

From Oil to Atom. Steps and Financing of the
French Energy Transition after 1973.

*Du pétrole à l'atome : étapes et financement de la
transition énergétique française post-1973*

Cécile Costa (Frayse)

Strategic Advisor, Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

E-mail: costafraysse@gmail.com

Keywords: energy, nuclear, economic history, French nuclear program

JEL Codes: N74

WORKING PAPER N° 07
MARCH 2023

Abstract

Despite a high discount rate in the 1970s, several economic assumptions chosen by Electricité de France favored the choice of nuclear power. Before the oil crisis, EDF had anticipated a possible tension on the oil markets and had modelled an increase in the price of fuel oil (even if this turned out to be much lower than the increase that was subsequently observed). In addition, EDF's estimates of investment costs were based on the cost of nuclear power plants under construction in Belgium or on studies carried out in the United States, which could only give an approximate view of French investment costs. Finally, the EDF's electricity consumption hypothesis supported a massive plan in favor of nuclear energy. If the assumptions made by EDF proved to be wrong, the explosion in the price of fuel oil explains the rationality of the choice of nuclear energy, according to the technical-economic calculation method. Thus, the economic calculation has made it possible to rationalize a position that remains essentially political, by demonstrating the profitability of the American nuclear technology compared to fuel oil on the one hand and compared to the French nuclear technology on the other. It should be noted that EDF's economic calculation method did not take into account the level of risk of nuclear power or the management of radioactive waste. A consensus existed within French institutions (Ministry of Industry, Economy, National Assembly), the debate on the environmental impact of energy being limited to the potential risk of warming rivers. However, the financing of its development via the Messmer plan was a private financing with state guarantee, contrary to the financing of the hydraulic program.

Résumé

En dépit d'un taux d'actualisation élevé au cours des années 1970, plusieurs hypothèses de calcul économique choisies par Electricité de France privilégiaient le choix du nucléaire. En amont du choc pétrolier, EDF avait bien anticipé une possible tension sur les marchés du pétrole et modélisé une hausse du prix du fioul (même si celle-ci s'est révélée bien inférieure à celle constatée par la suite). En outre, les estimations d'EDF quant aux coûts d'investissement avaient pour source le coût des centrales nucléaires en cours de construction en Belgique ou des études réalisées aux États-Unis, ce qui ne pouvait donner qu'une vision approximative des coûts d'investissement français. Enfin, l'hypothèse de consommation électrique retenue soutenait le recours à un plan massif en faveur de l'énergie nucléaire. Si les hypothèses prises par EDF se sont révélées erronées, l'explosion du prix du fioul explique *ex post* la rationalité du choix de l'énergie nucléaire, selon la méthode du calcul technico-économique. Ainsi, le calcul économique a permis de rationaliser une position qui reste essentiellement politique, en démontrant la rentabilité de la filière nucléaire américaine par rapport au fioul d'une part, et par rapport à la filière française d'autre part. Il est à noter que la méthode de calcul économique d'EDF ne prenait pas en compte le niveau de risque du nucléaire ou celui de la gestion des déchets radioactifs. Un consensus existait au sein des institutions françaises (ministère de l'Industrie, de l'Économie, Assemblée nationale), le débat quant à l'impact environnemental de l'énergie s'étant limité au potentiel risque de réchauffement des rivières. Cependant, le financement de son développement via le plan Messmer était un financement privé avec garantie de l'État, en rupture avec le financement du programme hydraulique.¹

¹ Ce texte est issu d'un mémoire de recherche de master soutenu en juillet 2021 à la Paris School of Economics.

Je tiens à remercier Eric Monnet et Jérôme Bourdieu pour leurs précieux conseils et leur soutien tout au long de mes recherches.

Merci aussi à Michel Lepetit, Alain Beltran, Yves Bouvier, Jacques Percebois, Dominique Finon, Félix Torres, Michaël Mangeon, Luc Baumstark, Maxence Cordiez, Michel Berthelemy, Jean-Michel Trochet, Sylvain Hercberg pour m'avoir accordé un entretien. Merci aux archivistes d'Electricité de France et du Ministère de l'Economie et des Finances pour leur bienveillance.

Je dédie ce mémoire à mon premier professeur de sciences économiques et sociales, Jean-Michel Rodriguez.

Ce mémoire ne présente pas nécessairement la vision de RTE, ni celle des personnes interrogées, ni celle du Ministère de l'Economie et des Finances ou d'Electricité de France. Ni RTE, ni les personnes citées en remerciements, ni les responsables des différents centres d'archives consultés, ne peuvent être tenus responsables des propos tenus ici.

“ *Le destin des civilisations, de leur émergence à leur écroulement, dépend de leur capacité à maintenir une préoccupation pour l’avenir par rapport à la satisfaction des besoins immédiats. Une myriade de décisions individuelles et collectives traduisent concrètement ces préoccupations, depuis l’accumulation du capital par l’épargne longue et les investissements, jusqu’au niveau d’éducation, en passant par la préservation de l’environnement, l’exploitation des ressources naturelles, la qualité des infrastructures publiques et l’intensité des efforts de recherche et développement* ”

Jared Diamond, *Effondrement*

Table des matières

Introduction	1
1 Revue de littérature	4
2 Présentation du contexte français et international	11
2.1 Quelques faits marquants de l'histoire du nucléaire et de l'électricité en France . . .	11
2.2 Etat des lieux de l'énergie nucléaire en France et dans le monde	13
2.3 Le tournant nucléaire de la France annoncé en 1974	19
2.4 Quelques éléments de comparaison internationale :	21
3 Les hypothèses prises en compte au sein des calculs économiques réalisés au début des années 1970 favorisent le choix de l'énergie nucléaire	24
3.1 « L'économicité » d'Electricité de France	24
3.2 L'hypothèse d'un doublement de la consommation électrique tous les dix ans, retenue dans les calculs économiques, favorise le choix de l'option nucléaire	29
3.3 Scénarios contrefactuels	32
4 L'argument économique demeure moins prépondérant dans la prise de décision que certains facteurs sociologiques ou politiques	39
4.1 Le choix de l'énergie nucléaire répond à un souhait d'indépendance nationale, anticipé par Electricité de France	39
4.2 Le recours à l'énergie nucléaire fait consensus au sein de grands corps d'Etat comme au sein de l'Assemblée Nationale	41
5 Le choix de l'énergie nucléaire a été facilité grâce à l'accès d'Electricité de France à l'épargne étrangère dans des conditions favorables	44
5.1 Electricité de France voit ses dépenses d'investissement fortement augmenter au cours de la période 1973-1982	44
5.2 Electricité de France a eu un recours massif à l'endettement sur les marchés financiers étrangers, avec garantie de l'Etat	44
6 Conclusion	51
7 Annexes	53
A Bibliographie	56

Introduction

La politique énergétique est au carrefour de trois discours : le discours scientifique lié à la faisabilité technique d'un projet, le discours économique guidé par une analyse coûts-bénéfices dans son acception néoclassique, et le discours politique dépendant de préférences d'un groupe ou d'une société.

Au cours des années 1970, la France se tourne massivement vers l'énergie nucléaire, qui est devenue la première source de production et de consommation d'électricité. La durée de vie d'une centrale nucléaire est au moins de 25, 30 ou 40 ans, de nouvelles extensions prévoyant désormais une durée de vie jusqu'à 60 ans. Le tournant nucléaire français représente donc un choix majeur pour l'avenir énergétique de la France, puisqu'il crée un effet de « lock-in » [Meyer 2017]. Une fois les investissements prévus puis réalisés pour un certain type d'énergie, il s'avère coûteux (financièrement ou à cause de biais psychologiques) de revenir sur la décision prise, le changement de mix énergétique est un processus long.

Le nucléaire est une énergie controversée, notamment en ce qui concerne la sûreté des équipements. Ce débat a pris de l'ampleur à la suite d'accidents majeurs ayant fait l'objet d'une grande couverture médiatique (comme Three Mile Island (1979), Tchernobyl (1986) ou Fukushima (2011)). Le débat quant au recours à l'énergie nucléaire a pris une nouvelle tournure, avec la question du réchauffement climatique. En avril 2021, la Commission européenne a annoncé que le financement de l'énergie nucléaire pouvait faire l'objet du label « investissements durables » de l'Union Européenne, suite à la publication d'un rapport du Centre commun de recherche [JRC 2020]. La Commission européenne publiera un acte délégué complémentaire qui inclura l'énergie nucléaire « sous réserve d'une cohérence avec les résultats de processus de révision spécifique en cours conformément au règlement « taxonomie » de l'UE ». Marcel Boiteux souligne en effet la contribution de l'énergie nucléaire à la lutte contre le réchauffement climatique : « Le temps n'est-il pas venu de trouver une nouvelle source d'énergie moins cruellement meurtrière que le charbon, moins polluante que les combustibles

fossiles, et qui ne générerait pas de gaz carbonique? Une énergie qui permettrait de ne pas gaspiller les bases chimiques dont nos descendants auront grand besoin, et qui serait beaucoup moins encombrante que toutes nos formes d'énergie classique? » [Boiteux 2013].

Ce mémoire ne prend pas une position spécifique envers le recours à l'énergie nucléaire. L'enjeu est plutôt de comprendre les déterminants politiques et économiques d'une décision qui a profondément changé le mix énergétique français. Alors que le taux d'actualisation était compris entre 7% (Vème Plan) et 10% (VIème Plan) au début des années 1970, l'énergie nucléaire, dotée des plus forts coûts capitalistiques, a été l'énergie privilégiée. Quelles hypothèses économiques ont permis de démontrer la rentabilité des investissements nucléaires? Quel a été le poids des arguments économiques dans la prise de décision?

Le tournant nucléaire de la France dans les années 1970 constitue une étude de cas de l'utilisation du calcul économique, tels que mis en avant par Roger Guesnerie ([Guesnerie 2004], [Guesnerie 2006]) ou Christian Gollier [Gollier 2005]. Ce mémoire contribue également à l'histoire de l'énergie nucléaire, telle qu'écrite par les historiens d'Electricité de France ([Torres 2016], [Picard J.-F. 1985])) et s'inscrit enfin dans la poursuite de travaux sur les modalités de financement des investissements publics [Hautcoeur 1996a].

Principales conclusions de l'étude : Les hypothèses d'EDF avant le choc pétrolier prenaient en compte une hausse du prix du fioul, mais celle-ci s'est révélée bien inférieure à celle constatée. EDF avait donc bien anticipé une possible tension sur le marché du pétrole, mais la hausse sans précédent du prix du fioul au cours des années 1970 n'avait pas été modélisée. De plus, le taux d'actualisation appliqué ne privilégiait pas l'option nucléaire. Cependant d'autres hypothèses la soutenaient, comme l'hypothèse de consommation retenue (soit un doublement tous les dix ans, en prolongement de la tendance historique). De plus, les calculs économiques développés par Electricité de France n'ont pas pris en compte la dérive des coûts du nucléaire. En effet, le choc pétrolier a eu un impact sur le coût du nucléaire lui-même. Il faut ajouter que les estimations d'EDF avaient pour source le coût des centrales nucléaires en cours de construction en Belgique (comme la centrale de Tihange) ou des études réalisées aux Etats-Unis, ce qui ne pouvait donner qu'une vision approximative des coûts français [Finon 1978]. Malgré la dérive des coûts de l'énergie nucléaire, l'explosion du prix du combustible pour le thermique à flamme explique *ex post* la rationalité du choix de l'énergie nucléaire, selon la méthode du calcul technico-économique. En l'absence de choc

pétrolier, la rentabilité de l'énergie nucléaire n'aurait pas été évidente. Cependant, il est à noter que la méthode de calcul économique d'EDF ne prenait pas en compte le niveau de risque du nucléaire, ni le coût de démantèlement des centrales ou celui de la gestion des déchets radioactifs.

Le calcul économique a permis de rationaliser une position qui reste politique, soit l'indépendance nationale vis-à-vis des pays producteurs de pétrole (en démontrant que le nucléaire était moins coûteux que le fioul notamment grâce à la technologie PWR). Un consensus existait au sein des institutions françaises (Ministère de l'Industrie, de l'Économie, Assemblée nationale), le débat quant à l'impact environnemental de l'énergie s'est limité au potentiel risque de réchauffement des rivières proches des centrales nucléaires. Le calcul économique a toutefois joué un rôle important dans l'adoption de la filière américaine (PWR) au détriment de la filière française (UNGG). Au moment du choc pétrolier, le choix de la filière américaine est déjà acté.

Le choix du nucléaire a été favorisé par la centralisation de l'Etat en France. Le plan Messmer utilise une vision de l'État planificateur, capable d'une politique d'infrastructure d'ampleur. La France est encore dans un modèle d'économie de rattrapage après la Seconde Guerre mondiale, et le programme nucléaire a notamment permis de valoriser l'image d'une France « technique », « rayonnante », « glorieuse » [Hecht 2014]. Cependant, le financement du plan Messmer est un financement privé avec garantie de l'Etat. Contrairement au programme hydraulique, Electricité de France emprunte sur les marchés étrangers (américains notamment), ceci diffère avec les modèles de financement des années d'après-guerre.

1 | Revue de littérature

La décision d'investissements publics demeure complexe. Elle pose la question de l'allocation optimale des ressources, sous contrainte d'un budget circonscrit. Il ne s'agit pas simplement d'efficacité (améliorer la qualité de l'infrastructure), mais également de contrefactuel (choix entre l'infrastructure A, B ou C). Un exemple typique est donné par Marcel Boiteux : « Si telle préoccupation d'urbanisme conduit à préférer, pour un investissement de transport, une solution qui coûterait cinquante millions de plus que la solution dont le bilan socioéconomique était apparemment le meilleur, on peut alors se poser la question de savoir si, avec ces cinquante millions, on ne pourrait pas faire mieux encore, autrement et ailleurs » [Guesnerie 2006].

Roger Guesnerie [Guesnerie 2006] retient la définition suivante : « Le calcul économique d'un projet public met en regard les coûts d'un projet mesuré avec le système des prix observés ou anticipés et « actualisés » et ses avantages monétaires qui, dans la logique standard (...) s'obtiennent par addition des surplus individuels ». Le calcul économique serait donc un outil d'aide à la décision des choix publics, qui pourrait être par ce biais « objectivée ». Selon Marcel Boiteux, « idéalement le calcul économique est apte à peser les coûts et les avantages comme les horloges mesurent l'heure ». Si le calcul économique n'est pas exempt de biais, il permet, selon Roger Guesnerie, de se soustraire à l'arbitraire : « faire du calcul économique le noyau de l'évaluation, c'est éviter sa libre adaptation, en fonction des caprices de l'utilisateur ». Cette mesure serait utile de par sa « fidélité », « au sens où la balance est fidèle, des contreparties de telle ou telle amélioration qualitative qui doit être explorée dans les variantes de l'examen ».

Jacques Percebois publie, en 1978, une critique de cette approche visant à considérer les résultats du calcul économique comme l'aboutissement d'un processus rationnel, objectif et complet [Percebois 1978] : « évaluer une technologie énergétique signifie inévitablement que l'on en discute les implications sociales et politiques et cela concerne en dernière analyse

l'échelle des valeurs d'une société. Dans quelle mesure alors les outils d'analyse du « calcul économique néoclassique » sont-ils susceptibles de permettre d'orienter dans un sens « socialement désirable » les choix à opérer ? ». Selon Jacques Percebois, une technologie ne peut s'imposer sans « l'appui de certains groupes sociaux et notamment de l'État ». En effet, la « scientificité » du calcul économique demeure selon lui, contestable : « il n'y a pas de caractère automatique dans le passage d'une forme d'énergie à une autre dans la mesure où la compétitivité économique d'une technologie énergétique quelconque ne saurait être isolée des stratégies mises en œuvre et de la méthodologie utilisée pour la faire prévaloir ».

Le développement durable a également remis en question le calcul économique, devant désormais tenir compte d'exigences environnementales. Le calcul économique écologique est cette fois défini par Roger Guesnerie [Guesnerie 2004] comme « le calcul qui doit être fait aujourd'hui pour évaluer la pertinence d'une action visant à améliorer la situation écologique des générations suivantes ».

De façon à comparer des bénéfices et des avantages futurs (sous la forme de flux monétaires), la théorie économique néoclassique préconise l'usage d'un taux d'actualisation, de manière à prendre en compte l'attrait pour le présent (un agent rationnel peut ne pas accorder la même valeur à l'obtention de dix euros au cours de l'année n , ou au cours de l'année $n+10$). Ainsi, plus le taux d'actualisation est élevé, moins un gain futur aura de l'importance au temps présent. La fixation du « bon » taux d'actualisation reste sujette à de nombreuses controverses. Weitzman [Weitzman 2001] montre qu'en cas d'incertitude stationnaire sur la valeur du taux d'actualisation, ceci conduit à faire décroître la valeur du taux jusqu'à sa valeur minimale, le taux d'actualisation est censé décroître au cours du temps. Ainsi, pour des projets très lointains, il faudrait appliquer un taux d'actualisation faible.

En réalité, il n'existe pas qu'un seul taux d'actualisation pour toutes les périodes, mais l'on peut modéliser des séries de taux d'actualisation en fonction de l'horizon temporel considéré. Christian Gollier [Gollier 2005] illustre la complexité de définir un taux d'actualisation, en cas d'incertitude sur l'avenir : « Le problème est que la courbe des taux s'interrompt autour d'un horizon de 30 ans, car il n'existe plus d'actif financier sans risque échangé sur des marchés liquides pour des maturités supérieures à celle-là ». Cependant, Christian Gollier est favorable à un taux non-nul pour le très long terme : « ceci reviendrait à consentir beaucoup d'efforts pour le très long terme (par exemple en sécurisant à l'extrême les sites de déchets

nucléaires) ».

Dans le cadre du développement durable, la fixation du taux d'actualisation soulève la question de la substituabilité des biens. En effet, si les générations futures sont considérées comme plus riches que les générations présentes, alors il ne semble pas nécessaire de faire des sacrifices de façon à préserver le bien-être des générations qui succèdent (puisque leur utilité marginale de richesse sera plus faible que la nôtre). Dans l'hypothèse de biens parfaitement substituables, l'utilisation de ressources environnementales peut permettre d'accroître la richesse des générations futures (par transformation de capital naturel en capital technologique). Cependant, du fait de la finitude des ressources, et de l'imparfaite substituabilité des biens environnementaux, une nouvelle contrainte d'optimisation apparaît dans le calcul économique néoclassique, celle de la qualité environnementale de la génération future. Quel taux d'actualisation permettrait d'assurer une équité intergénérationnelle ?

Le Rapport Stern [Stern 2007] sur l'économie du changement climatique remis en 2006 au gouvernement britannique a eu pour objectif de calculer le prix du changement climatique pour la société. L'étude conclut que le coût d'un scénario sans action climatique provoquerait une perte entre 5% et 20% du PIB mondial, chaque année. Un investissement d'1% du PIB mondial est estimé d'ores et déjà efficace de manière à limiter le changement climatique. Cependant, le poids donné à l'utilité de chaque génération est à peu près le même, puisque le taux choisi par Nicholas Stern est de 1,4% (0,1% plus élevé que le taux de croissance de la consommation, estimé à 1,3%). Une action rapide et de grande ampleur de manière à contrer le changement climatique est plébiscitée. William Nordhaus publie une critique de l'étude en 2007 [Nordhaus 2007], et préconise ultérieurement un taux plus élevé, de 3 à 5%.

En France, le Commissariat Général au Plan a défini le taux d'actualisation, mais celui-ci a évolué en fonction des plans successifs. Le taux d'actualisation était estimé à 4% pour les deux premiers Plans (1947-1953 et 1954-1957), puis à 8% au cours IIIème Plan (1958-1961), 7% au cours du IVème (1962-1965) et du Vème Plan (1966-1970), et enfin 10% pour le VIème Plan (1971-1975). Plus récemment, le rapport Lebègue [Lebègue 2005] et la Commission Quinet [Quinet et al. 2013] ont défini de nouveaux taux d'actualisation, en utilisant le cadre théorique du rapport Gollier [Gollier 2008]. La Commission Quinet a retenu un taux sans risque de 2,5% (la prime de risque étant égale à 2%) puis de 1,5% en 2070 (respectivement, 3%). Roger Guesnerie montre que le choix d'un taux d'actualisation modifie fortement

la décision prise ultérieurement : « dépenser un euro aujourd'hui n'est « rentable », lorsque la rentabilité est évaluée avec un taux d'actualisation de 10%, que si l'investissement rapporte environ 120 euros dans cinquante ans ou 14 000 euros dans cent ans (...) Il ne faut plus qu'un bénéfice de 130 euros dans cent ans, mais environ 17 000 dans deux cents ans, pour que l'opération soit blanche avec un taux de 5% » [Guesnerie 2004]. Plus les horizons temporels sont lointains, plus le taux d'actualisation joue un rôle prépondérant dans la prise de décision. En matière de changement climatique, le bien-être de la génération future aura moins d'importance dans le présent si le taux d'actualisation est élevé.

