

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

L'ANALYSE DES COUTS DU SYSTEME DE PRODUCTION ELECTRIQUE EN FRANCE

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 15 septembre 2021.

**En application de l'article L. 143-1 du code des juridictions financières, la communication de
ces observations est une prérogative de la Cour des comptes, qui a seule compétence pour
arrêter la liste des destinataires.**

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	5
RECOMMANDATIONS.....	9
INTRODUCTION.....	11
1 LES DIVERSES APPROCHES DES COÛTS DES MOYENS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ.....	15
1.1 Des dépenses prises en compte et une méthode de calcul, variables selon l'objectif poursuivi	15
1.1.1 La diversité des notions de coût de production selon le périmètre des dépenses	15
1.1.2 Des coûts de production variables selon la méthode de calcul retenue.....	17
1.1.2.1 Les méthodes comptables.....	17
1.1.2.2 Les méthodes économiques.....	18
1.1.2.3 Des méthodes hybrides.....	20
1.1.3 Une méthodologie à choisir en fonction de l'objectif du calcul.....	20
1.2 Les enjeux méthodologiques autour des coûts de l'électricité produite par le parc nucléaire dit historique	21
1.2.1 Des coûts de production de l'électricité très différents selon la méthode de calcul retenue	22
1.2.2 Les enjeux spécifiques à une nouvelle régulation	26
1.2.2.1 La prise en compte des coûts passés dans l'articulation de périodes successives de régulation.....	26
1.2.2.2 La prise en compte de l'EPR de Flamanville	28
1.2.2.3 La transparence des coûts nécessaire à la mise en œuvre de la régulation	28
1.3 Les coûts disponibles pour les filières autres que le nucléaire.....	30
1.3.1 Les coûts des énergies renouvelables.....	30
1.3.1.1 L'éolien	31
1.3.1.2 Le photovoltaïque.....	33
1.3.1.3 L'hydroélectricité	34
1.3.2 Les centrales à gaz.....	36
1.4 Comparaisons internationales	38
1.4.1 Un récent exercice à la demande de la Commission européenne.....	38
1.4.2 Un exercice périodique conjoint de l'AIE et l'AEN faisant référence.....	39
1.4.2.1 Principaux constats.....	39
1.4.2.2 Nouvelles problématiques de l'estimation des coûts.....	41
2 L'INTERET D'UN COUT COMPLET DE PRODUCTION DES DIVERS MIX ELECTRIQUES POUR ECLAIRER LES CHOIX POLITIQUES A VENIR....	44
2.1 Les éléments à prendre en compte pour chiffrer le coût d'un système électrique	45
2.1.1 Le coût moyen de chaque filière de production dépend de sa durée annuelle de fonctionnement.....	45
2.1.2 L'influence des niveaux de la demande sur les coûts	47
2.1.3 Les coûts liés aux besoins de flexibilité.....	48
2.1.4 Le traitement particulier du <i>power-to-X</i>	49

2.1.5	La prise en compte des coûts de réseau.....	50
2.1.6	Les échanges transfrontaliers	52
2.2	Les éléments déterminants pour la caractérisation ou l'optimisation du coût d'un mix futur.....	52
2.2.1	La distinction entre coûts des décisions à venir et coûts liés aux décisions passées.....	53
2.2.1.1	Les coûts relatifs aux décisions à venir	53
2.2.1.2	Le passage au coût complet du mix électrique par la prise en compte des coûts liés aux décisions passées.....	54
2.2.2	Les paramètres déterminants pour les comparaisons de coûts de mix à long terme.....	56
2.2.2.1	Taux de financement et coût du risque.....	56
2.2.2.2	Les projections d'évolution des coûts des différentes filières de production	58
2.2.3	La place de l'optimisation économique et la discrimination des mix par leurs coûts	63
2.3	Les enjeux pour les travaux de programmation en cours et la planification à long terme.....	65
2.3.1	Une planification ne s'appuyant pas encore sur la comparaison des coûts complets des différents scénarios.....	65
2.3.1.1	La planification énergétique à moyen et long terme : SNBC et PPE	65
2.3.1.2	La prise en compte des coûts des énergies dans la PPE et la SNBC	66
2.3.1.3	Les limites et faiblesses de la préparation de la deuxième PPE à corriger	71
2.3.2	Les incertitudes à lever pour éclairer la décision sur le mix 2050	72
ANNEXES	76

SYNTHÈSE

Le choix de la composition du parc de production électrique, appelée « mix électrique », est un choix public qui ne découle pas de la seule comparaison des coûts de production mais peut traduire la volonté de limiter les émissions « carbone » de la production d'électricité et de maximiser la valeur ajoutée produite en France ; il peut également être influencé par le degré d'acceptation sociétale de certaines technologies ou par une aversion spécifique à certains risques (d'accidents, d'approvisionnement, etc.) ou bien encore manifester le soutien public à une filière industrielle nationale, ou la recherche de l'indépendance d'approvisionnement en énergie, etc.

Toutefois, la connaissance des coûts de production de l'électricité est indispensable au décideur public dès qu'il s'agit d'éclairer les choix futurs, par exemple pour déterminer la part que les filières nucléaires ou d'énergies renouvelables devraient prendre dans la production électrique française dans les 30 prochaines années. Elle est aussi indispensable à la mise en œuvre d'une réglementation ou d'une régulation de certains prix de l'électricité (par exemple l'accès régulé au nucléaire historique – Arenh ou les tarifs réglementés), ou à la conception d'un système de soutien budgétaire à certaines filières (comme actuellement au bénéfice des filières renouvelables).

Les coûts de production peuvent être calculés pour une technologie de production particulière (nucléaire, hydraulique, thermique, etc.) ou pour le système électrique considéré dans son ensemble (incluant les moyens de production, les réseaux d'acheminement, les moyens de stockage ou de flexibilité de la demande, etc.).

La Cour s'est attachée, dans ce rapport, à établir un état des lieux le plus récent possible des coûts de production liés à chaque mode de production d'électricité, en actualisant ses travaux antérieurs sur le coût de la production du parc nucléaire et en rassemblant les données disponibles sur les filières utilisant des énergies renouvelables. Elle rend compte sous une forme condensée, des différentes méthodologies de calcul des coûts de chaque filière de production et de la pertinence de recourir à l'une ou l'autre.

Elle a ensuite examiné la manière dont les informations sur les coûts de production de chaque technologie sont exploitées dans le cadre des travaux de prospective sur le système de production électrique français : en effet, l'estimation du coût d'un mix de production ne correspond pas à la simple addition des coûts de production de chaque filière. La Cour a également analysé la façon dont ces exercices prospectifs ont été conduits ainsi que les précautions à prendre pour exploiter les coûts projetés qui en découlent. Enfin, elle a identifié les critères pris en compte par les pouvoirs publics pour préparer les décisions structurantes de planification du mix électrique à l'occasion des Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE).

1. L'estimation des coûts de production par filière fournit des indications sur leur seuil de rentabilité

La Cour s'est intéressée au coût moyen annuel de l'électricité produite par les différentes filières existantes (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.). Ce coût dépend des caractéristiques de la filière, et notamment du partage entre coûts d'investissement et

d'exploitation, du prix du combustible utilisé ainsi que de la durée annuelle de fonctionnement considérée pour ce moyen de production (certains moyens de production peuvent fonctionner quasi en permanence alors que d'autres dépendent des conditions météorologiques).

Ce coût moyen de production peut être estimé selon des approches dites d'inspiration « comptable » ou « économique », qui diffèrent essentiellement par le mode de prise en compte des coûts d'investissement. L'approche comptable tient compte, sur une année donnée, des dotations aux amortissements et d'une rémunération de la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations. L'approche économique calcule un coût annuel moyen des investissements sur la durée de vie de l'actif de production. Ces deux approches peuvent donner des résultats très différents selon le rythme effectif des amortissements comptables. Cette question est particulièrement importante pour le nucléaire existant, en raison de la durée de vie des centrales. Des approches hybrides sont aussi possibles, mêlant des éléments comptables et des calculs économiques. La méthode proposée en 2011 par la commission Champsaur, pour la fixation du tarif de l'Arenh en était un exemple : elle prévoyait notamment le calcul d'un loyer économique à partir de la valeur nette comptable du parc nucléaire fin 2010.

La Cour a appliqué ces différentes méthodes au coût complet de production du parc nucléaire existant, pour les années 2011 à 2020. Il en ressort un coût oscillant autour de 42 €/MWh sur la période en retenant la méthode « comptable » ou une approche du type « commission Champsaur », soit le niveau de prix fixé pour l'Arenh depuis 2012. En revanche, l'approche économique, analogue à celle utilisée par la Cour en 2014, conduit à des coûts de l'ordre de 60 €/MWh sur la période. Pour l'année 2019 en particulier, les calculs de la Cour aboutissent à des coûts de 43,8 et 64,8 €/MWh respectivement pour les approches comptables et économiques.

Le choix de la méthode à utiliser dépend directement de la nature de la question posée. L'approche économique est généralement utilisée pour prendre une décision d'investissement. L'approche comptable, ou l'approche hybride, permettent quant à elles de tenir compte du passé pour fixer le niveau d'un tarif réglementé ou régulé de l'électricité. Cependant, il n'a pas été possible d'obtenir un consensus pour fixer le tarif de l'Arenh et des désaccords persistants ont empêché la mise en œuvre de la régulation telle qu'elle avait été prévue initialement, c'est-à-dire comportant une révision annuelle de son prix. C'est pourquoi, si une nouvelle régulation des tarifs de l'électricité d'origine nucléaire prenait la suite de l'Arenh, il conviendrait d'adopter de façon transparente et officielle une méthodologie partagée de calcul de coûts fondant le tarif de cette régulation.

Les coûts des autres filières de production font l'objet de travaux réguliers de l'ADEME et de la CRE, selon une approche de coûts économiques actualisés. Les résultats obtenus par les deux organismes ne sont pas facilement comparables mais ils sont convergents et décrivent des coûts de production des filières renouvelables en constante diminution.

2. C'est le coût du système électrique dans son ensemble qui rend compte du coût de production associé à un mix électrique.

La simple comparaison des coûts moyens de chaque filière de production n'est pas suffisante pour éclairer la décision publique sur les choix de mix électrique à long terme. En effet, le coût complet d'un mix électrique ne découle pas de la seule répartition des capacités de production entre filières mais de la façon dont ces capacités sont appelées à produire pour que fonctionne le système électrique.

Le coût économique d'un mix électrique doit prendre en compte, en sus des moyens de production, le coût des moyens de stockage, de flexibilité de la demande, ceux du réseau de transport et de distribution, des interconnexions et enfin le bilan des échanges extérieurs d'électricité (imports et exports) qui dépend des mix électriques de nos voisins européens. Les coûts du fonctionnement du système électrique dépendent enfin de la contrainte qui lui est imposée en terme de sécurité d'approvisionnement.

Les moyens de production qui existent déjà, mais dont la durée de vie peut être prolongée, appellent un traitement particulier. C'est le cas du parc nucléaire existant dont le coût de prolongation de la durée de vie peut être estimé au minimum à 35 €₂₀₁₅/MWh à partir des données d'EDF. Il faut y ajouter les investissements passés qui n'ont pas encore été complètement amortis et doivent encore être rémunérés pour obtenir le coût complet futur de production du nucléaire existant. Une meilleure identification des dépenses liées à la cette prolongation permettrait de rendre compte de la pertinence d'une telle prolongation par rapport au développement de nouveaux moyens de production.

Les difficultés qui s'attachent à des travaux de prospective à aussi long terme sont importantes. Les incertitudes pesant sur les coûts futurs de technologies encore peu ou pas matures restent grandes. C'est notamment le cas des filières de stockage ou de production d'hydrogène par électrolyse. On peut également considérer que le développement de nouvelles capacités nucléaires en France est à nouveau en phase d'apprentissage. Une prospective à 30 ans mettant en jeu des technologies non-matures doit donc comporter des scénarios intégrant la sensibilité du coût du système électrique aux marges d'incertitude entourant les coûts de chaque mode de production électrique.

La prise en compte de niveaux de risques différenciés selon les technologies peut se traduire par des taux d'actualisation différents pour le calcul de coûts économiques annualisés, qui pèsent sur la compétitivité des filières les plus capitalistiques et les plus risquées. Des calculs de coûts complets du système électrique fondés sur un taux d'actualisation unique font alors implicitement l'hypothèse que des différences intrinsèques de niveaux de risques entre technologies seront neutralisées par des interventions publiques. Afin de mesurer l'impact de cette hypothèse, des variantes discriminant les technologies selon leur niveau de risques devraient aussi être établies dans le cadre des estimations de coût de scénarios de mix électrique.

3. La comparaison des coûts du système électrique associés à différents scénarios doit éclairer les choix politiques à venir

La prise en compte des coûts du mix dans les décisions de planification énergétique, (programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et stratégie nationale bas carbone (SNBC)), n'a pas été suffisante jusqu'à présent. Dans son rapport de mars 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables, destiné à la commission économique du Sénat, la Cour regrettait que la PPE ne repose pas « sur une analyse des coûts des différentes filières de production d'énergie, pour pouvoir mieux objectiver les choix de politique de soutien mis en œuvre ».

La deuxième PPE a été largement dominée par la question du rythme de réduction de la part d'énergie nucléaire dans la production électrique et la préparation de la décision éventuelle de lancer un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, sans que la comparaison des coûts associés aux décisions occupe une place importante dans la réflexion.

Pourtant les exercices de comparaison de scénarios de mix réalisés par RTE dans le cadre de son bilan prévisionnel 2017 permettaient déjà de retenir quelques conclusions saillantes : la pertinence économique de la prolongation du nucléaire existant, l'importance des hypothèses de développement des énergies renouvelables (et la part relative des différentes filières), l'impact du niveau des échanges d'électricité sur les scénarios, etc.

Plus récemment, des exercices de chiffrage de coûts complets du système électrique à long terme (2060) ont été présentés par différents acteurs. Ces exercices conduisent à des résultats très différents selon leurs hypothèses. Dans le cadre de la préparation de la future programmation pluriannuelle de l'énergie, les pouvoirs publics devront faire connaître leur propre analyse sur ces perspectives. Ils devront également rendre compte de toutes les conséquences des choix de développement de nouvelles capacités de production électrique : une décision de renouvellement du parc nucléaire emporterait par exemple des besoins d'investissements supplémentaires en termes de gestion des combustibles nucléaires usés et des déchets radioactifs.

À la demande du gouvernement, RTE préside à des travaux importants de prospective, qui ont été rendus publics le 25 octobre 2021. Les administrations concernées et les entreprises y ont été associées. L'exercice conduit par RTE présente des garanties méthodologiques et les scénarios produits dans ce cadre devraient permettre d'éclairer le gouvernement sur les forces et faiblesses des différentes options. Il pourrait utilement servir de base à la conduite des débats qui doivent se tenir à l'occasion de l'adoption de la première loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue par l'article L.100-1 A du code de l'énergie.

Enfin, l'approche des coûts « pour la collectivité », et non pas pour tel ou tel agent économique, retenue dans les exercices de RTE, qui permet d'intégrer de nombreux facteurs économiques, sociaux, financiers, stratégiques et internationaux susceptibles d'influer sur les coûts du système électrique, ne doit pas occulter les questions de répartition de la charge de financement de ces coûts entre investisseurs privés, contribuables et consommateurs. Les décisions relatives au mix de production électrique peuvent en effet emporter, selon les options retenues, des conséquences importantes en termes de besoin de soutien public ou de régulation du secteur, et induire des transferts significatifs entre acteurs économiques. Autant de questions qui doivent également avoir leur place dans les débats futurs au-delà du seul coût du système électrique.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n°1 : (DGEC, CRE 2022) Définir et publier une méthodologie d'établissement des coûts dans la perspective d'une nouvelle régulation du nucléaire.

Recommandation n° 2 : (DGEC, RTE, 2022) Calculer le coût complet de chaque scénario de mix électrique, en ayant recours à des variantes de coûts et de taux d'actualisation, en fonction des risques associés au développement de chaque filière de production.

Recommandation n° 3 : (DGEC, RTE, 2022) Prévoir et expliciter, pour les scénarios de mix électrique comprenant une hypothèse de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte des investissements associés à l'aval du cycle du combustible.

Recommandation n° 4 : (DGEC, au plus tard en 2023) Prendre en compte les analyses présentées par RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » dans l'étude d'impact de la loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue à l'article L.100-1 A du code de l'énergie.

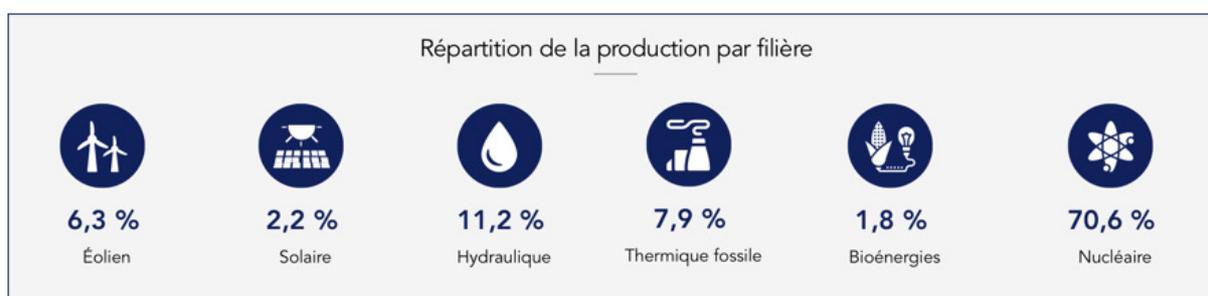
INTRODUCTION

L'électricité ne représente que moins du quart de la consommation finale d'énergie en volume en France (24,3 % en 2019¹) mais occupe, depuis vingt ans, une place centrale dans les débats nationaux sur la politique énergétique, s'agissant en particulier du développement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et de la part du nucléaire dans la production d'électricité.

L'électricité est en effet une énergie secondaire obtenue en transformant diverses énergies primaires. Chaque processus de transformation entraîne des coûts de production de l'électricité différents. Dès lors, toute réflexion sur la composition du parc que constituent les unités de production électrique, en d'autres termes du « mix électrique », conduit à s'interroger sur les coûts de production des différentes filières technologiques qui composent ce parc. L'expression « mix électrique »² peut désigner soit la composition du parc, soit la composition de la production électrique au cours d'une période de temps, selon les différents modes de production employés. Les deux notions bien que voisines aboutissent à des répartitions différentes car les unités de production de chaque filière ne sont pas sollicitées avec la même intensité.

La composition de la production électrique en France – ou du mix de la production électrique – était la suivante en 2019 :

Schéma n° 1 : Composition du mix de la production électrique en 2019 (en part de l'énergie produite)



Source : RTE

Le code de l'énergie Livre I, Titre IV - le rôle de l'État, et ses articles L.142-1 à L.142-12, définissent les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics peuvent disposer des informations nécessaires à la définition de la politique énergétique du pays.

Ils imposent un grand nombre d'obligations déclaratives à la charge des entreprises du secteur de l'énergie et définissent un cadre de sanctions, de contrôle, et d'accès aux informations des entreprises permettant au ministère chargé de l'énergie et à la commission de régulation de l'énergie d'accéder à des informations précises. Ainsi, l'article L.142-5 précise-

¹ Le pétrole et le gaz représentent près de 62 % de la consommation finale d'énergie en France. 10 % de cette consommation est produite à partir d'énergies renouvelables ou de récupération (biocarburants notamment).

² Les guillemets sont supprimés dans la suite du rapport.

t-il que « *pour l'application des dispositions du présent code... les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont [...] le droit d'accès quel qu'en soit le support à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à leur mission de contrôle* ».

Les dispositions de l'article 7 de la loi n° 51-711 du 7 juin 1951 sur l'obligation, la coordination et le secret en matière de statistiques donnent également au service des données et études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition Écologique un large pouvoir de collecte et de traitement de toutes les données relatives au champ de compétences du ministère chargé de la transition écologique, en particulier en ce qui concerne l'activité des opérateurs du secteur de l'énergie.

De même, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) peut disposer de toutes les informations pertinentes lui permettant de calculer les tarifs régulés. Même si la CRE est indépendante, elle est une institution de l'État et contribue à la préparation de ces décisions, notamment par les informations qu'elle transmet au gouvernement.

L'ADEME ne dispose pas de pouvoirs d'investigation aussi étendus que ceux de la commission de régulation de l'énergie, mais a néanmoins accumulé une masse d'informations régionales et nationales considérable (cf. premier chapitre). C'est ce qui lui a permis de présenter en 2016, puis en 2020, des perspectives d'évolution du mix énergétique français s'appuyant sur une comparaison des coûts de production des différentes sources d'énergie.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE, établit pour les pouvoirs publics des prévisions à court et moyen terme de l'équilibre entre la production d'électricité et la consommation. Il réalise également le « schéma décennal de développement du réseau », appuyé sur ses prévisions d'équilibre entre la consommation et la production. C'est en raison de cette responsabilité que le gouvernement a chargé RTE d'animer neuf groupes de travail sur les différents scénarios possibles d'évolution du mix électrique à l'horizon 2050, certains reposant sur un approvisionnement réalisé à 100 % par des sources de production renouvelables, d'autres intégrant le maintien d'une part significative d'énergie nucléaire. Les conclusions de ces groupes de travail devraient être présentées d'ici la fin de l'année 2021.

Les instances de production d'informations sur l'énergie sont nombreuses, au plan national, européen ou international, comme l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie, le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, l'agence internationale de l'énergie, qui conjointement avec l'OCDE, a publié en 2015 et 2020 une étude sur l'évolution des coûts de l'énergie, ou encore l'agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), qui suit régulièrement l'évolution des coûts de production des EnR.

De très nombreux rapports parlementaires sur l'énergie ont été réalisés, tant par l'Assemblée nationale que par le Sénat. Des rapports particuliers ont été établis par des experts, à la demande du gouvernement, par exemple un rapport intitulé : « étude économique prospective de la filière électrique nucléaire » à la demande du Premier ministre, par Jean-Michel Charpin commissaire au plan, Benjamin Dessus, directeur de programme au CNRS, et René Pellat, Haut-commissaire à l'énergie atomique, en juillet 2000.

La Cour des comptes a également publié de nombreux rapports sur le secteur de l'énergie, notamment ceux consacrés à l'estimation du coût de l'électricité d'origine nucléaire, en 2012 et 2014.

Il faut y ajouter de nombreux Think « think tanks », des économistes, des instituts de recherche qui produisent des nombreuses simulations s'appuyant chacune sur des modèles différents. C'est ainsi que le CIRED a présenté en décembre 2020 une étude sur un mix électrique utilisant exclusivement des modes de production 100 % renouvelables.

Peuvent être enfin mentionnées les nombreuses organisations non-gouvernementales œuvrant dans le secteur de l'énergie et contribuant au débat public par la production d'informations qui leur sont propres et par l'analyse des informations présentées par les pouvoirs publics.

On peut noter cependant que les moyens propres de l'administration de l'État sont assez réduits. Le ministère chargé de l'énergie ne produit plus comme le faisait la direction générale de l'énergie et des matières premières, des études sur les coûts de référence de la production électrique. La direction générale de l'énergie et du climat s'appuie aujourd'hui sur l'expertise extérieure que lui procurent RTE ou l'ADEME, et parfois sur le recours à des cabinets de consultants, comme Roland Berger, par exemple, chargé d'évaluer la robustesse des premières estimations produites par EDF du coût des futurs réacteurs nucléaires de type EPR 2. Dans ce contexte la Cour a choisi d'analyser, dans le cadre de ce rapport, les coûts de production du système électrique en France.

Ce rapport ne prétend pas répondre à la question du choix des moyens de production d'électricité, le coût des différents mix électriques possibles ne constituant qu'un des éléments de la décision publique. Celle-ci prendra en effet en compte de nombreux facteurs tels que l'impact des choix sur l'activité économique, l'emploi, l'aménagement du territoire, le développement des filières industrielles concernées ou sur l'environnement, etc. Mais la Cour appelle l'attention sur le poids considérable des investissements à consentir et sur le fait que le coût de production constitue un facteur essentiel des décisions à prendre qui ne saurait être ni ignoré, ni estimé de façon hasardeuse.

Le rapport n'aborde pas non plus les questions relatives au fonctionnement du marché de l'électricité, au prix payé par les consommateurs ou au coût pour le contribuable des dispositifs publics de soutien au développement de certains modes de production. En effet, ces éléments influent sur la rentabilité comparée des différents modes de production, mais ils ne modifient ni les coûts de production ni le montant des investissements à réaliser.

Ce rapport présente dans son premier chapitre, une synthèse des informations disponibles sur les coûts de production de l'électricité, par filière, en France, actualisant certains travaux antérieurs de la Cour³. Cette synthèse est complétée par une estimation de certains coûts lorsqu'aucune donnée publique n'était disponible. Partant du constat qu'il n'existe pas une définition unique du coût de production de l'électricité, ni une seule méthode de calcul, cette partie de ce rapport présente les différentes méthodes utilisées pour calculer les coûts de production de l'électricité par filière et leur justification.

Dans ce premier chapitre, la Cour a choisi de ne pas examiner les coûts d'un certain nombre de technologies de production d'électricité. Il s'agit notamment de la production par cogénération industrielle – qui constitue un produit collatéral de la production de chaleur, ou de la cogénération à partir de biogaz. La production d'électricité à partir de cogénération

³ Cour des comptes, *Les coûts de la filière électro-nucléaire*, rapport public thématique, 2012 ; Cour des comptes, *Le coût de production de l'électricité nucléaire*, communication à l'Assemblée Nationale, 2014.

industrielle représente 2,3%⁴ de la production d'électricité. Même si ce volume n'est pas négligeable, il n'a pas vocation à augmenter, d'autant que les subventions à la cogénération diminuent⁵. De même, les coûts de production des centrales à charbon ne sont pas étudiés. En effet, ces dernières ne figurent plus parmi les investissements autorisés en France pour répondre à la demande d'électricité et la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 comporte d'ailleurs des dispositions devant conduire à l'arrêt définitif des dernières centrales à charbon fonctionnant encore en France. Enfin la Cour n'a pas examiné les coûts relatifs à la production d'électricité à partir de biomasse.

Le second chapitre de ce rapport élargit l'analyse des coûts de chaque mode production de l'électricité à l'estimation des coûts du système électrique dans son ensemble. En effet, le coût du système électrique ne résulte pas de la simple addition des coûts de chaque unité de production d'électricité, mais doit intégrer les coûts des moyens permettant de satisfaire l'équilibre production-consommation (stockage de l'électricité, réserves mobilisables et pilotage de la flexibilité de la demande) ainsi que les coûts du réseau de transport et de distribution d'électricité.

Enfin, le rapport examine les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics ont pris les décisions de programmation de la politique énergétique au cours des dernières années, et l'utilisation qu'ils ont faite des informations dont ils disposaient pour arrêter leurs choix.

⁴ Bilan électrique de la production, RTE, 2019

⁵ La PPE adoptée en 2020 indique que « *un soutien public fort aux nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît pas justifiée au regard des ambitions climatiques de la France. Aucun objectif quantitatif de développement des nouvelles capacités n'est donc fixé pour cette filière* ».

1 LES DIVERSES APPROCHES DES COÛTS DES MOYENS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Le calcul des coûts de production de l'électricité, filière par filière, ne résulte pas d'une méthodologie ou d'une formule de calcul unique. La première partie de ce rapport revient sur ces enjeux méthodologiques (sous-partie 1.1), puis présente le chiffrage des coûts de production des différentes filières participant au mix de production électrique actuel (sauf exceptions mentionnées *supra*). Les sous-parties 1.2 et 1.3 s'attachent à rendre compte des meilleures estimations disponibles des coûts de ces moyens de production, pour les unités en fonctionnement (parc nucléaire) ou faisant l'objet de mise en service.

Indépendamment de la méthodologie de calcul, les estimations de coûts de production sont également très sensibles aux hypothèses utilisées (cf. *infra*). Les données présentées ci-dessous reprennent celles retenues par leurs producteurs respectifs. Pour un même producteur de données (l'ADEME par exemple), les hypothèses peuvent varier selon les filières pour des raisons techniques (durée de vie des installations), ou pour des raisons d'appréciation des conditions de financement et/ou de rentabilité espérée des différents investissements. Le rapport met en exergue les difficultés de comparaison des coûts que ces choix méthodologiques ou ces hypothèses retenues pourraient poser.

1.1 Des dépenses prises en compte et une méthode de calcul, variables selon l'objectif poursuivi

1.1.1 La diversité des notions de coût de production selon le périmètre des dépenses

Le coût de production résulte de l'ensemble des dépenses engagées pour la construction, l'exploitation et le démantèlement d'une installation de production, comme rappelé dans l'encadré ci-dessous.

Les différentes dépenses prises en compte dans l'estimation du coût de production

Le coût de production d'un moyen de production d'électricité résulte de l'ensemble des dépenses engagées pour la construction de l'installation, son exploitation et son démantèlement ; elles incluent :

- Les dépenses d'investissement (CAPEX)⁶ consenties pour la construction, puis pour la maintenance, le développement ou la prolongation de la durée de fonctionnement. Ces dépenses déterminent la capacité de production de l'installation, c'est-à-dire sa puissance électrique maximale ainsi que sa durée de vie. Leur montant, rapporté à la capacité (exprimé par exemple en €/MW) et à la durée de vie (exprimé alors en €/MW/an) peut caractériser une technologie de production donnée, et sa maturité technique⁷.
- Les dépenses fixes d'exploitation supportées chaque année (OPEX_Fn). Elles regroupent notamment les dépenses de personnels, les achats, les impôts et taxes qui sont nécessairement supportés par le

⁶ Celles-ci apparaissent d'abord comptablement dans les « immobilisations en cours », puis dans les « immobilisations », lorsque l'installation est mise en service.

⁷ Elles peuvent aussi, s'agissant des dépenses de maintenance, avoir une influence sur le taux de disponibilité maximum du moyen de production dans l'année.

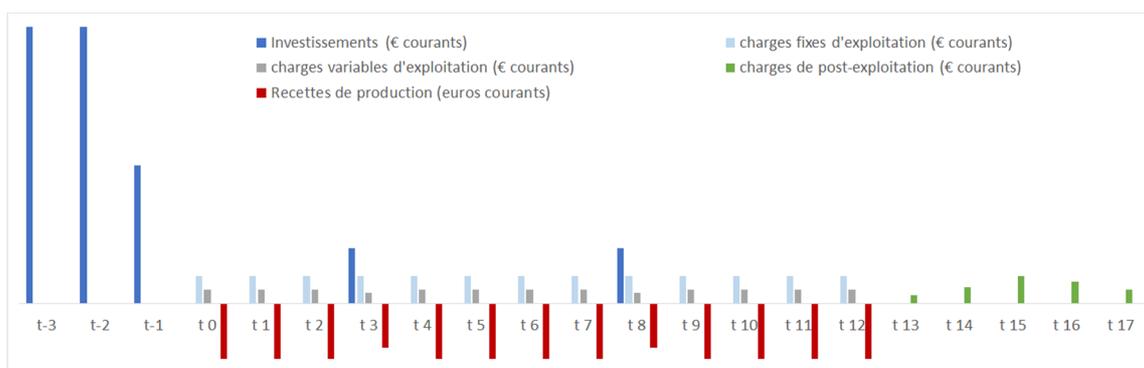
producteur afin de maintenir un moyen de production disponible, indépendamment du volume effectif de production et du facteur de charge annuels. Leur montant annuel, rapporté à la capacité de production (exprimé par exemple en €/MW/an) peut aussi caractériser une technologie de production donnée, en termes de filière et de progrès technique, et notamment son intensité en besoin de main d'œuvre.

- Les dépenses variables d'exploitation de l'année n (OPEX_V n). Ces dépenses sont pour l'essentiel proportionnelles au volume de production effectif⁹ et constituées d'achat ou de consommation de combustible. Leur montant annuel, rapporté à la production réalisée (exprimé par exemple en €/MWh) peut aussi caractériser une technologie de production donnée, dans une conjoncture donnée (s'agissant du prix du combustible).

- Les charges de long terme (CLT) qui sont des dépenses intervenant à l'issue de la durée de vie du moyen de production. Elles résultent de dépenses inéluctablement supportées au-delà de la période de production en vertu principalement d'obligations de démantèlement, de gestion des déchets (cas de l'aval du cycle du combustible nucléaire) ou d'obligations sociales. Leur niveau est notamment déterminé par la nature des obligations, le dimensionnement de l'actif de production et le volume cumulé de production durant la période de fonctionnement.

Ces différentes dépenses interviennent à des moments différents du cycle de vie d'un moyen de production, comme illustré ci-après sur un exemple fictif, qui fait également figurer les recettes d'exploitation dans ce cycle de vie.

