prix (qui dépend davantage de la rente de rareté que du coût de production des différentes régions à long terme).

On peut donc conclure en première analyse que l'anticipation de la demande et le besoin de visibilité du consommateur, matérialisés par la contrainte sur le ratio R/P mondial, affectent directement l'évolution du prix en jouant sur la rente de rareté. De plus, les contraintes financières des producteurs ou les choix politiques des États, matérialisés par la contrainte sur le ratio R/P local, affectent principalement l'évolution des parts de marché. Enfin, lorsque la rente de rareté est prépondérante, les contraintes locales affectent peu l'évolution du prix.

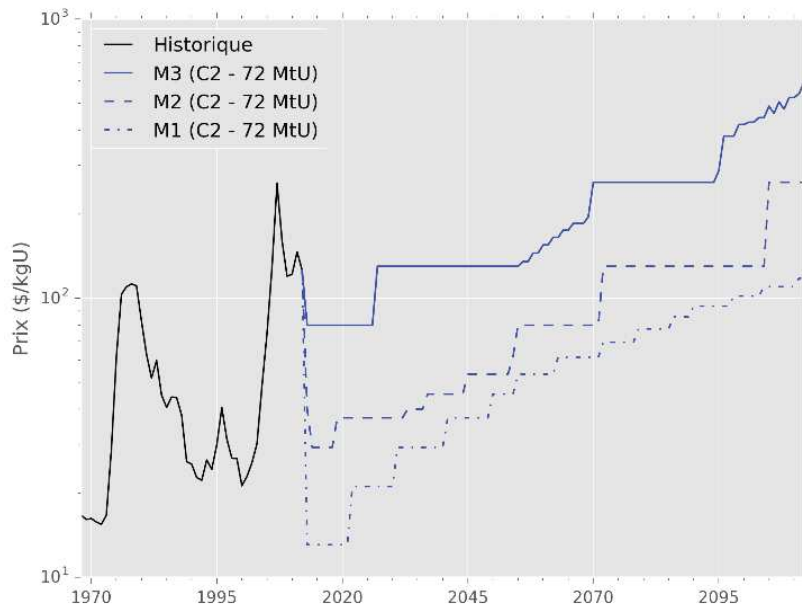
2.4 Comparaison des trois mécanismes M1, M2, M3

Avant de présenter et analyser plus en détail les résultats du mécanisme M3, ce paragraphe a pour objectif de comparer les trois mécanismes étudiés en rappelant les limites de deux premiers et en expliquant l'origine des différences constatées.

La comparaison est faite pour les deux scénarios de demande, A3 et C2, mais un seul scénario d'offre (72 MtU). Elle s'appuie sur l'évolution des deux principaux indicateurs analysés jusqu'ici : le prix (Figure V-17) et le ratio R/P mondial (Figure V-18).



(a) Scénario A3



(b) Scénario C2

Figure V-17 – Comparaison des mécanismes de marché : évolution du prix selon le scénario de demande

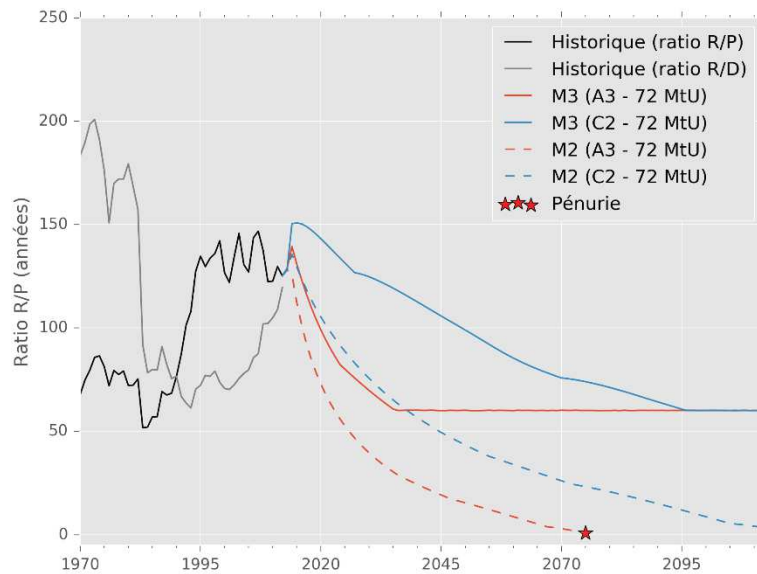


Figure V-18 – Comparaison des mécanismes de marché : évolution du ratio R/P mondial

La Figure V-17 montre des différences importantes dans l'évolution du prix, qu'on étudie le scénario de demande A3 (croissance forte) ou C2 (croissance modérée). Dans l'ensemble, l'écart de prix entre M2 et M3 est plus important qu'entre les mécanismes M1 et M2.

Si l'on compare les mécanismes **M1** et **M2**, on constate que l'écart de prix reste assez stable à long terme, de l'ordre de 30% à 50% et légèrement plus important avec le scénario A3. À court terme, on constate aussi un écart légèrement plus important. Les deux mécanismes se distinguent uniquement par l'introduction de la contrainte de financement de l'exploration (et l'augmentation des coûts de prospection dans M2 ; ils sont nuls avec M1). En négligeant cette contrainte et en supposant que l'ensemble des ressources ultimes sont identifiées et disponibles dès l'instant initial, le mécanisme M1 sous-estime les coûts de production et donc le prix.

La comparaison des mécanismes **M2** et **M3** nécessite une analyse plus fine. Les deux mécanismes se distinguent sur deux points :

- Le mécanisme M2 sous-estime les rentes différentielles

Le marché est supposé parfaitement concurrentiel dans le mécanisme M2 et ne regroupe pas les producteurs par région. Tous les producteurs en compétition (leur nombre est indéfini) ont accès à l'ensemble des ressources mondiales. L'épuisement des ressources se faisant par coût croissant, les écarts de coût de production entre les producteurs sont donc minimisés. À l'inverse, le mécanisme M3 modélise individuellement les régions productrices. Les différences de coût entre les ressources identifiées des régions modélisées créent à elles seules des rentes différentielles. De plus, la dynamique de production des ressources (cf. Chapitre IV, § 4.4) tient compte d'une disponibilité limitée des ressources de chaque catégorie de coût (notamment pour tenir compte de la durée de vie des mines), ce qui introduit aussi des rentes différentielles au sein des régions.

- Le mécanisme M2 néglige la rente de rareté

Le mécanisme M3 est le seul à augmenter le prix de marché pour stimuler les nouvelles découvertes afin de maintenir un ratio R/P minimum lorsque la sécurité d'approvisionnement est critique.

Dans le cas du scénario de demande **C2** (croissance modérée), avant 2095, le ratio R/P mondial n'atteint pas sa valeur critique (60 ans pour le mécanisme M3, absence de contrainte pour M2, cf. Figure V-18). Sur cette période, les deux mécanismes ne se distinguent donc que sur un point : les rentes différentielles. L'écart de prix reste assez stable à long terme, supérieur à 50%.

Dans le cas du scénario de demande **A3** (croissance forte), le prix obtenu avec le mécanisme M3 inclut des rentes différentielles, mais aussi une rente de rareté à partir de 2035 (date à laquelle le ratio R/P atteint 60 ans, cf. Figure V-18). On retrouve, avant 2035, un écart de l'ordre de 50 %. Après 2035, on constate que l'écart de prix augmente : en 2070, il atteint presque un ordre de grandeur (200 \$/kgU avec M2 contre plus de 1 000 \$/kgU avec M3). La pénurie d'approvisionnement rencontrée dans le cas du mécanisme M2 après 2070 empêche de poursuivre la comparaison, mais la Figure V-17 montre que l'écart continue de se creuser avec le mécanisme M1 (il atteint presque 2 ordres de grandeur à la fin de la simulation).

Cette première analyse comparative permet de conclure que les rentes différentielles et la rente de rareté ne peuvent pas être négligées pour modéliser l'évolution du prix de l'uranium à long terme. Les rentes différentielles introduisent des écarts de prix relativement stables dans la durée et assez peu sensibles à la demande (on l'observe en comparant le mécanisme M1 qui néglige ces rentes et le mécanisme M2 qui les prend en compte même s'il les sous-estime : écart de prix de l'ordre de 30% à 50%). À l'inverse, la rente de rareté introduit des écarts de prix importants et croissants (qu'on observe en comparant les mécanismes M2 et M3). Cette rente est particulièrement sensible à la demande : elle apparaît plus tôt quand la demande est forte et s'accroît à mesure que la demande augmente.

Pour la suite de l'étude, notamment les simulations prospectives du Chapitre VI, on retient le mécanisme M3 qui reproduit le mieux la structure du marché (par un découpage régional), les rentes différentielles et la rente de rareté. La première analyse présentée dans ce paragraphe mérite à présent d'être complétée pour mieux comprendre l'influence des différents paramètres du mécanisme M3, avant toute interprétation prospective des résultats.

3 ANALYSE DES RÉSULTATS DÉTAILLÉS ISSUS DE M3

Le § 2 a présenté le mécanisme de marché oligopolistique qu'on retient pour la suite de cette étude. Ses premiers résultats ont été obtenus avec une série de paramètres dont les valeurs par défaut ont été discutées au Chapitre IV, § 4. Certains de ses paramètres étaient absents des autres mécanismes, plus simples, mais moins réalistes. L'utilisation des valeurs par défaut a permis une comparaison succincte des différents mécanismes, mais doit à présent faire l'objet d'une étude de sensibilité. En effet, même si chaque paramètre, chaque contrainte a été introduit pour tenter de reproduire une réalité technique ou économique liée au marché (cf. Chapitre IV, § 4), nos choix de modélisation ont simplifié ces réalités. Dans ce paragraphe, on propose donc d'étudier plus en détail l'influence :

- des scénarios de demande et de ressources ultimes (A3-72 MtU par défaut) (§ 3.1.1) ;
- de la contrainte d'anticipation de la demande ($R/P_{\min} = 60$ ans par défaut) (§ 3.1.2) ;
- de la régionalisation (par défaut) des coûts de découverte (§ 3.1.3) ;
- de la ventilation régionale des dépenses d'exploration (au prorata des profits par défaut) (§ 3.1.4) ;
- de la contrainte de production régionale ($R/P_{\min, \text{loc}} = 10$ ans par défaut) (§ 3.2.1) ;
- de la dynamique d'identification des nouvelles ressources (par défaut au prorata des ressources restantes dont le coût est inférieur au coût de production marginal mondial) (§ 3.2.2) ;
- et de la dynamique de production des ressources (par coût croissant avec un taux de disponibilité limité par défaut) (§ 3.2.3).

On peut ainsi apprécier les conséquences des simplifications introduites par le modèle. Les différents paramètres dont on étudie l'influence ont été classés selon qu'ils sont déterminants : sur l'évolution du prix (§ 3.1) ou sur l'un des principaux indicateurs régionaux : parts de marché et coûts de production (§ 3.2). À chaque fois, la valeur des autres paramètres reste la valeur par défaut.

3.1 Paramètres influençant l'évolution du prix

3.1.1 Scénarios d'offre (ressources ultimes) et scénarios de demande

La Figure V-19 représente l'évolution du prix pour les 4 scénarios d'offre et de demande, et le Tableau V-2 les dates auxquelles est atteinte la valeur critique de R/P_{\min} .

On constate que le scénario d'offre (72 ou 36 MtU) a peu d'influence sur la dynamique de prix simulée sur le long terme : la dynamique des courbes bleue et rouge pour A3 – respectivement grise et violette pour C2 – convergent.

Néanmoins, on constate une légère influence à moyen terme : les prix augmentent plus tôt (à partir de 2020 – 2040) lorsque l'offre est « basse » (courbes bleue et grise) que lorsqu'elle est « haute » (courbes rouge et violette), du fait de la raréfaction plus rapide des ressources ultimes les moins chères, qui entraîne une hausse des coûts de production.

À long terme (à partir de 2035-2040 pour le scénario A3 et 2095-2100 pour le scénario C2), c'est l'ensemble des ressources identifiées qui viennent à manquer et plus uniquement les moins chères : le

ratio R/P mondial atteint sa valeur critique (cf. Tableau V-2) et au prix s'ajoute une rente de rareté. Lorsque les ressources ultimes sont initialement « basses » (36 MtU, courbes bleue et grise), l'augmentation précoce du prix à moyen terme a stimulé l'exploration et conduit à davantage de découvertes, ce qui retarde la date où la valeur critique R/P = 60 ans est atteint et où la rente de rareté est introduite. C'est ainsi qu'après 2040 pour le scénario A3 et après 2100 pour le scénario C2, les courbes de prix convergent à nouveau : l'influence du scénario d'offre devient négligeable.

Dans le cas de scénarios de demande croissants, on peut donc conclure qu'augmenter les ressources ultimes (respectivement diminuer) revient à retarder (resp. anticiper) la hausse du prix liée aux rentes différentielles (épuisement relatif des ressources les moins chères par rapport aux plus chères) et à anticiper (resp. retarder) la hausse du prix lié à la rente de rareté (épuisement de l'ensemble des ressources). On note aussi que ces retards ou ces anticipations sont d'autant plus importants que la croissance de la demande est faible : les écarts de prix se maintiennent plus longtemps avec le scénario C2 (courbes grise et violette) qu'avec le scénario A3 (courbes rouge et bleue).

Enfin, plus généralement, on note que l'estimation des ressources ultimes affecte davantage l'évolution du prix à moyen terme qu'à long terme (les temps caractéristiques du moyen et long terme dépendant de la croissance de la demande), ce qui pouvait paraître contre-intuitif a priori.

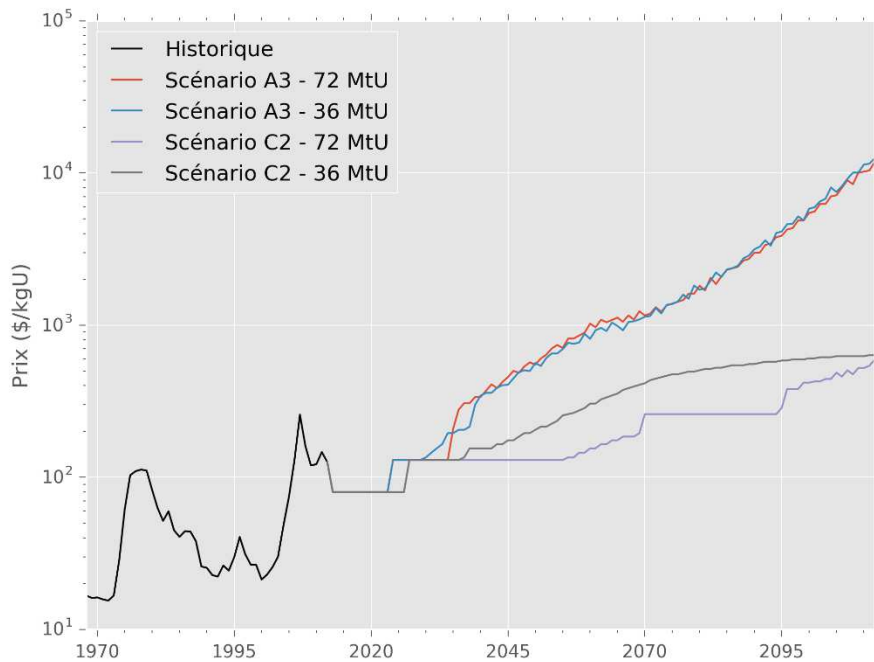


Figure V-19 – M3 : Influence des scénarios d'offre et de demande

Tableau V-2 – M3 : Dates auxquelles est atteint $R/P_{\min} = 60$ ans

A3 – 72 MtU	A3 – 36 MtU	C2 – 72 MtU	C2 – 36 MtU
2035	2040	2095	>2100

Le scénario de demande (A3 ou C2) reste l'élément qui influence le plus l'évolution du prix à long terme. À l'image du scénario A3, l'augmentation des prix devient plus rapide lorsque R/P atteint sa valeur critique (R/P = 60 ans) entre 2035 et 2040 selon l'offre.

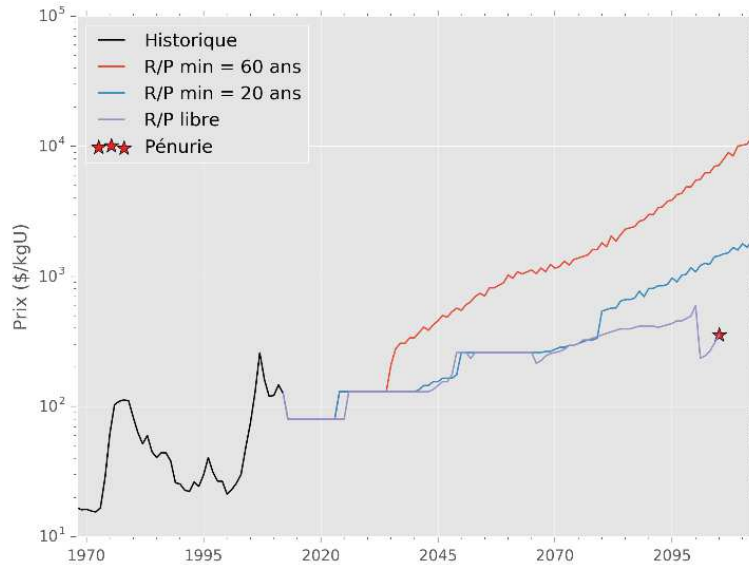
Le scénario de demande n'est pas rigoureusement un choix de modélisation (la demande est exogène). Il est donc important de rappeler que les résultats de l'ensemble du § 3 ne sont valables que dans le cas de scénarios de demande croissante (aucun scénario de demande décroissante n'est étudié : la disponibilité des ressources d'uranium n'est pas un enjeu dans ce cas). On analysera plus en détail les scénarios de demande au Chapitre VI en détaillant leurs conséquences possibles sur la disponibilité de l'uranium et en étudiant des variations (introduction d'une nouvelle technologie, croissance irrégulière).

3.1.2 Contrainte d'anticipation de la demande

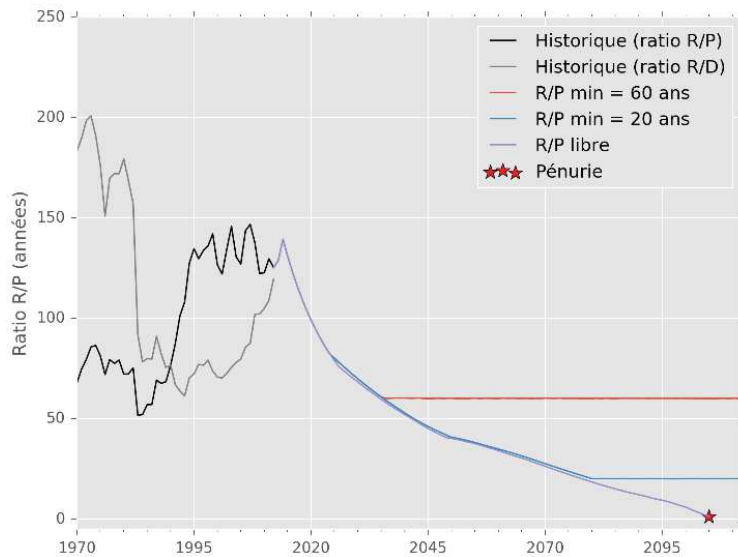
La contrainte $R/P > R/P_{\min}$ (Eq. IV-12) au niveau mondial traduit une certaine anticipation de la demande par le marché et un besoin de visibilité sur la disponibilité de l'uranium pour les consommateurs. Par défaut, $R/P_{\min} = 60$ ans a été retenue comme hypothèse la plus vraisemblable (cf. discussion au Chapitre IV, § 4.3.2).

La Figure V-20 montre la dynamique de prix sur le long terme obtenue avec le mécanisme M3 dans le cas du scénario A3 – 72 MtU. On constate des évolutions de prix différentes selon le niveau d'anticipation de la demande.

- En l'absence d'anticipation (pas de contrainte R/P_{\min}), la situation de pénurie, déjà constatée avec le mécanisme M2 (cf. Figure V-10), se reproduit, mais est retardée dans le temps (2100 contre 2080 avec M2). La diminution plus lente du ratio R/P signifie que l'exploration est davantage stimulée et donc que les prix sont plus élevés avec M3 qu'avec M2 : la structure oligopolistique du marché engendre des profits et donc des prix à court et moyen terme plus élevés qu'une structure de concurrence parfaite.
- Dans le cas du niveau de contrainte de référence ($R/P_{\min} = 60$ ans), la situation de pénurie n'est jamais atteinte, mais le niveau R/P critique est atteint en 2035. On constate que le prix augmente ensuite rapidement jusqu'à la fin du XXI^e siècle pour atteindre près de 10 000 \$/kgU.
- Enfin, la même dynamique est observée avec une contrainte d'anticipation plus faible ($R/P_{\min} = 20$ ans), mais le niveau R/P critique est atteint plus tard (vers 2075) et l'augmentation de prix jusqu'à la fin du siècle moins marquée (1 000 \$/kgU vers 2100).



(a) Prix



(b) Ratio R/P

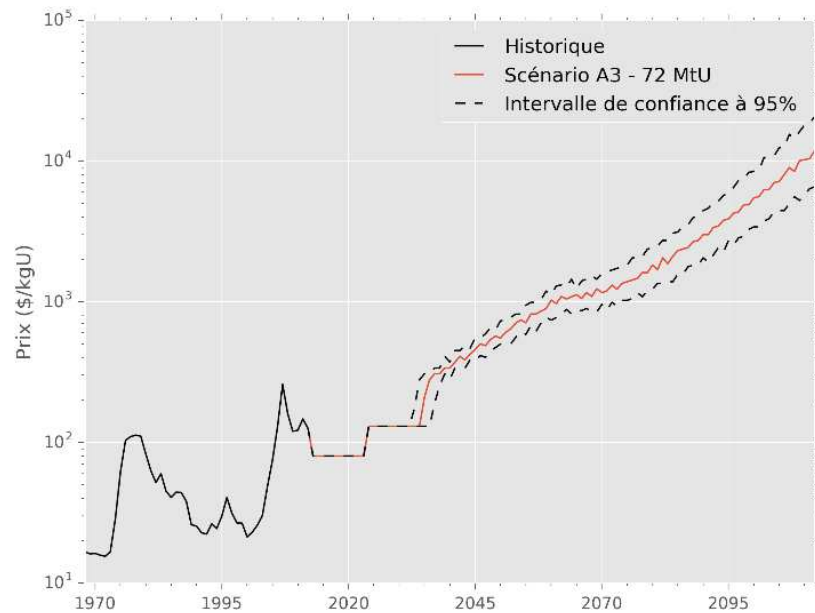
Figure V-20 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la contrainte d’anticipation de la demande

3.1.3 Régionalisation des coûts de découverte

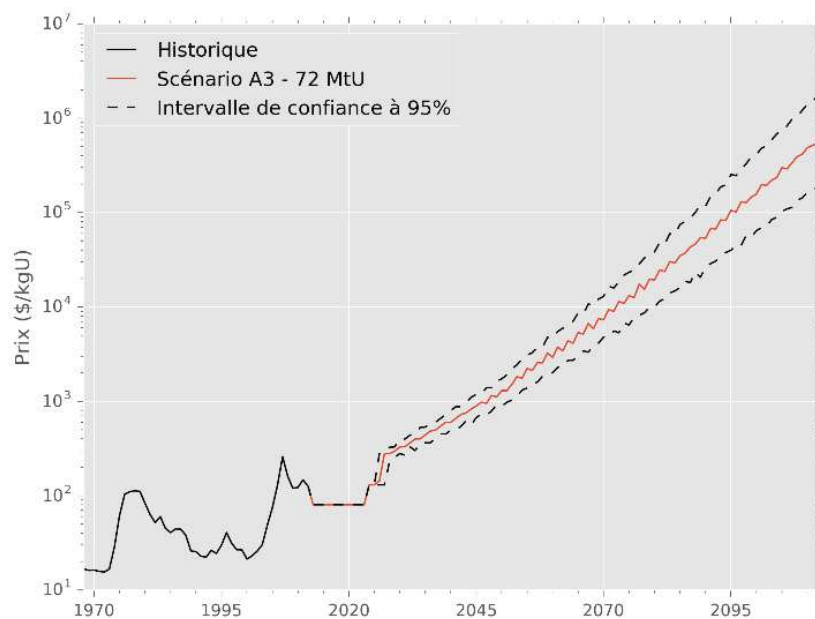
Le § 4.2 du Chapitre IV a mis en évidence une corrélation forte, au niveau mondial ou régional, entre le coût de découverte de nouvelles ressources et le cumul des dépenses d’exploration passées. La prise en compte de coûts de découverte régionaux (plutôt qu’un coût de découverte mondial appliqué à toutes les régions) tient compte de l’historique de l’activité d’exploration de chaque région. De plus, les résultats d’estimation (pour l’Eq. IV-10) obtenus avec cette approche sont meilleurs sur le plan statistique (cf. Tableau IV-13). C’est ainsi le choix de modélisation par défaut retenu dans le mécanisme M3.

On constate que la régionalisation influence fortement le prix sur le long terme (plus élevé lorsque les coûts de découvertes sont identiques dans toutes les régions : cf. Figure V-21, cas (b)) : l’écart est supérieur à un ordre de grandeur. Dans une moindre mesure, la Figure V-21 permet aussi de constater que les incertitudes liées à l’erreur statistique dans l’estimation des relations « dépenses d’exploration

cumulées – coût de découverte » est non négligeable. Que les coûts soient régionalisés ou non, l'intervalle de confiance à 95% est d'abord très resserré à court terme, puis s'accroît avec le temps. Les écarts constatés restent moins importants lorsque les coûts sont modélisés par région (écart de 90% en 2100 contre plus de 200% lorsque le coût de découverte mondial est utilisé).



(a) Coûts de découverte régionaux



(b) Coût de découverte mondial

Figure V-21 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la régionalisation des coûts de découverte

3.1.4 Ventilation des dépenses d'exploration

Le mécanisme M3 prévoit par défaut que les dépenses d'exploration au niveau mondial soient réparties au prorata des profits générés par les différentes régions. Pour étudier l'importance de ce choix, nous proposons d'étudier un système de ventilation des dépenses d'exploration différent : chaque année, l'ensemble des dépenses d'exploration au niveau mondial sont attribuées à la région dont le coût de découverte (Eq. IV-10) est minimal. La Figure V-22 confronte les deux systèmes dans le cas du scénario « A3 – 72 MtU ». Tous les autres paramètres gardent leur valeur de référence, en particulier la contrainte d'anticipation de la demande ($R/P_{\min} = 60$ ans).

On constate que le choix du système de ventilation des dépenses d'exploration a une influence non négligeable à moyen terme (2035-2060) et plus modérée à long terme :

- Le niveau R/P_{\min} est atteint 25 ans plus tard avec le système alternatif, qui maintient ainsi un prix plus bas à moyen terme.
- À long terme, l'écart de prix reste stable et modéré (moins de 50%).

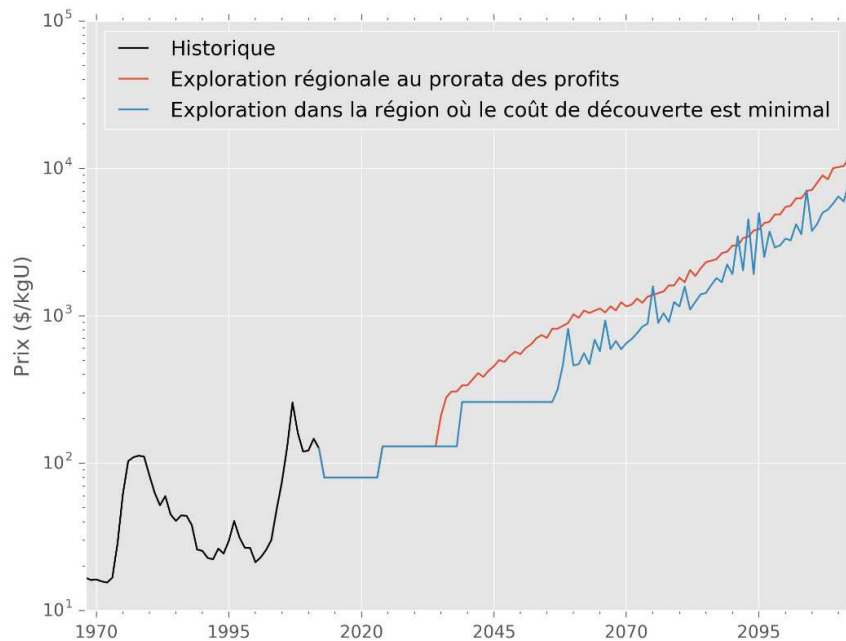


Figure V-22 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la ventilation des dépenses d'exploration

Bien que le système de ventilation ait une influence non négligeable, celle-ci reste inférieure aux incertitudes qui portent sur les deux précédents choix de modélisation. Le système de ventilation au prorata des profits reste celui que nous privilégions puisque, comme le souligne Tilton [142], les dépenses d'exploration sont décidées en fonction du budget disponible avec 6 mois à 1 an d'anticipation et ce budget dépend directement des profits réalisés (cf. Chapitre IV § 4.1).

3.2 Paramètres influençant les indicateurs régionaux

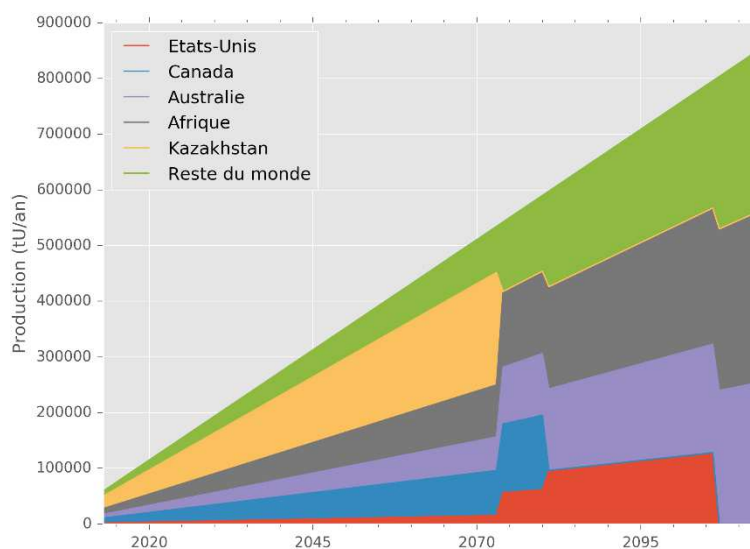
L'ensemble des paramètres étudiés dans ce paragraphe n'a pas d'influence significative à long terme sur le prix lorsqu'une contrainte R/P au niveau mondial est fixée (quel que soit son niveau : 20 ou 60 ans). L'évolution du prix dans les différents cas étudiés n'est donc pas représentée. L'accent est mis sur l'évolution des indicateurs régionaux : évolution des coûts de production régionaux, évolution des parts de marché notamment. La raison pour laquelle certains paramètres étudiés ici influencent l'évolution des coûts de production sans affecter l'évolution du prix à long terme est qu'à cette échelle de temps la rente de rareté est prépondérante sur les rentes différentielles.