Roger Guesnerie [Guesnerie 2004] réfute la substituabilité des biens environnementaux, grâce à un modèle mathématique : « contre l'argument traditionnel, l'inutilité d'aider les générations lointaines en tout état de cause plus riches que nous, l'analyse développée ici fait valoir que cet argument ne s'applique qu'aux biens privés : compte tenu de l'importance qu'elle pourra avoir pour elles, la qualité environnementale est (...) un don [aux générations futures] dont la désirabilité, du point de vue d'une certaine éthique, peut être appréciée grâce à un calcul économique réfléchi ». Un taux proche de zéro serait donc préconisé à l'issue d'un calcul économique « écologique ».

Christian Gollier [Gollier 2005] énonce plusieurs difficultés liées à l'analyse coût-bénéfice. D'une part, l'évolution des prix relatifs n'est pas toujours simple à prédire (prix de marché pour les biens privés ou propensions à payer pour les biens publics). Dans le cas d'une ressource non renouvelable, le modèle d'Hotelling [Hotelling 1931] explique en effet qu'il est nécessaire d'obtenir une valeur constante de la ressource dans le temps pour ne pas que les propriétaires de celle-ci la consomment immédiatement. D'autre part, Gollier cite l'incertitude du coût des fonds publics (lever des fonds à la date t et à la date $t+10$ peut ne pas avoir le même prix). A ceci, il faut ajouter l'incertitude quant aux profits futurs. De même, il est nécessaire de quantifier le coût de l'irréversibilité (une fois une centrale nucléaire construite, le stockage de déchets est irréversible). Enfin, les coûts liés au risque d'un projet sont également incertains puisque « plusieurs distributions sont souvent plausibles pour décrire ces aléas au regard des connaissances scientifiques du moment ». Confronté à ces différentes limitations de l'analyse coûts-bénéfices, Christian Gollier cite Marcel Boiteux : « L'intérêt de faire du bilan socio-économique non le critère mais le noyau de l'estimation de la valeur d'un projet, c'est de permettre une analyse des raisons pour lesquelles on est conduit à s'écarter de la solution à laquelle ce seul bilan aurait conduit, et de pouvoir ainsi chiffrer le surcoût de la décision » [Guesnerie 2006].

Dans le domaine énergétique, le taux d'actualisation permet de calculer le coût actualisé de chaque énergie, un déterminant important dans le choix de favoriser une source d'énergie par rapport à une autre. Les coûts de l'électricité d'origine nucléaire sont le plus souvent estimés selon la méthode « LCOE » (*levelised cost of electricity*), afin d'établir une comparaison entre diverses sources d'énergie :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n I_0 \cdot CRF + \sum_{t=1}^n A_t}{\sum_{t=1}^n E_t} \quad (1.1)$$

- I_0 : coût de l'investissement initial (hors coûts de démantèlement)
- A_t : coûts d'exploitation fixe (hors coûts de raccord), comme opération et maintenance, coût du combustible
- E_t : l'électricité générée pendant une année (en MWh), pour ceci on multiplie 8760 (le nombre d'heures dans une année) par le facteur de charge ¹
- CRF (capital recovery factor) : multiplicateur utilisant le taux d'actualisation, généralement à l'aide de la formule suivante : $\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ avec r , le taux d'actualisation et n le nombre d'annuités ²

Le résultat final est souvent exprimé en euros par mégawatt-heure. Il faut souligner que ce calcul est soumis à des hypothèses, comme : le nombre d'années où la centrale nucléaire fonctionne (n), le taux d'actualisation (r), le facteur de charge (plus facile à estimer dans le cas du nucléaire que dans celui des énergies renouvelables ³), d'autres hypothèses fortes peuvent être retenues en ce qui concerne les coûts de l'investissement initial ou du combustible (comme la variation du cours du pétrole pour une centrale à fioul). Le coût du démantèlement d'une centrale nucléaire/gestion des déchets ne sont aussi généralement pas inclus dans les LCOE présentés. Le calcul de rentabilité d'une énergie peut donc être influencé par les avancées scientifiques des différentes technologies, les débats de la science économique (notamment pour le taux d'actualisation), et les choix politiques (avec des hypothèses favorisant une

1. le facteur de charge est défini comme « le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale », autour de 75% pour une centrale nucléaire française

2. Dans cette formule, seul le coût d'investissement est actualisé. Voir Annexe 2 pour la démonstration de la formule d'actualisation.

3. Dans le cas des énergies renouvelables, il faut ajouter un coût de « back-up » (comme une centrale à charbon), par une autre source d'énergie lorsque le vent est trop faible pour actionner une éolienne par exemple.

source d'énergie plutôt qu'une autre).

Il est important de souligner la différence de méthode de calculs entre « ingénieurs » et « analystes financiers » [Jones 1982]. La méthode « Net Present Value » (NPV) a été développée par l'ingénieur A. M. Wellington, et exposée dans son livre *The Economic Theory of the Location of Railways* [Wellington 1887]. Du fait des fortes dépenses générées par la construction d'une ligne, il développa un outil d'aide à l'optimisation du projet d'infrastructure. Wellington figure parmi les premiers auteurs à utiliser le taux d'actualisation pour des investissements non financiers. La référence à la méthode NPV est ensuite reprise par les économistes comme Irving Fisher [Fisher 1930], après la seconde guerre mondiale. Cependant, en 1923, une autre méthode a également vu le jour : « Equivalent Annual Cost », dans *Engineering Economics* (John Charles Lounsbury Fish). Celle-ci a été reprise et promue par Eugene Lodewick Grant [Grant et al. 1983], qui l'estimait plus simple d'utilisation et plus intuitive. La méthode EAC est celle utilisée dans les calculs technico-économiques d'EDF. Dans la méthode NPV, les flux de trésorerie sont actualisés pour obtenir une valeur présente, alors que la méthode EAC convertit les flux de trésorerie en une série de flux annuels uniformes. EAC est donc par exemple, plus facile d'interprétation pour des administrations déclarant leurs revenus sur base annuelle. Selon les auteurs [Jones 1982], l'éducation joue un fort rôle dans l'utilisation d'une méthode ou d'une autre : « *A survey of 35 accounting textbooks (published between 1976 and 1981), containing a discussion of techniques for evaluating capital projects, found only two which made mention of the equivalent annual cost method. Consequently, out of the fields examined, only engineering is versed in the EAC method* ».

Si la méthodologie d'actualisation est controversée, le coût de l'investissement (avant actualisation) nécessaire à la construction d'une centrale l'est aussi. Dans le cadre du financement du nucléaire, le rapport de la Cour des Comptes [Migaud 2012] a souligné un investissement initial important, estimant le montant de la construction des installations nucléaires nécessaires à la production d'électricité à 121 Md€2010 (« dont 96 Md€2010 pour le coût de construction des 58 réacteurs existants, stricto sensu »). Selon Grubler [Grubler 2010], la centralisation de la décision du plan Messmer, induisant une forte standardisation des îlots nucléaires, comme une stabilité des normes de construction est à l'origine de sa réussite. Au contraire, les réacteurs récents sont caractérisés par une escalade des coûts, du fait d'une plus faible standardisation et de délais de construction allongés. Cependant, selon Escobar Rangel et Lévêque [Rangel 2015], l'augmentation des coûts du nucléaire pour les réacteurs de dernière génération a été surestimée, car il existe des effets d'apprentissage, lorsque les

réacteurs construits sont de type similaire.

La question du coût de l'énergie va de pair avec celle de son financement, qui peut être public ou privé. Pierre-Cyrille Hautcoeur et Angelo Riva [Hautcoeur 2011] ont démontré que le marché boursier français ne s'est développé qu'au cours des années 1980. La France des années 1960 était plutôt caractérisée par une « économie d'endettement », avec « un crédit abondant et l'absence d'inflation excessive grâce à la concurrence et à la décentralisation dans l'octroi du crédit par les réseaux bancaires et à leur contrôle par l'Etat et sa Banque centrale ». Les réformes permettant d'intégrer le système financier au système international (comme le démantèlement du contrôle des changes, la fin du monopole d'intermédiation boursière des agents de change) sont postérieures au premier choc pétrolier. Toujours selon Pierre-Cyrille Hautcoeur [Hautcoeur 1996b], les marchés financiers français souffrent avant 1990 « d'une insuffisante profondeur résultant de l'absence d'investisseurs institutionnels suffisamment puissants », du fait notamment de l'importance du secteur public. Pendant les Trente Glorieuses, l'Etat se charge avant tout du financement des grands investissements, notamment grâce au Fonds de Développement Economique et Social (F.D.E.S.). De fait, « entre 1960 et 1971 les émissions de titres ne représentent que 18,5% du financement externe des entreprises ». Pour Quennouëlle-Corre [Quennouëlle-Corre 2000], « après 1950, le financement public des investissements qui draine alors autour de 60% des capitaux, accuse une chute importante - près de 20% - puis se stabilise pour constituer entre 30 et 20% du financement de l'économie entre 1953 et 1967 »⁴. La direction du Trésor a déjà opéré une première mutation par rapport à l'époque des Trente Glorieuses au moment du choc pétrolier. Valéry Giscard d'Estaing est en effet considéré comme le premier ministre des Finances « conjoncturiste ». Le Trésor s'oriente vers de nouveaux objectifs : ouverture des frontières, compétitivité de l'économie française et croissance.

4. le terme « investissement public » est défini de la façon suivante : « Les données sur les fonds publics sont relativement fiables, mais les méthodes de calcul ont beaucoup évolué depuis 1948. En 1952, la Commission des investissements modifie ses nomenclatures d'investissement. Les bases statistiques issues de la Comptabilité nationale sont utilisées pour le rapport du FDES à partir de 1967 ; enfin en 1975 les séries sont issues des tableaux de financement à long terme de la Comptabilité nationale. Pour préserver l'homogénéité des chiffres, au demeurant relative, nous avons limité la série à la période 1947-1967. »

2 | Présentation du contexte français et international

2.1 Quelques faits marquants de l'histoire du nucléaire et de l'électricité en France

Le nucléaire est une énergie ayant pour origine la fission de l'atome d'uranium, produisant ensuite une réaction en chaîne. L'uranium naturel est composé de trois isotopes radioactifs (^{238}U , ^{235}U et ^{234}U). La plupart des réacteurs actuels fonctionnent avec de l'uranium dit « enrichi » (^{235}U). Une bombe nucléaire tire, elle, son origine d'une réaction en chaîne non maîtrisée. Pour mettre au point une « bombe A », de l'uranium 235 hautement enrichi ou du plutonium 239 sont nécessaires.¹ Plusieurs technologies peuvent être utilisées pour produire de l'énergie nucléaire civile :

- des réacteurs à uranium naturel graphite-gaz (UNGG)
- des réacteurs à eau - pressurisée ou bouillante
- les récents EPR (European Pressurized Water Reactor) étant un dérivé de cette précédente technologie.

Les réacteurs à eau nécessitent de l'uranium enrichi pour leur fonctionnement, ce qui peut être coûteux. Certains réacteurs peuvent être dits « plutonigènes », soit servant à la production de plutonium 239 pour les bombes atomiques. Les premiers réacteurs (de technologie UNGG) développés par le Commissariat supérieur à l'énergie atomique sont de cette catégorie, et ont pu servir aux essais nucléaires français. Le corpus de compétences commun aux nucléaires civil et militaire induit des liens complexes. Cependant, il n'est pas nécessaire de posséder l'arme atomique pour développer de l'énergie nucléaire civile, et inversement.

Les recherches sur l'énergie d'origine nucléaire ont véritablement débuté à la fin du XIX^{ème} siècle. Henri Becquerel découvre la radioactivité des composants uranifères en 1896, décou-

1. A l'heure actuelle, la grande majorité des bombes nucléaires sont des bombes de plus petit volume que les bombes A (les « bombes H »), thermonucléaires, qui combinent mécanisme de la bombe A et fusion du deutérium et du tritium (isotopes d'hydrogène)

verte suivie en 1898 par celles de de Pierre et Marie Curie sur le polonium et le radium. La recherche des laboratoires français, allemands et anglais est dynamique au début du XXème siècle, mais la deuxième guerre mondiale entraîne l'émigration d'un certain nombre de chercheurs. La pile de Fermi (CP1) est produite aux Etats-Unis en 1942. Après la guerre et dans le souci de contrôler le développement de l'arme atomique, l'Organisation des nations unies crée l'Agence internationale à l'énergie atomique (AIEA) le 29 juillet 1957. En Europe, la Communauté européenne pour l'énergie atomique (Euratom) est, elle, créée le 25 mars 1957.

Le 18 octobre 1945, le général de Gaulle fait naître le Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Ses équipes réaliseront la première pile atomique Zoé (en décembre 1948), disposant seulement d'une puissance de quelques kilowatts. Au cours des années 1950-1960, plusieurs prototypes de réacteurs voient le jour (EL2, EL3 à Saclay et G1, G2, G3 à Marcoule), suit ensuite une série de réacteurs à uranium naturel graphique gaz. Au même moment, en 1954, Pierre Mendès France demande une étude sur le prototype d'une bombe nucléaire, décision prise plus tard par Félix Gaillard et confirmée par Charles de Gaulle. «Le Redoutable », premier sous-marin nucléaire français est lancé en 1971 [Reuss 2021].

L'après-guerre est marquée par la nationalisation de l'électricité, du gaz, et des charbonnages. Electricité de France (EDF) apparaît grâce à la loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, qui établit la nationalisation de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture d'électricité, comme de gaz naturel. Au cours des années 1960, le développement des transports routiers accroît toutefois la dépendance au pétrole, par rapport au charbon. La consommation d'énergie est en expansion, et suit la croissance économique.

Comme le précise Félix Torres [Torres 2016], le programme nucléaire français est organisé autour de quelques acteurs-clés :

- l'Etat
- le Commissariat à l'énergie atomique, « exerçant le leadership en matière de recherche et développement »
- Electricité de France, « l'opérateur public, jouant un triple rôle de maître d'ouvrage, de maître d'oeuvre et d'exploitant unique des centrales nucléaires »
- deux groupes industriels : Empain-Schneider (« avec ses filiales Creusot-Loire et Framatome fabriquant la quasi-totalité des îlots nucléaires ») et CGE-Alsthom Atlantique (« fournisseur de la majeure partie des îlots dits classiques ou conventionnels »)
- l'Autorité de sûreté nucléaire

Les premiers réacteurs nucléaires à être construits se situent à Marcoule, Chinon, Chooz, St Laurent, Bugey, Phénix, Superphénix, et Brennilis (une centrale à eau lourde, à la différence des autres, utilisant la technologie uranium naturel graphite-gaz).

La centrale de Fessenheim et certains réacteurs à Bugey ont un décret d'autorisation datant de 1972, soit sous la présidence de Georges Pompidou, mais antérieur au choc pétrolier.

Les réacteurs dont le décret d'autorisation a été publié entre 1974 et 1980, se situent à Bugey, Tricastin, Gravelines, Dampierre, Blayais, St Laurent, Chinon, Cruas, Paluel, Flamanville.

2.2 Etat des lieux de l'énergie nucléaire en France et dans le monde

En 2019, la capacité installée d'énergie d'origine nucléaire mondiale était équivalente à 443 GW (des nouveaux projets de 5,2 GW de capacité ont été lancés cette même année, mais l'équivalent de 9,4 GW ont été retirés du marché). Comme le montre le graphique 2.1, l'énergie d'origine nucléaire pour des usages civils n'a fait son apparition que récemment. Elle n'est réellement utilisée qu'à partir de 1965, et représente environ 10% de la production d'électricité dans le monde.

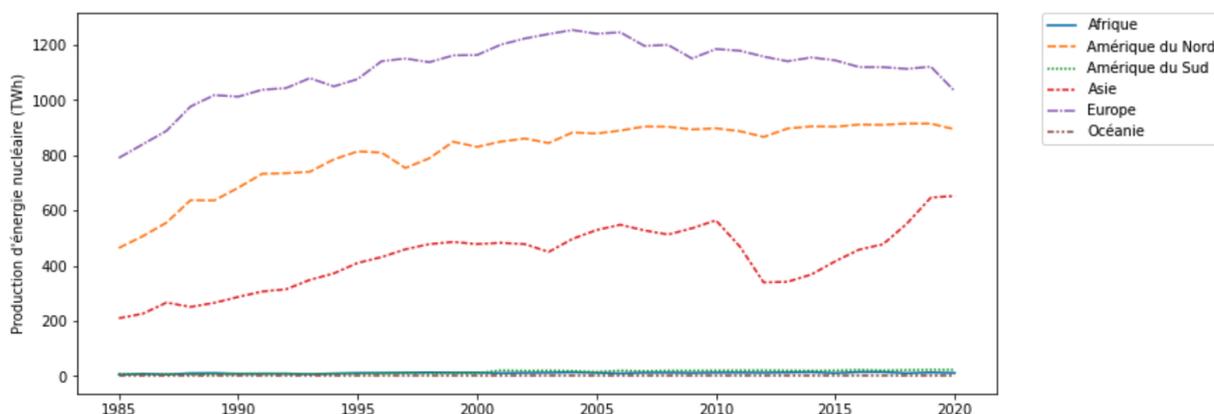


FIGURE 2.1 – Evolution de la production d'énergie nucléaire par géographie

Réalisation propre à partir des données de *Our World In Data*

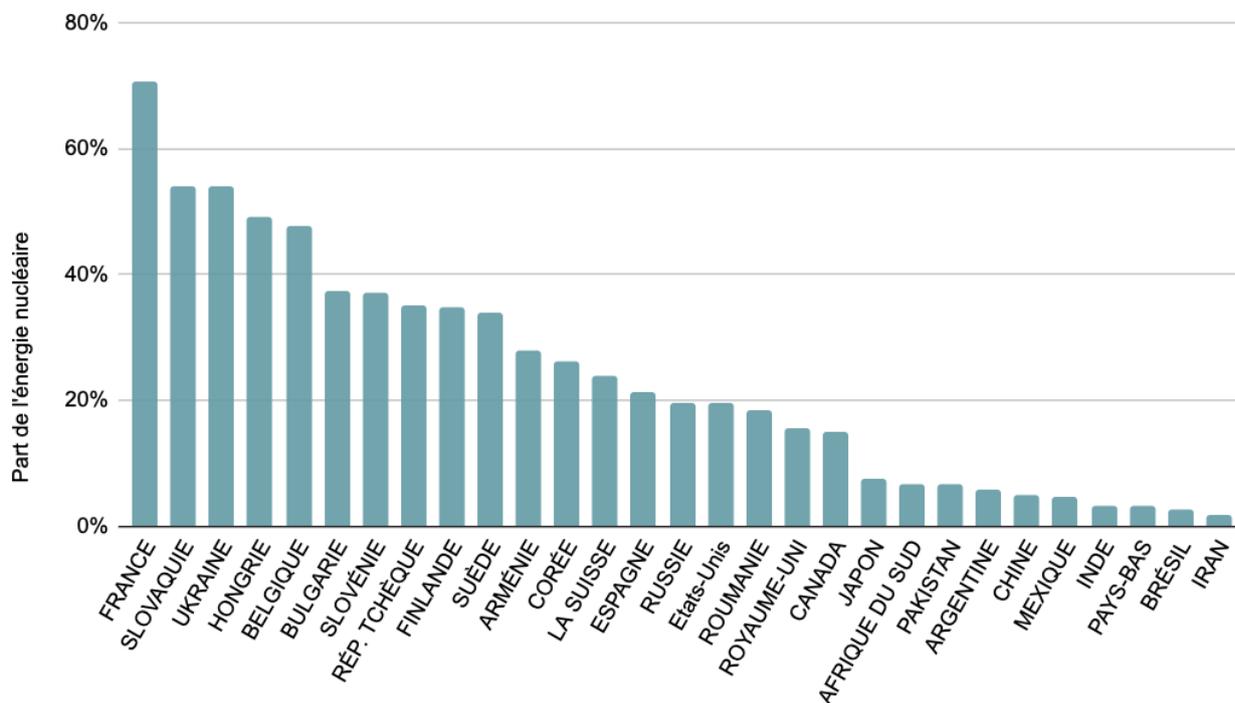


FIGURE 2.2 – Pourcentage de l'électricité produite par l'énergie nucléaire par pays en 2019

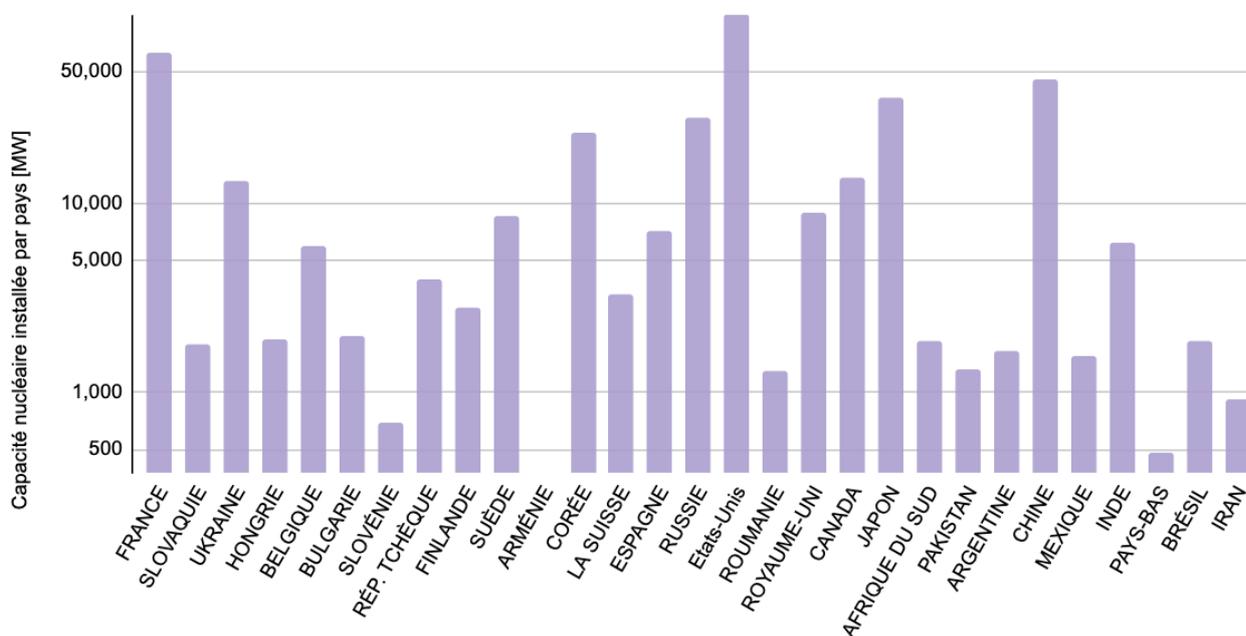


FIGURE 2.3 – Capacité nucléaire installée par pays en 2019 (échelle logarithmique)

FIGURE 2.4 – Chiffres généraux sur la production nucléaire mondiale.