Graphique n° 1 : Illustration de la répartition temporelle des coûts et recettes d'un projet



Source : Cour des comptes

Note de lecture : pour un moyen de production entrant en service à T0, grâce à des investissements consentis entre T-3 et T-1, en produisant jusqu'en T12 grâce à des investissements de maintenance et moyennant des charges annuelles d'exploitation fixes et variables, et induisant des charges de post-exploitation entre T13 et T17.

Le producteur supporte également des coûts financiers et d'opportunité (cf. annexe n°3).

Selon l'objectif poursuivi, sont utilisées différentes notions de coûts de production, qui prennent en compte tout ou partie des dépenses mentionnées précédemment pour les rapporter à différents volumes de production :

1. Le coût marginal de court terme quantifie le coût supplémentaire engendré par la production d'un volume supplémentaire d'énergie, sans accroissement de la capacité existante.
2. Le coût marginal de développement, ou coût marginal de long terme, quantifie le coût supplémentaire engendré par la mise à disposition d'un volume supplémentaire de capacité.

⁸ Le facteur de charge annuel est calculé comme le rapport entre la production annuelle effective et la production théorique qui résulterait d'un fonctionnement à la puissance maximale tout au long de l'année.

⁹ La production effective peut également engendrer des coûts de démarrage ou d'arrêt de production qui ne sont alors pas strictement proportionnels aux volumes produits.

3. Le coût complet de production quantifie le coût de production sur l'ensemble du cycle de vie du moyen de production.

La présentation détaillée de ces différentes notions de coûts de production figure à l'annexe n°3.

En sus du périmètre variable des dépenses retenues pour déterminer le coût de production, plusieurs méthodologies de calcul sont utilisées pour calculer ces différents coûts.

Le débat sur les méthodologies de calcul des coûts de production électrique n'est pas nouveau : les rapports de la Cour des comptes de 2012 et 2014 sur les coûts de la production électronucléaire ont déjà présenté plusieurs méthodologies de calcul possibles. Les différences de résultats produits par ces approches différentes expliquent notamment que le décret devant fixer la méthode de calcul du coût de production de l'électricité nucléaire pour actualiser le prix de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) n'ait jamais été pris. Le désaccord entre les différentes parties prenantes (État, CRE, Autorité de la concurrence, Commission Européenne) sur les modalités de calcul du coût de production que le prix de l'ARENH devait refléter, afin de garantir une rémunération raisonnable à EDF, n'a pas pu être surmonté.

C'est pourquoi la Cour a estimé nécessaire de faire figurer dans son rapport certaines considérations méthodologiques.

1.1.2 Des coûts de production variables selon la méthode de calcul retenue

Le premier choix méthodologique à opérer consiste à rattacher des dépenses réalisées avant le début de la production, à certains moments du cycle de production, ou après l'arrêt de l'installation, à des volumes pluriannuels de production d'électricité. Pour chiffrer les coûts de production par unité de volume produite, il convient alors d'annualiser ces coûts pluriannuels afin de les attribuer à une production identifiée dans le temps.

Pour traiter cette question, on distingue principalement les méthodes d'inspiration dite comptable et les méthodes d'inspiration dite économique qui se déclinent sous de multiples variantes.

1.1.2.1 Les méthodes comptables

Celles-ci reposent sur l'annualisation des coûts opérée par les règles comptables relatives aux investissements et aux provisions. Dans ce cadre, les coûts de production marginaux ou complets sont rapportés au volume de production de l'exercice comptable et calculables pour chaque année.

La prise en compte des investissements passés s'opère à travers l'amortissement comptable de l'actif productif et les charges financières des emprunts associés.

Néanmoins, les charges financières ne peuvent pas rendre correctement compte des coûts financiers et d'opportunités si l'investissement a été financé en partie sur fonds propres et/ou si aucun adossement ne peut être identifié entre emprunts et investissement. Par convention, il est alors possible de prendre en compte les coûts financiers et d'opportunité par

application d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC)¹⁰ à la valeur nette comptable (VNC) de l'actif de production et aux immobilisations en cours (IEC)¹¹ constatées au bilan d'ouverture de l'exercice¹², ce qui revient à introduire un élément économique dans une méthode d'inspiration comptable.

Par convention, il est également possible de prendre en compte le coût de portage financier des stocks, en appliquant à la valeur de ceux-ci (ou au besoin de fonds de roulement) un taux d'intérêt dont la valeur peut différer ou non du CPMC.

Les charges futures postérieures à l'exploitation donnant lieu à provisionnement dans les comptes peuvent alors être prises en compte à travers les divers enregistrements comptables dont elles font l'objet (cf. annexe 4).

C'est une méthode d'inspiration comptable que la CRE a utilisée dans le cadre de l'établissement des tarifs réglementés de vente, entre 2007 et 2014.

1.1.2.2 Les méthodes économiques

Celles-ci reposent sur la sommation actualisée des coûts, selon le principe de calcul du coût moyen actualisé de l'énergie, le LCOE (*levelized costs of energy*) ou coût actualisé de l'énergie.

Dans sa version la plus systématique, le LCOE consiste, sur le cycle de vie du mode de production, à diviser la somme actualisée de toutes les dépenses (investissements, charges fixes et variables d'exploitation, charges de long terme) par la somme actualisée des productions annuelles. Le résultat par MWh, correspond à la rémunération unitaire, qui permettra aux recettes de production de couvrir la totalité des coûts à décaisser, charges postérieures à l'exploitation comprises. Cette méthode suppose donc de formuler des hypothèses sur les niveaux futurs de production.

Le taux d'actualisation retenu est en général le CMPC. Néanmoins, ce taux peut être réservé au calcul du LCOE hors charges de long terme : ce LCOE partiel représente la recette unitaire nécessaire à couvrir notamment les investissements préalables à la production, qui engendrent des coûts d'emprunt ou d'opportunité ; il augmente avec le niveau du taux d'actualisation utilisé.

S'agissant des charges de long terme, un LCOE complémentaire peut être calculé en utilisant un taux d'actualisation différent du CMPC, traduisant des espérances de rendement d'actifs suffisamment liquides et moins risqués : ce LCOE représente le surcroît de recette unitaire augmenté des produits financiers de son placement, nécessaire à couvrir, le moment venu les charges futures ; il diminue avec le niveau du taux d'actualisation utilisé. Dans le cas spécifique du nucléaire, les charges futures peuvent être prises en compte de façon alternative

¹⁰ Le CMPC est la moyenne pondérée des taux de rendement attendu des capitaux propres et des taux des emprunts qui constituent les capitaux employés.

¹¹ L'intégration des IEC permet de prendre en compte les coûts financiers et d'opportunité supportés avant la mise en service.

¹² Dans ce cas, il convient de corriger la VNC et les montants d'IEC des coûts d'emprunts qui y auraient été incorporés, pour éviter un double compte.

à travers la chronique des abondements conduisant à la constitution d'actifs dédiés ; incorporés au calcul général du LCOE utilisant le CMPC, ces abondements tiennent cependant compte du taux plus faible utilisé pour établir les provisions pour charges futures¹³.

Dans cette version systématique, le LCOE représente un coût moyen valable sur l'ensemble de la période de production. Il correspond à un scénario de cycle de vie complet de l'actif de production.

Cependant et fréquemment en pratique, seules les dépenses d'investissements font l'objet d'un tel calcul, alors dénommé coût courant économique (CCE) de l'investissement. En outre, il est généralement procédé au calcul d'un loyer économique pour ces dépenses, qui représente pour chaque investissement l'annuité constante d'un remboursement en intérêt et capital sur la durée de vie de l'actif de production¹⁴. Ce loyer économique peut être exprimé en €/MW/an s'il est rapporté à la seule puissance installée, ou en €/MWh s'il est rapporté à la production de l'année considérée¹⁵.

Dans le cas où seul l'investissement initial fait l'objet d'un calcul de coût courant économique, les charges d'exploitation fixes et variables, voire les investissements annuels nouveaux (de maintenance, de renouvellement d'équipements, etc.), peuvent être ajoutés à ce CCE, pour reconstituer un coût complet, ce qui revient à introduire un élément comptable dans une méthode d'inspiration économique. C'est une méthode de ce type qui a été adoptée par la Cour dans ses publications précédentes relatives au coût de l'électricité d'origine nucléaire (2012 puis 2014). Dans ces rapports, les charges (et certains investissements) ont été comptabilisés à leur montant de l'année et rapportés à la production annuelle correspondante. Les charges futures de long terme ont été traitées sur la base des enregistrements comptables afférents (dotations aux provisions / amortissement de l'actif de contrepartie cf. partie 1.2), ce qui laisse place à plusieurs options. Selon cette méthodologie, le coût courant économique atteindra une valeur différente chaque année¹⁶, en fonction du niveau de production annuel.

La notion de coût actualisé de l'énergie (LCOE) est largement utilisée dans le monde de l'énergie pour calculer le coût de production d'un moyen ou d'une filière donnés. La plupart des comparaisons de coûts entre les différentes filières de production d'électricité sont réalisées à partir des LCOE. Moyennant certaines précautions¹⁷, c'est l'outil qui doit être retenu lorsque des projets différents sont comparés et qu'une décision d'investissement est proposée. L'Agence internationale de l'énergie ou encore l'Agence internationale des énergies renouvelables utilisent ainsi fréquemment la notion de LCOE¹⁸.

¹³ Le montant des actifs dédiés au financement de ces charges futures doit en effet être ajusté chaque année pour correspondre au montant des provisions.

¹⁴ Cette méthode du loyer économique n'est formellement équivalente à la méthode du LCOE que sous l'hypothèse que la production annuelle est elle-même constante tout au long de la durée de vie de l'actif de production.

¹⁵ Ce qui introduit alors un biais par rapport à l'hypothèse de production annuelle constante : un faible niveau ponctuel de production surestimera le coût associé aux investissements passés.

¹⁶ Indépendamment du choix de calcul du loyer économique, en monnaie courante ou constante.

¹⁷ S'agissant par exemple des facteurs de charge (cf. *infra*)

¹⁸ International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, Projected costs of generating electricity, 2015 et 2020; International renewable energy agency, Renewable Power generation costs in 2020, 2021

1.1.2.3 Des méthodes hybrides

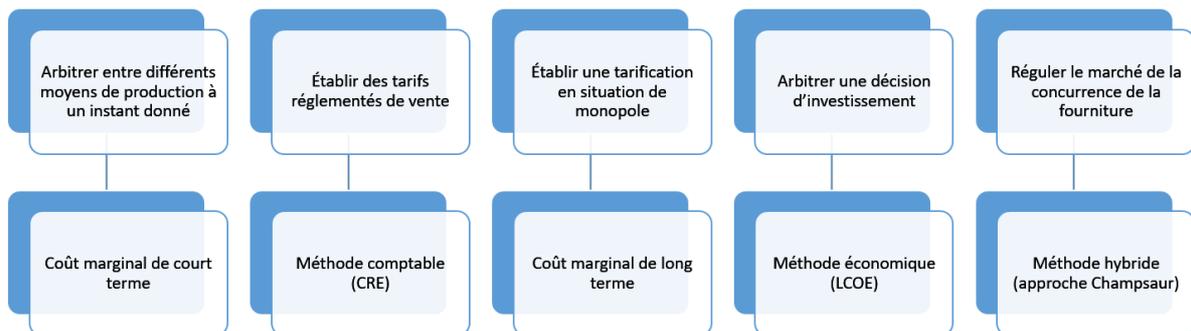
Des méthodes mêlant logiques comptables et économiques, y compris pour la prise en compte des investissements passés, peuvent être utilisées afin de tenir compte de la réalité des amortissements opérés ou du désendettement net obtenu. Ainsi la méthode préconisée par le rapport Champsaur « 2 »¹⁹ ou détaillée dans le projet de décret relatif à l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH)²⁰, rapportant la production à venir sur la durée de vie résiduelle d'un moyen de production, applique la méthode du loyer économique non pas à la chronique des investissements passés, mais à la dernière valeur nette comptable constatée (cf. 1.3 *infra*).

Cette méthode rend compte, à une date donnée, du besoin de rémunération des investissements non encore amortis, sans revenir sur la rémunération passée des investissements déjà amortis (que l'ensemble des coûts ait été effectivement couvert par les recettes passées ou non). Les résultats divergent alors d'un coût courant économique dès lors que les amortissements comptables, ou le désendettement, ont été pratiqués par le passé à un rythme différent de celui sous-jacent à l'annuité constante du loyer économique. Des amortissements et un désendettement plus importants et précoces conduisent ainsi, par exemple, à un coût, pour le futur, inférieur au loyer économique du CCE.

1.1.3 Une méthodologie à choisir en fonction de l'objectif du calcul

Les liens entre le choix d'une méthode de calcul de coûts de production et l'objectif opérationnel poursuivi, tels qu'ils ont été principalement envisagés en France dans le secteur de l'électricité, sont résumés dans le schéma ci-dessous.

Schéma n° 2 : Représentation des principaux usages des différentes notions de coûts et de leur méthodologie de calcul



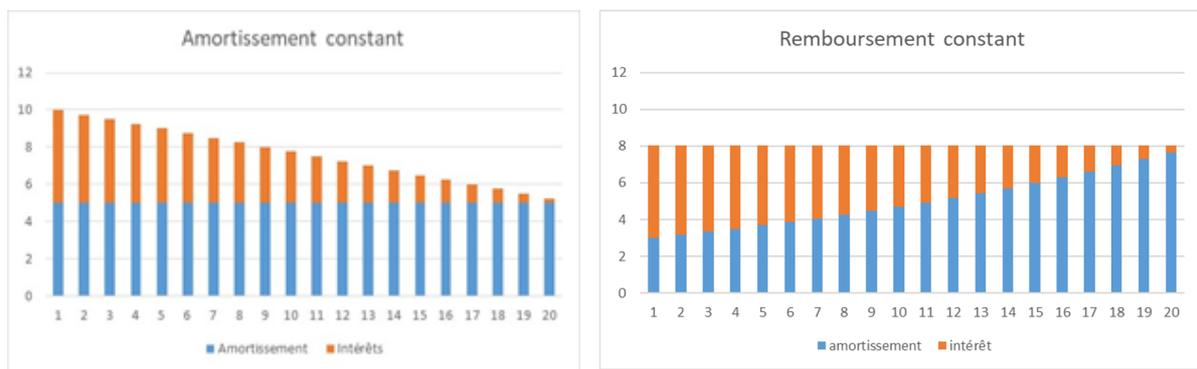
Source : Cour des comptes

¹⁹ Rapport Champsaur 2, publié par Enerpresse le 30 juin 2011 (n°10 356)

²⁰ Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME »). Ce dispositif permet aux fournisseurs alternatifs, depuis le 1er juillet 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, d'acquérir, à un tarif réglementé, de l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010.

Le choix d'une méthodologie ou d'une autre n'est pas anodin, en particulier parce que le profil temporel de répartition des coûts s'en trouve modifié. Les amortissements comptables, pour l'essentiel linéaires, voire dégressifs, conduisent ainsi à un amortissement cumulé plus précoce que celui sous-jacent au calcul du coût économique. Ce point est illustré par les graphiques ci-dessous, représentant le remboursement d'un emprunt avec amortissement constant équivalent d'une méthode comptable auquel on ajouterait les amortissements et les frais financiers et avec remboursement constant équivalent d'une méthode économique reposant sur le calcul d'un loyer économique. La somme actualisée des flux calculés selon les deux méthodes est en revanche identique.

Graphique n° 2 : Comparaison des profils de remboursement d'un emprunt avec amortissement ou remboursement constant



Source : Cour des comptes

Dans le cadre de régulations successives, il convient de s'assurer que les choix méthodologiques opérés pour le calcul des coûts permettent la couverture des coûts complets de l'opérateur sur l'ensemble de la période sous régulation.

1.2 Les enjeux méthodologiques autour des coûts de l'électricité produite par le parc nucléaire dit historique

Les coûts du « nucléaire historique », c'est-à-dire les coûts du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (58 réacteurs jusqu'en 2019, 56 depuis 2020, non compris l'EPR de Flamanville), ont déjà fait l'objet de rapports publics de la Cour (cf. rapports²¹ de 2012 et 2014). La SFEN, qui a produit une étude sur le sujet²² a considéré que « *les coûts du nucléaire apparaissent parfois mal connus. Pourtant, depuis de nombreuses années, un effort considérable a été déployé pour les expliciter. Les sources sont nombreuses, fournies par des rapports publics [...] et par les entreprises comme EDF [...]* ».

²¹ Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, 2012 ; *Le coût de production de l'électricité nucléaire*, actualisation 2014, précités.

²² Société Française d'Énergie Nucléaire, *Les coûts de production du parc nucléaire français*, septembre 2017

Cependant, la méthodologie d'établissement de ces coûts n'est toujours pas consensuelle et aucun organisme ne publie régulièrement de données à ce sujet.

La prise en compte des charges de long terme dans le coût de production ne faisait pas partie des éléments les plus discutés jusqu'à présent. Pourtant, elle conduit à d'importants écarts selon que l'on considère que leur impact sur le coût de production doit être net du rendement théorique des sommes provisionnées²³, ou non. De plus, les traitements à appliquer varient selon le provisionnement effectif ou non de ces charges. Or, le périmètre des charges à provisionner n'apparaît pas totalement stabilisé, comme la Cour l'avait signalé dans son rapport sur l'arrêt et démantèlement des installations nucléaires²⁴. Enfin, ces questions ne font pas l'objet d'une documentation publique : il n'existe pas de rapport public sur ce sujet et son impact sur les coûts de production.

1.2.1 Des coûts de production de l'électricité très différents selon la méthode de calcul retenue

L'annexe n°4 présente le détail, pour l'année 2019, des calculs de coûts de production du nucléaire historique selon quatre méthodologies : la méthodologie économique, la méthodologie dite « Cour » (celle qui fut utilisée par la Cour dans ses rapports de 2012 et 2014), la méthode comptable et enfin la méthode dite « hybride » (qui se rapproche de celle utilisée par la commission Champsaur, hormis pour la prise en compte des charges de long terme).

Le tableau suivant présente les résultats de ces calculs pour l'année 2019. Il rapporte également ces coûts au volume de production de 2019 pour en restituer les valeurs en €/2019/MWh.

²³ Ce que sous-tend le calcul d'un LCOE sur le cycle de vie d'un réacteur, pour lequel les recettes de production n'ont pas d'autre destination que de couvrir les coûts complets de production.

²⁴ Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, rapport remis au Sénat, février 2020 ; https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-03/20200304-rapport-arret-demantelement-installations-nucleaires-2_0.pdf

Tableau n° 1 : Estimation des coûts complets de production nucléaire 2019 selon différentes méthodes

2019	Méthode comptable	Méthode Cour 2012-2014	Méthode économique	Méthode hybride
<i>Investissements passés</i>	5 739 *	8 131 **	8 131 **	3 853 **
<i>Investissements de l'année</i>	-	4 318 *	4 318 *	4 318 *
<i>Charges futures provisionnées</i>	1 503 *	2 327 *	1 079 *	755 *
<i>Dépenses d'exploitation ⁽¹⁾</i>	9 367 *	9 821 *	9 367 *	9 367 *
Total (M€2019) hors post-exploitation	16 609	24 597	22 895	18 293
<i>Coût rapporté à la production 2019 (€2019/MWh)</i>	43,8	64,8	60,3	48,2
Total (M€2019) y.c. post-exploitation	<i>Non pris en compte compte-tenu de l'absence de provision comptable correspondante ***</i>	25 973	23 085	19 246
<i>Coût rapporté à la production 2019 (€2019/MWh)</i>		68,4	60,8	50,7

* Montants à établir chaque année

** Montants à indexer chaque année sur l'inflation

*** Si une provision comptable était constituée en 2019 sur ce post de charges, le coût selon la méthode comptable serait de 17 985 M€.

(1) Rattrapage de la réforme des retraites de 2004 (y.c. reprises de provisions pour la seule méthode « Cour ») et rémunération du BFR incluses

Source : Cour des comptes

Pour calculer le coût de production par MWh, les coûts doivent être rapportés à des volumes de production annuelle. Or, si les coûts issus des méthodes comptables, ou s'y référant, peuvent être rapportés à la production de l'année, les éléments de coûts tirés de méthodes dites économiques devraient plutôt être rapportés à des volumes reflétant l'historique de production.

Le coût associé aux investissements passés selon la méthode économique relève d'un calcul qui prend pour hypothèse une production constante sur la durée de vie des réacteurs alors que celle-ci varie significativement d'une année sur l'autre, même à puissance constante du parc installé (ce qui fut le cas de 2003 à 2019). Il serait donc plus cohérent de rapporter le coût de production calculé selon la méthode « économique » à une production annuelle calculée correspondant à la puissance installée en 2019 et à la moyenne historique et prévisionnelle des taux d'utilisation du parc sur toute sa durée de vie, plutôt qu'à la production effective de

l'année²⁵. Cette correction réduirait de 1,1 €/MWh le coût de production unitaire calculé dans les méthodes économique et dans la « méthode Cour » pour l'année 2019.

Le graphique suivant présente les coûts établis selon les différentes méthodes pour les années 2011 à 2020²⁶, hors charges de post-exploitation. Chaque année fait l'objet d'un calcul distinct. Dans les calculs reposant sur les méthodologies « approche économique », « approche Cour 2012 », « approche hybride » et « approche comptable », les durées de vie des centrales prises en compte reflètent les décisions de prolongation existantes à l'année de calcul. Ainsi les calculs de coûts antérieurs à 2016 reposent sur l'hypothèse que la durée de vie de toutes les centrales est fixée à 40 ans, les calculs pour les années 2016 et suivantes intègrent la décision de prolongation des réacteurs de 900 MW à 50 ans. Pour mémoire, le scénario industriel d'EDF repose aujourd'hui sur un fonctionnement de toutes les centrales *a minima* jusqu'à 50 ans (hors décision d'arrêt anticipé pour des motifs réglementaires)²⁷.

Dans l'approche dite comptable, cette donnée est indissociable de la méthodologie de calcul. Dans les autres approches, le calcul implique une forme de rupture de série puisque les durées d'amortissement économique des investissements ne sont pas les mêmes. Plus particulièrement, le calcul réalisé dans le cas de l'approche hybride est sensible à l'écart entre l'année de calcul et le barycentre des dates d'arrêt des différentes centrales. C'est pour résoudre cette difficulté que « l'approche hybride 2012 » a été proposée : le loyer économique reflétant le coût des investissements passés est déterminé pour l'année 2011 ; il est fixe en euros constants pour toute la période (jusqu'à la date moyenne de fin de vie des centrales). Ce mode de calcul permet de refléter l'esprit de la méthodologie d'établissement des coûts proposée par la commission Champsaur²⁸. Du fait de la continuité de calcul qu'elle suppose, cette méthode est utilisable dans une optique de régulation.

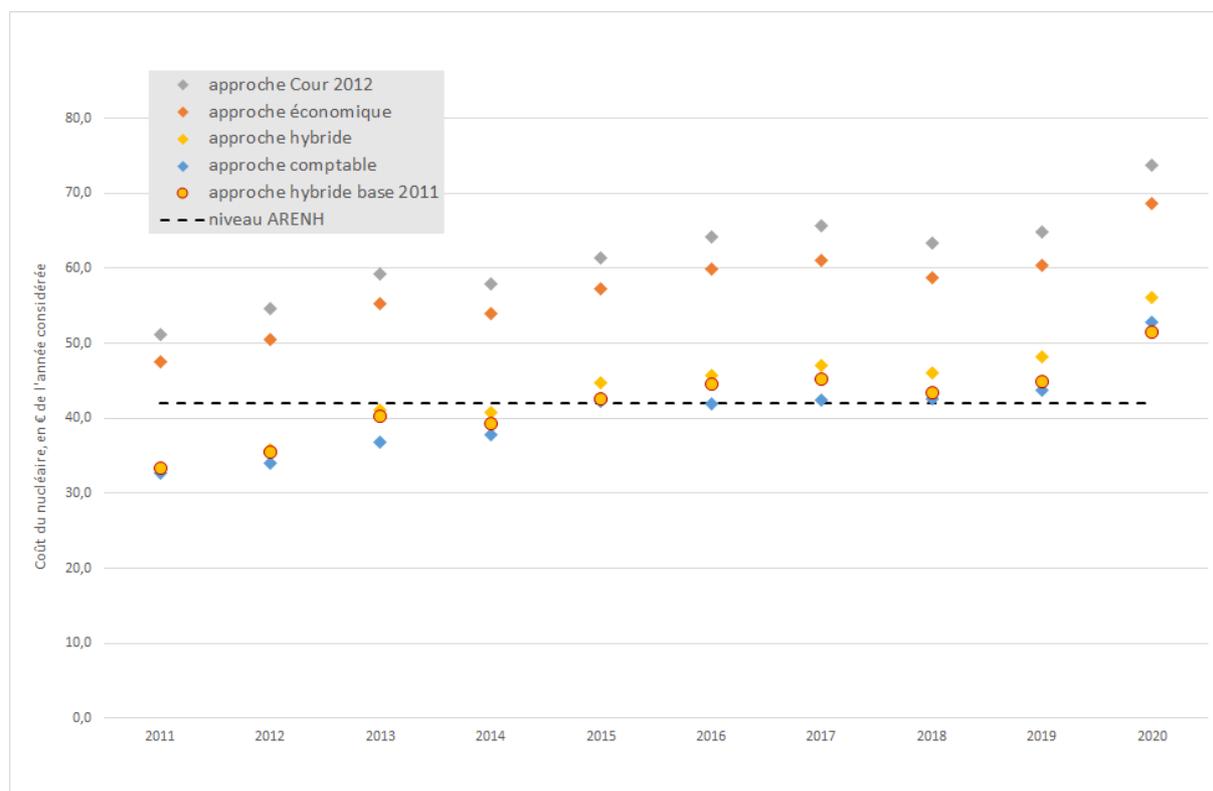
Les taux nominaux de CMPC utilisés ont été mis en cohérence avec les informations utilisées par la Cour dans ses précédents rapports.

²⁵ La production 2019 s'établit à 379,5 TWh, contre une moyenne calculée d'environ 400 TWh sur la base des taux d'utilisation passé et prévisionnels.

²⁶ L'année 2020 n'a pas été retenue comme référence pour les différentes méthodes de calcul, car elle présente des singularités du fait de la crise sanitaire (moindre production notamment).

²⁷ Cf. Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, 2020.

²⁸ Cette méthodologie diffère néanmoins de celle retenue par la commission Champsaur dans le traitement des charges de long terme retenu.

Graphique n° 3 : Coût du nucléaire établi selon différentes méthodologies pour les années 2011 à 2020, en € de l'année considérée

Source : Cour des comptes à partir des données sources fournies par EDF²⁹

La comparaison des résultats entre les différentes méthodes fait apparaître que les coûts obtenus avec la méthode comptable ou avec la méthode hybride oscillent depuis 2013 autour du niveau de fixé pour l'ARENH qui est égal à 42 €/MWh. En revanche, les méthodes économiques (« pure » ou « Cour 2012 »), aboutissent à des résultats substantiellement plus élevés, principalement imputables à la méthode de prise en compte des investissements passés. L'Autorité de la concurrence, dans son avis³⁰ de 2014 sur le tarif de l'ARENH, indiquait que : « Il n'est donc pas souhaitable que la méthode de calcul du prix de l'ARENH s'écarte de manière excessive ou injustifiée des principes comptables, rendant plus difficile le contrôle du niveau tarifaire ». La Cour a par ailleurs indiqué, dans son rapport de 2012³¹, que la méthode économique « se place dans une situation « théorique », c'est-à-dire en faisant abstraction du fait que le parc a déjà 25 ans en moyenne, et qu'il a donc fait l'objet de financements divers, notamment à travers le tarif de l'électricité ».

Ni la CRE ni l'administration n'ont considéré que la méthode de calcul des coûts de production dite « économique » était adaptée à la détermination d'un mécanisme de régulation des prix de l'électricité. Cette approche n'a pas davantage été envisagée pour définir les règles

²⁹ Sur certaines années, le calcul en méthode comptable n'intègre pas de déduction des coûts d'emprunt incorporés à la VNC ou aux IEC, en l'absence de données. Ce biais surestime des coûts comptables pour des montants n'excédant pas 0,2 €/MWh.

³⁰ Autorité de la concurrence, avis n°14-A-16 du 20 octobre 2014.

³¹ Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire, Rapport public thématique, 2012, p.337.

de la nouvelle régulation du nucléaire (cf. *infra*). Seules les méthodes comptables et hybrides font partie des méthodologies aujourd'hui envisagées par la CRE et la Commission européenne pour l'établissement d'une telle régulation.

1.2.2 Les enjeux spécifiques à une nouvelle régulation

Le calcul des coûts de production en vue d'établir un tarif régulé pose des questions méthodologiques importantes. Celles-ci devraient faire l'objet d'une vigilance particulière dans le cadre d'une réflexion sur une nouvelle régulation du nucléaire³².

La première de ces questions porte sur l'appréciation du niveau du CMPC à prendre en compte, les résultats étant sensibles à ce paramètre (à titre d'exemple, une augmentation de 10% du taux nominal retenu engendre une augmentation de l'ordre de 2 à 3% du coût par MWh calculé selon la méthode comptable).

D'autres questions méthodologiques particulièrement sensibles sont mentionnées ci-dessous.

1.2.2.1 La prise en compte des coûts passés dans l'articulation de périodes successives de régulation

1.2.2.1.1 La valeur nette comptable des immobilisations

Afin de fixer le niveau du tarif de l'ARENH pour la période 2011-2025, le principe retenu consistait à établir la rémunération de la production future d'électricité couvrant un certain périmètre de coûts de production. L'article L. 337-14 de code de l'environnement dispose que le tarif de l'ARENH « *est représentatif des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires* ».

Pour la Commission Champsaur, comme pour les rédacteurs du projet de décret ARENH en 2014³³, les coûts passés devaient être soldés par la prise en compte de la valeur nette comptable du parc de production constatée en entrée de période de régulation : une méthode hybride a été retenue³⁴.

La pertinence de cette méthode hybride repose sur l'hypothèse que les amortissements comptables opérés par le passé reflètent la réalité du désendettement et du désengagement des capitaux propres permis par les recettes de production des années passées. Ainsi, la commission

³² Le gouvernement a fait connaître son intention d'étudier une « nouvelle régulation du nucléaire » existant (incluant l'EPR de Flamanville), lors de la publication d'une consultation sur le sujet, en janvier 2020 : [190801_consultation_regulation_eco_nucleaire.pdf \(ecologie.gouv.fr\)](https://www.ecologie.gouv.fr/190801_consultation_regulation_eco_nucleaire.pdf)

³³ Ce projet de décret devait définir la méthodologie d'établissement des coûts du nucléaire, afin de pouvoir actualiser le niveau de l'ARENH régulièrement. Comme indiqué *supra*, il n'a jamais été adopté

³⁴ Cette méthode peut conduire à considérer un coût de production moyen éventuellement différent sur la période de production déjà écoulée et sur la période de production actuelle et à venir. Dans la mesure où la méthode comptable conduit à un amortissement plus précoce que celui sous-jacent au calcul du coût économique (cf. *supra*), la méthode hybride conduit dès lors à calculer, pour le présent et l'avenir, un coût de production plus faible, contrepartie d'un coût plus élevé affecté à la production passée.

Champsaur a considéré que « *compte tenu du mode de construction des tarifs réglementés appliqué par EDF par le passé, la valeur nette comptable, i.e. l'investissement non encore amorti, du parc nucléaire [...] correspond au capital qui n'a pas encore été remboursé* ».

Ce point a été contesté par EDF lors de la préparation du projet de décret ARENH. EDF considérait que les niveaux de rémunération du capital observés par le passé ne permettaient pas que la valeur nette comptable (VNC) reflète une « juste valeur » des actifs concernés. Mais en l'absence d'un bilan des périodes de régulation passées, il n'est toutefois pas possible d'émettre une opinion sur cette position.

La position initiale d'EDF, préférant l'application d'un loyer économique recalculé sur l'ensemble du cycle de vie du parc, visait à intégrer au tarif de l'ARENH une composante nettement plus élevée au titre des investissements passés (soit au moins 21 €/MWh, dont 1 € au titre des charges futures de démantèlement) que celle qui résultait de la méthode proposée par la Commission Champsaur.

Dans la méthodologie retenue par cette dernière et par le projet de décret ARENH, les coûts à couvrir à ce titre correspondaient à l'amortissement complet de la VNC du parc à l'horizon 2025 et à sa rémunération au taux du CMPC, soit une composante de 6 €/MWh au sein de l'ARENH (y compris 2 € au titre des provisions pour charges de long terme). Ce rythme d'amortissement fictif, plus rapide que l'amortissement comptable attendu, a été critiqué par l'Autorité de la concurrence³⁵, qui y voyait le risque d'un « double paiement » par les consommateurs, si une tarification fixée à nouveau sur la base de la valeur comptable succédait à l'ARENH. L'amortissement accéléré était justifié, pour la Commission Champsaur, par l'objectif de restauration, au terme de la régulation, des capacités de financement d'EDF en vue d'un renouvellement du parc nucléaire.

