



N 2017-68

**Le partage arbitraire du mix
électrique français entre
nucléaire et renouvelables.
Quelle rationalité économique ?¹**

Dominique FINON

Décembre 2017

¹ Les arguments et les opinions exprimées dans ce document de travail sont ceux de l'auteur et n'engagent en rien le CIRED.

Résumé

Au nom de la transition bas carbone, un compromis politique bancal a conduit à décider d'un partage arbitraire du mix électrique sans fondement économique, ni environnemental en réduisant la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % pour laisser la place aux énergies renouvelables pour qu'elles atteignent une part de 40% en 2030. Certains ont cherché à donner une rationalité économique à cette politique basée sur ces deux cibles de moyens en se reposant sur deux intuitions : la valeur de diversification du mix, sorte de valeur d'option du choix de briser l'effet d'irréversibilité des choix nucléaires des années 70 et 80, et la valeur d'option du choix d'attendre dans le domaine nucléaire pour éviter de nouvelles irréversibilités. Ce papier « détricote » ce raisonnement en montrant qu'il ne respecte en aucune façon les conditions de rigueur du raisonnement de la théorie des valeurs d'option : envisager de façon détaillée les options possibles, identifier avec précision les incertitudes et les risques attachés à chacune des options ainsi que ceux émanant du contexte pour chaque option, et anticiper leurs effets d'irréversibilité. Au bout du compte, la façon de poser le problème révèle d'un parti-pris infondé en faveur de la compétitivité économique des ENR intermittentes, un déni sans fondement de toute possibilité de maîtrise économique du nucléaire dans des conditions de sûreté élevées et une approche émotionnelle du risque nucléaire. La politique de décarbonation du secteur électrique basée sur des cibles de parts de marché de technologies bas carbone en 2030-2035, qui prétend ouvrir les futurs pour limiter les risques, tourne le dos à toute logique économique et conduit à ignorer les « effets inattendus » de toute politique de développement des ENR intermittentes à grande échelle.

Introduction

Le choix et la réalisation de l'investissement massif de 57 réacteurs nucléaires il y a quarante ans avait eu un effet d'irréversibilité massif. Ces réacteurs qui produisent près des trois quarts de l'énergie électrique consommée en France pourraient encore le faire de façon très économique après rénovation pendant 20 ans. Mais, dans la ligne du compromis passé lors de la présidentielle de 2012 entre la gauche et les écologistes, et confirmé laborieusement par la Loi de transition énergétique voté en juillet 2015 après un long débat de deux ans et demi, on a choisi de contrer les effets d'irréversibilité des choix énergétiques des années 70-80 en réduisant la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % pour laisser la place aux énergies renouvelables pour qu'elles atteignent une part de 40% en 2030. La seule nouveauté louable de la présidence Macron est que l'horizon initialement choisi de 2025 pour arriver à 50% de nucléaire a été repoussé *sine die* pour laisser le temps d'organiser les fermetures de centrales de trouver un rythme de développement des capacités éoliennes et solaire PV supérieur à ce qu'il est actuellement pour atteindre ces 40% en 2030.

Ceci dit, on observe qu'au nom de la recherche d'un compromis entre groupes d'intérêt, la confrontation politique autour des questions énergétiques conduit à des décisions curieuses où les moyens deviennent des objectifs. Pourquoi 50 % de nucléaire, même à un horizon imprécis et 40% d'ENR en 2030 comme objectifs politiques ? Quel est cet étrange culte de chiffres ronds? Sans même pointer le côté amusant de la valse autour du nombre de réacteurs qui seraient à fermer selon tel ou tel grand ordonnateur de la programmation du secteur électrique, la politique de décarbonation basée sur des cibles de parts de marché de technologies bas carbone tourne le dos à toute logique économique, car on ne se préoccupe en aucune façon de ce que serait le mix électrique le plus économique pour les consommateurs sous l'effet d'une taxation élevée du CO₂ ou d'une contrainte d'émissions de carbone placée sur le secteur et dans le souci de limiter les risques de sécurité de fourniture,

ce qui serait la bonne démarche. On verra qu'une telle démarche conduirait à ne faire qu'une place mineure aux ENR intermittentes si le nucléaire n'est pas poussé vers la sortie, pour ne pas dire banni. En effet en laissant jouer l'optimisation du planificateur ou celle du marché orienté par un prix du carbone élevé, les productions ENR ont pour le système électrique une valeur économique décroissante au fur et à mesure de leur installation, qui devient vite inférieure à la valeur des productions du nucléaire nouveau, même avec des coûts très élevés, et en tout cas très inférieure à celle des productions du nucléaire existant qui serait rénové pour produire 20 ans de plus. Toute autre politique qui oblige au développement artificiel des ENR par des dispositifs de subventions à la production est forcément plus coûteuse, sans parler des risques supplémentaires de fourniture qu'elle peut créer et sans parler des émissions supplémentaires inhérentes à la présence d'importantes capacités ENR intermittentes qui nécessite des équipements fossiles pour des productions de *back up* dont le nucléaire n'a pas besoin.

Alain Grandjean, l'un des artisans du compromis qui a émané du débat sur la transition énergétique, a cherché à donner une rationalité économique à cette politique basée sur les deux cibles de moyens en termes de valeur d'option et en terme de valeur de la diversité technologique par une meilleure répartition des risques, de même sur la façon de procéder au niveau de la politique nucléaire par une modération dans les engagements ultérieurs de construction de nouveaux réacteurs EPR¹. Il s'agit donc de limiter la vulnérabilité liée à une trop forte dépendance d'une seule forme d'énergie et de ne pas reproduire l'irréversibilité ancienne, « *en trouvant une trajectoire qui donne suffisamment de temps à la baisse de la part relative du nucléaire pour qu'elle ne soit pas trop coûteuse sur les trois plans, économique, social et climatique* » (Grandjean, 2017b). Il énonce aussi qu' « *il est essentiel, au vu des déconvenues de l'EPR, de prendre le temps d'en tirer les leçons et d'en finir avec l'aventurisme. Laisser du temps au temps, c'est aussi permettre d'envisager un éventuel nouveau design et d'en connaître avec solidité les perspectives de coût* ». Dans un secteur où la production est dominée à plus de 70 % par le nucléaire, on peut effectivement considérer que le nucléaire présente suffisamment d'inconvénients (fiabilité d'exploitation, coûts, risques technologiques particuliers) pour ne pas s'y enfermer et que l'option bas carbone de rechange est toute trouvée avec les ENR.

Ceci dit, les choix sont plus complexes que dans la théorie des choix séquentiels sous incertitude d'où émane la valeur d'option du choix flexible. Le plus souvent elle concerne un choix simple entre une option d'investir maintenant, une décision de report et celle de procéder à un choix intermédiaire. Ici il s'agit de choisir entre au moins deux combinaisons d'options interdépendantes concernant respectivement le nucléaire et les ENR: d'un côté la combinaison nucléaire à 50% en 2030-35 et les ENR à 40% en 2030-35, et de l'autre la combinaison du nucléaire maintenu autour de 70% et la part des ENR augmentée de 15% à seulement 20-25% en 2030-35². Au-delà de la complexité des choix interdépendant, pour que tout problème soit correctement dans la théorie des choix séquentiels sous incertitude, il faut respecter un certain nombre de conditions simples : envisager les options possibles, identifier avec précision les incertitudes et les risques attachés à chacune des options et ceux émanant du contexte pour chaque option, anticiper leurs effets d'irréversibilité. Aussi la justification de la politique de compromis en termes de choix flexibles et de valeurs d'option doit être analysée en s'interrogeant sur plusieurs points :

¹ On se réfèrera ici à deux de ses articles récents : Grandjean A. (2017a). *50% de nucléaire en 2025 : est-ce compatible avec le plan climat?* Posté le 15 juillet 2017 sur le site Chroniques de l'Anthropocène. Et Grandjean A. (2017b) « Quel avenir pour le nucléaire en France ? » *Alternatives Economiques*. n°373. p.62-64.

² L'option nucléaire fait l'objet de sous-choix entre les deux combinaison: dans la première il s'agit de fermer des réacteurs existants et attendre sine die de lancer la construction de nouveaux réacteurs de 3^e génération; dans la seconde combinaison, il s'agit de ne pas fermer de réacteurs existants (en dehors de ceux désignés par l'Autorité de sûreté nucléaire) et lancer la construction de un ou deux EPR-NM (nouveau modèle) vers 2025.