Réalisation propre à partir des données de *PRIS Database* / Agence internationale de l'énergie atomique

NB : Les chiffres présentés ne sont pas en proportion de la population

En France, le nucléaire est devenue la première source de production et de consommation d'électricité (environ 70% de l'électricité produite en France métropolitaine en 2019, pour une production de 379,5 TWh), avec 56 réacteurs répartis sur 18 sites nucléaires (visibles

sur la carte 2.5). Le parc nucléaire français est le deuxième plus grand du monde après les Etats-Unis, avec une capacité installée de 61,4 GW (le détail par pays est disponible sur le graphique 2.4). La loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoit que le nucléaire ne représentera plus que 50% de l'électricité produite en 2035.

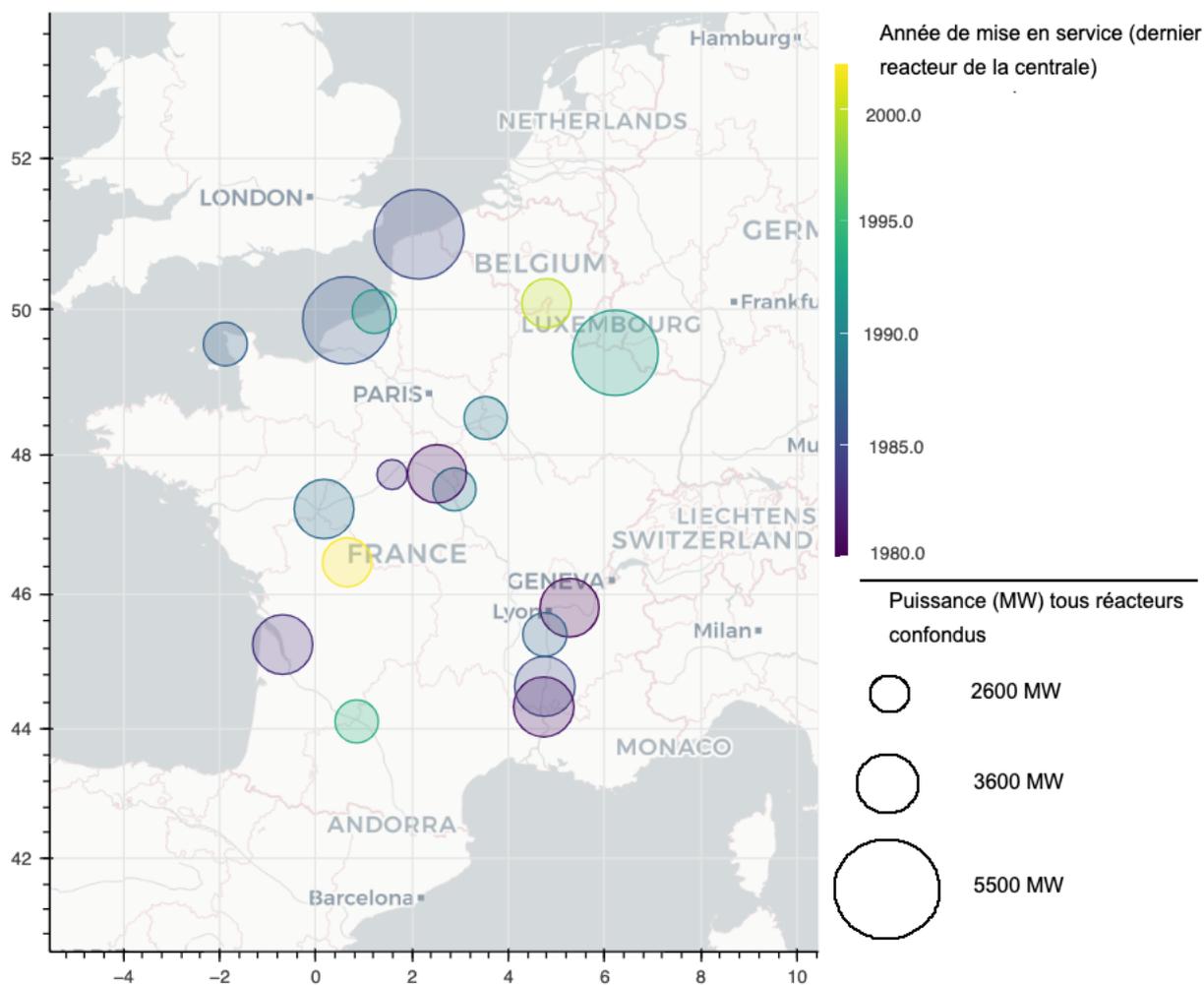


FIGURE 2.5 – Centrales en service en France en 2020

Réalisation propre à partir des données de l'Opendata officiel d'EDF

Il convient toutefois de souligner que même si le nucléaire représente une forte proportion de l'électricité produite en France, le mix énergétique total laisse encore une large part aux énergies fossiles (Fig.2.6). Il en va de même au niveau mondial (Fig. 2.7).

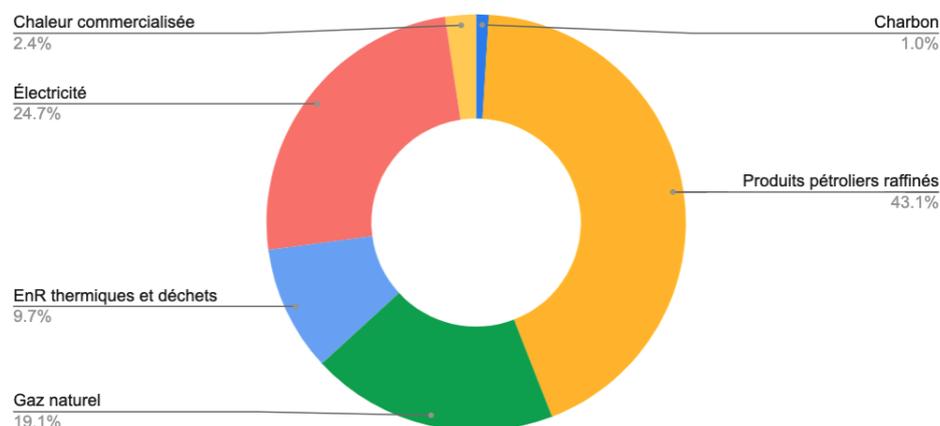


FIGURE 2.6 – Mix énergétique français en 2018, pour un total de de 153 Mtep
Réalisation propre à partir des données du [Ministère de la transition écologique](#)

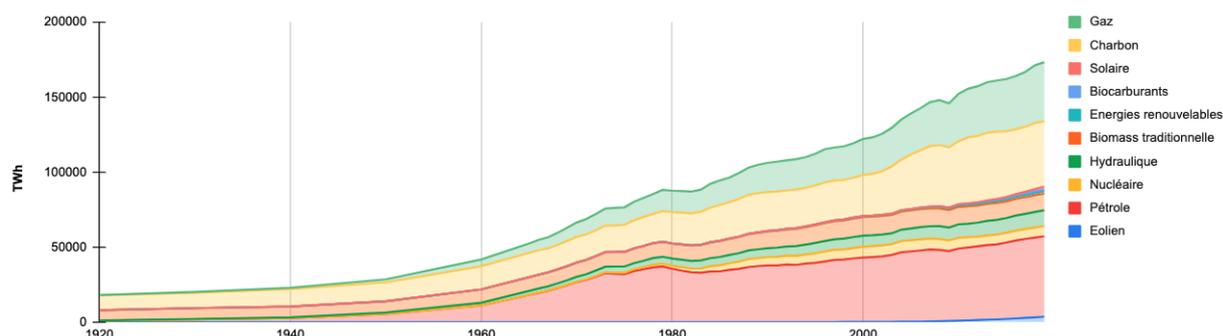


FIGURE 2.7 – Consommation énergétique mondiale par type d'énergie
Réalisation propre à partir des données de *Statistical Review of World Energy*, BP

La question du coût des énergies demeure sujette à vifs débats, encore à l'heure actuelle. Les coûts du nucléaire sont en effet en augmentation ces dernières années, ce qui pose la question de sa compétitivité. L'augmentation des coûts du nucléaire peut notamment s'expliquer par une hausse des coûts des procédures de sécurité, ou par des délais de livraison allongés d'autre part. L'EPR de Flamanville en est une illustration (le coût de construction des trois paires d'EPR 2 ayant été estimé par la Cour des comptes à 46 milliards d'euros₂₀₁₈). Une étude récente de chercheurs du MIT [Eash-Gates 2020] identifie les facteurs suivants à l'origine de l'augmentation des coûts de construction du nucléaire : « *Soft factors external to standardized reactor hardware, such as labor supervision, contributed over half of the cost rise from 1976 to 1987. Relatedly, containment building costs more than doubled from 1976 to 2017, due only in part to safety regulations. Labor productivity in recent plants is up to 13 times lower than*

industry expectations. Our results point to a gap between expected and realized costs stemming from low resilience to time- and site-dependent construction conditions. Prospective models suggest reducing commodity usage and automating construction to increase resilience. More generally, rethinking engineering design to relate design variables to cost change mechanisms could help deliver real-world cost reductions for technologies with demanding construction requirements ».

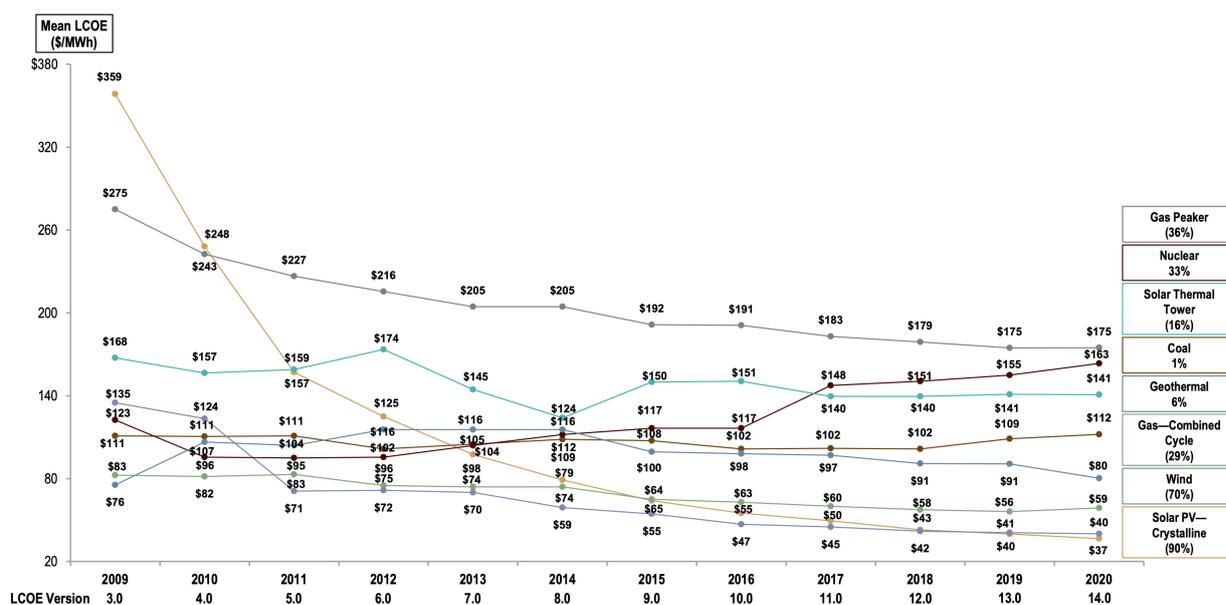


FIGURE 2.8 – Coût de production de l'énergie en \$/MWh

Source : [Lazard 2020]

L'augmentation des coûts du nucléaire ainsi que les choix politiques survenus à la suite d'accidents (Three Miles Island, Tchernobyl, Fukushima) peuvent expliquer que sa part dans la génération d'électricité au niveau mondial se soit réduite, et stabilisée autour de 10% depuis les années 2010 (Fig. 2.9). En revanche, le prix du combustible ne semble pas jouer de rôle majeur en ce qui concerne l'énergie nucléaire. L'AIE estime en effet que les ressources en uranium «suffisent amplement pour répondre à la demande d'uranium, tant dans la projection haute que basse, jusqu'en 2040 et au-delà. Pour satisfaire la demande dans la projection haute jusqu'en 2040, on consommerait environ 28% du total des ressources répertoriées en 2019 pouvant être récupérées pour un coût inférieur à 130 dollars (US)/kgU et 87% des ressources répertoriées mobilisables pour un coût inférieur à 80 dollars (US)/kgU » [AIEA 2020].



FIGURE 2.9 – Part du nucléaire dans la production électrique mondiale

Réalisation propre à partir des données de *Statistical Review of World Energy*, BP

Toutefois, le nucléaire reste une énergie dynamique en Asie, notamment en Chine, où les normes de sécurité diffèrent, et où les gains de la construction simultanée d'un grand nombre de centrales sont exploités (Fig. 2.10).

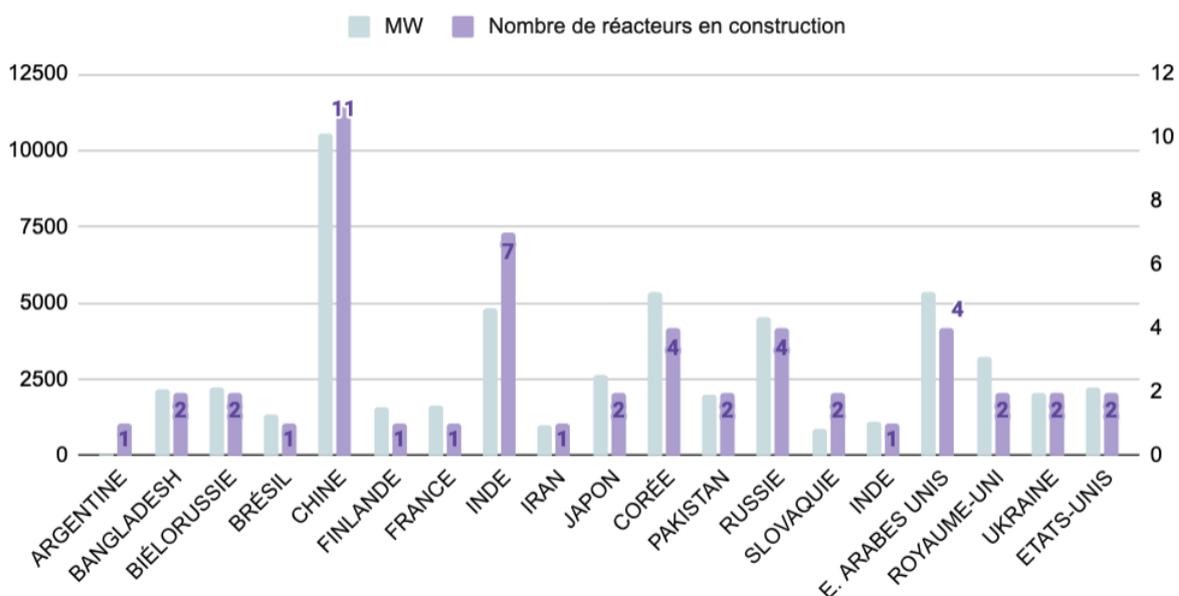


FIGURE 2.10 – Nombre de réacteurs en construction en 2019 par pays

Réalisation propre à partir des données de *Agence internationale de l'énergie atomique*

2.3 Le tournant nucléaire de la France annoncé en 1974

Au cours de la guerre du Kippour, le 17 octobre 1973, les principaux producteurs de pétrole du Golfe persique décident un *embargo* visant Israël et ses pays alliés, procèdent à la réduction mensuelle de la production pétrolière, et mettent en place une hausse généralisée du prix du pétrole. Entre octobre et décembre 1973, le prix du baril augmente de 3 à 10 dollars. Si l'embargo ne concerne pas la France, le « choc pétrolier » marque la fin de la période des Trente Glorieuses. L'inflation française passe de 6,2% en 1972 à 9,2% en 1973, puis atteint 13,7% en 1974 (INSEE). Le taux d'intérêt nominal à long terme (soit celui des obligations de l'Etat français à échéance 10 ans) se situait à 8% en 1972, il est désormais de 11% en 1974 (OCDE). Cette augmentation apparaît clairement sur la Fig. 2.11. 1974 est aussi l'année du ralentissement de la croissance (qui ne dépasse pas 3,1 % par an de 1974 à 1979, contre 5,8% pendant la décennie précédente [Gilbert 2020, INSEE 2020]).

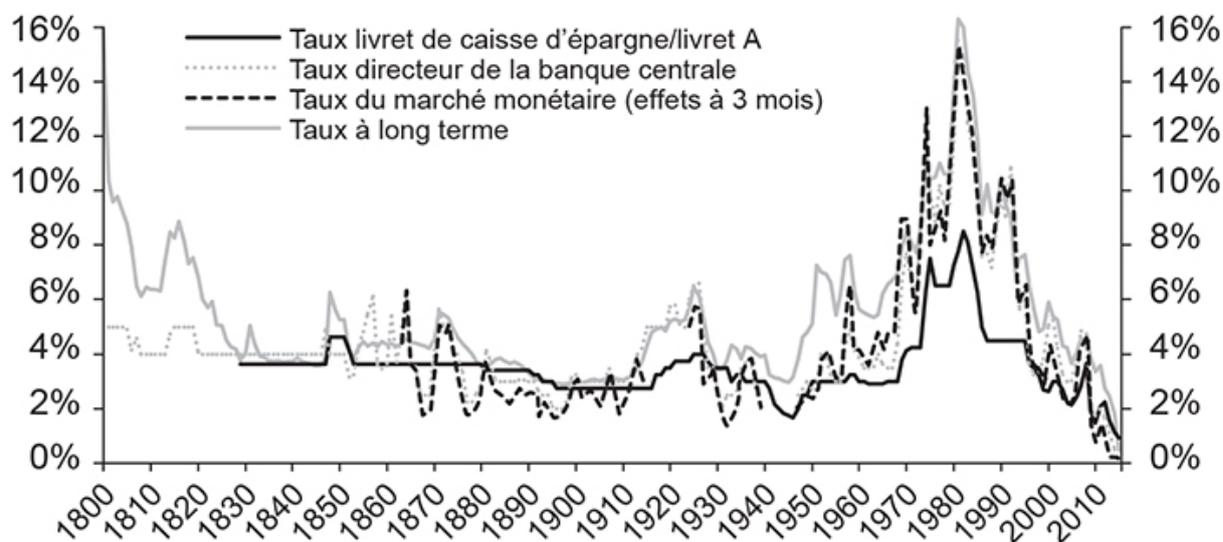


FIGURE 2.11 – Taux d'intérêts nominaux en France de 1800 à 2015

Source : Levy-Garboua, V., Monnet, E. « Les taux d'intérêt en France : une perspective historique », *Association d'économie financière*

La balance commerciale se dégrade également en 1974, du fait de la crise pétrolière, comme nous pouvons le voir sur le tableau 2.12.