La mise en place d'une nouvelle régulation, si elle intervenait par exemple à compter de 2022, poserait à nouveau la question du traitement du passé jusqu'en 2021. La prise en compte automatique de la VNC constatée fin 2021 reviendrait à ignorer les objectifs de la régulation précédente, en particulier celui d'une restauration de la situation nette de l'entreprise plus rapide que l'amortissement comptable. Dans ce cadre, il serait préférable de déterminer un nouveau tarif qui soit fondé sur une analyse des effets réels de la régulation actuelle sur la situation financière de l'entreprise.

1.2.2.1.2 La question des « rattrapages retraites »

L'établissement des coûts du parc nucléaire historique soulève également la question de la prise en compte d'opérations passées telles que le « rattrapage retraites ». Les traitements possibles de ces opérations sont détaillés dans l'annexe n°4.

EDF considère que la prise en compte de soultes et provisions des « rattrapages retraite », dans le cadre d'une nouvelle régulation du nucléaire, est justifiée par le fait que le versement de soultes au fonds de réserve pour les retraites au moment de la réforme de 2004, ainsi que la constitution de provisions pour couvrir ses engagements de retraite et d'autres avantages – rendue obligatoire par les normes IFRS - ont été financés par prélèvement sur ses

³⁵ Avis n° 14-A-16 du 20 octobre 2014 concernant un projet de décret portant modification du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ; <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/sites/default/files/commitments//14a16.pdf>

fonds propres, sans être accompagnés par un mécanisme suffisant de remboursement et de rémunération des fonds ainsi mobilisés. La pertinence de cette prise en compte pourrait être appréciée au regard des opérations de recapitalisation d'EDF intervenues depuis.

1.2.2.2 La prise en compte de l'EPR de Flamanville

La proposition de « nouvelle régulation du nucléaire », qui a fait l'objet d'une consultation publique et d'échanges entre les autorités françaises et la Commission européenne, repose sur l'intégration de l'EPR de Flamanville 3 dans la base des actifs de production d'EDF devant être rémunérée. Elle porte par ailleurs sur toute la durée de fonctionnement à venir de ce parc (et non plus sur une période déterminée, comme c'est le cas pour l'ARENH).

La Cour, dans son récent rapport sur la filière EPR, a présenté une estimation du coût de production prévisionnel de l'électricité fournie par Flamanville 3³⁶. Elle le situait dans une fourchette comprise entre 110 et 120 €₂₀₁₅/MWh selon le facteur de charge retenu, mais en prenant en compte un taux d'actualisation plus faible que celui retenu pour les calculs susmentionnés concernant le nucléaire dit historique.

Toutefois, dans une optique de régulation, les coûts de Flamanville 3 pourraient être retraités pour tenir compte des surcoûts spécifiques à ce projet et n'ayant pas forcément vocation à être rémunérés.

1.2.2.3 La transparence des coûts nécessaire à la mise en œuvre de la régulation

Au vu des articles L.336-10, 337-14 et 337-15 du code de l'énergie, les conditions dans lesquelles la CRE propose les conditions d'achat de l'électricité cédée par EDF dans le cadre de l'ARENH doivent être définies par un décret en Conseil d'État ; ces conditions comprennent les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts dont le tarif de l'ARENH doit tenir compte. L'absence d'une méthodologie consensuelle de calcul des coûts de production de l'électricité nucléaire à des fins de régulation a été à l'origine des difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de l'ARENH (cf. *supra*). Sans accord avec la Commission européenne sur cette méthodologie, le prix de l'ARENH ne peut évoluer³⁷.

Le projet de nouvelle régulation du nucléaire, tel qu'il est envisagé par la DGEC³⁸, repose sur l'établissement d'un « juste » prix du nucléaire existant, qui permettrait à la fois de faire bénéficier les consommateurs du caractère compétitif de la production nucléaire, tout en assurant la couverture des coûts complets du parc, indispensable à la sécurisation de son

³⁶ <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-08/20200709-rapport-filiere-EPR.pdf>

³⁷ L'article 2 de la décision C 17/2007 du 12 juin 2012 de la Commission européenne stipule en effet que « le prix de l'accès régulé au nucléaire historique est réexaminé chaque année et reflète les conditions économiques de production d'électricité sur la durée du dispositif. Le niveau de prix de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique ne peut excéder 42 €/MWh et n'évolue pas tant qu'une mesure fixant la méthode de calcul pour l'établir n'est pas entrée en vigueur. Cette mesure sera soumise à la Commission à l'état de projet en vue de son approbation préalable. »

³⁸ Nouvelle régulation économique du nucléaire existant, document de consultation, [190801_consultation_regulation_eco_nucleaire.pdf](https://ecologie.gouv.fr/190801_consultation_regulation_eco_nucleaire.pdf) (ecologie.gouv.fr)

exploitation. Si elle était mise en œuvre selon les modalités envisagées par le Gouvernement, la nouvelle régulation du nucléaire se distinguerait de l'ARENH sur plusieurs points : d'une part elle couvrirait la production du parc existant jusqu'à la mise à l'arrêt de l'ensemble des centrales qui le composent, et non uniquement une période déterminée ; d'autre part, la centrale de Flamanville 3 constitue un cas différent de celui des centrales du parc historique, puisqu'elle n'est toujours pas en production.

Dans tous les cas, le calcul du coût nécessaire à l'établissement de la régulation ne pourra se faire sans qu'une méthodologie explicite, robuste et partagée entre tous les acteurs concernés (EDF, CRE, DGEC, Commission européenne) ait été établie. Le Gouvernement a confié à la CRE la mission³⁹ de développer une méthodologie pour définir les coûts du parc électronucléaire régulé qui auraient vocation à être couverts par le projet de « nouvelle régulation du parc nucléaire » que les autorités françaises ont défendu vis-à-vis de la Commission européenne. Le rapport produit à cette fin par la CRE n'a pas fait l'objet d'une analyse approfondie par le ministère de la transition écologique et ce dernier n'a pas fait connaître sa position sur les conclusions retenues par la CRE.

Aujourd'hui, l'absence de définition d'une méthodologie d'établissement des coûts permettant la mise en œuvre de l'ARENH telle qu'il avait été prévue à l'origine, c'est-à-dire avec des révisions annuelles du tarif, nuit à la qualité de la régulation qu'emportait ce mécanisme. S'ajoute à cette difficulté l'issue incertaine des négociations sur la « nouvelle régulation du nucléaire » qui est couplée à la mise en œuvre d'une réforme d'ampleur de l'organisation du groupe EDF. Cette situation a pour conséquence une absence de prévisibilité pour les acteurs concernés qui limite leur capacité à établir des projections économiques sur leur activité.

Ainsi, afin de ne pas reproduire les difficultés rencontrées sur la mise en œuvre de l'ARENH, il importera le moment venu de définir et de publier la méthodologie de calcul des coûts de production et les règles à appliquer à une éventuelle nouvelle régulation de la cession de l'électricité produite par le parc nucléaire.

<p>Recommandation n°1 : (DGEC, CRE, 2022) Définir et publier une méthodologie d'établissement des coûts dans la perspective d'une nouvelle régulation du nucléaire.</p>
--

³⁹ Le Gouvernement a demandé à la CRE de proposer une méthodologie de calcul des coûts « *au regard des possibles attentes de la Commission européenne s'agissant d'une méthodologie comptable standardisée et internationalement reconnue* ».

1.3 Les coûts disponibles pour les filières autres que le nucléaire

1.3.1 Les coûts des énergies renouvelables

Le rapport de la Cour des comptes sur le développement des énergies renouvelables publié en 2013⁴⁰ avait recommandé de « *mettre en place un dispositif centralisé du suivi statistique permettant de donner toute la visibilité requise pour éclairer les décisions, notamment en matière de connaissance des coûts de production par filière, des emplois et des marchés* ».

Afin de répondre à cette recommandation, l'ADEME a publié, en 2016, une étude relative aux « coûts des énergies renouvelables en France ». Une nouvelle édition de cette étude a été publiée en 2019, sous le titre « coût des énergies renouvelables et de récupération »⁴¹. Cette édition contient une estimation du LCOE des filières suivantes : photovoltaïque, éolien, hydroélectricité⁴². Afin de les comparer avec les filières thermiques, l'étude contient également une estimation des coûts de production de la filière des centrales à gaz à cycle combiné (CCGT)⁴³. En revanche, les filières de cogénération biomasse, solaire thermodynamique, ainsi que les filières hydrolienne ou de géothermie volcanique et sur roche, n'ont pas fait l'objet d'une estimation de coûts, faute de données disponibles et d'objectifs de déploiement à grande échelle dans le cadre de la PPE. Les zones non interconnectées (ZNI), ne sont pas concernées par ces études, hormis pour les filières solaires, dans certaines ZNI.

Parallèlement, la CRE a publié, en avril 2014, un rapport sur les « coûts et rentabilité des EnR en France métropolitaine », concernant les filières de l'éolien terrestre, le photovoltaïque et la biomasse⁴⁴. Depuis, elle a également publié, en février 2019 et janvier 2020, deux rapports sur « les coûts et rentabilité du grand photovoltaïque (PV) en métropole continentale », ainsi que sur les « coûts et rentabilité de la petite hydroélectricité en métropole continentale ». Ces rapports s'inscrivent dans des démarches d'audit conduites afin d'éclairer les révisions possibles des conditions de rémunération prévues par les différents mécanismes dit à « guichet ouvert » en vigueur pour les filières de production d'électricité bénéficiant d'un régime de soutien (cf. article R.314-12-1) du code de l'énergie).

Ces différents rapports constituent les sources publiques principales d'estimation des coûts des filières renouvelables en France métropolitaine. L'annexe n°5 précise les méthodologies utilisées par les deux institutions et leurs différences, qui proviennent principalement du recours à un taux d'actualisation réel ou nominal.

⁴⁰ Cour des comptes, la politique de renouvellement des énergies renouvelables, RPT 2013 ; <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-politique-de-developpement-des-energies-renouvelables>

⁴¹ <https://www.ademe.fr/coûts-energies-renouvelables-recuperation-france>

⁴² L'étude fournit également une évaluation des coûts de la production de chaleur domestique et collective, qui ne sont pas utiles dans le cadre de ce rapport.

⁴³ Ainsi que des filières du chauffage domestique au gaz et au fioul et chaufferies gaz, qui ne nous intéressent pas dans ce rapport.

⁴⁴ CRE, Coûts et rentabilités des énergies renouvelables en France métropolitaine, Avril 2014 ; <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/coûts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

1.3.1.1 L'éolien

L'ADEME distingue deux types d'installations éoliennes : l'éolien terrestre, l'éolien en mer posé. Les coûts estimés pour l'éolien terrestre sont recensés dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 2 : Estimation des LCOE de la filière éolienne terrestre, en €2019

	Éolien terrestre
<i>Puissance (MW)</i>	1 – 3,6
<i>Facteur de charge (%)</i>	25-30
<i>Durée de fonctionnement (années)</i>	25
<i>Investissement initial (€₂₀₁₉/kW)</i>	1400 – 1620
<i>Exploitation (€₂₀₁₉/kW/an)</i>	45-50
<i>LCOE avec taux d'actualisation réel de 4% (€₂₀₁₉/MWh)</i>	50-70

Note : Les données présentées sont issues des plans d'affaires de projets dont les dates de mise en service s'étalent entre 2018 et 2020.

Source : ADEME

L'ADEME ne dispose pas des données détaillées des appels d'offres concernant l'éolien en mer. Elle s'est donc appuyée pour ses estimations sur l'évolution des tarifs d'achat constatés pour ces appels d'offres⁴⁵. Ceux-ci ne sont pas directement comparables aux LCOE de l'année dans la mesure où :

- les tarifs incluent la marge visée par les producteurs ;
- les durées de vie des installations (prise en compte dans le calcul des LCOE) et les durées des contrats de tarifs d'achat ou de complément de rémunération ne sont pas identiques⁴⁶ ;
- l'appel d'offres peut dispenser le lauréat de la prise en charge des coûts de raccordement, qu'il convient néanmoins de refléter dans le LCOE ;

⁴⁵ En France, l'utilisation des tarifs d'achat des deux premiers appels d'offres pour des installations de production d'électricité en mer d'origine éolienne est rendue difficile par le contexte particulier de ces appels d'offres, les difficultés de mise en œuvre et les changements de doctrine des pouvoirs publics (renégociation des contrats fondée sur l'article 58 de la loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance) qu'ont rencontrés les lauréats des appels d'offre de 2011 et 2013. Les tarifs moyens pondérés de l'appel d'offre de 2011 et de 2013, post-renégociation, sont respectivement de 148 €/MWh et 134 €/MWh.

⁴⁶ Ainsi un tarif d'achat obtenu sur une durée plus courte que la durée de vie de l'installation peut par exemple révéler une stratégie de rentabilisation de l'investissement sur la durée du contrat (et non sur la durée de vie de l'installation) et donc donner une image surestimée des coûts.

- la durée de construction d'un parc est longue et les coûts reflétés dans l'offre sélectionnée correspondent à des coûts projetés sur les prochaines années.

Ils constituent toutefois dans un certain nombre de pays⁴⁷ une bonne approximation du coût de cette technologie. L'ADEME a ainsi relevé qu'en Allemagne, au Royaume-Uni et au Danemark, les tarifs d'achat obtenus par les porteurs de projets se situaient autour de 170 €/MWh en 2014, 140 €/MWh en 2015 et étaient proches de 60 €/MWh en 2016-2017. Elle souligne également que depuis 2017, dans plusieurs pays, certains lauréats d'appels d'offres n'ont pas demandé de soutien public.

La Cour a établi les LCOE des parcs éoliens off-shore posés en cours de construction en France (hors parc de Dunkerque).

Tableau n° 3 : Estimation des LCOE de la filière éolienne off-shore posée, en €2020

	Éolien off-shore
<i>Puissance (MW)</i>	450-496
<i>Facteur de charge (%)</i>	39 – 45 %
<i>Durée de fonctionnement (années)</i>	25
<i>Investissement initial (M€₂₀₂₀/MW)</i>	2,9 – 3,7
<i>Raccordement (M€₂₀₂₀)</i>	80 - 110
<i>Exploitation (M€₂₀₂₀/MW/an) incluant les impôts et taxes</i>	0,16 – 0,19
<i>LCOE avec taux d'actualisation réel de 4% (€₂₀₂₀/MWh)</i>	98-117

Note : Ces LCOE⁴⁸ sont calculés en supposant que tous les investissements sont réalisés en 2020 (bien que les parcs seront mis en service entre 2022 et 2026).

Source : Cour des comptes

Ces LCOE sont représentatifs des premiers appels d'offres, associés à la création de la filière éolienne en mer en France, ce qui explique en partie des niveaux de coûts élevés.

L'appel d'offres de Dunkerque, attribué en 2019, a pour sa part conduit à l'octroi d'un tarif d'achat significativement inférieur aux autres parcs, de 44 €/MWh sur 20 ans, au groupement EDF renouvelables – Innogy – Blauracke GmbH. Toutefois les conditions spécifiques de cet appel d'offres doivent être prises en considération : études de levée des risques déjà fournies, mise en œuvre d'une procédure de dialogue concurrentiel (ayant abouti à un cahier des charges offrant aux lauréats une couverture contre le risque d'évolution des coûts

⁴⁷ Cf. European Commission, Study on energy prices, costs and their impact on industry and households, 2020, p.243 ; https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studies/study-energy-prices-costs-and-their-impact-industry-and-households_en

⁴⁸ Ces LCOE ne sont pas directement comparables aux conditions de rachat de l'électricité produite car elles comportent un tarifs d'achat, sur une période de 17 ou 18 ans, puis une vente libre sur les marchés ou un tarif d'achat à 40€/MWh, au 1^{er} janvier 2018, indexée à 1,6%/an.

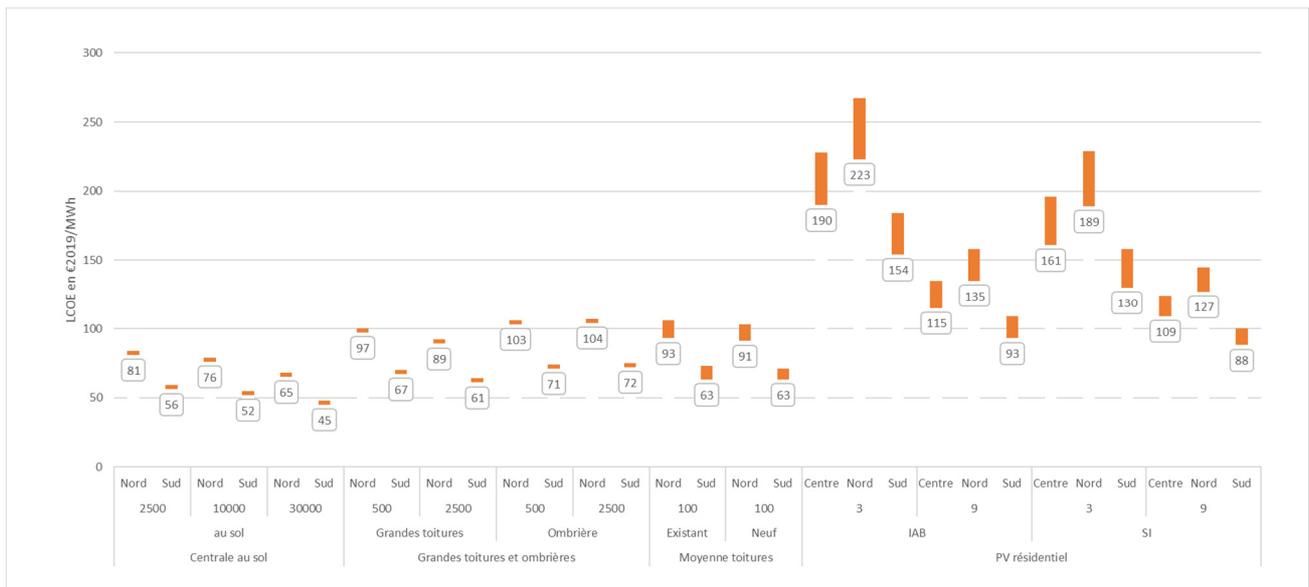
de construction, une couverture relative au niveau du taux sans risque, etc.), portage du coût et du risque de retard de raccordement par le gestionnaire du réseau de transport (cf. articles L.342-3 et L.342-7 du code de l'énergie), obtention de « permis-enveloppe » (article L.181-28-1 du code de l'environnement). Un projet qui ne comporterait pas les mêmes conditions de partage des risques n'aboutirait pas au même tarif.

1.3.1.2 Le photovoltaïque

L'ADEME distingue cinq types d'installations photovoltaïques : le photovoltaïque résidentiel raccordé (en distinguant 3 zones : Nord, Sud, Centre, ainsi que les installations intégrées au bâti –IAB – ou en surimposé, de taille inférieure à 3 kWc et inférieure à 9 kWc), les installations sur moyenne toiture (en distinguant les installations sur bâtiments neufs ou anciens, ainsi que deux zones : Nord et Sud), les grandes toitures (en distinguant les installations de moins de 500 kWc et celles de moins de 2,5 MWc, les zones Sud et Nord), les ombrières (en distinguant les installations de moins de 500 kWc et celles de moins de 2,5 MWc, les zones Sud et Nord), les centrales au sol (en distinguant les installations de moins de 2,5MWc, de moins de 10 MWc, de moins de 30 MWc, ainsi que les zones Sud et Nord). Les coûts estimés pour ces différentes catégories d'installations sont recensés dans les tableaux ci-dessous.

Les coûts, ou plages de coûts, estimés par l'ADEME pour les différents types d'installations photovoltaïques, sont résumés sur le graphique ci-dessous. Celui-ci permet de mettre en exergue l'influence de la taille de l'installation dans le niveau de coût.

Graphique n° 4 : LCOE du photovoltaïque (durée de vie 25 ans, taux d'actualisation réel 1% pour le PV résidentiel, 3% sinon)



Note de lecture : IAB = intégré au bâti, SI = surimposé, les valeurs figurant sur l'axe des abscisses correspondent aux puissances maximales des installations en kWc

Source : Cour des comptes, d'après données ADEME ;

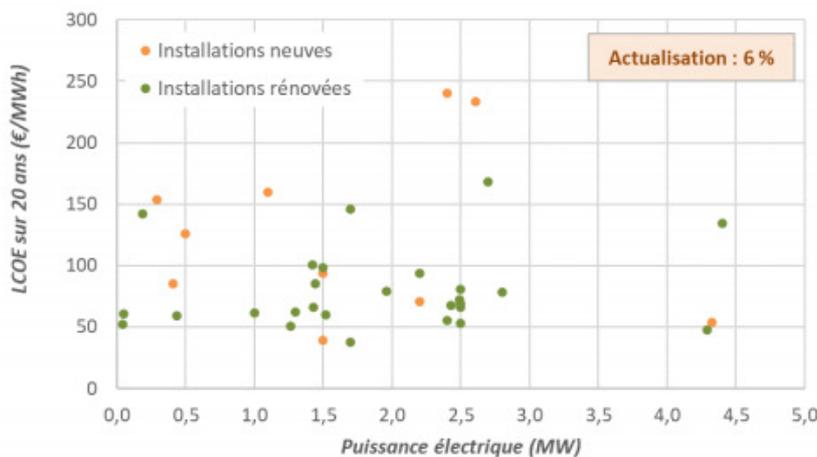
La CRE a également évalué les coûts et la rentabilité du grand photovoltaïque dans l'hexagone, dans un rapport publié en 2019⁴⁹. Elle a toutefois adopté une méthodologie de calcul qui ne permet pas une comparaison directe de ses résultats avec ceux produits par l'ADEME.

De plus, la CRE et l'ADEME n'ont pas retenu des facteurs de charge identiques, ni les mêmes durée de vie et taux d'actualisation, alors que le LCOE est très sensible à une variation de ces paramètres : la CRE rappelle ainsi qu'un écart d'un demi-point sur le taux d'actualisation entraîne une variation de l'ordre de 2 à 3 €/MWh sur le LCOE pour une durée de vie de 20 ans. Toutefois les différentes composantes de coûts sous-jacentes au calcul d'un LCOE (niveau des CAPEX et niveau des OPEX), retenues par les deux institutions sont très proches (cf. annexe n°5), ce qui confirme la robustesse de ces estimations (les niveaux de LCOE estimés dépendent ensuite des hypothèses retenues).

1.3.1.3 L'hydroélectricité

La CRE a établi un rapport sur les coûts de la petite hydroélectricité en métropole continentale⁵⁰. Ce rapport est établi grâce aux informations collectées au titre du décret n°2016-682 du 27 mai 2016. Le terme de « petite hydroélectricité » désigne les installations de moins de 4,5 MW, seuil au-delà duquel le régime des concessions est applicable. Le rapport rend compte des LCOE des installations retenues dans le panel.

Graphique n° 5 : Coûts complets de production observés pour 39 installations neuves et rénovées



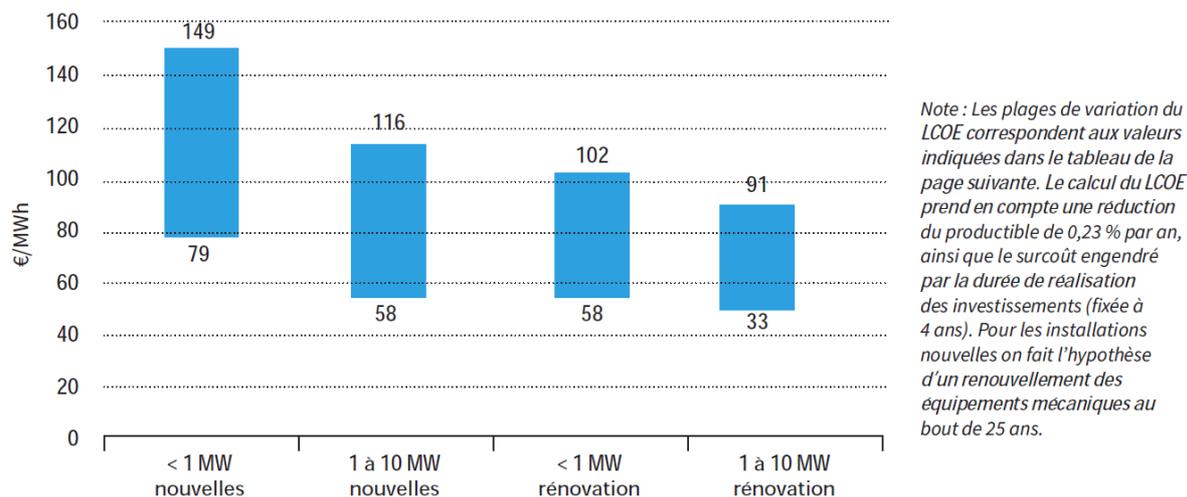
Source : CRE

⁴⁹ CRE, Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, 2019 , <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

⁵⁰ CRE, Coûts et rentabilité de la petite hydroélectricité en métropole continentale, 2020 ; <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilites-de-la-petite-hydroelectricite-en-metropole-continentale>

L'ADEME a également évalué les coûts de la petite hydraulique, en fixant un seuil de puissance des installations étudiées de 10MW. Les résultats, présentés dans le graphique ci-dessous, sont cohérents avec ceux de la CRE.

Graphique n° 6 : Estimation des LCOE de la petite hydroélectricité (durée de vie 50 ans pour les installations neuves et 25 ans pour les rénovations, taux actualisation réel de 4,5%)



Source : ADEME

Concernant les installations hydroélectriques d'une puissance supérieure, différentes sources de données existent, permettant de réaliser une estimation de leurs coûts. En particulier, toutes les installations en concession doivent fournir un rapport annuel d'exploitation de la concession (RAEC) à l'autorité concédante, c'est-à-dire l'État. Toutefois l'État (la DGEC) ne publie pas de données consolidées à partir de ces éléments.

La PPE fournit néanmoins l'appréciation suivante⁵¹ des coûts des installations hydrauliques existantes (en termes de LCOE) :

- Entre 30 et 50 €/MWh pour les grandes installations au fil de l'eau ;
- Entre 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance et exploitant de hautes chutes ;
- Entre 70 et 160 €/MWh pour les installations de plus faible puissance.

Toutefois la méthodologie sous-jacente à ces calculs n'est pas disponible et il n'est dès lors pas possible d'apprécier ce qu'ils recouvrent. En particulier, n'est pas précisé si ces évaluations concernent des installations neuves ou existantes et si elles rendent compte d'éventuels coûts associés aux actifs historiques non amortis.

Sur la base des données issues de son système d'information de comptabilité, EDF estime que, au sein du périmètre d'EDF Hydro, les coûts de production des centrales dont la construction est antérieure à 2000, sont les suivants :

⁵¹ À partir de données disponibles chez les exploitants, ainsi qu'à la DGEC et la CRE.

Tableau n° 4 : Estimation des coûts des installations hydrauliques existantes par EDF (moyenne 2015-2019 des OPEX et des CAPEX divisés par leur production annuelle moyenne sur la période)

Puissance min (MW)	Puissance max (MW)	Filière F = fil de l'eau E = éclusée L = lac P = pompage	Hauteur chute min (m)	Hauteur chute max (m)	Charges d'exploitation (norme RAEC) (k€/an)	CAPEX (k€/an)	dont CAPEX de développement nt (k€/an)	Production réalisée (MWh)	Coût du soutirage lié au pompage (k€/an)	Coût de production (€/MWh) sur production réalisée
1	4,5	F	0	30	19 624	4 178	432	132 708	-	179
1	4,5	F	30		30 211	9 061	760	246 910	-	159
4,5	12	F	0	30	29 836	6 512	3	340 353	-	107
4,5	12	F	30		61 746	9 859	132	945 162	-	76
12		F	0	30	248 777	53 161	4 571	8 818 322	-	34
12		F	30		117 466	27 042	3	3 328 187	-	43
1	4,5	E	0	30	12 813	5 190	-	60 575	-	297
1	4,5	E	30		6 684	451	-	36 627	-	195
4,5	12	E	0	30	17 555	1 770	16	155 605	-	124
4,5	12	E	30		28 753	4 433	25	364 765	-	91
12		E	0	30	35 807	3 919	-	684 224	-	58
12		E	30		222 386	42 347	3 108	5 674 536	-	47
1	4,5	L	30		7 722	1 798	291	39 293	-	242
4,5	12	L	0	30	1 938	229	-	18 238	-	119
4,5	12	L	30		11 485	824	-	132 511	-	93
12		L	0	30	18 229	1 780	-	385 637	-	52
12		L	30		457 297	90 143	6 840	12 742 816	-	43
12		P	30		171 581	72 770	29 625	5 804 965	202 329	77

Source : EDF

Ces estimations peuvent être assimilées à un calcul de LCOE de prolongation (puisque les investissements de construction n'apparaissent pas) pour lequel une hypothèse de coûts de CAPEX et d'OPEX annuels constants en euros courants aurait été retenue.

Elles font apparaître des niveaux de coûts plus élevés que le point haut des fourchettes retenues par l'ADEME sur des segments comparables (avec un calcul retenant un taux réel). En particulier, elles font apparaître des coûts très élevés pour les centrales de moins de 4,5 MW : ceux-ci sont en effet systématiquement supérieurs à 150 €/MWh.

Les centrales de forte puissance peuvent en revanche présenter des coûts de production faibles : 22% des 40 TWh concernés sont produits à 34 €/MWh et 62% à moins de 43 €/MWh.

D'une manière générale, les premiers résultats estimés relatifs au parc hydraulique mériteraient d'être précisés, en analysant plus en détail les différents segments de production, en identifiant les paramètres différenciateurs et en homogénéisant les méthodes de calcul.

1.3.2 Les centrales à gaz

La construction des centrales au gaz naturel n'est plus autorisée en France, conformément aux orientations de la PPE 2019-2028 (application de l'article 8 du décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie). La fin du fonctionnement des centrales existantes ne fait toutefois pas l'objet de dispositions particulières, contrairement au fonctionnement des centrales à charbon (cf. *supra*).

Les données de coûts disponibles concernant la production d'électricité en France à partir d'énergies fossiles sont rares.

À l'occasion de son recensement des coûts de production des énergies renouvelables, l'ADEME a produit une estimation du coût de production des centrales à gaz à cycle combiné,

afin de permettre la comparaison avec les filières renouvelables. Dans la dernière édition de son rapport, elle estime ainsi que la plage de variation de LCOE pour cette filière s'étend de 50 à 69 €/MWh, pour un taux d'actualisation réel de 3%. Compte-tenu du poids élevé des charges variables d'exploitation dans la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, ce niveau doit être mis en perspective avec le niveau de prix du combustible retenu pour l'estimation. Le niveau du LCOE est en effet très sensible à l'évolution du prix du combustible : une variation de 10% du prix du gaz entraîne une variation du LCOE de l'ordre de 7%. Le prix du carbone représente également une composante importante du coût de production (de l'ordre de grandeur du niveau des OPEX hors combustible). Pour l'édition 2019 de son rapport⁵², l'ADEME a retenu⁵³ un prix du gaz de 23 €/MWh, ainsi qu'un prix du carbone de 16,5 €/tCO₂⁵⁴.

Afin de réaliser le bilan prévisionnel 2017⁵⁵, RTE a également dû retenir des hypothèses de coûts de production d'électricité à partir des énergies fossiles. Avec une hypothèse de coût du gaz de 22,65 €/MWh et de prix du carbone de 16,5 €/tCO₂, le calcul des LCOE peut être évalué. Le tableau suivant présente à la fois les hypothèses retenues par RTE (notamment un taux nominal de 7%), ainsi qu'une variante avec des hypothèses plus proches de celles de l'ADEME (plus spécifiquement un taux nominal de 4%, à rapprocher du taux d'intérêt réel de 3% retenu par l'ADEME).

Tableau n° 5 : Estimation des LCOE pour les centrales à cycle combiné gaz (CCGT) et turbines à gaz (TAG)

Hypothèses	CCGT		TAG		CCGT		TAG	
<i>taux actualisation</i>	7%				4%			
<i>durée (années)</i>	30				30			
<i>facteur de charge</i>	45%	80%	10%	25%	45%	80%	10%	25%
<i>rendement (pourcentage)</i>	58%		42%		58%		42%	
<i>puissance en MW</i>	1				1			
<i>investissement initial /kW</i>	830		450		830		450	
<i>OPEX fixes en €/kW/an</i>	36		26		36		26	
<i>OPEX variables hors combustible €/MWh</i>	1,6		1,6		1,6		1,6	
<i>coût de démarrage (combustible) GJ/MW</i>	7,6		0,2		7,6		0,2	
<i>coût de démarrage (coûts fixes) €/MW</i>	25		20		25		20	
LCOE en €/MWh	73	60,3	141,7	94,9	68,6	57,8	131	90,5

Source : Cour des comptes à partir des données RTE

⁵² La décomposition du LCOE présentée dans le tableau n°22 du rapport de l'ADEME est erronée et l'ADEME a indiqué que cette erreur serait corrigée dans une version ultérieure du document.