1. Est-ce qu'on compare la politique combinant 50% de nucléaire et 40% d'ENR en 2030 avec celle qui consisterait à maintenir de façon pragmatique la part du nucléaire à 70% tout en consolidant le système technologique des ENR électrique français mais de façon plus modérée ?
2. Est-ce qu'on développe une problématique de flexibilité des choix pour le développement des ENR intermittentes à grande échelle d'ici 2030, comme on le fait sur les choix nucléaires ?
3. Est-ce qu'on traite de la même façon les incertitudes et les risques économiques sur l'option nucléaire de la même façon que ceux sur l'option ENR ?
4. Est qu'on évalue les effets d'irréversibilités qu'une politique de développement des ENR à grande échelle crée alors qu'elle aura des effets très importants sur le coût moyen du MWh?

La réponse est non sur ces quatre points. En fait l'approche ne traite pas de façon équilibrée les deux combinaisons principales de nucléaire et d'ENR en termes de risques et d'incertitudes sur les coûts et les avantages, comme on le montrera. De même pour les effets d'irréversibilités des différents choix dans chacune des deux combinaisons. Elle ne permet pas d'évaluer en quoi une politique de diversification arbitraire réduit le risque d'ensemble attaché à un secteur fortement spécialisé en nucléaire, et en quoi la réduction du parc de réacteurs existants pourtant très économiques par rapport aux ENR, et la croissance de la part des ENR à 40% présentent un avantage économique, si l'on ne s'en tient pas aux idées reçues sur la compétitivité des ENR à apports variables (ENR-Var). Les avantages et incertitudes et les irréversibilités associées aux sous-options « nucléaire à 50% » et « ENR à 40% » ne sont pas évaluées de la même façon.

Le raisonnement ne considère jamais en tant que telle la seconde combinaison politique, sauf à évoquer un « risque global » plus élevé qui résulte de la trop forte spécialisation en nucléaire sans qu'il soit analysé. En fait de quoi il ne s'interroge pas sur la valeur d'option qui pourrait être attachée à cette seconde combinaison (maintenir un système efficace en termes de décarbonation, consolider à minima la base industrielle et de compétences autour des ENR) par rapport à la première, sauf à évoquer en creux l'intérêt de réduire la trop forte dépendance du système électrique vis-à-vis du nucléaire. Il ne compare en aucune façon la politique de partage arbitraire de 40% d'ENR en 2030 et 50% de nucléaire avec celle qui consisterait à maintenir de façon pragmatique la part du nucléaire à 70% tout en laissant se consolider le système technologique des ENR-Var et de l'hydraulique en poussant la part des ENR totales de 17% actuellement à 22-25 %, au cas où...

Par ailleurs le traitement déséquilibré des incertitudes sur les deux options pour lesquelles se justifierait la rhétorique de l'attente de nouvelles informations suscite le doute sur l'objectivité du raisonnement économique. Au bout du compte, il apparaît qu'on veut tourner le dos progressivement au nucléaire sans le dire clairement, en enrayant le *momentum* technologique l'industrie nucléaire et à l'inverse en amplifiant celui qui se structure autour des ENRs. La trajectoire souhaitée qui fait passer la part des ENR de 17% à 40% entre 2017 et 2030 a toutes chances de se prolonger vers une cible de 70-80% vers 2050, car cette trajectoire suit à peu d'années d'écart, celui de la politique allemande d'*Energiewende* qui, partie de plus bas en part d'ENR, atteint 45 % en 2015 et vise 80 à 90% en 2050 en passant par 45% en 2030.

Dans une première section on analyse la façon dont est évalué l'avantage de la diversification du mix technologique par partage arbitraire. Dans une seconde section on analyse plus avant le traitement des incertitudes de l'option nucléaire maintenue et du

double bind dans lequel est enfermé le choix de développer plus avant la filière EPR³. Dans la dernière section on analyse le traitement très orienté des incertitudes sur la compétitivité supposée des ENR intermittentes et l'ignorance des effets inattendus du développement à grande échelle de ces dernières.

1 Une évaluation tronquée de l'avantage de diversifier le mix technologique

Le raisonnement suscite plusieurs questions sur le traitement de la politique combinant « nucléaire à 50% et ENR à 40% » et sur la représentation des incertitudes respectives des options nucléaire et ENR et la valeur d'attente des choix que l'on peut leur associer. Alain Grandjean (2017b) nous dit : « *En tirant (..) parti de l'atout du parc existant, sans se mettre dans l'impasse, en évitant une irréversibilité, la proposition de passage à 50% de part de la production ouvre une voie entre les deux extrêmes, qui pourrait concilier les intérêts de la plupart des parties prenantes de la transition (...) avec un nucléaire devenu moins massif et via un nouveau jeu de centrales dont les performances en termes de sûreté et d'économie seraient alors reconnues comme partagées* ». Dit autrement, la réduction de l'importance du parc existant briserait l'effet d'irréversibilité créé par les choix politiques des années 70-80 en recréant des marges de manœuvre et en retrouvant l'avantage perdu de la diversité énergétique dans le secteur électrique. Mais le traitement des deux options nucléaire et ENR apparaît tout de suite déséquilibré : d'un côté il s'agit de réduire les risques dans le seul domaine nucléaire sans considérer l'avantage de maintenir sa part de marché à partir des réacteurs existants rénovés ; de l'autre côté il n'y a que des avantages économiques et de réduction des risques à porter la part des renouvelables au niveau de 40%.

Chacune des options est traitée différemment en termes d'analyse des incertitudes et des effets d'irréversibilité qui leur sont respectivement attachées en absence de comparaison systématisée de la combinaison souhaitée avec la combinaison actuelle aménagée.

1.1. Le choix de dégager de la place pour les ENR à hauteur de 40% par réduction du nucléaire : quelle valeur d'option ?

La réduction du nucléaire pour faire une place aux ENR à apports variables (ENR-Var) est supposée avoir une valeur d'option du fait des avantages de la diversité technologique. De fait la diversité offre en elle-même une certaine valeur si elle limite les risques d'une trop forte spécialisation⁴, mais il convient alors d'analyser précisément les risques associés à cette spécialisation et l'avantage de la diversification en termes de réduction des risques.

En parallèle il faut évaluer les coûts d'opportunité de la fermeture des réacteurs existants dont la production est très compétitives par rapport à celle des ENR-Var, et de la mise en attente indéfinie du déploiement des réacteurs EPR-NM (Nouveau Modèle) optimisés, en termes de coûts et de hausse des émissions moyennes par MWh d'un côté, à mettre en regard des coûts-avantages et des risques de l'option ENR à 40% de l'autre côté. Il faudrait

³ Une situation de *double bind* est une situation où un acteur est placé entre deux injonctions contradictoires dont il ne peut sortir. Elle crée une situation dans laquelle une réponse réussie à un des messages aboutit à l'échec de la réponse à l'autre injonction (et vice versa), de sorte que l'acteur aura automatiquement tort, quelle que soit la réponse.

⁴ Andrew Stirling (1994) a théorisé la caractères d'une véritable diversité technologique (variété, équilibre, disparité sans interdépendance) et conceptualisé le bénéfice de la diversification énergétique en ce qu'elle offre a priori une alternative supérieure aux approches probabilistes de l'incertitude radicale (par exemple défauts génériques sur les équipements d'une technologie, accident majeur) dans les investissements de production d'électricité. On peut toutefois considérer qu'une approche en termes de répartition des risques d'un portefeuille d'actifs peut être aussi éclairante.

pour ce faire comparer cette politique de diversification avec une politique combinant le maintien du nucléaire et un développement modéré des ENR. L'absence d'une telle comparaison obère la réflexion en termes de valeur d'option qui se dégagerait de cette politique de diversification.

1.1.1. La valeur de la diversification technologique

il y a quarante ans a été décidé et réalisé l'investissement massif dans l'installation des 57 réacteurs nucléaires qui produisent près des trois quarts de l'énergie électrique consommée en France. A présent ce capital technique existe et reste économiquement performant. La question qui n'est jamais clairement explicitée est de savoir s'il faut réduire l'irréversibilité créée en faveur du nucléaire dans les années 70-80 sous l'argument qu'une trop grande spécialisation présenterait des risques. Nicolas Hulot nous dit qu'« *il faut rééquilibrer le mix énergétique car cela donnera une liberté et une indépendance plus grande à la France*» (Interview au Monde du 29 octobre 2017). Quoique mal exprimée, il y aurait sous-jacente l'idée qu'une stratégie bien conçue de diversification entre différentes technologies bas carbone présente la promesse d'une meilleure sécurité énergétique, face au risque que présenterait un secteur trop spécialisé dans le nucléaire.