En milliards de francs

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
I. Transactions courantes	— 3,1	— 29,1	— 0,3	— 28,4	— 14,7	+ 16,9
Marchandises	+ 1,5	— 20,9	+ 5,6	— 22,6	— 11,9	+ 7,0
Services	+ 3,1	+ 2,7	+ 5,3	+ 5,9	+ 11,1	+ 24,7
Transferts unilatéraux	— 7,7	— 10,9	— 11,2	— 11,7	— 13,9	— 14,8
II. Capitaux à long terme	— 5,8	+ 10,0	0,0	— 5,3	+ 1,4	— 8,4
Crédits commerciaux	— 3,3	— 2,9	— 10,0	— 15,8	— 17,7	— 16,4
Investissements directs	+ 0,8	+ 5,1	+ 0,1	— 3,2	+ 2,8	+ 2,9
— français à l'étranger	(— 4,2)	(— 3,8)	(— 6,1)	(— 8,2)	(— 5,9)	(— 8,1)
— étrangers en France	(+ 5,0)	(+ 8,9)	(+ 6,2)	(+ 5,0)	(+ 8,7)	(+ 11,0)
Prêts	— 0,3	+ 9,1	+ 6,2	+ 9,9	+ 14,6	+ 8,0
— à l'étranger	(— 1,5)	(— 4,3)	(— 1,5)	(— 2,1)	(— 2,9)	(— 0,7)
— de l'étranger	(+ 1,2)	(+ 13,4)	(+ 7,7)	(+ 12,0)	(+ 17,5)	(+ 8,7)
Investissements de portefeuille	— 2,9	— 1,2	+ 3,9	+ 4,2	+ 2,3	— 2,0
— de résidents	(— 3,4)	(— 1,1)	(— 2,5)	(— 3,2)	(— 2,2)	(— 4,7)
— de non-résidents	(+ 0,5)	(— 0,1)	(+ 6,4)	(+ 7,4)	(+ 4,5)	(+ 2,7)
Investissements du secteur public	— 0,1	— 0,1	— 0,2	— 0,4	— 0,6	— 0,9
III. Capitaux à court terme	+ 7,4	+ 1,3	— 18,3	+ 29,1	— 3,0	— 24,3
Secteur privé non bancaire	+ 8,6	+ 1,1	+ 3,5	+ 10,0	+ 6,8	+ 2,4
Secteur bancaire	— 8,6	— 2,0	— 5,2	+ 5,5	— 6,6	— 14,6
Secteur public	+ 7,4	+ 2,2	— 16,6	+ 13,6	— 3,2	— 12,1
IV. Opérations non ventilées et termaillage	+ 2,5	+ 12,3	+ 10,9	— 0,4	+ 11,7	+ 16,0
IV. Erreurs et omissions	— 1,0	+ 5,5	+ 7,7	+ 5,0	+ 4,6	— 0,2

*Signe + : entrée de capitaux; augmentation des engagements ou diminution des créances.
Signe - : sorties de capitaux, diminution des engagements ou augmentation des créances.*

Les statistiques présentées dans les tableaux suivent la méthodologie adoptée depuis 1978. Certaines diffèrent donc de celles qui ont été publiées dans les fascicules annuels de balance des paiements.

Sources : Banque de France et direction du Trésor pour tous les tableaux sauf mention contraire.

FIGURE 2.12 – Balance des paiements entre la France et l'étranger de 1973 à 1978

Source : [Cortet 1980]

Le 6 mars 1974, le Premier ministre Pierre Messmer annonce lors d'un entretien télévisé pour l'ORTF : « Notre grande chance, c'est l'énergie électrique d'origine nucléaire. (...) Nous avons pris la décision de réaliser en 1974 et 1975 le lancement de 13 centrales nucléaires de 1000 MW chacune, qui coûtent environ 1 milliard de francs actuels chacune ». Celui-ci précise que le chiffre de 13000 MW correspond à la puissance thermique totale d'Electricité de France (EDF) installée en France en 1962. La priorité est donc donnée à l'électricité, et « dans l'électricité, à l'électricité nucléaire ». Pierre Messmer explique que ces « 13 milliards répartis sur 5 ou 6 ans [le temps de construction d'une centrale] », seront financés grâce « à des augmentations de capital, grâce à son autofinancement et grâce à des emprunts ». ² Pierre Messmer termine son entretien par des annonces en termes d'économies d'énergie, notamment dans la production industrielle, les dépenses de chauffage (renforcement de l'isolation, limitation des températures, période de l'année où le chauffage est autorisé), et le développement des transports en commun (avec notamment le lancement de la ligne ferroviaire à grande vitesse Paris-Sud Est).

Le tournant nucléaire français est clairement visible dans le mix énergétique d'EDF (Fig. 2.13) :

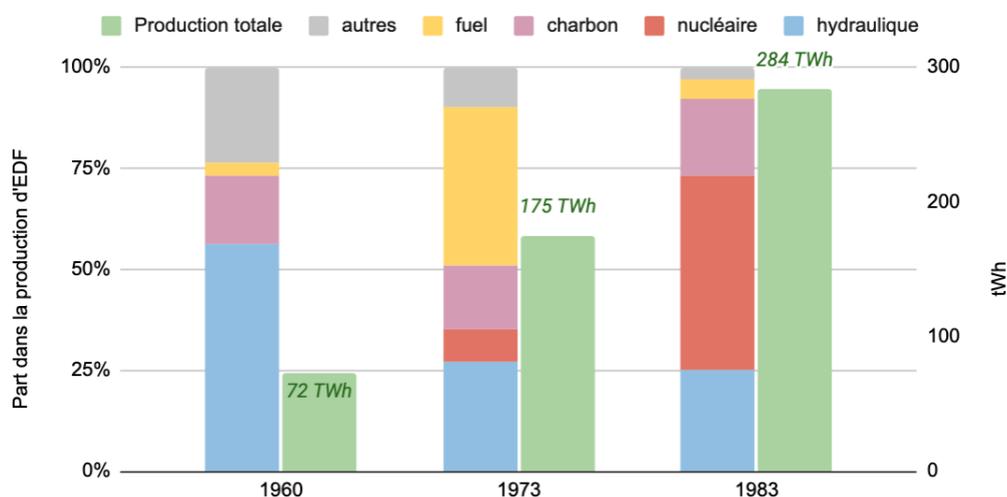


FIGURE 2.13 – Part des énergies primaires dans la production d'EDF de 1960 à 1983

Réalisation propre à partir des données de [Picard J.-F. 1985]

2.4 Quelques éléments de comparaison internationale :

À la suite du choc pétrolier de 1973, tous les pays développés n'ont pas adopté la même politique énergétique.

². Entretien du Premier ministre Pierre Messmer avec Jean-Marie Cavana, Archives INA [\[en ligne\]](#)

La République fédérale d'Allemagne choisit sous Helmut Schmit de donner une priorité au charbon extrait en Allemagne. La RFA conçoit donc un mix énergétique comprenant charbon, gaz naturel et nucléaire. En 1983, l'Allemagne de l'Ouest se dote de sa première installation éolienne d'ampleur au nord du pays, notamment à cause de la pollution atmosphérique par le soufre lié au cycle de production du charbon.

Si 68% du pétrole était importé en France, moins de la moitié l'était aux Etats-Unis, qui avait comme source principale d'électricité, le charbon. Les Etats-Unis étaient dotés en 1974 d'une puissance nucléaire installée de 31 422 MW. Cependant, l'organisation du marché de l'électricité (spécifique à chaque Etat) n'a pas permis la standardisation réalisée en France : « plus de 3000 électriciens, souvent très petits, se partageaient le territoire, chacun sous le régime du monopole réglementé (...) Ces petites compagnies, souvent très ignorantes de cette technologie nouvelle, s'en sont remises entièrement aux gros architectes-ingénieurs qui se sont fait un devoir de leur concocter à chacune une centrale unique au monde » [Barré 2008]. Si les Etats-Unis avaient une supériorité technologique sur les autres pays et si leur programme nucléaire était plus abouti qu'en France au moment du choc pétrolier, l'énergie nucléaire n'est jamais devenue un élément majeur du mix énergétique américain. A la suite de l'accident de Three Mile Island, de nombreux projets furent décommandés. A partir du milieu des années 1980 et après avoir franchi le seuil des 90 000 MW, la puissance installée aux Etats-Unis progresse peu. Elle est en 2019 égale à un peu plus de 90 000 MW.

L'Italie garde, malgré les chocs pétroliers, un haut degré de dépendance énergétique : « L'augmentation du coût du brut et des importations énergétiques en général eut des effets particulièrement graves pour les économies fortement dépendantes des importations, mais elle ne modifia pas la centralité des compagnies publiques ». En effet, « le gouvernement n'arriva pas à réduire l'autonomie des différents acteurs et donc la fragmentation resta une caractéristique centrale de la politique énergétique italienne (...) Eni renforça le réseau d'importation de gaz en réalisant en 1983 un nouveau gazoduc en provenance d'Algérie (...) Enel dut gérer d'abord la construction d'une nouvelle centrale nucléaire, puis le démantèlement de tout le parc nucléaire italien, après la catastrophe de Tchernobyl et le référendum de 1987 qui mit fin, de fait, à l'exploitation des centrales en Italie » [Verda 2014].

D'autres pays se sont tournés massivement vers le nucléaire comme le Japon, dont le pro-

gramme de construction de centrales prend de l'ampleur après le choc pétrolier. Ce pays était, comme la France, doté d'une forte dépendance au secteur du pétrole, puisque cette part dans le total de l'énergie consommée était de 72% en 1979 (contre 40% en 2010). Le haut degré de préférence pour l'indépendance nationale, perdurant jusqu'à l'époque pré-Fukushima s'explique par plusieurs raisons : « *The lessons that Japan has learnt from the 1970s oil crises attest to the dangers of increased reliance on imported fossil fuels, which remain today. In fact, they are exacerbated by the increased imports of oil to fuel thermal plants ; zero-sum competition for oil with China, India and South Korea ; and the US pressure to reduce oil imports from Iran* » [Vivoda 2012]. La Suède a également réduit sa dépendance énergétique grâce à des investissements dans l'hydraulique et l'énergie nucléaire, mais aussi par une politique de forte réduction des importations de pétrole. Le choc pétrolier « a enclenché la première transition énergétique en Suède (...) Alors que le pétrole représentait plus des trois-quarts de la consommation primaire en 1970, sa part a considérablement été réduite au fil des deux décennies suivantes, à la fois en part relative et en absolu : entre 1970 et 2012, la consommation totale de produits pétroliers a été divisée par deux ». Un référendum de sortie du nucléaire a été organisé en 1980, les premières fermetures n'ont pour autant pas eu lieu avant la fin des années 1990, et en 2010 la nouvelle coalition au pouvoir a contesté les choix précédents. Le nucléaire représente toujours en 2019 un peu moins de 40% de la production d'électricité en Suède [Rüdinger 2014].

3 | Les hypothèses prises en compte au sein des calculs économiques réalisés au début des années 1970 favorisent le choix de l'énergie nucléaire

3.1 « L'économicité » d'Electricité de France

Électricité de France a développé, préalablement au choc pétrolier, une expertise technique dans le domaine du calcul technico-économique. En effet, Marcel Boiteux, directeur général d'EDF de 1967 à 1987, reconnaît dans [Boiteux 1993], que le « calcul économique était à la mode dans le milieu des ingénieurs et des administrations ». Marcel Boiteux relate toutefois les difficultés d'imposer ce type d'analyse au Ministère des Finances, qui, selon lui, « n'en reconnaîtra jamais vraiment, d'ailleurs, ni la valeur ni l'utilité : puisqu'en dernier ressort, c'est lui qui, en ouvrant les cordons de la bourse, décidera de ce qui est bon et ce qui ne l'est pas ». Si le calcul économique n'est pas forcément bien perçu par tous les organes de l'administration, il constitue néanmoins un argument supplémentaire, à même de rationaliser le choix du nucléaire, et parmi les différentes filières, celle à eau pressurisée. Selon Bernard Walliser, « la préoccupation de cohérence des choix dans la recherche de l'intérêt collectif est rapidement endossée par les ingénieurs-économistes insérés au Commissariat général du plan ou dans les entreprises publiques (Allais, Boiteux, Massé, Lesourne) », car « la rationalité économique apporte en effet à ses promoteurs un avantage concurrentiel sur les autres responsables publics dans les négociations budgétaires et financières, voire des avantages de carrière » [Walliser 1990].

La formation de Marcel Boiteux est marquée par le cadre théorique de Maurice Allais, professeur à l'École des Mines en 1948, et dont il fut l'assistant. Maurice Allais est un théoricien de l'équilibre général. Dans son *Traité d'économie pure* [Allais 1952], il démontre la stabilité de l'équilibre concurrentiel, qui est également une manière de maximiser l'utilité de

chaque agent économique (ou autrement dit d'atteindre l'optimum de Pareto) : « l'équilibre concurrentiel est une situation d'efficacité maximale et toute solution d'efficacité maximale peut être réalisée par un équilibre concurrentiel ». Il explique également : « toute économie, quelle qu'elle soit, collectiviste ou de propriété privée, doit s'organiser sur la base décentralisée d'une économie de marché si elle veut être efficace et utiliser au mieux les ressources dont elle dispose ». Maurice Allais reprend le cadre théorique de Léon Walras.

Gabriel Dessus, polytechnicien, est directeur du Service commercial national d'Électricité de France en 1948, et assiste à des conférences de Marcel Boiteux, qui se fondent sur la thèse de la vente au coût marginal. Marcel Boiteux sera ainsi chargé par Gabriel Dessus d'appliquer la théorie marginaliste au secteur de l'électricité en 1949. Marcel Boiteux explique alors : « On a eu droit aussi à des « Raspoutine de l'économie » pour qui le fondement d'une tarification de service public c'était la gratuité. Une deuxième idée (...) reposait sur un syllogisme : l'égalité de tous devant le service public, doit faire vendre les kWh au même prix à tout le monde, [aussi bien ceux arrivant] aux bornes d'une centrale de production, que ceux arrivant en pointe, au fin-fond d'une ferme de Lozère. (...) Une troisième idée, plus difficile à combattre et consistant à dire : il faut fixer les tarifs de manière à vendre le maximum de kWh. (...) Finalement, EDF a réussi progressivement à faire admettre l'idée qu'un tarif de service public a pour mission de traduire les coûts dans les prix [de façon à ce que les citoyens] choisissent la solution plus économique pour eux [et] pour la Nation ». Marcel Boiteux co-publie avec Gabriel Dessus un article « La tarification des demandes en pointes » [Boiteux 1949] dans la *Revue générale de l'Électricité*, en août 1949. Au départ de Gabriel Dessus, Boiteux relate dans [Boiteux 1993], qu'une « petite équipe d'études économiques et tarifaires », fut constituée autour de lui et directement rattachée à André Decelle, qui devient directeur du service d'Études économiques. Selon Marcel Boiteux, André Decelle s'attache alors « à diffuser l'approche économique des décisions, à promouvoir la formation des ingénieurs de la Maison au calcul économique ». Il est à noter qu'André Decelle devient directeur de la distribution en 1956, puis directeur général adjoint et directeur général d'EDF en 1962. L'expertise économique se diffuse donc peu à peu au sein d'Électricité de France, comme l'explique Marcel Boiteux : « Ainsi quand je devins en 1958, directeur en titre, chargé du service des Études économiques générales, l'autorité fonctionnelle de ce service était-elle légitimée dans toute la Maison, au-delà des études tarifaires et négociations de cahier des charges auxquelles se limitaient auparavant nos prérogatives reconnues ». Marcel Boiteux devient par la suite directeur général adjoint et directeur général en 1967. Celui-ci explique l'application de critères économiques à la réalité industrielle, du fait de la lourdeur des investissements réalisés : « Peut-être trouve-t-on l'origine de notre « économicité » dans

le fait que nos équipements étaient suffisamment coûteux pour que cela vaille la peine de regarder de près s'il fallait ou non les réaliser ».

Les études économiques développées par Électricité de France servent d'appui pour la mise en place d'une stratégie pro-nucléaire. Le 7 novembre 1968, André Decelle adresse une lettre au Ministre de l'Industrie, André Bettencourt, quant à la relance de l'énergie nucléaire : « La promotion industrielle du nucléaire semble depuis quelque temps marquer une certaine hésitation. Laisser cette sorte de désenchantement conduire à une pause plus ou moins longue dans l'effort nucléaire serait cependant contraire à l'intérêt national, et à terme, à l'indépendance de notre industrie ». À la lettre est adossée une note explicative sur les objectifs généraux d'un plan en faveur de l'énergie nucléaire.

Cette note reprend la position d'EDF, argumentant que favoriser la filière française graphite-gaz, marquerait un isolement de la France : « il n'est pas démontré qu'en se bornant en 1968 à « perfectionner » dans la voie initiale où nous restons pratiquement seuls, à mettre au point une technique forcément très coûteuse, nous ayons opté pour la meilleure politique ». L'objectif de la relance nucléaire n'est pas simplement de parvenir aux besoins en électricité de la France, mais également d'exporter : « Les modalités d'acquisition des brevets étrangers ne devraient pas s'opposer à l'exportation par notre industrie (...) exportation qui demeure un des objectifs majeurs du Plan nucléaire ». Ce Plan nucléaire proposé par EDF en 1968 serait articulé autour du CEA (disposant de la « maîtrise des recherches et de la réalisation des prototypes », comme le surrégénérateurs PHENIX) et d'EDF (« seule maître d'œuvre pour les problèmes industriels (réacteurs et combustibles) d'eau légère »). Ainsi, l'architecture du Plan Messmer était d'ores et déjà prévue par EDF. Le Plan nucléaire suggéré en 1968 par Alain Decelle propose l'achat de « quatre réacteurs de 750 MW chacun » dans un délai de six mois, puis trace l'évolution de la puissance mise en service, par année. Celle-ci est bien plus importante que celle effectivement réalisée (cf. Annexe 3).

Le calcul économique est également un élément d'aide à la décision dans le cadre de l'élaboration des Plans successifs. Une note du Ministère de l'Économie et des Finances écrite par la Direction de la Prévision en 1975 intitulée « La décision administrative et le choix des filières nucléaires » explique qu'en 1967 « la politique nucléaire française se trouve à la croisée des chemins. ». En effet, le choix entre la filière française graphite-gaz (prônée par le CEA) et la filière à eau légère sous licence américaine (prônée par EDF) n'est pas encore acté. Le 4 mai 1966, l'administrateur général du CEA et le directeur général d'EDF commandent un rapport à Horowitz (directeur des piles atomiques du CEA) et Cabanius (directeur de l'équipement de l'EDF) portant sur la comparaison entre les deux filières. Le choix est ici encore développé sous un angle économique, à l'aide d'un taux d'actualisation de 7%. Il aboutit aux estimations de coûts suivantes : « thermique : 3,3 c/kWh, graphite gaz : 3,1c/kWh, eau légère : 2,7 c/kWh ». Si le CEA met en garde contre le risque de dépendance vis-à-vis d'une licence américaine, EDF propose « d'étudier le plus rapidement possible la mise en chantier d'une centrale à uranium enrichi » tout en poursuivant l'ouverture de la centrale graphite-gaz Fessenheim.