⁵³ Issu du rapport sur « le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018 » de la CRE

⁵⁴ Pour un ratio d'émission de 0,352 tCO_{2eq}/MWh, retenu par RTE

⁵⁵ RTE, bilan prévisionnel de l'équilibre prévisionnel offre-demande d'électricité en France, Edition 2017, page 83 ; <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesdocuments>

Pour les centrales à gaz à cycle combiné, la plage des coûts retenus par l'ADEME est ainsi comparable à celle retenue par RTE. Il faut toutefois noter que ces prix dépendent très fortement des prix du gaz et du CO₂ qui ont connu une forte augmentation depuis lors. Des réformes engagées pour augmenter le prix du carbone européen ont permis une remontée de ce prix à partir de 2017, jusqu'au niveau d'environ 25 €/t CO₂ éq récemment, bien que la crise sanitaire l'ait fait chuter temporairement à 16 €/t CO₂ éq⁵⁶. Ce prix a depuis augmenté à nouveau pour atteindre, voire dépasser 60 €/t CO₂ éq dans le sillage de l'adoption par la Commission européenne en juillet dernier de sa nouvelle feuille de route pour réduire les émissions de GES.

Pour des facteurs de charge inférieurs à 20%, le coût des CCGT devient supérieur à celui des TAG⁵⁷, ce qui confirme la pertinence du recours aux turbines à gaz comme moyen de production réservé aux périodes de pointe.

1.4 Comparaisons internationales

1.4.1 Un récent exercice à la demande de la Commission européenne

Une récente étude⁵⁸ de la Commission européenne a permis de comparer le niveau et l'évolution des estimations des LCOE par pays pour les différentes technologies, en utilisant des sources aussi variées que l'IRENA (agence internationale pour les énergies renouvelables), l'AIE (agence internationale pour l'énergie), les hypothèses retenues dans le modèle PRIMES de la Commission, Enerdata, des sources nationales (Fraunhofer Institute pour l'Allemagne par exemple), etc.

Ces estimations mettent en exergue que :

- Les coûts (LCOE) du solaire photovoltaïque en France étaient parmi les plus élevés des pays retenus, avant d'amorcer une baisse à partir de 2012 permettant de les situer depuis 2015 dans le bas de la fourchette de coûts.
- Les coûts de l'éolien on-shore en France se sont toujours situés dans la moyenne des coûts des pays développés retenus pour l'étude .
- Les coûts de l'éolien off-shore en France ne figurent pas dans le parangonnage. Ceux qui sont renseignés ont connu des évolutions assez erratiques.
- Les coûts des centrales à gaz à cycle combiné (CCGT), qui dépendent fortement des prix du gaz et du carbone ainsi que des facteurs de charge retenus, sont très élevés en Europe en général.
- Les coûts du nucléaire mentionnés dans l'étude sont parcellaires. Pour la France, ils font figurer les estimations de la Cour des comptes pour 2010 et 2013 comme des

⁵⁶ Source : [Le système européen d'échange de quotas d'émission | Chiffres clés du climat \(developpement-durable.gouv.fr\)](https://developpement-durable.gouv.fr)

⁵⁷ Pour un facteur de charge à 10% le coût par kWh de la production issue de la CCGT est de 155 €/kWh alors qu'il n'est que de 131 €/kWh pour la production issue d'un TAG.

⁵⁸ Commission européenne, *Study on energy prices, costs and their impact on industry and households*, octobre 2020. On peut noter que cette étude se prononce également sur la rentabilité des différentes installations.

LCOE, alors qu'il s'agit d'estimations en coût courant économique reflétant des hypothèses fortes sur la prise en compte des investissements passés (cf. *supra*), et non pas de coûts évalués pour les nouveaux projets, comme ça peut être le cas de certains des LCOE présentés dans l'étude. Cette restitution illustre à nouveau l'intérêt d'accroître la transparence sur les coûts du nucléaire.

1.4.2 Un exercice périodique conjoint de l'AIE et l'AEN faisant référence

L'agence internationale pour l'énergie (AIE) et l'agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE publient par ailleurs, tous les cinq ans un exercice de comparaison des coûts des différentes technologies de production de l'électricité. La version la plus récente de cet exercice est parue en 2020⁵⁹.

1.4.2.1 Principaux constats

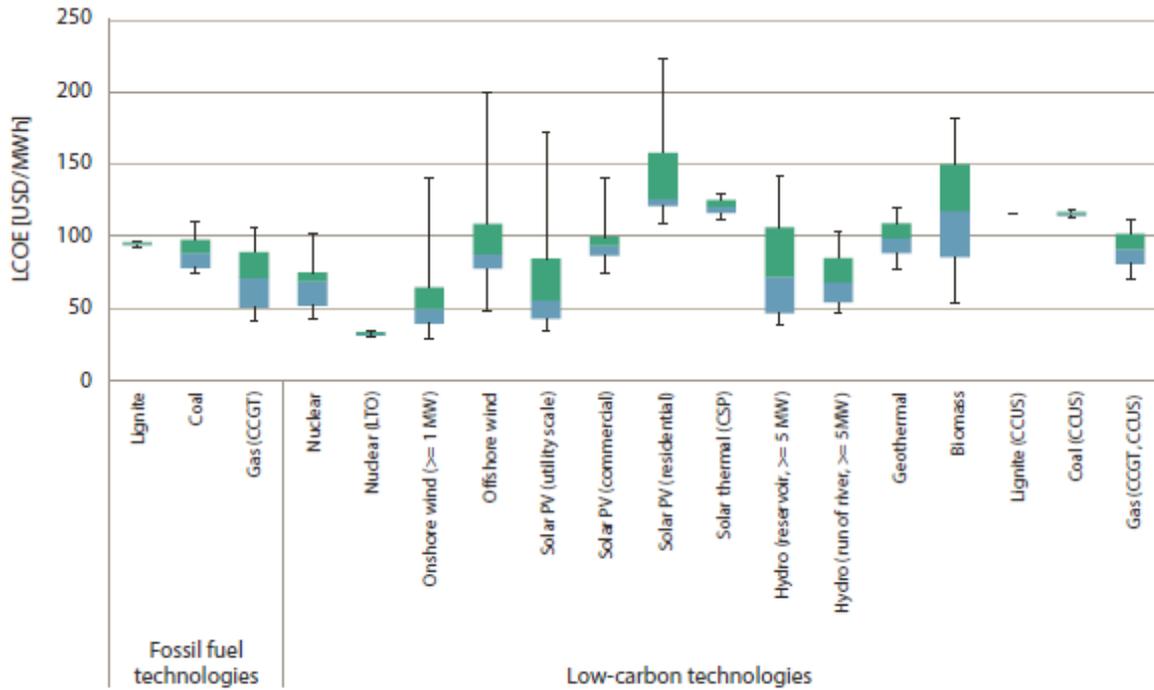
Les principaux constats de cette nouvelle édition sont les suivants :

- Les coûts des technologies bas carbone sont en constante baisse et celles-ci sont de plus en plus compétitives par rapport aux modes de production fossiles. La technologie renouvelable pour laquelle les LCOE attendus en 2025 sont les plus faibles est l'éolien terrestre.
- Les coûts des nouvelles centrales nucléaires ont baissé en 5 ans, le nucléaire est le mode de production décarboné et pilotable avec les coûts prévisionnels les plus faibles à l'horizon 2025 et l'électricité produite à partir de la prolongation des centrales nucléaires existantes constitue le mode de production de l'électricité le plus compétitif.
- Les centrales thermiques équipées de technologies de capture et de stockage du carbone (CCS) ne pourraient être compétitives qu'à des prix du carbone durablement élevés de l'ordre de 50-60 US\$/tCO₂ pour les centrales à charbon et au-dessus de 100 US\$/tCO₂ pour les centrales à gaz.

La comparaison des LCOE des différentes technologies, calculés sans tenir compte des coûts de réseaux ou des externalités, est résumée dans le graphique ci-dessous.

⁵⁹ IEA, NEA, Projected costs of generating electricity, 2020 Edition.

Graphique n° 7 : LCOE par technologie (pour des mises en service en 2025)



Note : LCOE avec un taux d'actualisation de 7%. Les bornes des segments noirs indiquent les valeurs minimum et maximum. Les boîtes bleues et vertes représentent respectivement les plages de valeurs des 2^{ème} et 3^{ème} quartiles (50% des valeurs se trouvent au sein de cet intervalle), la limite entre la boîte bleue et la boîte verte indique la valeur médiane.

Source : AIA / AEN, 2020

Toutefois, dans une publication plus récente⁶⁰, l'AIE a précisé les coûts par technologie selon les régions du monde, à différents horizons temporels. Ces données font apparaître des niveaux de coûts significativement plus élevés pour le nucléaire en Europe (compte-tenu d'hypothèses actualisées par rapport à la dernière publication).

⁶⁰ AIE, « Net Zero by 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector », mai 2021

Tableau n° 6 : Extrait des données de coûts de production d'électricité de l'AIE, selon les différentes technologies et régions du monde

	Financing rate (%)	Capital costs (\$/kW)			Capacity factor (%)			Fuel, CO ₂ and O&M (\$/MWh)			LCOE (\$/MWh)		
		All	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030
United States													
Nuclear	8.0	5 000	4 800	4 500	90	80	75	30	30	30	105	110	110
Coal	8.0	2 100	2 100	2 100	20	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	90	170	235	220	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Gas CCGT	8.0	1 000	1 000	1 000	55	25	<i>n.a.</i>	50	80	105	70	125	<i>n.a.</i>
Solar PV	3.7	1 140	620	420	21	22	23	10	10	10	50	30	20
Wind onshore	3.7	1 540	1 420	1 320	42	43	44	10	10	10	35	35	30
Wind offshore	4.5	4 040	2 080	1 480	42	46	48	35	20	15	115	60	40
European Union													
Nuclear	8.0	6 600	5 100	4 500	75	75	70	35	35	35	150	120	115
Coal	8.0	2 000	2 000	2 000	20	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	120	205	275	250	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Gas CCGT	8.0	1 000	1 000	1 000	40	20	<i>n.a.</i>	65	95	120	100	150	<i>n.a.</i>
Solar PV	3.2	790	460	340	13	14	14	10	10	10	55	35	25
Wind onshore	3.2	1 540	1 420	1 300	29	30	31	15	15	15	55	45	40
Wind offshore	4.0	3 600	2 020	1 420	51	56	59	15	10	5	75	40	25

Source : AIE, 2021

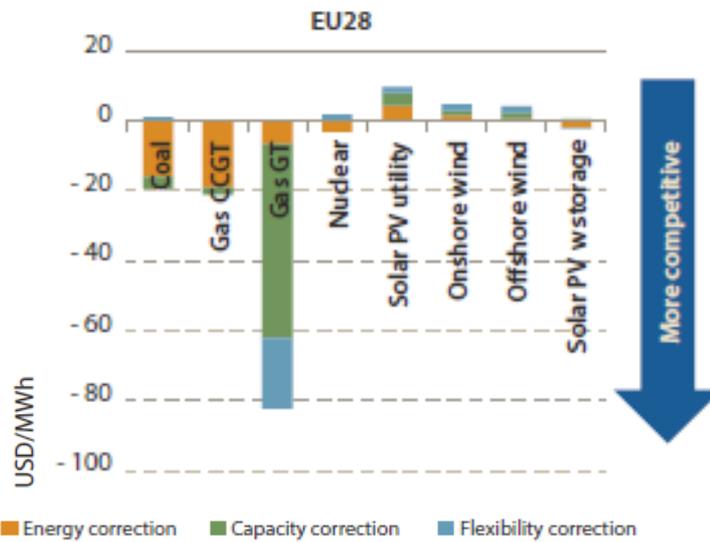
1.4.2.2 Nouvelles problématiques de l'estimation des coûts

Pour tenir compte des nouvelles caractéristiques des systèmes électriques et plus particulièrement de la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique, le rapport évalue pour la première fois les coûts de solutions de stockage de l'électricité.

En termes d'évolution méthodologique plus structurée, cette nouvelle édition souligne néanmoins le caractère limité de la notion de LCOE : celui-ci a le mérite d'être transparent et simple, ce qui permet de comparer les coûts des différentes technologies ; toutefois cette notion ne permet pas d'appréhender les caractéristiques spécifiques des différentes technologies dans le fonctionnement d'ensemble d'un système électrique (cf. chapitre 2).

Afin de pallier cette difficulté, l'AIE a proposé un nouvel indicateur de coût, intitulé VALCOE, pour « value adjusted » LCOE. À partir d'une modélisation du fonctionnement du système électrique, cet indicateur compare les revenus moyens captés par une filière donnée, au titre de la production d'électricité ou de la fourniture des services de garantie de capacités et de flexibilité de la production, aux revenus moyens des modes de production du système concerné. Il permet ainsi de corriger à la hausse ou à la baisse le LCOE de la filière, pour rendre compte des bénéfices intrinsèques de celle-ci, tels que le moment où elle produit de l'électricité, son caractère pilotable, etc. Le graphique ci-dessous illustre l'ampleur des corrections qui sont ainsi apportées aux coûts des différentes technologies.

Graphique n° 8 : Simulation de l'ajustement de valeur apporté aux différentes technologies, pour le scénario World Energy Outlook 2019, « Stated policies », à l'horizon 2025



Source : AIA / AEN, 2020

Les résultats obtenus dépendent des hypothèses retenues pour la modélisation des systèmes électriques (incluant la part relative des différentes technologies dans le mix de production électrique). Il ne s'agit donc pas d'un résultat qui puisse être attribué à une technologie de manière intrinsèque, indépendamment du système électrique dans lequel elle est insérée. Par ailleurs, le VALCOE mêle coûts et revenus, ce qui rend son interprétation difficile en dehors de la modélisation d'ensemble du système électrique dont elle est issue.

Ce nouveau mode de calcul apparaît donc présenter des limites quant aux enseignements à en tirer pour faire évoluer les mix électriques. En ce sens, il n'apporte pas autant de valeur ajoutée⁶¹ que les exercices réalisés en France pour dépasser, dans un objectif de planification du mix électrique, la simple comparaison des LCOE des différentes filières. Ceux-ci consistent, comme cela est présenté au chapitre 2, à estimer directement les coûts complets d'un système électrique, en simulant ses contraintes de fonctionnement de manière très détaillée.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Il existe différentes manières de calculer le coût de production de l'électricité selon l'objectif du calcul.

L'ADEME et la CRE ont réalisé des analyses de coûts de production des différentes filières. Ces travaux analysent principalement leur coût moyen actualisé (LCOE) et rendent compte des coûts de production pour un investissement à la date considérée. Si les données sur

⁶¹ Ce constat figure également dans le rapport de l'AIE et de l'AEN, "Projected costs of generating electricity", de 2020, qui indique p. 184 du document « [...] taking into account first the implication of each policy options regarding electricity generation, (hence the need to adopt robust assessment methods, such as going from LCOE to VALCOE, and from VALCOE to complete system cost comparison) [...] ».

les filières éolienne terrestre et solaire sont abondantes, celles sur l'éolien en mer sont aujourd'hui limitées aux premiers projets en cours de développement.

Toutefois, dans le cas de la France, ce ne sont pas les investissements « greenfield » qui représentent une part prépondérante de la production d'électricité, mais le nucléaire historique et l'hydraulique. Or, les coûts de production de ces deux filières sont beaucoup bien moins documentés que ceux des filières en développement.

Pour permettre la comparaison entre les filières de production, la Cour s'est attachée à produire des estimations des coûts complets du nucléaire historique selon une approche économique comparable. Néanmoins, pour calculer aujourd'hui des coûts associés à des investissements passés, des méthodologies alternatives à l'approche économique peuvent être employées, selon l'usage visé. La Cour a ainsi calculé les coûts de production en appliquant ces différentes méthodologies pour en comparer les résultats. Elle s'est également efforcée de décrire les différents traitements méthodologiques qui doivent être appliqués aux charges de long terme, pour pouvoir rendre compte de leur coût.

La Cour constate ainsi que les coûts de production calculés en utilisant les méthodes comptable ou hybride (méthodologie utilisée par la commission Champsaur), ressortent à un niveau oscillant autour de celui de l'ARENH (42€/MWh). Les méthodes de calcul dites « économiques » font au contraire apparaître des coûts substantiellement supérieurs sur l'ensemble de la période étudiée.

Les débats sur la méthodologie de calcul des coûts du nucléaire historique ont jusqu'à présent empêché la mise en oeuvre de la « régulation » de l'ARENH telle qu'elle avait été prévue à l'origine. Dans la perspective de l'adoption d'une « nouvelle régulation du nucléaire », il est nécessaire, pour une application efficace de celle-ci, qu'une méthode partagée de calcul des coûts de production soit adoptée et rendue publique.

Les exercices de comparaisons internationales soulignent les importantes baisses de coûts des énergies renouvelables ces dernières années. Ils font également état de la compétitivité de la production nucléaire issue de la prolongation des centrales existantes. Les données relatives aux nouvelles centrales nucléaires font encore l'objet d'estimations évolutives.

2 L'INTERET D'UN COÛT COMPLET DE PRODUCTION DES DIVERS MIX ÉLECTRIQUES POUR ÉCLAIRER LES CHOIX POLITIQUES À VENIR

Les coûts présentés au chapitre premier concernent chacun des moyens de production mobilisables pour répondre à la demande de consommation électrique. Les études de coût réalisées par RTE, l'ADEME ou divers organismes internationaux (AIE, AEN, IRENA), concernent quant à elles un périmètre plus large assimilable au système électrique, qui regroupe non seulement les moyens de production et de stockage, mais aussi les moyens de flexibilisation ou de maîtrise de la demande, les moyens d'échanges transfrontaliers (interconnexions) et le réseau de transport et de distribution. Ces études reflètent le coût des moyens mis en œuvre pour satisfaire un certain niveau de demande d'électricité⁶².

Dès la publication des travaux prospectifs du bilan prévisionnel 2017 (cf. partie 2.3), RTE avait souligné les questions de méthode soulevées par tout exercice de chiffrage des coûts d'un mix électrique. Elles concernaient en particulier le périmètre des coûts à considérer.

Le récent rapport conjoint AIE-RTE sur la faisabilité technique d'un mix à forte proportion d'EnR⁶³ insiste sur l'importance de considérer un périmètre de coûts englobant les moyens de stockage, de flexibilité de la demande et de développement des réseaux pour pouvoir comparer les chiffrages économiques de scénarios comportant une forte proportion d'EnR.

Les scénarios d'évolution du système électrique étudiés dans les travaux de prospective récents, dont le rapport de RTE publié le 25 octobre 2021, se fondent sur des hypothèses de coûts, combinées aux variables de choix du mix (capacités par filière notamment), et non pas sur l'observation directe et la computation des coûts associés à la production effective. Ils ne procèdent pas non plus d'une sommation pondérée des LCOE de chaque filière, tels qu'ils ont été présentés dans la première partie de ce rapport, mais utilisent les paramètres de calcul des LCOE (CAPEX, OPEX, durée de vie...) pour déterminer, les capacités et les facteurs de charge des différents moyens.

Cette deuxième partie se concentre d'abord sur les enjeux méthodologiques attachés aux exercices de chiffrage et d'optimisation du coût du mix ou du système électrique, en les illustrant à partir d'études de RTE⁶⁴, de l'ADEME⁶⁵ et d'EDF⁶⁶ réalisées ces dernières années. Ces développements concernent avant tout des démarches prospectives portant sur les évolutions du parc électrique à plus ou moins long terme. L'estimation du coût actuel du système électrique correspond, dans ces exercices, à l'application des modèles de calcul aux paramètres et variables caractérisant le mix actuel et son environnement.

⁶² On peut y ajouter le coût de la demande non satisfaite (coût de l'énergie non délivrée).

⁶³ « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf

⁶⁴ Bilan prévisionnel 2017 et travaux préparatoires du bilan prévisionnel long terme « futurs énergétiques 2050 ».

⁶⁵ « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 » de décembre 2018 complété en mars 2019.

⁶⁶ Etude interne d'EDF de septembre 2020 sur des scénarios de décarbonation du mix électrique français à l'horizon 2050.

Elle examine ensuite les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics ont préparé et pris les décisions de programmation de la politique énergétique au cours des dernières années, et plus particulièrement la manière dont ils ont exploité les données disponibles de coûts de différents scénarios de mix électriques.

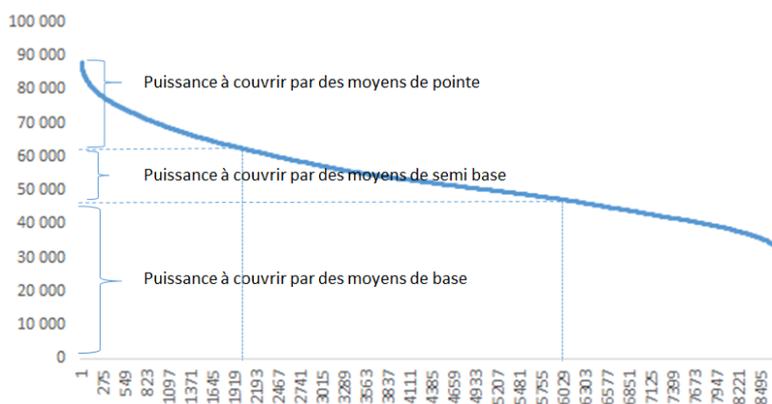
2.1 Les éléments à prendre en compte pour chiffrer le coût d'un système électrique

2.1.1 Le coût moyen de chaque filière de production dépend de sa durée annuelle de fonctionnement

Au sein d'un parc électrique, la coexistence de plusieurs technologies de production se justifie par le fait que la demande d'électricité, en puissance, n'est constante ni au fil de journée, ni tout au long de l'année et que la hiérarchie des coûts de production évolue selon le nombre d'heures de production à assurer.

La variabilité de la puissance électrique soutirée à pas horaire au long d'une année conduit à ce que, parmi l'ensemble des moyens de production pilotables nécessaires pour couvrir les pointes de demande, certains devront aussi produire pendant l'essentiel de l'année (moyens dits « de base » fonctionnant plus de 6 000 heures par an) tandis que d'autres ne produiront que durant une partie de l'année (moyens de semi-base entre 2 000 et 6 000 heures par an), voire surtout pendant les heures de plus forte demande (moyens de pointe fonctionnant moins de 2 000 heures par an).

Graphique n° 9 : Principe de couverture de la « monotone de demande »⁶⁷ par les moyens de production



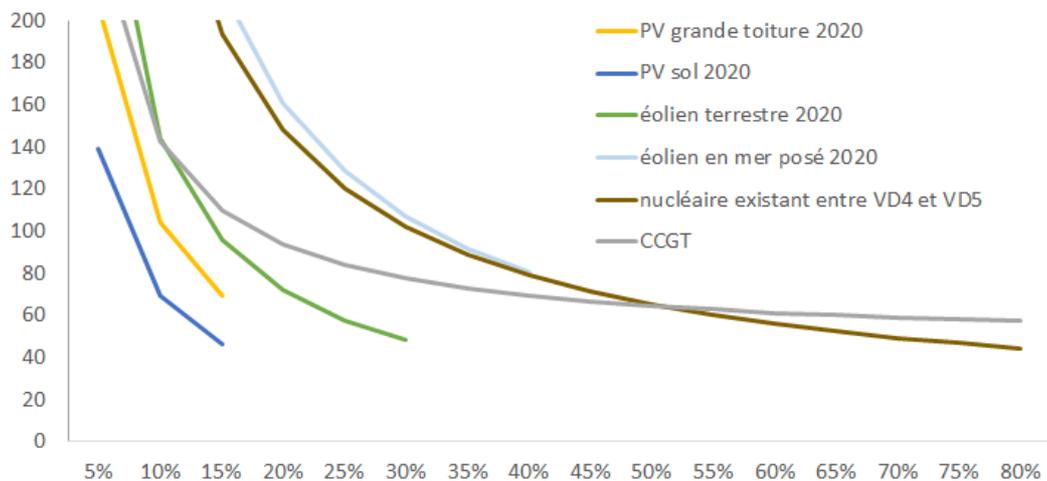
Source : Cour des comptes d'après consommations à pas horaire 2019 fournie par RTE

Note de lecture : la puissance à couvrir par les moyens de base, soit environ 45 GW sur le graphique, correspond à la puissance minimale utilisée pendant 6000 heures dans l'année.

⁶⁷ Il s'agit de la courbe figurant la consommation française d'électricité (en MW), à pas horaire, et classée par niveaux de consommation horaire décroissants. L'heure n°1 correspond à l'heure au cours de laquelle la consommation d'électricité a été la plus forte de l'année.

Or, les différentes technologies de production existantes sont caractérisées par des rapports différents entre coûts fixes et coûts variables. Ainsi, selon la durée de fonctionnement à assurer dans l'année, et donc le facteur de charge annuel, la hiérarchie des différentes technologies selon leur coût moyen de production est variable. Sur la base des paramètres de coûts (CAPEX et OPEX) retenus initialement par le groupe de travail mis en place par RTE pour la préparation du bilan prévisionnel sur les scénarios 2050, il apparaît ainsi que le parc nucléaire prolongé à 50 ans est plus compétitif que la technologie à cycle combiné au gaz (CCGT) pour des durées annuelles de fonctionnement supérieures à 4 200 heures (facteur de charge annuel supérieur à 50% si les moyens produisent à la puissance nominale⁶⁸).

Graphique n° 10 : Coût moyen de production de différentes technologies (en €/MWh) en fonction du facteur de charge annuel



Source : Cour des comptes d'après données présentées en groupe de travail « coûts » de RTE

Sur la base des paramètres utilisés, le photovoltaïque et l'éolien terrestre sont potentiellement plus compétitifs que les centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) ou le parc nucléaire, quelle que soit la durée de fonctionnement considérée, mais leur facteur de charge est de fait limité⁶⁹ et, sans adjonction de stockage, ils ne produisent pas nécessairement lors des périodes les plus tendues en terme d'équilibre offre-demande.

Dès lors, un mix électrique optimisé, du point de vue de son coût de production, inclut nécessairement plusieurs technologies de production, voire de stockage, ainsi qu'éventuellement des dispositifs de pilotage de la demande. En ce qui concerne les technologies de production pilotables, un mix optimisé détermine ainsi non seulement la capacité à installer mais aussi le facteur de charge annuel correspondant à leur durée annuelle de fonctionnement.

⁶⁸ La puissance nominale correspond à la puissance maximale obtenue dans des conditions normales d'utilisation de la centrale.

⁶⁹ L'alternance jour-nuit et l'aléa sur le niveau d'ensoleillement limite les heures de production et le facteur de charge du photovoltaïque sur un fuseau horaire donné. Le foisonnement géographique peut permettre globalement à un parc éolien d'étendre ses heures annuelles de production, sans améliorer toutefois le facteur de charge annuel, limité par la météorologie moyenne constatée.

2.1.2 L'influence des niveaux de la demande sur le coûts

Chiffrer ou optimiser le coût du mix électrique ne peut se faire qu'en tenant compte de la demande d'électricité à laquelle il doit répondre, sous la contrainte que l'équilibre, en puissance électrique, entre production, consommation et échanges aux frontières soit assuré à tout moment sur le réseau.

Le niveau global de la demande annuelle peut jouer en théorie de façon proportionnelle sur les capacités et le coût d'un mix entièrement optimisé, avec dès lors un effet limité sur ce coût rapporté au MWh consommé ou produit. Toutefois, dans la mesure où les différentes filières de production peuvent rencontrer des contraintes de développement différenciées, notamment physiques ou industrielles, le niveau de la demande pourra influencer le coût complet du système. En tout état de cause, le profil horaire de la demande (cf. *supra*) et ses évolutions sont déterminants pour le coût d'un mix. Une réflexion amont sur le niveau de demande à laquelle la production électrique doit répondre est donc indispensable : la stratégie nationale bas carbone (cf. *infra*) fixe ainsi les orientations à long terme de maîtrise de la demande.

Pour répondre à la demande, les moyens de production thermiques (à base d'énergie fossile, nucléaire ou encore de biomasse) et certains moyens hydro-électriques, plus particulièrement ceux utilisant des retenues d'eau (lacs et STEP⁷⁰), sont pilotables dans la mesure où il est possible de choisir le moment où ils produisent et où leur puissance de fonctionnement est modulable avec un certain temps de réaction. Comme indiqué *supra*, leur mobilisation en réponse à la demande, et donc leur durée annuelle de fonctionnement, fait varier leur coût unitaire moyen de production.

Le coût unitaire de production des moyens EnR variables, dont les coûts sont essentiellement des coûts fixes, sont quant à eux grandement dépendant des conditions météorologiques.

Le coût de production d'un parc électrique donné, une année donnée et pour un volume de consommation annuelle donné, dépendra ainsi de la chronique des niveaux de consommation à pas horaire (courbe de charge) ainsi que de la disponibilité effective des moyens de production pilotables, notamment nucléaires. En effet, ces paramètres déterminent le *dispatching* horaire entre les différents moyens de production, et donc la production effective annuelle des différentes filières en place et leur facteur de charge sur l'année. C'est pourquoi les modèles utilisent volontiers une approche stochastique (probabiliste) du *dispatching*, combinant aléas météorologiques (la demande étant thermosensible et la production EnR météo-dépendante) et aléas sur la disponibilité des moyens de production fossiles ou nucléaires.

Par ailleurs, l'hypothèse de périodes de défaillance, c'est-à-dire de coupures d'alimentation des clients finals pour des motifs d'équilibre offre-demande, est aussi à prendre en compte dans le coût du système électrique⁷¹. Dans les exercices d'optimisation, il intervient comme une contrainte relative au respect du critère national de défaillance⁷². La détermination de la durée de la période de défaillance considérée comme acceptable et son évolution

⁷⁰ Station de transfert d'énergie par pompage

⁷¹ Il renvoie alors à l'estimation du coût de l'énergie non distribuée.

⁷² Cf : article D. 141-12-6 du code de l'énergie

éventuelle, dans le cadre d'une méthodologie désormais encadrée au niveau européen, peut alors avoir des conséquences sur le coût complet du système électrique.

Enfin, le niveau de la demande électrique, et surtout son évolution à long terme, dépendent d'hypothèses plus larges concernant les différentes énergies, et notamment les équilibres relatifs entre les vecteurs gaz et électricité. Par exemple, on peut supposer qu'un développement du chauffage à partir de biogaz ou de biomasse diminuerait le niveau ou la variabilité de la demande hivernale associée au chauffage électrique et contribuerait ainsi à réduire la thermo-sensibilité du parc électrique français, qui complique sa gestion (pointe hivernale). L'ADEME souligne également que le niveau de la demande d'électricité doit s'envisager en tenant compte des autres leviers de décarbonation que ceux relatifs au mix de production électrique. Ainsi, les coûts du système électrique devraient-ils être évalués pour différents niveaux de demande, de façon à pouvoir arbitrer entre l'électrification des usages (à des fins de décarbonation, à l'instar du basculement vers un parc de véhicules électriques) et les autres leviers de décarbonation.

En tout état de cause, la mise en œuvre de mesures de maîtrise de la demande se traduisant par une baisse relative de celle-ci dans des scénarios de mix, devrait conduire à prendre en compte les coûts associés à ces mesures dès lors que l'exercice de chiffrage viserait à comparer différents scénarios ou à projeter une évolution dans le temps.

2.1.3 Les coûts liés aux besoins de flexibilité.

Les moyens de production éoliens et photovoltaïques, ou encore les moyens hydro-électriques au fil de l'eau, tels qu'ils sont exploités aujourd'hui, ne présentent pas ou peu de marges de manœuvre en termes de ciblage des moments de production et de modulation de la puissance. À capacité nominale équivalente, par rapport aux moyens de production pilotables, ils représentent un coût propre indépendant des niveaux de demande et impliquent la mise en place de capacités pilotables de stockage, de modulation de la demande, voire de production pilotable supplémentaires, dont les coûts doivent dès lors être pris en compte.

Le stockage temporaire d'électricité, puis sa réinjection dans le réseau, peuvent être assurés par plusieurs techniques, depuis le stockage infra-journalier assurable notamment par batteries jusqu'au stockage saisonnier que permettrait le *power-to-gas-to-power*⁷³. Les coûts associés en termes de CAPEX et d'OPEX sont alors à intégrer au coût du mix électrique.