Mais poser ainsi la question ne permet pas de mettre à plat les risques d'une forte spécialisation du parc des producteurs français d'électricité et de les comparer avec les risques de sécurité de fourniture associés à une production massive d'électricité ENR-Var. Tout économiste reconnaît une valeur à la diversification d'options d'une politique publique ou d'un portefeuille d'actifs en termes de gestion de risques. Mais ici, on ne nous précise pas ce que seraient le risque de dépendre d'une part massive de nucléaire. On se contente de solliciter nos émotions en nous laissant imaginer ... des risques majeurs aux effets sur des temps géologiques.

▪ Les risques de la spécialisation nucléaire

On ne nous dit pas ce que l'on gagnerait à remplacer en partie le nucléaire par des moyens de production qui pourraient s'avérer moins performants vis-à-vis des risques de sécurité de fournitures ou d'approvisionnement. Quels sont donc les risques de cette trop forte spécialisation alors que le nucléaire contribue largement à la sécurité de fourniture ?

- Le premier risque réside dans l'apparition d'un défaut générique sur une des séries de réacteurs, qui conduirait à la décision brutale de l'autorité de sûreté d'ordonner l'arrêt de cette série pour réparation pendant une période de pointe. L'observation des interventions de l'autorité de sûreté n'en est pas moins un facteur important dans ce type de risque. L'observation des interventions des autorités de sûreté dans le monde manifeste des modes d'action plus ou moins pragmatiques. Il faudrait qu'apparaisse un défaut majeur pour la sûreté d'une série de réacteurs pour procéder à une telle décision, plutôt qu'à un étalement des arrêts.
- L'autre risque est celui d'une perte de confiance radicale de l'opinion publique envers cette technologie après un nouvel accident majeur dans le monde qui contraindrait à une sortie rapide du nucléaire par une fermeture rapide des réacteurs. Toutefois après les accidents de Fukushima et Tchernobyl, l'expérience montre qu'en France, après une période de doute de l'opinion après chaque accident, l'important ensemble de mesures prises à partir des enseignements tirés de ces accidents permettent de maintenir la confiance de la majorité de l'opinion publique.

- **Les risques associés à l'option ENR à 40%**

Est-ce qu'un parc mixte avec des ENR-Var développées à grande échelle présentent un avantage supplémentaire par rapport à un système dominé à 70% par la production du parc nucléaire en place, en termes d'indépendance énergétique et de sécurité de fourniture électrique? Le déploiement d'une large capacité de production d'ENR-Var au-dessus d'un certain seuil ne laisse d'inquiéter les responsables de la sécurité de fourniture et de la stabilité du système. Mettons de côté les besoins de flexibilité pour suivre la variabilité des productions ENR-Var, en considérant que si les ressources de flexibilité peinent à se développer, le régulateur a toujours la possibilité de se donner les moyens de garder le contrôle de cette question en se dotant de moyens pour effacer dans certaines productions ENR dans les parties du réseau qui sont congestionnées comme on le fait en Irlande, au Danemark et bientôt en Allemagne. On se contentera de mentionner le problème de ce que les Allemands appellent le *Dunkelflaute* (ondes noires) : dans le système allemand où les ENR-Var produisent 26 % du total actuellement, la capacité d'ENR-Var est de 90 GW, soit plus que la demande de pointe qui se situe autour de 70 GW ; la capacité complémentaire est de 98 GW fin 2017, dont 11 GW de nucléaire et 46GW de centrales à charbon et lignite appelées à être fermées dans les 15 ou 20 prochaines années. En imaginant une demande constante et un parc ENR-Var identique dans 20 ans, un jour d'hiver sans production ENR-Var conduirait à une situation extrême de pénurie si de nombreuses centrales fossiles neuves à base de gaz ne sont pas construites en back up lorsque le nucléaire et les centrales au charbon auront eu le temps d'être fermées.

Un second problème d'incertitude se pose sur le long terme avec l'option ENR à grande échelle. Quand Grandjean (2017b) prend acte du développement ralenti des ENR-Var, il admet que les contraintes politico-administratives inhérentes au déploiement local des capacités éoliennes ou de fermes PV créent une incertitude de résultat tel que on ne peut garantir de compenser les fermetures de 20-25 réacteurs nucléaires d'ici 2030-35. De même pour les contraintes de transformation du réseau et d'introduction de différents types de moyens de stockage qui ne permettront pas si facilement le déploiement de l'option ENR.

1.1.2. Les effets d'irréversibilité des deux options du partage

- **Les irréversibilités de la réduction du nucléaire à 50%**

Lorsqu'un économiste ou un financier est confronté à la problématique de gestion de risque face à un portefeuille d'actifs trop peu diversifié, la recherche d'une meilleure répartition de ces risques ne se fait pas par la destruction d'une partie d'entre eux, mais par leur revente puisqu'ils ont une valeur économique. C'est le cas des actifs nucléaires en place qui ont une valeur économique intrinsèque par rapport à toute nouvelle capacité ENR-Var, quelle que soient les baisses de coût anticipées. Normalement on n'envisage la dévalorisation d'actifs que si vraiment le type d'actifs dominants à céder présente un risque financier tel qu'ils ne trouvent aucun repreneur sur le marché et aussi, condition complémentaire, que les actifs de remplacement présentent un risque inférieur. Les actifs nucléaires après rénovation ont une valeur économique certaine en tant que production pilotable et à des prix de revient estimées à autour de 35 €/MWh pour un prolongement de durée de vie de 20 ans (voir tableau 1). Ces prix de revient rivalisent sans aucun doute avec tous les moyens de production ENR-Var, même sans prendre en compte les coûts de système entraînés par ceux-ci.

De plus la réduction significative de la part du nucléaire à horizon donné aura en dynamique deux autres effets d'irréversibilité que la destruction d'actifs de valeur. D'une part, cette

décision ne peut manquer d'influencer négativement la façon dont sont perçus les risques des centrales nucléaires, ce qui suscitera un surcroît de méfiance vis-à-vis de la technologie nucléaire. D'autre part elle enrayera la dynamique technologique et industrielle indispensable au rebond nécessaire à la réalisation future de quelques EPR-NM simplifiés pour poursuivre le processus d'apprentissage.

- **Les irréversibilités de l'option ENR à 40% en 2030**

L'approche se voudrait équilibrée en donnant sa chance aux ENR en visant une cible de 40% de production par les ENR en 2030, soit grosso modo 25% sur la base d'ENR-Var. En raisonnant comme si aucune contrainte administrative et politique locale ne contraignaient les réalisations, n'est-ce pas tout de même un engagement qui est en soi lourd d'irréversibilités, si se révèlent des coûts inattendus au fur et à mesure de leur développement comme le montre l'exemple allemand ? Pour décider d'une option d'un telle ampleur, il faudrait tout de même avoir la preuve de la compétitivité des ENR en termes de valeur économique et de l'efficacité du choix d'une politique basée sur des tarifs d'achat à long terme (ou équivalent) qui tourne totalement le dos au mode de révélation de la valeur économique des MWh produits et donc des nouvelles capacités pour déclencher les investissements. En effet ce sont les prix sur les marchés horaires qui sont censés envoyer les signaux de long terme pour investir. L'approche habituelle ignore que les ENR-Var développées hors marché bouleversent à la fois le fonctionnement du système électrique pour le maintien de sa stabilité ainsi que son économie régulée par des marchés horaires et de court terme censées organiser le dispatching économique et signaler quels investissements et en quelles technologies

Il met en question l'efficacité économique de long terme de l'ensemble du système. Un observateur aussi averti qu' A. Grandjean affirme sa conviction de la compétitivité des ENR par rapport au nouveau nucléaire dès les années 2020 devant des informations critiquables sur la chute spectaculaire des coûts des éoliennes à terre et en mer et des fermes PV (voir Grandjean, 2017a, annexe), informations qui sont discutées plus loin en détail pour procéder à une comparaison avec les coûts du nouveau nucléaire. Telles qu'elles sont présentées, ses données de coût ne prennent en compte aucune incertitude de coût, ni ne permettent une compréhension de ce qu'est la valeur économique des ENR-Var pour le système qui est très différente de leur prix de revient contrairement aux technologies pilotables (centrales à gaz, nucléaire).