La commission PEON ou Commission pour la Production d'Électricité d'Origine Nucléaire a été instituée en 1955, et est adossée au Commissariat général au Plan. Elle est présidée par Jean Couture, secrétaire général de l'Énergie jusqu'en 1973, et joue un rôle important dans l'orientation des politiques publiques de l'énergie. Le 23 juin 1967, le Premier Ministre Georges Pompidou demande à la commission PEON un rapport sur les perspectives à envisager au sein du Vème et VIème Plan (le rapport est doté de deux parties « conjoncture » et « tendances »). Ce rapport commandé par Georges Pompidou utilise des taux de 7% et de 10%. Les conclusions de la partie « tendances » estiment les besoins supplémentaires en électricité à « 6000 MW de puissance installée pour 1973-75, 15 000 MW pour 1976-80, 20 000 MW pour 1981-85 » mais ne permettent pas de trancher clairement entre les deux filières de l'énergie nucléaire. Un an plus tard, en 1968, du fait de la baisse des prix du pétrole, la commission PEON préconise l'abandon de la filière française après la construction de Fessenheim, et décide d'un programme minimal de 700 MW d'ici le VIIème Plan. En effet, la baisse des prix du pétrole est utilisée comme un argument justifiant le choix d'une filière unique, de manière à obtenir une plus forte rentabilisation du programme nucléaire français, et accroître les possibilités, à terme, d'exportation. Par la suite, une note du Ministère des Finances du 11 octobre 1968 rapporte des informations officieuses obtenues auprès d'EDF, signalant des dépassements de coûts de 15% pour Fessenheim, ainsi que des dysfonctionnements dans les centrales graphite-gaz de Chooz et Brennilis. Le 13 novembre 1969, le Conseil

restreint abandonne définitivement la filière uranium naturel graphite-gaz.

En 1970, la commission PEON joue également un rôle dans l'accélération du programme nucléaire, prenant acte de la hausse du prix du fuel à 0,6c/thermie. La commission prévoit un programme nucléaire de 8000 MW pour le VIème Plan (1971-1975), malgré l'opposition des représentants du Ministère de l'Économie et des Finances, qui préfèrent l'option de 3000 MW. Cependant, en avril 1973, la commission retient l'accélération du programme nucléaire et la mise en service de 13 000 MW entre 1978 et 1982. L'effort nucléaire est repris lors de la commission PEON de 1974, et plus tard, dans le plan Messmer.

A la veille du choc pétrolier, le choix de la filière à eau légère prôné par EDF est donc acté. L'accélération du programme nucléaire a également été prévue depuis 1970, la crise pétrolière ne joue que le rôle d'accélérateur de décisions prises au tournant des années 1970. Le calcul économique permet d'objectiver les décisions prises, comme l'explique la note du Ministère de l'Économie et des Finances de 1975 (cf. infra) : « dans le cadre de PEON 68, il est clair par exemple que la primauté accordée au prix de revient du kWh portait en germe la fin de la filière française (...) l'élaboration de la structure de réflexion et surtout l'adoption du critère de base ne peuvent manquer de privilégier tel ou tel aspect d'une question et d'influer sur la teneur des conclusions ».

3.2 L'hypothèse d'un doublement de la consommation électrique tous les dix ans, retenue dans les calculs économiques, favorise le choix de l'option nucléaire

Les projections de la consommation d'électricité jouent un rôle primordial dans le calcul économique des choix énergétiques. Depuis 1920 jusque dans les années 1970, la consommation électrique a été caractérisée par un doublement tous les dix ans (hypothèse illustrée sur le graphique 3.1 de [Jung 1956]).

Une approche historique du calcul de la consommation électrique future prendrait pour postulat une simple poursuite de cette croissance exponentielle de la consommation d'électricité. En mai 1973, une note d'EDF intitulée « Conditions d'explosion de la demande électrique en France 1970-2000 » présente les fragilités de cette hypothèse : « C'est dire le caractère paradoxal du marché énergétique au cours des années 1960 : alors que la croissance de la consommation finale tendait à s'accélérer notablement par rapport à la décennie précédente (5,6% par an contre 3,5%), l'expansion de la consommation finale d'électricité tendait au contraire à se décélérer (7% contre 7,9%), avec pour conséquence le ralentissement du mouvement d'invasion du bilan énergétique par l'électricité.

Si cette évolution se poursuivait, la possibilité d'assurer une place aussi large que possible au nucléaire serait réduite d'autant, l'électricité constituant la structure privilégiée d'accueil de cette énergie nouvelle ». La note développe ensuite les conditions de l'explosion de la consommation électrique, en insistant fortement sur le « tout électrique des ménages ». En effet, au cours des années 1980, notamment de par la désindustrialisation, la consommation électrique n'a pas doublé, bien qu'elle ait toujours été en forte croissance.

L'hypothèse historique est toutefois celle qui a été retenue par la direction du Budget, comme l'explique une note en 1976 : « La consommation d'électricité devrait à nouveau doubler dans les dix prochaines années, alors que la consommation totale d'énergie ne devrait croître que d'environ 45% sur cette période. La part de l'électricité dans le bilan énergétique augmentera

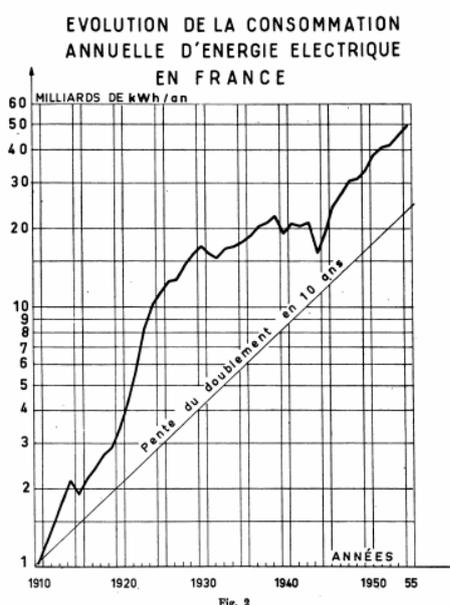


FIGURE 3.1 – Source : [Jung 1956]

donc de façon très nette, passant de 25% en 1975 à 28% en 1980 et 34% en 1985 », car « le doublement de la consommation d'électricité d'ici 1985 ne fait que prolonger les tendances du passé ». Ainsi, la consommation de 140 TWh en 1970, devait passer à 200 TWh en 1975, puis à 285 TWh, selon une croissance annuelle de 7,3% par an.

Une note du Ministère de l'Économie estime cette hausse de la consommation d'électricité « très raisonnable, si l'on considère la part prise aujourd'hui par l'électricité pour la satisfaction des besoins énergétiques d'autres pays (35% au Japon, 32% au Canada, 30% au Royaume-Uni) ». Le gain issu du recours à l'énergie nucléaire est estimé à 25 milliards de francs/an à l'horizon 1985. Le mix énergétique visé en 1985 devait être le suivant : 17% hydraulique, 70% nucléaire, 13% thermique classique.

Un slogan a donc été mis en avant par EDF : « tout nucléaire, tout électrique ». EDF souhaite en effet que l'énergie consommée (notamment par les ménages dans leurs usages quotidiens comme le chauffage) provienne de l'électricité nucléaire. Marcel Boiteux explique cet aspect dans une conférence du 27 mars 1973 : « Mais pour que l'énergie nucléaire prenne une place croissante dans le bilan énergétique français, il faut que les usages de l'énergie électrique se développent rapidement, puisque c'est seulement par le canal de l'électricité que peut être redistribuée l'énergie produite dans les supercentrales de demain (...) Dans le secteur domestique, notre action récolte déjà ses fruits : 22 000 logements « tout électriques » sont déjà entrés en service en 1972, et l'on en attend 70 000 en 1973 (...) Dans le secteur industriel (...) les actions entreprises portent en priorité sur la fusion des métaux, les mini-aciéries électriques, les traitements thermiques – et nous avons bon espoir de voir les industries penser davantage dorénavant aux solutions électriques »¹. Ainsi, EDF non seulement prévoit une hausse de la consommation électrique, mais influence aussi en partie la réalisation de cette hausse.

Marcel Boiteux rejette l'option des énergies renouvelables, n'étant encore que très peu développées, lors d'un entretien le 29 décembre 1973 mené par Julien Besançon : « L'équivalent d'un réacteur de 1 000 mégawatts ce serait 1 000 moulins à vent, 1 000 éoliennes qui auraient chacune deux hélices de 30 mètres et qui feraient un charivari incroyable, ce n'est pas pensable. (...) l'équivalent d'un réacteur de 1 000 mégawatts c'est 60 000 hectares de surface pour ramasser le soleil (...) Par contre, il y a une application plus raisonnable, c'est

1. source : Archives d'EDF

la maison solaire (...) mais cela a un sens pour le pavillon, cela n'a pas de sens pour les immeubles urbains »².

Au sein d'une note intitulée « Évocation de quelques freins d'ordre institutionnel, administratif ou sociologique », le rôle de l'administration dans l'adoption d'un chauffage électrique est mis en avant : « L'Administration est à cet égard responsable du choix de l'énergie utilisée pour le chauffage des locaux dont elle autorise la construction (...) L'Administration peut exercer, dans ce domaine, une influence considérable, si elle veut bien donner aux services compétents les instructions nécessaires pour que les projets de construction comportent désormais systématiquement, parmi les solutions envisagées, une étude « tout électrique ». Cette note évoque également le besoin de contrer « la peur atomique » dans l'opinion publique. EDF élabore alors un projet de lettre adressée aux préfets : « Pour l'ensemble de ces raisons, les instructions nécessaires pourront être données aux services compétents afin que les projets de construction comportent désormais systématiquement, parmi les solutions envisagées, une étude « tout électrique » »³.

Cependant, une note du Ministère de l'Economie explique que l'augmentation du chauffage électrique ne peut être que progressive (car si elle intervenait immédiatement, celle-ci risquerait de faire exploser la consommation d'électricité d'origine thermique) : « La place de l'électricité sur le marché de l'énergie et en particulier dans le secteur du chauffage domestique doit être définie en fonction des économies d'importation, tant à court qu'à moyen terme. Cette considération doit conduire à la définition d'un plafond pour la pénétration du chauffage, assez strict dans l'immédiat et croissant en fonction des dates prévues pour la mise en service des centrales nucléaires »⁴.

Quoiqu'il en soit, ces estimations fondées sur la tendance historique de la consommation d'électricité se sont révélées trop optimistes : « On n'atteindra vraisemblablement pas les 200 TWh en 1975 et malgré le tournant commercial d'EDF et la politique entreprise du « Tout Electrique », il est possible qu'en 1980 la consommation ne dépassera pas 230 TWh »⁵.

2. source : Archives d'EDF

3. source : Archives d'EDF

4. source : Archives du Ministère de l'Economie et des Finances

5. source : Archives du Ministère de l'Economie et des Finances

3.3 Scénarios contrefactuels

3.3.1 Illustration du paradoxe d'un programme nucléaire d'ampleur du fait des hypothèses économiques retenues au début des années 1970

La formule du multiplicateur (ou *capital recovery factor*) est liée au choix du taux d'actualisation, comme à la durée de vie des centrales. Le tableau 3.3 montre de façon évidente, qu'en fonction des hypothèses retenues, le choix de l'énergie nucléaire est plus ou moins coûteux. Un taux d'actualisation bas, comme une durée de vie des centrales nucléaires allongée, réduit le coût de l'énergie nucléaire. En effet, cette énergie est caractérisée par de forts coûts capitalistiques.

		durée de vie d'une centrale nucléaire						
		10	15	20	30	50	60	70
taux d'actualisation	0.5%	0.103	0.069	0.053	0.036	0.023	0.019	0.017
	3.0%	0.117	0.084	0.067	0.051	0.039	0.036	0.034
	5.0%	0.130	0.096	0.080	0.065	0.055	0.053	0.052
	7.0%	0.142	0.110	0.094	0.081	0.072	0.071	0.071
	10.0%	0.163	0.131	0.117	0.106	0.101	0.100	0.100
	12.5%	0.181	0.151	0.138	0.129	0.125	0.125	0.125
	15.0%	0.199	0.171	0.160	0.152	0.150	0.150	0.150
	17.5%	0.219	0.192	0.182	0.176	0.175	0.175	0.175
	20.0%	0.239	0.214	0.205	0.201	0.200	0.200	0.200

FIGURE 3.2 – Variation du *capital recovery factor* en fonction de la durée de vie d'une centrale ainsi que du taux d'actualisation

Ainsi, il apparaît paradoxal que celle-ci ait été favorisée, alors que le taux choisi était de 10% et la durée de vie des centrales de 20 ans.

3.3.2 Méthodologie

Le coût de l'énergie hydraulique est ignoré au sein des scénarios suivants, du fait d'un manque de données. Ceci n'est pas un obstacle à l'analyse, puisque cette source énergétique est d'une part plafonnée, d'autre part la moins coûteuse. Dès lors, elle sera dans tous les scénarios employée à sa pleine puissance (déduite de la demande totale) et le prix au kWh sera exprimé hors hydraulique.

Calcul du coût d'une source d'énergie e

Comme nous l'avons mentionné en revue de littérature, nous utilisons ici la méthode de l'*Equivalent Annual Cost*. Ce choix est motivé par l'utilisation de cette méthode par les ingénieurs économistes des années 1970.

Notations :

- e : source d'énergie (nucléaire, charbon, fioul)
- r : taux d'actualisation
- n : durée de vie d'une centrale (nombre d'annuités)
- f : facteur de charge d'une centrale
- P : Puissance installée
- $CRF(t, n)$: *Capital Recovery Factor*
- E_e : Coût annuel d'exploitation (en c/kWh)
- F_e : Coût annuel de combustible (en c/kWh)
- IT_e : Coût total de l'investissement initial
- $I_{e,t,n}$: *Coût équivalent annuel* de l'investissement
- C_e : Coût final en c/KWh (ou autre en dépendant des métriques utilisées pour P)

Comme précisé en revue de littérature, nous avons $CRF(t, n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ (cf. Annexe 2), et donc :

$$I_{e,t,n} = \frac{IT_e \times CRF}{P \times f \times \text{nombre d'heures dans une année}}$$

Remarquons que si nous nous plaçons à une date donnée, E_e et F_e n'ont pas besoin d'être actualisés selon la méthode de l'*Equivalent Annual Cost*, ces dépenses s'inscrivant naturellement dans les coûts d'une année donnée, donc $C_e = I_{e,t,n} + E_e + F_e$.

Calcul de l'effet d'un changement de t ou n sur le coût d'une source d'énergie e

Le t_p et le n_p pris par hypothèse par la commission PEON sont connus [CESE 1984], de même que la valeur calculée de I_{e,t_p,n_p} , sans pour autant connaître IT_e pour toutes les sources d'énergie. Néanmoins, pour étudier l'effet d'un changement de t ou n nous pouvons simplement noter :

$$I_{e,t_p,n_p} = \frac{IT_e \times CRF(t_p, n_p)}{P \times f} \quad (3.1)$$

et avec une scénario utilisant t' et n' :

$$I_{e,t',n'} = \frac{IT_e \times CRF(t', n')}{P \times f} \quad (3.2)$$

D'où :

$$I_{e,t',n'} = \frac{I_{e,t_p,n_p} \times CRF(t', n')}{CRF(t_p, n_p)} \quad (3.3)$$

Ce qui nous permet de déduire simplement $I_{e,t',n'}$ sans nécessité de IT_e .

Calcul du coût total de l'électricité pondéré par la part de chaque énergie dans le mix énergétique français

Les hypothèses suivantes sont retenues :

- dans les scénarios « Réalité » et « Absence de Plan Messmer », le mix hors nucléaire et hors hydraulique (soit la répartition entre le fioul et le charbon) est celui observé après le choc. Le coût marginal du nucléaire est le plus faible, sa production d'électricité sera consommée en priorité (avant d'accroître la capacité fioul/charbon). Nous prenons comme hypothèse que du fait des cycles de construction des centrales sa puissance ne peut être augmentée facilement en cas de pic de demande.
- dans le scénario « le pari d'EDF », le charbon est exclu (en effet son prix avant choc pétrolier était estimé plus onéreux que celui du nucléaire ou du fioul), les calculs d'EDF ne le prenaient donc pas en compte.

De façon à mieux comprendre les arguments économiques d'EDF, nous avons construit plusieurs scénarios, détaillés ci-dessous. Les données pré-choc pétrolier (scénario 1) sont comparées aux données post-choc pétrolier (scénario 2), ainsi qu'à un scénario contrefactuel (scénario 3), basé sur l'absence d'un programme nucléaire. Les hypothèses retenues demeurent simplificatrices, par souci de clarté.

3.3.3 Scénario 1 : « Le pari d'EDF »

La part de l'énergie charbonnée au sein de ce scénario est réduite à zéro, par souci de simplification, le charbon étant plus coûteux que le nucléaire ou le fioul avant le choc pétrolier.

Sous-scénario A : Prévisions d'EDF sans choc pétrolier

Ce scénario reprend les prévisions d'EDF, en l'absence de choc pétrolier, tirées du rapport du Conseil économique et social de 1984 [CESE 1984]. Les hypothèses établies par EDF ont été estimées en 1972 pour l'année 1976. Tous les prix sont exprimés en francs constants de 1982. Ce scénario a pour référence un doublement de la consommation tous les dix ans, selon les prévisions économiques d'EDF reprises par le Ministère de l'Economie et des Finances. La consommation d'électricité se situait à 140 TWh en 1970, celle-ci devait passer à 200 TWh en 1975, puis à 285 TWh en 1985, selon une croissance annuelle de 7,3% par an. Ainsi, la consommation en 1982 est estimée à 322 TWh. La puissance installée en 1982 est égale à 23 278 MW, soit celle effectivement réalisée grâce au programme Messmer^a. Le facteur de charge pour l'énergie nucléaire

est de 75%, valeur retenue dans les calculs officiels des années 1970 [Finon 1978].

a. cf. World-nuclear.org

Sous-scénario B : Prévisions d'EDF avec choc pétrolier

Le rapport Conjoncture de 1967 avait calculé l'effet d'une hausse du prix de la thermie fioul (à 0,9c/thermie). Cet effet se traduit par un prix de l'électricité produite par des centrales à fioul égal à 4,31 c/kWh en 1967, soit 16,38 c/kWh en 1982. Le prix de l'énergie nucléaire (PWR) avec une thermie fioul à 0,9c/thermie est estimé à 3,84 c/kWh en 1967, soit 14,6 c/kWh en francs de 1982. En effet, un choc pétrolier rend également d'autres sources énergies plus onéreuses. Les hypothèses en termes de consommation électrique, de puissance nucléaire installée et de facteur de charge restent inchangées par rapport au sous-scénario A.

3.3.4 Scénario 2 : « Réalité »

Sous-scénario A : Consommation réelle et choc pétrolier

Ce sous-scénario reprend les données publiées par le Conseil économique et social en 1984 [CESE 1984]. Les coûts de l'énergie sont ceux ayant été constatés en 1982 (ils sont exprimés en francs constants de 1982). La consommation de 1982 est estimée à 267 TWh [Meuric 2006]. Le facteur de charge de l'énergie nucléaire est toujours de 75%, la puissance nucléaire installée est celle de 1982, soit 23 278 MW.

Sous-scénario B : Changement taux d'actualisation et durée de vie du parc nucléaire

La nouveauté introduite au sein de cette sous-section, est le changement de taux d'actualisation et de la durée de vie des centrales nucléaires. Par rapport au sous-scénario 2-A, celle-ci passe de 20 à 50 ans (la durée de vie des centrales thermiques restant fixée à 30 ans). Le taux d'actualisation n'est plus de 10%, mais de 4,5% de manière à refléter les travaux plus récents de la Commission Quinet. Nous utilisons toujours les données publiées par le Conseil économique et social en 1984 [CESE 1984]. Les coûts de l'énergie sont ceux ayant été constatés en 1982 (ils sont exprimés en francs constants de 1982). La consommation de 1982 est estimée à 267 TWh. [Meuric 2006] Le facteur de charge de l'énergie nucléaire est toujours de 75%, la puissance nucléaire installée est celle de 1982, soit 23 278 MW.