La modulation de la demande peut être obtenue par des dispositifs d'effacement soit diffus (chez les particuliers), à la main d'opérateurs d'effacement, soit ciblés, pour l'industrie. Il peut s'agir de dispositifs simples, déjà existants, comme le pilotage de la demande d'eau chaude sanitaire à travers la tarification en heures creuses conditionnant le fonctionnement des chauffe-eau électriques à accumulation en France. Il peut également s'agir de dispositifs à concevoir, comme le développement de la flexibilité associée à une flotte de véhicules électriques. Selon un récent rapport du conseil général de l'économie (CGE)⁷⁴, le potentiel associé à ces dispositifs de flexibilité est important : « *Une action résolue et convenablement*

⁷³ Production d'hydrogène, stockable, par électrolyse, en vue d'une production ultérieure d'électricité, après méthanisation, dans une centrale électrique à gaz.

⁷⁴ Cf. CGE, Flexibilité du système électrique : contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques, mai 2020.

rythmée, dès maintenant, permettra ainsi au pilotage de la demande dans les secteurs du bâtiment et du véhicule électrique d'offrir progressivement, et pour un coût d'investissement faible, un potentiel de déplacement – essentiellement infra-journalier des consommations d'électricité de l'ordre de 65 TWh/an (soit de l'ordre de 15 % des consommations anticipées pour 2050) et d'évitement de puissance, lors des plus fortes pointes de consommation en hiver, allant jusqu'à 47 GW (soit près de la moitié du niveau de la pointe maximale envisagée). »

La prise en compte des coûts associés à la modulation de la demande peut être déterminante dans un exercice d'optimisation et de chiffrage du coût du mix incluant de fortes proportions d'EnR variables.

Dans l'étude de l'ADEME « trajectoire 2020-2060 » (cf. *infra*), les dispositifs de pilotage de la demande, dont les coûts variables sont réputés nuls et dont le développement (et les coûts d'investissement associés) est exogène, compensent l'essentiel de la variabilité de la production EnR pour l'équilibrage offre-demande à pas horaire. Il s'ensuit de très faibles écarts de coûts entre mix selon les proportions de capacités EnR installées. En revanche, dans l'étude de 2019 de l'AEN⁷⁵, les dispositifs de pilotage de demande ne présentent aucun coût fixe mais des coûts variables très élevés (500 US\$/MWh). L'essentiel de la variabilité de la production EnR est alors compensée par des moyens de production pilotables supplémentaires (et non plus de l'effacement de la demande), conduisant à des coûts du système électrique significativement croissants avec la proportion de capacités EnR installées.

2.1.4 Le traitement particulier du *power-to-X*

Les mix simulés à un horizon postérieur à 2035 pour la France prévoient en général la possibilité de recourir à l'électrolyse de l'eau, comme consommation flexible d'électricité, pour produire de l'hydrogène à usage industriel, en substitution d'autres modes de production de ce gaz, ou en vue de nouveaux usages extérieurs au système électrique (mobilité, injection dans les réseaux gaziers). Ces usages extérieurs sont notamment modélisés dans l'étude « trajectoires » de l'ADEME. Dans cette étude, le recours effectif à ces usages dépend de la compétitivité comparée des différents modes de production d'hydrogène, ce qui rend la demande élastique au prix de l'électricité.

L'hydrogène produit par électrolyse peut aussi être intégré à une boucle *power-to-gas-to-power* et participer à un stockage temporaire d'électricité, soit par réutilisation directe de l'hydrogène dans des piles à combustibles raccordées au réseau, soit par utilisation de l'hydrogène directement dans des turbines à gaz, soit par méthanation⁷⁶ puis combustion dans les centrales thermiques au gaz. Cette dernière option est par exemple modélisée par EDF dans ses travaux prospectifs internes et contribue, dans les simulations associées, à apporter l'essentiel de la flexibilité saisonnière nécessaire à un système « 100% EnR » en « décarbonant » totalement la production électrique des centrales à gaz.

Les modalités de prise en compte de ces usages dans les modélisations peuvent être source d'importants écarts dans les résultats des différentes études. Ainsi, l'étude de l'ADEME, qui chiffre le coût de la satisfaction de la demande finale d'électricité, considère les consommations des électrolyseurs comme des consommations intermédiaires, y compris quand elles ne rentrent pas dans un bouclage *power-to-gas-to-power*, et déduit alors la valeur des

⁷⁵ *The Costs of Decarbonisation : System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*

⁷⁶ À distinguer de la méthanisation qui concerne la production de biogaz.

consommations correspondantes (au prix de vente de l'électricité) du coût complet du mix. Cette opération revient à intégrer au coût du mix électrique les économies induites sur les modes de production traditionnels d'hydrogène, auxquels l'électrolyse se substitue.

Par ailleurs, cette étude ne modélise pas spécifiquement de boucle *power-to-gas-to-power* mais peut inclure implicitement cette possibilité dès lors que la production d'hydrogène par électrolyse, puis sa méthanation, sont compétitives par rapport aux autres modes d'approvisionnement en gaz naturel⁷⁷. Parallèlement, le coût du combustible des centrales à gaz est pris en compte par ailleurs, quelle que soit son origine.

En revanche, les simulations d'EDF imposent l'alimentation de centrales à gaz à partir de méthane de synthèse, issu d'hydrogène produit en France par électrolyse, quel que soit son coût relatif par rapport au gaz naturel et aux prix du CO₂⁷⁸, afin de respecter une contrainte de décarbonation du mix dans un scénario « 100% EnR ».

2.1.5 La prise en compte des coûts de réseau

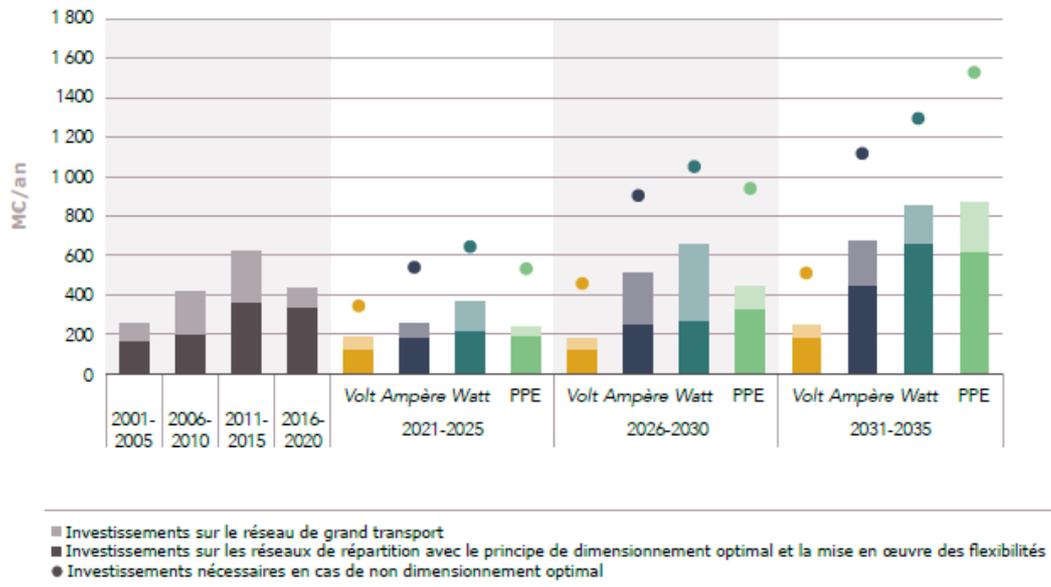
Au-delà des coûts de raccordement des moyens de production, la composition du mix de production, ainsi que sa localisation, peuvent avoir des répercussions sur le dimensionnement du réseau de transport et de distribution, et donc sur les coûts de développement et de maintenance de ce réseau, ainsi que sur les coûts de congestion. Une production centralisée, caractéristique du parc nucléaire, et une production diffuse, telle que la permettent les EnR, n'appellent en effet pas les mêmes besoins en termes de réseau. Selon RTE, « *les besoins d'adaptation du réseau dépendent principalement du rythme projeté de développement des EnR* »⁷⁹, et ces besoins se manifesteraient particulièrement à partir d'une capacité EnR installée de 50 GW, afin notamment d'éviter les phénomènes de saturation des lignes évacuant la production EnR.

Une approche complète des coûts associés au choix de différents mix devrait donc intégrer une modélisation du réseau et de son adaptation à la composition du parc de production afin d'en chiffrer les coûts spécifiques. Les études de l'ADEME et de RTE réalisées ces dernières années sur les mix à long terme n'en avaient tenu compte qu'en partie, à travers les coûts de raccordement des nouvelles capacités et dans certains cas de renforcement (éolien en mer pour l'ADEME), intégrés aux coûts de construction, et ceux des interconnexions. RTE a cependant formulé, dans le cadre de la préparation du dernier Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) en 2019 un ensemble d'hypothèses relatif aux coûts unitaires des différents éléments de renforcement du réseau de transport et a pu estimer, pour chacun des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 (cf. partie 3.1), le montant des investissements nécessaires.

⁷⁷ L'étude comptabilise bien le coût de production de l'électricité consommé par les électrolyseurs puis déduit du coût total le montant d'achat de cette électricité par les opérateurs d'électrolyseurs.

⁷⁸ L'étude d'EDF aboutit à un coût de 190 €/MWh de gaz, contre des coûts d'approvisionnement en gaz naturel de l'ordre de 30 €/MWh aux conditions actuelles (coût du carbone compris – soit 5€/MWh pour un prix de 25 €/tCO₂)

⁷⁹ Schéma décennal de développement du réseau, édition 2019.

Graphique n° 11 : Évolution des investissements sur l'ensemble du réseau en fonction des scénarios de transition énergétique et de la mise en œuvre des leviers de flexibilités

Note de lecture : les scénarios présentés sont ceux du bilan prévisionnel de 2017 de RTE. Le scénario "Volt" propose de développer les énergies renouvelables au rythme des débouchés économiques ; le scénario "Ampère" prévoit de réduire la part du nucléaire au rythme du développement effectif de la production d'électricité d'origine renouvelable ; le scénario « Watt », repose sur le déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement (cf. partie 2.3.1).

Source: SDDR 2019, RTE

Dans ce même rapport, RTE synthétisait de premières indications sur les coûts d'adaptation du réseau de transport au développement des capacités EnR sur la période 2020-2035, qu'elle évaluait au plus à 4 €/MWh (hors quote-part acquittée par les producteurs⁸⁰ et raccordement⁸¹) pour l'éolien terrestre et la filière photovoltaïque, et entre 15 et 20 €/MWh pour l'éolien en mer (y compris raccordement)⁸².

De son côté, Enedis a récemment publié une étude prospective sur le réseau à l'horizon 2050⁸³, incluant des projections de coûts d'investissements dans le réseau de distribution associés à différents scénarios de mix selon la proportion d'EnR, confirmant la sensibilité de ces coûts à la capacité d'EnR envisagée⁸⁴.

L'adaptation et le renforcement du réseau sont des moyens de répondre aux problèmes de congestion en alternative à des solutions capacitaires de stockage ou d'écrêtement de

⁸⁰ Entre 30 et 80 000 €/MW selon les régions, selon le SER

⁸¹ Autour de 70 000 €/MW.

⁸²Cf.

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/Sch%C3%A9ma%20d%C3%A9veloppement%20de%20r%C3%A9seau%2019%20-%20Synth%C3%A8se.pdf>

⁸³ Enedis, « Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 », avril 2021.

⁸⁴ Les investissements nécessaires à l'intégration des installations nouvellement raccordées représenteraient ainsi de 2 à 4 Md€ par an selon que la capacité EnR raccordée au réseau de distribution à l'horizon 2050 serait de 80 ou 170 GW.

production. Leur coût doit être pris en compte dans le cadre d'un exercice de chiffrage ou d'optimisation du coût du mix, qui devient ainsi plutôt un coût du système électrique.

Par ailleurs, comme l'indique le rapport conjoint AIE-RTE sur la faisabilité technique de mix à forte proportion d'EnR, des dispositifs spécifiques devraient être mis en place pour garantir la stabilité du réseau⁸⁵ et leur coût pris en compte.

Enfin, dans la mesure où les capacités d'interconnexion participent à la satisfaction de la consommation finale, via les importations, et en tout cas à l'équilibre français offre-demande, le coût de ces capacités et de leur développement doit faire partie des coûts de réseau à prendre en compte pour chiffrer le coût du système électrique. Il était déjà intégré dans les chiffrages du bilan prévisionnel de 2017. Il convient toutefois de bien préciser quels sont les coûts retenus pour un chiffrage à la maille « France » puisque les coûts de construction d'une interconnexion sont *a priori* partagés entre les deux États frontaliers concernés (et peuvent en outre bénéficier de subventions en provenance du budget de l'Union européenne).

2.1.6 Les échanges transfrontaliers

Si une partie de la demande est couverte par des importations, leur coût peut aussi être intégré dans une optique de coût de la satisfaction de la demande. Dans ce cas, de façon symétrique, les recettes d'exportation sont à déduire des coûts bruts de production. Le coût du système électrique est alors présenté net de la balance commerciale électrique. Cette approche a été retenue par l'ADEME dans son étude « Trajectoires 2020-2060 ». C'est aussi une des métriques utilisées par RTE dans le BP 2017, dans lequel les échanges transfrontaliers sont à l'origine d'importants écarts de coûts entre scénarios⁸⁶.

Enfin, dès lors que les échanges transfrontaliers sont pris en compte, les hypothèses retenues pour caractériser les mix électriques de nos voisins européens ont un impact sur le niveau de recours aux interconnexions relativement à la mobilisation du parc de production national. Elles jouent donc aussi sur le coût complet du système électrique français.

2.2 Les éléments déterminants pour la caractérisation ou l'optimisation du coût d'un mix futur

Les exercices de chiffrage ou d'optimisation existants, notamment réalisés par l'ADEME et RTE, visent à éclairer les décisions relatives aux évolutions futures du parc et du système électrique. Ils peuvent de façon accessoire donner une indication du coût actuel du mix électrique, à l'instar de l'étude ADEME 2020-2060, pour laquelle la modélisation appliquée

⁸⁵ Aujourd'hui, la stabilité des grands systèmes électriques interconnectés repose sur les rotors des alternateurs des centrales électriques conventionnelles qui tournent de manière synchronisée à la même fréquence.

⁸⁶ La prise en compte des échanges transfrontaliers explique plus de la moitié des écarts de coûts entre les scénarios Volt et Watt. Avec un recours limité aux moyens de flexibilité de la demande et stockage, le scénario Watt impose d'importantes capacités thermiques de pointe et un recours plus important aux imports, pour assurer l'équilibre offre-demande en présence d'une plus importante proportion de production intermittente.

aux paramètres de coûts figurant la situation actuelle (en l'espèce 2020) conduit à un coût complet annualisé⁸⁷ de 45,8 Md€₂₀₂₀, ou encore 36,8 Md€₂₀₂₀ pour les coûts de production *stricto sensu* (hors coûts de réseau et non « nettés » de la balance commerciale)⁸⁸.

Toutefois, les enjeux de ces exercices portent bien sur la caractérisation de différents mix futurs, selon leurs coûts, ou sur la recherche du mix au plus faible coût, sous certaines contraintes.

2.2.1 La distinction entre coûts des décisions à venir et coûts liés aux décisions passées

Les écarts de coûts entre mix à horizon lointain portent sur les coûts relatifs aux décisions à venir, qui sont par ailleurs les seuls à intervenir dans un exercice d'optimisation.

Ces décisions concernent soit le développement de nouvelles capacités de production, de stockage, de flexibilité ou de réseau et d'interconnexions (avec pour paramètres déterminants les coûts d'investissement et d'exploitation de ces futures capacités), soit la prolongation de capacités existantes (avec pour paramètres déterminants les coûts de ces prolongations).

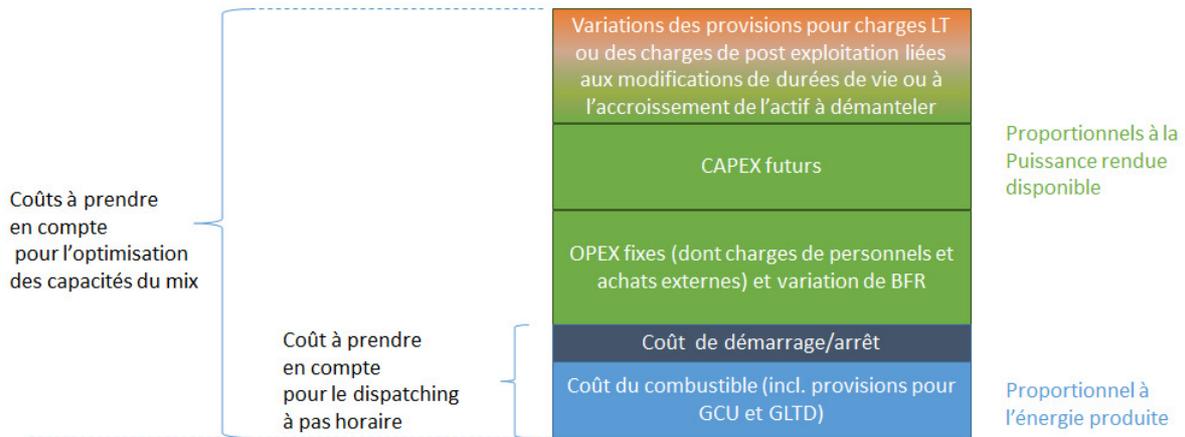
2.2.1.1 Les coûts relatifs aux décisions à venir

Pour un actif de production déjà existant, l'optimisation des capacités porte sur la décision d'engager ou non les investissements permettant de prolonger l'exploitation au-delà de la durée de vie initiale. Les modélisations utilisent alors un coût de prolongation fondé sur des montants d'investissements à consentir pour une durée déterminée de prolongation, complétés des coûts d'exploitation fixes et variables prévus sur cette durée, ainsi que des éventuelles charges de long terme supplémentaires liées à la production à venir (gestion des combustibles usés) ou aux nouveaux actifs immobilisés (démantèlement et assainissement)⁸⁹. C'est essentiellement le cas pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de leur quatrième visite décennale.

⁸⁷ Le coût annualisé correspond au montant total d'investissement transformé en un équivalent de CAPEX annuel sur la durée de vie résiduelle du moyen de production, principalement via le calcul d'un loyer économique sur toute la période.

⁸⁸ On retrouve l'ordre de grandeur auquel la production électrique française a été valorisée en 2019, soit 35,8 Md€ HT selon le dernier bilan énergétique de la France.

⁸⁹ Il importe également de tenir compte de l'effet de décisions à venir sur le coût associé aux charges futures liées aux investissements passés : la prolongation de la durée de vie d'une centrale repousse par exemple l'échéance de son démantèlement et donc réduit, toutes choses égales par ailleurs, la valeur actualisée de ces charges. Inversement, une fermeture anticipée accroît la valeur actualisée de ces charges.

Schéma n° 3 : Illustration des coûts relatifs aux décisions à venir dans le cas du nucléaire

Note de lecture : Le coût de prolongation ne reflète que les CAPEX futurs et non les coûts associés aux investissements passés.

Source : Cour des comptes

Calculés depuis une date donnée, ces coûts de prolongation peuvent différer des coûts « restant à engager ». Les « restes à engager » incluent en effet les coûts associés à la poursuite de la production des moyens existants sur leur durée de vie résiduelle⁹⁰. Dès lors, le coût des « restes à engager » d'un scénario de prolongation donné peut conduire à rapporter les coûts d'investissement de prolongation à une période de production plus étendue que la période de prolongation proprement dite (la durée de vie résiduelle).

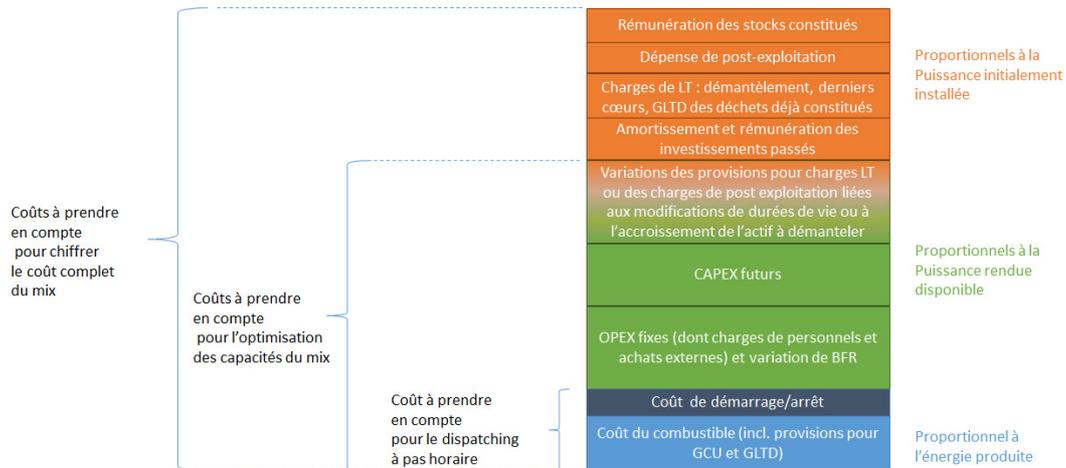
En tout état de cause, pour un nouvel actif de production, les coûts « restant à engager » correspondent par définition aux coûts à prendre en compte dans le processus d'optimisation puisqu'ils représentent alors la totalité des coûts associés à la décision de construire et d'exploiter ce nouvel actif.

2.2.1.2 Le passage au coût complet du mix électrique par la prise en compte des coûts liés aux décisions passées

Pour apprécier l'évolution des coûts d'un futur mix électrique dans le temps, et par rapport à la situation actuelle, il est nécessaire de considérer un coût complet incluant les coûts associés aux décisions d'investissement et de production passées pour les actifs de production déjà existants et en exploitation. Il s'agit des coûts représentatifs de l'amortissement des investissements passés et des coûts de financement associés, ainsi qu'éventuellement les coûts associés aux charges de long terme induites par les actifs en place (démantèlement) ou par la production passées (combustibles usés).

⁹⁰ Ceux-ci ne rentrent en ligne de compte pour l'optimisation des capacités que si la modélisation intègre l'option d'une fermeture anticipée des moyens de production.

Schéma n° 4 : Illustration des coûts complets à prendre en compte dans le cas du nucléaire

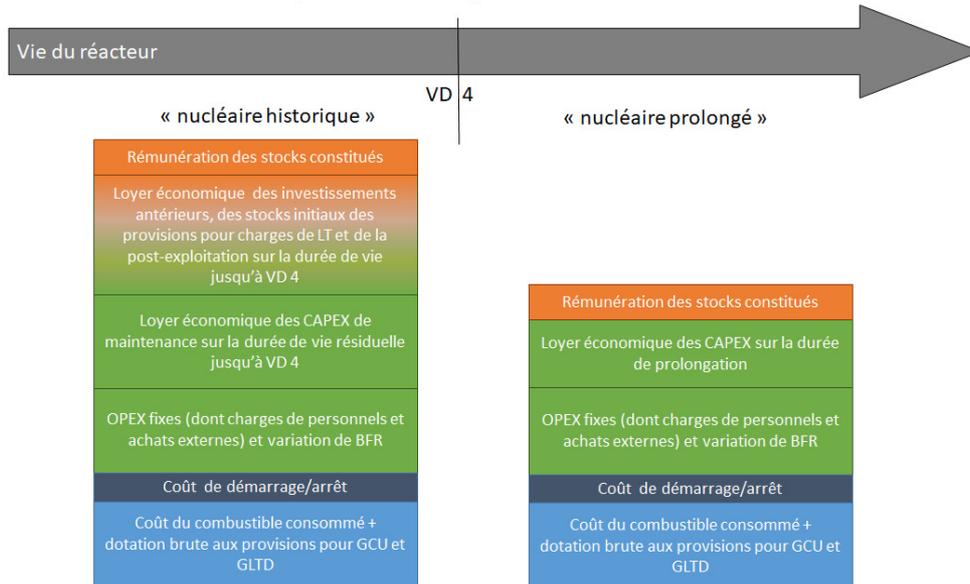


Note de lecture : le coût complet de l'énergie produite par une centrale prolongée inclut également les coûts relatifs aux investissements passés

Source : Cour des comptes

La prise en compte des investissements passés implique l'ajout du coût associé aux capacités existantes et à leur exploitation sur leur durée de vie résiduelle, hors prolongation. Ce mode opératoire est adapté aux cas d'actifs non prolongeables. Pour les actifs prolongeables, cette prise en compte peut consister à considérer deux phases successives dans la vie de l'actif, avant et après prolongation, et leurs coûts respectifs. C'est par exemple la méthode employée par l'étude « trajectoires » de l'ADEME pour le parc nucléaire historique. Elle suppose que les investissements passés sont complètement amortis à la date de « mise en service » de la prolongation.

Schéma n° 5 : Représentation des coûts selon le principe retenu par l'ADEME pour le chiffrage des coûts du mix (selon que le réacteur a dépassé ou non sa VD4)



Note de lecture : dans la méthodologie ADEME, les coûts associés aux investissements passés sont entièrement imputés à la période avant prolongation.

N.B. : dans le calcul ADEME il n'est pas fait mention de l'évolution des provisions pour charges de long terme, qu'il faudrait intégrer au coût du « nucléaire prolongé »

Source : Cour des comptes

Toutefois, s'agissant d'actifs dont la durée d'exploitation peut être prolongée, il est également possible de recalculer, pour chaque scénario de prolongation sous-jacent au mix retenu, le coût complet économique associé aux investissements et à la production passée rapporté à la nouvelle durée de vie de l'actif. Dans ce cas, le coût du nucléaire historique est recalculé pour une durée de vie des réacteurs de 40 ou 50 ans, selon les scénarios retenus. C'est l'option retenue par EDF.

2.2.2 Les paramètres déterminants pour les comparaisons de coûts de mix à long terme

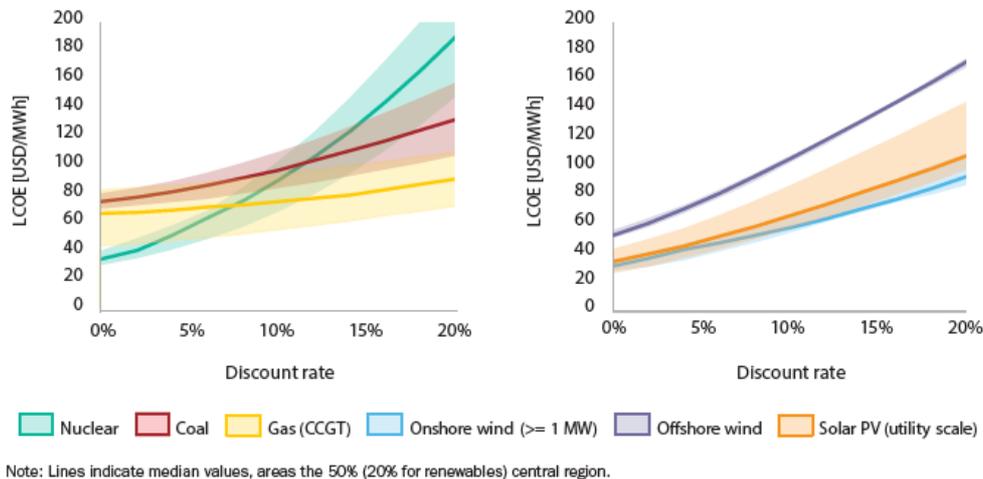
2.2.2.1 Taux de financement et coût du risque

Les taux de financement, sur la base desquels sont opérées les actualisations pour le calcul des coûts, sont censés refléter les risques perçus par les investisseurs. Cette perception des risques peut être différente selon les technologies, et notamment leur degré de maîtrise et de maturité.

Par ailleurs, plus la part de CAPEX initiaux est importante dans le coût d'une filière, plus ce coût est sensible au taux de financement retenu. Le dernier rapport conjoint AIE-AEN illustre les différentes sensibilités aux taux d'actualisation selon les technologies, et le poids

des CAPEX associés (cf. graphique ci-après) : le coût de production nucléaire apparaît logiquement comme le plus sensible aux hypothèses de taux de financement retenues.

Graphique n° 12 : Variation du LCOE des différentes filières selon le taux de financement utilisé



Sources: rapport AIE-AEN *Projected costs of generating electricity – édition 2020*

Note de lecture : pour la filière nucléaire, le LCOE varie de moins de 40 USD/MWh à plus de 180 USD/MWh lorsque le taux de financement utilisé passe de moins de 1% à près de 20%. En revanche, pour cette même fourchette de taux de financement, la filière CCGT ne voit son LCOE varier qu'entre 65 et 80 USD/MWh.

L'ADEME, dans son étude « 2020-2060 » a choisi de prendre en compte le caractère plus ou moins risqué des technologies en retenant des taux de financement différents : les EnR et les interconnexions ont été considérées comme faiblement risquées, contrairement au nouveau nucléaire, aux CCGTs ou aux filières de stockage et de *power-to-X*.

EDF, de son côté, a utilisé un taux de financement unique pour ses simulations à long terme, ce qui avantage relativement le nucléaire, par rapport aux hypothèses prises par l'ADEME. EDF justifie ce choix par la sensibilité de la perception du risque aux statuts des opérateurs et aux régulations mises en place pour les différentes filières et par l'incertitude qui pèse sur ces statuts et ces régulations à long terme. Par ailleurs, EDF estime que les écarts de maturité qui peuvent aujourd'hui exister entre certaines technologies seront résorbés aux échéances considérées. On peut toutefois souligner que la question des modalités de financement d'éventuels projets de « nouveau nucléaire » ne sont pas tranchées aujourd'hui. Les investissements dans la production d'électricité d'origine nucléaire se caractérisent par une forte présence des acteurs publics dans la réalisation des projets et un consensus se fait jour sur le fait que les investisseurs privés seuls ne s'engageront pas sur de tels projets⁹¹. Ainsi, l'hypothèse sous-jacente faite par EDF consiste à supposer que les risques des futurs projets nucléaires seront en grande partie portés par l'État, soit sous la forme de prix ou d'enlèvement garantis, soit par un partage de la charge de financement des projets, soit par la combinaison des deux.

⁹¹ Cour des comptes, *La filière EPR*, rapport public thématique, 2020, p.103 et suivantes.

RTE a utilisé, dans le scénario de référence de son rapport « Futurs énergétiques 2050 », un unique taux de financement, tout en prévoyant des variantes pour tester différents taux, éventuellement différenciés par filières.

2.2.2.2 Les projections d'évolution des coûts des différentes filières de production

Les scénarios de mix électrique sont très dépendants des hypothèses de coûts futurs retenues pour chacun des moyens de production.

2.2.2.2.1 L'évolution future des coûts des EnR

Les paramètres de coût des moyens de production photovoltaïques et éoliens sont sur une trajectoire de réduction significative. Les hypothèses relatives à la poursuite de cette trajectoire sont déterminantes sur les coûts du mix à un horizon de long terme.

Dans le cadre de la préparation de son bilan prévisionnel de long terme « Futurs énergétiques 2050 », RTE a soumis à la consultation publique en janvier 2021 un jeu d'hypothèses composé d'un scénario médian « de référence », dans lequel les paramètres de coût du photovoltaïque et de l'éolien terrestre baisseraient encore de près d'un tiers entre 2020 et 2050, et de pratiquement 50% pour l'éolien en mer, et de variantes hautes et basses autour de cette trajectoire⁹². Ces variantes sont censées capter les risques et incertitudes liés au taux d'apprentissage, aux économies d'échelle, ou encore à l'acceptabilité des installations ou au coûts des matières premières.

L'étude ADEME « trajectoires 2020-2050 » prenait quant à elle pour hypothèse une division par 2, en moyenne, des coûts des EnR solaires et éoliennes, mais en partant d'une base 2020 plus élevée⁹³.

Tableau n° 7 : Hypothèses d'évolution des paramètres de coûts des EnR par l'ADEME et par RTE

		ADEME étude "trajectoires 2020-2060"			GT RTE consultation publique 2021*		
		2020	2050	2050/2020	2020	2050	2050/2020
PV grandes toitures	CAPEX (€/kW)	1 326	657	-50%	1 070	680	-36%
	OPEX (€/kW/an)	33	16	-52%	20	15	-25%
PV au sol	CAPEX (€/kW)	1 214	483	-60%	750	480	-36%
	OPEX (€/kW/an)	28	11	-61%	11	8	-27%
éolien terrestre	CAPEX (€/kW)	2 215	1 277	-42%	1 300	900	-31%
	OPEX (€/kW/an)	66	38	-42%	40	25	-38%
éolien en mer posé	CAPEX (€/kW)	7 344	2 390	-67%	2 600	1 300	-50%
	OPEX (€/kW/an)	190	91	-52%	80	36	-55%
éolien en mer flottant	CAPEX (€/kW)	10 139	3 660	-64%	3 100	1 900	-39%
	OPEX (€/kW/an)	246	117	-52%	110	50	-55%

* trajectoire médiane de référence

Sources : Cahier d'hypothèses de l'étude ADEME « 2020-2060 » et document de consultation publique de RTE

⁹² En pratique, RTE applique des « taux d'apprentissage » aux différents éléments de coût, taux estimés sur le passé en rapportant les baisses de coûts au taux de croissance des capacités installées.