La présentation des données de coût n'évoquent même pas la possibilité que la valeur économique des ENRs intermittente s'effrite au fur et à mesure de leur développement, comme on le verra plus loin. Il n'y a pas de place pour oser imaginer les « effets inattendus » d'un tel choix qui se traduira par des surcoûts importants que les consommateurs devront payer d'une façon ou d'une autre. Le développement conséquent de l'alternative ENR défini dans la politique de compromis aura des conséquences importantes en termes d'irréversibilité alors qu'apparaîtront ces effets inattendus. Des irréversibilités seront créées par le renforcement des groupes d'intérêt autour de ces énergies dont on ne doit pas ignorer l'influence quand il s'agira de peser en faveur du maintien d'une politique de plus en plus coûteuse pour les consommateurs du fait de ces effets inattendus que le décideur ne cherche pas à prendre en compte malgré les incertitudes et les risques.

Le choix des 40% en 2030 ou 2035 laisse entendre que le verdict économique est entendu en leur faveur et contre le nouveau nucléaire et qu'il sera sans appel, même si on en donne aucune chance à la filière EPR de démontrer sa compétitivité en prévoyant de construire des réacteurs EPR-NM optimisés après quelques années d'observation des performances d'exploitation des premiers EPRs dans le monde pour faire jouer les effets d'apprentissage. A. Grandjean (2017b) nous dit bien que : « (...) la compétitivité future du nucléaire neuf

nécessiterait de diviser les coûts de construction par deux (des EPRs actuels), ce qui ne s'obtiendra en aucun cas par de simples optimisations de l'EPR actuel. (...) On sera ainsi en mesure de décider au regard des performances respective du nucléaire et des renouvelables(...) s'il faut ou non lancer du nucléaire neuf en France. Si c'est oui on aura aucun regret à avoir temporisé, si c'est non, on aura évité une décision trop précoce qui risque de réenclencher une fuite en avant industrielle et sociale pour de nombreuses années».

1.2. Les avantages d'une politique de nucléaire maintenu et d'ENR minoritaire

La combinaison « nucléaire à 50% et ENR à 40% » n'est pas comparée à une politique de maintien du parc existant rénové (à l'exception de quelques réacteurs jugés non fiables) accompagné d'un développement plus modeste d'ENR (vers 20-25 % de la production totale en 2030, à partir des 17% actuels). Si on est vraiment dans une perspective d'attente d'informations et d'ouverture des futurs pour rationaliser la politique émanant de la Loi de Transition LTECV de 2015, l'approche mérite d'être inversée. En effet la bonne position d'attente ne serait-elle de ne pas fermer les réacteurs existants et procéder au grand carénage, sauf pour ceux ne répondant pas suffisamment aux critères de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). L'option de maintien du nucléaire ne crée pas d'irréversibilités nouvelles et apparaît plus pertinente comme stratégie d'attente d'information, au regard des irréversibilités que créeraient la politique de compromis résultant du débat sur la transition énergétique, d'un côté en réduisant le *momentum* technologique de l'industrie nucléaire française, et de l'autre en renforçant celui de l'industrie des technologies ENR qui se base que sur les dispositifs hors marché de subventions de long terme (tarifs d'achat, contrats de long terme) et au-delà son influence sur le maintien de cette politique, alors que des effets inattendus vont très certainement se manifester.

En termes d'ouverture des futurs, la combinaison « maintien du nucléaire et ENR minoritaire » permet de se garder dans la manche la carte des ENR électriques, au cas où la filière des réacteurs EPR s'avère trop difficile à mettre au point après la réalisation d'un réacteur EPR-NM optimisé, ou pire au cas où un accident nucléaire dans le monde renverse définitivement l'acceptation de la majorité de l'opinion publique (ce qui n'est d'ailleurs qu'une éventualité). Cette option permet de maintenir l'ouverture des futurs de deux façons. D'un côté elle donne les moyens d'accélérer le déploiement des ENR-Var dans ces cas-ci. De l'autre elle permet de maintenir l'élan industriel et technologique de l'industrie nucléaire, ce qui demeure essentiel pour sortir de la période, critique actuelle. Elle évite aussi la perte économique entraînée par les fermetures prématurées de 20 réacteurs nucléaires d'ici 2030-35, sachant que la valeur économique de leur production sera toujours très supérieure à celle des équipements ENR-Var à installer.

2 Le traitement des incertitudes de l'option nucléaire

Ces incertitudes portent sur l'économie et la fiabilité d'exploitation des réacteurs existants ainsi que sur les coûts futurs de la filière EPR plombés par les difficultés de réapprentissage de l'industrie de construction nucléaire sur un type de réacteurs complexes à niveau de sûreté surélevé.

- **L'économie et la fiabilité d'exploitation des réacteurs existants.**

On nous dit que « *le nucléaire existant avant ou après rénovation présente des risques non résolus sur sa fiabilité d'exploitation et sur sa sûreté* », ce qui serait une raison suffisante pour attendre la résolution de cette incertitude, sans qu'on nous dise ce qu'il convient d'attendre. Est-ce pour décider de fermer 20, voire 30 réacteurs au hasard pour atteindre l'objectif de 50% des réacteurs ? On ne comprend pas la rationalité économique de ce choix qui revient à ignorer le travail d'indentification au cas par cas de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)⁵.

On pourrait comprendre que les exigences de l'autorité de sûreté qui mettrait en question la compétitivité des réacteurs existants, avant et après rénovation : le prix de revient (appelé cash cost) du MWh d'un réacteur rénové pour un fonctionnement de 20 ans s'établit autour de 35 €/MWh avec des hypothèses de calcul réalistes (SFEN, 2017 ; Goua, Mariton, 2016), ce qui le place largement en dessous des coûts de revient des ENR-Var utilisé par A. Grandjean (2017a) (voir tableau 1). Est-ce plus simplement qu'attendre la résolution de l'incertitude en matière de sûreté permettrait de décider de rénover ou de fermer un réacteur à 40 ans?

Tableau 1. Les coûts du nucléaire et des ENR à horizon 2020-2025

	Eolien terrestre	Eolien maritime	Ferme solaire PV	Nucléaire rénové	Nouveau nucléaire^{vv}
Source	Grandjean	Grandjean	Grandjean	Auteur	IAE-NEA
Coût d'investissement €/kW	1100	2800	700	1000	3000-5000
Frais fixes d'exploitation €/kW/an	55	80	25	100	100
Coût de combustible €/MWh				10	10
Heures éq à pleine charge	2300 h.	3750h	1500h	6500-7500	7500h
Taux d'actualisation	5%	7%	5%	7%	7%
Durée de vie (années)	25 ans	25ans	30	20	60
Coût de revient €/ MWh	57	85	47	34,5-40	54-75
<i>Coût de système €/MWh</i>	<i>20^x</i>	<i>7^x</i>	<i>39^x</i>	<i>0</i>	<i>2^{xx}</i>
Coût total €/MWh	77	92	86	34,5	56-77

*Eolien en mer posé ; coût de raccordement inclus (400€/kW) **Centrale au sol de plus de 250 kWc (avec trackers) ^vSource : ADEME (2016). Coûts des énergies renouvelables en France. Paris : ADEME. Décembre 2016. ^{vv}Source NEA-IEA (2015) Projected Costs of Generating Electricity ; 2015 Edition. ^x Estimation d'A. Grandjean⁶. ^{xx} Estimation du rapport NEA-OECD. 2012. Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems. Paris : OECD.

⁵ Deux facteurs d'incertitude entourent l'étape d'évaluation de la fiabilité des réacteurs existants: les résultats de l'élaboration du nouveau référentiel de sûreté générique qui fixera les exigences pour l'ensemble des réacteurs existants ; et la possibilité de se conformer effectivement à ce référentiel, pour chaque réacteur après le résultat de la 4^e visite décennale de chaque réacteur. Attendu pour 2018 ou début 2019, l'examen générique en cours servira de base aux décisions futures de l'ASN sur la prolongation au-delà de quarante ans des réacteurs d'EDF. La décision générique ne dispensera pas de l'autorisation de poursuivre l'exploitation de chaque réacteur au vu de l'état de chacun. Selon la façon dont l'ASN place le curseur, quelques réacteurs pourraient être fermés, mais elle n'atteindra certainement pas la vingtaine de réacteurs dont la fermeture serait nécessaire pour atteindre les 50%.