Sous-scénario C : Ajout du coût de démantèlement des centrales

Selon EDF, le coût de démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim s'élève *a minima* à 350 millions d'euros par réacteur. Les deux réacteurs sont d'une puissance de 920 MW chacun [Pompili 2018]. Ceci équivaut donc à un coût de 326 *euros*₂₀₁₈/kW installé, soit 1247 *francs*₁₉₈₂/kW. Seul le coût de démanteler le parc en activité en 1982 est pris en compte (soit un parc de 23 278 MW, disposant d'un facteur de charge de 75%). Ce coût de démantèlement vient s'ajouter aux autres coûts (investissement, exploitation fixe, combustible) pour aboutir au coût total de production de l'énergie nucléaire. En coût actualisé au taux de 4,5% sur 50 ans, ceci revient à 0,10 *cfrancs*₁₉₈₂/kWh. Si l'estimation donnée par E.ON, société allemande de l'énergie, citée dans [Pompili 2018] est utilisée (1,2 milliard d'euros pour un réacteur de 1000 MW), alors le coût actualisé de démantèlement passe à 0,30 c/kWh. Ici, on estime qu'il faut déboursier le coût de démantèlement en une seule fois, à la fin de la durée d'exploitation du parc. Dans nos simulations, nous utilisons les formules habituelles de la littérature de l'*equivalent annual cost* (cette dépense correspondant à une *salvage value* négative) de façon à annualiser cet « investissement » final.

3.3.5 Troisième scénario (contrefactuel) : « Absence de plan Messmer »

Sous-scénario A : Contrefactuel sans choc pétrolier

Ce sous-scénario prend pour référence les coûts des différentes sources d'énergie, prévus en 1972 pour 1976, tels que publiés par le Conseil économique et social en 1984 [CESE 1984], soit des prévisions d'EDF ne prenant pas en compte l'effet d'un choc pétrolier. Cependant, la puissance nucléaire installée est celle de 1973, soit 2824 MW^a, avec un facteur de charge de 75%.

^a. cf. World-nuclear.org

Sous-scénario B : Contrefactuel avec choc pétrolier

Les données des coûts des énergies sont issues du rapport publié par le Conseil économique et social en 1984. Elles sont en francs constants de 1982, et prennent en compte des données constatées en 1982 [CESE 1984]. La puissance nucléaire installée est toujours celle de 1973, soit 2824 MW^a, avec un facteur de charge de 75%.

a. cf. World-nuclear.org

Sous-scénario C : Changement de taux d'actualisation

Le taux d'actualisation appliqué est de 4,5% (et non de 10%).

3.3.6 Graphique récapitulatif

Les différents coûts ont été regroupés au sein du graphique 3.3. Comme précisé précédemment, le coût final de l'électricité ne tient pas compte du coût de production de l'électricité issue de l'hydraulique (fixée à 70 TWh de production, soit le maximum de production atteint lors des années 1970). Le coût final est une somme des coûts des diverses énergies (nucléaire, charbon, fioul) pondérée par la production électrique de chacune de ces énergies.

Ce graphique (3.3) demeure une « photographie » des coûts de l'énergie, puisque les deux chocs pétroliers, de 1973 et 1979, ont été suivis par une période de baisse des prix du pétrole à partir du milieu des années 1980.

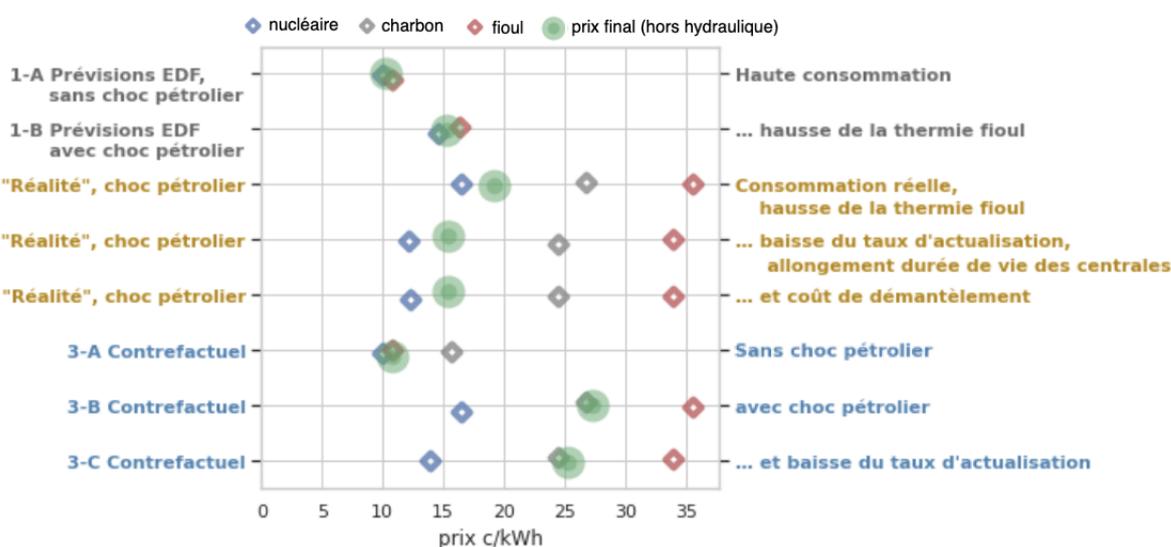


FIGURE 3.3 – Graphique récapitulatif des résultats des différents scénarios en francs constants 1982

Il apparaît clairement dans le scénario 2 que le coût de l'électricité du fioul augmente très fortement, à cause de la prise en compte du choc pétrolier. Cependant, une hausse du prix du fioul augmente également le prix du nucléaire, comme du charbon.

Si une hausse des coûts de l'énergie avait été modélisée par EDF (sous-scénario 1-B), celle-ci semble bien inférieure au choc effectif (sous-scénario 2-A). En effet, les prévisions d'EDF ont

fait l'objet de révisions successives. La hausse du coût du nucléaire s'explique car les prévisions avaient été notamment tirées d'études américaines ou des coûts prévus pour la centrale de Tihange [Finon 1978]. Cependant, les coûts prévisionnels n'avaient pas pris en compte la particularité de certaines centrales nucléaires (l'effort de standardisation atteignant ici ses limites), comme l'effet de réglementations plus contraignantes.

EDF a également argumenté en faveur d'un programme électro-nucléaire d'ampleur, à une époque où les taux d'actualisation étaient particulièrement élevés. La baisse du taux d'actualisation, de 10 à 4,5% (sous-scénario 2-B) réduit le coût de l'électricité nucléaire, car le taux d'actualisation ne pèse que sur les frais d'investissement (très élevés dans le cadre de l'énergie nucléaire), dans la formule pratiquée par les ingénieurs (cf. Revue de littérature).

En l'absence de choc pétrolier (sous-scénario 3-A), le recours à un plan Messmer n'apparaît pas nécessaire, puisque le coût de l'électricité produite par une centrale thermique à flamme est presque équivalent à celui de l'électricité produite à l'aide d'une centrale nucléaire. Cependant, du fait du choc pétrolier, de l'allongement de la durée de vie des centrales et de la baisse du taux d'actualisation, le recours à un plan Messmer se justifie (scénario 2-C). L'ajout des coûts de démantèlement des centrales nucléaires ne modifie que très minimalement, le coût de l'électricité d'origine nucléaire. Toutefois, il est important de préciser que cette estimation ne prend pas en compte la gestion des déchets nucléaires. De même, le niveau de risque de l'investissement (qui prendrait en compte la probabilité, même très faible, d'un accident nucléaire d'ampleur lié à la sûreté des équipements, une catastrophe naturelle, une attaque militaire/terroriste, etc...) n'est pas comptabilisé.

		DELTA (dérive prévisionnelle) base = prévision 1972 pour 1976						
		1974	1976	1977	1978	1979	1981	1982 (hypo prix constants)
		date de calcul date de couplage	1980	1982	1985	1990	1990	1992
Nucléaire	Investissement	-2%	27%	34%	36%	50%	70%	79%
	Exploitation	10%	45%	65%	60%	60%	70%	100%
	Combustible	0%	67%	88%	129%	125%	113%	121%
	Total	1%	40%	53%	63%	70%	80%	93%
Charbon	Investissement	-5%	28%	20%	30%	63%	83%	73%
	Exploitation	10%	29%	43%	57%	71%	67%	81%
	Combustible	37%	20%	17%	54%	77%	142%	118%
	Total	22%	23%	21%	48%	72%	117%	101%
Fioul	Investissement	0%	26%	24%	29%	62%	144%	71%
	Exploitation	0%	25%	40%	35%	60%	55%	90%
	Combustible	143%	148%	174%	263%	322%	761%	963%
	Total	71%	87%	102%	147%	192%	436%	520%

FIGURE 3.4 – Graphique représentant la dérive des coûts des différentes sources de production d'électricité

4 | L'argument économique demeure moins prépondérant dans la prise de décision que certains facteurs sociologiques ou politiques

4.1 Le choix de l'énergie nucléaire répond à un souhait d'indépendance nationale, anticipé par Electricité de France

Plusieurs éléments antérieurs à 1973 permettaient d'anticiper des tensions dans le secteur pétrolier. En 1956, Marion King Hubbert, géologue de la compagnie Shell estime que « la production américaine de brut est vouée à atteindre un maximum quelque part autour de 1970 ». Le pic est atteint en 1971. L'Oklahoma infléchit sa production le premier en 1968, suivi par la Louisiane en 1970, et le Texas en 1971. Les tensions sur marché du pétrole commencent à être visible lors de l'accord signé à Téhéran, le 14 février 1971, qui impose aux pétroliers occidentaux « une augmentation de 30 cents des « prix postés » du baril du golfe Persique » [Devaux-Charbonnel 1971]. Cet accord est suivi, le 24 février 1971, par la nationalisation du pétrole algérien par Houari Boumediene¹. En avril 1971, la balance commerciale des Etats-Unis devient négative. Dans *Or noir* [Auzanneau 2015], Matthieu Auzanneau estime que les Etats-Unis « voient irrémédiablement s'échapper leur capacité physique à contrôler les flots de brut », au profit de l'Arabie Saoudite, qui dispose désormais « de la première source d'exportation de brut du monde ». Matthieu Auzanneau souligne également des restrictions mises en place au Venezuela en 1972, avec pour objectif « [d'assurer] au gouvernement un contrôle de fait sur l'ensemble de l'industrie ». Ainsi, « aucune nouvelle concession ne sera plus mise en vente », et « les extractions au Venezuela (...) ne reviendront jamais au niveau record atteint en 1970 ». Ce retrait du Venezuela renforce encore un peu plus la position des pays producteurs du monde arabe, et le 1er septembre

1. qui déclare « Il serait plus équitable, pour les investissements dans la recherche pétrolière, que les profits réalisés dans notre pays soient au moins dépensés sur place ! » [Stora 2004]

1973, le colonel Khadafi nationalise à hauteur de 51% les filiales des majors [Tanner 1973]. À la suite du choc pétrolier d'octobre 1973, Richard Nixon adresse, le 25 novembre, un message spécial au Congrès : « *From its beginning 200 years ago, through-out its history, America has made great sacrifices of blood and also of treasure to achieve and maintain its independence. In the last third of this century, our independence will depend on maintaining and achieving self-sufficiency in energy. What I have called Project Independence—1980 is a series of plans and goals set to insure that by the end of this decade Americans will not have to rely on any source of energy beyond our own* » [Federal Register 1973].

Pierre Desprairies, qui devient Président de l'Institut Français du Pétrole en 1974, dit même, au cours des entretiens réalisés pour les archives orales du Ministère de l'Économie et des Finances : « on s'attendait à ce qu'une crise nous tombe sur le dos ». Cependant, ce constat reste à nuancer, puisqu'il est fait *a posteriori*. L'état de surprise face au choc pétrolier a pu être relativisé au moment de la réalisation de l'entretien.

Des traces de l'anticipation d'EDF du remplacement du pétrole par le nucléaire existent. En février 1973, Marcel Boiteux publiait déjà dans la revue de la défense nationale un article intitulé : « Comment l'atome prendra-t-il le relais du pétrole ? » [Boiteux 1973]. Il exprime également la même opinion au cours de l'année 1973 par le biais d'entretiens dans la presse généraliste (Europe 1 en août 1973), ou spécialisée (Pétrole Information). De plus, le VIème Plan (1971-1975) cite parmi ses objectifs « d'assurer à la France la maîtrise de son destin ». Ceci doit se faire par la stabilisation des déficits extérieurs : « L'équilibre extérieur, et la stabilité des prix qui en est le corollaire, sont (...) les conditions indispensables à la poursuite de la croissance ». La nécessité de disposer d'une indépendance nationale dans le domaine de l'énergie est donc reconnue : « Notre dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur ne pouvant que croître encore pendant les prochaines années, il est essentiel d'améliorer la sécurité de nos approvisionnements, tant au regard des risques de rupture des livraisons que de l'alourdissement des coûts : y concourront la nécessaire diversification de nos ressources pétrolières et l'accélération vigoureuse de nos programmes nucléaires ». Le VIème Plan prévoit donc « un programme d'engagement des centrales nucléaires à eau ordinaire (...) de l'ordre de 8000 MW ». De plus, les distributeurs d'électricité doivent « soutenir une accélération de la croissance et de la consommation d'électricité ». Le circuit de financement prôné est celui de l'autofinancement. En ce qui concerne les financements externes, le Commissariat général au Plan recommande « de faciliter aux entreprises industrielles la collecte de capitaux sur le marché financier », « d'accroître les concours à moyen terme des banques à l'industrie sous

forme de prêts », « de développer les ressources des établissements financiers spécialisés dans le financement de l'industrie ».

4.2 Le recours à l'énergie nucléaire fait consensus au sein de grands corps d'Etat comme au sein de l'Assemblée Nationale

Il faut souligner la particularité de la prise de décision du plan Messmer en 1973, caractérisée par une forte centralisation. L'opinion en faveur du nucléaire est partagée au sein des administrateurs français. Ceux-ci disposent le plus souvent d'un cycle de formation similaire (« X-Mines » ou « X-Ponts »), avec comme objectif l'inculcation des valeurs communes de service public, d'indépendance nationale et d'intérêt général. Pierre Desprairies, président de l'Institut Français du Pétrole en 1974, estime que « tout se faisait en bonne amitié ». Il ne considère pas, par exemple, Paul Gardent, directeur général des Charbonnages de France, comme un concurrent et explique même avoir publié des notes en faveur de l'utilisation de l'énergie nucléaire. Pierre Desprairies relate avoir été proche de Pierre Guillaumat (président-directeur général de l'Union générale des pétroles puis président d'EDF entre 1964 et 1965), et de Jean Blancard (délégué interministériel à l'armement puis délégué général de l'énergie entre 1974 et 1975), qu'il côtoyait tous les dimanches « lors du porto de Guillaumat »². De même, Claude-Pierre Brossolette, directeur du Trésor de 1971 à 1974, raconte³ avoir écrit une note sous l'impulsion de la direction du Budget (une direction supervisant le CEA, avec le Ministère de l'Industrie) au sujet du programme nucléaire. Il explique avoir répondu au directeur du Budget : « Je suis enchanté que l'on puisse un jour dire de votre direction, mais de la mienne aussi, que nous ne sommes pas uniquement des freins, mais de temps en temps un accélérateur ». Claude-Pierre Brossolette mentionne également son point de vue au ministre Valéry Giscard d'Estaing : « Monsieur le Ministre, le problème n'est pas de savoir si c'est par le budget qu'on fera l'effort ou (...) par des prêts bonifiés ou pas bonifiés ou par le marché avec la garantie de l'État, le problème est que nous pensons l'un et l'autre [direction du Trésor et direction du Budget] fortement que l'on doit engager tout de suite 10 milliards de dépenses au moins pour accélérer ». Selon Dominique Finon⁴, directeur de recherche honoraire au CNRS, il existe « une idiosyncrasie entre les caractéristiques de la

2. source : Archives orales du Ministère de l'Economie et des Finances

3. Ibid.

4. entretien réalisé pour l'analyse

technologie nucléaire avec la vocation des grands corps techniques d'État ».

Le nucléaire serait une technologie qui conviendrait parfaitement à une logique issue de l'époque des Trente Glorieuses, caractérisée par de grands programmes industriels et un État centralisateur. Le nucléaire répondrait à la fois à un enjeu d'indépendance et de grandeur nationale de la France. Selon Gabrielle Hecht [Hecht 2014], « le programme nucléaire était clairement un lieu idéal pour mettre en forme et pour discuter de la signification d'une France technique (...) l'image d'une France rayonnante apparaissait de façon récurrente dans les discours des ingénieurs, des administrateurs, des militants syndicaux et des élus locaux, qui cultivaient l'idée que le rayonnement national viendrait de la prouesse technique ». Selon Félix Torres, l'idée d'une énergie nucléaire civile est d'ores et déjà amenée par Félix Gaillard, dès 1952⁵. « Un grand pays sans énergie nucléaire n'est pas un grand pays ». Le nucléaire étant une énergie récente, il aurait bénéficié d'une aura particulière et aurait en quelque sorte constitué « l'énergie du futur ». Toutefois, le nucléaire se construit comme une technologie de rattrapage, d'après-guerre. Michel Hug, directeur de l'Équipement à EDF, avait étudié à l'université d'IOWA, et importé des Etats-Unis le concept de tranches, toutes identiques, permettant une standardisation (ou une certaine fordisation) de l'énergie nucléaire. Félix Torres relate donc : « EDF dira cette phrase lourde de sens : on imitait servilement les américains en termes techniques ». Les seuls à penser l'après rattrapage à cette époque, selon Félix Torres, sont donc les écologistes avec le Club de Rome. Si le nucléaire a été à cette époque, dans ce contexte politique et dans le milieu des ingénieurs, « un paradigme qui va de soi », cette énergie est arrivée en surcapacité dans les années 1980-1990. Il a été difficile de comprendre le tournant à donner à cette énergie, l'exportation ayant peu fonctionné (échec de l'Iran, succès modeste en Afrique du Sud, et en Chine). La crise des années 1970, selon Félix Torres, « on ne la pense pas ». Il s'agit pour les élites de l'époque d'une crise pétrolière, et non d'une crise structurelle, de la fin de la période de rattrapage des Trente Glorieuses, qui pose la question de « l'après-croissance ». Selon cet historien, les élites sont donc restées « prisonnières de la défaite de 1940 ».

Le nucléaire est également une technologie fortement lié au contexte militaire. Pierre Messmer, qui prend la décision finale du programme électronucléaire était ministre des Armées sous la présidence du général de Gaulle. Pour Alain Beltran⁶, historien d'Électricité de France, il partage avec Marcel Boiteux, l'expérience de la deuxième guerre mondiale. Pierre

5. entretien réalisé pour l'analyse

6. entretien réalisé pour l'analyse

Messmer a participé à la bataille de Bir Hakeim en Tunisie en 1942, alors que Marcel Boiteux s'est engagé dans les campagnes d'Italie et de France.

Selon Pierre Desprairies, la décision a été centralisée entre quelques hommes, notamment Jean Blancard et Bernard Delapalme, ingénieur général de l'armement⁷. Marcel Boiteux relate la prise de décision finale : « Début décembre 1973, Jean Couture, le secrétaire général à l'Energie encore en place au ministère, me téléphona à mon bureau, un samedi matin : « Il est neuf heures du matin, me dit-il, j'ai besoin de savoir avant midi quel est le nombre maximum de tranches nucléaire que EDF s'estime capable d'engager chaque année, à partir de maintenant, compte tenu de ses moyens en ingénierie et des moyens de ses fournisseurs industriels ». Pour autant, ce qui fait l'objet d'une surprise pour Marcel Boiteux, n'est pas la décision de Jean Couture, mais l'ampleur du tournant en faveur de l'énergie nucléaire. Il explique lui-même avoir surestimé le nombre de tranches qu'il serait capable de produire chaque année (« six ou sept pour qu'on aille au moins à quatre ou cinq, quatre sans doute »). Toutefois, c'est bien l'estimation haute donnée par EDF qu'adopte finalement le gouvernement en 1974 [Boiteux 1993].

La prise rapide de décision s'explique par l'absence de contestation chez les représentants politiques des années 1970. Pour Dominique Finon⁸, « tout était prêt » pour que le nucléaire remplace l'industrie pétrolière. Au cours des années 1960, la capacité industrielle française était arrivée à maturation, EDF avait acquis les compétences techniques nécessaires et s'identifiait à l'intérêt national. Cette structuration de la filière du nucléaire n'était pas spécifique à la France, et avait également eu lieu dans d'autres pays européens comme l'Allemagne ou la Suède. Toutefois, l'Allemagne a dû faire face à des blocages anti-nucléaires. Les écologistes français n'ont pas pu utiliser les mêmes moyens juridiques, comme des blocages au niveau des tribunaux des *Länder*. L'Italie et la Suède ont également connu des référendums anti-nucléaires. Au contraire, en France, cette source d'énergie apparaissait légitime pour tous les partis politiques (y compris le parti communiste).