3.2.1 Contrainte de production régionale

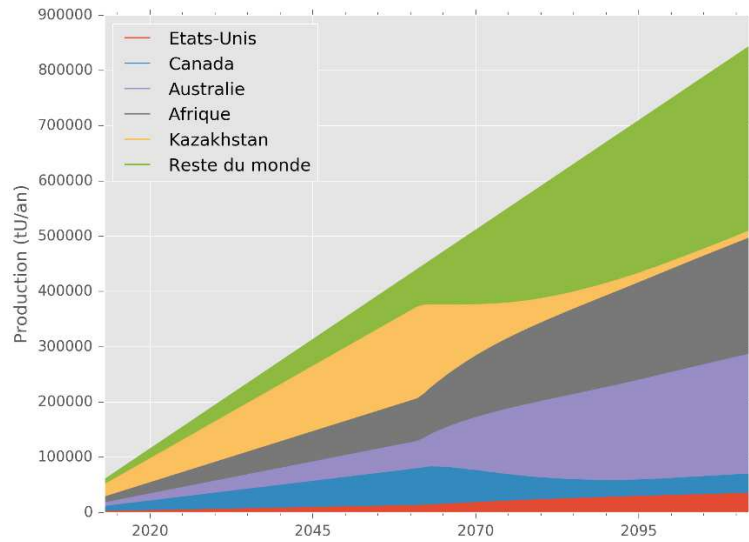
La contrainte d'anticipation de la demande (R/P_{\min} au niveau mondial) est essentiellement dictée par les consommateurs pour des raisons de sécurité d'approvisionnement en combustible. Au niveau local, c'est davantage la nécessité d'apporter des garanties financières et la préférence pour le présent qui contraignent le ratio R/P (cf. discussion au Chapitre IV, § 4.3.3). Par défaut, le mécanisme M3 impose un ratio R/P minimum de 10 ans au niveau régional : les régions productrices rassemblent des acteurs dont la préférence pour le présent est relativement forte ; elles défendent leur part de marché, mais acceptent éventuellement d'en concéder une partie pour se maintenir sur le marché (cf. Chapitre IV, § 4.3.3.3). Cette approche (cas (b)) est comparée aux autres valeurs retenues :

- Cas (a) : absence de contrainte locale sur le ratio R/P. Cette approche peut conduire à l'épuisement total des ressources identifiées dans une région. Dans cette situation, la région est exclue du marché et ses parts de marché reportées sur les concurrents.
- $R/P_{\min, \text{loc}} = 20$ ans (cas (c)) : cas d'un acteur « intégré » dont l'objectif premier serait de garantir une certaine sécurité d'approvisionnement pour les clients de ses autres activités (services d'enrichissement, vente de réacteurs, etc.).
- $R/P_{\min, \text{loc}} = 60$ ans (cas (d)) : niveau identique à celui de la contrainte d'anticipation de la demande : l'ensemble des producteurs s'alignent sur les besoins de sécurisation des ressources des consommateurs.

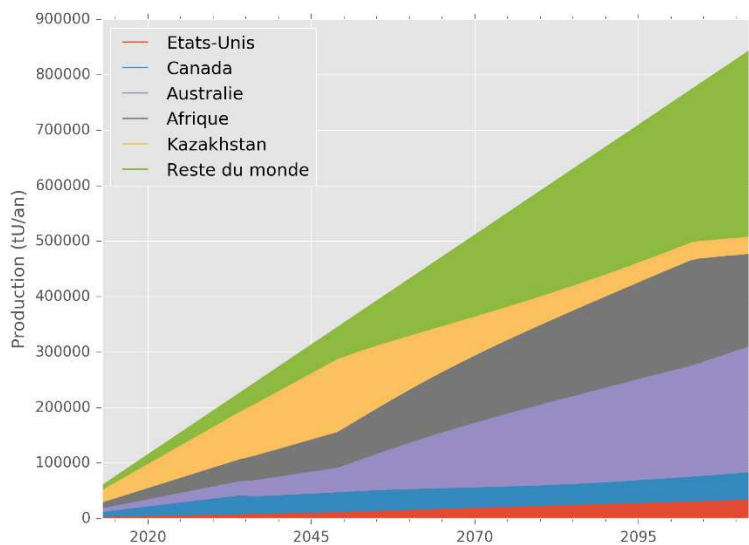
(a)
Aucune contrainte locale



(b)
Localement, $R/P_{\min,loc} = 10$ ans



(c)
Localement, $R/P_{\min,loc} = 20$ ans



(d)
Localement,
 $R/P_{\min,loc} = 60$ ans

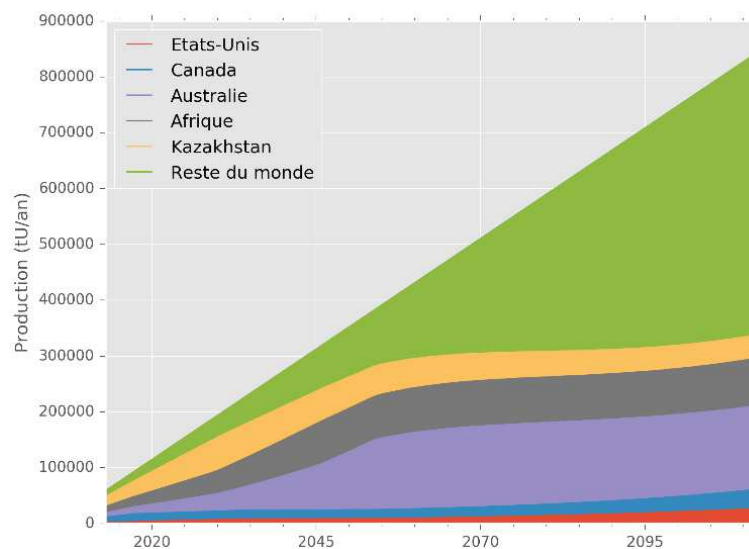


Figure V-23 – Influence de la contrainte régionale de production sur les parts de marché

Puisque la contrainte s'applique directement sur le niveau de production des régions, on constate sans surprise qu'elle affecte significativement l'évolution des parts de marché (cf. Figure V-23). En particulier, en l'absence de contrainte locale (cas (a)), certains pays producteurs (Kazakhstan, Canada puis États-Unis) sont exclus du marché par épuisement de leurs ressources identifiées (profits trop faibles et donc dépenses d'exploration insuffisantes et découvertes durablement inférieures à la production).

On constate aussi que plus la contrainte locale est forte ((b)→(c)→(d)), plus la croissance de la production des différentes régions (hors « Reste du monde ») est faible, mais maintenue sur le long terme (préférence faible pour le présent).

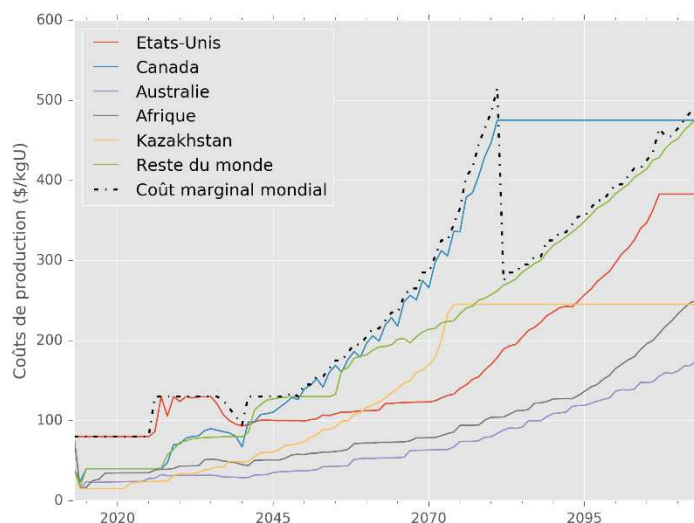
À l'inverse, plus la contrainte locale est relâchée (cas (d)→(c)→(b)), plus la croissance de la production des différentes régions (hors « Reste du monde ») est forte à court terme et faible à long terme (préférence forte pour le présent). La croissance à long terme de certaines régions est même négative dans certains cas (Canada, Kazakshtan).

Dans le long terme, le cas du Kazakhstan (et dans une moindre mesure du Canada ou des États-Unis) est intéressant. La croissance de la production devient négative, car la région vient à manquer de ressources identifiées, quelle que soit la préférence pour le présent des acteurs qui y sont présents ; elle est la première confrontée à cette limite qui affaiblit à terme sa position dans l'oligopole :

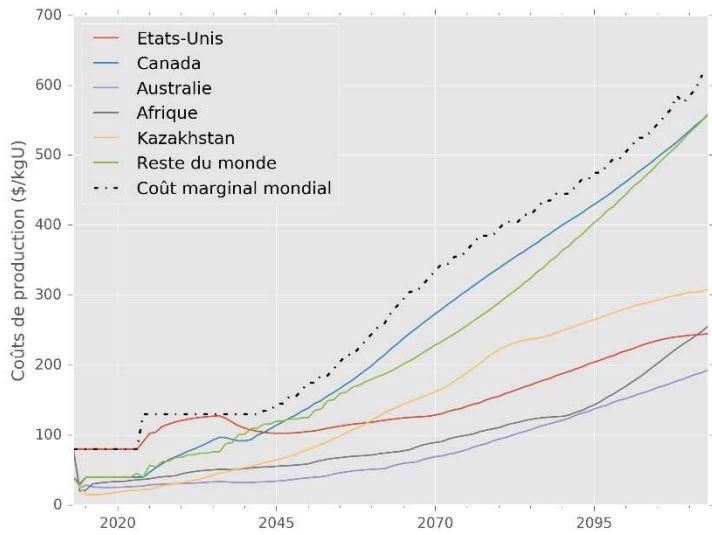
- Dans un marché où la préférence pour le présent est très forte (cas (a)), le Kazakhstan est contraint de stimuler la production au-delà d'un niveau soutenable (l'exploration ne permet pas de renouveler toutes les ressources produites chaque année), afin de garder une position dominante dans l'oligopole. À terme, la région rencontre une pénurie qui l'exclut du marché et lui fait perdre sa place dans l'oligopole.
- Dans un marché où la préférence pour le présent est plus faible (cas (b), (c) et (d)), son manque de ressources identifiées la contraint à limiter sa production pour pérenniser leurs ressources. Ainsi satisfaite, la contrainte sur le ratio R/P régional diminue la part de marché de la région, ce qui revient aussi à affaiblir sa position dans l'oligopole.

On constate dans tous les cas que la région « reste du monde » est appelée à jouer un rôle important dans la production au XXI^e siècle.

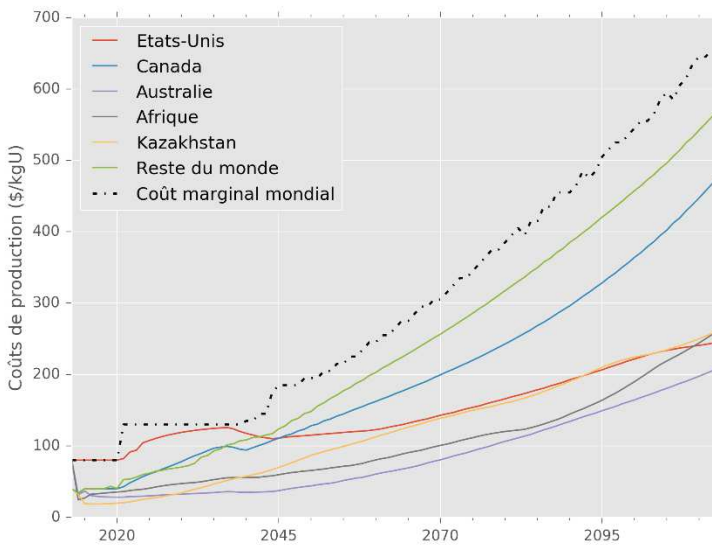
(a)
Aucune contrainte locale



(b)
 $R/P_{\min,loc} = 10 \text{ ans}$



(c)
 $R/P_{\min,loc} = 20 \text{ ans}$



(d)
 $R/P_{\min,loc} = 60 \text{ ans}$

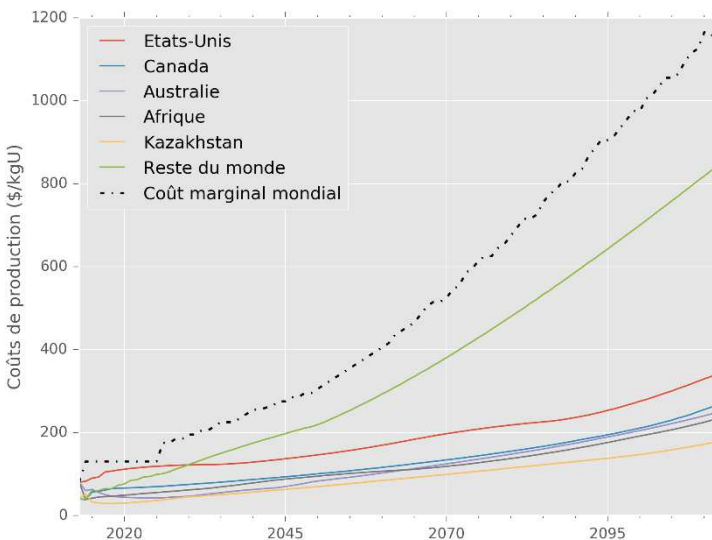


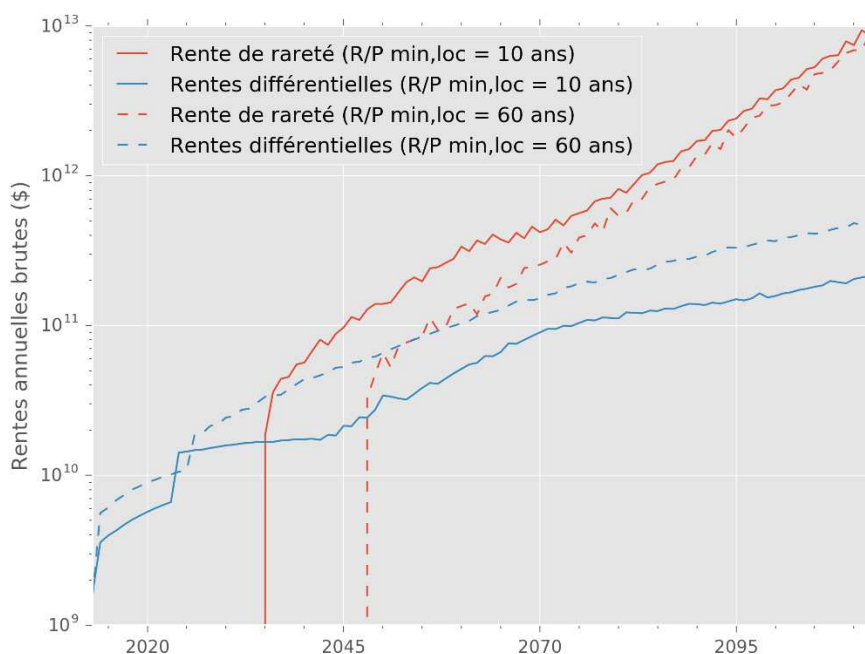
Figure V-24 – Influence de la contrainte régionale de production sur les coûts de production

L'évolution des coûts de production régionaux est modifiée par la contrainte de production régionale de façon significative (cf. Figure V-24). En dehors du cas (d), on constate qu'en valeur absolue, l'augmentation des coûts de production au niveau mondial reste limitée, même si en l'absence de contrainte (cas (a)), l'augmentation est plus précoce et introduit un pic dans l'évolution du coût marginal mondial. Ce pic est dû à l'arrêt de la production au Canada par manque de ressources identifiées.

Dans les cas (b) et (c) le coût marginal mondial augmente de façon régulière et modérée et seule l'évolution relative des coûts régionaux est modifiée. Ainsi, le Canada est la région qui a le coût de production le plus élevé dans la 2^e moitié du XXI^e siècle dans le cas (b) alors que c'est le Reste du monde dans le cas (c).

Enfin, dans le cas (d), lorsque les régions limitent le plus leur production, les coûts évoluent peu (quasi-stagnation tout au long du XXI^e siècle), à l'exception du Reste du monde. C'est la seule région capable de découvrir chaque année des quantités de ressources suffisantes pour maintenir un niveau de production élevé (cf. Figure V-23 : elle gagne ainsi des parts de marché considérables). Cette augmentation du niveau de production s'accompagne d'une forte augmentation des coûts de production qui tire le coût marginal mondial à la hausse (le coût marginal atteint en 2100 est deux fois plus important que dans les autres cas étudiés ici).

Une conséquence de cette hausse importante des coûts de production dans la région « Reste du Monde » s'observe sur la Figure V-25 : les rentes différentielles sont plus importantes tout au long du XXI^e siècle dans le cas (d) ($R/P_{\min, \text{loc}} = 60$ ans).



3.2.2 Dynamique d'identification des nouvelles ressources

On compare ici deux approches sur la façon dont le mécanisme M3 intègre les nouvelles ressources découvertes à partir des ressources ultimes restantes. On compare l'approche la plus simple où les ressources d'uranium sont découvertes par coûts croissants (cas (a) sur la Figure V-26) avec deux autres cas, fondés sur le principe suivant : les ressources sont découvertes au prorata des ressources ultimes restantes (cf. Chapitre IV, § 4.4.2). Cette alternative tient compte d'une efficacité variable de l'exploration, matérialisée dans le modèle par le coefficient d'efficacité d'exploration. Lorsqu'il vaut eff_explo , les ressources d'uranium découvertes chaque année ont un coût inférieur à $eff_explo \times c_ref$ où c_ref est un certain coût de référence. Leur répartition dans les catégories de coût inférieures à cette limite est proportionnelle aux ressources restant à découvrir. On étudie d'abord l'influence du coût de référence c_ref (§ 3.2.2.1), puis celle du coefficient d'efficacité eff_explo (§ 3.2.2.2).

Aucun des cas étudiés dans ce paragraphe n'a d'influence sur l'évolution du prix à long terme (déterminée par la rente de rareté, rapidement prépondérante sur les rentes différentielles dans le scénario étudié) ni sur la répartition régionale de la production (évolution des parts de marché). Ces graphiques ne sont donc pas représentés. C'est l'évolution des coûts de production qui est affectée (et donc les rentes différentielles).

3.2.2.1 *Influence du coût de référence*

Les cas (b), (c) et (d) étudiés ci-après correspondent à trois coûts de références c_ref différents :

- Coût marginal régional (cas (b) sur la Figure V-26)
- Coût marginal mondial (cas (c) sur la Figure V-26), valeur par défaut
- Prix mondial (cas (d) sur la Figure V-26)

Par défaut, $eff_explo = 1$. Les découvertes annuelles étant endogènes dans notre modèle (cf. § 4.4.1 du Chapitre IV et Eq. IV-6), si celles-ci sont supérieures aux ressources restant à découvrir en dessous du coût fixé par $eff_explo \times c_ref$, cette contrainte est relâchée (eff_explo est incrémenté jusqu'à ce que suffisamment de ressources puissent être découvertes).

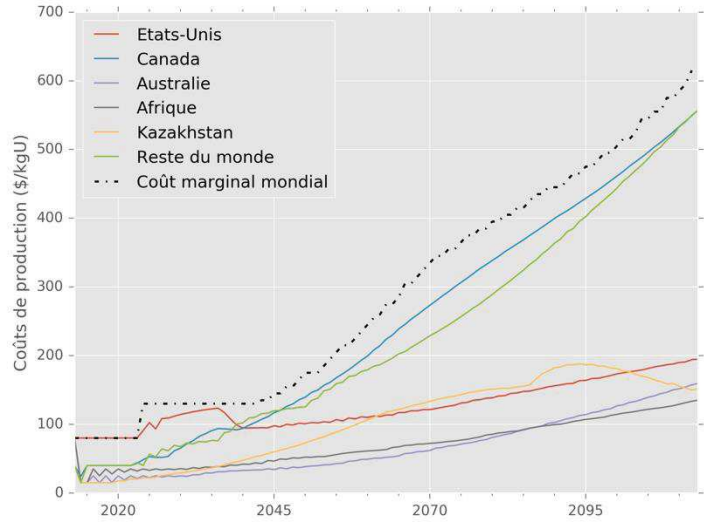
La prise en compte de l'efficacité avec le **coût marginal régional** ou le **coût marginal mondial** comme référence (cas (b) et (c)) a une influence négligeable sur l'évolution des coûts de production régionaux par rapport au système de découverte par coût croissant. En revanche, lorsqu'on prend en compte l'efficacité avec le **prix mondial** comme référence (cas (d)), on constate une augmentation des coûts de production plus forte et plus rapide dans l'ensemble des régions. Ceci est dû au fait qu'il y a davantage d'écart entre le prix mondial (qui intègre la rente de rareté et les rentes différentielles et augmente fortement dans le scénario de demande A3 : croissante forte) et les coûts régionaux, qu'entre ces derniers et les coûts marginaux régionaux et mondial (qui n'intègrent pas la rente de rareté et augmentent plus lentement que le prix).

En valeur absolue, le Canada et le reste du monde sont les régions dont les coûts sont les moins perturbés, ce qui est compréhensible puisque leurs coûts de production sont les plus proches du coût marginal mondial. En relatif, l'ordre de compétitivité des régions est modifié et, plus généralement, les écarts de coût de production entre les régions augmentent, ce qui a pour effet d'augmenter les rentes différentielles. Ce dernier point peut être observé sur la Figure V-27 qui compare l'évolution des rentes : les rentes différentielles augmentent davantage et l'écart avec la rente de rareté dans le long terme est réduit lorsque le prix mondial est utilisé comme coût de référence.

Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium

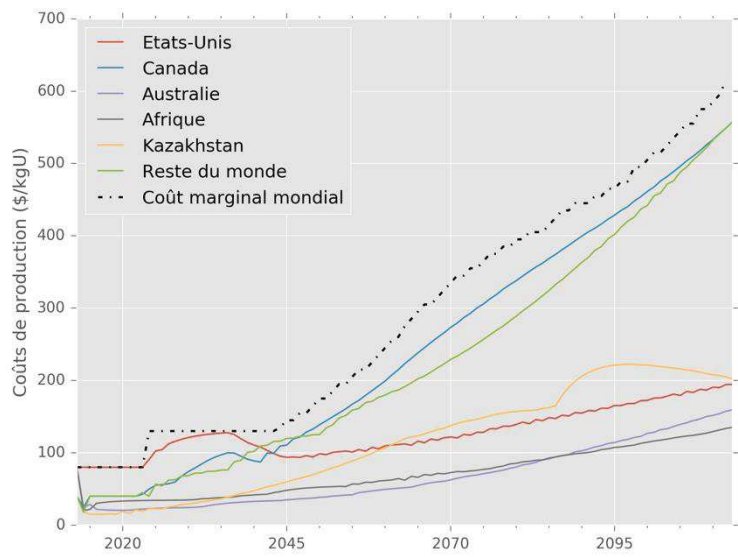
(a)

Découvertes par coûts croissants



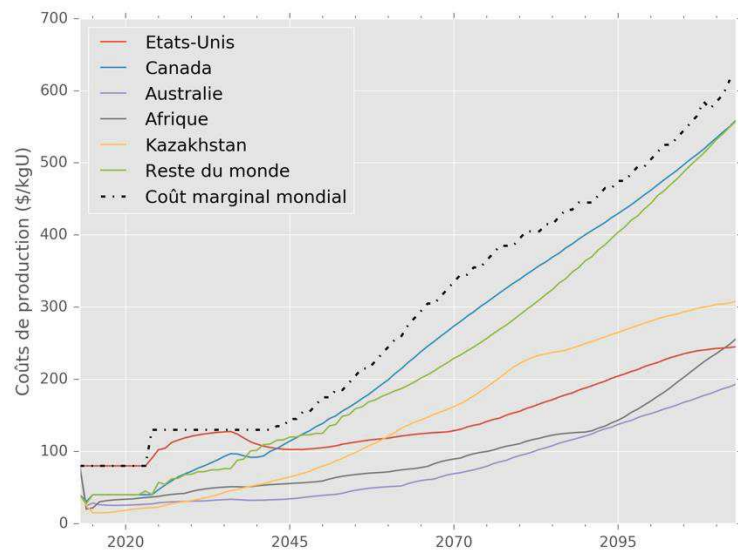
(b)

Efficiency d'exploration = $1 \times$ coût marginal régional



(c)

Efficiency d'exploration = $1 \times$ coût marginal mondial



(d)
 Efficience d'exploration = $1 \times$ prix mondial

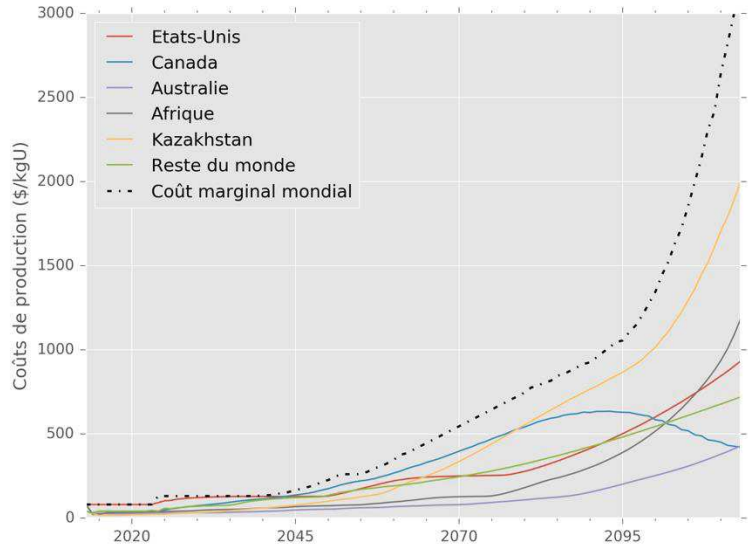


Figure V-26 – Influence du mécanisme de découverte sur l'évolution des coûts de production

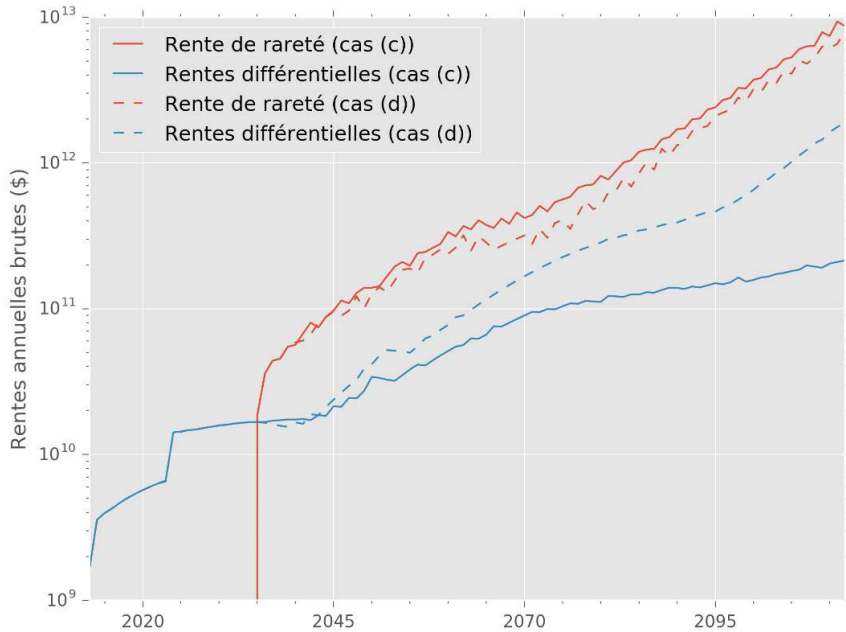


Figure V-27 – Influence du mécanisme de découverte sur l'évolution des rentes

3.2.2.2 Influence du coefficient d'efficience

On étudie ici la sensibilité des coûts de production au coefficient d'efficience, le coût de référence étant le coût marginal mondial (valeur par défaut du modèle). Trois valeurs du coefficient eff_explo sont étudiées (0,5, 1 et 2, ainsi qu'un cas où le coefficient est rendu endogène : l'efficience est fonction du risque d'approvisionnement $eff_explo = 200/(R/P)$). Lorsque le ratio R/P mondial est faible (risque d'approvisionnement), on est plus enclin à rechercher de nouveaux gisements, quel que soit leur coût. Inversement, quand le risque est faible, on limite les dépenses d'exploration aux sites les plus prometteurs (minimisant le risque de découvrir des ressources « subcommerciales »). Le choix de cette expression permet de considérer un coefficient augmentant progressivement lorsque R/P diminue

au cours d'un scénario de demande croissante. En pratique, avec le scénario de demande A3, le paramètre *eff_explo* évolue entre 1 et 3 lorsque la formule précédente est appliquée.

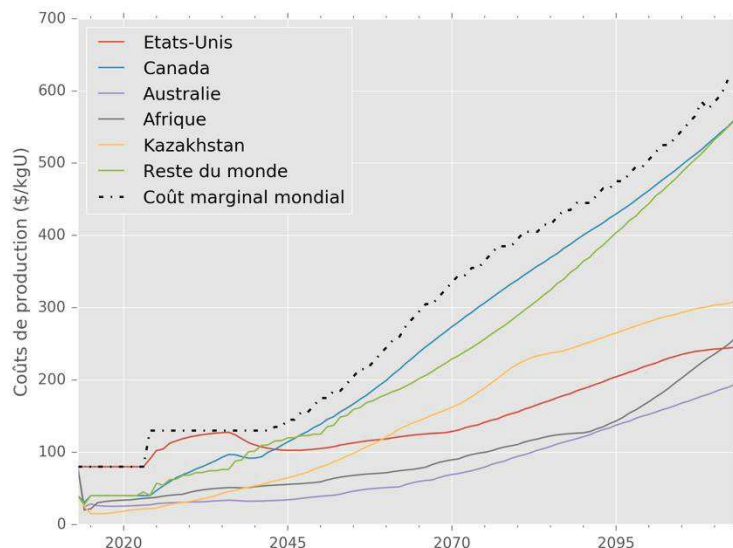
On constate que l'augmentation de la valeur par défaut de *eff_explo* entraîne une augmentation plus rapide des coûts de production (cf. Figure V-28, cas (c)→(c2)) et que certaines régions semblent plus sensibles que d'autres, au point de modifier l'ordre de compétitivité des régions : le Kazakhstan devient la région où le coût de production est le plus élevé à la fin du siècle dans le cas (c2).

Diminuer le coefficient d'efficacité a peu d'influence dans les résultats produits par le modèle (cf. Figure V-28, cas (c)→(c0)). Ce résultat doit être interprété avec précaution : on rappelle que le coefficient *eff_explo* est incrémenté automatiquement les années où trop peu de ressources restent à découvrir à un coût inférieur à $eff_explo \times c_ref$ (les quantités totales découvertes annuellement dans chaque région sont fixées par d'autres contraintes du modèle). Des résultats différents pourraient être obtenus si ces autres contraintes sont relâchées ou si la croissance de la demande est nulle ou négative. Or, comme nous l'avons souligné au Chapitre IV, § 4.4.2, c'est justement dans un contexte de baisse durable du prix ou de la demande, qu'un coefficient $eff_explo < 1$ prend son sens : l'exploration doit se concentrer sur des projets dont on est sûr que le coût sera inférieur au coût marginal mondial pour garantir la rentabilité une fois sur le marché et pendant toute la durée de vie des mines.

Lorsque l'efficacité de l'exploration est variable et dépend du ratio R/P mondial (cas (c2)), on constate que les coûts de production augmentent aussi plus rapidement que dans le cas de référence (cas (c) : $eff_explo = 1$ et $c_ref =$ coût marginal mondial). Ce résultat aussi doit être interprété en gardant à l'esprit que le scénario étudié correspond à une demande en forte croissance qui tend à faire diminuer le ratio R/P sur le long terme (et donc à augmenter le coefficient d'efficacité).