⁶ Les estimations de coûts des ENR-Var et de leurs coûts de système utilisés par Alain Grandjean sont exposées dans l'annexe de l'article (Grandjean, 2017a), au lien suivant pour l'annexe :

- **Une défiance vis-à-vis de l'économie des réacteurs de 3^e génération**

On part de l'idée que « *l'avenir de l'EPR n'est pas assuré avec trois contre-références, bientôt quatre* ». De fait les difficultés rencontrées par les chantiers de réacteurs EPR de Flamanville, d'Olkiluoto en Finlande conduisent à des coûts très élevés de 5000 €/kW et 75-80 €/MWh (avec un taux de rendement du capital de 7%) (NEA-IEA, 2015). C'est également le cas du prix de revient de 100€/MWh (92,5 £/MWh) des futurs EPR d'Hinkley Point C calculé avec un taux proche de 10%, sachant que ces réacteurs ne pourront pas bénéficier des apprentissages des industriels du secteur de la construction des réacteurs précédents, car ils seront complètement construits par des entreprises britanniques et sous la supervision de l'autorité de sûreté britannique dans le cadre réglementaire spécifique du pays.

Ceci dit, est-ce pour autant qu'il faille condamner la technique EPR à la déchéance économique comme le fait A. Grandjean ? Il semble que pour lui, même après « *avoir pris en considération le fait qu'il s'agit de premières réalisations* », cette technologie demeurera toujours très coûteuse par rapport aux autres technologies de production d'électricité, ce que l'on déduit du fait qu'il ne suggère en rien la possibilité qu'il y ait une seconde étape d'apprentissage sur la filière ... pour attendre que les ENR-Var manifeste leur compétitivité. Il faudrait « *au vu des déconvenues de l'EPR, prendre le temps d'en tirer les leçons et d'en finir avec l'aventurisme. Laisser du temps au temps, c'est aussi permettre d'envisager un éventuel nouveau design et d'en connaître avec solidité les perspectives de coût* » (Grandjean, 2017b).

Mais en admettant que ses anticipations de coûts et de compétitivité des ENR-Var soient objectives, comment est-ce possible de juger de façon équilibrée si l'on ne réalise pas un ou deux EPRs optimisés? En effet on nous dit dans un passage déjà cité plus brièvement (Grandjean 2017b) : « *Il est souhaitable de ne pas décider la construction de nouveau réacteur avant cinq à dix années, le temps d'évaluer s'il est possible de construire un équipement correspondant au standard actuel de sécurité et susceptible d'être commercialement pertinent (...). La compétitivité future du nucléaire neuf nécessiterait de diviser les coûts de construction par deux (en se référant au prix garanti du contrat d'Hinkley Point), ce qui ne s'obtiendra en aucun cas par de simples optimisations de l'EPR actuel. (...) On sera ainsi en mesure de décider au regard des performances respectives du nucléaire et des renouvelables (...) s'il faut ou non lancer du nucléaire neuf en France. Si c'est oui, on aura aucun regret à avoir temporisé, si c'est non, on aura évité une décision trop précoce qui risque de réenclencher une fuite en avant industrielle et sociale pour de nombreuses années*». Sans discuter à ce stade de la supposée compétitivité des ENR-Var (voir plus loin), on ne peut qu'être d'accord avec l'idée d'attendre quelque temps après le démarrage des EPRs dans le monde pour tirer les leçons de leur fonctionnement. En revanche on ne voit pas bien ce qu'une attente prolongée pourrait apporter, si ce n'est qu'attendre les bras croisés que les ENR-Var atteignent des coûts plus bas sans laisser la même possibilité à la technologie EPR de faire ses preuves avec la réalisation des EPR-NM optimisés. Alain Grandjean postule qu'il y a une valeur d'option à attendre, parce qu'il postule la compétitivité assurée des ENR-Var quand il nous dit qu'on « *décidera au regard des performances respectives du nucléaire et des renouvelables* », sans laisser de chance au nucléaire nouveau d'être comparée sur une base équivalente.

On ne peut pas faire cette comparaison que sur la base des évaluations émanant des plans des futurs EPR-NM optimisés en se contentant des informations venant des réacteurs en fin de construction. Les avantages de la décision d'attente pour construire de nouveaux réacteurs EPR telle que le présente A. Grandjean relève d'un *double bind*. En gros, si l'EPR

a une chance d'être qualifié, il faut qu'il prouve sa compétitivité sans bénéficier des effets d'apprentissage de nouvelles réalisations ; ce ne peut donc être que par défaut dans l'éventualité où les coûts des ENR s'avèrent devoir stagner à un niveau important, ce qu'il se refuse à imaginer. Pourtant, en admettant que les références de coût des ENR utilisés par A. Grandjean soient réalistes, le coût du MWh de la filière EPR n'est pas si mal placé au regard du coût élevé des premières réalisations, mais surtout de ceux que l'on pourrait attendre des réalisations ultérieures, en se référant notamment aux réalisations chinoises. Le cas est encore plus clair en défaveur des ENR quand on prend les estimations récentes de coûts de l'ADEME, basées sur ceux de projets concrets à mettre en service entre 2020-2025 (ADEME, 2016), comme on le voit dans le tableau 2 du § 3.1⁷.

Il semble qu'on condamne un peu vite la filière EPR à rejoindre le cimetière des « éléphants blancs » en ignorant les indices positifs de l'expérience des deux EPR construits à Chine (Taishan 1 et 2). Leur mise en service industrielle s'effectuera mi-2018 auront «seulement» trois ans de retard au lieu des 6 à 8 ans pour les EPR européens, et leur coût d'investissement sec s'élève à 2750 €/kW avec une hausse de 50% pendant leur construction⁸, soit bien moins que le triplement des devis de Flamanville 3 et Olkiluoto 3. Ceci incite à penser que la filière serait maîtrisable économiquement sous certaines conditions : capacité d'ingénierie élevée, possibilité de programmation industrielle, style de contrôle réglementaire non procédural. Les coûts de nouvelles réalisations d'EPR-NM en France pourraient être maîtrisés si l'industrie française retrouve son efficacité des années 1970-1980 en termes d'ingénierie, de planification industrielle et de qualité des fabrications. La restructuration récente opérée par le rachat d'AREVA NP par EDF et la fusion de leurs ressources d'ingénierie devraient permettre de renouer les relations étroites d'antan entre le constructeur et l'exploitant qui avaient été une des raisons du bon contrôle des coûts des 4 séries de réacteurs construits dans les années 70 et 80.

3 L'ignorance des incertitudes de l'option de production ENR à 40% en 2030

On ne peut placer sur le même pied les technologies de production pilotables et celles à apports variables/intermittents qui ont une valeur économique décroissante au fur et à mesure de leur développement et devenant inférieure au coût fixe qu'il faut recouvrir à partir d'un seuil précis dans le système électrique d'un pays. On nous présente le choix de l'option ENR à 40% en 2030 comme une option modérée. Mais il ne s'agit pas d'une option modérée. Cet objectif impliquerait d'atteindre 125 GW d'ENR-Var en 2030 dont 80 GW d'éolien et de 45 GW de PV (à côté des 25 GW d'hydraulique existant), pour une production d'environ 130 TWh⁹. On oublie les inerties qui seraient créées par le développement des ENR pour atteindre ces 40% en 2030, de par la présence de groupes d'intérêt de plus en

⁷ Si on compare les estimations de coût que l'on peut faire de façon prudente pour le nouveau nucléaire avec les estimations plutôt optimistes de coûts des deux types d'éolien et de fermes PV utilisées par A. Grandjean, le nucléaire nouveau tiendrait son rang pour un taux de rendement du capital de 7% (voir tableau 1). Si on se réfère à des estimations beaucoup plus réalistes du coût de revient du MWh des différentes ENR-Var, comme celles de l'ADEME, le nucléaire nouveau reste compétitif en termes de prix de revient même avec les coûts de Flamanville 3, Olkiluoto3 et Hinkley Point 2 pour des taux de rendement du capital équivalent (voir tableau 2).

⁸ Hausse de 5,6 à 8,4 milliards de \$ pour 2 x 1750 MW. Ces données de coût viennent du rapport de Schneider et al., 2017, World Nuclear Industry Report, p.200.

⁹ On ne procède ici qu'à une évaluation rapide en considérant les facteurs de charge respectif suivants : 20 % pour l'éolien terrestre, 30% pour l'éolien offshore et 15% pour le photovoltaïque

plus influents pour peser en faveur du maintien d'une politique coûteuse pour les consommateurs, lorsqu'il faudrait décider de ralentir l'effort substantiellement.