⁹³ Au sujet près de la prise en compte ou non, dans chacun des cas, de coûts de raccordement et/ou de renforcement du réseau.

Le coût annualisé⁹⁴ des différentes filières dépend aussi des hypothèses de durées de vie, proposées par exemple par RTE à 40 ans pour l'éolien et mer et 30 ans pour les autres filières (et respectivement 30 et 25 ans dans l'étude ADEME).

2.2.2.2.2 Les coûts de prolongation du nucléaire historique

En 2017, EDF avait chiffré les coûts « restant à engager » sur le parc existant, dit « historique », dans un scénario de durée de vie de 50 ans pour tous les paliers, à environ 30 €/2015/MWh en moyenne non actualisée⁹⁵. Ces calculs reposaient sur des prévisions de CAPEX cumulés de 84,2 Md€ sur 2014-2035 au titre du Grand carénage et de la maintenance courante⁹⁶. Les prévisions les plus récentes d'EDF tablent désormais sur un montant cumulé de 90,5 Md€ au cours de la période 2014-2035, ce qui accroîtrait au maximum de moins de 1 €/MWh, toutes choses égales par ailleurs, cette estimation des restes à engager.

Les « restes à engager » ne correspondent toutefois pas à un coût de prolongation du parc. Ils sont en effet calculés sur une période incluant plusieurs années de production⁹⁷ précédant la prolongation proprement dite, tout en n'incluant pas nécessairement tous les investissements précoces participant à la prolongation⁹⁸.

Pour sa part, l'ADEME, pour son étude « trajectoire 2020-2060 », a considéré dans le meilleur des cas un coût de prolongation correspondant à un LCOE de 42 €/MWh, en compilant diverses données tirées notamment des publications de la Cour de 2014 sur le coût de production nucléaire et de 2016 sur la maintenance des centrales nucléaires, sans garantie ni de leur cohérence ni de leur adhérence à la question de la prolongation des centrales au-delà de leurs 40 ans.

Dans le cadre de son groupe de travail « coûts » préparant le bilan prévisionnel à 2050, RTE a envisagé de calculer un coût de prolongation du parc REP par tranche de 10 années au-delà de la VD4 en se fondant notamment sur des paramètres de coût d'investissement de 650 €/kW pour une première prolongation de 10 ans, extrait des prévisions de CAPEX du Grand carénage. Sur ces bases⁹⁹, la Cour a calculé qu'un LCOE de prolongation annualisé sur 10 ans et pour un taux d'actualisation réel pris par convention à 7,5 % s'établirait alors à 45 €/MWh jusqu'en 2025, puis 40 €/MWh, sur la base d'un facteur de charge de 80%.

Toutefois, comme le soulignait RTE dans le bilan prévisionnel 2017, il est important de pouvoir déterminer correctement quels coûts sont effectivement imputables à la prolongation des réacteurs (en particulier au-delà de leur 4^{ème} visite décennale). En effet, si l'on s'en tient à la part des VD 4 du parc 900 (respectivement 1300) dans les coûts prévisionnels du Grand carénage (hors maintenance, figurant dans les coûts fixes d'exploitation) pour 2014-2035 (avant

⁹⁴ Le coût annualisé correspond au montant total d'investissement transformé en un équivalent de CAPEX annuel sur la durée de vie résiduelle du moyen de production, principalement via le calcul d'un loyer économique sur toute la période.

⁹⁵ Et hors coût financier de portage des stocks.

⁹⁶ qui incluait des coûts de prolongation de certains réacteurs au-delà de 50 ans, pour 3,5 Md€.

⁹⁷ Par exemple en moyenne 5 années de production avant prolongation pour le calcul actualisé sur le parc 900.

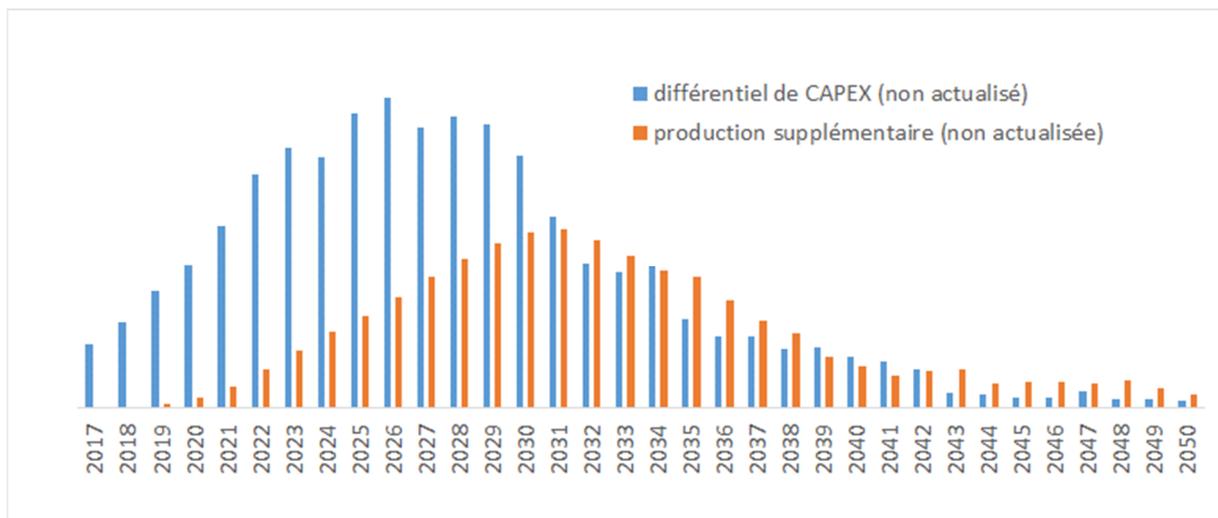
⁹⁸ Par exemple, les « restes à engager » vu depuis 2017 ne tiennent pas compte des premiers CAPEX engagés les années précédentes au titre des VD 4 du parc 900.

⁹⁹ Et en positionnant par hypothèse les coûts de prolongation par kW l'année des 40 ans.

réévaluation de fin 2020 mais intégrant les surcoûts post-Fukushima phase 3), les CAPEX de prolongation de 10 années au-delà des 40 ans de fonctionnement ressortiraient à seulement 285 €/kW (respectivement 130 €/kW). En substituant ces montants à ceux retenus initialement par RTE, toutes choses égales par ailleurs, les LCOE de prolongation de 45 et 40 €/MWh calculés *supra* (respectivement avant et après 2025) seraient abaissés à des montants de 37 et 32 €/MWh, pour le parc 900, et à 34 et 29 €/MWh pour le parc 1300.

De façon alternative, et sans doute plus précise, il est possible de calculer un coût de prolongation du parc en comparant les coûts et les productions respectifs de deux scénarios d'arrêts en VD 4 ou en VD 5. Dans leurs temporalités, il apparaît notamment que le pic d'investissement pour prolongation intervient près de 5 ans avant le pic de production supplémentaire permise.

Graphique n° 13 : Temporalité du différentiel de CAPEX et de production entre les scénarios VD5 et VD4



Source : Cour des comptes à partir des données d'EDF

La somme actualisée (à un taux de financement identique à celui utilisé *supra* pour le coût de production complet actuel du nucléaire) des écarts de CAPEX et d'OPEX (hors post-exploitation) entre les deux scénarios, rapportée à la somme actualisée des volumes supplémentaires de production annuels associés au scénario VD 5, conduit à un coût de prolongation de 39 €₂₀₁₅/MWh pour le parc 900, et de 36 €₂₀₁₅/MWh pour l'ensemble du parc¹⁰⁰.

Ces résultats sont fondés sur des chroniques futures de CAPEX, pour les années 2017 et suivantes, modélisées par EDF en 2016¹⁰¹. Or, comme mentionné *supra*, EDF a, depuis 2016, revu à la hausse le coût du Grand carénage (+7% sur le coût cumulé prévisionnel 2014-2035), sans que soit explicité dans quelle mesure les prescriptions de l'ASN, formulées dans sa décision n° 2021-DC-0706 relative aux conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans, auront un impact sur ces coûts. Compte tenu de cette

¹⁰⁰ Pour un facteur de charge moyen de 75%.

¹⁰¹ Globalement sur 2017-2050, les CAPEX associés à la prolongation de 10 ans représentaient, ramené à la puissance des réacteurs, en moyenne 575 €₂₀₁₅/kW sur l'ensemble du parc.

hausse, le coût de prolongation passerait à 37 €₂₀₁₅/MWh pour l'ensemble du parc. Enfin, ce calcul sous-estime le coût de prolongation puisqu'il n'intègre pas les surcoûts d'investissement engagés avant 2017, et qui ne l'auraient pas été sans prolongation au-delà des 40 ans (il s'agit des dépenses déjà engagées au titre des VD4 du parc 900, mais aussi potentiellement d'une partie des dépenses de renouvellement de gros composants et de renforcement de la sûreté post-Fukushima, relatives aux réacteurs les plus proches de leurs 40 ans).

En tout état de cause, la prise en compte des coûts de prolongation du parc nucléaire existant, dans un exercice de chiffrage de coût complet d'un mix électrique, appelle une identification précise des coûts d'investissement nécessaires à la prolongation des différents paliers de réacteurs, selon les scénarios de prolongations ou d'arrêts retenus. Si ces éléments, connus d'EDF, ont été transmis à RTE en vue de la finalisation de ses travaux sur les scénarios à horizon 2050, ce type de transmission gagnerait à devenir une habitude de travail pour ce type d'exercice réalisé par RTE.

Enfin, la prolongation de 10 ans conduit à repousser les décaissements relatifs aux dépenses de post-exploitation et de démantèlement, ce qui se traduit par un moindre coût actualisé de production. Cette économie, rapportée à la production supplémentaire permise par la prolongation, en atténuation de son coût brut, a un effet sur le coût net de prolongation que la Cour estime à - 1 €₂₀₁₅/MWh au titre de la post-exploitation et - 1 €₂₀₁₅/MWh au titre du démantèlement¹⁰².

Inversement, si les prolongations de durée de vie du parc actuel rendaient en elles-mêmes nécessaires des investissements de rénovation ou de développement des capacités de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de stockage de déchets radioactifs, ceux-ci devraient trouver leur traduction dans les coûts de prolongation du parc (cf. *infra*).

Tableau n° 8 : Récapitulatif des coûts de prolongation du nucléaire retenus selon les différentes sources (pour l'ensemble du parc existant)

Source	« Restes à engager »	LCOE de prolongation de 40 à 50 ans
EDF (2017)	~30 € ₂₀₁₅ /MWh	
ADEME		42 €/MWh
Calcul Cour selon hypothèses initiales du groupe de travail de RTE		45 / 40 €/MWh *
Calcul Cour selon données d'EDF		> 35 € ₂₀₁₅ /MWh **

* selon la période (Voir hypothèses précises supra)

** compte tenu de la réévaluation du coût du Grand carénage et net de l'effet sur les charges de post-exploitation et de démantèlement

Source : Cour des comptes

Compte tenu des prévisions actuelles par EDF des coûts d'investissement associés au Grand carénage, le coût de prolongation du parc existant atteindrait ainsi plus de 35 €₂₀₁₅/MWh

¹⁰² En utilisant le taux d'actualisation réel des provisions pour charges de long terme.

pour l'ensemble du parc, au moins 38 €₂₀₁₅/MWh pour le seul palier 900 et 30,5 €₂₀₁₅/MWh pour le palier 1300.

Ces niveaux de coûts sont supérieurs à ceux recensés à l'international par l'AIE et l'AEN. Dans leur dernier rapport conjoint¹⁰³, ces agences placent les coûts de prolongation de 10 ans des réacteurs dans différents pays au sein d'une fourchette allant de 31,3 à 36,0 US\$/MWh (soit 26,3 à 30,2 €/MWh¹⁰⁴) pour un taux d'actualisation réel de 7% et pour un facteur de charge de 85%. Pour la France, l'AIE et l'AEN retiennent notamment un coût de 35,1 US\$/MWh, soit 29,5 €/MWh, sur la base d'un coût d'investissement de 629 US\$/MWh (528 €/MWh) consenti seulement un an avant la prolongation. L'écart par rapport à l'estimation faite sur la base des données d'EDF provient, pour l'essentiel, à la fois du facteur de charge plus élevé retenu par l'AIE-AEN et d'une temporalité différente des investissements.

2.2.2.2.3 Les coûts du « nouveau nucléaire »

Le coût très élevé de la construction de FLA 3 est en partie imputable à un certain nombre de facteurs spécifiques que la Cour a analysé dans son rapport particulier sur *La filière EPR*. La construction d'un nouveau modèle d'EPR, l'EPR 2, dont le dossier de sûreté est en cours d'instruction par l'ASN, devrait permettre d'abaisser notablement le coût de construction des réacteurs de troisième génération, dans l'hypothèse où le Gouvernement déciderait de lancer un nouveau programme de construction.

Pour l'heure, les éléments de coûts qui ont été transmis par les services de l'Etat à RTE dans le cadre de la préparation du bilan prévisionnel de long terme 2050, et rendus publics par RTE¹⁰⁵, se fondent sur un coût moyen de construction, pour 3 paires de réacteurs, compris entre 4 165 et 5 100 €/kW. Sur la base des hypothèses également fournies pour les coûts de développement du programme et pour les charges prévisionnelles d'exploitation, la Cour a calculé le LCOE du programme, pour une durée de vie des réacteurs de 60 ans, un facteur de charge de 85% et à un taux de financement identique à celui utilisé *supra* dans les calculs du coût de production du nucléaire existant¹⁰⁶. Elle aboutit à une fourchette de coût comprise entre 85 et 100 €/MWh.

Comme l'indique RTE dans son document soumis à consultation publique, ces éléments de coûts sont des données provisoires. Les travaux se poursuivent pour conforter l'analyse des coûts d'un éventuel programme EPR2, afin de préparer les éléments d'une future décision sur l'évolution du parc post-2035.

Les données internationales recensées par l'AIE et l'AEN dans leur récent rapport (cf. *supra*) font quant à elles état, pour le nouveau nucléaire, d'un éventail de coûts compris entre 53 et 102 US\$/MWh pour un taux d'actualisation de 7% et un facteur de charge de 85% et placent l'EPR français à 71,1 US\$/MWh (60,4 €/MWh) sous les mêmes hypothèses. Pour obtenir ce résultat, l'AIE et l'AEN se fondent sur un coût *overnight* de seulement 4 013 US\$/kW (3 410 €/kW), significativement inférieur aux hypothèses transmises à RTE. En

¹⁰³ AIE-AEN *Projected costs of generating electricity* – édition 2020, p.149.

¹⁰⁴ Au taux de change du 8 avril 2021 : 1 US\$=0,8406 €

¹⁰⁵ RTE, Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 » - Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios (janvier 2021)

¹⁰⁶ En prenant par ailleurs pour hypothèse un barycentre des chroniques de coûts de construction placé 3 ans avant la mise en service.

revanche, les données pour l'Europe du dernier rapport de l'AIE « Net zero by 2050 » (cf. *supra*) se rapprochent de ces hypothèses, avec un coût overnight de 5 100 US\$/kW en 2030 (4 333 €/kW).

2.2.3 La place de l'optimisation économique et la discrimination des mix par leurs coûts

Pour éclairer les choix de mix électrique à long terme, le critère économique de minimisation des coûts complets peut être utilisé de façon plus ou moins prépondérante dans la modélisation des scénarios à long terme. On peut en effet distinguer les scénarios selon que les capacités des différentes filières de production sont déterminées par le jeu de l'optimisation économique ou au contraire qu'elles sont fixées de façon exogène.

Dans ce dernier cas, ce choix reflète un scénario de décisions publiques déterminant l'évolution du mix¹⁰⁷. L'étude « trajectoires 2020-2060 » de l'ADEME, fixe par exemple un développement minimum de capacités EnR jusqu'en 2030, ainsi qu'un rythme d'investissement dans les technologies de flexibilisation de la demande. Les scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE imposaient différents calendriers de fermetures des centrales du parc nucléaire actuel. Les simulations d'EDF testent quant à elles différents volumes de capacités nucléaires installées en 2050.

Quelle que soit la part de capacités fixées de façon exogène, les exercices de chiffrage du coût du mix à long terme ont recours à des algorithmes de minimisation de coût pour déterminer celle des autres capacités dont la présence est modélisée¹⁰⁸. Par ailleurs, le chiffrage du coût d'un mix procède aussi par optimisation du recours effectif à toutes les capacités en place, par simulation du *dispatching* horaire (mobilisation des moyens pour assurer à tout instant l'équilibre offre-demande) assurant la minimisation des coûts variables de production.

En outre, au-delà de la fixation exogène de certaines capacités, l'optimisation économique opérée par les différents exercices se fait sous un certain nombre de contraintes, qui peuvent porter sur le respect d'un critère de sécurité d'approvisionnement, des rythmes maximums de déploiement de certaines capacités (pour des raisons industrielles notamment), ou encore sur un niveau d'émissions de CO₂.

Selon le degré de « scénarisation » des mix à long terme, les exercices d'optimisation économique sont plus ou moins susceptibles d'éclairer des choix publics sur le fondement des coûts complets de ces mix. Plus les scénarios sont fondés sur un modèle d'optimisation économique dans lequel les sources de production les plus compétitives prennent la place de celles qui le sont moins, et moins les écarts de coûts complet du mix à long terme sont importants. C'est ce qui ressort du travail de l'ADEME¹⁰⁹.

¹⁰⁷ Indépendamment des moyens mis en place pour le réaliser (soutien public à certaines filières, autorisations ou interdictions légales d'exploitation, etc.)

¹⁰⁸ Certaines technologies peuvent être exclues de l'ensemble des possibles étudiés.

¹⁰⁹ Ceci sera d'autant plus vrai que les coûts des différentes technologies forment un continuum en fonction des différents facteurs de charge et que des moyens de pointe à coût suffisamment maîtrisé sont disponibles

En revanche, plus la part des différentes filières de production dans le mix est fixée a priori, de manière exogène, et non en raison d'hypothèse de compétitivité comparée, et plus les scénarios sont susceptibles de présenter des coûts complets significativement différents.¹¹⁰. L'écart de coût entre le scénario Watt et les autres scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE (cf. 2.3.1 infra) en est une illustration. Le classement des scénarios selon leur coût dépendra alors fortement des hypothèses prises sur les coûts des différentes technologies de production, de flexibilité ou de stockage, ainsi que des contraintes posées à certaines filières (gisements maximum de flexibilité notamment) ou au système dans son ensemble (critère de sécurité d'approvisionnement, objectif de décarbonation en volume, etc.). Il est alors possible d'illustrer la sensibilité de ce classement à divers jeux d'hypothèses sur les paramètres de coût des différentes filières (coûts d'investissements, d'exploitation, durée de vie, etc.).

A ces divers jeux d'hypothèses peuvent également être associées différentes variantes relatives aux taux de financement utilisé. Dans un exercice d'estimation des coûts adossé au rendement attendu par les financeurs des différentes filières (représentation des conditions de réalisation réelle des moyens de production), ces variantes en termes de taux sont traduites dans les taux d'actualisation retenus, et peuvent alors refléter d'une part les incertitudes relatives aux coûts futurs de chacune des filières, et d'autre part les risques associés à leur déploiement, indépendamment d'une éventuelle régulation.

Par ailleurs, la prise en compte de plusieurs scénarios d'évolution de la demande d'électricité à long terme ainsi que d'évolution des mix électriques de nos voisins européens devrait permettre de savoir dans quelle mesure les écarts relatifs de coûts entre différents mix sont sensibles à cette évolution.

Enfin, la sensibilité des résultats au niveau de fixation du critère de sécurité d'approvisionnement, pour lequel RTE a prévu des analyses portant sur la définition de la cible de sécurité d'approvisionnement à viser à long terme, mérite d'être étudiée.

Recommandation n°2 : (DGEC, RTE, 2022) Calculer le coût complet de chaque scénario de mix électrique, en ayant recours à des variantes de coûts et de taux d'actualisation, en fonction des risques associés au développement de chaque filière de production.

¹¹⁰ La fixation exogène de certaines capacités conduit à s'éloigner d'un optimum en termes de coût total.

2.3 Les enjeux pour les travaux de programmation en cours et la planification à long terme

2.3.1 Une planification ne s'appuyant pas encore sur la comparaison des coûts complets des différents scénarios

2.3.1.1 La planification énergétique à moyen et long terme : SNBC et PPE

L'énergie est un sujet stratégique d'un point de vue économique aussi bien que politique qui justifie l'intervention ancienne de l'État, appuyée sur un effort de planification de l'offre et de la demande, hier dans un cadre national, aujourd'hui dans un cadre européen.

Le règlement 2018/1999 adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne le 11 décembre 2018 prévoyait que les États Membres établissent pour le 31 décembre 2019 des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat (PNIEC) couvrant des périodes de 10 ans.

Le plan national intégré énergie-climat de la France, transmis à la Commission européenne, est fondé sur deux documents nationaux de programmation et de gouvernance sur l'énergie et le climat : la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La stratégie nationale bas-carbone (SNBC) fixe les orientations à mettre en œuvre dans tous les secteurs d'activités pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à court/moyen terme et la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie pour les 10 années à venir, partagées en deux périodes de 5 ans. Elle traite de l'ensemble des énergies et de l'ensemble des piliers de la politique énergétique : maîtrise de la demande en énergie, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d'approvisionnement, maîtrise des coûts de l'énergie, développement équilibré des réseaux.

Le contenu et les modalités d'élaboration des PPE sont encadrés par les articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, puis par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. Il est ainsi prévu que les PPE fixent les orientations de politique énergétique par pas de cinq ans. Doivent être compatibles avec la PPE : les objectifs quantitatifs des appels d'offres pour des installations de production d'électricité (EnR en particulier), pour des capacités d'effacement de consommation électrique, ou pour des investissements permettant l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ; les autorisations d'exploiter des nouvelles installations de production électrique ; le plan stratégique d'EDF prévu dans l'article L311-5-7 du code de l'énergie.

La première PPE faisait exception à la règle des 5 ans puisqu'elle portait sur une première période de trois ans puis de cinq ans. Elle a été approuvée en 2016 et sa révision a été engagée dès 2018. Ce processus de révision a abouti en avril 2020 avec la signature du décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Celle-ci couvre deux périodes successives de cinq ans couvrant 2019-2023 et 2024-2028. Les dispositions relatives à la première période sont prescriptives, celles qui portent sur la seconde sont indicatives dans la mesure où la révision de la PPE en 2023 précisera les objectifs pour les cinq années suivantes.

Enfin, le code de l'énergie, dans son article L.100-1 A prévoit désormais qu'« *avant le 1er juillet 2023, puis tous les cinq ans, une loi détermine les objectifs et fixe les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à l'urgence écologique et climatique. [...]* ».

2.3.1.2 La prise en compte des coûts des énergies dans la PPE et la SNBC

2.3.1.2.1 Le contexte d'élaboration de la deuxième PPE

La Cour des comptes notait dans le rapport qu'elle a réalisé en mars 2018, à la demande de la commission des finances du Sénat sur « le soutien aux énergies renouvelables » que l'objectif fixé par la LTECV de baisser à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité « *n'était pas compatible avec la trajectoire d'augmentation des capacités d'énergies renouvelables électriques déterminées en 2016 par la PPE* ». Elle avait déjà fait le constat dans son RPT de juillet 2013 sur « la politique de développement des énergies renouvelables » du décalage entre le rythme de déploiement des moyens de production d'électricité renouvelable et les objectifs affichés.

Le rapport de mars 2018 soulignait également l'absence « *de connaissance claire des coûts constatés de production* » des pouvoirs publics ; la Cour regrettait que la PPE ne repose pas « *sur une analyse des coûts des différentes filières de production d'énergie, pour pouvoir mieux objectiver les choix de politique de soutien mis en œuvre* ».

C'est dans ce contexte qu'a été engagée la concertation en vue d'élaborer une nouvelle PPE couvrant les années 2019 à 2023, puis 2023-2028.

Le dossier du maître d'ouvrage présenté par la DGEC au débat public¹¹¹ sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, pourtant très axé sur les aspects relatifs à la production d'énergie (la réduction de la consommation n'occupant qu'une place secondaire et l'accent était mis sur les seules consommations d'énergie fossile¹¹²), ne retient cependant pas la comparaison des coûts de production comme axe d'analyse et critère de choix des orientations proposées.

Néanmoins, la DGEC s'est attachée à quantifier l'impact macroéconomique des scénarios retenus, ainsi que l'impact budgétaire des objectifs de développement des EnR

¹¹¹ Dossier du maître d'ouvrage pour le débat public pour la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2018) ; [Débat public programmation pluriannuelle de l'énergie \(debatpublic.fr\)](https://debatpublic.programmation-pluriannuelle-de-lenergie.debatpublic.fr)

¹¹² Les objectifs de réduction de la consommation d'énergie sont traités en 35 pages, de la page 24 à la page 59 du dossier, tandis que la partie consacrée à l'offre d'énergie couvre 100 pages, de la page 60 à la page 160, et que le reste du dossier était largement consacré aux questions de sécurité énergétique et d'évaluation des perspectives énergétiques dans leur impact sur la croissance et le pouvoir d'achat des ménages qui sont autant d'occasions de revenir à la production d'énergie

proposés (quantification des montants relatifs aux charges de service public de l'énergie engendrées par la mise en œuvre des objectifs de la programmation).

2.3.1.2.2 La prise en compte des travaux du bilan prévisionnel 2017 de RTE

La DGEC indique, dans les réponses apportées à la Cour, que pour la préparation de la deuxième PPE, elle s'est principalement appuyée sur le bilan prévisionnel de RTE de 2017¹¹³.

Dans le cadre de ses missions relatives aux bilans prévisionnels et aux schémas décennaux de développement du réseau, RTE est en effet amené à réaliser des études sur l'évolution du parc électrique à long terme et de ses coûts. Le bilan de 2017 porte sur l'horizon 2035 ; il a été actualisé et complété sur certains aspects (réseau, nouveaux usages de l'électricité, scénario PPE) en 2019 et 2020. Le bilan prévisionnel de 2018 ne se projetait quant à lui que sur un horizon de 5 ans. Le bilan prévisionnel publié en 2021 a renouvelé les perspectives de long terme, à l'horizon 2030.

Pour la préparation de la deuxième PPE, le Gouvernement s'est ainsi appuyé sur les cinq scénarios présentés par RTE en 2017 dans son bilan prévisionnel pour la période 2018-2035. Le gouvernement n'en a retenu que deux, considérant que les autres n'étaient pas compatibles avec les objectifs climatiques du gouvernement.

Le scénario « Ohm » concluait à la difficulté de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en 2025 sans augmenter les émissions de CO₂. Il fallait pour cela fermer entre 23 et 27 réacteurs, et sans doute maintenir des centrales au charbon tout en construisant des centrales à gaz pour compenser la perte de production d'électricité fournie par les réacteurs nucléaires. Ces conclusions ont conduit le Gouvernement à proposer un report de l'atteinte de l'objectif de 50% de nucléaire dans le mix électrique. Les 4 autres scénarios s'inscrivaient ainsi à l'horizon 2035, sans obligation de respect de cet objectif en 2025.

Parmi ceux-ci, le gouvernement a écarté le scénario « Watt », qui reposait sur le déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement. Sa mise en œuvre supposait la construction de centrales au gaz, notamment, qui faisait de ce scénario le plus émetteur en CO₂ en 2035 (32 millions de tonnes contre 26 Mt d'émissions du parc électrique en 2016). Le scénario « Hertz », également écarté, proposait une diminution de la part du nucléaire accompagnée du développement de centrales à gaz (dans un contexte de développement moins rapide des énergies renouvelables) sans augmentation des émissions de CO₂. Le parc électrique en 2035 aurait produit, selon ce scénario, 19 millions de tonnes de CO₂.

Ces trois scénarios écartés, le Gouvernement en a soumis deux au débat public. Le scénario "Ampère" prévoyait de réduire la part du nucléaire au rythme du développement effectif de la production d'électricité d'origine renouvelable. Dix-huit réacteurs nucléaires auraient été fermés (en comptant les deux de Fessenheim) en 2035 et les capacités de production d'énergie renouvelable auraient triplé pour atteindre 149 GW (dont 67 GW d'éolien et 48 GW de photovoltaïque). La part du nucléaire aurait alors été de 46% du mix électrique à cet horizon. Le scénario "Volt" proposait de développer les énergies renouvelables au rythme des débouchés économiques. En 2035, 11 réacteurs nucléaires auraient été fermés (en comptant Fessenheim),

¹¹³ RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2017.

date à laquelle l'éolien aurait atteint 50 GW et le photovoltaïque 36 GW. Le nucléaire aurait encore représenté 56% du mix électrique en 2035. Ces scénarios respectent l'objectif de neutralité carbone appliqué au niveau du secteur électrique seul, tel qu'il a été formulé dans la stratégie nationale bas carbone¹¹⁴.

Le choix de ces deux scénarios repose sur des hypothèses fortes concernant les exportations. En effet, les capacités de production dépasseraient largement la consommation intérieure car les énergies renouvelables viendraient s'ajouter à un socle de production d'origine nucléaire encore important jusqu'en 2035. Le bouclage de ces scénarios n'est assuré que par l'hypothèse d'un niveau d'exportations de l'électricité élevé, porté en 2035 à plus de 135 TWh, ce qui représenterait un niveau très nettement supérieur au niveau des exportations le plus élevé que la France ait enregistré dans son histoire¹¹⁵.

Enfin, le choix de ces scénarios soulève certaines questions quant à la manière dont les analyses économiques associées à ces scénarios ont été prises en compte.

2.3.1.2.3 Les éclairages économiques apportés par les précédents travaux de RTE

En effet, le bilan prévisionnel de 2017 de RTE apporte des éclairages intéressants sur la comparaison économique des scénarios. Il souligne que dans certaines conditions¹¹⁶ :

- Tous les scénarios prévoient un accroissement des investissements nécessaires pour la prochaine décennie par rapport à la précédente ;
- L'impact de la balance commerciale (bilan des imports-exports) est très structurant sur le classement des scénarios : la capacité d'export importante mentionnée *supra* pour les scénarios Ampère et Volt permet de diminuer significativement les coûts de ceux-ci retenus au périmètre « France »¹¹⁷ ;
- L'analyse sur la base des coûts annualisés complets conclut à une certaine équivalence entre les scénarios Ampère, Hertz ou Volt. Seul le scénario Watt (déclassement automatique des centrales à 40 ans) se distingue par des coûts plus élevés à l'horizon 2035. Cela signifie qu'il y a un intérêt économique à l'allongement de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans ;

¹¹⁴ [2020-03-25 MTES SNBC2.pdf \(ecologie.gouv.fr\)](#) : « *La stratégie vise : [...] Une décarbonation quasi-complète de la production d'énergie à l'horizon 2050 (la partie résiduelle étant constituée de carburants fossiles destinés à l'aviation et aux transports maritimes, et des fuites résiduelles, notamment des fuites de méthane).* »

¹¹⁵ Le quart de la production d'électricité serait dirigé vers l'exportation, alors qu'elle ne représente que moins du 10 % aujourd'hui. Un tel volume d'exportation ne pourrait sans doute être atteint que si les prix français sont très inférieurs à ceux des autres marchés de l'union européenne. L'hypothèse de prix de marché déprimés jusqu'en 2035 pose alors un autre problème, celui des conditions de rémunération de la production d'électricité nucléaire d'une part, renouvelables d'autre part. Des prix de marché durablement faible pénaliseraient les possibilités de développement de l'électricité renouvelable et rendraient plus coûteux les dispositifs de soutien nécessaire à leur croissance si celle-ci reste désirée.

¹¹⁶ Prix du CO₂ à l'échelle européenne n'atteignant pas sa valeur tutélaire, stabilité de la consommation électrique à l'horizon 2035, interconnexions développées à un rythme médian.

¹¹⁷ Solde des échanges commerciaux d'environ 7 Md€/an pour le scénario Ampère et 9 Md€/an pour le scénario Volt, à comparer à 1,2 Md€ pour 2016 et environ 3 Md€ pour 2017.

- Le coût associé au développement des EnR n'est pas proportionnel au développement de leur volume (baisse des coûts unitaires dans le temps) et la part relative des différentes filières EnR a un impact significatif sur les coûts ;
- Les hypothèses sur le développement des énergies renouvelables en France et dans le reste de l'Europe sont susceptibles d'être plus structurantes sur l'avenir de la filière nucléaire que celles sur le coût du grand carénage.

Ces résultats ont été résumés dans le dossier du maître d'ouvrage de la PPE, qui a notamment relevé, p.151, que « *les coûts de production d'électricité apparaissent maîtrisés dans les deux scénarios, avec une variation moyenne de 5 €/MWh sur la période de treize ans entre 2017 et 2030 (soit 9%) pour le scénario Ampère, et 2€/MWh pour Volt (soit 4%)* ».