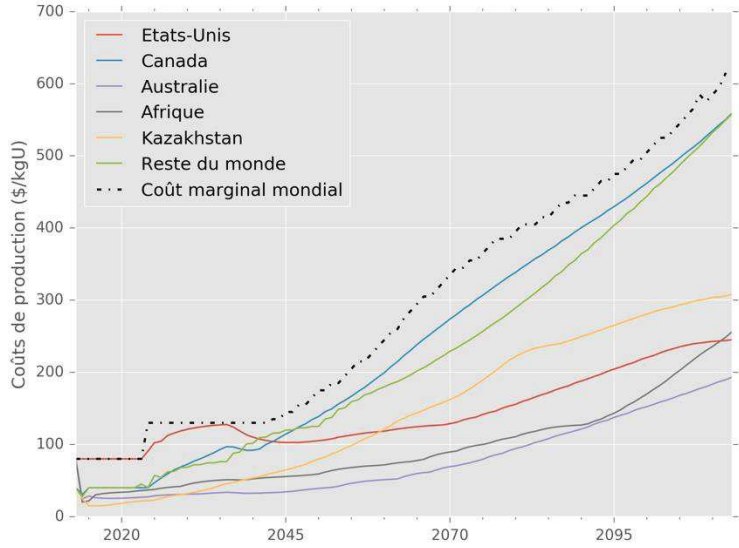
Enfin, on note de nouveau que les cas où les coûts de production augmentent plus vite sont caractérisés par des rentes différentielles relativement plus importantes dans le long terme par rapport à la rente de rareté, celles-ci restant prépondérantes à cette échelle de temps (cf. Figure V-29).

(c0)
 Efficacité exploration
 $0,5 \times$ coût marginal mondial



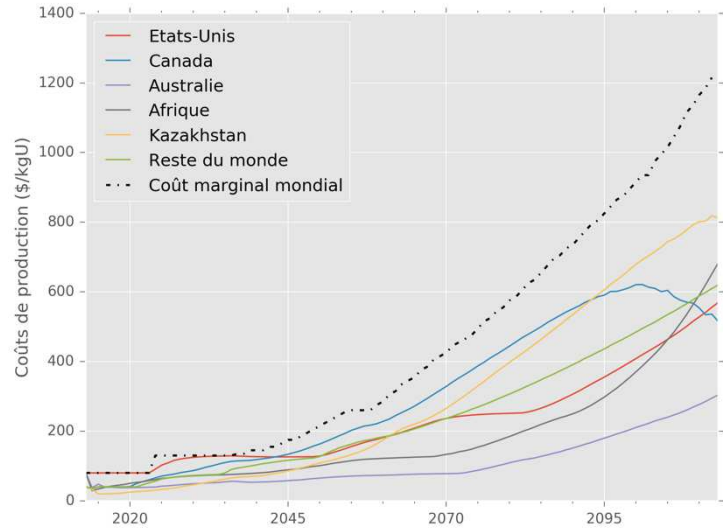
(c)

Efficiency exploration = $1 \times$ coût marginal mondial



(c2)

Efficiency exploration = $2 \times$ coût marginal mondial



(c3)

Efficiency variable = $200/(R/P) \times$ coût marginal mondial

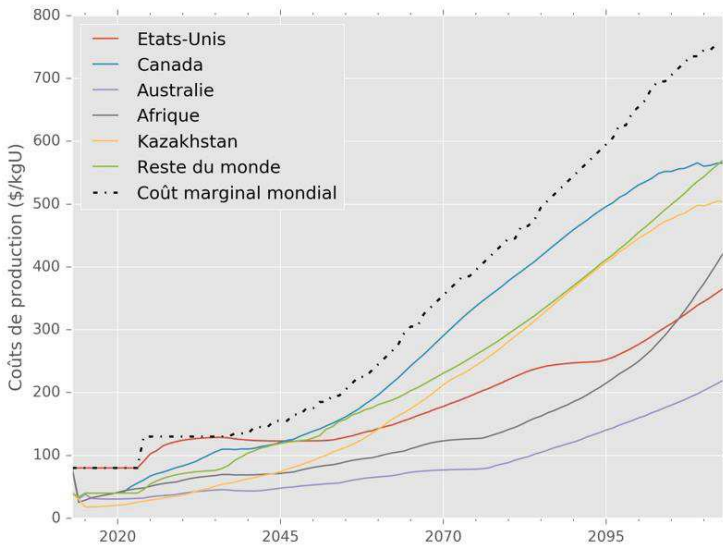


Figure V-28 – Sensibilité de l'évolution des coûts de production vis-à-vis du paramètre eff_explo

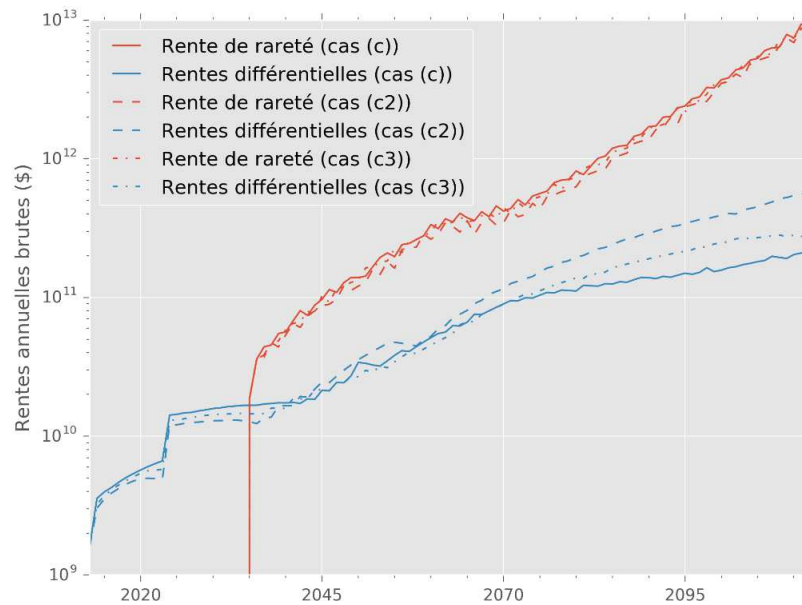


Figure V-29 – Sensibilité de l'évolution des rentes minières vis-à-vis du paramètre `eff_explo`

3.2.3 Dynamique de production des ressources identifiées

Tel que nous l'avons présenté au Chapitre IV § 4.4.3, l'épuisement des ressources identifiées se fait, dans le modèle, par coût croissant, en respectant un certain taux de disponibilité des ressources de chaque catégorie de coût (cela pallie notamment la non discrétisation des mines). Nous analysons ici l'influence du taux de disponibilité d_i . Par défaut, d_i est calculé selon $d_i = 1 - 0,05^{1/LT}$, en prenant $R/P_{min, loc}$ comme durée de vie LT , soit 26% quand $R/P_{min, loc} = 10$ ans (cas de référence). On considère d'autres valeurs pour l'étude de sensibilité : 100 % (production par coût croissant sans contrainte de capacité), 50% et 15%. Dans le scénario étudié, il n'est pas possible de considérer des valeurs de d_i inférieures à $1/(R/P_{min, loc})$ soit 10%. En effet, certaines régions (Canada et Kazakhstan) atteignent cette limite au cours du scénario, et les deux contraintes (d_i et $R/P_{min, loc}$) deviennent incompatibles si $d_i > 1/10$.

Il est difficile d'observer une influence du taux de disponibilité des ressources sur l'évolution des coûts de production moyens. On a donc étudié l'évolution des coûts de production marginaux et constaté que le taux de disponibilité affecte toutes les régions de façon similaire : la hausse des coûts marginaux régionaux est retardée lorsqu'on surestime le taux de disponibilité et l'ordre de compétitivité des régions est inchangé.

Puisque toutes les régions sont affectées de façon identique, on peut facilement visualiser l'influence du paramètre en représentant l'évolution du coût marginal mondial (Figure V-30). Comme au paragraphe précédent, on comprend alors que d_i affecte directement le niveau des rentes différentielles (Figure V-31) : la hausse des rentes différentielles est plus précoce quand le taux de disponibilité est bas. Cela peut affecter l'évolution du prix à court terme, mais pas sur le long terme dans le scénario de forte demande étudié puisque la rente de rareté reste prépondérante. On conclut donc que **le choix de modélisation qui consiste à ne pas discrétiser les mines (et à introduire à la place le taux de disponibilité par catégorie de coût) est acceptable pour étudier des scénarios de demande croissante sur le long terme. Il faudrait améliorer ce point pour une utilisation du modèle sur le court et moyen terme.**

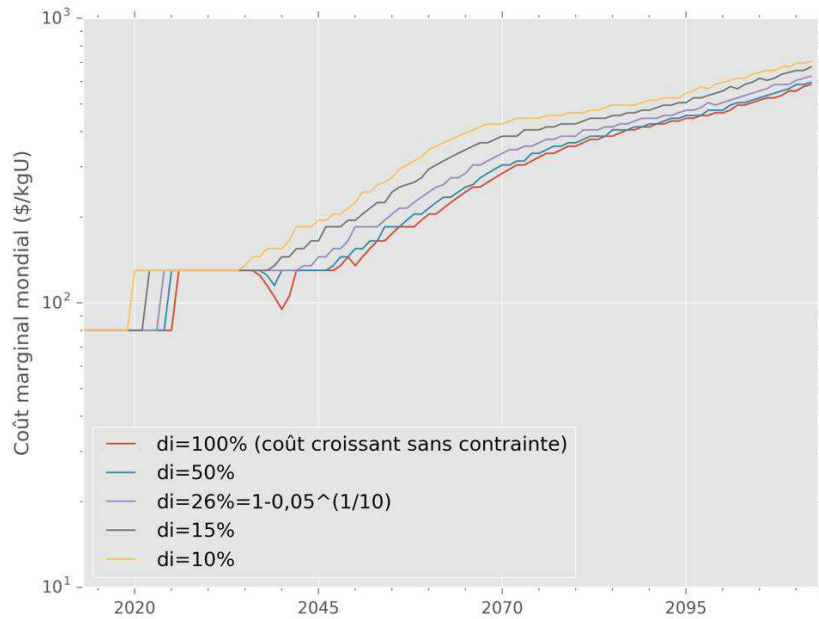


Figure V-30 – Influence du taux de disponibilité des ressources par catégorie de coût sur le coût marginal mondial

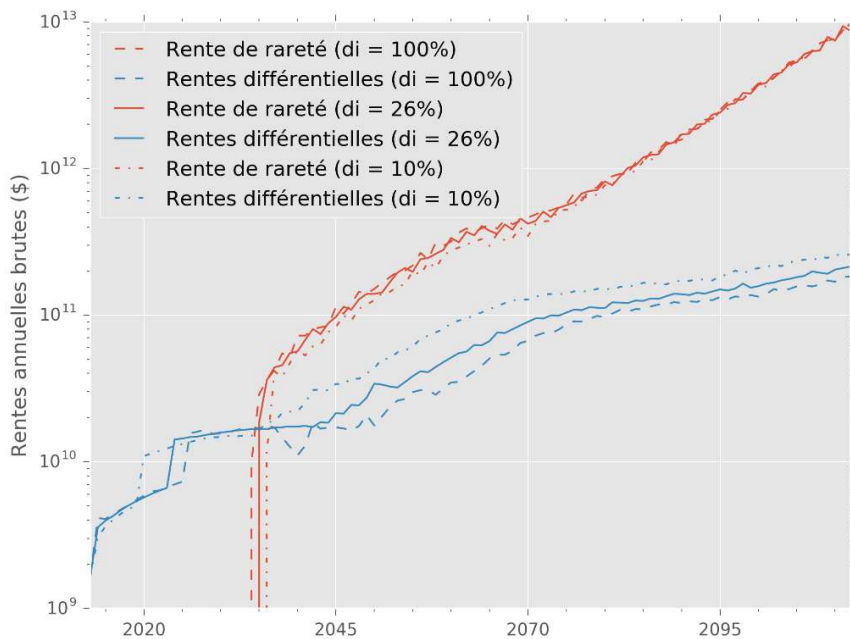


Figure V-31 – Influence du taux de disponibilité des ressources par catégorie de coût sur l'évolution des rentes minières

3.2.4 Synthèse sur les paramètres influençant les indicateurs régionaux

L'étude de sensibilité a montré que certains paramètres influençaient les coûts de production sans affecter l'évolution du prix de l'uranium à long terme. Il s'agit de la contrainte de production régionale (R/P_{min} , loc), des paramètres représentant la dynamique d'identification des nouvelles ressources (coefficient d'efficacité et coût de référence), et du taux de disponibilité des ressources de chaque catégorie de coût (lié à la dynamique de production des ressources identifiées). Cette influence sur les

coûts de production se traduit par une modification des rentes différentielles, mais pas de l'évolution du prix à long terme pour laquelle la rente de rareté est déterminante au premier ordre.

L'importance de la rente de rareté étant liée au scénario de demande étudié (A3 : croissance forte), il n'est pas exclu que les paramètres étudiés puissent avoir une influence directe sur le prix dans le cas de scénarios de demande stable ou décroissante ou en l'absence de contrainte sur le ratio R/P mondial (qui introduit la rente de rareté).

Dans l'ensemble, on remarque que la contrainte de production régionale est celle qui a le plus d'influence : en plus d'affecter l'évolution des coûts de production (et donc potentiellement la compétitivité des régions les unes par rapport aux autres), elle modifie l'évolution des parts de marché. On remarque également que le mécanisme d'épuisement des ressources identifiées (contrôlé par le paramètre de disponibilité d_i) a moins d'influence sur les rentes différentielles que le mécanisme d'identification des nouvelles ressources (contrôlé par les paramètres eff_explo et c_ref). Considérés conjointement, ces deux derniers paramètres forment un produit ($eff_explo \times c_ref$) qui contrôle l'efficacité de l'exploration (cf. Chapitre IV, § 4.4.2). Globalement, en augmentant ce produit (exploration moins efficace), les coûts de production augmentent plus rapidement et la compétitivité des régions les unes par rapport aux autres peut être modifiée sensiblement. Dans la pratique, l'efficacité de l'exploration est particulièrement difficile à estimer. **On peut conclure que le modèle développé présente trop d'incertitudes pour être utilisé afin de prédire la compétitivité relative des différentes régions à long terme.**

4 CONCLUSION

Ce chapitre a introduit un modèle d'étude du marché de l'uranium dans le long terme. Il s'agit d'un modèle déterministe qui calcule une succession d'équilibres économiques de court terme pour étudier le long terme sur le plan prospectif (modèle « d'équilibres dynamiques »). Une analyse critique des autres modèles économiques d'équilibre partiel (restreints au marché de l'uranium) a été réalisée. La principale limite de ces modèles est qu'ils ne prennent pas en compte les contraintes dynamiques décrites au Chapitre IV et qui s'appliquent à l'offre d'uranium (lien de causalité entre le prix et les efforts d'exploration, prise en compte des ressources non découvertes, anticipation de la demande, etc.). Seul un modèle « d'équilibres dynamiques » intègre des limites sur le rythme des nouvelles ressources découvertes, mais s'appuie sur un grand nombre de paramètres dont le sens économique est difficile à saisir. Aucun modèle ne modélise explicitement les rentes minières (rentes différentielles et rente de rareté).

Pour proposer des améliorations, le modèle de marché développé a été introduit progressivement afin de souligner l'importance des différentes contraintes modélisées qui le distinguent des modèles précédents. En s'appuyant sur les scénarios de demande présentés au Chapitre I et sur les ressources ultimes estimées au Chapitre III, on montre ainsi que le lien de causalité entre le prix et les dépenses d'exploration et l'augmentation des coûts de découverte ont une faible rétroaction sur l'évolution du prix de l'uranium. Toutefois, à long terme, ces contraintes contribuent à diminuer fortement le ratio R/P lorsque la demande d'uranium est croissante, ce qui amoindrit les marges de sécurité d'approvisionnement. La contrainte d'anticipation de la demande (ratio R/P minimum au niveau mondial) introduit la rente de rareté sur le marché, permettant de maintenir les marges de sécurité, mais entraînant aussi une hausse du prix de l'uranium à long terme. Enfin, la régionalisation des acteurs du marché (modélisés par un oligopole sans collusion) permet d'introduire les rentes différentielles. Celles-ci ont une influence limitée à court et moyen terme dans les scénarios de demande croissante étudiés.

Le mécanisme de marché qui intègre l'ensemble de ces contraintes (M3) est le plus adéquat pour étudier la disponibilité de l'uranium à long terme. Ses paramètres et ses données d'entrée ont fait l'objet d'une étude de sensibilité qui a notamment révélé l'importance particulière des scénarios de demande, de la contrainte d'anticipation de la demande ou encore de la régionalisation des coûts de découverte : tous influencent significativement l'évolution du prix en jouant sur la rente de rareté. D'autres paramètres ont une importance secondaire : ils influencent l'évolution d'indicateurs régionaux comme les coûts de production (et donc les rentes différentielles), ou les parts de marché. Enfin, on remarque que l'estimation des ressources ultimes a une influence faible comparée aux autres paramètres étudiés.

L'intérêt du modèle de marché développé réside dans les améliorations qu'il apporte par rapport aux modèles existants (prise en compte des contraintes dynamiques du marché), mais aussi dans sa flexibilité et l'étendue des possibilités qu'il offre pour conduire des études prospectives. Premièrement, il permet de suivre l'évolution des rentes minières et d'un grand nombre d'indicateurs régionaux ou mondiaux (ratio R/P, coûts de production, dépenses d'exploration, etc.), ce qui facilite l'interprétation des résultats : on distingue par exemple clairement les hausses de prix dues à l'augmentation des coûts de production, des hausses de prix dues à la raréfaction des ressources identifiées. Deuxièmement, et ce sera l'objet du Chapitre VI, la structure du modèle est suffisamment flexible pour permettre de simuler des scénarios variés (d'offre ou de demande).

Toutefois, certains points du modèle restent perfectibles et nécessiteraient d'être améliorés pour certaines utilisations (par exemple la simulation de scénarios de demande stable ou décroissante ou des

études de court et moyen terme). En effet, des incertitudes subsistent dans l'estimation des coûts de production et des rentes différentielles du fait que les mines n'ont pas été discrétisées, mais remplacées, entre autres, par un indicateur de disponibilité des ressources par catégorie de coût. Ces incertitudes ont malgré tout une importance limitée dans les scénarios que nous étudions (demande croissante à long terme) puisque la rente de rareté devient généralement prépondérante sur la rente différentielle. Le paramètre d'efficacité de l'exploration est sans doute un autre point perfectible puisqu'il s'agit d'un indicateur pour représenter plusieurs phénomènes : aléas de l'exploration, stratégie et aversion au risque des compagnies d'exploration. Néanmoins, il nous paraît difficile d'améliorer significativement ce point tant les phénomènes concernés sont difficiles à mesurer dans l'économie réelle. De plus, son influence sur les résultats du modèle est assez faible.

CHAPITRE VI. SIMULATIONS PROSPECTIVES

1	DISPONIBILITÉ DE L'URANIUM POUR UN CYCLE OUVERT ET UN DÉPLOIEMENT RÉGULIER DE RÉACTEURS	343
1.1	Scénarios de demande d'uranium étudiés	343
1.2	Paramétrisation du modèle	344
1.3	Résultats	346
1.4	Conséquences sur la disponibilité de l'uranium et sur l'économie du cycle du combustible.....	348
2	SIMULATIONS PROSPECTIVES DE VARIATIONS SUR L'OFFRE.....	350
2.1	Arrêt ou forte restriction d'une production régionale.....	350
2.2	Doublement d'une production régionale	354
3	SIMULATIONS PROSPECTIVES DE VARIATIONS SUR LA DEMANDE.....	357
3.1	Déploiement de réacteurs par parcs.....	357
3.2	Déploiement de réacteurs à neutrons rapides	360
4	CONCLUSION	363

Le Chapitre VI présente et analyse les résultats de plusieurs simulations prospectives produites par le modèle de marché introduit au Chapitre V. En premier lieu, nous étudions deux scénarios de référence, construits sur les deux scénarios de demande introduits dès le Chapitre I, dans le cas où seuls des réacteurs à eau légère sont déployés (§ 1). Les deux scénarios prévoient une croissance (plus ou moins forte) de la demande d'uranium. Toutes les interprétations des résultats de ce chapitre ne sont donc valables que sous cette hypothèse et nous n'étudions pas de scénario de décroissance, sans enjeu pour la disponibilité de l'uranium. Les principaux résultats obtenus avec ces scénarios, dont certains étaient déjà perceptibles dans les résultats du Chapitre V, § 3, sont analysés ou rappelés. Une hypothèse en particulier est discutée : la linéarité des scénarios de demande.

Dans un second temps, nous étudions des variations de ces deux scénarios de référence. La philosophie suivie est celle de la prospective : explorer des futurs possibles en gardant à l'esprit qu'ils sont loin de décrire de façon exhaustive toutes les évolutions possibles de la disponibilité de l'uranium. On rappelle donc à plusieurs reprises les précautions à prendre lors de l'interprétation des résultats. L'étude de ces variations est aussi l'occasion, comme on pourrait le faire avec un modèle économétrique classique, de tester la réponse du modèle développé à une impulsion d'une de ses variables.

Les variations étudiées ont été groupées en deux paragraphes, selon qu'elles portent sur l'offre ou la demande :

- Variations autour de l'offre (§ 2)

Deux cas sont étudiés dans ce paragraphe : un scénario prévoyant l'arrêt de la production dans une région (l'Australie) et un scénario prévoyant le doublement de la production dans une autre (le Kazakhstan).

- Variations autour de la demande (§ 3)

Deux cas sont étudiés dans ce paragraphe : un scénario où le déploiement des réacteurs est échelonné et où, en conséquence, les besoins d'uranium sont irréguliers et augmentent par paliers. L'autre scénario concerne l'introduction d'une technologie *backstop* : les réacteurs à neutrons rapides (RNR). En gardant, à l'échelle mondiale, la même capacité nucléaire installée (les technologies REL et RNR coexistent), les réacteurs RNR permettent de diminuer le besoin global d'uranium naturel.

1 DISPONIBILITÉ DE L'URANIUM POUR UN CYCLE OUVERT ET UN DÉPLOIEMENT RÉGULIER DE RÉACTEURS

Les réacteurs à eau légère (REL) devraient rester la technologie nucléaire dominante au XXI^e siècle [11], [56], [95] et nous avons vu que les possibilités de recyclage du combustible avec cette technologie étaient limitées (à court et moyen terme, tous les parcs nucléaires ne pourront pas en bénéficier, cf. Chapitre I). Au niveau mondial, le cycle du combustible nucléaire devrait donc en grande partie rester ouvert, au moins dans la 1^{re} moitié du siècle. Nous retenons cette hypothèse pour produire les premières simulations prospectives, en y ajoutant une deuxième hypothèse, inhérente aux scénarios de demande (exogènes) que nous utilisons : on suppose que les nouveaux réacteurs nucléaires sont déployés à un rythme régulier. En effet, dans les scénarios produits par l'IIASA [81], bien qu'aucune technologie de réacteur ne soit précisée, **les capacités installées évoluent linéairement**.

Ces deux hypothèses (cycle ouvert et déploiement régulier) sous-tendent le scénario industriel de référence de nos études prospectives. Des variations autour de cette trame (on utilise ce terme à la place de « scénario industriel » pour éviter toute confusion avec les scénarios de demande d'uranium) sont ensuite étudiées dans les paragraphes suivants.

Le choix de cette trame technologique s'inscrit dans la continuité des hypothèses retenues jusqu'ici pour calibrer le modèle de marché de l'uranium (Chapitre V) puisque les scénarios de demande d'uranium utilisés ont été construits en supposant (cf. Chapitre I § 2.1) :

- que les réacteurs sont déployés à un rythme régulier,
- et que tous les nouveaux réacteurs construits sont des réacteurs à eau légère et fonctionnent en cycle ouvert.

Néanmoins, lors de l'étude de sensibilité du modèle au Chapitre V, certaines simplifications ont été adoptées pour faciliter la lecture et l'interprétation des résultats, limitant en partie le réalisme du modèle.

Tout d'abord, les scénarios de demande d'uranium utilisés (A3 et C2) ont été linéarisés. **On a ainsi supposé que le déploiement régulier des réacteurs était synonyme de demande d'uranium régulière**. Nous proposons d'étudier l'influence de cette simplification en considérant aussi les scénarios de demande d'uranium non linéarisés (§ 1.1).

D'autre part, toutes les régions se sont vues attribuer la même contrainte de production (ratio R/P minimum au niveau régional). Nous proposons de lever cette simplification pour les simulations prospectives (§ 1.2).

Les résultats des simulations sont présentés et analysés au § 1.3. Enfin, leurs conséquences sur la disponibilité de l'uranium et sur l'économie du cycle du combustible font l'objet d'une discussion (§ 1.4).

1.1 Scénarios de demande d'uranium étudiés

Les scénarios de demande d'uranium que nous étudions dans ce paragraphe sont tous construits en supposant que les réacteurs sont à eau légère, sont déployés régulièrement et fonctionnent en cycle ouvert. Ils sont représentés sur la Figure VI-1. On distingue :

- Les scénarios A3 (croissance forte de la production électronucléaire et de la demande d'uranium) des scénarios C2 (croissance modérée) ;

- Les scénarios linéarisés (déploiement régulier des réacteurs et demande d'uranium régulière) des scénarios non linéarisés.

Les scénarios « non linéarisés » sont la traduction directe des scénarios de production électronucléaire de l'IASA en termes de besoins d'uranium (voir [11]). On rappelle qu'une des raisons pour laquelle ils présentent des irrégularités (alors que le déploiement de réacteurs est progressif) est liée aux besoins accrus lors de la mise en service (cf. Chapitre I). Les scénarios linéarisés en sont la meilleure approximation linéaire assurant une demande cumulée identique au terme de la simulation (en 2113).

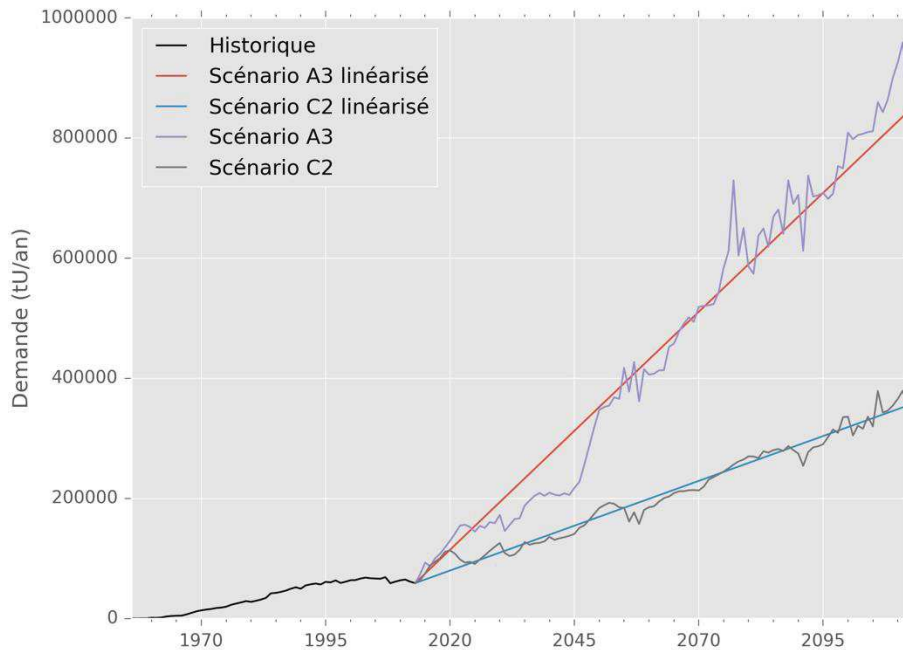


Figure VI-1 – Scénarios de demande d'uranium en cycle ouvert

1.2 Paramétrisation du modèle

Le modèle de marché de l'uranium employé pour ces simulations prospectives est identique au modèle présenté au Chapitre V (mécanisme M3). La paramétrisation correspond aux valeurs par défaut retenues lors de l'analyse de sensibilité (Chapitre V, § 3). Seule la valeur des contraintes R/P régionales a été modifiée pour rendre compte de façon plus réaliste des spécificités de chaque région. Au Chapitre V, la valeur par défaut $R/P_{\min, loc} = 10$ ans était appliquée à toutes les régions, censées représenter des acteurs dont la préférence pour le présent est forte et dont les mines nécessitent des investissements et des temps de développement non négligeables (cf. Chapitre IV, § 4.3.3).

Nous avons choisi de répartir les régions modélisées en deux catégories :

- Les régions où les mines nécessitent des temps de développement et des investissements non négligeables, mais relativement bas et/ou les régions où peu de choix politiques limitent la production. La contrainte fixée pour ces régions est $R/P_{\min, loc} = 10$ ans. Le Kazakhstan rentre dans cette catégorie du fait de sa production largement dominée par la lixiviation *in situ* (investissements et temps de développement faibles). Nous choisissons de classer les États-Unis dans cette catégorie également. La production s'y fait en partie par lixiviation *in situ* et le cadre législatif limite peu la production, même si les standards environnementaux y sont

élevés. Enfin, nous classons la région « reste du monde » dans cette catégorie. Ce choix est discutable. D'un côté, l'étendue de la région et la diversité (géologique et politique) des pays qui la composent peuvent suggérer que la production est peu limitée : si un projet nécessite des investissements ou un temps de développement trop important, ou si sa mise en production est freinée par des choix politiques, il sera certainement remplacé par un autre projet (autre type de mine ou dans un autre pays). D'un autre côté, la région « reste du monde » inclut des pays producteurs importants comme la Russie, où les projets miniers récents nécessitent des investissements et des temps de développement élevés (voir le projet Elkon, découvert en 1960, en développement depuis 2006 pour un début de production en 2020 et dont l'investissement est estimé à 3 Mds \$ [170]).

- Les régions où les mines nécessitent des temps de développement ou des investissements particulièrement élevés et/ou les régions où des choix politiques limitent la production. Pour contraster avec la catégorie précédente, la contrainte fixée pour ces régions est $R/P_{\min, \text{loc}} = 60$ ans, soit le niveau de la contrainte d'anticipation de la demande à l'échelle mondiale (les régions s'alignent sur les besoins de sécurisation des ressources des consommateurs). L'Afrique et le Canada rentrent dans cette catégorie, les investissements étant particulièrement importants, du fait de la taille des projets africains et des techniques spécifiques aux très hautes teneurs canadiennes. L'Australie a été classée dans cette catégorie pour deux raisons : une grande partie de sa production provient d'une mine (Olympic Dam) où la production est contrainte par la production de cuivre. De plus, le pays a pris des mesures politiques pour limiter la production par le passé et l'exploration reste encore aujourd'hui interdite dans certains territoires.

Note : les ressources ultimes prises en compte dans le modèle pour les simulations prospectives correspondent au scénario d'offre « haut » étudié au Chapitre V, c'est-à-dire, au niveau mondial, 72 MtU de ressources ultimes à moins de 260 \$/kgU. Pour les analyses prospectives de ce chapitre, nous n'avons pas souhaité comparer plusieurs scénarios concernant les ressources ultimes. L'étude de sensibilité du Chapitre V, § 3 a montré que les incertitudes sur les ressources ultimes affectaient moins l'évolution du prix de l'uranium que les scénarios de demande.

1.3 Résultats

La Figure VI-2 présente le résultat principal des premières simulations prospectives : l'évolution du prix de l'uranium pour quatre scénarios de demande d'uranium. Les deux scénarios de production électronucléaires A3 et C2 sont déclinés selon que la demande en uranium est linéarisée ou non.