Derrière la politique ayant pour cible 40% d'ENR en 2030, le verdict de la compétitivité inéluctable des ENR par rapport au nouveau nucléaire est déjà rendu, sans que l'on prenne en compte les incertitudes sur les coûts futurs des ENR variables et en ignorant le contresens économique que constitue l'assimilation du prix de revient du MWh d'ENR-Var avec sa valeur économique pour le système et les marchés électriques. On détaillera successivement ces deux points

3.1. L'optimisme des estimations de coûts des MWh d'ENR

Alain Grandjean (2017a) se réfère à des prix de revient des MWh particulièrement bas pour l'éolien et le PV, même si par ailleurs par un souci de rigueur louable, il prend en compte leurs coûts de système (ici les coûts des productions complémentaires associés à l'installation et l'exploitation d'un MW d'ENR-Var, et les coûts de réseau). Ceci n'empêche pas qu'on veut trop démontrer, car les ENR sont bien plus chères aux horizons 2020-2025 que ce qu'il considère. Des évaluations de l'ADEME (2017) qui reposent sur des coûts de projets réels qui incluent les effets d'apprentissage. Le prix de revient du MWh d'éolien offshore est estimé par l'ADEME à 145 €/MWh en 2025 contre 85 €/MWh (avec un coût du capital voisin)¹⁰, celui de l'éolien terrestre à 91 €/MWh contre 57 €/MWh, et celui des ferme solaire en PV avec *trackers* à 84 €/MWh contre 47 €/MWh.

Tableau 2. Comparaison des estimations d'A. Grandjean et l'ADEME des coûts de revient des MWh éoliens et PV à horizon 2020-2025

Source	Eolien terrestre		Eolien maritime		Ferme solaire PV		Nucléaire renouvelé	Nouvel nucléaire
	Grandjean	ADEME ^v	Grandjean	ADEME ^v	Grandjean	ADEME ^v		
Coût d'investissement €/kW	1100	1300-1400	2800	3500-5500*	700	1320**	1000	3000-5000
Frais fixes d'exploit. €/kW/an	55	42-52	80	150	25	33	100	100
Coût de combustible €/MWh							10	10
Heures éq. à pleine charge	2300 h.	2400h	3750h	3500h	1500h	1540 h	6500-7500h.	7500h
Taux d'actualisation	5%	5-8%	7%	5-8%	5%	5%- 8%	7%	7%
Durée de vie (années)	25	20	25	20	30	25	20	60
Coût de revient €/ MWh	57	91-108	85	123-145	47	84-104	34,5-40	54-75
<i>Coût de système €/MWh</i>	<i>20^x</i>	<i>nd</i>	<i>7^x</i>	<i>nd</i>	<i>39^x</i>		<i>0</i>	<i>2</i>
Coût total €/MWh	77		92		86		34,5-40	56-77

*Eolien en mer posé ; coût de raccordement inclus (400€/kW) **Centrale au sol de plus de 250 kWc (avec trackers)
^vSource : ADEME (2016). Coûts des énergies renouvelables en France. Paris : ADEME. Décembre 2016. ^xEstimation d'A. Grandjean.

¹⁰

Gernaat D. , D. Van Vuuren,, J. Van Vliet , Patrick Sullivan ,D.J. Arent Global long-term cost dynamics of offshore wind electricity Generation, Energy, 2014, vol. 76, p.663-672

- **Décoder les prix bas des contrats d'éolien off-shore**

On s'arrêtera sur la référence que l'on peut être amené à faire sur les prix très bas des contrats attribués récemment par enchères en Allemagne et au Royaume uni. Certains considère que ceci démontre de la compétitivité très prochaine des éoliennes off-shore en avançant l'explication par les effets d'une rupture technologique imprévue : en avril 2017, les quatre projets retenus en Allemagne à hauteur de 1500 MW seront rémunérés au prix moyen de 44€ le MWh , et au Royaume Uni, pour les 11 projets représentant un total de 3300 MW, le prix retenue est de 75 £ le MWh pour ceux démarrant en 2021/22 et 57,5 € le MWh pour l'année suivante. Les investisseurs nous disent qu'ils parient sur des baisses de coûts drastiques d'ici 2023-202. D'autres soulignent les vertus de la concurrence par les enchères, qui obligerait les compétiteurs à révéler « leurs informations cachées », en l'occurrence leurs anticipations sur

Mais toutes les analyses fouillées du processus d'innovation de l'éolien off-shore montrent en fait des hausses de coût au fur et à mesure de l'augmentation des tailles, de leur complexité croissante, de la différence entre projets qui empêche de bénéficier des effets d'apprentissage et de série, et de l'éloignement des côtes (Gernaat et al., 2014). Certains soulignent la similitude de cette dynamique avec celle que connaît la technologie des réacteurs nucléaires. En fait c'est le jeu assez spécial autour des enchères pour des contrats associés à des projets dont l'horizon de démarrage est très éloigné qui explique ces offres à des prix très bas : en effet les enchères n'incluent que des pénalités dérisoires en cas de non-réalisation, et aucune en cas de retard en dehors de la réduction de la durée du contrat qu'ils obtiendront. Au bout du compte les compétiteurs peuvent faire des offres à n'importe quel prix pour se positionner les uns par rapport aux autres et chercher à gêner les concurrents. C'est mieux de le comprendre pour ne pas simplement retenir les informations qui arrangent ses convictions faites d'avance.

3.2. L'écart croissant entre valeur économique et prix de revient du MWh d'ENR

La prise en compte des coûts de système constitue un vrai progrès dans la rigueur du raisonnement pour estimer le coût complet des productions ENR par MWh. On est déjà dans une démarche où on cherche à raisonner par rapport à la valeur économique du MWh éolien ou PV pour le système électrique dans son ensemble, car ce devrait être la référence du raisonnement pour parler de la compétitivité des éoliennes ou des fermes par rapport au MWh de nouvelles centrales à production dispatchables (pilotes) comme le sont les centrales nucléaires.

Presque tout le monde ignore la différence entre les prix de revient des MWh d'ENR-Var et leur valeur économique conduit à un abus d'usage de l'argument économique. Comme le souligne P. Joskow,, « the comparison of LCOE (Levelized Costs of Energy) considers that electrical energy is a homogenous product governed by the law of one price, which is wrong » (Joskow, 2011). Et comme le précise le titre d'un récent rapport de l'AIE (2016), il faut un changement du paradigme d'évaluation économique des ENR-Var« from cost to value ».

De quoi s'agit-il ? On doit partir de l'idée que la valeur économique d'un nouveau MW de PV ou d'éoliennes n'émane pas du prix de revient de leur MWh. Elle émane des revenus que ce MW marginal trouverait sur les marchés où il vend son énergie, dont on défalque d'une part les coûts de réseau que chaque unité ENR est supposée entraîner et, si la réglementation de l'accès aux réseaux est bien faite, que les producteurs ENR sont censées payer, et d'autre part leurs dépenses d'achat de services de flexibilité que la variabilité de leur production respective crée dans le système, quand ils sont rendus responsables de leur

déséquilibre. Cette autre perspective conduit aussi à voir en dynamique l'évolution de cette valeur pour la capacité ENR marginale qui sera installée au fur et à mesure du développement des différents types de capacités ENR.

Le calcul du prix de revient du MWh d'ENR repose sur trois conventions qui ont peu à voir avec la réalité physique et temporelle des productions par une technologie ENR-Var.

- Il suppose d'abord que l'éolien terrestre fonctionne 25% des heures de l'année à pleine charge comme le nucléaire fonctionne 75 à 80 % des heures de l'année à pleine charge alors que l'éolien et le PV ne produisent que de façon erratique, rarement au-dessus de 50% de leur puissance nominale et assez fréquemment à moins de 5% de leur puissance.
- Il suppose ensuite que la valeur des MWh produits est la même, quelle que soit l'heure de production, alors que le prix de marché horaire est très différent lorsqu'elles produisent d'une heure sur l'autre.
- Il suppose ensuite implicitement que les prix du marché s'alignent spontanément (ou au moins en moyenne probabiliste) sur leur coût marginal de long terme (leur coût complet), du fait que les tarifs d'achat (ou les revenus garantis ans le dispositif de premium flexible), ce qui est une vue de l'esprit pour les deux raisons précédentes.

On doit aussi appréhender la question de la différence entre valeur économique et prix de revient en dynamique. Sur le long terme, les prix moyens annuels baissent à chaque nouvelle installation d'ENR-Var, ce qui fait baisser les revenus à attendre du marché d'une installation à l'autre lorsque les capacités ENR se développent par le marché. Au bout du compte dans un contexte où c'est la valeur économique d'un MW d'ENR-Var qui conditionne l'investissement (et non pas le tarif d'achat de chaque technologie qui est aligné sur le prix de revient en principe), l'investisseur qui normalement se réfère à la somme actualisée des valeurs des MWh produits cesse à un moment donné d'investir dans aucune des technologies ENR-Var parce que ses revenus seront en baisse au fur et à mesure des installations.