La PPE, dans sa version finale, ne permet toutefois pas d'identifier dans quelle mesure ces enseignements ont influencé les arbitrages réalisés, notamment concernant le niveau des exports considéré comme réaliste ou le panachage optimal des filières d'énergies renouvelables.

La DGEC considère que les décisions à court terme résultent d'un certain nombre de choix dits sans regret : le développement des énergies renouvelables est en effet, selon elle, indispensable au regard de la trajectoire de baisse du nucléaire, qui sera, quoi qu'il arrive, nécessaire au vu de l'âge du parc et des dispositions législatives.

En tout état de cause, l'horizon 2035 retenu à l'époque ne permettait pas de traiter la question d'un renouvellement du parc nucléaire et ses effets éventuels sur les caractéristiques du mix électrique (coûts, sécurité d'approvisionnement, balance commerciale, émissions de CO₂, etc.) ; en effet, les nouveaux réacteurs n'apparaîtraient dans le mix qu'au mieux à partir de cette date, alors même que les décisions d'engager les investissements correspondant doivent être prises bien en amont.

Le document final de la deuxième PPE reflétait du reste une absence d'informations sur les coûts du nouveau nucléaire : aucune information n'a été donnée sur le coût du réacteur de Flamanville 3 dont la construction a commencé en 2007, et dont les dérives de coûts étaient alors déjà connues. Il est toutefois expliqué, concernant le nouveau nucléaire, que « *de nouvelles capacités nucléaires n'apparaissent en tout état de cause pas nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande d'électricité avant l'horizon 2035. En l'état actuel des technologies, il n'est pas possible de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer notre mix électrique à cet horizon, entre le nucléaire et les énergies renouvelables associées à du stockage et à d'autres solutions de flexibilité. Plusieurs scénarios seront expertisés, allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix électrique pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité* ».

2.3.1.2.4 L'analyse interne de la DGEC sur les trajectoires possibles

La DGEC a également réalisé ses propres comparaisons de scénarios, sur la base d'un modèle de calcul élaboré avec la DG Trésor et l'APE. Ces « *travaux ont été menés en lien avec le Ministère de l'économie et des finances afin de définir un mix électrique compatible à la fois avec les objectifs européens et avec le maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant* ».

Cet outil, qui a été utilisé ponctuellement pour préparer les arbitrages interministériels de la PPE, permettait d'identifier les impacts de différents scénarios, en fonction du rythme de

fermeture des centrales nucléaires, et du développement des énergies renouvelables sur : le cycle du combustible et le recyclage, le rythme des dépenses de soutien aux EnR, le coût du mix électrique. Il ne modélisait en revanche pas les coûts de réseau ou les coûts liés aux besoins de flexibilité, ce qui limite de façon importante l'exploitation qui peut être faite de ces résultats.

Les notes de la DGEC élaborées à l'appui de ces arbitrages, apportent en revanche des éléments d'analyse des enjeux associés à un choix de trajectoire de mix électrique qui ne figurent pas dans les exercices de scénarisation de mix réalisés par l'ADEME, RTE, EDF, etc. Elles permettent notamment de mettre en exergue des conditions et/ou conséquences des choix, qui n'ont pourtant pas fait l'objet de débat dans le cadre de la PPE, et qui ne sont pas abordées dans les exercices de simulation de scénarios de mix électrique.

En particulier, les analyses de la DGEC montrent que :

- L'impact sur les finances publiques des différents scénarios ne dépend pas uniquement du soutien aux énergies renouvelables ; il peut également dépendre du rythme de fermeture des centrales nucléaires, puisque des indemnités peuvent être dues à EDF dans le cadre de ces fermetures. Ce fut le cas pour la fermeture de la centrale de Fessenheim. Le risque que des indemnités soient dues dans les différents scénarios n'est pas à écarter : la Cour a attiré l'attention des pouvoirs publics sur le sujet dans son rapport relatif à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires¹¹⁸. La mise en œuvre de telles indemnités ne modifierait pas le coût du mix électrique en tant que tel, puisqu'elles constitueraient de simples transferts entre le contribuable, via l'État, et EDF. Néanmoins, elles modifieraient la façon dont ce coût serait *in fine* supporté par les différents acteurs et pèserait en particulier sur les finances publiques.
- Les scénarios de mix qui comportent une hypothèse de renouvellement du parc nucléaire emportent des conséquences sur la gestion du cycle nucléaire.

Ces conséquences impliquent des investissements complémentaires, même incrémentaux, et donc un coût supplémentaire du scénario en sus du seul chiffrage des investissements dans les installations de production d'électricité, de stockage et de réseaux électriques. En effet, les scénarios qui reposent sur le développement de nouvelles capacités de production nucléaires pourraient nécessiter à terme des investissements supplémentaires dans l'aval du cycle du combustible, que ce soit pour le renouvellement au moins partiel des installations de La Hague à partir de 2035-2040, l'accroissement des capacités opérationnelles de Cigeo ou pour le développement d'un nouveau site de stockage de déchets radioactifs (en plus du projet Cigeo qui permettra d'accueillir les déchets radioactifs du parc nucléaire existant)¹¹⁹. Ces sujets ont été abordés dans le rapport de la Cour relatif à l'aval du cycle du combustible nucléaire¹²⁰. Ce coût devrait être reflété dans le coût du combustible des EPR2 et dans les charges de long terme associées à ces mêmes réacteurs. Toutefois, les hypothèses d'investissement associées au renouvellement de La Hague ou le chiffrage d'un « deuxième Cigeo » ne sont explicitées dans aucun document à l'appui d'hypothèses de coûts de production de futurs EPR. Si les coûts relatifs à l'aval du cycle resteront faibles en proportion des LCOE

¹¹⁸ Cour des comptes, L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, communication à la commission des finances du Sénat, février 2020.

¹¹⁹ La PPE (page 145) précise ainsi que « selon la décision qui sera prise ultérieurement en matière de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, la question d'une extension ou de nouvelles capacités de stockage géologique pour accueillir les déchets générés par le nouveau parc se posera ».

¹²⁰ Cour des comptes, L'aval du cycle du combustible nucléaire, Rapport public thématique, juillet 2019.

du nucléaire, du fait de l'actualisation (compte-tenu des durées sur lesquelles ces coûts s'étalent), ce n'est pas le cas des coûts liés à d'éventuelles opérations de renouvellement au moins partiel des installations de l'usine de La Hague, qui mériteraient d'être précisés rapidement.

La Cour note ainsi que les coûts associés aux éventuels besoins de renouvellement d'installations situées dans l'usine de La Hague ou au besoin d'investissement associé à un nouveau projet d'enfouissement des déchets radioactifs, sont indissociables des hypothèses de renouvellement du parc nucléaire. Quelle que soit la forme ou les effets de leur prise en compte dans le chiffrage du coût des différents scénarios, elle recommande donc de veiller à leur inclusion dans les prochains exercices réalisés, sur la base d'hypothèses explicites.

Recommandation n° 3 : (DGEC, RTE, 2022) Prévoir et expliciter, pour les scénarios de mix électrique comprenant une hypothèse de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte des investissements associés à l'aval du cycle du combustible.

2.3.1.3 Les limites et faiblesses de la préparation de la deuxième PPE à corriger

2.3.1.3.1 Les limites identifiées des exercices de planification existants

Le bilan prévisionnel de 2017 de RTE mentionnait les approfondissements ou compléments nécessaires à ses premières évaluations. Il indiquait que devraient être amélioré(e)s :

- La traduction, dans les évaluations économiques, des mesures de maîtrise de la demande ;
- L'analyse économique « multi-énergie » des scénarios de transition ;
- L'optimisation de la pondération entre filières d'énergie renouvelable ;
- La connaissance sur les coûts futurs du nucléaire (y compris les coûts imputables aux prolongation de tranches existantes).

Ce dernier point fait écho à l'absence de publications régulières sur les coûts du nucléaire, mentionnée au premier chapitre. Ainsi le dossier du maître d'ouvrage de la PPE, qui donnait des ordres de grandeur assez précis des coûts de production des filières d'énergie renouvelable (p.134), se bornait à indiquer que « *selon les méthodes de calcul et les périmètres retenus, le coût de production des centrales nucléaires existantes, en tenant compte des provisions pour le démantèlement, est évalué entre 32 €/MWh et 60 €/MWh.* ». Le BP 2017 de RTE, sur ce sujet avait également dû s'appuyer sur « *les références de coûts [...] de la Cour des comptes et [l]es dernières communications financières d'EDF* », puisque « *RTE ne dispose pas d'informations sur les coûts de prolongation réacteur par réacteur* ». Comme indiqué au 2.2, si des progrès ont été récemment constatés sur ce sujet, ce type de transmission gagnerait à devenir une habitude régulière pour ce type de travaux qu'ils soient réalisés par RTE ou une administration publique.

2.3.1.3.2 Le programme de travail annoncé pour la prochaine PPE

Le programme de travail sur le mix électrique de long terme prévu par la PPE adoptée en avril 2020 comporte 7 volets.

Un volet concerne les perspectives sur les modes de production bas-carbone. Les travaux de ce volet s'articulent avec les travaux menés par ailleurs par RTE sur le mix électrique à horizon 2050. Ils comprennent une étude confiée à RTE et l'AIE sur la faisabilité technique d'un mix 100 % EnR, déjà rendue publique (cf. *infra*).

Les six autres volets concernent la possibilité de construire et incorporer au parc de nouvelles capacités de production nucléaires. Ils portent notamment sur les coûts des nouveaux réacteurs envisagés, sur les modalités de consultation du public en identifiant les implications juridiques et réglementaires du lancement d'un programme nouveau nucléaire¹²¹, sur le dispositif de financement et de régulation associé¹²², sur les enjeux de localisation des nouveaux réacteurs, sur les options de gestion des déchets radioactifs d'un nouveau parc et sur les capacités industrielles de la filière nucléaire.

2.3.2 Les incertitudes à lever pour éclairer la décision sur le mix 2050

Comme sus-mentionné, à la demande de la ministre de la transition écologique, RTE a mené une étude sur la construction et l'analyse de scénarios à l'horizon 2050 (« Futurs énergétiques 2050 »), en concertation avec l'ensemble des parties prenantes du secteur. Des précisions sur la méthodologie adoptée sont données en annexe n°8.

Comportant des améliorations méthodologiques par rapport au BP 2017, ces analyses doivent permettre de :

- éclairer la faisabilité et la pertinence technique et économique de certains mix, notamment ceux à forte augmentation de la part des renouvelables, alors que les principaux travaux récents sur ce sujet, ceux de l'ADEME et ceux d'EDF, ont adopté des approches très contrastées et aboutissent à des conclusions sensiblement différentes (les grandes lignes de ces deux études sont présentées en annexes n° 6 et 7).
- déterminer si l'écart des coûts complets entre les différents mix électriques dépasse la marge d'incertitude associée aux hypothèses de coûts sur les différentes technologies ;
- illustrer, par les analyses de sensibilité produites, quels peuvent être les risques les plus importants associés à chaque scénario afin d'écarter des scénarios qui seraient identifiés *a priori* comme moins pertinents que d'autres sur différents critères dont celui du coût, ou moins résilients, et d'éclairer la décision politique.

¹²¹ Dans ce contexte, EDF a récemment saisi la CNDP afin de bénéficier d'un appui méthodologique pour la préparation « d'un dispositif participatif sur le nouveau programme nucléaire » et la « préparation de la concertation réglementaire du projet de la construction de la première paire d'EPR » (décision publique de la CNDP du 2 septembre 2020)

¹²² Sur ce volet, la DGEC travaille avec l'appui de juristes et en lien avec ceux d'EDF. Ce sujet est traité avec celui de la régulation du nucléaire existant, dont les discussions sont en cours et jugées prioritaires par le gouvernement.

Ces améliorations méthodologiques incluent une meilleure prise en compte des coûts du nucléaire (cf. *supra*) ainsi que de ceux de l'hydraulique. En effet, dans le BP 2017, seule l'installation de nouvelles STEP était prise en compte dans l'optimisation économique.

D'après les informations dont la Cour a eu communication, le travail d'élaboration du rapport de RTE offre des garanties en termes de processus de concertation ainsi qu'en termes de précautions méthodologiques par rapport au traitement des coûts des technologies retenus et utilisés dans l'exercice. Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » constitue ainsi un apport sur lequel les pouvoirs publics peuvent s'appuyer pour évaluer les mérites respectifs de différentes options, au regard essentiellement des parts respectives des EnR et du nucléaire dans le mix post-2035.

Cet exercice permettra de répondre aux nombreuses recommandations de la Cour relatives à l'anticipation du mix à l'horizon de 2050. Celle-ci avait notamment proposé, dans son rapport sur la filière EPR,¹²³ de « *prolonger jusqu'en 2050 la planification du mix électrique préalablement à la décision de lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires* ».

La question de la faisabilité technique des différentes options a récemment été éclairée par les résultats de l'étude AIE-RTE¹²⁴, qui conclut qu'un mix à forte proportion d'énergie renouvelable est possible, sous certaines conditions. Ainsi, la comparaison des coûts complets des différents scénarios de mix a pris d'autant plus d'importance que la faisabilité technique n'est pas discriminante entre les options.

Dans les scénarios à très forte proportion d'EnR, les hypothèses relatives à la couverture des besoins de flexibilité aux différents horizons de temps, couplées au degré de contrainte imposé à la décarbonation sont structurantes : si l'étude de l'ADEME repose sur des hypothèses de développement et de recours très importants à la modulation de la demande et tient compte de la décarbonation induite dans d'autres secteurs (industrie, mobilité, chaleur...) pour conserver une part de production flexible thermique émettrice de CO₂, construire un scénario à 2050 visant une décarbonation stricte du mix électrique, conduit, selon EDF, à développer massivement le stockage inter-saisonnier d'électricité via l'hydrogène et le méthane de synthèse quel qu'en soit le coût par rapport au recours à des moyens alternatifs de flexibilité¹²⁵.

Comme cela a été souligné en introduction de ce rapport, le choix d'un mix de production électrique ne repose naturellement pas sur la seule comparaison des coûts complets comparés des différentes options. Il s'agit d'un choix plus global, qui peut refléter la volonté de limiter les émissions « carbone » de son mix, l'acceptation ou non de certaines technologies par la population, une aversion spécifique à certains risques (d'accidents, d'approvisionnement, etc.), la volonté de soutenir une filière industrielle nationale ou de rechercher une indépendance d'approvisionnement en énergie, etc. Les décisions prises doivent également tenir compte des incertitudes pesant sur les hypothèses retenues, en laissant ouvertes autant que possible différentes options dans une logique de « moindre regret ».

¹²³ Cour des comptes, La filière EPR, Rapport public thématique

¹²⁴ IEA, RTE, Conditions and requirements for the technical feasibility for a power system with a high share of renewables in France towards 2050, 2021.

¹²⁵ L'ADEME, dans son étude de 2015 sur un mix 100% renouvelable, n'obtenait pas un surcoût aussi élevé pour le scénario complètement décarboné : « [Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations](#) » - [La librairie ADEME](#). Une comparaison des deux exercices de prospective serait ainsi intéressante, pour comprendre les écarts de coûts importants constatés.

La Cour recommande cependant que les coûts pour la collectivité des différentes options en termes de mix électrique à long terme soient pris en compte parmi les facteurs ayant vocation à éclairer les décisions structurantes de la prochaine PPE. La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a introduit (par la création de l'article L. 100-1 A du code de l'énergie) une loi de programmation sur l'énergie et le climat à adopter pour la première fois avant le 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans. Les nouvelles PPE et SNBC devront être enterminées dans un délai d'un an après son adoption. L'introduction de cette loi de programmation, qui fera donc l'objet d'un débat parlementaire, a conduit le législateur à sortir la PPE du champ du débat public et à prévoir à la place une concertation préalable adaptée. Les analyses de RTE pourront contribuer utilement à l'étude d'impact de cette future loi de programmation.

Recommandation n°4 : (DGEC, au plus tard en 2023) Prendre en compte les analyses présentées par RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » dans l'étude d'impact de la loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue à l'article L.100-1 A du code de l'énergie.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE _____

La simple comparaison des coûts moyens de chaque filière de production n'est pas suffisante pour éclairer la décision publique quant aux choix de mix à long terme. En effet, le coût complet d'un mix électrique ne découle pas de la seule répartition des capacités de production entre filières mais de la façon dont ces capacités sont appelées à produire en fonction de leurs coûts marginaux et des profils infra-annuels de la demande.

Les études disponibles soulignent par ailleurs l'importance d'aborder le coût économique d'un mix électrique en élargissant le chiffrage au système électrique dans son ensemble, qui comprend, en sus des moyens de production, tous les moyens de stockage, de flexibilité de la demande, mais aussi le réseau de transport et de distribution et les interconnexions.

Dans ce périmètre élargi, les hypothèses retenues pour les coûts des différents moyens de production et pour leur évolution à long terme sont alors déterminantes pour la comparaison des coûts complets de différents mix électriques.

A des horizons de plus de 30 ans, les incertitudes pesant sur les coûts futurs de technologies encore peu ou pas mures (stockage et power-to-X), comme sur la poursuite de trajectoires de réduction de coûts (EnR), ou encore sur les gisements de flexibilité de la demande, appellent à systématiquement explorer la sensibilité des résultats à des variations de ces hypothèses. S'agissant des coûts de production nucléaire à prendre en compte, deux éléments méritent une attention particulière. Tout d'abord, s'agissant du coût de prolongation du parc existant, une identification précise et actualisée des coûts d'investissement est nécessaire afin de quantifier de façon plus robuste la compétitivité relative d'une telle prolongation. Ensuite s'agissant du coût de futurs EPR 2, des fourchettes d'incertitude sur les coûts de construction devraient être systématiquement testées compte-tenu de l'absence de maturité de ce nouveau réacteur.

En outre, le choix d'un taux d'actualisation et de son éventuelle distinction selon les filières ayant une influence notable sur les coûts comparés des mix, diverses variantes relatives

à ce paramètre, traduisant différentes perceptions de risques par filières, gagneraient à être testées. Dans un ordre d'idée différent, la sensibilité des chiffrages de coûts de mix au niveau de contrainte induit par le critère de sécurité d'approvisionnement mériterait aussi d'être étudiée.

La prise en compte des coûts du mix dans les décisions de planification énergétique, incarnée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la stratégie nationale bas carbone (SNBC), s'est avérée jusqu'à présent insuffisante.

Pourtant les exercices de comparaison de scénarios de mix réalisés par RTE dans le cadre de son bilan prévisionnel 2017 permettaient déjà de retenir quelques conclusions saillantes : la pertinence de la prolongation du nucléaire existant, l'importance des hypothèses de développement des EnR (et la part relative des différentes filières), l'impact de la balance commerciale sur les scénarios, etc.

Le programme de travail fixé par la PPE sur le mix accorde encore peu de place à la comparaison de scénarios et privilégie le travail sur les conditions de développement du nouveau nucléaire. Pourtant certains sujets ne font pas l'objet d'examen explicites, alors qu'ils sont déterminants pour certains choix : ainsi, l'estimation du coût des installations de l'aval du cycle du combustible nucléaire serait nécessaire au développement d'une nouvelle génération de réacteurs électronucléaires.

L'ADEME ou EDF ont produit des comparaisons économiques de scénarios possibles, qui aboutissent à des conclusions sensiblement différentes. Dans ce contexte, l'exercice conduit par RTE dans le cadre de son rapport « Futurs énergétiques 2050 » permet d'apporter un éclairage sur ces questions, et pourrait utilement servir pour l'étude d'impact de la future loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue par l'article L.100-1-A du code de l'énergie, et alimenter ainsi le débat parlementaire qui s'ouvrira à cette occasion.

ANNEXES

Annexe n° 1. Glossaire.....	77
Annexe n° 2. Suivi des recommandations formulées dans les rapports précédents de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire.....	78
Annexe n° 3. Les différents éléments et notions de coûts.....	81
Annexe n° 4. La variation des coûts de production nucléaire selon la méthode de calcul retenus	84
Annexe n° 5. Comparaison des méthodologies et données entre l'ADEME et la CRE.....	94
Annexe n° 6. L'étude « trajectoires » de l'ADEME	98
Annexe n° 7. : Etude par EDF de différents mix à l'horizon 2050	100
Annexe n° 8. : La méthode et les outils du rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE.	102

Annexe n° 1. Glossaire

ARENH :	Accès régulé au nucléaire historique
CAPEX :	« Capital expenditure », ou coûts d'investissement
CMPC :	Coût moyen pondéré du capital
EnR :	Energies renouvelables
EPR :	Evolutionary Pressurized Reactor
Facteur de charge :	rapport entre la production annuelle effective et la production théorique qui résulterait d'un fonctionnement à la puissance maximale tout au long de l'année
FLA 3 :	Flamanville 3, se réfère à l'EPR en cours de construction en France
LCOE :	Levelized cost of energy, coût actualisé de l'énergie
MW :	Megawatt, unité de mesure de la puissance d'une installation de production
MWh :	Megawattheure, unité de mesure de l'énergie produite
OPEX :	« Operation expenditure », coûts d'exploitation
PPE :	Programmation pluriannuelle de l'énergie
SNBC :	Stratégie nationale bas carbone
VNC :	Valeur nette comptable

Annexe n° 2. Suivi des recommandations formulées dans les rapports précédents de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire

Tableau n° 9 : Recommandations issues des 2 rapports de la Cour des comptes suivants : les coûts de la filière électronucléaire, rapport public thématique, 2012 ; le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014

N°	Date du rapport contenant la recommandation	Recommandation	Mise en œuvre (date d'appréciation)	Commentaire
1	2012 ; 2014 (reprise)	Utiliser dans les comptes d'EDF la méthode Dampierre 2009 comme support de l'évaluation des provisions de démantèlement et non la méthode historique qui ne permet pas un suivi suffisamment précis des évolutions de cette provision	Totalement mis en œuvre (2015)	De nouvelles recommandations concernant les provisions pour démantèlement figurent dans le rapport relatif à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de 2020 ¹²⁶ .
2	2012 ; 2014 (reprise)	Réaliser rapidement, comme l'envisage la direction générale de l'énergie et du climat, des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs, afin de valider les paramètres techniques de la méthode Dampierre 2009	Totalement mis en œuvre (2015)	De nouvelles recommandations concernant les provisions pour démantèlement figurent dans le rapport relatif à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de 2020 ¹²⁷ .
3	2012 ; 2014 (reprise)	Fixer dans les meilleurs délais le nouveau devis sur le coût du stockage géologique profond, de la manière la plus réaliste possible et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sûreté de ce centre de stockage	Mise en œuvre en cours (2015)	Une nouvelle recommandation a été formulée en 2019 ¹²⁸ sur le sujet : « <i>mettre à jour les coûts du scénario de référence de Cigéo en prenant en compte de manière plus réaliste les risques et opportunités du projet</i> ».
4	2012 ; 2014 (reprise)	Chiffrer, dans le cadre de ce nouveau devis, le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année et prendre en compte cette hypothèse dans les travaux futurs de dimensionnement du centre de stockage géologique profond	Mise en œuvre en cours (2015)	Une nouvelle recommandation a été formulée en 2019 ¹²⁹ sur le sujet : « <i>définir les jalons, dans la réalisation du projet Cigéo, qui devront donner lieu à une actualisation de l'inventaire de référence, notamment dans le cas d'un stockage des MOX et URE usés</i> ».

¹²⁶ Cour des comptes, l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, rapport à la commission des finances du Sénat, 2020

¹²⁷ *ibid*

¹²⁸ Cour des comptes, l'aval du cycle du combustible nucléaire, rapport public thématique, 2019.

¹²⁹ *ibid*

N°	Date du rapport contenant la recommandation	Recommandation	Mise en œuvre (date d'appréciation)	Commentaire
5	2012 ; 2014 (reprise)	Réexaminer, de manière globale, le sujet des actifs dédiés, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient profondément modifiées par des dérogations successives chaque fois que se présente une nouvelle difficulté	Mise en œuvre en cours (2015)	
6	2012 ; 2014 (reprise)	Mener les actions nécessaires, tant au plan international que national, pour que les conventions de Paris et de Bruxelles, signées en 2004, entrent rapidement en vigueur, car elles augmentent sensiblement le plafond de responsabilité des opérateurs, même s'il reste limité	Mise en œuvre en cours (2015)	
7	2012 ; 2014 (reprise)	Appliquer avec rigueur les dispositions du droit positif français actuel, en particulier en matière d'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants, en appliquant complètement le dispositif réglementaire	Obsolète (2015)	
8	2012 ; 2014 (reprise)	Encourager et soutenir les travaux et études consacrés aux externalités, positives ou négatives, tant sur l'énergie nucléaire que sur les autres énergies, de nombreux impacts ne pouvant pas être monétarisés, en tout cas actuellement alors qu'ils sont utiles pour les comparaisons entre les différentes formes d'énergie	Mise en œuvre en cours (2015)	
9	2012 ; 2014 (reprise)	Actualiser régulièrement, cette enquête, en toute transparence et objectivité	Non mis en œuvre (2015)	
10	2012 ; 2014 (recommandation renforcée)	Prendre position rapidement, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme, sur le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.		Une nouvelle recommandation a été formulée en 2019 ¹³⁰ sur le sujet : « Afin de mieux anticiper les évolutions du mix électrique, porter à 15 ans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et renforcer le volet correspondant de la stratégie nationale bas carbone à l'horizon 2050 »

¹³⁰ Cour des comptes, l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, rapport à la commission des finances du Sénat, 2020

N°	Date du rapport contenant la recommandation	Recommandation	Mise en œuvre (date d'appréciation)	Commentaire
11	2014	En matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire	Totalemment mise en œuvre (2021) : nouveaux calculs de taux plafond	Une nouvelle recommandation a été formulée en 2019 ¹³¹ sur le sujet : « Faire porter l'encadrement réglementaire du taux d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions des exploitants nucléaires sur le taux réel plutôt que sur le taux nominal »
12	2014	S'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA, en renégocier ses modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques	Totalemment mise en œuvre (2020) : dette apurée en 2019	

Source : Cour des comptes

¹³¹ Ibid

Annexe n° 3. Les différents éléments et notions de coûts

Les coûts financiers et d'opportunité

Associés au financement de ces dépenses d'investissement, d'exploitation et de charges de long terme, le producteur supporte enfin des coûts financiers et des coûts d'opportunité.

- Les coûts financiers résultent principalement d'un financement total ou partiel des investissements par emprunt : ils représentent la charge d'intérêt de cet emprunt et peuvent alors inclure des intérêts intercalaires¹³².
- Les coûts d'opportunité résultent principalement d'un financement des investissements par fonds propres. Ils correspondent au bénéfice qui aurait été tiré du meilleur usage possible de ces fonds propres. Ces coûts n'engendrent pas de décaissement effectif de la part du porteur de projet : ils représentent une perte d'opportunité par rapport à un projet alternatif.
- Des coûts financiers ou d'opportunité peuvent aussi résulter de l'existence d'un besoin de fonds de roulement associé à l'exploitation (coût de portage de stock notamment), ainsi que d'obligations de constitution d'actifs en couverture de provisions pour charges futures (charges postérieures à la période de fonctionnement).

Contrairement aux dépenses mentionnées *supra*, les coûts financiers et d'opportunité dépendent toutefois aussi du niveau et du rythme des recettes générées par la production¹³³, ce qui rend délicat leur prise en compte telle quelle au sein des coûts de production.

Enfin, le coût supporté au titre de l'impôt sur les sociétés (IS) dépendra lui aussi des recettes de production. Mais, en outre, il dépend des impacts comptables associés aux calendriers d'amortissement des investissements et aux calendriers des charges de post-exploitation faisant l'objet de dotations aux provisions.

Les différentes notions de coûts utilisables

Selon le contexte et l'utilisation qui doit en être faite, il existe différentes notions de coûts de production, qui prennent en compte tout ou partie des éléments de dépenses décrits ci-dessus et les rapportent à différents volumes de production.

Le coût marginal de court terme¹³⁴ quantifie le coût supplémentaire engendré par la production d'un volume supplémentaire d'énergie, sans accroissement de la capacité existante. Il ne prend en compte que les dépenses proportionnelles au volume de production, et d'éventuels coûts de démarrages/arrêt. Les dépenses proportionnelles incluent les charges

¹³² Les intérêts intercalaires correspondent aux intérêts payés pendant la construction de l'actif de production, alors que le remboursement de l'emprunt n'a pas débuté. Ces intérêts sont capitalisés et selon les normes comptables (IAS 23), ils peuvent figurer dans le montant de l'immobilisation (cf. Cour des comptes, *La filière EPR*, rapport public thématique, Juillet 2020).

¹³³ Des recettes plus élevées et plus précoces, en fonction des prix de vente, permettent de réduire plus rapidement l'endettement net et de restaurer les fonds propres.

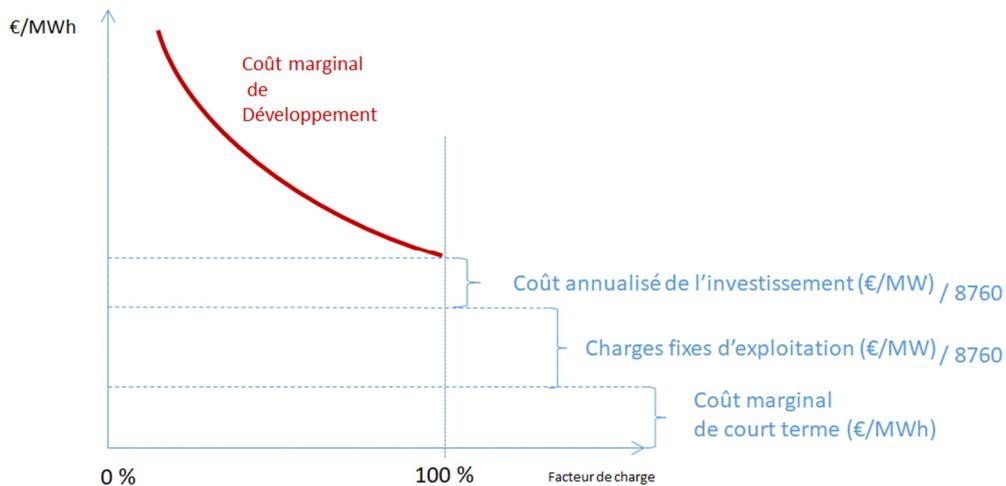
¹³⁴ $C_{marginal\ CT} = \frac{OPEX_{Vn}}{Prod_n}$, en €/MWh

variables d'exploitation et certains charges futures (dans le cas du nucléaire, les charges de gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs induits).

Il est utilisé avant tout pour le *dispatching* de la production à pas horaire ou demi-horaire : la décision de produire sera prise si les moyens à plus faible coût marginal sont insuffisants pour répondre à la demande, c'est-à-dire si le prix d'équilibre du marché *spot* est au moins égal au coût marginal du moyen en question.

Le coût marginal de développement, ou coût marginal de long terme¹³⁵, quantifie le coût supplémentaire engendré par la mise à disposition d'un volume supplémentaire de capacité. Il prend en compte les investissements « annualisés » (c'est-à-dire que le montant total d'investissement est transformé en un équivalent de CAPEX annuel sur la durée de vie résiduelle du moyen de production) et les charges fixes annuelles nécessaires au développement et à l'exploitation d'une capacité supplémentaire de production, ainsi que les charges variables associées à la production supplémentaire tirée de cette capacité, et enfin les éventuelles charges futures associées. L'ensemble de ces coûts (incluant le cas échéant les coûts financiers et d'opportunité associés aux CAPEX et aux charges de long terme, cf. 1.1.3 *infra*) est rapporté à la production supplémentaire. Il s'exprime en €/MWh et mérite d'être accompagné de la mention du facteur de charge correspondant à son calcul. En effet, toutes choses égales par ailleurs, ce coût est décroissant avec le facteur de charge.

Graphique n° 14 : Illustration de la baisse des coûts marginaux de développement avec l'augmentation du facteur de charge



Source : Cour des comptes

Comme traduction du coût de la satisfaction immédiate d'une hausse structurelle de la demande, il peut être utilisé comme un moyen de tarification pour un planificateur public. Cette

$$^{135} C_{marginal\ LT} = \frac{(CAPEX+CLT)_{annualisés} + OPEX_{F_n} + OPEX_{V_n}}{Capa \times 8760 \times f_{charge_n}}$$

$$\text{Soit } C_{marginal\ LT} = \frac{1}{f_{charge_n}} \left(\frac{(CAPEX+CLT)_{annualisés}}{Capa \times 8760} + \frac{OPEX_{F_n}}{Capa \times 8760} \right) + C_{marginal\ CT}$$

notion de coût marginal de long terme a ainsi été utilisée par EDF avant la libéralisation du marché de l'électricité¹³⁶. Comme traduction du coût de développement de nouvelles capacités, il correspond aussi au coût à prendre en compte pour opérer les choix d'investissement entre différentes filières et différents moyens de production¹³⁷ afin de répondre au moindre coût à l'évolution de la demande d'électricité, par exemple dans le cadre d'un exercice d'optimisation économique d'un mix électrique (cf. partie 2). Selon la nature de la demande à couvrir (base¹³⁸, semi-base ou pointe), le choix se portera sur la filière dont le coût marginal de développement, pour un facteur de charge correspondant à cette nature de demande, est le plus faible.