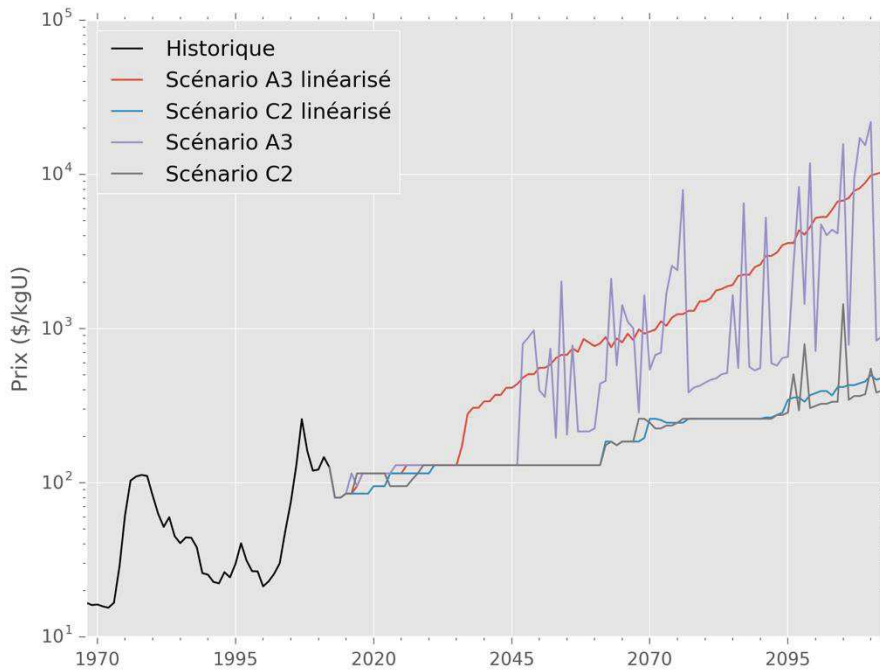


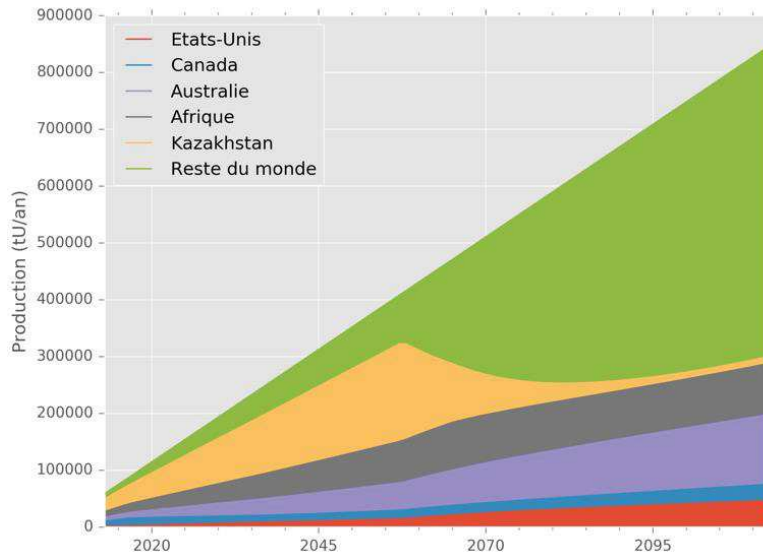
Figure VI-2 – Évolution du prix de l'uranium pour deux scénarios électronucléaires en cycle ouvert

On constate en premier lieu que la linéarisation de la demande d'uranium a peu d'influence lorsque la croissance de la demande est modérée (scénario C2). En revanche, on note des écarts de prix significatifs lorsque la demande croît fortement (scénario A3). Lorsque la demande d'uranium n'est pas linéarisée (courbe violette), on constate une hausse du prix plus tardive suivie de fluctuations importantes à court et moyen terme (cycles < 10 ans). Néanmoins, si l'on compare plus en détail les écarts, on constate que le coût moyen pour le consommateur sur toute la période (2013-2113), c'est-à-dire le prix de l'uranium pondéré par la demande, varie très peu : moins de 5% d'écart entre le cas linéaire et le cas non linéaire.

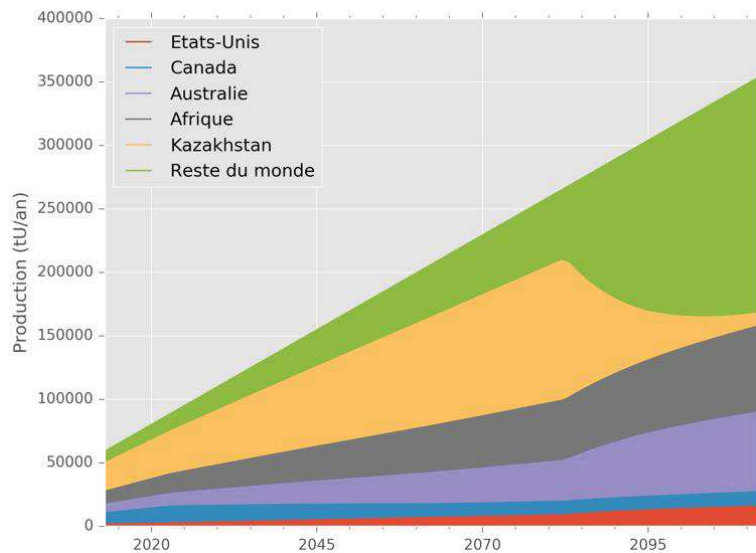
En conséquence, puisque les cycles de fluctuations sont courts et que le prix moyen est peu affecté, on peut considérer que les variations de demande d'uranium du scénario A3 non linéarisé pourraient être atténuées par un stockage/déstockage d'uranium à court terme, qui n'est pas pris en compte dans le modèle. Un tel stockage ne poserait a priori pas de difficultés techniques dans les pays consommateurs, surtout s'il ne concerne que l'uranium destiné aux premiers cœurs. De plus, les quantités nécessaires pour le chargement des premiers cœurs des réacteurs peuvent être facilement anticipées. Nous proposons donc de continuer à négliger l'influence de la non-linéarité de la demande d'uranium dans la suite (et nous remettons plutôt en question l'hypothèse de déploiement régulier des réacteurs, c'est-à-dire la croissance linéaire des capacités installées, commune à tous les scénarios de la Figure VI-2 ; voir § 3.1).

Le deuxième résultat important qui apparaît sur la Figure VI-2 et que nous avons déjà souligné au Chapitre V est l'écart de prix entre le scénario A3 et le scénario C2. Cet écart dépasse un ordre de grandeur à la fin du XXI^e siècle, alors que l'écart en termes de besoin d'uranium n'est que d'un facteur 2,5 (810 ktU/an contre 340 ktU/an). On retrouve le résultat du Chapitre V : l'évolution du prix de l'uranium est particulièrement sensible au rythme de croissance de la demande.

La Figure VI-3 montre un troisième résultat remarquable, déjà souligné au Chapitre V. Elle illustre l'évolution des parts de marché des différentes régions pour les deux scénarios électronucléaires A3 et C2 (seuls les scénarios linéarisés sont représentés).



(a) Scénario A3 (linéarisé)



(b) Scénario C2 (linéarisé)

Figure VI-3 – Évolution des parts de marché pour deux scénarios électronucléaires en cycle ouvert

Quel que soit le scénario étudié, on constate que la région « reste du monde » est appelée à jouer un rôle important dans l'approvisionnement en uranium à long terme. Ce résultat dépend d'une hypothèse importante du modèle : le fait que le marché est organisé en oligopole et qu'il n'existe pas de collusion entre les régions (chaque région défend sa part de marché, dans la limite de sa contrainte de production $R/P_{\min, \text{loc}}$). Ce résultat pourrait donc être remis en question si :

- La concentration du marché tend à augmenter au cours du XXI^e. Le § 2.4 du Chapitre IV a montré que rien n'indique une telle tendance aujourd'hui. De plus, la part de marché du « reste du monde » pourrait rester importante, même dans ce cas.
- Si une collusion des acteurs se produit (comme en 1972 [89]) ou si un acteur décide de changer de stratégie indépendamment de celle des autres (on peut imaginer le cas d'un acteur qui augmenterait brutalement sa production pour augmenter ses revenus à court terme).

Enfin, on remarque également sur la Figure VI-3 que l'Australie est la deuxième région dont la part de marché est la plus importante à la fin du siècle, quel que soit le scénario. L'Afrique joue aussi un rôle important dans l'approvisionnement mondial.

1.4 Conséquences sur la disponibilité de l'uranium et sur l'économie du cycle du combustible

Les résultats précédents ont des conséquences importantes sur la disponibilité de l'uranium à long terme et sur l'économie du cycle du combustible. Nous les analysons dans ce paragraphe et nous justifions le besoin de produire des simulations prospectives supplémentaires, variations de la première trame étudiée dans ce paragraphe, afin d'étudier d'autres évolutions possibles.

La part de marché importante de la région « reste du monde » ne doit pas nécessairement laisser craindre une position dominante de cette région ou une évolution vers un marché très concentré. En effet, cette région regroupe plusieurs acteurs dont au moins trois auront un rôle important au XXI^e siècle : la Russie de par ses ressources en uranium importantes, la Chine et l'Inde de par leur consommation en croissance rapide. Dans tous les cas, pour que la région « reste du monde » prenne une telle importance, il semble inévitable que de nouveaux pays producteurs et exportateurs d'uranium émergent. La Mongolie, où plusieurs projets d'exploration sont en cours, pourrait être l'un des premiers.

Le rôle très important que joue l'Australie dans les scénarios simulés peut aussi avoir des conséquences fortes. À la différence du « reste du monde » et même si plusieurs opérateurs privés opèrent en Australie, toute la production de la région est soumise aux risques propres à un seul État. Certains risques spécifiques aux États se manifestent par des effets de seuil, particulièrement difficiles à anticiper (cf. Chapitre IV, § 2.4.2). Le passé de l'Australie montre que le pays a déjà restreint et suspendu la production d'uranium pendant plusieurs années (cf. Chapitre IV, § 4.3.3.2). Il paraît donc important d'étudier le cas où un tel scénario se reproduirait au XXI^e siècle (voir § 2.1).

De même, l'hypothèse qu'un des acteurs adopte une stratégie de revenus à court terme plutôt que de défendre sa part de marché n'est pas à exclure. Nous étudions un scénario de ce type au § 2.2.

Nous avons vu également que les fluctuations de la demande d'uranium à court terme avaient une influence limitée sur l'évolution du prix. Néanmoins, ces fluctuations restaient limitées puisqu'elles ne sont liées qu'au chargement des premiers cœurs qui accroît légèrement le besoin en uranium. Ce résultat doit donc être dissocié d'une autre hypothèse importante que l'on peut remettre en question : le déploiement régulier des réacteurs. Si ceux-ci sont déployés par palier (construction d'un parc entier, comme aux États-Unis dans les années 1970), on doit envisager que la demande d'uranium

augmente elle aussi par palier, entraînant des fluctuations de prix potentiellement importantes (voir § 3.1).

Enfin, les niveaux de prix atteints dans les simulations précédentes peuvent avoir des conséquences importantes sur l'économie du cycle du combustible. Quel que soit le scénario de demande étudié (croissance forte ou modérée), les consommateurs d'uranium devront s'acquitter d'un prix plus élevé à la fin du siècle qu'actuellement. On ne peut pas dire pour autant que la part du combustible augmentera dans le coût de l'électricité d'origine nucléaire : tout dépendra de l'inflation dans les autres secteurs concernés par la production électronucléaire, comparée à l'inflation du secteur minier (cf. Chapitre IV, § 4.5.1), ce dont ne tient pas compte le modèle. Néanmoins, même si l'on ne peut pas conclure en valeur absolue sur le coût du cycle, l'augmentation du coût de l'uranium pour les consommateurs modifiera nécessairement la compétitivité entre les filières nucléaires selon qu'elles utilisent plus ou moins efficacement l'uranium. On propose donc d'envisager et de simuler le déploiement d'une technologie *backstop*, c'est-à-dire de technologie de substitution si le prix de l'uranium naturel devient trop élevé : nous étudions le cas des réacteurs à neutrons rapides qui utilisent plus efficacement l'uranium (voir § 3.2).

2 SIMULATIONS PROSPECTIVES DE VARIATIONS SUR L'OFFRE

2.1 Arrêt ou forte restriction d'une production régionale

2.1.1 Scénario étudié : restriction de la production d'uranium en Australie

La première variation sur l'offre que nous simulons consiste à arrêter la production d'une région au cours du XXI^e siècle. Les raisons pouvant mener à un tel scénario sont multiples. L'objectif n'est pas tant de discuter les raisons possibles que les conséquences sur la disponibilité de l'uranium. Néanmoins, notons qu'un arrêt de production tel que nous proposons de le simuler (arrêt complet en un an) serait probablement le résultat d'une décision qui s'impose à toute la région (choix politique face à des enjeux environnementaux ou interdiction fixée par des accords internationaux par exemple) plutôt que d'un ensemble de choix économiques (fermetures de mines en situation de déficit) qui seraient plus progressifs.

Sur le plan méthodologique, simuler un arrêt complet et rapide de la production se rapproche des tests effectués communément avec des modèles économétriques : une impulsion est donnée à une des variables du modèle pour étudier la fonction de réponse du modèle relative à ce choc structurel. Nous complétons ce test par un cas plus progressif où la croissance de la production de la région est freinée.

Le cas de l'Australie a été retenu pour deux raisons :

- quel que soit le scénario, la région occupe une place importante dans la production mondiale (cf. § 1) ;
- des choix politiques ont déjà restreint et suspendu la production d'uranium de l'Australie pendant plusieurs années (cf. Chapitre IV, § 4.3.3.2).

Nous simulons donc un arrêt de la production de l'Australie en 2050 et nous analysons son influence sur l'évolution du prix et l'influence de la date d'arrêt. Parallèlement, nous comparons ces résultats avec un cas où la production est fortement, mais beaucoup plus progressivement, restreinte. Ce cas est simulé en imposant une contrainte de production régionale $R/P_{\min, \text{loc}} = 200$ ans, supérieure à toutes les autres contraintes régionales et à la contrainte mondiale d'anticipation de la demande.

2.1.2 **Arrêt de production : influence sur le prix du scénario de demande**

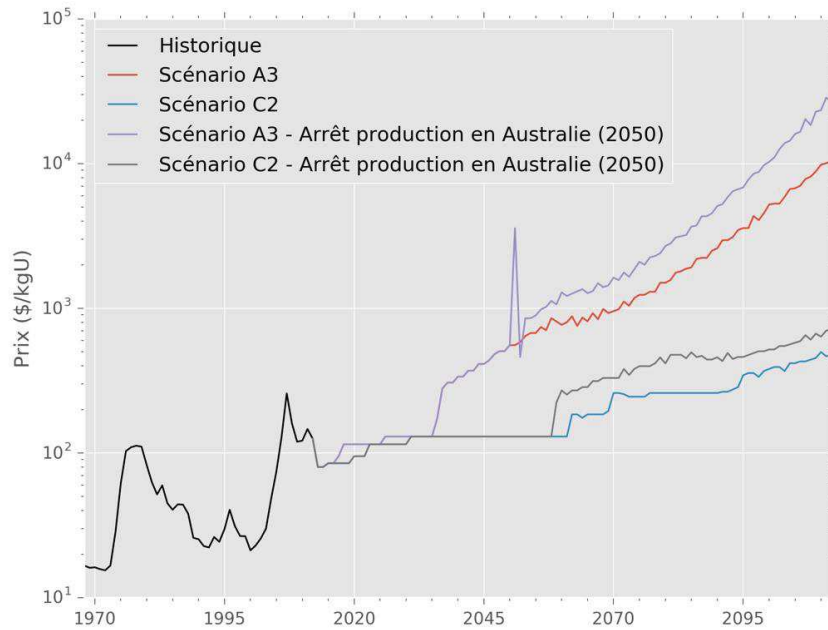


Figure VI-4 – Influence d’un arrêt de la production en Australie en 2050 sur l’évolution du prix de l’uranium

La Figure VI-4 représente l'évolution du prix de l'uranium pour les deux scénarios de demande étudiés (A3 et C2, linéarisés) et montre l'influence de l'arrêt de la production australienne en 2050. On constate une augmentation du prix qui se maintient à long terme, indépendamment du scénario de demande. Elle est de l'ordre de 20% pour le scénario C2 et 100% pour le scénario A3 en 2100. Dans le cas du scénario A3 (forte croissance de la demande), on constate que l'écart de prix s'accroît avec le temps. De plus, la hausse de prix intervient en 2050 après un épisode de volatilité important (pic de prix). Lorsque la demande croît moins rapidement (scénario C2), la hausse de prix n'intervient que quelques années après l'arrêt de la production, lorsque la limite du ratio R/P mondial est atteinte et qu'une rente de rareté apparaît (cf. Figure VI-5).

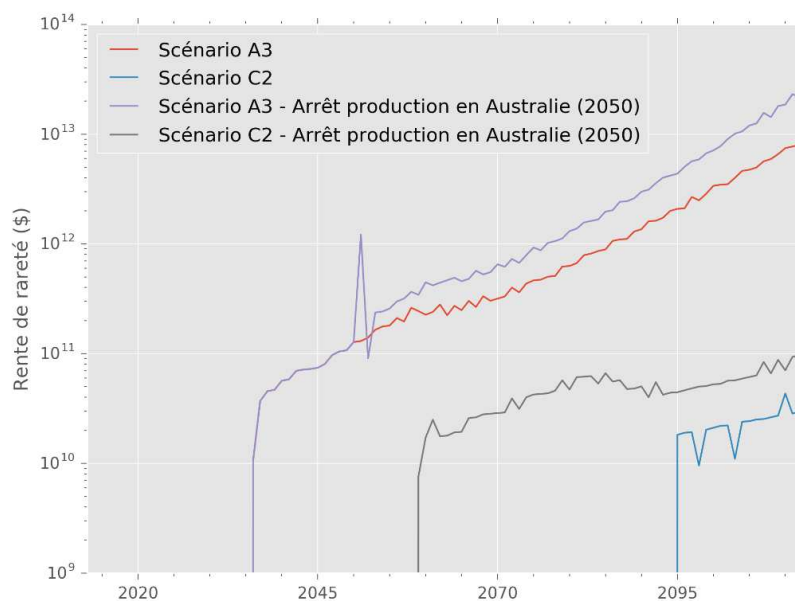


Figure VI-5 – Influence d’un arrêt de la production en Australie en 2050 sur l’évolution de la rente de rareté au niveau mondial

2.1.3 Arrêt de production : influence sur le prix de la date d'arrêt

On se concentre sur le scénario de demande A3 (croissance forte) qui permet de mieux visualiser l'influence de la date d'arrêt de la production en Australie. La Figure VI-6 représente l'évolution du prix de l'uranium selon la date d'arrêt. Outre le fait qu'un arrêt de production précoce entraîne une hausse du prix plus tôt, on constate que la date d'arrêt a aussi une influence sur l'amplitude de l'écart de prix qui se maintient à long terme.

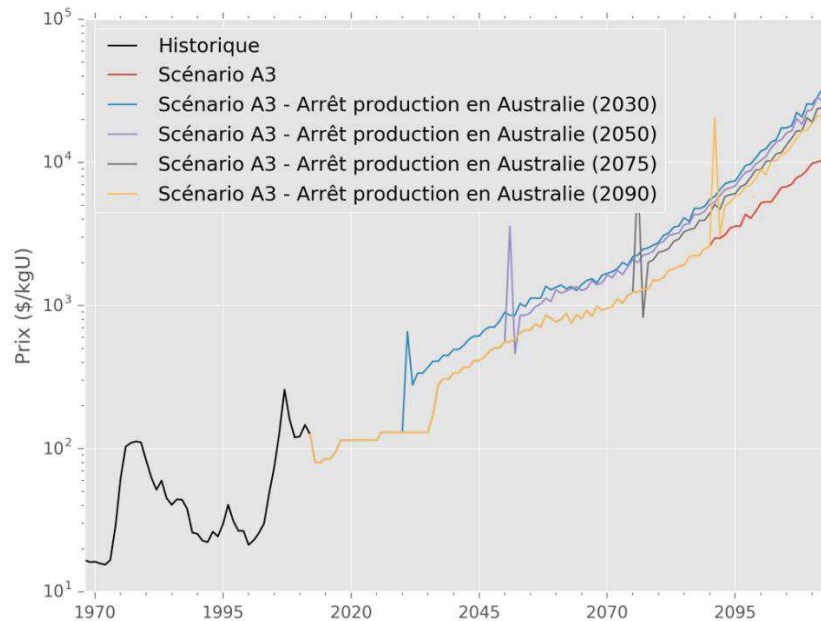
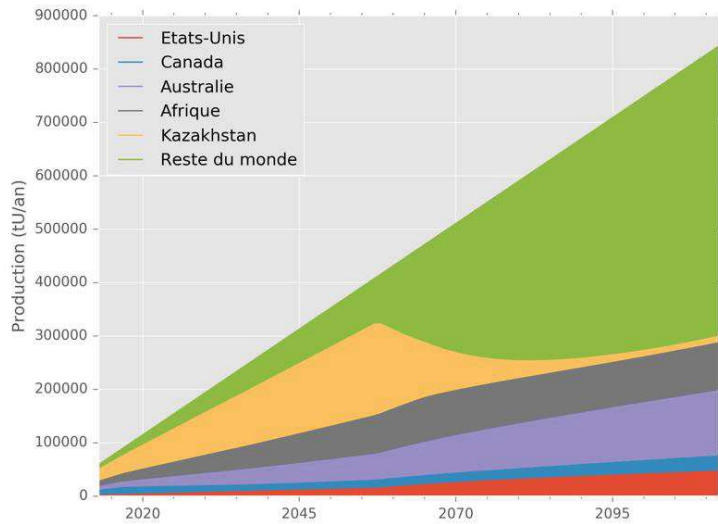


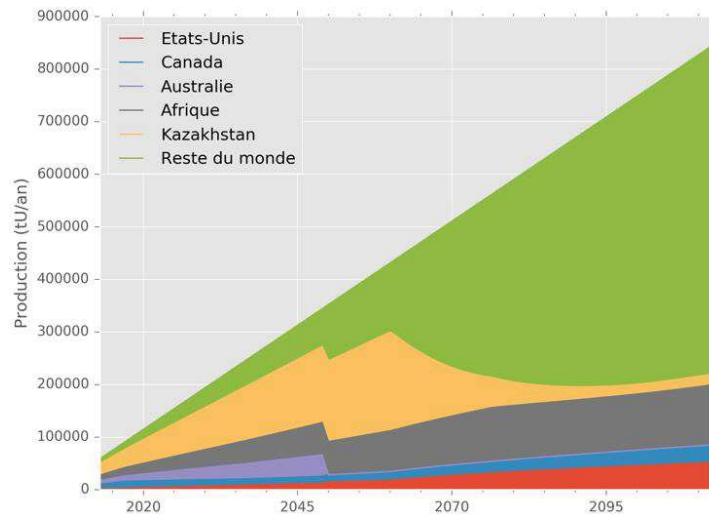
Figure VI-6 – Sensibilité de l'évolution du prix vis-à-vis de la date d'arrêt de production en Australie

2.1.4 Comparaison avec un cas de production en croissance limitée

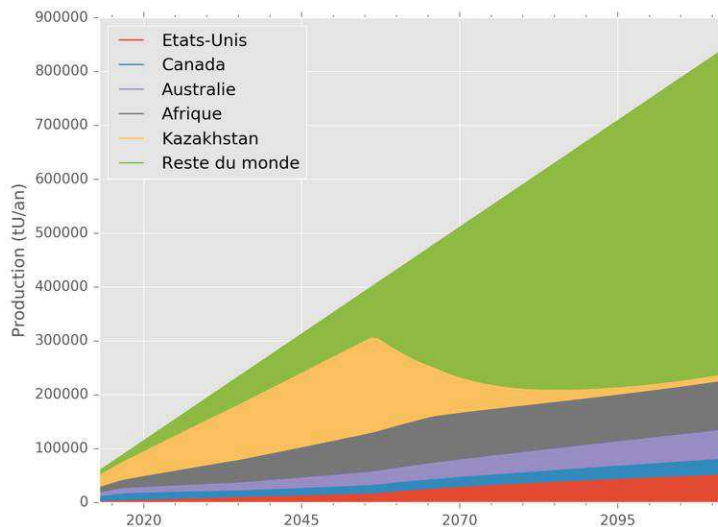
Le cas d'un arrêt brutal de la production en Australie a été comparé à une autre situation possible où la croissance de la production serait fortement limitée. Pour simuler ce cas, on impose localement un ratio $R/P_{\min, \text{loc}} = 200$ ans. Cette contrainte est plus forte que le cas de référence ($R/P_{\min, \text{loc}} = 60$ ans) et que la contrainte d'anticipation de la demande au niveau mondial. Comme nous l'avons déjà remarqué lors de la calibration du modèle et l'analyse de sensibilité (Chapitre V, § 3.2), la modification de la contrainte locale $R/P_{\min, \text{loc}}$ n'a pas d'influence sur l'évolution du prix. C'est une différence importante par rapport au cas où la production est arrêtée complètement et rapidement. Le marché a le temps de s'adapter à la progression lente de la production de l'Australie. Si l'évolution du prix n'est pas affectée, on remarque en revanche que la part de marché de l'Australie (matérialisée sur le cas (c) de la Figure VI-7) est considérablement réduite par rapport au cas de référence (cas (a)).



(a) Scénario A3 – Production faiblement contrainte en Australie ($R/P_{\min, loc} = 60$ ans, cas par défaut)



(b) Scénario A3 – Arrêt de la production en Australie en 2050



(c) Scénario A3 – Production fortement restreinte en Australie ($R/P_{\min, loc} = 200$ ans)

Figure VI-7 – Évolution des parts de marché et contrainte sur la production de l'Australie

2.2 Doublement d'une production régionale

2.2.1 Scénario étudié : doublement de la production au Kazakhstan

La deuxième variation sur l'offre que nous proposons d'étudier consiste à doubler la production d'une région. Comme pour l'arrêt de production de l'Australie, l'objectif n'est pas tant de discuter les raisons possibles de cette stratégie que ses conséquences sur la disponibilité de l'uranium. Néanmoins, notons qu'une telle stratégie, si elle est adoptée et mise en œuvre rapidement à l'échelle d'une région (nous proposons de simuler un doublement de la production en un an) ne sert réellement les intérêts des producteurs de la région que dans certaines conditions assez restrictives. La demande étant peu élastique, si les producteurs de la région sont *price maker*, ils peuvent faire baisser les prix en doublant leur production. Cela peut diminuer leurs marges même si, dans une stratégie à court terme, les recettes sont augmentées. Si les producteurs de la région sont *price taker*, ils ne modifient pas le prix en doublant leur production. Leurs recettes augmentent ; leurs marges aussi à condition que l'augmentation de production ne s'accompagne pas d'une hausse des coûts de production.

Le cas du Kazakhstan a été retenu pour deux raisons :

- La région a déjà prouvé au début du XXI^e siècle qu'elle était capable d'augmenter rapidement sa production, tout en restant très compétitive.
- La technique de production dominante (ISL) permet techniquement de développer rapidement de nouvelles capacités de production et avec des montants d'investissement relativement faibles.

Nous simulons donc un doublement de la production du Kazakhstan en 2040 et nous étudions son influence sur l'évolution du prix.

2.2.2 Résultats

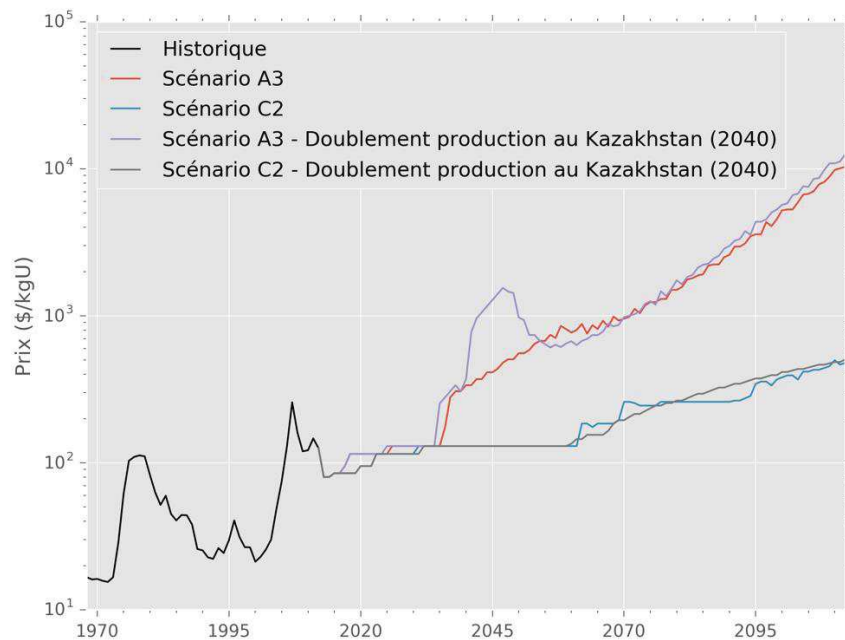


Figure VI-8 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution du prix de l'uranium

La Figure VI-8 présente l'évolution du prix de l'uranium et l'influence du doublement de la production du Kazakhstan en 2040. Les deux scénarios de demande (linéarisés), A3 (croissance forte) et C2 (croissance modérée), sont étudiés.

On constate d'abord que lorsque la croissance de la demande est modérée (scénario C2), la hausse de production influence très peu le prix. C'est un résultat étonnant puisqu'on s'attend, après une forte hausse de la production à une baisse de prix, surtout à court terme, sachant que la demande est peu élastique. Cela s'explique par le fait que le modèle ne permet pas de constituer des stocks et de prendre en compte la surproduction : la production des autres régions est diminuée instantanément lorsque la hausse de production du Kazakhstan se produit. Le déséquilibre temporaire attendu entre l'offre et la demande n'apparaît pas. Néanmoins, si l'on s'intéresse aux rentes différentielles perçues par le Kazakhstan (Figure VI-9), on constate bien le résultat de la stratégie court-termiste d'un *price taker* : en augmentant sa production, le Kazakhstan augmente à court terme ses recettes et ses marges. À long terme, les rentes différentielles perçues sont plus faibles, signe que cette stratégie s'accompagne de hausses des coûts de production .

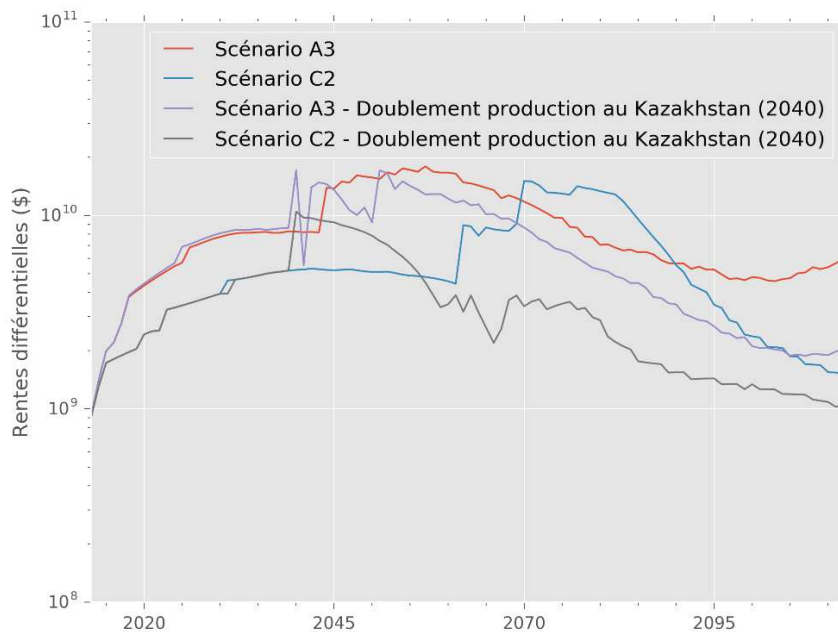


Figure VI-9 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution des rentes différentielles perçues au Kazakhstan

À l'inverse, lorsque la demande croît fortement (scénario A3), la Figure VI-8 montre que la hausse de production du Kazakhstan a un impact immédiat sur le prix : celui-ci connaît un pic dans les quelques années qui suivent puis se stabilise et retrouve une évolution identique au cas de référence. Ce résultat se démarque de ceux obtenus lorsque la production est arrêtée en Australie puisqu'on n'observe pas d'écart de prix résiduel et que les fluctuations qui suivent la hausse de production sont plus progressives. Alors qu'on pouvait s'attendre plutôt à une baisse de prix à court terme, la Figure VI-10 permet de comprendre l'origine de la hausse du prix.