Il est important aussi de ne pas appréhender seulement en statique les coûts de système. La croissance de ces coûts de système par MWh en fonction du taux de pénétration a été étudiée dans un exercice de 2012 de l'AEN-OCDE dans différents pays dont le système électrique a des caractéristiques différentes. Cette croissance est un des facteurs de la baisse de la valeur économique du MW marginal d'ENR-Var. A. Grandjean qui, de façon tout-à-fait louable, a élargi son appréhension des coûts du MWh ENR à ses coûts de système, raisonne en statique, et la croissance de ces coûts quand l'on va vers des parts d'ENR-Var de plus de 10% lui échappe. Dans l'étude de l'AEN-OCDE, les coûts de système sont estimés à des montants voisins de ceux calculés par A. Grandjean pour un taux de pénétration de 10% de chacune des technologies ENR. Mais dans cette même étude, ils sont estimés aussi, quand la part respective des productions de chacune augmente de 10 à 30%, et on montre qu'ils augmentent de 40 à 50 % dans le cas de l'éolien terrestre ou des fermes PV. Du fait de cette croissance des coûts de système, la valeur économique du MW d'ENR-Var décroît donc au fur et à mesure des installations tirés dans le système par les dispositifs de tarifs d'achat ou de revenus garantis, mais elle décroît aussi du fait de la décroissance des revenus que les MWh éoliens ou PV retirent de la vente sur les marchés horaires.

Tableau 3. Comparaison des estimations de coûts de système associés à chaque type d'ENR

	Niveau de pénétration	Eolien terrestre		Eolien maritime		Solaire PV	
		10%	30%	10%	30%	10%	30%
Estimation de l'AEN-OCDE**	Back-up Cost	6.03	7.38	5.71	7.67	15.88	18.04
	Balancing Costs	4.19	8.34	4.19	8.34	4.19	8.34
	Grid Connection	6.24	6.24	1*	1*	13.71	13.71
	Grid Reinforcement	2.23	6.28	1.51	3.82	4.46	13.55
	Total System Cost	18.7	28.2	11.4	19.8	38.2	53.6
Estimation d' A. Grandjean	Coût du « back up »	13		6		25	
	Coût de raccord et renforcement réseau	7		1*		14	
	Coût de système total	20		7		39	

*Les coûts de raccordement des éoliennes maritimes sont pris en compte dans le coût d'investissement
 ** source : NEA-OECD, 2012. Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems. Paris OECD.

En effet les prix horaires moyens sur l'année diminuent au fur et à mesure des installations en poussant de façon croissante les centrales existantes en dehors des marchés horaires, tandis que les coûts de système augmentent de façon non linéaire. A la limite, si les ENR atteignent 100% de la demande d'énergie électrique annuelle, le prix de marché serait nul sur presque toutes les heures de l'année. Le raisonnement en termes de valeur économique conduit à anticiper qu'une dé-optimisation du mix électrique s'opèrera à partir d'un seuil précis de part de chaque type d'ENR-Var dans la production totale. Ce seuil est celui à partir duquel la valeur économique (revenus nets moins coûts de système) du MW supplémentaire d'ENR pour le système devient inférieur aux coûts fixes d'investissement et d'exploitation. Au-delà de ce seuil, les coûts moyens de production et de fourniture des MWh par le système seront forcément plus élevés que ce qu'ils auraient été si on se fixait sur la structure optimale du mix technologique.

3.3. La dé-optimisation du système électrique

Cette dé-optimisation débute quand on dépasse le seuil où la capacité marginale d'éolien terrestre, maritime ou PV ne parviendrait pas à recouvrer ses coûts fixes d'investissement et d'exploitation dans un environnement de politique climatique incluant une taxe carbone élevée. Ce seuil peut se voir la part optimale des ENR-Var à ne pas dépasser, alors que les dispositifs de soutien aux ENR-Var par des prix garantis sur le long terme sont aveugles à cette baisse de valeur économique en continuant d'inciter à l'investissement. Ce seuil est dépendant du prix du carbone qui pénalise les ENR-Var dont chaque capacité a besoin d'être adossée à des unités de back-up à combustible fossile, ainsi que de la présence initiale d'unités flexibles (hydraulique, stockage, etc.) qui à l'inverse augmente ce seuil comme dans les pays nordiques rassemblés dans le Nordpool.

Si on dépasse ce seuil, les consommateurs devront payer un surcoût croissant par rapport au coût moyen du MWh produit par un système de mix optimal. Le surcoût est constitué du surcroît de tarifs de transport et de distribution nécessité par le renforcement des réseaux auquel s'additionne une grande partie de la redevance calculée par la différence entre tarifs d'achat et prix des marchés horaires, pour financer ces dispositifs. Pour avoir une idée du

dépassement de cette part optimale dans différents scénarios de politique, on peut se référer aux résultats de modèles d'optimisation très détaillés à « granularité » horaire qui incluent l'ensemble des moyens de back up et de flexibilité (effacements de charge, turbine à combustion à rampe rapide, types de stockage, etc.), mais par contre ignorent les dépenses de réseau, sauf eux du réseau de grand transport. Ils simulent des choix d'investissement optimaux en 2050 avec création du parc total pour pouvoir ignorer le parc existant, comme par exemple l'exercice de Lion Hirth (2015) sur le système intégré d'Europe de l'ouest. Ces simulations se font dans deux contextes, l'un où le nucléaire est banni comme en Allemagne et l'autre où le nucléaire demeure une option acceptée à côté des ENR.

Hirth montre ainsi que si le nucléaire est mis au ban, la part optimale ne dépasserait pas 40% (dont 5% de PV au maximum) en 2050, même avec un prix du carbone élevé. Aussi intéressant est son résultat avec le maintien de l'option nucléaire : la part optimale des ENR-Var (hors hydraulique) se situerait à un niveau bas, proche de 10 % de la production électrique, même avec des coûts très bas de l'éolien et du photovoltaïque (respectivement 50 et 70 €/MWh), en tenant compte d'un coût du nouveau nucléaire à 3500€/kW.

Dans un autre exercice effectué par une équipe du MIT sur un système ressemblant au cas français pour une organisation internationale (Sepulveda et al. 2016 ; Sisternes et al. 2016), l'optimisation se fait dans plusieurs tests successifs avec des parts imposées croissantes d'ENR-Var qui serait atteinte par une politique volontariste de subventions de type tarifs d'achat, avec en parallèle l'option nucléaire qui reste ouverte (Sepulveda et al., 2016). Si on force l'entrée des renouvelables jusqu'à atteindre une part de 80%, le coût moyen de production du MWh sera 75 % plus élevé que dans un scénario à 10 % d'ENR-Var et 70% de nucléaire - 120 €/MWh au lieu de 70 \$/MWh-, ce qui fait un surcoût de 20 à 25 milliards d'€ par an. Si la part des ENR atteint 50% par forçage de leur développement entre 2030 et 2040, le surcoût serait de 30% (avec un coût moyen de 90€/MWh au lieu de 70€/MWh), ce qui fait un surcoût de 8 à 10 milliards d'€ par an. En y ajoutant le surcroît de dépenses de réseau, on peut imaginer que les coûts moyens sont encore plus élevés.