7. source : Archives orales du Ministère de l'Economie et des Finances

8. entretien réalisé pour l'analyse

5 | Le choix de l'énergie nucléaire a été facilité grâce à l'accès d'Electricité de France à l'épargne étrangère dans des conditions favorables

5.1 Electricité de France voit ses dépenses d'investissement fortement augmenter au cours de la période 1973-1982

Les dépenses d'investissement nécessaires à l'élaboration d'un programme électronucléaire sont par nature conséquents. Selon [Bergougnoux 1999], chargé du service des études économiques générales d'EDF, « les dépenses d'investissement nucléaires, qui exprimées en francs de 1985, oscillaient jusqu'en 1973 entre 1 et 2 milliards de francs, ont crû très rapidement à partir de 1974 pour atteindre un maximum absolu de 26 milliards de francs 85 en 1980 » (voir graphique 5.1). Le montant de l'endettement d'EDF en 1980 représente 7,2 milliards d'euros₂₀₂₀. Cette augmentation très rapide des dépenses se retrouve dans la somme totale des investissements qui passe de « quelques 18 milliards en 1973 à un maximum de près de 49 milliards en 1982 ».

5.2 Electricité de France a eu un recours massif à l'endettement sur les marchés financiers étrangers, avec garantie de l'Etat

Marcel Boiteux présente le 6 mars 1974 à la Commission des Finances du Conseil économique et social son plan de financement pour l'énergie nucléaire : « Nous pouvons financer par ressources propres la moitié de nos investissements futurs ; il reste à financer l'autre moitié,

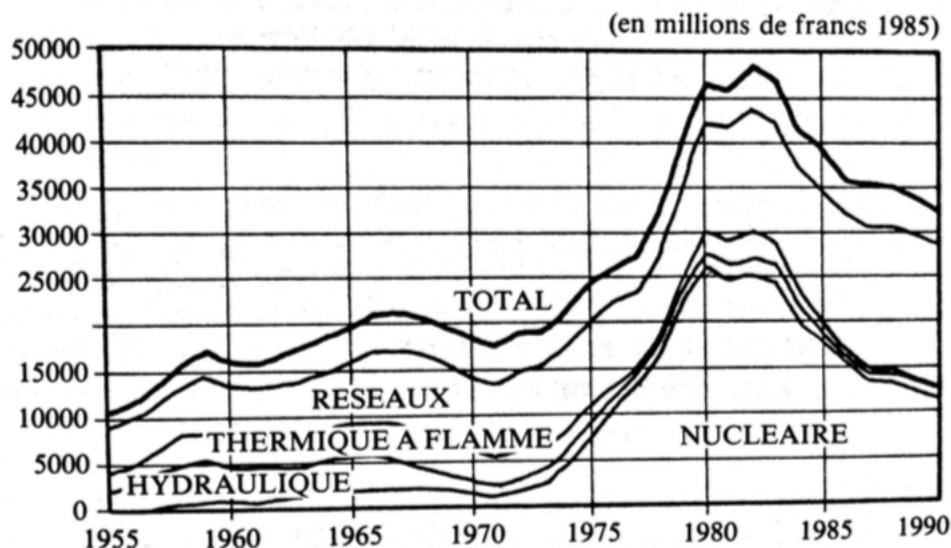


FIGURE 5.1 – Evolution des investissements d'EDF.

Source : [Bergougnoux 1999]

soit par un emprunt dans le public français, soit par un emprunt à l'étranger, soit par une augmentation de capital de note actionnaire unique qui est l'Etat. Je pense pour ma part que s'agissant d'un à-coup d'investissements qui a un caractère passager, mais qui est extrêmement rentable pour EDF et pour la Nation, il serait assez normal que notre actionnaire veuille bien augmenter notre capital au cours des prochaines années pour nous permettre de ne pas emprunter sur le marché des sommes excessives »¹.

Si le financement du programme hydraulique avait été assuré par des prêts d'État dans le cadre du Plan Monnet Marshall (soit 85% des investissements financés par le Fond de développement économique et social entre 1948 et 1951), il en est autrement du programme nucléaire.

1. source : Archives d'EDF

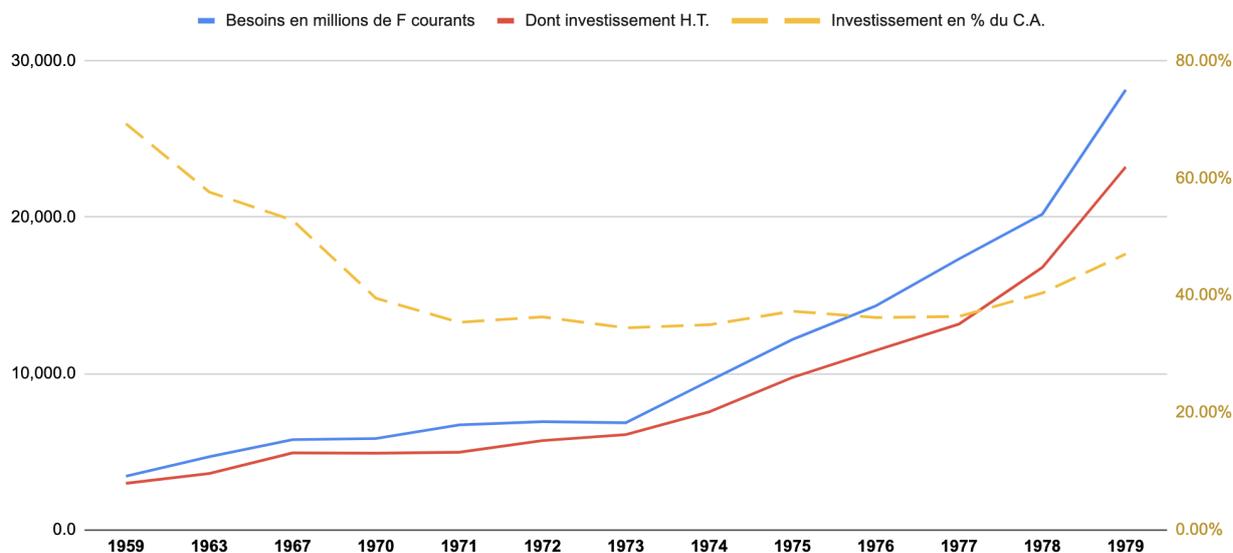


FIGURE 5.2 – Besoins en millions de F courants, Dont investissement H.T. and Investissement en % du C.A.

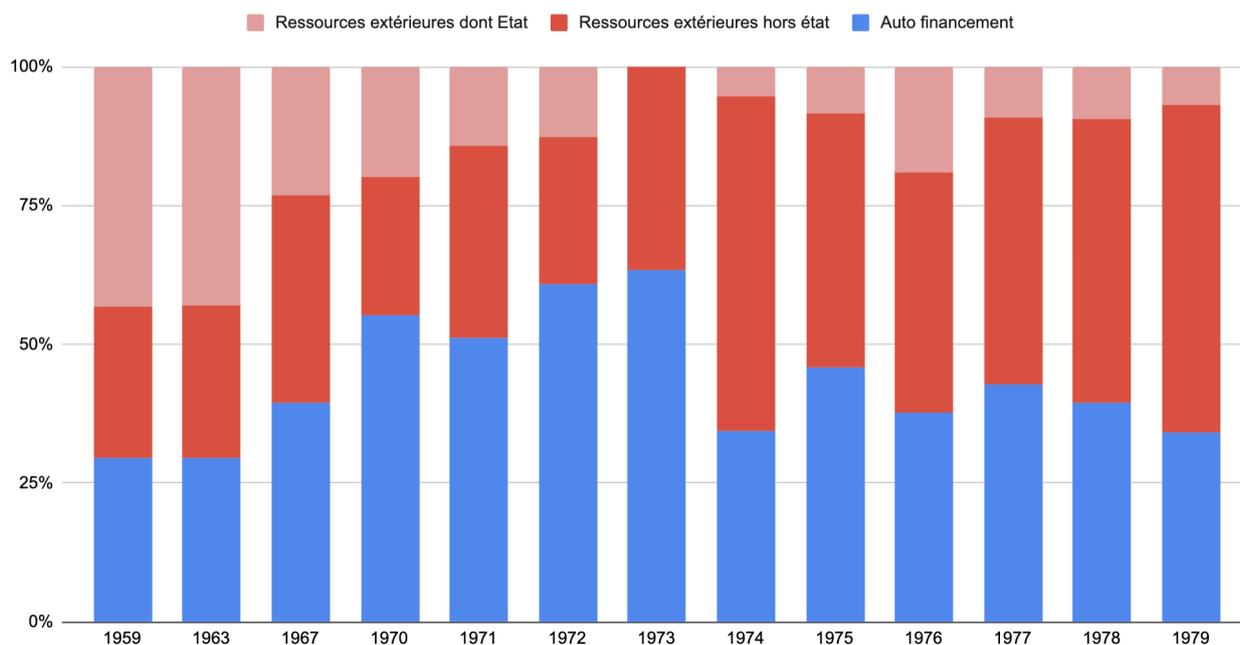


FIGURE 5.3 – Auto financement et ressources extérieures dans le financement d'EDF

FIGURE 5.4 – Financement d'EDF de 1959 à 1979

Réalisation propre à partir des données de : [Picard J.-F. 1985, EDF]

Malgré la transformation en 1980 de 12 milliards de prêts du FDES en dotations en capital, le financement du programme nucléaire a plutôt reposé sur un financement par le marché. Les financements de l'État représentent 5% du total des sources de financement d'EDF en 1974. Ces apports publics ont culminé à 19% en 1976, et sont peu à peu réduits, pour s'anuler à partir de 1982 (voir graphique 5.4). Cette réduction de l'apport public, conjuguée à une évolution contenue des tarifs de vente ne permettant pas un recours massif à l'autofinan-

cement, expliquent le recours à l'endettement. Celui-ci a donc été extrêmement conséquent, passant en francs courants « de 33 milliards en 1972 à plus de 231 milliards au 31 décembre 1984 », selon [Bergougnoux 1999]. Paul Questiaux, inspecteur général d'EDF, note en effet des sources de financement diverses, selon les époques [Questiaux 1994] (voir graphique 5.5) :

- de 1952 à 1963 : EDF se finance à près de 40% par des apports publics (soit par des prêts du FDES, soit par des dotations en capital), l'autofinancement et les emprunts représentant environ 30% chacun
- de 1963 à 1973 : la part d'autofinancement atteint les 63%, la part d'emprunts reste stable, et ce sont donc les apports publics qui régressent
- de 1973 à 1982 : « l'autofinancement régresse brutalement de 63% à 34% puis oscille selon les années (...) aux alentours de 40% ». Les emprunts au contraire « progressent fortement, leur part dans le financement passe de 30% à près de 70% ». Ce n'est qu'à partir de 1982 qu'une décrue s'amorce.

Jacques de la Rosière, directeur du Trésor de 1974 à 1978 explique dans l'ouvrage [Dänzer-Kantof et al. 2013] : « Valéry Giscard d'Estaing a préféré que ce ne soit pas l'État qui emprunte en devises (...) Il a demandé à EDF d'emprunter sur le marché international, (...) C'était une façon de transférer [le risque de change] sur l'entreprise publique et une manière pour l'État de se désengager ». Paul Questiaux estime qu'EDF n'a pas eu de difficultés à se financer auprès des marchés internationaux : « Les banques nous courtoisaient, car elles savaient que l'État français était derrière nous ». Pour Paul Questiaux, « ce serait un contresens de vouloir appliquer à un établissement d'État, en matière d'endettement, les critères de gestion d'une entreprise privée (...) EDF n'a pas à faire appel aux actionnaires sur le marché financier, n'a pas à redouter la faillite, ses problèmes de trésorerie sont des problèmes d'ordre technique et non de solvabilité ». Marcel Boiteux [Boiteux 1993] résume l'accord trouvé en 1973 avec l'État auprès de la section des Finances du Conseil économique et social : « Nous nous sommes mis d'accord (...) pour une forme de garantie qui n'a pas sans doute un carac-

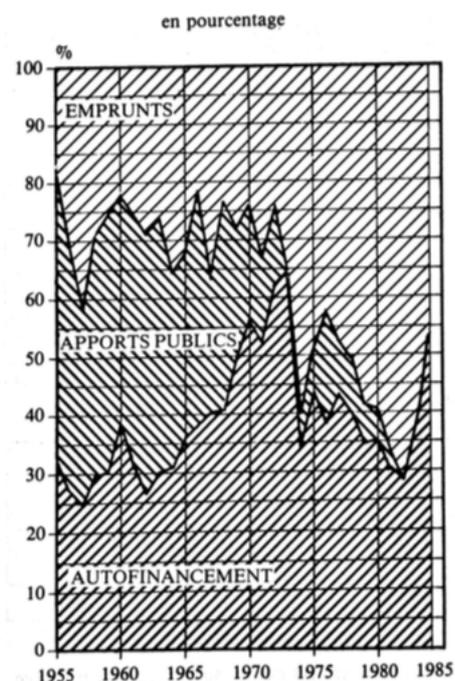


FIGURE 5.5 – Structure du financement d'EDF de 1955 à 1985

Source : [Bergougnoux 1999]

tère contractuel (...) dans une plage de fluctuations assez large, nous supporterons les risques de change, mais s'il s'agit vraiment d'une cassure des changes, nous nous rencontrerons ».

Selon Félix Torres [Dänzer-Kantof et al. 2013], EDF devient donc « la première entreprise non américaine à émettre du commercial paper » aux Etats-Unis, à partir de juillet 1974 : « une grande banque américaine lui a proposé la formule consistant à associer à la mise en place de son premier eurocrédit, d'un montant de 500 millions de dollars, la possibilité d'émettre du papier commercial considéré comme un moyen de financement de substitution moins coûteux que les tirages ». Cette émission de papier commercial aura un fort succès et atteint « un pic maximal de 2,4 milliards de dollars en 1984, cette dette en dollars pesant un tiers de l'endettement total à la fin de l'année ». Félix Torres précise le système de financement choisi par Électricité de France : « l'entreprise se sert ainsi des lignes d'eurocrédit à moyen terme pour garantir l'émission aux États-Unis de papier commercial à très court terme, mais pouvant être renouvelé et transformé ainsi en instrument de moyen et de long terme ». EDF tire parti du fait que les taux d'intérêts sur le marché américain sont « 4 à 5 points inférieurs à ceux constatés en France » (voir graphique 5.6). Un exemple des conditions d'emprunt avant choc pétrolier est fourni en annexe, avec la description des conditions de prêt d'EDF vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement (cf. Annexe 1).

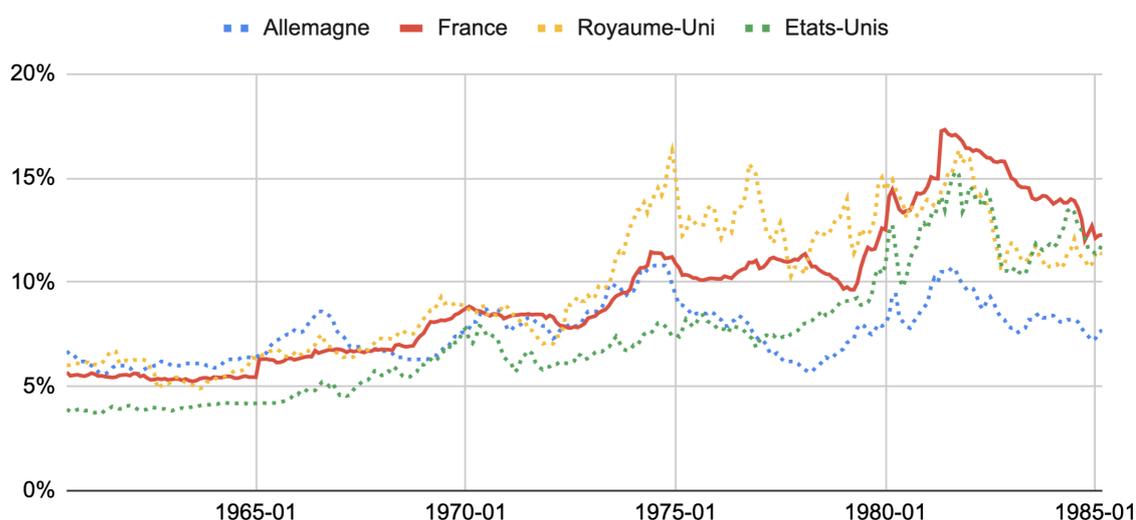


FIGURE 5.6 – Taux des obligations d'Etat à échéance de dix ans

Réalisation propre à partir des données de l'OCDE

Le taux d'intérêt réel d'emprunt, du fait d'une forte inflation, est bien inférieur au taux d'actualisation utilisé par le Plan (de l'ordre de 7% ou de 10%, selon les Plans). Ceci donne un argument supplémentaire en faveur de l'énergie nucléaire. Marcel Boiteux explique en effet, lors de son allocution devant la Commission des Finances du Conseil économique et

social² : « Je pense qu'en ayant casé en quelques jours un emprunt de cinq cent millions de dollars, nous nous sommes taillé une belle réputation. Nous sommes satisfaits de constater que le crédit d'EDF est grand à travers le monde et que nous n'avons pas eu de difficulté pour placer à l'étranger un emprunt aussi important. (...) EDF ayant un bon crédit, nous avons pu trouver de l'argent à moins de 9% ». Or, le taux d'inflation annuel en France est de 8,3% en 1973 (voir graphique 5.6). Ceci aboutit à un taux d'intérêt réel d'environ 1%.

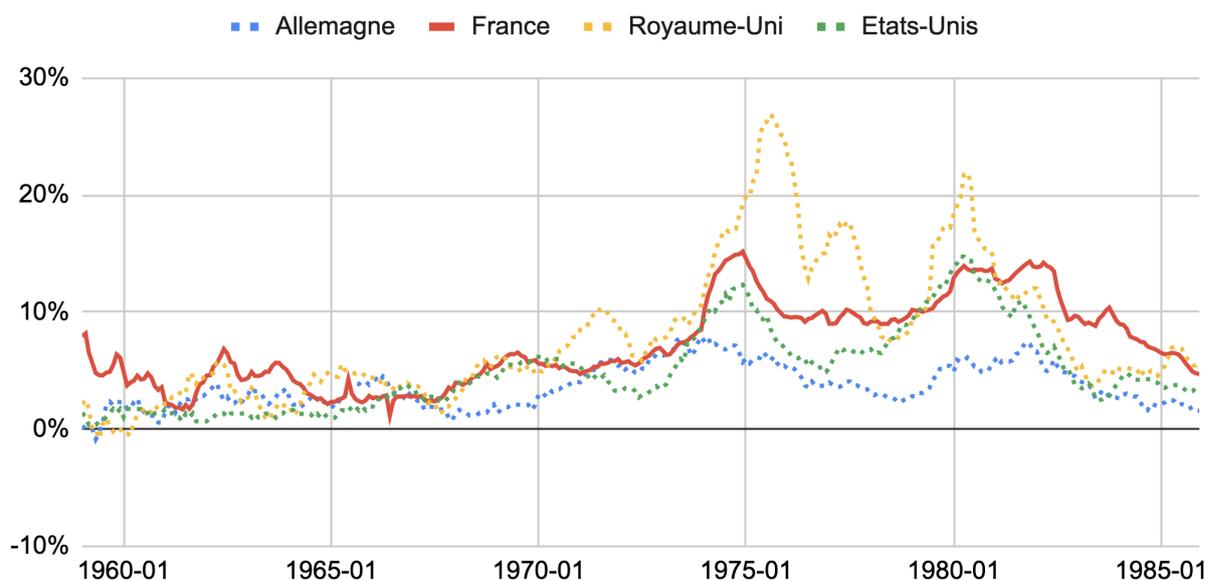


FIGURE 5.7 – Taux de croissance annuel de l'indice des prix à la consommation

Réalisation propre à partir des données de l'OCDE

La lettre de Valéry Giscard d'Estaing assurant EDF contre les risques de changes n'avait néanmoins pas de valeur contractuelle, et l'entreprise ne put obtenir de l'État qu'il accepte de payer le différentiel de change du franc face au dollar. Toutefois, EDF a bénéficié du contre-choc pétrolier, un dollar valant 10,60 francs en 1985 n'en vaut plus que 6, l'année suivante. Ainsi, selon Felix Torres, « EDF se désengagera peu à peu de la devise américaine quand elle aura un cours élevé et profitera au contraire de sa baisse, tout en arbitrant au mieux la structure de sa dette en devises étrangères au profit du yen et du deutsche mark, par exemple ». Emmanuel Hau, directeur financier d'EDF explique donc : « L'État avait besoin d'équilibrer sa balance des paiements et nous a envoyés acheter du dollar sous la meilleure signature française ! Cet endettement en devises n'apportait pas que des risques, mais aussi des chances en nous conduisant à accepter la mondialisation financière (...) Il a permis d'importer de nouvelles techniques sur le marché financier français, de passer en peu de temps d'une gestion étriquée, à l'abri de la tutelle du Trésor et de l'omnipotence des banques, à une gestion pleinement responsabilisée exigeant sans cesse des arbitrages entre

2. source : archives d'EDF

instruments et marchés » [Dänzer-Kantof et al. 2013].