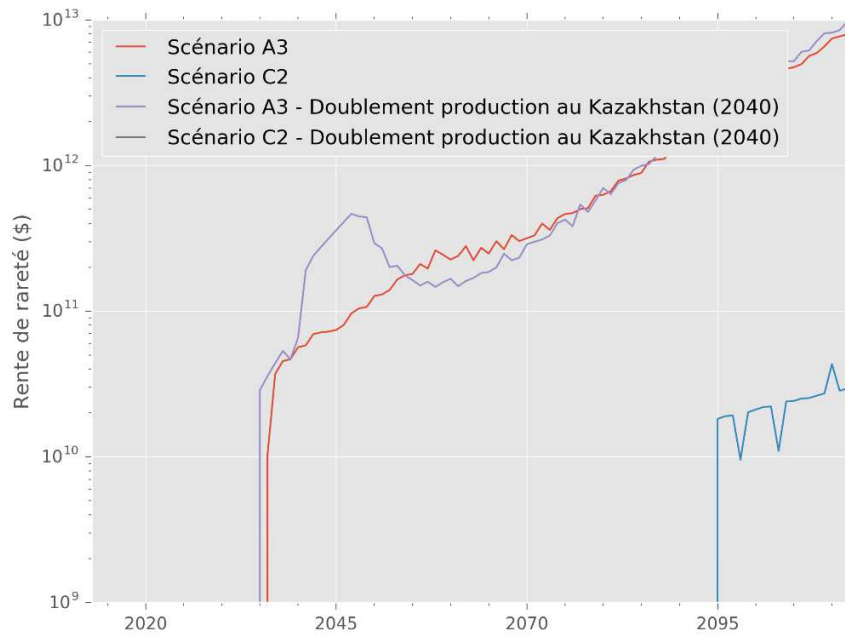


Figure VI-10 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution de la rente de rareté au niveau mondial

Dans le cas du scénario A3, la hausse du prix s'explique par la hausse de la rente de rareté provoquée immédiatement après la hausse de production du Kazakhstan. En 2040, le ratio R/P mondial a déjà atteint sa valeur minimale (60 ans ce qui correspond à l'anticipation minimale du besoin des consommateurs). La hausse de production fait instantanément baisser ce ratio en dessous de sa valeur minimale, ce qui renforce encore la perception de rareté de l'uranium et provoque un choc de prix. La hausse de prix stimule ensuite l'exploration qui permet de découvrir de nouvelles ressources et de ramener le ratio R/P mondial à sa valeur minimale.

3 SIMULATIONS PROSPECTIVES DE VARIATIONS SUR LA DEMANDE

3.1 Déploiement de réacteurs par parcs

3.1.1 Scénario étudié : augmentation de la demande d'uranium par paliers

Nous avons vu au § 1 que la demande d'uranium suit une évolution quasi linéaire quand les capacités électronucléaires installées augmentent linéairement. Nous proposons d'étudier ici une variation de la demande fondée sur deux hypothèses : le déploiement de réacteurs est échelonné et les besoins d'uranium suivent une évolution similaire. Cette hypothèse doit être considérée puisque par le passé, les parcs nucléaires de plusieurs pays, dont la France et les États-Unis dans les années 1970, ont été construits en peu de temps.

Nous avons ainsi modifié les scénarios de demande A3 et C2 pour qu'ils s'échelonnent par période de 10 ans, tout en conservant la même demande cumulée sur les 100 ans que couvre la simulation (2013-2113). Ces scénarios sont représentés sur la Figure VI-11.

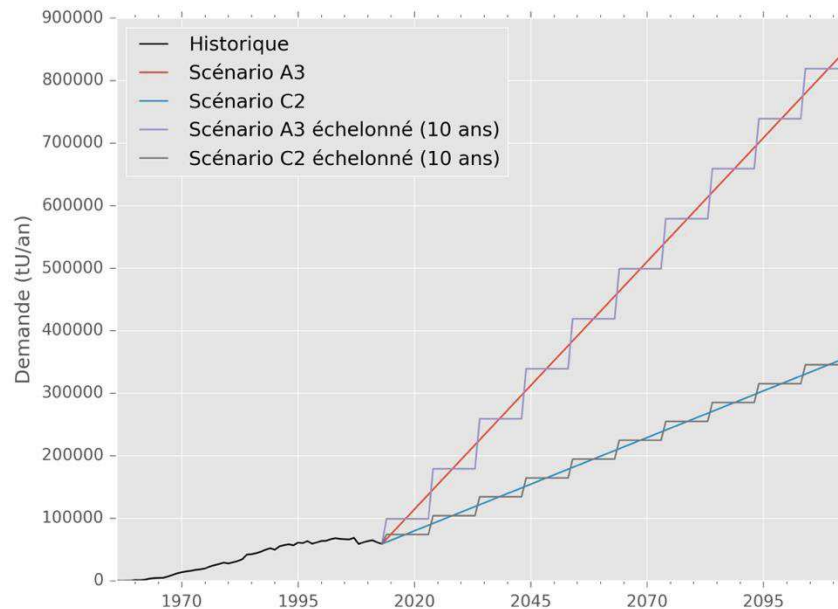


Figure VI-11 – Scénarios de demande linéaires et échelonnés

Puis, dans l'optique d'une analyse de sensibilité, nous avons comparé trois scénarios construits à partir du scénario A3 (croissance forte), toujours avec la même demande cumulée sur 100 ans, mais avec des périodicités différentes :

- Demande régulière et aperiodique (cas de référence)
- Demande échelonnée de période 10 ans
- Demande échelonnée de période 20 ans

Ces scénarios sont représentés sur la Figure VI-12.

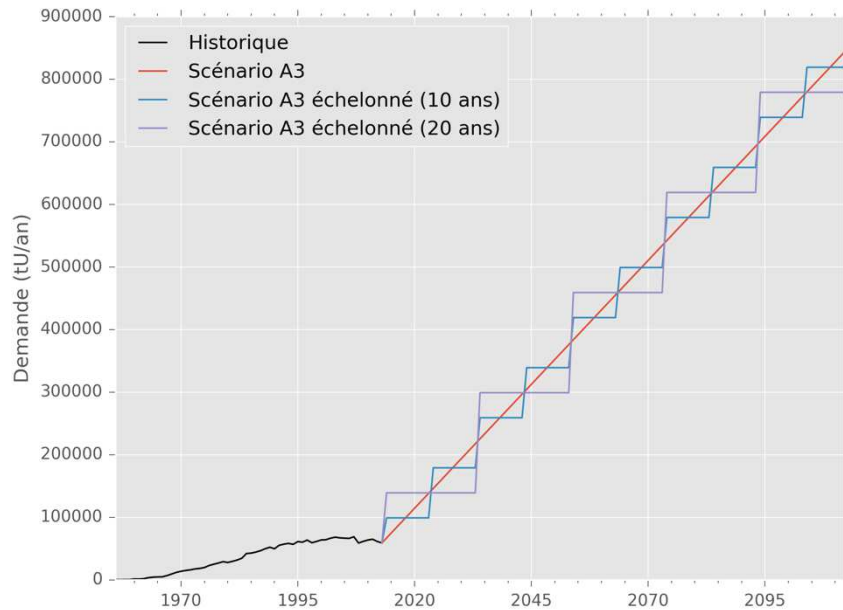


Figure VI-12 – Scénario de demande A3 : échelonnement de 10 et 20 ans

3.1.2 Résultats

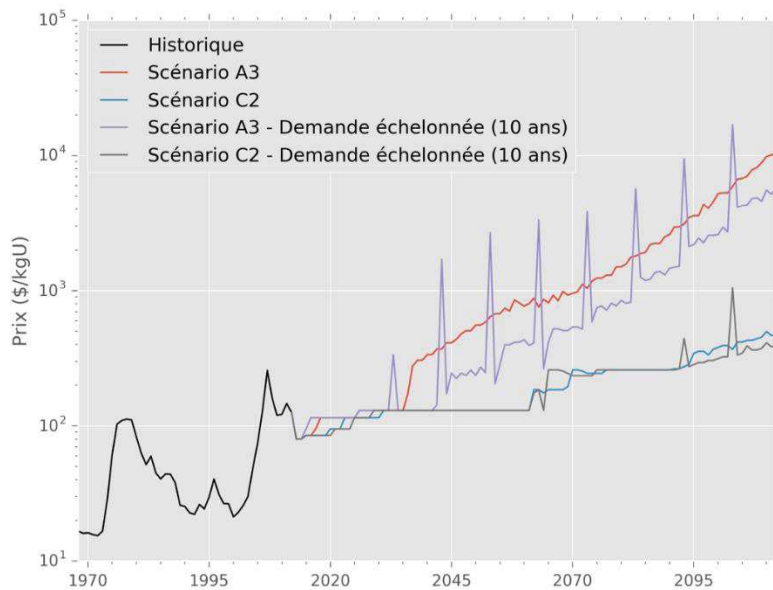


Figure VI-13 – Influence de l'échelonnement de la demande sur l'évolution du prix de l'uranium

La Figure VI-13 compare l'évolution du prix de l'uranium pour les deux scénarios de demande A3 et C2, selon qu'elle est échelonnée ou non. On constate que l'échelonnement du besoin introduit une cyclicité du prix. L'étude de l'évolution de la rente de rareté montre que les pics de prix lui sont attribuables, ce qui explique que la cyclicité s'observe particulièrement bien avec le scénario A3 (demande en croissance forte) pour lequel la rente de rareté est introduite dès 2040 lorsque le ratio R/P mondial atteint 60 ans et qu'on l'observe légèrement et tardivement avec le scénario C2 (la rente de rareté n'apparaît qu'à la fin du siècle). De plus, l'étude de sensibilité réalisée avec le scénario A3

montre que la périodicité du besoin d'uranium se reporte directement sur la périodicité des cycles de prix (Figure VI-14).

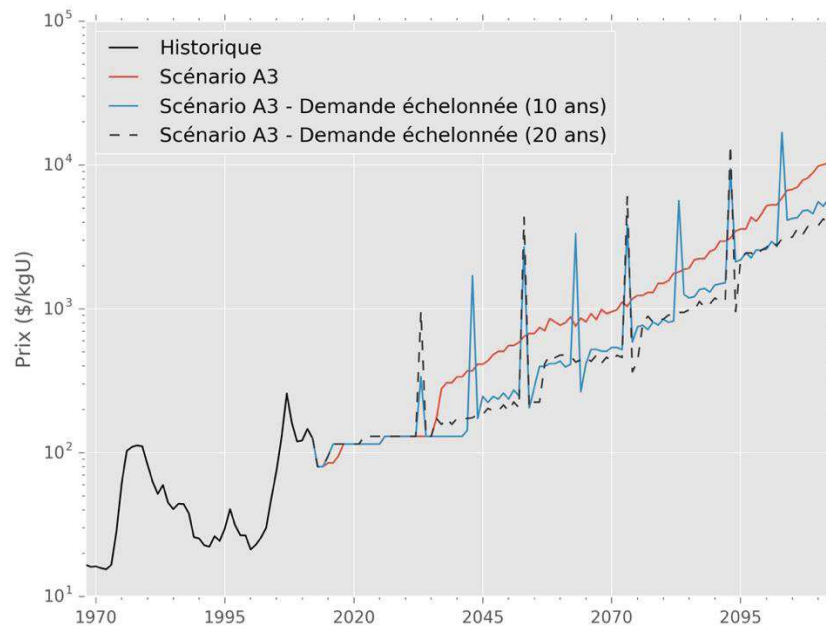


Figure VI-14 – Sensibilité de l'évolution du prix vis-à-vis du niveau d'échelonnement de la demande

Comme au § 1.3, il est intéressant d'étudier le coût moyen pour le consommateur sur toute la période (2013-2113), c'est-à-dire le prix de l'uranium pondéré par la demande. Dans le scénario où les écarts de prix sont les plus marqués (A3), on constate que le coût moyen de l'uranium au XXI^e siècle est 36% moins élevé lorsque la demande est échelonnée. Cet écart est non négligeable et il est intéressant de noter que **lorsque les marges de sécurité d'approvisionnement sont faibles (ratio R/P bas), l'échelonnement des besoins est une meilleure stratégie du point de vue du consommateur.** Néanmoins, l'interprétation de ces résultats a des limites : tout d'abord, déployer les réacteurs par parc constitue des pics d'investissement pour le consommateur. De plus, les pics de prix mis en évidence sur la Figure VI-13 sont un facteur de risque important pour les consommateurs. Dans la pratique, on constate que les volumes contractualisés au prix spot ont tendance à diminuer lors des « pics de prix ». Les consommateurs préfèrent ainsi négocier l'uranium par des contrats long terme pour se prémunir des fluctuations à court terme (en partie seulement, car les contrats long terme restent souvent indexés sur le spot) et cela peut diminuer l'amplitude des cycles de prix. Le modèle ne distingue pas les volumes contractualisés au prix spot (plus sensible aux fluctuations de court terme) de ceux contractualisés au prix long terme. Même si l'on connaissait l'aversion au risque des consommateurs, il serait donc malgré tout difficile de dire quelle stratégie d'échelonnement des besoins serait la meilleure sans modéliser les différents types de contrats.

3.2 Déploiement de réacteurs à neutrons rapides

3.2.1 Scénario étudié : déploiement de RNR à partir de 2040 sous contrainte de disponibilité du plutonium

La deuxième variation sur la demande d'uranium que nous proposons d'étudier concerne l'introduction d'une nouvelle technologie de réacteur nucléaire. Comme nous l'avons vu au Chapitre I, les réacteurs à neutrons rapides utilisent l'uranium beaucoup plus efficacement que les réacteurs à eau. Pour démarrer, ces réacteurs ont besoin de matière fissile (uranium enrichi ou plutonium), mais une fois en fonctionnement, ils produisent eux-mêmes la matière fissile dont ils ont besoin (réacteurs isogénérateurs) et ne nécessitent plus que l'apport d'isotope 238 de l'uranium, disponible en abondance dans les stocks d'uranium appauvri.

Bien que cette technologie fasse figure de technologie *backstop* (technologie de substitution si le prix de l'uranium naturel devient trop élevé), elle fait face à deux défis :

- Au stade des recherches et du développement actuel, les coûts de construction de ces réacteurs sont supérieurs à ceux des réacteurs à eau légère.
- Si les RNR sont démarrés avec de l'uranium enrichi, ils rentrent en concurrence avec les technologies actuelles pour l'approvisionnement en uranium, même si les quantités nécessaires sont moins importantes à l'échelle d'un réacteur que les besoins d'un réacteur à eau légère sur toute sa durée de vie. S'ils sont démarrés avec du plutonium, la question de la disponibilité du plutonium se pose sachant que cet élément n'existe pas à l'état naturel, mais qu'il se trouve dans le combustible utilisé des réacteurs à eau légère.

Dans tous les cas, les RNR ne sont donc pas un substitut parfait aux réacteurs à eau légère puisqu'ils ne se passent pas entièrement d'uranium naturel lorsqu'ils sont démarrés à l'uranium enrichi et qu'ils ont besoin des réacteurs à eau légère pour leur fournir du plutonium dans l'autre cas. Dans ce paragraphe, nous étudions des réacteurs RNR démarrés au plutonium.

L'incertitude sur la date à laquelle la technologie RNR devient compétitive par rapport à la technologie REL ne fait pas intervenir que l'évolution du prix de l'uranium : les incertitudes sur l'écart de dépenses d'investissement entre les deux technologies sont aussi déterminantes [139]. Ce deuxième point sort du cadre de cette thèse.

Nous proposons donc d'étudier un cas « volontariste » où, indépendamment du prix de l'uranium et de la compétitivité des deux technologies, des réacteurs RNR sont déployés de façon prioritaire à partir de 2040 pour répondre à la demande d'électricité d'origine nucléaire. Baschwitz [11] montre qu'avec les scénarios de demande d'électricité A3 et C2, la contrainte de disponibilité du plutonium empêche de construire exclusivement des RNR¹⁵⁰. Il reste nécessaire de construire des réacteurs à eau légère après 2040 pour satisfaire la demande d'électricité et la demande d'uranium naturel associée reste donc importante.

En termes de demande d'uranium naturel, les deux trames technologiques considérées (REL seuls en cycle ouvert comme au § 1 et REL+RNR selon disponibilité du plutonium) sont représentées sur la Figure VI-15. Les deux scénarios de production électronucléaire A3 et C2 sont comparés et on constate que dans les deux cas, la demande d'uranium reste croissante après 2040.

¹⁵⁰ La démonstration s'appuie sur l'utilisation du modèle GRUSS simulant au niveau mondial l'évolution du cycle du combustible.

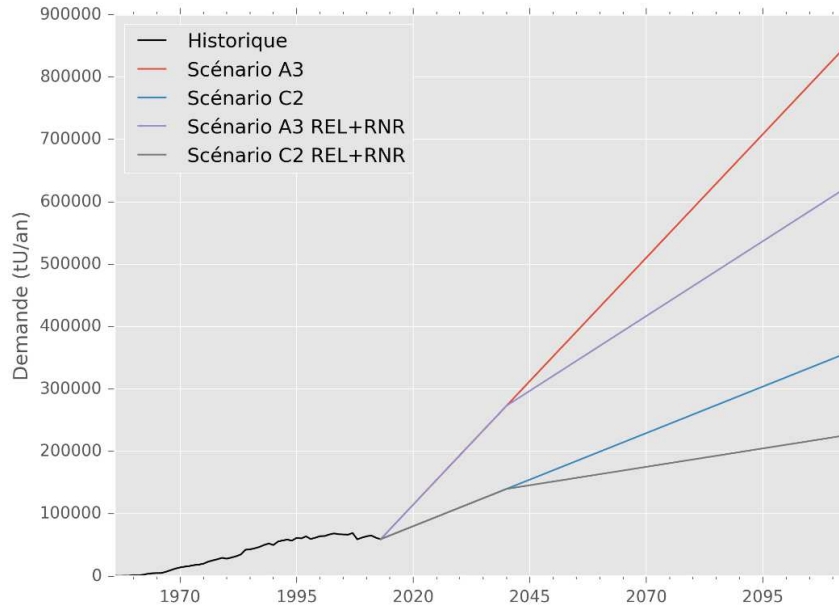


Figure VI-15 – Scénarios de demande avec ou sans déploiement de RNR en 2040

3.2.2 Résultats

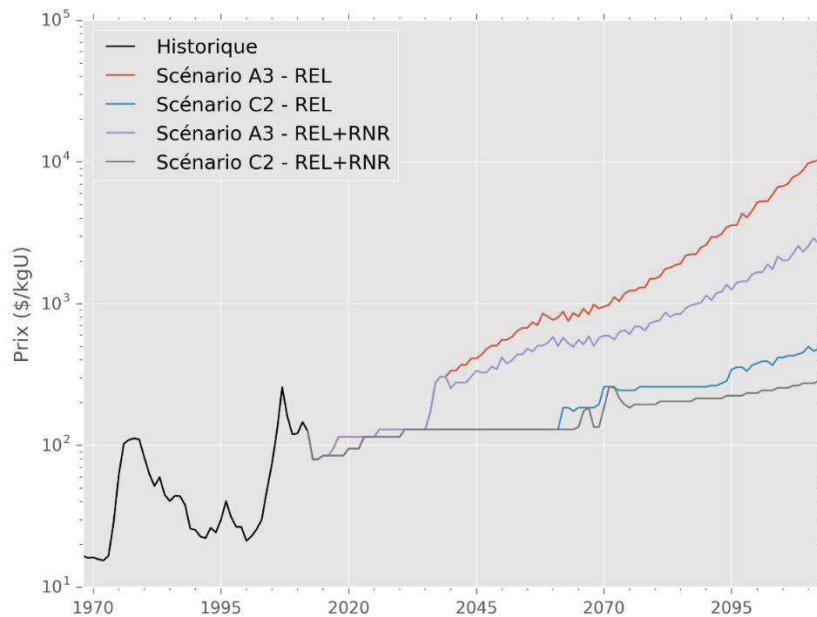


Figure VI-16 – Influence du déploiement de RNR à partir de 2040 sur l'évolution du prix de l'uranium

La Figure VI-16 représente l'influence du déploiement des RNR sur l'évolution du prix de l'uranium. On constate que l'introduction des RNR en 2040 freine la croissance du prix dans les deux scénarios étudiés, mais de façon particulièrement importante dans le scénario A3 (demande en croissance forte) : le prix est réduit de plus de 50% en 2100 (25% avec le scénario C2). On remarque que même si la tendance à long terme du prix de l'uranium reste croissante après l'introduction des RNR, l'écart de

prix par rapport à la trame technologique de référence (déploiement de REL en cycle ouvert uniquement) augmente avec le temps. Enfin, on souligne que l'effet de l'introduction des RNR sur le prix de l'uranium est immédiat dans le cas du scénario A3 (croissance forte de la production électronucléaire), alors qu'il n'intervient qu'une vingtaine d'années après dans le cas du scénario C2 (croissance modérée). Cette différence s'explique en partie par le fait que le parc de réacteurs REL est plus important dans le scénario A3 en 2040, ce qui rend disponible davantage de plutonium et permet donc de construire plus de réacteurs RNR. Les économies en termes de besoins d'uranium naturel se font ainsi ressentir plus rapidement.

4 CONCLUSION

Le Chapitre VI a permis d'utiliser le modèle développé pour produire une série de simulations prospectives. Au § 1, l'étude du cas de référence (déploiement régulier de réacteurs à eau légère au XXI^e siècle) montre qu'une croissance (modérée ou forte) de la demande d'uranium se répercutera sur le prix pour le consommateur. Le coût du combustible nucléaire devrait donc croître au XXI^e siècle. Bien que cela ne nous permette pas de conclure sur la compétitivité du nucléaire face aux autres modes de production d'électricité¹⁵¹, on peut affirmer que cela affectera favorablement la compétitivité des réacteurs à neutrons rapides (qui utilisent plus efficacement l'uranium) face aux technologies nucléaires actuelles.

On retient également que l'Afrique, l'Australie et la région « reste du monde », au sein de laquelle figurent des acteurs importants comme la Russie et la Chine, sont amenées à jouer un rôle plus important au XXI^e pour l'approvisionnement en uranium. Pour autant, aucun indice ne préfigure une prise de position dominante d'une région particulière. Néanmoins, le rôle accru de certaines d'entre elles nous indique que des risques spécifiques aux États (arrêt ou hausse rapide de production) pourraient affecter la disponibilité de l'uranium et doivent donc être considérés dans le cadre d'études prospectives.

C'est l'objet d'un des cas simulés dans la 2^e partie du Chapitre VI (§ 2 et 3). Dans cette partie, on a étudié plusieurs variations de l'offre et de la demande par rapport au cas de référence du § 1. Les résultats obtenus montrent qu'un arrêt de la production d'un pays comme l'Australie se traduirait par un épisode de fluctuation des prix suivi d'un écart de prix résiduel par rapport au cas de référence. Cet écart se maintient à long terme et est d'autant plus important que l'arrêt de la production a lieu tôt. On a aussi montré qu'un doublement de la production d'un pays comme le Kazakhstan introduirait de même des fluctuations de prix à court et moyen terme, mais avec une incidence négligeable à long terme. Enfin, les variations étudiées qui concernent la demande d'uranium ont confirmé un résultat important : la demande d'uranium est la variable de premier ordre qui influence l'évolution du prix de l'uranium. Les résultats ont ainsi montré qu'un déploiement des réacteurs à un rythme irrégulier introduisait une cyclicité du prix. En diminuant la demande d'uranium naturel, le déploiement « volontariste »¹⁵² de réacteurs RNR en 2040 limite la hausse du prix de l'uranium. La simulation de ce cas montre un écart de prix par rapport au cas de référence particulièrement important. Cet écart augmente avec le temps lorsque la production électronucléaire croît fortement (scénario A3).

L'intérêt de ces simulations prospectives est multiple. Elles ont permis d'identifier les déterminants de la disponibilité de l'uranium, en testant quelques hypothèses de scénarios possibles. C'est donc un outil d'analyse, que ce soit pour un producteur minier, un électricien ou un décideur politique. Cet outil pourrait être complété par un arbre de décisions en probabilisant les différents scénarios pour que le décideur puisse optimiser sa stratégie (maximisation du profit, stratégie du moindre regret, etc.). Sur un plan plus académique, la robustesse du modèle à des impulsions de certaines variables a été testée. Les résultats montrent que le modèle développé est robuste face aux variations brutales de l'offre ou de la demande : la réponse du modèle en termes de prix converge dans tous les cas étudiés vers une tendance de long terme (identique ou décalée par rapport au cas de référence). En revanche, l'étude du cas où la demande d'uranium n'est pas linéarisée a montré que le modèle pouvait ne pas converger lorsque des variations de demande (même de faible intensité) sont appliquées dans la durée. Ce point

¹⁵¹ Il faudrait pour cela étudier et modéliser l'évolution des coûts des autres sources d'électricités ainsi que l'évolution des coûts d'investissement du nucléaire.

¹⁵² Déploiement limité seulement par la disponibilité du plutonium.

pourrait faire l'objet d'une amélioration du modèle en intégrant explicitement les stocks stratégiques qui peuvent exister aux différentes étapes du cycle du combustible et qui peuvent permettre de gérer les variations de demande de faible intensité.

D'autres limites liées au modèle développé empêchent une interprétation plus fine des résultats de simulation, voire nécessitent de prendre des précautions particulières lors de l'interprétation :

- Le modèle développé ne permet pas de particulariser la demande d'uranium des différentes régions (la demande est mondiale). Les données d'entrée disponibles (scénarios de production électronucléaire mondiaux) ont conduit à ce choix de modélisation. C'est une amélioration intéressante qui pourrait être apportée au modèle puisqu'elle permettrait de prendre en compte des stratégies spécifiques pour les régions « productrices et consommatrices d'uranium » ou « productrices, mais non-consommatrices » ou « consommatrices, mais non-productrices ».
- Le modèle développé ne prend pas non plus en compte les deux formes de contrats principales sur lesquelles s'appuient les échanges d'uranium aujourd'hui : contrats spot et contrat long terme. Il ne produit qu'un seul indicateur de prix. Cela limite l'interprétation des résultats faisant apparaître une certaine cyclicité des prix puisqu'il semble que les consommateurs tendent à limiter le recours aux contrats spot (dont l'index des prix est le plus volatil) lors des pics de prix pour se prémunir de ces fluctuations.

Enfin, les simulations prospectives analysées dans ce chapitre partagent les limites de toute étude prospective : elles ne peuvent être exhaustives. On rappelle donc que les résultats des simulations précédentes doivent être utilisés avec précaution. En particulier, ils ne valent que pour des scénarios de production électronucléaire et de demande d'uranium croissante.

CONCLUSION GÉNÉRALE

1 PRINCIPAUX RÉSULTATS

Les deux objectifs principaux de cette thèse étaient d'identifier les paramètres clés de la disponibilité des ressources d'uranium au XXI^e siècle, de mesurer leur importance relative (par exemple en estimant leur influence sur une variable comme le prix de l'uranium). Il s'agissait aussi d'apporter des éléments de réponse aux questions qui y sont liées : compétitivité du nucléaire face aux autres sources d'électricité, compétitivité des technologies nucléaires en développement face aux technologies actuelles, capacité des producteurs miniers à approvisionner en uranium un parc nucléaire mondial en croissance, etc.

Les deux premiers objectifs ont été déclinés en trois axes de recherche liés à la demande d'uranium, à l'offre d'uranium et aux mécanismes du marché de l'uranium. Chacun de ces déterminants économiques influence la disponibilité des ressources d'uranium à long terme. Pour le montrer, ils ont dans un premier temps été étudiés séparément : la demande au Chapitre I, l'offre au Chapitre II et au Chapitre III et les mécanismes de marché au Chapitre IV. Enfin, à travers une l'analyse de la sensibilité des paramètres d'un modèle de marché, puis des simulations prospectives, le Chapitre V et le Chapitre VI ont permis d'étudier les trois déterminants conjointement et d'apporter des éléments de réponse aux questions liées à la disponibilité des ressources.

Le Chapitre I a montré que la demande d'uranium naturel pouvait dans une certaine mesure être considérée comme inélastique, notamment du fait de la faible substituabilité de l'uranium, du coût d'opportunité élevé lié au manque d'uranium et de la longue durée de vie des réacteurs. Il a aussi souligné la croissance importante que pourrait connaître le parc nucléaire mondial au XXI^e siècle si des contraintes économiques ou politiques en font une variable d'ajustement pour diminuer les émissions de GES. Par la suite, nous avons montré (Chapitre IV et Chapitre V) que le scénario de demande d'uranium est le paramètre qui influence le plus significativement l'évolution du prix de l'uranium à long terme.

Le Chapitre II et le Chapitre III ont permis d'étudier l'offre d'uranium sous un angle statique et absolu, c'est-à-dire en s'affranchissant, grâce à un filtre économique, des conditions et des contraintes de marché actuelles. Une méthode a ainsi été proposée pour estimer les ressources ultimes d'uranium (c'est-à-dire l'ensemble des ressources découvertes, non découvertes et déjà extraites) et leurs coûts de production associés (qu'ils soient ou non supérieurs au prix actuel). Cette méthode a montré qu'une part importante des ressources d'uranium restait à découvrir et qu'il était pertinent d'estimer les ressources à une échelle régionale. Elle inclut également des améliorations significatives par rapport aux méthodes existantes (notamment la prise en compte des économies d'échelle dans l'estimation des coûts), même si plusieurs paramètres importants introduisent des incertitudes significatives dans l'estimation (par exemple : le prix de marché actuel utilisé par le filtre économique, le taux d'actualisation retenu pour l'estimation des coûts de production, la limite de profondeur des gisements pris en compte). Cependant, par la suite nous avons montré (Chapitre V) que l'estimation des ressources ultimes d'uranium n'influence qu'au second ordre l'évolution du prix de l'uranium à long terme.

Les estimations précédentes s'appuient sur l'hypothèse que l'uranium est un « produit primaire » (issu de gisements où il est le seul produit valorisé). Une digression a donc été faite au Chapitre II pour analyser l'importance potentielle de ressources dites « non conventionnelles » pour lesquelles l'uranium est un coproduit ou un sous-produit. Notre analyse s'est focalisée sur l'estimation du potentiel d'une ressource non conventionnelle particulière : l'uranium présent dans les cendres de

charbon. Comme pour l'uranium qu'on envisage d'extraire en sous-produit des roches phosphatées, le potentiel de production d'uranium à partir des cendres de charbon est limité par la production du produit primaire et nous avons montré qu'il n'excéderait pas 1 ktU/an au XXI^e siècle, soit une partie négligeable des besoins.

Le Chapitre IV a permis d'analyser la structure du marché de l'uranium et les contraintes dynamiques que les mécanismes du marché appliquent à l'offre d'uranium. Nous avons ainsi montré qu'il existait un lien causal entre le prix de l'uranium et les dépenses d'exploration (cette relation a fait l'objet d'une modélisation économétrique spécifique) ou encore qu'il existait une corrélation entre le coût des découvertes et les dépenses d'exploration cumulées. Dans l'optique du développement d'un modèle de marché de l'uranium, l'analyse des mécanismes a conduit à des choix de modélisation originaux : par exemple, les résultats peu convaincants obtenus lorsque la théorie de Hotelling a été testée dans le cas de l'uranium nous ont conduits à définir une rente de rareté particulière dans le modèle, en utilisant le ratio R/P mondial comme indicateur de rareté. De même, une extension de la théorie de Hubbert nous a permis d'utiliser le ratio R/P à l'échelle régionale pour modéliser les contraintes sur les capacités de production.