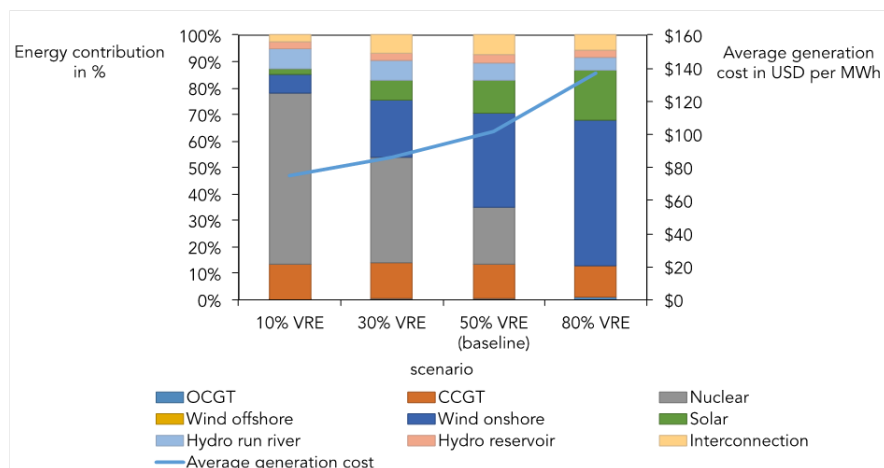


Figure 1. Augmentation du coût moyen en fonction de la part des VRE (variable renewable energies) dans le système

Source : Sisternes, F., Sepulveda N. (2016) . *Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model*

Pour conclure sur les incertitudes et les effets inattendus à prendre en compte dans l'option ENR, il y a un premier problème posé par la surestimation des baisses de coûts des différents types d'ENR. A ce problème se combine la confusion entre le prix de revient des MWh d'ENR et leur valeur économique. Elle tend à emmêler les termes du débat public quand les coûts auxquels on se réfère pour les ENR sont exagérément bas, comme le fait A. Grandjean. En effet cette confusion nourrit la croyance dans la compétitivité des ENR qui nourrit la conviction qu'une politique de décarbonation basée sur une cible élevée de moyens ENR est le bon choix, plutôt que de poursuivre un objectif de réduction des émissions dont on déduirait les parts respectives des différentes technologies bas carbone. Dans l'ignorance de la valeur économique décroissante des MW d'ENR supplémentaire, on en vient logiquement à penser qu'un système avec 50% de nucléaire et 40% d'ENR, voire un système sans aucune production nucléaire et 80% d'ENR-Var comme le ciblent les Allemands pour 2050, sont forcément moins coûteux qu'un système avec 70% de nucléaire et 25% d'ENR (dont 15% d'hydraulique) comme devrait l'être raisonnablement le système électrique français dans le futur.

4 Conclusion

La politique de transition énergétique dans le secteur électrique, reflet d'un compromis politique laborieusement élaboré, repose sur des objectifs de moyens, à savoir atteindre des cibles de 50% de nucléaire et 40% d'ENR à moyen terme, alors que l'objectif premier demeure la décarbonation du système énergétique français et donc le maintien des performances d'émissions du secteur électrique français qui est déjà pratiquement décarbonée grâce à une base très importante de nucléaire et d'hydraulique. La bonne démarche économique devrait être la recherche du mix électrique le plus économique pour les consommateurs à long terme sous l'effet d'une taxation élevée du CO2 placée sur le secteur et dans le souci de limiter les différents risques de sécurité de fourniture. Certains, comme Alain Grandjean ont cherché à donner une rationalité économique à cette politique basée sur ces deux cibles de moyens à partir de deux intuitions : la valeur de diversification du mix, sorte de valeur d'option du choix de briser l'effet d'irréversibilité des choix nucléaires des années 70 et 80, et la valeur d'option du choix d'attendre dans le domaine nucléaire pour éviter de nouvelles irréversibilités.

Mais l'approche qu'il développe ne traite pas de façon équilibrée les deux politiques alternatives combinant de façon différente le nucléaire et les ENR en termes de risques et d'incertitudes sur les coûts et les avantages. A l'intérieur de la combinaison souhaitée, les avantages et incertitudes et les irréversibilités associées aux sous-options « nucléaire à 50% » et « ENR à 40% » ne sont pas non plus évaluées de la même façon. Faute de quoi, elle ne permet pas d'évaluer en quoi une politique de diversification arbitraire réduit le risque d'ensemble attaché à un secteur fortement spécialisé en nucléaire, et en quoi la réduction du parc de réacteurs existants pourtant très économiques par rapport aux ENR, et la croissance de la part des ENR à 40% présentent un avantage économique. Sur la face « nucléaire » de cette politique, la justification par l'attente de nouvelles informations sur le nucléaire existant et le nouveau nucléaire n'a pas son équivalent dans les considérations concernant la face « ENR » de cette même politique. La démarche telle qu'elle est posée sur l'option ENR dit même son contraire en ne supposant aucune incertitude sur les coûts des ENR et en ne manifestant aucune sur les « effets inattendus » du choix de développer les ENR à grande échelle

La justification de l'objectif du nucléaire à 50% qui impose une réduction rapide du parc nucléaire et une attente indéfinie d'investir dans le nucléaire de 3^e génération n'a aucun lien

avec une attente d'information dans le domaine nucléaire, tandis que dans cette même rationalisation, curieusement il n'y aurait pas d'informations à attendre du côté de l'option ENR et de l'économie des ENR-Var, puisqu'elle est postulée sous l'hypnose de la soi-disant baisse spectaculaire des coûts des ENR-Var et sans réflexion sur leur valeur économique pour le système.

La rationalisation en termes d'ouverture des possibles et de valorisation des options d'attente ne tient donc pas. Les compromis politiques ne se rationalisent pas aisément en termes économiques. D'ailleurs, en décortiquant l'approche d'Alain Grandjean, il apparaît deux partis-pris implicites qui empêchent la prise de distance : l'approche révèle un acte de foi inapproprié en l'économicité des ENR, dont l'envers est une défiance sans appel vis-à-vis de l'économie et la sûreté de la technologie nucléaire, quelles que soient les précautions oratoires prises¹¹La transition énergétique dans le secteur électrique semble être une transition de réduction progressive du nucléaire, et non pas une transition bas carbone. A aucun moment, on ne considère la réduction des émissions de carbone à l'objectif premier de la transition énergétique, ce que regrettait d'ailleurs Nicolas Hulot quand il a dû se justifier d'avoir reporté *sine die* l'objectif du nucléaire à 50% (Le Monde, 29-30 octobre 2017, p.6). L'enjeu principal devrait être de diminuer le recours aux carburants et aux combustibles fossiles, principaux responsables de nos émissions de CO2, dans le secteur du chauffage et des transports, par des mesures d'efficacité énergétique et de développement des ENR. Ce serait déjà plus simple de s'en souvenir constamment.

¹¹ Outre l'absence d'un vrai raisonnement économique, on retrouve aussi ce genre de partis-pris dans tous les exercices de scénarisation de la transition dans le secteur électrique effectués après le Débat sur la transition énergétique, bien que chaque exercice explore quatre scénarios (IDDRI, 2017 ; Grandjean et al, 2014).

Références

- ADEME (2016). *Coûts des énergies renouvelables en France*. Paris : ADEME. Décembre 2016.
- Cour des comptes (2014). *Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014*.
- DNTE (2013). *Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à horizons 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ?* », Rapport du groupe de travail 2 du DNTE.
- Gernaat D. , D. Van Vuuren,, J. Van Vliet , Patrick Sullivan ,D.J. Arent (2014). « Global long-term cost dynamics of offshore wind electricity Generation », *Energy*, 76, p.663-672
- Goua, M., Mariton, H. (2016). « *Rapport d'information sur la situation du groupe Électricité de France et de la filière nucléaire* ». Rapport d'Information 3952. Assemblée nationale.
- Grandjean, A., Blanchet, E., Finidori, E. (2014). « *Étude des 4 trajectoires du DNTE* ». Étude pour le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Carbone 4.
- Grandjean A. (2017a). *50% de nucléaire en 2025 : est-ce compatible avec le plan climat?* Posté le 15 juillet 2017 sur le site Chroniques de l'Anthropocène. <https://alaingrandjean.fr/2017/07/15/nucleaire-plan-climat/>
- Grandjean A. (2017b). « Quel avenir pour le nucléaire en France ? ». *Alternatives Economiques*. N°373. p.62-64.
- Hirth, L. (2016) « The Optimal Share of Variable Renewables » , *The Energy Journal* 36(1), p.127-162.
- IDDR, 2017. *La transition du système électrique français à l'horizon 2030 Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires*. Policy Paper n° 05/17. Co-auteurs : Andreas Rüdinger, Michel Colombier, Nicolas Berghmans (Idrri), Patrick Criqui, Philippe Menanteau (GAEL-edden)
- NEA-IEA (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris : OECD
- Joskow, P. (2011). "Comparing the Costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies", *American Economic Review*. 100(3), p.238–241.
- Sepulveda N., de Sisternes F., Jenkins J. (2016). *GenX: A Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model*. Presentation to the OECD-NEA Workshop «Dealing with system costs in decarbonising electricity systems ». 22 Septembre2016.
- SFEN (2017). *Les coûts de production du parc nucléaire français*. Note de contribution de la SFEN à la PPE.
- Sisternes, F., Sepulveda N. (2016) . *Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model* . Presentation to the OECD-NEA Workshop «Dealing with system costs in decarbonising electricity systems ». 22 Septembre2016
- Striling A. (1994) « Diversity and ignorance in electricity supply investment : Addressing the solution rather than the problem ». *Energy Policy*. March 1994, p.195-222