	Emprunts en devises d'EDF		Solde de la balance des paiements courants (mdF)
	en mdF	en % des emprunts de l'année	
1973	0,1	4 %	+ 6
1974	3,4	64 %	- 19
1975	2,1	39 %	+ 11
1976	3,7	69 %	- 16
1977	3,8	50 %	- 2
1978	1,8	19 %	+ 32
1979	4	26 %	+ 22
1980	6,5	31 %	- 18
1981	10	35 %	- 26
1982	13,9	47 %	- 79
1983	13	35 %	- 30

Source : [Bergougnoux 1999]

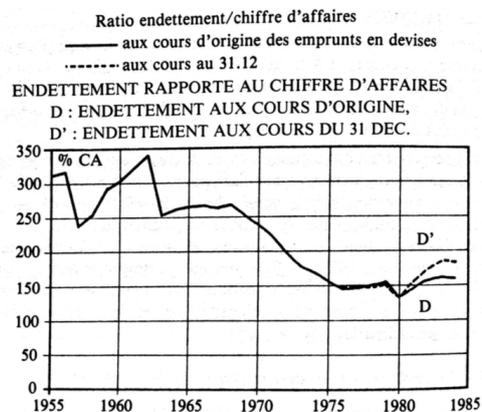


FIGURE 5.8 – Ratio endettement/chiffre d'affaire d'EDF de 1955 à 1985

Source : [Bergougnoux 1999]

Malgré l'importance de l'investissement réalisé pour l'énergie nucléaire, il est nécessaire de souligner que le ratio endettement sur chiffre d'affaires est plus faible pendant la période du plan Messmer, que pendant la période de construction des infrastructures hydrauliques d'après-guerre (voir graphique 5.8).

6 | Conclusion

Le choix de se tourner vers une énergie plutôt qu'une autre est partiellement conditionné par les ressources d'un pays. Cependant, la dimension politique demeure extrêmement importante. La France s'est tournée vers le nucléaire au moment du choc pétrolier, puisque cette source d'énergie a pu apparaître comme une solution à la dépendance extérieure. En effet, la technologie était déjà prête, les arbitrages entre UNGG et PWR ayant déjà été effectués. De plus, Electricité de France a su mettre son expertise au service de la défense de l'adoption d'un programme nucléaire. Les ingénieurs économistes d'EDF maîtrisaient parfaitement les études économiques qui constituaient alors des preuves de la rentabilité de l'énergie nucléaire. De plus, un consensus existait au sein des institutions françaises. L'opposition à l'énergie nucléaire n'était exprimée qu'au sein de mouvements minoritaires de la société civile (avec toutefois des conflits violents, comme le montre l'explosion de l'appartement de Marcel Boiteux). Jacques Percebois estime que le débat quant au programme nucléaire était réservé à quelques « techniciens », permettant une action rapide.

Ce mémoire utilise une approche pluridisciplinaire. La succession des modèles énergétiques n'est pas une simple succession de techniques, mais s'intègre au sein de l'Histoire d'un pays [Mitchell 2013]. La décision du plan Messmer est liée à un cadre sociologique précis, et à l'état d'esprit des ingénieurs des grands corps d'Etat, qui étaient favorables à l'adoption de l'énergie nucléaire, même lorsque ceux-ci exerçaient leurs fonctions dans le secteur du charbon ou du pétrole. Cette étude éclaire le choix d'une politique publique ainsi que l'utilisation d'arguments économiques par un travail de contextualisation.

Les recherches ici présentées sont d'autant plus d'actualité que le changement climatique a remis la question de l'énergie au centre du débat public, mais le changement de mix énergétique n'est plus une question réservée aux seuls ingénieurs économistes. D'autres différences existent avec le contexte actuel. Ainsi, au cours des chocs pétroliers, la forte augmentation du prix du pétrole marquait une limite claire dans le recours aux ressources pétrolières. Il

en va tout autrement aujourd'hui, puisque la non-utilisation de toutes les réserves fossiles demeure un choix afin de préserver l'habitabilité de la terre pour les générations futures.

Cependant, le débat autour de la fixation du taux d'actualisation demeure toujours bien présent, auquel il faut ajouter l'usage des outils économiques appliqués au champ de la politique énergétique/climatique. La responsabilité de l'économiste n'est plus seulement de prédire l'énergie la plus rentable, mais il doit maintenant tenir compte des conséquences économiques du changement climatique. Ses responsabilités sont donc accrues ([Giraud 2017], [Pottier 2014]). Ce mémoire rappelle, que les résultats d'une modélisation, d'un calcul, sont toujours soumis à des hypothèses bien spécifiques, découlant d'un construit social.

7 | Annexes

7.1 Annexe 1 : Financement par la Banque européenne d'investissement

Financement par la Banque européenne d'investissement

La Banque européenne d'investissement a soutenu EDF dans son programme nucléaire. Celle-ci a ainsi accordé un prêt à hauteur de 250 millions de francs, en 1973, afin de financer la construction d'une centrale nucléaire (Bugey II) dans le département de l'Ain.

La Banque européenne d'investissement avait déjà participé au financement d'EDF en 1972. Au sein d'une note manuscrite destinée à Jacques de la Rosière, il est écrit : « Voici un projet de réponse à la BEI qui nous demande notre avis au sujet d'un prêt sollicité par EDF (167 Millions F). Bureaux C2 et C3 ont été consultés et sont favorables à l'opération. Combret 24 mai 72 ».

Si cet emprunt est contracté en amont du choc pétrolier, celui-ci peut permettre de comprendre les conditions financières d'EDF en Europe, de façon plus précise. Cet emprunt vise à financer la première tranche de Fessenheim (un projet d'un coût total d'1,2 milliard), le financement de cette construction est assuré à 38,5% par des ressources propres et à 61,5% par des fonds d'emprunt (dont le prêt de la BEI). Le prêt est contracté au motif que « l'énergie nucléaire est à même (...) de limiter, pour l'Europe, une dépendance excessive en matière d'énergie ». Le taux d'intérêt prévu pour l'emprunt se situe à 7,85% l'an, la garantie est nommément assurée par la République Française.

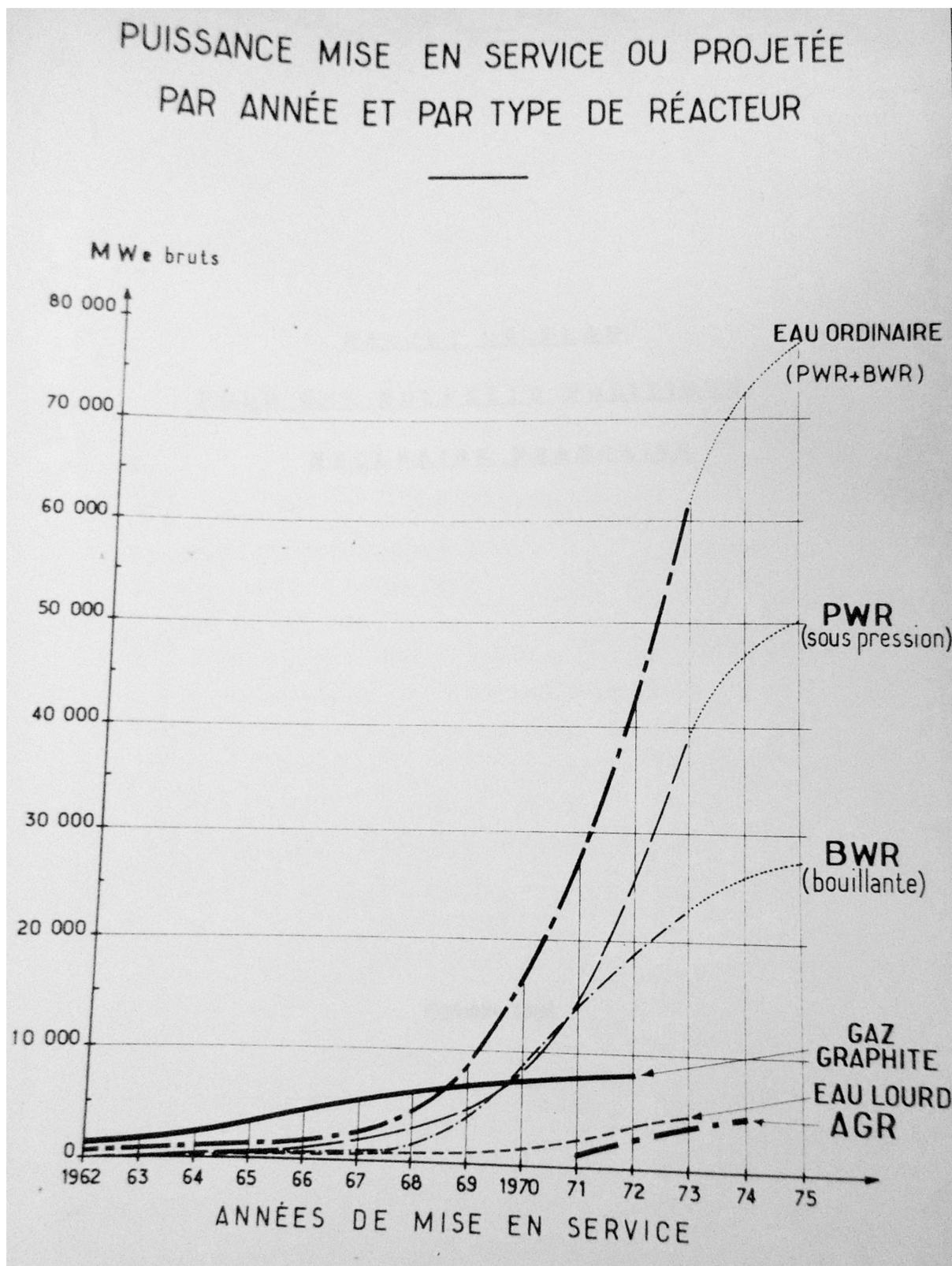
En 1972, la consommation d'énergie n'est déjà pas identique à celle qui avait été prévue : « Alors que la demande d'énergie électrique en France avait augmenté de 7,3% en 1970, la progression s'est nettement ralentie en 1971. C'est ainsi que la consommation nette globale,

hors pertes, a atteint 136,9 milliards de kWh (...) soit une augmentation de 5,2% seulement (...) Ce ralentissement [est] provoqué essentiellement par le fléchissement conjoncturel ». Du fait d'une mauvaise performance de la production hydroélectrique, les centrales thermiques « ont pris une plus large part dans la production totale, assurant, en 1971, 61% des besoins ».

La situation financière d'EDF est toutefois jugée stable, de par l'augmentation des prix du gaz comme du pétrole « comme conséquence des nouveaux accords intervenus pour le pétrole », de l'importance de la place du nucléaire dans la consommation d'énergie, comme de la « grande campagne publicitaire » d'EDF en faveur du chauffage électrique.

Dans ce dossier de prêt, s'il est fait mention de l'environnement (qui se résumait à cette époque, à une hausse de 0,4 degrés en moyenne de la température du Rhin), le risque nucléaire n'est pas évalué monétairement. De même, le coût du projet ne prend pas en compte les frais de démantèlement des centrales, comme celui de la gestion des déchets radioactifs.

7.2 Annexe 2 :



labelfig30000

FIGURE 7.1 – Source : Archives du Ministère de l'Economie et des Finances

A | Bibliographie

- [AIEA 2020] AIEA. *Uranium 2020, Resources, Production and Demand*. 2020.
- [Allais 1952] M. Allais. *Traité d'économie pure*. 1952.
- [Auzanneau 2015] Matthieu Auzanneau. *Or noir. La grande histoire du pétrole*. 2015.
- [Barré 2008] R. Barré. *Retour sur les conséquences du premier choc pétrolier des deux côtés de l'Atlantique*. in. *Revue des Ingénieurs*, 2008.
- [Bergougnoux 1999] J. Bergougnoux. *Les leçons du financement du programme électronucléaire français*. Le financement des équipements publics de demain, 1999.
- [Boiteux 1949] M. Boiteux. *La Tarification des demandes en pointe : Application de la théorie de la vente au coût marginal*. 1949.
- [Boiteux 1973] Marcel Boiteux. *Comment l'atome prendra-t-il le relais du pétrole ?* no. 322, pages 41–55, Mai 1973.
- [Boiteux 1993] Marcel Boiteux. *Haute tension*. 1993.
- [Boiteux 2013] Marcel Boiteux. *Du muscle à l'atome*. Association française pour l'information muscscientifique, 2013.
- [CESE 1984] CESE. *La mise en valeur des acquis de l'industrie nucléaire*. 1984.
- [Cortet 1980] Debonneuil M. Cortet C. *La balance des paiements depuis 1973*. 1980.
- [Devaux-Charbonnel 1971] Jean Devaux-Charbonnel. *Les Accords de Téhéran et de Tripoli*. 1971.
- [Dänzer-Kantof et al. 2013] Torres F. Dänzer-Kantof et al. B. *L'énergie de la France. De Zoé aux EPR, l'histoire du programme nucléaire*. 2013.
- [Eash-Gates 2020] Philip Eash-Gates, Magdalena M. Klemun, Goksin Kavlak, James Mc-Nerney and Jacopo Buongiorno et Jessika E. Trancik. *Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design*. *Joule*, vol. 4, no. 11, pages 2348–2373, 2020.
- [EDF] EDF. *Histoire(s) de l'EDF*. Notes et études documentaires, no. 4585/76.

-
- [Federal Register 1973] Federal Register. *Weekly Compilation of Presidential Documents*. 1973.
- [Finon 1978] Dominique Finon. *Evolution comparée de la compétitivité de la production d'électricité d'origine nucléaire aux Etats-Unis et en France (deuxième partie)*. Revue d'Economie industrielle, vol. 3, 1er trimestre 1978, 1978.
- [Fisher 1930] I. Fisher. *The theory of interest : As determined by impatience to spend income and opportunity to invest it*. 1930.
- [Gilbert 2020] M. Gilbert. *L'INSEE analyse la rupture de 1974*. Le Monde, consulté le 1 octobre 2020.
- [Giraud 2017] G. Giraud. *Comparaison des modèles météorologiques, climatiques et économiques : quelles capacités, quelles limites, quels usages ?* 2017.
- [Gollier 2005] Christian Gollier. *Quel taux d'actualisation pour quel avenir ?* Revue française d'économie, 19(4), 59-81, 2005.
- [Gollier 2008] Christian Gollier. *Discounting with Fat-Tailed Economic Growth*. no. 523, 2008.
- [Grant et al. 1983] E. L. Grant et al. *Principles of engineering economy*. 1983.
- [Grubler 2010] Arnulf Grubler. *The costs of the French nuclear scale-up : A case of negative learning by doing*. Energy Policy, vol. 38, no. 9, pages 5174–5188, 2010.
- [Guesnerie 2004] Roger Guesnerie. *Calcul économique et développement durable*. 2004.
- [Guesnerie 2006] Roger Guesnerie. *De l'utilité du calcul économique public*. 2006.
- [Hautcoeur 1996a] Pierre-Cyrille Hautcoeur. *Le marché financier français de 1945 à nos jours*. Risques, pages 135–151, 1996.
- [Hautcoeur 1996b] Pierre-Cyrille Hautcoeur. *Le marché financier français de 1945 à nos jours*. Risques, pages 135–151, 1996.
- [Hautcoeur 2011] Pierre Hautcoeur and Angelo Riva. *Les transformations du crédit en France au XIXe siècle*. Romantisme, vol. 151, 03 2011.
- [Hecht 2014] Gabrielle Hecht. *Le Rayonnement de la France*. 2014.
- [Hotelling 1931] Harold Hotelling. *The Economics of Exhaustible Resources*. Journal of Political Economy, vol. 39, no. 2, pages 137–175, 1931.
- [INSEE 2020] INSEE. *Comptes nationaux annuels base 2014 - déficit au sens de Maastricht des administrations publiques*. consulté le 1 octobre 2020.

-
- [Jones 1982] Smith David Jones Thomas W. *Historical perspective on net present value and equivalent annual cost*. Accounting Historians Journal, vol. 9, no. 1, pages 103–110, Spring 1982.
- [JRC 2020] JRC. *Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’)*. 2020.
- [Jung 1956] P Jung. *Evolution et prévision de la consommation d’énergie électrique en France*. Journal de la société statistique de Paris, no. 97, pages 86–115, 1956.
- [Lazard 2020] Estimates Lazard. *Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 14.0)*. 2020.
- [Lebègue 2005] Daniel Lebègue. *Révision du taux d’actualisation des investissements publics*. Commissariat général du plan, 2005.
- [Meuric 2006] Louis Meuric. *L’évolution annuelle de l’énergie en France depuis 1973*. Août 2006.
- [Meyer 2017] Teva Meyer. *Du carbon lock-in au nuclear lock-in : les verrous spatiaux aux changements de politique nucléaire en Suède*. Développement durable et territoires, Vol. 8, n°3, Novembre, 2017.
- [Migaud 2012] Didier Migaud. *Les coûts de la filière électro nucléaire*. Cour des comptes, 2012.
- [Mitchell 2013] T. Mitchell. *Carbon democracy : Political power in the age of oil*. 2013.
- [Nordhaus 2007] William Nordhaus. *Critical Assumptions in the Stern Review on Climate Change*. Science, vol. 317, pages 201–202, 2007.
- [Percebois 1978] Jacques Percebois. *Energie, croissance et calcul économique*. Revue Économique, vol. 29, no. 3, pages 464–493, 1978.
- [Picard J.-F. 1985] A. Bungener M. Picard J.-F. Beltran. *Histoire(s) de l’EDF*. 1985.
- [Pompili 2018] Barbara et al. Pompili. *Rapport numéro 1122 fait au nom de la Commission d’enquête sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires de l’Assemblée Nationale*. 2018.
- [Pottier 2014] A.. Pottier. *L’économie dans l’impasse climatique : développement matériel, théorie immatérielle et utopie auto-stabilisatrice*. in. Economies et finances, 2014.
- [Quennouëlle-Corre 2000] Laure Quennouëlle-Corre. *La direction du Trésor, 1947-1967 : l’État-banquier et la croissance*. 2000.
- [Questiaux 1994] P. Questiaux. *Le financement d’EDF des années 1950 à 1990l*. in. Le financement de l’industrie électrique, 1994.

-
- [Quinet et al. 2013] Emile Quinet et al. *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*. 2013.
- [Rangel 2015] Lina Escobar Rangel and Francois Leveque. *Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power : New Lessons from the French Experience*. Economics of Energy & Environmental Policy, Number 2, 2015.
- [Reuss 2021] Paul Reuss. *L'épopée de l'énergie nucléaire*. 2021.
- [Rüdinger 2014] A. Rüdinger. « *La transition énergétique en Suède : un aperçu du modèle scandinave* ». Les cahiers de Global Chance, 2014.
- [Stern 2007] Nicholas Stern. *The Economics of Climate Change : The Stern Review*. 2007.
- [Stora 2004] Benjamin Stora. *Histoire de l'Algérie depuis l'indépendance 1. 1962-1988*. 2004.
- [Tanner 1973] Henri Tanner. *Libya takes over all oil companies operating there*. 1973.
- [Torres 2016] F. Torres. *Le système nucléaire français des années 1950 à nos jours, acteurs et structures. Une mise en perspective*. 2016.
- [Verda 2014] M. Verda. « *Acteurs et tendances de la politique énergétique italienne et leur évolution après la fin de la guerre froide* ». Cahiers de la Méditerranée, 2014.
- [Vivoda 2012] Vlado Vivoda. « *Japan's Energy Security Predicament post-Fukushima* ». Energy Policy, 2012.
- [Walliser 1990] B. Walliser. *Le calcul économique*. 1990.
- [Weitzman 2001] Martin L. Weitzman. *Gamma Discounting*. American Economic Review, vol. 91, no. 1, pages 260–271, March 2001.
- [Wellington 1887] A. M. Wellington. *The economic theory of the location of railways : An analysis of the conditions controlling the laying out of railways to effect the most judicious expenditure of capital*. 1887.