Le Chapitre V a introduit un modèle de marché de l'uranium (modèle économique déterministe d'équilibre partiel) qui apporte des améliorations significatives par rapport aux modèles existants, notamment la possibilité d'étudier la disponibilité de l'uranium sur le long terme en incluant l'estimation des ressources ultimes et une activité d'exploration endogène, ou encore la possibilité de prendre en compte les principales contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre d'uranium en introduisant des paramètres dont on peut interpréter le sens économique (contrainte d'anticipation de la demande par exemple). En introduisant successivement ces contraintes, puis grâce à une analyse de sensibilité fondée sur des scénarios de demande d'uranium croissante, nous avons identifié plusieurs éléments déterminants pour la disponibilité de l'uranium à long terme :

- Le lien causal entre le prix et les dépenses d'exploration n'a pas de rétroaction directe sur le prix à long terme : des dépenses d'exploration particulièrement faibles tendent à diminuer les marges de sécurité d'approvisionnement (le ratio R/P mondial), mais n'augmentent pas directement le prix.
- En revanche, la contrainte d'anticipation de la demande (ratio R/P minimum au niveau mondial) introduit la rente de rareté sur le marché, ce qui se traduit par un maintien des marges de sécurité, mais aussi par une hausse du prix de l'uranium à long terme.
- Enfin, les rentes différentielles (modélisées dans le cadre d'un marché d'oligopole où les acteurs sont régionalisés) ont une influence sur l'évolution du prix qui se limite au court et au moyen terme.

D'autres paramètres ont été identifiés comme ayant une importance secondaire dans les scénarios de demande croissante étudiés (paramètres liés aux contraintes de production régionales et à la dynamique de production des ressources identifiées notamment) : ils influencent les coûts de production (et donc les rentes différentielles) et/ou les parts de marché. Enfin, on a montré l'influence faible de l'estimation des ressources ultimes comparée aux autres paramètres étudiés.

Enfin, grâce à une série de simulations prospectives, le Chapitre VI apporte des éléments de réponses aux questions liées à la disponibilité de l'uranium. Un résultat important, déjà entrevu lors de l'étude de sensibilité, ressort de ces simulations : si la demande d'uranium croît au XXI^e siècle, les consommateurs d'uranium paieront un prix supérieur au prix actuel. De plus, en l'absence d'anticipation de la demande, une croissance soutenue des besoins diminuerait fortement les marges de sécurité d'approvisionnement. Nous avons aussi montré dans le cas de référence étudié (cas où les réacteurs à eau restent la technologie nucléaire dominante au XXI^e siècle) que trois régions (l'Afrique, l'Australie et le « reste du monde » qui inclut notamment la Russie et la Chine) sont amenées à jouer

un rôle plus important au XXI^e siècle pour l'approvisionnement d'uranium. Parallèlement, deux variations de l'offre ont été étudiées. La première a montré que l'arrêt de production d'une région comme l'Australie conduirait à une augmentation plus précoce du prix et un écart de prix maintenu à long terme. La deuxième a montré qu'un doublement de la production d'une région comme le Kazakhstan entraînerait des fluctuations de prix à court et moyen terme, mais avec cette fois des conséquences limitées à long terme. Enfin, deux variations de la demande ont été étudiées. La première a montré que le rythme de déploiement des réacteurs avait une incidence sur le prix : un déploiement par paliers successifs entraînerait des fluctuations de prix cycliques. Nous avons également montré qu'un déploiement volontariste de réacteurs à neutrons rapides (uniquement limité par la disponibilité du plutonium) limiterait la hausse du prix de l'uranium, sans toutefois l'annuler.

2 DISCUSSION

Cette thèse a pris le parti de s'appuyer principalement sur des outils de modélisation pour identifier les paramètres clés de la disponibilité des ressources d'uranium à long terme et en étudier la sensibilité. Bien que nous ayons justifié chaque choix de modélisation et discuté les simplifications que cela impliquait, il convient de rappeler les limites de cette étude.

Concernant la demande, nous avons supposé que celle-ci restait peu élastique. En tenant compte d'une baisse des teneurs de rejet à long terme et du recyclage du combustible dans le cas du déploiement de réacteurs à neutrons rapides, une certaine élasticité a été considérée. Toutefois, l'élasticité liée à l'apport de certaines ressources secondaires d'uranium a été négligée et nous avons noté à plusieurs reprises que cette approximation pouvait être discutée et faire l'objet d'améliorations. Par exemple, même si les stocks stratégiques d'uranium existent actuellement en quantités relativement faibles par rapport aux besoins à venir au XXI^e siècle, leur volume croît (notamment du fait de la stratégie d'approvisionnement de la Chine). Si ces stocks continuent de croître à court terme puis sont sollicités au XXI^e siècle, il est possible que les résultats que nous obtenons sous-estiment légèrement la hausse du prix de l'uranium à court et moyen terme et la surestiment légèrement à long terme. Dans tous les cas, le modèle que nous avons développé gagnerait à intégrer les variations de stocks stratégiques, notamment pour des études du marché de l'uranium à court et moyen terme. Nous avons aussi noté que l'importance de certaines sources secondaires d'uranium (par exemple l'enrichissement d'uranium appauvri) et la baisse de la teneur de rejet à l'enrichissement dépendaient du prix de l'uranium et des coûts d'enrichissement. La diminution de la teneur de rejet dans les scénarios de demande d'uranium que nous utilisons a été calculée indépendamment des résultats de notre modèle (scénarios tirés de la littérature). Les hypothèses de calcul se basent sur une hausse du prix de l'uranium proche de celle que nous obtenons, mais le modèle gagnerait en précision s'il calculait de façon dynamique la teneur de rejet optimale (c'est-à-dire en exploitant nos résultats d'évolution du prix de l'uranium et des hypothèses supplémentaire sur l'évolution des coûts d'enrichissement). Cette amélioration permettrait d'intégrer une élasticité endogène de la demande d'uranium naturel et permettrait également de tenir compte des stocks d'uranium appauvri.

Concernant l'offre, nous avons identifié les limites et les incertitudes du modèle d'estimation des ressources ultimes. Même si quelques améliorations sont possibles (prise en compte de la profondeur des gisements, augmentation du nombre de données utilisées pour calibrer les fonctions de coût), elles devraient rester marginales tant les quantités de ressources « non découvertes » et leurs coûts de production associés sont incertains par nature. Nous avons vu que ces incertitudes n'étaient pas problématiques pour l'étude à long terme de scénarios de demande d'uranium croissante, mais elles pourraient affecter les résultats pour d'autres scénarios.

Concernant les mécanismes de marché et les contraintes dynamiques qui s'appliquent à l'offre, nous avons souligné que des incertitudes subsistent dans l'estimation des coûts de production et des rentes différentielles du fait que les mines ne sont pas discrétisées dans le modèle. Si ces incertitudes ont une importance limitée lorsque les scénarios étudiés correspondent à une demande d'uranium croissante à long terme (la rente de rareté devient généralement prépondérante sur la rente différentielle dans ce cas), le modèle nécessiterait d'être amélioré pour d'autres utilisations. Pour des applications à court et moyen terme, une autre approximation peut limiter l'utilisation du modèle : l'hypothèse selon laquelle la production passée d'uranium (qu'il faut retirer aux ressources ultimes pour ne prendre en compte que les ressources identifiées et « non découvertes ») n'est issue que des meilleurs gisements (ceux dont le coût de production est le plus faible). Néanmoins, avec la méthodologie que nous proposons et en l'absence de données sur les coûts de production passés, cette limite ne peut être levée et on préférera peut-être un des modèles de marché mentionnés lors de la revue bibliographique, plus adaptés aux études de court et moyen terme.

Enfin, indépendamment des simplifications nécessaires à la modélisation, il est important de rappeler certaines limites d'interprétation des résultats de cette thèse, concernant les questions liées à la disponibilité des ressources d'uranium et concernant les études prospectives en général.

Concernant les questions liées à la disponibilité des ressources d'uranium, les résultats de cette thèse sur l'évolution du prix de l'uranium peuvent nourrir une réflexion sur la compétitivité du nucléaire et la compétitivité des réacteurs à neutrons rapides par rapport aux technologies nucléaires actuelles. Néanmoins, il ne s'agit que d'éléments de réponses et en l'absence d'une analyse complémentaire sur l'évolution des autres coûts (coût des autres modes de production d'électricité, coûts d'investissements et d'exploitation du nucléaire), il n'est pas possible de conclure sur l'évolution de la compétitivité. Toutefois, dans le cas de la comparaison entre RNR et réacteurs actuels, on peut affirmer qu'une hausse du prix de l'uranium ne peut être que favorable à la compétitivité des réacteurs à neutrons rapides.

Concernant les études prospectives en général, leur principale limite est sous doute le manque d'exhaustivité des scénarios envisagés. Il est toujours nécessaire de formuler des hypothèses qui restreignent le champ des possibles. Dans cette thèse, nous avons par exemple supposé implicitement que l'économie de marché que nous connaissons actuellement perdurerait au XXI^e siècle. Nous avons aussi supposé implicitement qu'il n'y aurait pas de rupture technologique dans les méthodes de production d'uranium. Nos résultats seraient sans doute remis en cause si, dans les années à venir, une nouvelle technologie permettait d'extraire l'uranium de l'eau de mer à un coût comparable aux coûts miniers et avec un rendement énergétique acceptable : il s'agirait d'une vraie ressource *backstop* dont le coût de production pourrait constituer un plafond de prix.

3 PERSPECTIVES

Les méthodes proposées dans cette thèse et les résultats obtenus ouvrent plusieurs perspectives d'application.

Sur le plan méthodologique, cette étude pourrait être répliquée pour l'étude d'autres matières premières. Le marché et l'industrie minière de l'uranium ont certes des spécificités, mais au prix de quelques modifications, les deux modèles développés (modèle d'estimation des ressources ultimes et modèle de marché) pourraient servir à l'étude d'autres métaux. La principale difficulté à une telle transposition serait sans doute la disponibilité des données (économiques et géologiques), l'uranium

étant, après le pétrole et le gaz, une commodité relativement bien documentée par rapport aux autres ressources minérales.

Parallèlement, les résultats obtenus sur l'évolution du prix de l'uranium à long terme peuvent être le fondement d'études de compétitivité. Les études traitant de la compétitivité du nucléaire à long terme avec d'autres modes de production d'électricité ou bien de la compétitivité des réacteurs RNR par rapport aux REL considèrent généralement le prix de l'uranium comme un simple paramètre de sensibilité. Couplés à des scénarios d'évolution d'autres coûts (coûts d'investissement, coût d'exploitation et de combustible des réacteurs REL et RNR, coût des autres modes de production d'électricité), les résultats de notre modèle de prix endogène éclaireraient plus finement ces questions de compétitivité. Soulignons toutefois de nouveau que de telles études prospectives seront toujours limitées par le manque d'exhaustivité des scénarios considérés : doit-on supposer que le modèle économique actuel des réacteurs nucléaires (investissement élevé, coût du combustible faible) perdurera ou évoluera si la taille des réacteurs diminue ou si ceux-ci servent d'ajustement à l'intermittence d'énergies renouvelables ? Doit-on envisager des ruptures technologiques dans les autres secteurs de production d'électricité ou de stockage d'électricité ?

Bien qu'ils ne sachent couvrir tout le champ des possibles, les scénarios prospectifs peuvent être probabilisés et ainsi aider à la prise de décisions. C'est sans doute la perspective la plus intéressante qu'ouvre cette thèse : le modèle de marché développé permet de traiter une grande variété de scénarios et ceci pourrait alimenter un arbre de décisions. Un tel outil d'analyse pourrait servir aux producteurs miniers, aux électriciens ou encore aux décideurs politiques, afin d'optimiser leur stratégie à long terme (maximisation du profit, stratégie du moindre regret, etc.).

RÉFÉRENCES

- [1] A-Cap Resources, « A-Cap Resources: Uranium & Coal development company », juin-2013. &prodno=5260.0.55.002&issue=2014-15&num=&view=. [Consulté le: 15-avr-2016].
- [2] R. Adams, « Turning coal ash into energy », *Atomic Insights*, 21-juin-2007. [En ligne]. Disponible sur: <http://atomicinsights.com/turning-coal-ash-into-energy/>. [Consulté le: 11-déc-2013].
- [3] American Coal Ash Association, « CCPs production & use charts », 2013.
- [4] AREVA, « Document de référence 2013 », Rapport annuel, 2014.
- [5] Areva Mines, « Areva Technical Days », présenté à Areva Technical Days, 18-sept-2012.
- [6] Asian Coal Ash Association, « Fly ash utilization in China: Market landscape and policy analysis », oct-2010.
- [7] Assemblée Nationale, « Compte rendu de la Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim », Assemblée nationale, Compte rendu d'audience 15, févr. 2014.
- [8] Australian Bureau of Statistics, « Estimates of Industry Multifactor Productivity », *Australian Bureau of Statistics website*, 04-déc-2015. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.abs.gov.au/AUSSTATS/abs@.nsf/Latestproducts/5260.0.55.002Main%20Features12014-15?opendocument&tabname=Summary>
- [9] A. Auzans, E. Schneider, R. Flanagan, et A. Tkaczyk, « A Mine-Based Uranium Market Clearing Model », *Energies*, vol. 7, n° 11, p. 7673-7693, nov. 2014.
- [10] A. A. Bartlett, « An Analysis of U.S. and World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves », *Mathematical Geology*, vol. 32, n° 1, p. 1-17, janv. 2000.
- [11] A. Baschwitz, C. Loaec, J. Fournier, M. Delpech, et F. Legée, « Long term prospective on the electronuclear fleet: from GEN II to GEN IV », in *Proceedings of the Global 2009 congress - The Nuclear Fuel Cycle: Sustainable Options & Industrial Perspectives*, Paris, France, 2009.
- [12] D. Baupin, *Rapport de la commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim*, vol. 1, 2 vol. Assemblée nationale, 2014.
- [13] BHP Billiton, « Australian Site Tour - Olympic Dam », 31-oct-2008.
- [14] F. Bidault, « Rentes minières et transferts internationaux », *Cahiers d'économie politique*, vol. 5, n° 1, p. 75-84, 1979.
- [15] B. Boullis, « The nuclear fuel cycle », *Clefs CEA*, n° 61, p. 18-22, avr-2013.

- [16] J. W. Brinck, « MIMIC - La prédiction des ressources minérales et de la tendance à long terme des prix dans l'industrie minière des métaux non ferreux ne relève plus du domaine de l'utopie. », *Eurospectra*, vol. 10, n° 2, p. 46-56, juin 1971.
- [17] J. W. Brinck, « Calcul des ressources mondiales d'uranium », *Bulletin de la communauté européenne de l'énergie atomique*, vol. 6, n° 4, p. 109-114, déc. 1967.
- [18] British Petroleum, « Statistical review of the world energy 2015 », British Petroleum, 2015.
- [19] Cameco, « Uranium Price », *Cameco Website*, 2016. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cameco.com/invest/markets/uranium-price>. [Consulté le: 20-avr-2016].
- [20] Cameco, « Annual Report 2015 », 2016.
- [21] Cameco, « Annual Report 2013 », 2014.
- [22] C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, T. Duquesnoy, et A. Baschwitz, « Nuclear and intermittent renewables: Two compatible supply options? The case of the French power mix », *Energy Policy*, vol. 95, p. 135-146, août 2016.
- [23] CEA, « Mémento sur l'énergie, édition 2015 », Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, 2015.
- [24] CEA, « Elecnucl, édition 2015 », Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, 2015.
- [25] M. L. Chavez-Martinez, « A potential supply system for uranium based upon a crustal abundance model », 1982.
- [26] Commissariat à l'Energie Atomique, *Le fonctionnement d'un réacteur nucléaire*. 2002.
- [27] Commissariat à l'Energie Atomique, *Le cycle du combustible nucléaire*. 2002.
- [28] Commission de Régulation de l'Energie, « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel T2 2015 ».
- [29] Conseil de l'Union Européenne, « Directive 2009/119/CE du conseil du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers », *Journal officiel de l'Union européenne*, p. 9-23, oct-2009.
- [30] J. Cornillot, « Combustibles solides : charbon, de l'extraction à la combustion », *Techniques de l'Ingénieur*, be8533, oct. 2007.
- [31] CRU International, « An Overview of the Uranium Mining Industry of Kazakhstan », présenté à Kazakhstan Business Forum, oct-2010.
- [32] J. T. Cuddington et G. Nülle, « Variable long-term trends in mineral prices: The ongoing tug-of-war between exploration, depletion, and technological change », *Journal of International Money and Finance*, 2013.
- [33] M. Cuney, « The extreme diversity of uranium deposits », *Miner Deposita*, vol. 44, n° 1, p. 3-9, nov. 2008.
- [34] F. J. Dahlkamp, *Uranium ore deposits*. 1993.
- [35] F. J. Dahlkamp, *Uranium Deposits of the World: Asia*. Springer, 2009.
- [36] P. Darling, *SME Mining Engineering Handbook, Third Edition*. SME, 2011.
- [37] H. I. De Wolde et J. W. Brinck, « The estimation of mineral resources by the computer program "IRIS" », Commission of the European Communities, EUR4607e, 1971.

- [38] K. Deffeyes et I. MacGregor, « Uranium Distribution in Mined Deposits and in the Earth's Crust », Princeton Univ., NJ (USA). Dept. of Geological and Geophysical Sciences, GJBX-1(79), août 1979.
- [39] K. S. Deffeyes et I. D. MacGregor, « World Uranium Resources », *Scientific American*, vol. 242, n° 1, p. 66-76, janv. 1980.
- [40] M. W. Drew, « US uranium deposits: A geostatistical model », *Resources Policy*, vol. 3, n° 1, p. 60 - 70, mars 1977.
- [41] R. G. Eggert, « Mineral exploration and development: risk and reward », présenté à Staking a Claim for Cambodia, Phnom Penh, Cambodia, 2010.
- [42] Enerdata, « Enerdata website », *Enerdata website*, 2012. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.enerdata.net/>. [Consulté le: 05-mai-2014].
- [43] R. F. Engle et C. W. J. Granger, « Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing », *Econometrica*, vol. 55, n° 2, p. 251-276, mars 1987.
- [44] Euratom Supply Agency, « Annual Report 2014 », 2015.
- [45] European Coal Combustion Products Association, « Production and Utilisation of CCPs in 2009 in Europe », 2010.
- [46] European Commission DG Energy, « Terminology and classification for the EUCORES Database », European Commission, août 2012.
- [47] EY, « Productivity in mining: now comes the hard part », 2014.
- [48] Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, « Energy Study 2012 Reserves, Resources and Availability of Energy Resources », Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Hannover, Germany, 2012.
- [49] S. Fetter, M. Bunn, J. P. Holdren, et B. van der Zwaan, « The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel », Belfer Center, Harvard University, Cambridge, US, déc. 2003.
- [50] R. B. Finkelman, « Trace elements in coal », *Biol Trace Elem Res*, vol. 67, n° 3, p. 197-204, mars 1999.
- [51] G. Fischer, « La souveraineté sur les ressources naturelles », *afdi*, vol. 8, n° 1, p. 516-528, 1962.
- [52] M. P. Foose, W. D. Menzie, D. A. Singer, et J. T. Hanley, « The distributions and relationships of grade and tonnage among some nickel deposits », U.S. Govt. Print. Off., USGS Numbered Series 1160, 1980.
- [53] Fraser Institute, « Survey of Mining Companies 2013 », Fraser Institute, mars 2014.
- [54] G. V. Fyodorov, « Uranium production and the environment in Kazakhstan », in *The Uranium production cycle and the environment: proceedings International Symposium , 2-6 October 2000*, Vienna, Austria, 2002, p. 191 - 198.
- [55] A. Gabbard, « Coal combustion: nuclear resource or danger? », *Oak Ridge National Laboratory Review*, vol. 26, n° 3&4, 1993.
- [56] S. Gabriel, A. Baschwitz, G. Mathonnière, F. Fizaine, et T. Eleouet, « Building future nuclear power fleets: The available uranium resources constraint », *Resources Policy*, vol. 38, n° 4, p. 458-469, déc. 2013.
- [57] M. Gargaud, P. Claeys, et H. Martin, *Des atomes aux planètes habitables*. Presses Univ de Bordeaux, 2005.

- [58] P.-N. Giraud et C. Nappi, « L'économie minière ou pétrolière : deux familles résident sous le même toit », *L'Actualité économique*, vol. 70, n° 4, p. 477, 1994.
- [59] P.-N. Giraud et T. Olliver, *Économie des matières premières*. Paris: La Découverte, 2015.
- [60] D. Goetz, « Exploitation sélective de gisement massifs de métaux non ferreux », Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2000.
- [61] L. A. Gomiero, « Uranium Production in Caetité, Brazil », in *Proceedings of the Regional Technical Meeting « Uranium Exploration, Mining, Production, Mine Remediation and Environmental Issues »*, Mendoza, Argentina, 2006.
- [62] A. J. Gonzalez et J. Anderer, « Diversité des rayonnements : l'énergie nucléaire sous son vrai jour », *Perspectives*, vol. 31, n° 2, p. 21 - 31, 1989.
- [63] Government of South Australia, « Uranium in South Australia », présenté à Invest in Australia, Adelaide, déc-2012.
- [64] D. Grenèche, A. Chauvin, et F. Laugier, « Uranium : ressources, consommation et évolutions du marché », *Techniques de l'Ingénieur*, BN3571, juill. 2012.
- [65] A. Grimaud, « Natural resources, knowledge and efficiency: beyond the Hotelling rule? », *IDEI Working Paper*, vol. 134, 2001.
- [66] J. Guidez et S. Gabriel, « Extraction of uranium from seawater: a few facts », *EPJ Nuclear Sciences & Technologies*, vol. 2, p. 10, 2016.
- [67] K. Hans Wedepohl, « The composition of the continental crust », *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 59, n° 7, p. 1217-1232, avr. 1995.
- [68] J.-P. Hansen et J. Percebois, *Energie : Economie et politiques*. de boeck, 2010.
- [69] D. P. Harris, « Geostatistical Crustal Abundance Resource Models », in *Quantitative Analysis of Mineral and Energy Resources*, C. F. Chung, A. G. Fabbri, et R. Sinding-Larsen, Éd. Springer Netherlands, 1988, p. 459 - 488.
- [70] D. P. Harris, *Mineral Resources Appraisal: Mineral Endowment, Resources, and Potential Supply: Concepts, Methods and Cases*. Oxford University Press, 1984.
- [71] D. P. Harris, « Quantitative methods for the appraisal of mineral resources », University of Arizona, Department of Mining & Geological Engineering, Progress report GJBX-14-77, janv. 1977.
- [72] H. Hotelling, « Stability in Competition », *The Economic Journal*, vol. 39, n° 153, p. 41 - 57, 1929.
- [73] H. Hotelling, « The Economics of Exhaustible Resources », *Journal of Political Economy*, vol. 39, n° 2, p. 137 - 175, 1931.
- [74] M. K. Hubbert, *Nuclear energy and the fossil fuels*, vol. 95. Houston: Shell Development Company, 1956.
- [75] M. K. Hubbert, « Techniques of Prediction as Applied to Production of Oil and Gas », *Oil & Gas Supply Modeling*, n° 631, p. 16-141, 1982.
- [76] F. J. Hurst, « Recovery of uranium from lignites », *Hydrometallurgy*, vol. 7, n° 4, p. 265-287, 1981.
- [77] International Atomic Energy Agency, « Power Reactor Information System », *PRIS*, 2016. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>. [Consulté le: 30-août-2016].
- [78] International Atomic Energy Agency, « World Distribution of Uranium Deposits (UDEPO) ». [En ligne].

- Disponible sur:
<http://infcis.iaea.org/UDEPO/UDEPOMain.asp?Order=1&RPage=1&Page=1&RightP=List>. [Consulté le: 27-nov-2013].
- [79] International Atomic Energy Agency, *Advances in uranium ore processing and recovery from non-conventional resources: proceedings of a Technical Committee Meeting on Advances in Uranium Ore Processing and Recovery from Non-Conventional Resources, organized by the International Atomic Energy Agency and held in Vienna, 26-29 Sept. 1983*. Vienna, 1985.
- [80] International Atomic Energy Agency, *Manual of acid in situ leach uranium mining technology*. International Atomic Energy Agency, 2001.
- [81] International Institute for Applied Systems Analysis et World Energy Council, *Global Energy Perspectives*. Cambridge University Press, 1998.
- [82] International Panel on Fissile Materials, « Plutonium Separation in Nuclear Power Programs: Status, Problems, and Prospects of Civilian Reprocessing Around the World », juill. 2015.
- [83] I. Jacobowicz, « Désulfuration des fumées », *Techniques de l'Ingénieur*, J3924, juin 2000.
- [84] J.-M. Jancovici, « Manicore », 2016. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.manicore.com/>. [Consulté le: 10-mai-2016].
- [85] S. Johansen, « Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models », *Econometrica*, vol. 59, n° 6, p. 1551-1580, nov. 1991.
- [86] S. Kahouli, « Re-examining uranium supply and demand: New insights », *Energy Policy*, vol. 39, n° 1, p. 358-376, janv. 2011.
- [87] Kazatomprom, « 2013 results », 2014.
- [88] J. Laherrere, « Oil and Natural Gas Resource Assessment: Production Growth Cycle Models », in *Encyclopedia of Energy*, New York: Elsevier, 2004, p. 617-631.
- [89] M. S. LeClair, *International Commodity Markets and the Role of Cartels*. M.E. Sharpe, 2000.
- [90] J. W. S. van Leeuwen, « Uranium », in *Nuclear power, the energy balance*, vol. D, 2007.
- [91] M. C. Lynch, « Forecasting oil supply: theory and practice », *The quarterly review of economics and finance*, vol. 42, n° 2, p. 373-389, 2002.
- [92] J. G. MacKinnon, « Critical values for cointegration tests », Queen's Economics Department Working Paper, 2010.
- [93] H. Maerten, « Advancements in Uranium ISL Technology », présenté à IAEA Technical Meeting on Optimization of In Situ Leach (ISL) Uranium Mining Technology, Vienna, Austria, avr-2013.
- [94] O. D. Maslov, S. Tserenpil, N. Norov, M. V. Gustova, M. F. Filippov, A. G. Belov, M. Altangerel, et N. Enhbat, « Uranium recovery from coal ash dumps of Mongolia », *Solid Fuel Chemistry*, vol. 44, n° 6, p. 433-438, déc. 2010.
- [95] Massachusetts Institute of Technology, *The future of nuclear fuel cycle an interdisciplinary MIT study*. [Cambridge, Mass.]: Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [96] I. A. Matthews et M. J. Driscoll, « A probabilistic projection of longterm uranium resource costs », Massachusetts Institute of Technology, MIT-NFC-TR-119, 2010.
- [97] A. Monnet, J. Percebois, et S. Gabriel, « Assessing the potential production of uranium from coal-ash milling in the

- long term », *Resources Policy*, vol. 45, p. 173-182, sept. 2015.
- [98] W. D. Nordhaus, « The Allocation of Energy Resources », *Brookings Papers on Economic Activity*, vol. 4, n° 3, p. 529-576, 1973.
- [99] OECD Nuclear Energy Agency, *Ressources, production et demande de l'uranium : Un bilan de quarante ans*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 2007.
- [100] OECD Nuclear Energy Agency, *Forty Years of Uranium Resources, Production and Demand in Perspective*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 2006.
- [101] OECD Nuclear Energy Agency, *La concurrence sur les marchés de l'industrie nucléaire*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 2008.
- [102] OECD Nuclear Energy Agency et International Atomic Energy Agency, *Uranium 2014: resources, production and demand*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 2014.
- [103] OECD Nuclear Energy Agency et International Atomic Energy Agency, *Uranium 2011: resources, production and demand*. [Paris]: OECD Nuclear Energy Agency, 2012.
- [104] OECD Nuclear Energy Agency et International Atomic Energy Agency, *Uranium 1999: ressources, production et demande*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 1999.
- [105] OECD Nuclear Energy Agency et International Atomic Energy Agency, *Uranium 2009: resources, production and demand*. OECD Nuclear Energy Agency, 2010.
- [106] OECD Nuclear Energy Agency et International Energy Agency, *Coûts prévisionnels de production de l'électricité 2010*. Paris: OECD Nuclear Energy Agency, 2010.
- [107] Paladin Resources LTD, « Annual Report 2013 », 2013.
- [108] G. G. Pandit et S. K. Sahu, « Natural radionuclides from coal fired thermal power plants – estimation of atmospheric release and inhalation risk », *Radioprotection*, vol. 46, n° 6, p. S173-S179, 2011.
- [109] M. Paul, M. Seferinoğlu, G. A. Ayçık, Å. Sandström, M. L. Smith, et J. Paul, « Acid leaching of ash and coal: Time dependence and trace element occurrences », *International Journal of Mineral Processing*, vol. 79, n° 1, p. 27-41, avr. 2006.
- [110] J. Percebois, « Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon: la théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions », *Cahier de Recherche*, vol. 9, p. 81, 2009.
- [111] Platts McGraw Hill Financial, « WNA sees “substantial” need for new uranium supply despite inventories », *Platts Nuclear Fuel report*, vol. 40, n° 19, 14-sept-2015.
- [112] C. Poinssot, S. Bourg, N. Ouvrier, N. Combernoux, C. Rostaing, M. Vargas-Gonzalez, et J. Bruno, « Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems. Comparison between closed and open fuel cycles », *Energy*, vol. 69, p. 199-211, mai 2014.
- [113] C. Polak, « Uranium Exploration (2004-2014): New Discoveries, New Resources », présenté à Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle 2014, Vienna, juin-2014.
- [114] C. M. F. Poulizac, « Modeling mining economics and materials markets to inform criticality assessment and mitigation », Massachusetts Institute of Technology, 2013.
- [115] R. Price, « An analysis of uranium exploration and price », *Facts and opinions, NEA News*, n° 23.1, p. 8, 2005.

- [116] Queen's University, « Estimation of the potential production rate », *Mine Design Wiki*, mai-2015. [En ligne]. Disponible sur: https://queensminedesign.miningexcellence.ca/index.php/Estimation_of_the_potential_production_rate. [Consulté le: 28-mai-2015].
- [117] M. Rooney, W. J. Nuttall, et N. Kazantzis, « A dynamic model of the global uranium market and the nuclear fuel cycle », *Resources Policy*, vol. 43, p. 50-60, mars 2015.
- [118] G. Rothwell, T. W. Wood, D. Daly, et M. R. Weimar, « Sustainability of light water reactor fuel cycles », *Energy Policy*, vol. 74, Supplement 1, p. S16-S23, déc. 2014.
- [119] G. Rotillon, *Économie des ressources naturelles*. Editions La Découverte, 2005.
- [120] R. E. Scheffel, « Heap Leach Design for Success », présenté à IAEA Technical Meeting on Low Grade Uranium Ore, Vienna, Austria, mars-2010.
- [121] J. Schindler et W. Zittel, « Crude Oil - The Supply Outlook », Energy Watch Group, 2008.
- [122] E. A. Schneider et W. C. Sailor, « Long-term uranium supply estimates », *Nuclear technology*, vol. 162, n° 3, p. 379-387, juin 2008.
- [123] Secrétariat international de l'ITIE, « La norme ITIE », Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives, janv. 2015.
- [124] M. Seferinoglu, « Acid leaching of coal and coal-ashes », *Fuel*, vol. 82, n° 14, p. 1721-1734, oct. 2003.
- [125] D. A. Singer, « Short Course Introduction to Quantitative Mineral Resource Assessments », Open-File Report 2007-1434, 2007.
- [126] D. A. Singer et W. D. Menzie, *Quantitative Mineral Resource Assessments : An Integrated Approach*. New York: Oxford University Press, 2010.
- [127] M. E. Slade et H. Thille, « Whither Hotelling: Tests of the theory of exhaustible resources », *Annu. Rev. Resour. Econ.*, vol. 1, n° 1, p. 239-260, 2009.
- [128] Société Française d'Énergie Nucléaire, « L'uranium dans le monde ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.sfen.org/fr/lenergie-nucleaire/luranium-dans-le-monde>. [Consulté le: 28-oct-2015].
- [129] Sparton Resources, « Sparton locates major source of high uranium coal ash for its non-conventional uranium program in China », *Sparton Resources*, 19-déc-2006. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.spartonres.ca/pressreleases/PR2006Dec19.htm>. [Consulté le: 10-déc-2013].
- [130] Sparton Resources, « Sparton to Present at International Atomic Energy Agency Meeting on Unconventional Uranium Sources », *Sparton Resources Press Releases*, nov-2009. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.spartonres.ca/pressreleases/PR2009Nov4.html>. [Consulté le: 13-déc-2013].
- [131] H. von Stackelberg, *Marktform und Gleichgewicht*. J. Springer, 1934.
- [132] P. R. Stephenson et N. Weatherstone, *Developments in international mineral resource and reserve reporting*. CRIRSCO, 2006.
- [133] J. D. Sterman, « System dynamics: systems thinking and modeling for a complex world », in *Proceedings of the ESD Internal Symposium*, 2002.
- [134] Student, « Probable Error of a Correlation Coefficient », *Biometrika*, vol. 6, n° 2-3, p. 302-310, sept. 1908.

- [135] Student, « The Probable Error of a Mean », *Biometrika*, vol. 6, n° 1, p. 1-25, mars 1908.
- [136] R. Tarjanne et S. Rissanen, « Nuclear Power: Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland », in *Proceedings of the 25th International Symposium, Uranium Institute*, London, UK, 2000.
- [137] H. K. Taylor, « Rates of Working Mines - A Simple Rule of Thumb », *Transactions of the Institute of Mining and Metallurgy*, n° 95, p. A203-204, oct. 1986.
- [138] S. R. Taylor, « Abundance of chemical elements in the continental crust: a new table », *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 28, n° 8, p. 1273-1285, août 1964.
- [139] B. S. Tehrani, « Electricity investments and development of power generation capacities: An approach of the drivers for investment choices in Europe regarding nuclear energy », Thèse, Ecole Centrale Paris, 2014.
- [140] The McGraw-Hill Companies, Inc., « Uranium », *The McGraw-Hill Science and Technology Encyclopedia (5th ed.)*. 1982.
- [141] J. E. Tilton, « Mineral endowment, public policy and competitiveness: A survey of issues », *Resources Policy*, vol. 18, n° 4, p. 237-249, déc. 1992.
- [142] J. E. Tilton, R. G. Eggert, et H. H. Landsberg, *World Mineral Exploration: Trends and Economic Issues*. Routledge, 2015.
- [143] J. E. Tilton et B. J. Skinner, « The Meaning of Resources », in *Resources and World Development*, New York: D. J. McLaren and B. J. Skinner, John Wiley & Sons, 1987, p. 13-27.
- [144] J. E. Tilton et A. Yaksic, « Using the cumulative availability curve to assess the threat of mineral depletion: The case of lithium », *Resources Policy*, vol. 34, n° 4, p. 185-194, 2009.
- [145] V. Topp, Australia, et Productivity Commission, *Productivity in the mining industry: measurement and interpretation*. Melbourne: Productivity Commission, 2008.
- [146] D. H. Underhill, « In Situ Leach Uranium Mining - A World Review », présenté à IAEA Technical Meeting « In Situ Leach Uranium Mining », Vienna, Austria, juin-2010.
- [147] Uranium One, « Creating a Globally Diversified Uranium Producer », août-2012.
- [148] Uranium One, « Annual Report 2013 », 2014.
- [149] U.S. Department of Commerce, *Statistical Abstract of the United States 1975*. U.S. Government Printing Office, 1975.
- [150] U.S. Department of Commerce, *Statistical Abstract of the United States 1991*. U.S. Government Printing Office, 1991.
- [151] U.S. Department of Energy, « Excess Uranium Management: Secretarial Determination of No Adverse Impact on the Domestic Uranium Mining, Conversion and Enrichment Industries; Notices », 88, mai 2015.
- [152] U.S. Energy Information Administration, « 2011 Energy Annual Review », U.S. Energy Information Administration, mai 2012.
- [153] U.S. Energy Information Administration, « 2015 Uranium Marketing Annual Report », U.S. Energy Information Administration, mai 2016.
- [154] U.S. Energy Information Administration, « U.S. Energy Information Administration database », 2016. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.eia.gov/>. [Consulté le: 11-sept-2016].

- [155] U.S. Geological Survey, « Radioactive Elements in Coal and Fly Ash: Abundance, Forms, and Environmental Significance », U.S. Geological Survey, Fact sheet FS-163-97, oct. 1997.
- [156] U.S. Geological Survey, « Chemical Analyses in the World Coal Quality Inventory, Version 1 », U.S. Geological Survey, Open-File Report 2010-1196, juill. 2011.
- [157] I. Uslu et M. Gokmese, « Coal an impure fuel source: radiation effects of coal-fired power plants in Turkey », *Hacettepe Journal of Biology and Chemistry*, vol. 38, n° 4, p. 259–268, 2010.
- [158] Ux Consulting, « UxC website », 2015. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.uxc.com/>. [Consulté le: 13-avr-2015].
- [159] Ux Consulting, « Uranium market outlook », 04/2008, avr. 2008.
- [160] C. Valsardieu, *Regards sur l'uranium : De l'uranium en terre à l'électricité*, vol. 1, 3 vol. Editions Eska, 1995.
- [161] M. Wang et J. Zhao, « Monopoly Extraction of an Exhaustible Resource with Backstop », 2012.
- [162] F.-W. Wellmer, M. Dalheimer, et M. Wagner, *Economic Evaluations in Exploration*, 2nd corr. and revised ed. 2008. Berlin; New York: Springer-Verlag Berlin and Heidelberg GmbH & Co. K, 2007.
- [163] WildHorse Energy, « WildHorse signs MOU to recover uranium from coal ash in Europe », *WildHorse Announcements*, 25-mai-2007. .
- [164] D. Winning, « Out of the Ashes », *The Wall Street Journal*, vol. 255, n° 42, 22-févr-2010.
- [165] World Bank, « Terrestrial protected areas », 2014. [En ligne]. Disponible sur: <http://data.worldbank.org/indicator/ER.LND.PTLD.ZS>. [Consulté le: 18-mars-2015].
- [166] World Bank, « Land area of countries in the world », 2014. [En ligne]. Disponible sur: <http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2>. [Consulté le: 01-oct-2015].
- [167] World Energy Council, « World Energy Resources 2013 », World Energy Council, 2013.
- [168] World Finance, « Rethinking uranium », *World Finance*, 18-juin-2010. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.worldfinance.com/markets/equities/rethinking-uranium>. [Consulté le: 13-déc-2013].
- [169] World Information Service on Energy, « WISE Uranium Project », *WISE Uranium*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.wise-uranium.org/index.html>. [Consulté le: 11-févr-2015].
- [170] World Nuclear Association, « World Nuclear Association », *World Nuclear Association website*, 2014. [En ligne]. Disponible sur: <http://world-nuclear.org/>. [Consulté le: 07-févr-2014].
- [171] World Nuclear Association, « The Global Nuclear Fuel Market: Supply and Demand 2013-2030 », World Nuclear Association, 2013.
- [172] J. Yang, « Concentration and distribution of uranium in Chinese coals », *Energy*, vol. 32, n° 3, p. 203-212, mars 2007.
- [173] D. Yergin, *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. Penguin, 2011.
- [174] H. Zhang et Y. Bai, « China's Access to Uranium Resources », Belfer Center, Harvard University, Cambridge, US, 2015-3, mai 2015.

- [175] C. Zhou, X. Liu, Z. Gu, et Y. Wang, « Economic analysis of two nuclear fuel cycle options », *Annals of Nuclear Energy*, vol. 71, p. 230-236, sept. 2014.
- [176] W. Zittel, A. Nikolaus, et W. Liebert, « Nuclear Fuel and Availability », University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna, juin 2013.
- [177] « Profit from flyash and slag », *IFandP*, nov-2008. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.ifandp.com/article/00306.html>. [Consulté le: 06-août-2011].
- [178] « Naturally-Occurring Radioactive Materials (NORM) », *World Nuclear Association*, janv-2013. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.world-nuclear.org/info/Safety-and-Security/Radiation-and-Health/Naturally-Occurring-Radioactive-Materials-NORM/>. [Consulté le: 10-déc-2013].
- [179] « Rising from the ashes », *The Economist*, 08-avr-2010.

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 – Schéma de principe d’un réacteur à eau sous pression [26]	23
Figure I-2 – Schéma du cycle du combustible nucléaire avec mono-recyclage [27]	25
Figure I-3 – Nombre de réacteurs nucléaires par région en 2016 [77]	26
Figure I-4 – Âge des réacteurs actuellement en opération [77]	26
Figure I-5 – Production d’uranium et besoins des réacteurs électronucléaires (d’après [99], [102])....	27
Figure I-6 – Scénarios de capacité électronucléaire installée (d’après [24], [81])	32
Figure I-7 – Scénarios de demande d’uranium en cycle ouvert	33
Figure I-8 – Scénarios de capacité électronucléaire installée avec déploiement de RNR en 2040 ([11])	36
Figure I-9 – Évolution des besoins d’uranium avec ou sans déploiement de RNR en 2040 (d’après [11])	36
Figure II-1 – Photographies de quelques minéraux uranifères	41
Figure II-2 – Teneur et tonnage des gîtes d’uranium connus (UDEPO)	50
Figure II-3 – Relations et distributions teneur tonnage en échelle logarithmique [52]	52
Figure II-4 – Influence du filtre économique sur la corrélation perçue entre teneur et tonnage [70]....	53
Figure II-5 – Classification de McKelvey, 1976 [132]	60
Figure II-6 – Paramètres affectant la classification ressources/réserves	62
Figure II-7 – Déclassification des ressources pour l’inventaire d’un sous-produit à partir de son produit primaire à l’échelle globale	65
Figure II-8 – Répartition des ressources raisonnablement assurées d’uranium dans le monde en 2013 [102]	71
Figure II-9 – Répartition des ressources présumées d’uranium dans le monde en 2013 [102]	71
Figure II-10 – Évolution des ressources mondiales d’uranium : 1965 – 2013	72
Figure II-11 – Classification des charbons par leur teneur en carbone (Docto)	76
Figure II-12 – Lixiviation en tas de l’uranium (NRCgov)	83
Figure II-13 – Processus de récupération des cendres de charbon (Wildhorse Energy)	83
Figure II-14 – Dispersion des concentrations d’uranium observées dans les charbons de l’Ouest américain [155]	88
Figure II-15 - Capex d’une installation de traitement des cendres et d’autres projets récents de production d’uranium (sources : [31] [Grands projets], [63] & [147] [ISL], [1] [Lethlakane] et d’après [168] [Cendres charbon])	91
Figure II-16 – Consommation d’acide des applications étudiées et d’autres techniques de lixiviation	92
Figure III-1 – Courbe de coût-cash de l’uranium en 2010 [170]	111

Figure III-2 – Courbe d'offre cumulée de long terme construite à partir des données du Livre Rouge 2014 [102]	112
Figure III-3 – Relation empirique entre teneur et ressources cumulées d'uranium [38].....	114
Figure III-4 – Courbe d'offre cumulée de long terme pour différentes versions du modèle élastique d'abondance crustale [122]	115
Figure III-5 – Sensibilité du modèle élastique d'abondance crustale au point de calibration.....	116
Figure III-6 – Distribution bimodale des ressources d'uranium selon leur teneur [38]	117
Figure III-7 – Positionnement des gisements canadiens de type discordance sur la courbe de Deffeyes [90], [95].....	117
Figure III-8 – Filtre économique : troncation de la distribution des teneurs ou des tonnages entre gîtes observables et non observables	124
Figure III-9 – Calibration de la relation de coût selon la méthode de Drew et Harris	126
Figure III-10 – Calibration des relations de coût dans le modèle MUR.....	130
Figure III-11 – Estimation du coût d'un gisement : comparaison de l'approche de Drew et du modèle MUR.....	130
Figure III-12 – Teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents aux États-Unis.....	137
Figure III-13 – Distribution estimée des gisements aux États-Unis.....	138
Figure III-14 – Courbe d'offre cumulative de long terme des États-Unis.....	141
Figure III-15 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes	143
Figure III-16 – Courbe d'offre cumulative mondiale à partir des estimations régionales.....	148
Figure III-17 – Courbe d'offre cumulative mondiale sans découpage régional.....	149
Figure III-18 – Influence du choix des données économiques d'entrée dans l'estimation des ressources du Monde entier	151
Figure III-19 – Influence de l'éviction d'un point atypique de la base de données UDEPO	152
Figure III-20 – Influence du taux d'actualisation sur l'estimation des ressources ultimes aux États-Unis	154
Figure III-21 – Effet des conditions économiques actuelles sur l'estimation des ressources ultimes aux États-Unis.....	155
Figure III-22 – États-Unis : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	167
Figure III-23 – États-Unis : filtre économique et distribution estimée des gisements	167
Figure III-24 – États-Unis : courbes d'offre cumulative	167
Figure III-25 – Canada : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	168
Figure III-26 – Canada : filtre économique et distribution estimée des gisements	168
Figure III-27 – Canada : courbes d'offre cumulative	168

Figure III-28 – Afrique : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	169
Figure III-29 – Afrique : filtre économique et distribution estimée des gisements.....	169
Figure III-30 – Afrique : courbes d’offre cumulative	169
Figure III-31 – Australie : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	170
Figure III-32 – Australie : filtre économique et distribution estimée des gisements.....	170
Figure III-33 – Australie : courbes d’offre cumulative	170
Figure III-34 – Kazakhstan : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	171
Figure III-35 – Kazakhstan : filtre économique et distribution estimée des gisements.....	171
Figure III-36 – Kazakhstan : courbes d’offre cumulative	171
Figure III-37 – Reste du monde : courbes d’offre cumulative	172
Figure III-38 – Somme des ressources régionales : courbes d’offre cumulative	173
Figure III-39 – Monde entier : filtre économique, teneur et tonnage des gisements connus et des projets récents.....	174
Figure III-40 – Monde entier : filtre économique et distribution estimée des gisements.....	174
Figure III-41 – Monde entier : courbes d’offre cumulative.....	175
Figure IV-1 – Évolution des besoins d’uranium et de la puissance installée dans le monde (1956-2003) [99]	181
Figure IV-2 – Production et besoins d’uranium des principaux pays producteurs et consommateurs d’uranium en 2013 [102].....	182
Figure IV-3 – Évolution passée de la production d’uranium des principales régions productrices (d’après [99], [102])	183
Figure IV-4 – Évolution des ratios R/P et R/D dans le passé (d’après [99], [102])	185
Figure IV-5 – Moyenne annuelle du prix spot de l’uranium et événements marquants (1968-2015). 186	
Figure IV-6 – Productivité du secteur minier australien (1974-2015)	188
Figure IV-7 – Prix spot et dépenses d’exploration, dates de découverte et de mise en production des principales mines actuelles (1968-2015).....	190
Figure IV-8 – Historique du délai écoulé entre la découverte et la mise en production des mines d’uranium [99].....	192
Figure IV-9 – Évolution passée des dépenses d’exploration des principales régions productrices (1968-2013) (d’après [99], [102]).....	193
Figure IV-10 – Dépenses d’exploration et de développement en Namibie (d’après [19], [99], [102])	194
Figure IV-11 – Dépenses d’exploration et de développement au Canada (d’après [19], [99], [102]) 194	

Figure IV-12 – Dépenses d'exploration et de développement aux États-Unis (d'après [19], [99], [102])	195
Figure IV-13 – Dépenses d'exploration et de développement au Kazakhstan (d'après [19], [99], [102])	195
Figure IV-14 – Dépenses d'exploration et de développement en Chine (d'après [19], [99], [102])...	196
Figure IV-15 – Évolution récente du prix de l'uranium (1990-2016) [19].....	200
Figure IV-16 – Principaux indicateurs du prix de l'uranium (1968-2015) (d'après [44], [149], [150], [152], [153])	201
Figure IV-17 – Volumes contractualisés selon le type de contrat (1990-2015).....	202
Figure IV-18 – Parts de marché des entreprises minières en 2006 et 2013.....	205
Figure IV-19 – Parts de marché des pays producteurs en 2006 et 2013	208
Figure IV-20 – Évolution des stocks commerciaux et des besoins d'uranium aux États-Unis (1994-2015) [153].....	212
Figure IV-21 – Approvisionnement de l'Union européenne : livraisons par type de contrat	213
Figure IV-22 – Approvisionnement des États-Unis : livraisons par type de contrat.....	213
Figure IV-23 – Taux de couverture des besoins en uranium aux États-Unis et dans l'Union européenne	214
Figure IV-24 – Production annuelle, découvertes de réserves prouvées aux États-Unis (1900-1974) et modèles de courbe logistique [75].....	217
Figure IV-25 – Production annuelle, découvertes de réserves prouvées aux États-Unis (1900-2003) et modèles de courbe logistique [88].....	217
Figure IV-26 – Profil de production théorique d'une mine ou d'une région.....	218
Figure IV-27 – Estimation des réserves ultimes : méthode de linéarisation de Hubbert	219
Figure IV-28 – Production pétrolière mondiale hors OPEP et ex-URSS et dates des pics régionaux (1900-2003) [121]	220
Figure IV-29 – Production de pétrole brut et de gaz naturel aux États-Unis (d'après [154])	221
Figure IV-30 – Application de la méthode de linéarisation de Hubbert à l'estimation des réserves ultimes d'uranium dans le monde (d'après [99], [102]).....	223
Figure IV-31 – Courbe d'offre cumulative d'une ressource épuisable non homogène.....	228
Figure IV-32 – Évolution du prix d'une ressource épuisable non homogène avec rente de rareté	228
Figure IV-33 – Principe des rentes différentielles : courbe d'offre des mines d'uranium dans le monde en 2008 et courbe de demande schématique (d'après [13])	232
Figure IV-34 – Prix spot (moyenne annuelle des prix fin de mois) de l'uranium et dépenses d'exploration (1940-2013)	236
Figure IV-35 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par un modèle de régression linéaire simple	238
Figure IV-36 – Simulation des dépenses d'exploration historiques par un modèle à correction d'erreur (VECM).....	241

Figure IV-37 – Corrélation entre coût de découverte et dépenses d’exploration cumulées	243
Figure IV-38 – Évolution du coût de découverte de 1965 à 2013 (observations et simulations).....	244
Figure IV-39 – Évolution théorique du ratio R/P avec des profils de découverte et de production à la Hubbert.....	246
Figure IV-40 – Évolution historique du ratio R/P en Australie.....	251
Figure IV-41 – Identification des nouvelles ressources par coût de production croissant	253
Figure IV-42 – Identification des nouvelles ressources au prorata des ressources restant à découvrir.....	254
Figure IV-43 – Fonction de production et coût marginal.....	256
Figure IV-44 – Production par coût croissant sans contrainte de capacité.....	257
Figure IV-45 – Production par coût croissant avec contrainte de capacité	257
Figure IV-46 – Profils de production d’une mine selon les choix de modélisation	259
Figure IV-47 – Prix moyen annuel de l’uranium de 1968 à 2015	269
Figure IV-48 – Dépenses d’exploration mondiales de 1968 à 2013	270
Figure IV-49 – Simulation des dépenses d’exploration pour un modèle VAR d’ordre 1 sur les variables différenciées.....	284
Figure IV-50 – Simulation des dépenses d’exploration historiques par un modèle à correction d’erreur	287
Figure IV-51 – Simulation des dépenses d’exploration historiques par trois modèles	288
Figure V-1 – Échéancier de production des projets miniers connus par région [176]	294
Figure V-2 – Échéancier de production des projets miniers connus selon leur maturité [171].....	294
Figure V-3 – Courbe d’offre de court terme obtenue par superposition des fonctions de production quadratiques de plusieurs mines [114]	295
Figure V-4 – Extrait du schéma d’un modèle d’équilibres dynamiques [117]	297
Figure V-5 – Scénarios de demande mondiale d’uranium [11].....	300
Figure V-6 – Courbes d’offre du Kazakhstan (ressources ultimes en noir, ressources identifiées en rose, trait plein)	301
Figure V-7 – Organigramme simplifié du mécanisme de marché M2 : chaînes de causalité	304
Figure V-8 – Mécanisme de marché M2 : concurrence parfaite avec contraintes d’exploration.....	305
Figure V-9 – M2 : Évolutions du prix.....	306
Figure V-10 – M2 : Évolutions du ratio R/P	306
Figure V-11 – Mécanisme de marché M3 : oligopole avec contraintes d’exploration et anticipation de la demande.....	309
Figure V-12 – M3 : Évolution régionale de la production et parts de marché	311
Figure V-13 – M3 : Évolution régionale des coûts de découverte et des coûts de production moyens	312
Figure V-14 – M3 : Évolution régionale des dépenses d’exploration et des profits	313

Figure V-15 – M3 : Évolution du prix et des rentes minières	314
Figure V-16 – M3 : Évolution du ratio R/P au niveau mondial et régional	315
Figure V-17 – Comparaison des mécanismes de marché : évolution du prix selon le scénario de demande	317
Figure V-18 – Comparaison des mécanismes de marché : évolution du ratio R/P mondial	318
Figure V-19 – M3 : Influence des scénarios d'offre et de demande	321
Figure V-20 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la contrainte d'anticipation de la demande.....	323
Figure V-21 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la régionalisation des coûts de découverte	324
Figure V-22 – M3 « A3 – 72 MtU » : Influence de la ventilation des dépenses d'exploration	325
Figure V-23 – Influence de la contrainte régionale de production sur les parts de marché	327
Figure V-24 – Influence de la contrainte régionale de production sur les coûts de production	329
Figure V-25 – Influence de la contrainte régionale de production sur la répartition des rentes.....	330
Figure V-26 – Influence du mécanisme de découverte sur l'évolution des coûts de production.....	333
Figure V-27 – Influence du mécanisme de découverte sur l'évolution des rentes.....	333
Figure V-28 – Sensibilité de l'évolution des coûts de production vis-à-vis du paramètre eff_explo..	335
Figure V-29 – Sensibilité de l'évolution des rentes minières vis-à-vis du paramètre eff_explo.....	336
Figure V-30 – Influence du taux de disponibilité des ressources par catégorie de coût sur le coût marginal mondial.....	337
Figure V-31 – Influence du taux de disponibilité des ressources par catégorie de coût sur l'évolution des rentes minières	337
Figure VI-1 – Scénarios de demande d'uranium en cycle ouvert	344
Figure VI-2 – Évolution du prix de l'uranium pour deux scénarios électronucléaires en cycle ouvert	346
Figure VI-3 – Évolution des parts de marché pour deux scénarios électronucléaires en cycle ouvert	347
Figure VI-4 – Influence d'un arrêt de la production en Australie en 2050 sur l'évolution du prix de l'uranium	351
Figure VI-5 – Influence d'un arrêt de la production en Australie en 2050 sur l'évolution de la rente de rareté au niveau mondial	351
Figure VI-6 – Sensibilité de l'évolution du prix vis-à-vis de la date d'arrêt de production en Australie	352
Figure VI-7 – Évolution des parts de marché et contrainte sur la production de l'Australie	353
Figure VI-8 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution du prix de l'uranium.....	354
Figure VI-9 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution des rentes différentielles perçues au Kazakhstan.....	355
Figure VI-10 – Influence d'un doublement de la production au Kazakhstan en 2040 sur l'évolution de la rente de rareté au niveau mondial.....	356

Figure VI-11 – Scénarios de demande linéaires et échelonnés	357
Figure VI-12 – Scénario de demande A3 : échelonnement de 10 et 20 ans.....	358
Figure VI-13 – Influence de l'échelonnement de la demande sur l'évolution du prix de l'uranium ..	358
Figure VI-14 – Sensibilité de l'évolution du prix vis-à-vis du niveau d'échelonnement de la demande	359
Figure VI-15 – Scénarios de demande avec ou sans déploiement de RNR en 2040.....	361
Figure VI-16 – Influence du déploiement de RNR à partir de 2040 sur l'évolution du prix de l'uranium	361

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1 – Statistiques des gîtes d’uranium connus (UDEPO).....	51
Tableau II-2 – Ressources identifiées et réserves prouvées de charbon et de lignite en 2011/2012	78
Tableau II-3 – Capacités de production de cendres de charbon	80
Tableau II-4 – Teneurs et facteurs de reconcentration à l’échelle mondiale et dans les applications actuelles.....	86
Tableau II-5 – Consommation d’acide de quelques sites de production d’uranium	92
Tableau II-6 – Estimation des quantités d’uranium dans les réserves de charbons en terre	95
Tableau II-7 – Estimation des quantités d’uranium dans les ressources de charbons en terre	96
Tableau II-8 – Influence de l’agrégation des charbons et des lignites dans le calcul de réserves potentielles d’uranium.....	99
Tableau II-9 – Synthèse des ressources et réserves potentielles d’uranium issues des charbons en terre	100
Tableau II-10 – Quantités d’uranium des stocks de cendres.....	101
Tableau II-11 – Synthèse des ressources et réserves potentielles d’uranium issues des stocks de cendres.....	102
Tableau II-12 – Synthèse des capacités potentielles de production d’uranium (d’après Enerdata 2012)	107
Tableau III-1 – Points de calibration du modèle élastique	116
Tableau III-2 – Coût complet et tonnage de projets miniers aux États-Unis ([169] et Eq. III-20).....	135
Tableau III-3 – Statistiques des gisements américains (UDEPO).....	137
Tableau III-4 – Comparaison entre les statistiques empiriques biaisées et l’estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale.....	139
Tableau III-5 – Coûts d’investissement, coûts opératoires et capacité de traitement de projets miniers aux États-Unis [169].....	140
Tableau III-6 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes	142
Tableau III-7 – Effet du découpage régional sur l’estimation des ressources ultimes	150
Tableau III-8 – Coût complet et tonnage de projets miniers récents ([169] et Eq. III-20).....	159
Tableau III-9 – Résultats de la calibration des relations coût-teneur-tonnage	161
Tableau III-10 – Résultats par région de l’estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale	161
Tableau III-11 – Statistiques empiriques biaisées par région et estimation des paramètres non biaisés de la loi log-normale.....	162
Tableau III-12 – Coûts d’investissement, coûts opératoires et capacité de traitement de projets miniers récents [169].....	163
Tableau III-13 – Résultats de la calibration des relations coût-capacité	164

Tableau III-14 – Superficie, masse totale, quantités totales d'uranium et taux de récupération globale des différentes régions.....	166
Tableau III-15 – Synthèse des estimations régionales des ressources ultimes.....	166
Tableau IV-1 – Structure de marché et concentration des acteurs [131].....	197
Tableau IV-2 – Structures de marché et modes de formation de prix [59].....	198
Tableau IV-3 – Concentration des entreprises minières sur le marché de l'uranium en 2006 [101] ..	204
Tableau IV-4 – Concentration des entreprises minières sur le marché de l'uranium en 2013.....	205
Tableau IV-5 – Concentration des pays producteurs sur le marché de l'uranium en 2006 [105]	207
Tableau IV-6 – Concentration des pays producteurs sur le marché de l'uranium en 2013 [102]	207
Tableau IV-7 – Production, importation et besoin d'uranium en Chine (2003-2014) [82].....	212
Tableau IV-8 – Estimation des réserves ultimes d'uranium par la méthode de linéarisation de Hubbert	222
Tableau IV-9 – Réserves ultimes et ressources raisonnablement assurées en 2013.....	223
Tableau IV-10 – Tests de causalité de Granger.....	237
Tableau IV-11 – Résultats de l'estimation de la corrélation prix-dépenses d'exploration.....	237
Tableau IV-12 – Coefficients de la composante liée aux dépenses d'exploration dans modèle à correction d'erreur.....	240
Tableau IV-13 – Résultats de l'estimation des corrélations coût de découverte-dépenses d'exploration cumulées.....	242
Tableau IV-14 – Vérification de l'ordre d'intégration des dépenses d'exploration.....	273
Tableau IV-15 – Vérification de l'ordre d'intégration du prix.....	274
Tableau IV-16 – Estimation mco de la relation de long terme.....	275
Tableau IV-17 – Stationnarité des résidus de la relation de long terme.....	275
Tableau IV-18 – Choix du nombre de retards optimal pour le test de Johansen.....	276
Tableau IV-19 – Estimation du modèle VAR initial à 9 retards	277
Tableau IV-20 – Test de Johansen en l'absence de constante dans la relation de cointégration.....	279
Tableau IV-21 – Test de Johansen avec constante dans la relation de cointégration.....	279
Tableau IV-22 – Test de causalité au sens de Granger sur les variables différenciées	280
Tableau IV-23 – Modèle VAR sur les variables différenciées : 1 ^{ère} estimation.....	281
Tableau IV-24 – Modèle VAR retenu dans l'approche d'Engle et Granger	282
Tableau IV-25 – Statistiques et normalité des résidus : test de Jarque-Bera (modèle VAR).....	282
Tableau IV-26 – Autocorrélation des résidus : test de Ljung-Box (modèle VAR).....	283
Tableau IV-27 – Homoscédasticité des résidus : test de White (modèle VAR).....	283
Tableau IV-28 – Coefficients de la composante liée aux dépenses d'exploration dans modèle à correction d'erreur.....	285

Tableau IV-29 – Statistiques et normalité des résidus : test de Jarque-Bera (modèle VECM).....	286
Tableau IV-30 – Autocorrélation des résidus : test de Ljung-Box (modèle VECM).....	286
Tableau IV-31 – Homoscédasticité des résidus : test de White (modèle VECM).....	287
Tableau V-1 – M1 : Prix vers 2100 pour un marché concurrentiel sans contrainte	302
Tableau V-2 – M3 : Dates auxquelles est atteint $R/P_{\min} = 60$ ans	321

INDEX THÉMATIQUE

C

Capacités

- Capacité d'extraction · 128, 144, 163
- Capacité de production · 57, 85, 104, 127, 135, 145, 156, 211, 247, 249, 250, 256, 257, 259, 292, 293, 298
- Capacité de traitement · 57, 126, 127, 128, 129, 140, 144, 163
- Capacités d'extraction · 163
- Règle de Taylor · 57, 127, 128, 129, 131

Commodité · 58, 59, 111, 179, 197, 198, 199, 224, 225, 255, 290, 291

Coûts

- Coût cash · 56, 111
- Coût complet · 56, 57, 58, 126, 131, 135, 159
- Coûts d'acquisition · 57, 191
- Coûts d'investissement · 29, 57, 58, 63, 64, 90, 91, 126, 127, 129, 131, 133, 135, 140, 144, 145, 147, 163, 363
- Coûts de découverte · 234, 252, 265, 297, 304, 307, 310, 312, 320, 323, 324, 339
- Coûts de remédiation · 58, 127
- Coûts opératoires · 58, 90, 91, 107, 117, 118, 126, 127, 128, 129, 131, 135, 140, 144, 145, 147, 163, 231, 295
- Cycle du combustible · 22, 24, 25, 27, 28, 31, 32, 34, 42, 59, 231, 343, 348, 349, 360, 364

F

Filtre économique · 52, 53, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 134, 135, 136, 140, 142, 154, 156, 159, 161, 162, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 174

Firme intégrée · 202, 210

I

Isotope · 23, 24, 26, 27, 30, 35, 231, 360

P

Prix

Prix long terme · 71, 123, 154, 200, 201, 230, 359

Prix spot · 123, 154, 186, 189, 190, 200, 201, 202, 230, 235, 236, 269, 302, 359

R

Ressources

Disponibilité des ressources

Accessibilité des ressources · 55, 119, 153

Intérêt économique · 37, 38, 40, 46, 48, 51, 52, 55, 56, 59, 60, 62, 63, 66, 67, 69, 103, 105, 122, 143

Réserves prouvées · 59, 62, 63, 71, 78, 87, 96, 97, 100, 139, 185, 216, 217, 224, 244, 294, 295

Ressources énergétiques fossiles · 42, 67, 69

Ressources identifiées · 59, 63, 64, 66, 72, 78, 96, 97, 116, 144, 147, 149, 184, 185, 216, 242, 244, 245, 247, 250, 251, 253, 255, 257, 258, 259, 295, 298, 300, 301, 303, 304, 308, 310, 318, 320, 326, 328, 330, 336, 337, 338, 339

Ressources naturelles · 22, 37, 40, 41, 42, 58, 59, 61, 62, 65, 70, 110, 179, 216, 224, 226, 229, 232

Ressources non conventionnelles · 65, 66, 67, 75, 143, 263

Ressources secondaires · 27, 28, 30, 32, 34, 37, 63, 67

S

Stocks d'uranium · 27, 28, 30, 34, 35, 42, 69, 70, 186, 209, 210, 211, 212, 214, 247, 248, 360, 364

T

Teneur

Corrélation teneur tonnage · 48, 51

Teneur de coupure · 60, 61, 64, 68, 93, 98, 99, 102, 106, 108

Teneur moyenne de la croûte continentale · 43, 44, 46, 47, 53, 120, 137, 152, 153, 162, 165

Tonnage

Corrélation teneur tonnage · 48, 51

Densité de la croûte terrestre · 45, 152, 165

Ratio stérile/minerai · 57, 68, 128, 163, 165

Règle de Taylor · 57, 127, 128, 129, 131

Taille des gisements · 118, 138, 139, 147

Accessibilité des ressources

D'une manière générale, l'accessibilité désigne un critère de faisabilité technique. Une ressource est accessible si son extraction est techniquement réalisable. L'accessibilité d'une ressource est une des conditions à sa disponibilité. Dans notre étude, nous ajoutons une dimension économique pour mesurer quantitativement des degrés d'accessibilité. L'accessibilité d'une ressource renvoie ainsi aux solutions techniques nécessaires pour découvrir, identifier, caractériser et extraire cette ressource, mais aussi aux coûts associés à ces solutions. Dans la pratique, des études technico-économiques permettent de lister les solutions envisageables pour un projet minier à mesure qu'il progresse et de chiffrer leurs coûts aux différentes étapes (prospection, caractérisation précise, exploitation). L'accessibilité de la ressource est alors quantifiée par le coût de la solution la moins chère parmi celles identifiées dans l'étude technico-économique.

Capacité d'extraction, de traitement et de production

La capacité d'extraction K_{ext} d'un site minier est définie comme la masse de roches (stériles et minerais confondus) qui peut être mobilisée annuellement. Elle est directement liée à la capacité de traitement du site (K_{mill} aussi exprimée en tonnes par an) par le ratio stériles/minerais r_{strip} : $K_{ext} = (1+r_{strip}) \times K_{mill}$. La capacité de production globale du site minier ($K_{overall}$ exprimée en tU/an) dépend de sa capacité de traitement, de la teneur du minerai traité g et du taux de récupération r : $K_{overall} = g \times r \times K_{mill}$.

Commodité

La commodité est un produit de base (c'est-à-dire une matière première extraite de son environnement naturel) parfaitement standardisé et dont la qualité est connue des acheteurs. Les transformations appliquées aux produits de base les rendent indifférenciables et la compétition entre les différents producteurs se fait donc uniquement par le prix. Aucune ressource naturelle n'est en elle-même une commodité. Toutes nécessitent a minima une transformation ou une intervention humaine, même celles qui sont échangées dans un état très proche de leur état naturel (ex : les légumes, le charbon). Cette transformation peut se résumer à rassembler une quantité donnée de ressources dont la qualité est homogène (ex : 1 kg de légumes de même calibre) ou être beaucoup plus complexe (ex : traitement d'un minerai et affinage par hydro/pyrométallurgie pour obtenir un lingot de métal dont la pureté est contrôlée).

Coût cash

Le coût cash ou « coût au comptant » renvoie aux dépenses opératoires auxquelles s'ajoutent quelques charges supplémentaires (le transport imputable à la mine, les charges administratives de la mine et les royalties). Le coût cash inclut toutes les dépenses courantes d'un site minier. Lorsque les prix sont trop bas pour couvrir ce coût, l'exploitation est généralement arrêtée ou suspendue alors qu'elle peut être maintenue temporairement si le prix est inférieur au coût de revient.

Coût complet, coût de revient ou coût de production

En comptabilité analytique, le coût complet désigne l'ensemble des coûts imputables à un produit pour sa production et sa mise en vente. On parle plus souvent de coût de revient lorsque l'ensemble de ces coûts est ramené aux quantités produites. Ce coût intègre les coûts de production et les charges de

commercialisation, amortissements, intérêts de la dette, charges de gestion, frais administratifs de la holding, etc. Ces autres charges peuvent être de natures différentes, mais sont, la plupart du temps négligeables dans le cas de l'uranium : transport (à l'opposé du charbon, l'uranium est la matière première énergétique la plus concentrée, la part du transport dans le coût de revient est faible), commercialisation, trading, frais généraux de la holding (charges fixes indirectes), charges administratives de la mine (charges fixes directes). L'intérêt de la dette et les royalties peuvent être ajoutés à cette catégorie et sont non négligeables. Néanmoins, pour cette étude, nous choisissons de les traiter séparément (ils sont évoqués au Chapitre IV) de sorte que dans le Chapitre II et le Chapitre III, coût de production et coût de revient peuvent être confondus.

Coût d'acquisition

L'acquisition de ressources minières peut prendre des formes très variées. L'entreprise minière peut acquérir des permis d'exploration sur des parcelles de territoire auprès d'un État ou acheter directement les résultats d'une campagne d'exploration et les permis d'exploitation auprès d'une compagnie dont c'est l'activité principale (ce sont les « juniors »). Au terme de cette phase, l'entreprise minière n'est pas nécessairement propriétaire de la ressource, mais peut l'exploiter et commercialiser au moins une partie de sa production. Dans tous les cas, les principales charges de l'acquisition d'une ressource sont les dépenses d'exploration (qu'elles soient acquittées directement ou par le rachat des résultats et des permis d'une autre entreprise).

La particularité des coûts d'acquisition est qu'ils interviennent bien en amont du projet minier : la décision de construire la mine n'est pas encore prise quand la plupart des dépenses sont faites. Dès lors, l'intégration du coût d'acquisition dans le coût complet d'une ressource dépend du cadre analytique dans lequel on se place. S'il s'agit de calculer la rentabilité d'un projet déjà défini et en production, il doit être intégré. En revanche, les dépenses passées ne doivent pas être prises en compte pour comparer la VAN ou le TRI de projets futurs. Ainsi, lorsqu'on compare des projets miniers dont les ressources sont déjà découvertes, comme ce sera le cas dans notre étude, on n'intègre pas les dépenses d'exploration passées dans leur évaluation économique et dans le calcul du coût de production.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement d'un projet minier regroupent principalement des charges fixes liées à la construction d'infrastructures et à l'achat de matériels. Selon le type de mines d'uranium, ils peuvent varier et être de natures différentes :

- Mines à ciel ouvert : les investissements sont particulièrement importants dans le coût complet. L'extraction nécessite des engins miniers (charges proportionnelles à la capacité de traitement corrigée du ratio stérile/minerai). Le tri stérile/minerai se fait par mesures radiologiques et est assez peu coûteux. Selon le type de roche, le prétraitement du minerai peut nécessiter des équipements de concassage coûteux. L'usine de traitement (hydrométallurgique) est un des postes d'investissement le plus coûteux (charges proportionnelles à la capacité de production, elle-même déterminée à partir du tonnage de minerai du gisement, cf. § 4.1.3.1). Néanmoins, le concentré produit en sortie de traitement (*yellow cake*) est directement commercialisable, la production d'uranium échappe donc aux investissements dans des capacités de traitement pyrométallurgique ou de raffinage complexe que nécessitent d'autres métaux.

- Mines souterraines : les mines souterraines se distinguent des mines à ciel ouvert par des coûts d'investissement liés à l'extraction plus importants : aux engins miniers classiques s'ajoutent les charges liées au creusement des puits et des galeries principales. En revanche, la sélectivité obtenue est meilleure, ce qui permet de s'affranchir du tri stérile/minerai.
- Lixiviation *in situ* : la lixiviation *in situ* est une technique radicalement différente. Les coûts d'investissement sont moindres. L'extraction nécessite des engins de forage et un réseau de transport de solution acide (pompes, pipes). Aucun tri ni prétraitement de minerai n'est nécessaire puisque l'usine de traitement reçoit une solution enrichie en uranium (préconcentrée). L'autre particularité importante est que les investissements peuvent être étalés dans le temps en exploitant le gisement zone par zone (par exemple en agrandissant l'usine de traitement lorsque de nouvelles zones sont forées, équipées et entrent en production).

Aussi, quel que soit le type de mine, des charges fixes s'imposent en fonction de l'implantation du projet : base de vie, infrastructures d'approvisionnement en énergie, en eau, infrastructures de transport... Ces charges peuvent dans certains cas représenter une part considérable des coûts d'investissement. Enfin, de plus en plus de codes miniers imposent aux entreprises de provisionner les coûts de fermeture et de remédiation des sites miniers dès la mise en œuvre du projet. Même s'il ne s'agit pas de coûts d'investissement, nous faisons le choix d'ajouter ces charges à cette catégorie pour signifier que les actifs mobilisés seront indisponibles pour financer d'autres projets miniers. Ces coûts de remédiation peuvent être importants, notamment pour les exploitations à ciel ouvert.

Coûts opératoires

Les coûts opératoires (ou coûts d'exploitation et de maintenance) d'un projet minier ont une part fixe et une part variable. La main-d'œuvre représente la principale charge fixe des coûts opératoires. L'énergie (carburants pour les engins miniers et pour les concasseurs) ainsi que les consommables de l'usine de traitement (acide sulfurique ou carbonate de sodium) sont les principales charges variables. L'entretien du matériel peut aussi représenter une part non négligeable. Du fait de ses spécificités, la lixiviation *in situ* requiert moins de main-d'œuvre et d'énergie.

Cycle du combustible

On appelle « cycle du combustible » l'ensemble des transformations de l'uranium qui conduisent à la fabrication d'un combustible nucléaire ainsi que l'ensemble des opérations de prise en charge du combustible usé.

L'« amont du cycle » inclut les opérations de l'extraction du minerai d'uranium jusqu'à l'assemblage de combustible chargé dans un réacteur¹⁵³ :

- L'uranium est extrait du sol par différentes techniques minières (extraction à ciel ouvert, extraction souterraine ou lixiviation *in situ*) puis concentré par des procédés d'hydrométallurgie pour former le *yellow cake* (poudre à 80% d'U₃O₈ environ). C'est la principale forme marchande de l'uranium. Ces deux étapes contribuent à augmenter la concentration de l'uranium d'un facteur 5 à 5 000 selon la concentration initiale de l'uranium dans le minerai.

¹⁵³ On décrit ici le cas d'un réacteur à eau légère (technologie la plus répandue actuellement)

- Le *yellow cake* est ensuite converti en hexafluorure gazeux (UF_6) pour être enrichi en isotope 235. L'étape d'enrichissement permet, grâce à une méthode de séparation des isotopes selon leur masse molaire (diffusion gazeuse ou ultracentrifugation), d'augmenter la fraction de l'uranium 235 de 0,7% à quelques pourcents (jusqu'à 5% environ). En plus de l'uranium enrichi, cette étape produit des quantités importantes d'uranium appauvri, dont la concentration en isotope 235 n'est plus que de quelques dixièmes de pourcent (teneur de rejet des installations d'enrichissement typiquement de 0,2 à 0,3%).
- Enfin, les diverses étapes de fabrication permettent de passer successivement de l'hexafluorure d'uranium enrichi, à la poudre d'oxyde (UO_2), aux pastilles de poudre compactée, puis aux crayons et enfin aux assemblages de combustible, dits UOx .

L'« aval du cycle » concerne les opérations de gestion du combustible irradié. Les stratégies de gestion diffèrent selon les pays (entreposage du combustible irradié ou recyclage du combustible et stockage des déchets radioactifs en couche géologique profonde par exemple). Les étapes d'un cycle du combustible avec mono-recyclage sont illustrées sur la Figure I-2, p. 25.

Filtre économique

L'intérêt économique d'une ressource tend à favoriser la découverte des plus gros gîtes (teneurs et tonnages élevés) en priorité. Le filtre économique est la fonction qui détermine l'observabilité d'un gîte en fonction des conditions économiques. À un prix de l'uranium donné (le prix long terme de l'uranium est pris en compte pour décrire les conditions économiques), la teneur et le tonnage d'un gîte permettent de positionner celui-ci par rapport au filtre et ainsi de déterminer s'il a une probabilité élevée d'avoir déjà été découvert ou non. Dans notre étude, ce filtre prend la forme d'une droite dans un repère logarithmique (cf. Figure III-12, p. 137). Les gîtes situés en dessous de cette droite restent à découvrir.

Firme intégrée

Parmi les producteurs d'uranium, les firmes intégrées ont la particularité de commercialiser d'autres produits et services que l'uranium (et parfois de ne pas commercialiser d'uranium naturel sous la forme usuelle – *yellow cake* – ou très peu). Parmi les autres produits et services que ces firmes commercialisent, on rencontre des services d'enrichissement, de fabrication et de recyclage du combustible, ou encore la vente de réacteurs électronucléaires avec leur combustible, clé en main. Enfin, certaines firmes intégrées vont jusqu'à opérer les réacteurs et commercialiser l'électricité qu'ils produisent. Les échanges d'uranium au sein de ce type d'entreprise et leurs filiales ne font pas l'objet de contrats publics. De plus, si la stratégie de la holding est de pénétrer le marché d'un des produits ou services dérivés (autre que l'uranium) ou d'y concentrer sa plus-value, les objectifs de rentabilité pour la production d'uranium peuvent être plus faibles (voire négatifs) que ceux de ses concurrents « non intégrés ». Ainsi, avant de maximiser leurs profits, les filiales d'exploitation minière des firmes intégrées peuvent avoir des objectifs prioritaires liés à la sécurité et à la stabilité de leur production. Les entreprises intégrées représentent 30% de la production mondiale d'uranium en 2013.

Intérêt économique d'une ressource

L'intérêt économique d'une ressource renvoie d'abord à la valeur marchande de celle-ci. Teneur et tonnage sont suffisants pour décrire la valeur marchande d'un gîte : le contenu en métal ($m=g \times t$) est lié

à sa valeur ($p \times m \times r$) par le prix de marché p et le taux de récupération global du métal r . À un instant donné, l'intérêt économique d'une ressource est avéré si cette valeur dépasse les coûts de son accessibilité. L'intérêt économique dépend donc de la teneur et du tonnage en premier lieu, mais aussi de l'ensemble des variables qui décrivent l'accessibilité.

Isotope

L'uranium est un élément radioactif, c'est-à-dire que son noyau atomique est instable et se désintègre naturellement en un noyau plus stable, en émettant des rayonnements. À l'état naturel, l'uranium est présent sous trois formes isotopiques (les noyaux des atomes d'uranium comptent le même nombre de protons, mais leurs nombres de neutrons sont différents) :

- l'uranium 238 : l'isotope le moins radioactif et le plus abondant à l'état naturel (99,3% de l'uranium sur Terre),
- l'**uranium 235** : plus radioactif, mais moins abondant (**0,7% de l'uranium sur Terre**),
- et l'uranium 234 : le plus radioactif, mais aussi le moins abondant (moins de 0,006% de l'uranium sur Terre).

L'uranium 235 est **fissile**, c'est-à-dire que son noyau peut se briser sous l'effet d'une collision avec un neutron en libérant une forte quantité d'énergie (de l'ordre de 200 MeV) ; alors que l'uranium 238 est **fertile**, c'est-à-dire qu'il peut produire un isotope fissile à la suite de la capture d'un neutron, directement, ou après une désintégration bêta.

Prix long terme, prix spot

Comme un certain nombre de métaux et de matières premières, l'uranium est échangé sur un marché dit « inorganisé », c'est-à-dire principalement par des contrats de gré à gré entre producteurs. Ces contrats peuvent être de court terme (contrats « spot », pour une livraison dans les 12 mois suivant la signature) ou de plus long terme. Les contrats « spot » permettent notamment de solder d'éventuels excédents ou déficits de production selon les années (d'où leur importance assez marginale en volume et les échéances assez courtes). Les clauses des contrats, notamment les prix de vente, restent confidentielles. Des organismes indépendants (UxC, TradeTech dans le cas de l'uranium) peuvent conseiller producteurs et acheteurs pour fixer les prix compte tenu de leur vision de la demande et de l'approvisionnement. Cette activité de conseil confère à ces organismes une meilleure connaissance des prix pratiqués. Ils l'exploitent en publiant un indicateur du prix spot et du prix à long terme de l'uranium : le prix spot et le prix long terme sont ainsi des approximations des prix effectifs des contrats signés à un instant donné. Compte tenu des faibles volumes, la confidentialité des contrats spot est moins sensible que celle des contrats long terme. Bien qu'ils restent des marchés de gré à gré pour les contrats long terme, certains marchés se dotent d'une bourse pour les échanges « spot » (marché « spot »). Les contrats spot sont ainsi standardisés et rendus publics. Il est alors courant que les prix négociés entre acheteurs et vendeurs pour les contrats spot soient indexés sur le prix spot.

Règle de Taylor

Dans le domaine minier, la règle de Taylor est une règle empirique permettant d'estimer grossièrement la capacité d'extraction d'une mine (exprimée en tonnes de minerai) à partir du tonnage total de minerai du gisement correspondant. En pratique, cette capacité est décidée par étapes successives (à

mesure que les études de pré faisabilité et de faisabilité du projet minier sont réalisées) et résulte d'une planification optimale de la production minière afin de maximiser les économies d'échelles. Mais la règle de Taylor est employée à un stade précoce lors de la découverte du gisement pour des calculs d'ordre de grandeur. La règle est établie à partir des tonnages de minerai et des capacités d'extraction de mines existantes. Sa forme la plus courante est donnée par l'Eq. III-21, p. 128.

Ressources identifiées

Les ressources identifiées rassemblent toutes les ressources ayant été répertoriées lors d'études d'exploration, mais ne présentant pas d'intérêt économique avéré au moment de l'étude (teneurs trop faibles ou barrière technologique trop forte pour une extraction rentable). Selon qu'elles se trouvent d'un côté ou l'autre sur l'axe horizontal du diagramme de classification des ressources de McKelvey (Figure II-5, p. 60), ces ressources peuvent aussi présenter de grandes incertitudes quant à l'existence même des quantités répertoriées. Les ressources identifiées sont concentrées dans des gîtes (zones de concentration minérale exceptionnelle où l'on a prouvé l'existence de quantités importantes de ressources minérales sans nécessairement avoir démontré la rentabilité de l'extraction), mais les gisements (qui rassemblent des réserves prouvées) contiennent également des ressources identifiées en marge de rentabilité économique.

Ressources non conventionnelles

La notion de ressources non conventionnelles peut renvoyer à une genèse géologique atypique, à des techniques d'exploitation minières inédites ou à une valorisation économique particulière. La diversité des types de gisements, même au sein des ressources dites conventionnelles, nous conduit à préférer la troisième définition pour notre étude. Nous définissons ainsi les ressources non conventionnelles comme celles dont l'intérêt économique est marginal dans les conditions technico-économiques actuelles. En conséquence, elles ne font souvent pas l'objet de classifications rigoureuses, elles ont des teneurs faibles et lorsqu'elles sont exploitées (c'est-à-dire quand leur intérêt économique est avéré), elles sont souvent valorisées en coproduit ou sous-produit et nécessitent des techniques particulières.

Trois catégories de ressources non conventionnelles d'uranium sont considérées dans cette étude : l'eau de mer, les phosphates et le charbon (les ressources d'uranium associées aux charbons font l'objet d'une analyse particulière dans l'Annexe A).

Ressources non découvertes

Elles rassemblent des quantités de ressources minérales dont aucune campagne d'exploration n'a prouvé l'existence. Les ressources non découvertes sont, par définition, des quantités estimées, s'appuyant sur des modélisations sans vérification empirique par des campagnes de sondages.

Réserves prouvées

On appelle réserves prouvées (« *demonstrated reserves* »), ou simplement « réserves », la catégorie rassemblant les stocks de ressources dont l'existence physique est démontrée avec une incertitude résiduelle négligeable et dont l'intérêt économique ne fait plus de doute : les ressources présentes dans cette catégorie seront extraites avec certitude et vendues, dans un futur plus ou moins proche. On appelle gisements les zones géographiques où sont concentrées les ressources de cette catégorie.

Stocks d'uranium, ressources secondaires

Une particularité de l'uranium est sa facilité de stockage importante. En effet, l'uranium naturel est certes 10 fois plus dense que le pétrole (8,4 t/m³ pour le *yellow cake* contre 0,87 pour un pétrole brut léger d'API 31,1), mais la concentration énergétique de l'uranium est plus de 10 000 fois supérieure (une tonne d'uranium naturel destiné à la consommation d'un réacteur nucléaire à eau pressurisée actuel représente plus de 10 000 tep). L'uranium se distingue aussi par les formes variées que prennent ses stocks. L'utilisation de l'uranium dans les réacteurs à eau légère produit en effet deux stocks de matières contenant de l'uranium : un stock d'uranium appauvri (dont la teneur en isotope 235 est plus faible qu'à l'état naturel suite à l'étape d'enrichissement du combustible) et du combustible usé (qui contient encore des quantités significatives d'uranium). On distingue ces deux stocks de stocks qui n'ont pas servi à la production d'électricité : les stocks stratégiques des consommateurs (États, électriciens) et les arsenaux militaires. Tous ces stocks constituent des ressources secondaires d'uranium, c'est-à-dire qu'ils pourraient être utilisés, dans une certaine limite, pour produire du combustible servant à alimenter des réacteurs électronucléaires et ainsi économiser de l'uranium naturel.

Teneur, teneur moyenne, teneur de coupure

Cette grandeur notée *g* (*grade* en anglais) permet de quantifier la concentration d'un élément chimique dans une roche ou dans une solution. La teneur se mesure simplement comme le rapport entre la masse de l'élément chimique étudié et la masse de l'échantillon de roche ou de solution. Il s'agit d'une grandeur intensive sans dimension qu'on exprime généralement en grammes par tonne (ou parties par million, notés g/t ou ppm = 10⁻⁶). La gamme des teneurs auxquelles l'uranium existe à l'état naturel étant très vaste, on rencontre également des teneurs exprimées en pourcentage (% = 10⁻²) ou en parties par milliard (ppb = 10⁻⁹). L'uranium étant commercialisé sous forme d'oxyde U₃O₈, il n'est pas rare de trouver des teneurs exprimées en grammes d'U₃O₈ par tonne de minerai (même si ce n'est pas la forme géochimique que prend l'uranium à l'état naturel). On précisera alors l'unité pour les teneurs en oxyde d'uranium : 1 ppm éq. U₃O₈ = 0,848 ppmU = 0,848 gU/t (ou encore 0,848 ppm = 0,848 g/t).

Deux valeurs particulières de la teneur sont employées dans cette étude : la teneur moyenne de la partie superficielle de la croûte continentale (2,54 ppmU) et la teneur de coupure. La teneur de coupure se définit comme la teneur minimale qu'une roche doit avoir pour être valorisée comme du minerai (envoyée à l'usine de traitement pour en extraire l'uranium). Dans la pratique, cette teneur limite est choisie pour que le coût complet rapporté aux quantités produites soit inférieur à un coût limite donné. La teneur étant une grandeur intensive, la notion de teneur moyenne n'a de sens qu'à l'intérieur de systèmes fermés homogènes. Lorsqu'on considère la teneur moyenne de la croûte, on fait donc l'approximation que celle-ci est homogène. Le même type d'approximation est réalisé lorsqu'on considère la teneur d'un gisement : *g* est définie dans cette étude comme la teneur moyenne du minerai (masse de roches dont la teneur dépasse la teneur de coupure). On suppose ensuite que tout le minerai a une teneur constante et homogène.

Tonnage

Le tonnage, noté *t*, est une grandeur extensive (qui dépend de la taille du système étudié) qui désigne la masse de roches dans un système fermé. Dans notre étude, la densité de la croûte terrestre est supposée constante (égale à 2,75) de sorte que le tonnage et la taille d'un gisement ou d'un gîte sont

équivalents. Sauf spécification contraire, la notion de tonnage renvoie dans cette étude à la masse de minerai que renferme un gîte ou un gisement : c'est-à-dire la masse de roche qui possède une teneur suffisante (supérieure à la teneur de coupure) pour être envoyée à l'usine de traitement pour en extraire l'uranium. Certaines techniques minières nécessitent de déplacer des volumes de roches stériles non négligeables pour atteindre les zones où la teneur est suffisante. Dans ces cas-là, le tonnage total (stériles+minerai) du gîte ou du gisement est lié au tonnage de minerai par le ratio stérile/minerai, noté r_{strip} : $t_{total} = t \times (1 + r_{strip})$.

NOTATIONS

1 VARIABLES ET PARAMÈTRES TECHNIQUES

clarke	Teneur moyenne de la croûte terrestre	ppm
g	Teneur d'un gîte ou d'un gisement	S.U., %, ppm, ppb
g_{el}	Paramètre de calibration pour la teneur du modèle élastique d'abondance crustale	
K_{ext}	Capacité d'extraction de roche d'une mine	t/an
K_{mill}	Capacité de l'usine de traitement du minerai	tonnes minerai/an
$K_{overall}$ ou K_m	Capacité de production globale d'une mine	tU/an
m	Contenu de métal	tU
M	Masse totale d'un environnement géologique	t
q_0	Quantité totale d'uranium d'un environnement géologique	tU
q_{el}	Paramètre de calibration pour les quantités cumulées du modèle élastique d'abondance crustale	
r	Rendement global de récupération	%
R_m	Ressources ou réserves ultimes d'une mine	tU
r_{strip}	Stripping Ratio (ratio stérile/minerai)	
t	Tonnage (roche ou minerai) d'un gîte ou d'un gisement	t
x	Logarithme népérien de la teneur	
y	Logarithme népérien du tonnage	
α	Élasticité des quantités cumulées par rapport aux teneurs dans le modèle élastique d'abondance crustale	

2 VARIABLES ET PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

a	Taux d'actualisation	%
a_{hub}	Croissance logistique de la courbe de Hubbert	an^{-1}
B_{cc}	Constante dans la relation coût d'investissement-capacité	
B_{op}	Constante dans la relation coûts opératoires-capacité	
C	Coût de revient unitaire	\$/kgU
CC	Coût d'investissement d'un projet minier	\$
cc	Coût d'investissement rapporté à la capacité du projet	\$(\text{kt}/\text{an})
c_{el}	Paramètre de calibration pour le coût unitaire du modèle élastique d'abondance crustale	
c_{ref}	Coût de référence pour le mécanisme de découverte des nouvelles ressources	\$/kgU
COC	Courbe d'offre cumulative des ressources ultimes	
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital	%
C_{tot}	Coût complet actualisé de l'exploitation d'un gisement	\$
CUM_EXPLO	Dépenses d'exploration cumulées	k\$
D	Demande annuelle d'uranium	tU/an
d_i	Taux de disponibilité des ressources d'une certaine catégorie de coût (quantités accessibles dans l'année par rapport aux quantités identifiées)	%
DISC_COST	Coût de découverte	\$/kgU, k\$/tU
DT	Temps de développement d'un projet minier	années
eff_explo	Coefficient d'efficacité de l'exploration	
EXPLO	Dépenses d'exploration annuelles	k\$/an
HHI	Indice de Herfindahl-Hirschmann	
LT	Durée de vie d'un projet minier	années
OP	Coûts opératoires d'un projet minier	\$/t minerai traité, \$/tU produite
p	Prix de marché	\$/kgU, \$/lb U_3O_8
P	Production annuelle d'uranium	tU/an
p_f	Prix de l'uranium en fin de simulation	\$/kgU
Q	Production cumulée d'uranium	tU
R/P	Ratio R/P (ressources ou réserves sur production)	années
RES_COC	Courbe d'offre cumulative des ressources identifiées	
r_{hot}	Taux de croissance de la rente de rareté selon Hotelling, égal au taux d'actualisation, au taux d'intérêt et au rendement moyen des actifs de l'économie	%
RU	Réserves ultimes (au sens de Hubbert)	tU
t_r	Temps de retour sur investissement	années
TRI	Taux de Rentabilité Interne	%
T_s	Date à laquelle le ratio R/P mondial atteint sa valeur minimale (pénurie si $R/P_{\text{min}} = 0$)	
VAN	Valeur Actuelle Nette	\$
β	Élasticité du coût unitaire par rapport aux teneurs dans le modèle élastique d'abondance crustale	
β_{cc}	Élasticité du coût d'investissement par rapport aux tonnages	
β_g	Élasticité du coût complet par rapport aux teneurs	
β_m	Élasticité du coût complet par rapport au contenu de métal	
β_{op}	Élasticité du coût opératoire par rapport aux tonnages	
β_t	Élasticité du coût complet par rapport aux tonnages	

3 VARIABLES MUETTES

μ_z	Moyenne théorique d'une loi normale
k	Ordre d'un modèle VAR ou VECM (retard temporel endogène)
n	Taille d'une population
N	Dimension d'un modèle VAR ou VECM (nombre de composantes)
N_{obs}	Nombre d'observations d'une série temporelle
$r_{zz'}$ ou R	Coefficient de corrélation
$St_{zz'}$	Statistique de Student pour le coefficient de corrélation de z et z'
s_z^2	Variance empirique (carré de l'écart-type)
$S_{zz'}$	Covariance empirique
z_{Q2}	Médiane
\bar{z}	Moyenne empirique
γ_z	Moyenne théorique d'une variable suivant une loi log-normale tronquée
σ_z^2	Variance théorique d'une loi normale

4 SIGLES

AIE	Agence Internationale de l'Énergie	
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique	
CEA	Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives	
CRIRSCO	Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards	
DCF	<i>Discounted Cash Flows</i> (méthode d'actualisation des coûts)	
DOE	Department of Energy (gouvernement fédéral des États-Unis)	
EPR	European Pressurized Reactor ou Evolutionary Power Reactor	
GES	Gaz à Effet de Serre	
IR	Ressources présumées ou inférées (classification du Livre Rouge)	tU
ISL	In situ Leaching (Lixiviation in situ)	
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (coût moyen actualisé de l'électricité)	
MEDAF	Méthode d'Évaluation Des Actifs Financiers	
MUR	Modèle Uranium Régional	
MOx	Mixed Oxyde fuel	
NOx	Oxydes d'azote	
OCDE-AEN	Organisation de Coopération et de Développement Économiques – Agence pour l'Énergie Nucléaire	
ONU	Organisation des Nations Unies	
OP	<i>Open Pit</i> (Mine à ciel ouvert)	
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries	
pdf	Fonction de densité de probabilité	
PR ou PRO	Ressources Pronostiquées (classification du Livre Rouge)	tU
RAR	Ressources Raisonnablement Assurées (classification du Livre Rouge)	tU
REL	Réacteur à Eau Légère	
REP	Réacteur à Eau Pressurisée	
RNR	Réacteur à Neutrons Rapides	

SEC	US Securities and Exchange Commission
SMR	<i>Small and Modular Reactor</i>
SOx	Oxydes de soufre
SR ou SPE	Ressources Spéculatives (classification du Livre Rouge) tU
UE	Union Européenne
UG	<i>Underground</i> (Mine souterraine)
US EIA	U.S. Energy Information Administration
USGS	United States Geological Survey
UTS	Unité de Travail de Séparation
VAR	Modèle Vectoriel Autoregressif
VECM	Modèle Vectoriel à Correction d'Erreur

5 CONVERSIONS ET ORDRES DE GRANDEUR

1 ppm	=	0,0001%
1 kgU	=	2,6 lbU ₃ O ₈
1 kgU ₃ O ₈	=	0,848 kgU
1 kg	=	2,2 lb
1 tU (utilisation en REP)	~	10 000 tep (tonnes équivalent pétrole) ou 14 334 tec (tonnes équivalent charbon)
1 tU (utilisation en RNR)	~	500 000 tep