Le coût complet de production quantifie le coût de production sur l'ensemble du cycle de vie du moyen de production. Il prend en compte toutes les dépenses et coûts associés décrits au 1.1.1 *supra* et les rapporte aux volumes produits. Le coût marginal de long terme, quand il correspond à création d'un nouveau moyen de production, et non pas à la prolongation d'un moyen déjà existant, est équivalent à un coût complet de production.

Le calcul d'un coût complet de production représente un coût moyen valable sur l'ensemble de la période de production, y compris quand celle-ci intègre une période de prolongation permise par des investissements spécifiques de prolongation¹³⁹.

¹³⁶ Sur l'histoire de la tarification d'EDF et sa rationalité économique : « L'économicité d'EDF : La politique tarifaire d'Électricité de France et la reconstruction de l'économie nationale, de la nationalisation au milieu des années 1960 », Guillaume Yon, revue *Politix*, 2014/1 N° 105 | pages 91 à 115. <https://www.cairn.info/revue-politix-2014-1-page-91.htm>

¹³⁷ Il peut être distingué d'un coût de prolongation, qui permet de répondre à une demande à un horizon postérieur à la durée de vie initiale d'un moyen de production. Sur ce type d'horizon, prolongation et développement sont en concurrence en termes de choix d'investissement.

¹³⁸ La demande en base se manifeste sur au moins 6000 heures par an, ce qui correspond à un facteur de charge d'au moins 68% (si les périodes de production se font en permanence à puissance maximale) pour un moyen de production qui devrait y répondre. La demande en pointe se manifeste sur moins de 2000 heures par an, ce qui correspond à un facteur de charge de moins de 23%,

¹³⁹ Le coût associé aux investissements de prolongation est alors rapporté de fait à l'ensemble de la période de production, et non pas à la seule période de prolongation. De même, le coût associé aux investissements initiaux est rapporté de fait à l'ensemble de la période de production, y compris la période de prolongation permise par les investissements ultérieurs.

Annexe n° 4. La variation des coûts de production nucléaire selon la méthode de calcul retenus

Le taux d'actualisation retenu pour les calculs correspond au CMPC nominal avant impôt sur les sociétés, fourni par EDF pour le parc de production nucléaire en 2019. Ce taux n'est pas précisé car il est couvert par le secret des affaires. Une durée de vie de 40 ans pour les paliers 1300 MW et N4 et de 50 ans pour les réacteurs de 900 MW a été retenue, conformément aux règles d'amortissement pratiquées par EDF en 2019.

1 – Le coût associé aux investissements passés

Pour l'année 2019, selon l'approche comptable, le coût associé aux investissements passés est calculé en additionnant les dotations aux amortissements, soit 2 833 M€¹⁴⁰, et une rémunération de la valeur nette comptable du parc¹⁴¹ et des immobilisations en cours (IEC) fin 2018 de 2 907 M€¹⁴² au taux nominal retenu. Cette approche conduit à un coût de **5 739 M€**.

Selon une méthode économique, vue de l'année 2019, le calcul du loyer économique associé aux seuls investissements initiaux dans le parc de production en fonctionnement, soit 96 Md€₂₀₁₀¹⁴³ ou encore 103,8 Md€₂₀₁₉, serait de **8 231 M€₂₀₁₉**, sur une durée de vie de 45,5 ans¹⁴⁴, pour le taux d'actualisation réel retenu¹⁴⁵. Dans l'approche utilisée par la Cour en 2012 et 2014, les investissements de maintenance intervenus depuis les mises en service ne sont pas pris en compte¹⁴⁶.

L'approche hybride repose *a priori* sur le calcul du loyer économique sur une durée de vie résiduelle moyenne de 13,5 ans¹⁴⁷ associé à la valeur nette comptable fin 2018 du parc¹⁴⁸, soit 22,4 Md€¹⁴⁹. Cette méthode est hybride en ce qu'elle combine des données comptables pour le passé et des données non comptables pour le présent (les dépenses d'investissement de l'année sont intégrées en *pass-through*, c'est-à-dire qu'elles sont comptabilisées comme une

¹⁴⁰ Ce montant inclut l'amortissement des actifs de contrepartie (cf. *infra*)

¹⁴¹ hors dépréciation liée aux actifs de contrepartie

¹⁴² hors déductions du montant des coûts d'emprunts incorporés à la VNC fin 2018, non disponibles. En revanche, les coûts d'emprunts incorporés aux IEC, soit 374 M€, ont été déduits.

¹⁴³ Dont 83,24 Md€₂₀₁₀ de coût dit *overnight* et 12,78 Md€₂₀₁₀ d'intérêts intercalaires (sur la base d'un TMO réel des émissions publiques de 4,5%) d'après les données utilisées par la Cour en 2012.

¹⁴⁴ Durée moyenne d'amortissement comptable du parc (non pondérée des puissances nominales)

¹⁴⁵ Le calcul recourt à un taux d'intérêt réel, ce qui permet de conserver la prise en compte de la chronique exacte des taux d'inflation passés (en fait ceux des prix du PIB) dans le calcul de la valeur 2019 du loyer économique.

¹⁴⁶ En contrepartie, les investissements de l'année sont pris en compte pour leur montant intégral sur l'année correspondante (cf. 1.2.2.2 *infra*).

¹⁴⁷ Correspondant aux durées d'amortissement comptable actuelles, soit 50 ans d'exploitation pour le parc 900 et 40 ans pour les autres paliers.

¹⁴⁸ Hors actifs de contrepartie et dépréciation associée des actifs sous-jacents (cf. *infra*)

¹⁴⁹ Cette valeur nette ne concerne par ailleurs pas seulement les investissements initiaux mais également tous les investissements de maintenance intervenus depuis la mise en service des différentes tranches. En revanche, elle n'intègre pas les intérêts intercalaires supportés lors de la construction du parc. L'intégration des intérêts intercalaires à la valeur comptable des immobilisations, lors de l'incorporation des actifs immobilisés, n'a été autorisée par les normes comptables que récemment, reste optionnelle et soumise à certaines conditions.

charge d'exploitation, l'année de leur décaissement). Il faut donc ajouter à ce loyer économique celui des immobilisations en cours à cette date (non encore incorporées à la valeur nette comptable (VNC), afin que la valeur de toutes les dépenses d'investissement passées soit prise en compte¹⁵⁰. Le loyer économique total à considérer s'élèverait ainsi à **3 853 M€₂₀₁₉**, pour un taux d'actualisation réel de 7,65%.

2 – Le coût associé aux investissements de l'année

L'approche comptable ne retient aucun coût au titre des investissements de l'année. En effet les investissements sont pris en compte *via* l'appréciation des IEC et de la VNC, et l'amortissement de cette dernière. Lorsque que de nouveaux investissements sont réalisés, ces différentes grandeurs augmentent, permettant ainsi le remboursement et la rémunération de ceux-ci.

La méthode économique « pure » impliquerait de traiter les investissements annuels, passé, présents et à venir, sous forme de loyer économique. Faute de disposer de la chronique des investissements passés depuis la mise en service du parc, l'approche du coût courant économique utilisé par la Cour en 2012 et 2014 repose sur la prise en compte des investissements de l'année dans le coût de production de cette même année pour leur montant intégral (méthode du *pass-through*), soit **4 318 M€** en 2019 (cf. partie 1.2.3)¹⁵¹.

Dans une approche hybride, la prise en compte peut se faire de la même façon, pour estimer le coût de production de l'année suivant immédiatement l'exercice pris comme référence pour la VNC. En vue d'estimer le coût de production moyen sur une période prospective plus longue, il est aussi possible de recourir au calcul du loyer économique correspondant à la chronique prévisionnelle des investissements annuels. En tout état de cause, des applications successives de cette méthode hybride, en partant de différentes années de référence pour la VNC, imposent une vigilance particulière pour ne pas opérer de double compte au titre des investissements annuels¹⁵².

3 – Le coût associé aux charges futures

La plupart des charges nucléaires futures, postérieures à l'exploitation, font chaque année l'objet d'écritures comptables spécifiques sur lesquelles les différentes méthodes de calcul peuvent s'appuyer.

¹⁵⁰ Le fait d'inclure les immobilisations en cours impose d'être très vigilant pour l'application de cette méthode dans le temps (dans le cas d'une régulation par exemple), en particulier sur la prise en compte des intérêts intercalaires. En effet, ceux-ci seront incorporés à la VNC en même temps que la valeur de l'actif ; or ils auront été déjà pris en compte intégralement dans les coûts au titre de la rémunération des immobilisations en cours.

¹⁵¹ Cette méthode ne nécessite par ailleurs pas de faire d'hypothèses sur la chronique future des CAPEX.

¹⁵² Dans une optique de régulation, il importe ainsi de retraiter la valeur nette comptable des investissements qui auraient été déjà incorporés au coût de production l'année de leur décaissement et donc couverts par une régulation antérieure.

Charges nucléaires de long terme

Les inscriptions comptables relatives aux charges nucléaires de long terme sont les suivantes :

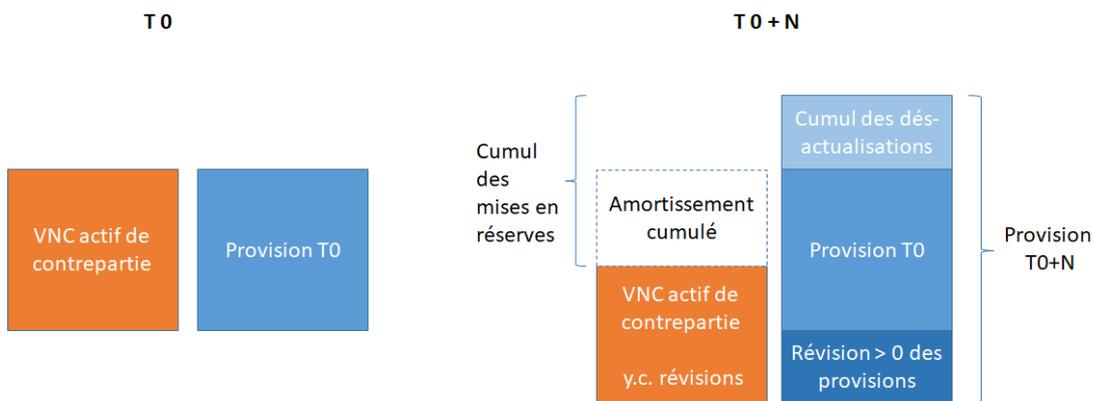
- Les charges donnant lieu à provisionnement non adossé à des actifs de contrepartie font l'objet de dotations annuelles aux provisions liées à l'évolution du montant des charges futures et de leur calendrier de décaissement ; elles donnent également lieu à inscriptions de charges financières correspondant à l'effet des changements du taux d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions ;
- Les charges faisant l'objet d'un provisionnement adossé à des actifs de contrepartie¹⁵³ donnent lieu à des ajustements de la valeur nette comptable de ces actifs de contrepartie liés à l'évolution du montant des charges futures et de leur calendrier de décaissement ou liés à des changements du taux d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions ;
- Des dotations aux amortissements des actifs de contrepartie sont par ailleurs enregistrées chaque année au compte de résultat.

Pour les deux catégories de charges (avec et sans actif de contrepartie), des charges financières sont enregistrées chaque année au titre de la dés-actualisation des provisions¹⁵⁴ et viennent augmenter le niveau de ces provisions. Elles ne donnent pas lieu à décaissement mais impactent le résultat comptable.

La logique des enregistrements comptables permet une « mise en réserve »¹⁵⁵ du cumul des dotations aux provisions, dotations aux amortissements des actifs de contrepartie et charges financières de dés-actualisation.

Pour les charges donnant lieu à l'inscription d'un actif de contrepartie, cette « mise en réserve » entraîne une dé-corrélation progressive entre le niveau de la provision et la somme de la valeur nette comptable de l'actif de contrepartie et des amortissements cumulés de cet actif. Ce phénomène est illustré par le graphique ci-dessous.

Schéma n° 6 : Évolutions relatives du niveau des provisions et de l'actif de contrepartie



Source : Cour des comptes

¹⁵³ Dans ce cas, le provisionnement de ces charges ne donne pour l'essentiel pas lieu à une charge immédiate au compte de résultat mais à l'inscription d'un actif de contrepartie, qui sera amorti progressivement sur la durée d'exploitation. Ces actifs de contrepartie peuvent être intégrés à la valeur nette comptable de l'actif de production.

¹⁵⁴ C'est-à-dire au titre de l'augmentation de la provision liée au rapprochement de la date d'utilisation de celle-ci (mise en œuvre du démantèlement par exemple).

¹⁵⁵ Il s'agit d'une charge comptable sans décaissement

Les charges rattachables à une année de production donnée

Les coûts rattachables à une année de production (coûts de gestion du combustible utilisé GCU et de gestion à long terme des déchets GLTD, correspondant au combustible consommé dans l'année) peuvent être pris en compte à hauteur de la dotation brute annuelle aux provisions correspondantes, soit 449 M€ en 2019.

La méthodologie retenue par la Cour en 2012 et 2014 y a adjoint, pour leur part relative à ces provisions, les charges financières de dés-actualisation et celles correspondant aux effets d'un éventuel changement de taux d'actualisation¹⁵⁶. L'ensemble de ces charges représenterait **1 546 M€** en 2019.

Dans une approche économique, la provision constituée par le cumul des dotations annuelles engendre un rendement financier équivalent à la charge de dés-actualisation enregistrée dans les comptes¹⁵⁷. Sous cet angle, la prise en compte des charges de dés-actualisation en sus des dotations annuelles aux provisions pour le calcul du coût de production n'apparaît pas justifié¹⁵⁸. En revanche, on peut y adjoindre les charges financières correspondant aux effets d'un éventuel changement de taux d'actualisation (349 M€ en 2019). L'ensemble de ces charges représenterait ainsi 798 M€ en 2019.

La méthode hybride peut retenir le même traitement des charges que la méthode économique.

Dans une approche comptable, il est possible respectivement d'exclure les charges de dés-actualisation ou bien d'en tenir compte selon que l'on considère ou pas que le cumul des dotations annuelles permis par les recettes des exercices passés est censé engendrer un rendement financier. Les calculs réalisés pour ce rapport reposent à titre illustratif sur l'option d'une prise en compte de ces charges de dés-actualisation. En l'absence de prise en compte des charges de désactualisation, le coût comptable s'établirait, en 2019, à 41,8 €/MWh.

Les charges non rattachables à une année de production donnée

Les coûts relatifs aux charges futures non rattachables à une année de production donnée (mais associés au parc actuellement en exploitation) concernent pour l'essentiel des provisions adossées à des actifs de contrepartie (GCU et GLTD associés aux combustibles engagés non encore irradiés, démantèlement du parc REP et gestion à long terme des déchets associés, charges associées aux derniers cœurs).

Selon une approche comptable, ils peuvent être pris en compte à travers :

- la dotation aux amortissements des actifs de contrepartie ;

¹⁵⁶ Bien que celles-ci affectent la totalité des provisions déjà constituées, et non pas seulement celles au titre du combustible consommé de l'année.

¹⁵⁷ C'est ce que traduit l'actualisation opérée dans un calcul de LCOE intégrant les charges de long terme (cf. *supra*).

¹⁵⁸ Ces dotations correspondent en effet au montant qui, augmenté d'intérêts équivalents au taux d'actualisation du provisionnement, permettra de financer les charges futures liées au combustible consommé dans l'année.

- les charges financières de dés-actualisation correspondant au montant ¹⁵⁹ de la VNC de l'actif de contrepartie. Comme la VNC est théoriquement négative (cf. encadré ci-dessous), cette charge l'est également et représente un montant de -19 M€ ;
- Le surcoût financier de la constitution éventuelle d'actifs dédiés, pour sa part représentative de la VNC de l'actif de contrepartie¹⁶⁰ ; il peut être évalué à partir de l'écart entre le CMPC et le rendement attendu de ces actifs dédiés, soit un montant (négatif car la VNC est négative) de -24 M€¹⁶¹.

La méthode comptable aboutirait ainsi à un coût total de **-43 M€** pour ces charges de long terme (hors dotations aux amortissements déjà intégrés dans le montant total des amortissements comptés au 1.2.2.1).

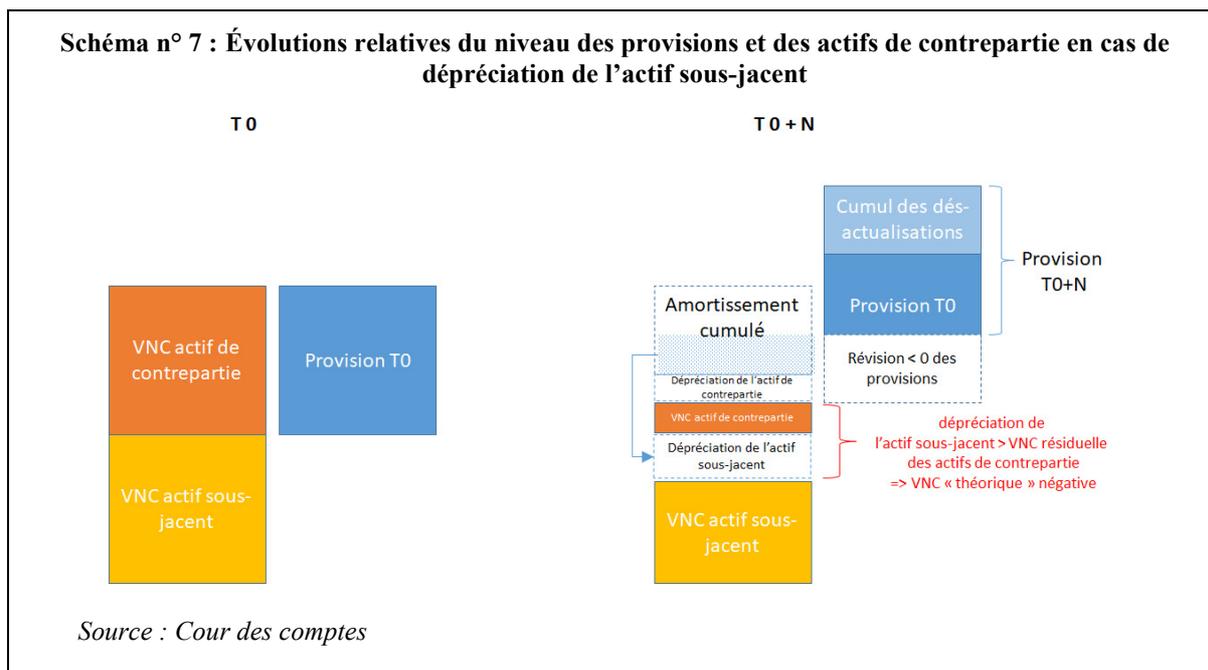
Une VNC négative de l'actif de contrepartie depuis 2016

Pour le parc nucléaire en exploitation, les baisses de provisions engendrées par l'allongement de la durée de vie des réacteurs 900 MW intégrées dans les comptes d'EDF en 2016 ont pu représenter, réacteur par réacteur, des montants supérieurs à la VNC résiduelle de l'actif de contrepartie correspondant. La différence a été enregistrée alors en dépréciation de l'actif sous-jacent, ce qui correspond à une VNC « théorique » de l'actif de contrepartie négative, tandis que la VNC de l'actif de contrepartie a été mise à zéro. Comptablement, la VNC de l'actif de contrepartie de chaque réacteur est ainsi positive ou nulle et la VNC de l'ensemble des actifs de contrepartie reste positive. En revanche, la VNC « théorique » de l'ensemble des actifs de contrepartie, tenant compte des dépréciations d'actifs sous-jacent, est négative depuis 2016. Cette situation est illustrée par le schéma ci-dessous.

¹⁵⁹ L'amortissement des actifs de contrepartie permet de fait de sécuriser les montants nécessaires à la couverture des charges futures. La somme des amortissements des actifs de contrepartie correspond à la partie de la provision initiale dont la rémunération est supposée être sécurisée : l'augmentation de cette partie de la provision du fait de la dés-actualisation est supposée pouvoir être couverte par le rendement des sommes mises de côté au titre de cette provision. En revanche la part de la provision initiale qui n'a pas fait l'objet d'un amortissement (la VNC) augmente chaque année d'un montant équivalent à la charge de dés-actualisation, qui doit être reflété dans le coût.

¹⁶⁰ La prise en compte des charges de dés-actualisation pour la partie des provisions correspondant à la VNC des actifs de contrepartie permet de tenir compte du coût de la constitution d'actifs dédiés, au taux d'actualisation des provisions pour charges de long terme. Or la rémunération de l'investissement consenti pour cette constitution, à l'instar de tout autre investissement, doit être prise en compte au niveau du CMPC.

¹⁶¹ Et compte tenu du fait que l'obligation de constitution d'actifs dédiés est remplie en partie par l'affectation de la participation indirecte d'EDF dans RTE pour 2,7 Md€, et par la dette résiduelle de CSPE, pour 2 Md€ fin 2018, soit au total 17,8% du portefeuille d'actifs dédiés.



Selon la méthode économique, une répartition sur l'ensemble de la durée d'exploitation des coûts relatifs aux charges futures non rattachables à une année de production donnée consiste à calculer, sur la durée totale prévue d'exploitation, le loyer économique associé au montant des provisions correspondantes, préalablement actualisé en fonction de l'âge moyen du parc en exploitation à date et du taux d'actualisation utilisé pour le provisionnement. Pour un montant total de provisions de 16,7 Md€ fin 2018, et un taux d'actualisation nominal de 3,7%, un taux d'actualisation réel de 2,27%¹⁶², le coût associé serait ainsi de **281 M€₂₀₁₉** pour une durée de vie moyenne de 45,5 ans (coût en €₂₀₁₉ qui devrait être ajusté à l'inflation).

Un calcul alternatif sur la base des actifs dédiés, mais qui dépend du calendrier effectif de constitution de ces actifs

En cas d'obligation de constitution d'actifs dédiés plus précoce que les dotations aux amortissements des actifs de contrepartie, c'est le coût de cette obligation qui peut être considéré, au lieu du coût des charges de long terme, que ces actifs visent en tout état de cause à couvrir. Ces coûts ne sont pas nécessairement équivalents dès lors que la charge de constitution d'actifs dédiés est actualisée, comme tout autre investissement, en fonction du CMPC et non pas du taux d'actualisation des charges de long terme. Si les actifs dédiés couvrant les charges non rattachables à une année donnée avaient été constitués dès la mise en service du parc, le coût de leur constitution représenterait 443 M€₂₀₁₉ pour 2019. Pour une constitution intégrale en 2010¹⁶³, leur coût représenterait 216 M€₂₀₁₉ en 2019.

La méthodologie retenue par la Cour en 2012 et 2014 tient compte des charges futures non rattachables à une année donnée selon une approche comptable. Son application à l'année 2019 aurait pu conduire à prendre en compte, d'une part, les dotations pour amortissement des

¹⁶² Soit les taux utilisés pour l'établissement des provisions pour charges de long terme dans les comptes 2019 d'EDF.

¹⁶³ En pratique, les actifs dédiés ont été constitués progressivement à partir de l'entrée en vigueur de l'obligation en 2006 ; la constitution complète n'a été atteinte qu'en 2013. En outre, comme indiqué *supra*, ils sont encore pour partie composés de titres antérieurement détenus par EDF, qui n'ont donc pas engendré de coûts supplémentaires jusqu'à présent.

actifs de contrepartie (soit 151 M€ en 2019 hors dépréciation des actifs sous-jacents, soit un montant négatif, mais n'apparaissant pas directement dans les écritures comptables, en tenant compte des dépréciations des actifs sous-jacents) et d'autre part, les charges de dés-actualisation des provisions adossées à ces actifs (soit 630 M€ en 2019), soit un montant de **781 M€**.

La méthode hybride peut également s'appuyer sur la méthode comptable, qui prend en compte l'état d'amortissement des actifs de contrepartie pour le calcul des charges de dés-actualisation et de la rémunération des actifs dédiés.

Les charges de post-exploitation

Par ailleurs, certaines dépenses postérieures à l'exploitation ne donnent aujourd'hui pas lieu à provisions comptables (charges dites de post-exploitation, impôts et taxes dues pendant les démantèlements). Dans un récent rapport remis au Sénat, la Cour s'est déjà prononcée en faveur de l'intégration d'une grande part de ces dépenses au périmètre de provisionnement des charges nucléaires de long terme¹⁶⁴. En tout état de cause, ces dépenses doivent être intégrées aux coûts de production du parc existant. Elles correspondraient à une somme actualisée de 10,9 Md€ vue depuis fin 2018, calculée selon la même méthode que les provisions pour démantèlement.

En l'état actuel, ces dépenses ne sont pas provisionnées par EDF et ne donnent donc lieu aujourd'hui à aucune inscription dans ses comptes. Dès lors, elles n'auraient aucune traduction dans le coût de production pour 2019 évalué selon la méthode comptable.

En revanche, leur prise en compte par une méthode économique¹⁶⁵, en considérant le taux d'actualisation réel, aboutiraient à un coût annuel de 190 M€₂₀₁₉¹⁶⁶. Cette méthode répartit le coût de la constitution des provisions nécessaires à la couverture de ces charges sur toute la durée de vie du parc (45,5 ans en moyenne), sur la base d'un montant annuel en euros constant. Une approche hybride pourrait consister, de façon alternative, à rattacher ce coût à la seule période séparant la date de calcul de la fin de vie des installations, c'est-à-dire sur 13,5 années. Elle aboutirait ainsi à un coût annuel de 953 M€₂₀₁₉.

Enfin, à titre d'illustration, si ces dépenses avaient été provisionnées pour la première fois dans les comptes 2019, avec inscription d'un actif de contrepartie, la méthode comptable aurait abouti à un coût de 1 376 M€¹⁶⁷ pour 2019. Ce montant comprend l'amortissement linéaire de cette provision¹⁶⁸ ainsi que les charges de dés-actualisation de celle-ci, tels que les auraient alors aussi intégrées la méthode suivie par la Cour en 2012.

¹⁶⁴ Cour des comptes, L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, rapport remis au Sénat, février 2020 ; https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-03/20200304-rapport-arret-demantelement-installations-nucleaires-2_0.pdf

¹⁶⁵ Soit le provisionnement annuel en euros constants sur la durée de vie considérée permettant, augmenté des intérêts de son placement au taux d'actualisation des charges de long terme, de disposer des fonds couvrant le moment venu les dépenses de post-exploitation.

¹⁶⁶ Ces résultats doivent être indexés de l'inflation chaque année.

¹⁶⁷ En supposant une inscription des provisions correspondantes dès les comptes 2019, avec inscription d'un actif de contrepartie et son amortissement sur la durée de vie résiduelle fondant les comptes actuels d'EDF.

¹⁶⁸ Le calcul étant effectué réacteur par réacteur, sur la durée de vie comptable prévisionnelle de chacun d'entre eux.

Résumé de la prise en compte des charges de long terme selon les différentes méthodologies

La comparaison entre les différentes méthodologies illustrées par la Cour peut être résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 10 : Comparatif des différentes méthodologies utilisées

<i>Méthodologie</i>	Comptable	Économique	Cour 2012	Hybride
<i>Charges rattachables à une année de production donnée</i>	-Dotations aux provisions -Charges de désactualisation -Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation	-Dotations aux provisions- -Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation	-Dotations aux provisions -Charges de désactualisation -Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation ?	-Dotations aux provisions -Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation
<i>Charges non rattachables à une année de production donnée</i>	-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie -Charges de désactualisation correspondant à la VNC des actifs de contrepartie -Compensation écart de rémunération actifs dédiés entre CMPC/taux actualisation sur la base de la VNC des actifs de contrepartie	-Loyer économique calculé pour la valeur actuelle de la provision ou pour la constitution des actifs dédiés, sur la durée de vie complète	-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie -Charges annuelles de désactualisation	-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie -Charges de désactualisation correspondant à la VNC des actifs de contrepartie -Compensation écart de rémunération actifs dédiés entre CMPC/taux actualisation sur la base de la VNC des actifs de contrepartie
<i>Charges de post exploitation</i>	-En l'absence de provision effective : pas de prise en compte -Si constitution d'une provision l'année considérée : amortissement et charge de désactualisation de celle-ci	-Loyer économique de la provision correspondante, sur la durée de vie complète	Pas de pris en compte	-Loyer économique de la provision correspondante sur la durée de vie restante

Source : Cour des comptes ; note de lecture : * les évolutions concernées sont celles relatives aux devis, calendriers, taux d'actualisation.

4 – Le coût associé aux dépenses d'exploitation

En 2019, les charges d'exploitation du nucléaire dit *historique* (hors Flamanville 3 EPR), hors dotations aux amortissements, se sont élevées à 8 864 M€. Elles comprennent les charges d'énergie et de combustible, les consommations externes, la production stockée immobilisée¹⁶⁹, les charges de personnel, les impôts et taxes, les charges transversales imputables au nucléaire (fonctions supports et appuis), les autres produits et charges d'exploitation.

Elles incluent également les charges relatives à la gestion des combustibles usés des années antérieures, les reprises de provisions associées ainsi que les dotations aux provisions (dotations brutes) pour les combustibles usés de l'année. Les charges d'exploitation hors charges de long terme¹⁷⁰ s'obtiennent en soustrayant des montants d'OPEX ces dotations aux provisions brutes, ce qui représente un montant de **8 415 M€** pour 2019.

Ces dépenses d'exploitation incluent les charges comptables relatives à la retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi des salariés d'EDF, et les reprises de provisions associées. EDF inclut également dans les dépenses d'exploitation le « tarif agent » dont bénéficient ses salariés sur leur consommation personnelle d'électricité, et qui se traduit comptablement par de moindres produits des ventes d'électricité.

Le rattrapage de la réforme des retraites de 2004

Par ailleurs, EDF calcule de façon extracomptable un coût de « rattrapage » de la réforme des retraites des salariés des industries électriques et gazières (IEG)¹⁷¹ de 2004 et de l'entrée en vigueur des normes IFRS relatives aux avantages postérieurs à l'emploi, en application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002. Il a abouti à des réductions de fonds propres opérées en 2005 à l'occasion du versement de soultes et de la constitution de provisions¹⁷². Ces coûts de rattrapage ont été intégrés aux dépenses d'exploitation retenues par la Cour en 2012 et 2014.

EDF considère en effet qu'un loyer économique correspondant au montant des soultes versées suite à la réforme de 2004 et calculé conventionnellement sur 20 ans (2005-2025), ainsi que la neutralisation, dans les charges comptables, de la reprise progressive des provisions constituées en 2005 au titre des normes IFRS, doivent être pris en compte non seulement dans

¹⁶⁹ Ce poste mérite une attention particulière dans une optique de régulation, dans le cas où les CAPEX et les OPEX feraient l'objet d'une prise en compte différenciée par le régulateur.

¹⁷⁰ Les charges de gestion des combustibles de l'année doivent en effet être soustraites aux OPEX, sous peine de comptabiliser deux fois ces charges de gestion : au moment de leur provisionnement et au moment de leur décaissement quelques années plus tard.

¹⁷¹ Le régime de retraite des IEG a été profondément modifié par la loi du 9 août 2004 relative *au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières*. Celle-ci a maintenu le régime spécial pour tous les agents IEG, créé une caisse autonome de sécurité sociale chargée de gérer l'équilibre financier du régime spécial (la CNIEG, caisse nationale des industries électriques et gazières), créé la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) payée par les consommateurs d'électricité et de gaz, et alimentant une partie des droits à la retraite des salariés des IEG.

¹⁷² Soit 9,9 Md€ après prise en compte des effets d'IS pour le périmètre nucléaire selon les données d'EDF reprises dans le rapport CRE de mai 2020, dont 2,4 Md€ au titre des soultes « retraite ».

l'estimation des coûts de production annuels mais également dans le cadre de la fixation d'un prix de régulation. Le surcoût engendré par ces retraitements s'élève à 573 M€ pour 2019.

Au titre des coûts de production annuels, un retraitement au titre des reprises de provisions reviendrait, en 2019, à compter en sus des coûts associés à la production actuelle (dotations aux provisions pour les droits acquis en 2019 par les salariés en poste) des coûts associés à la production antérieure à 2005. Un tel décompte ne serait cependant représentatif, ni des coûts actuels, ni d'un coût historique annualisé¹⁷³. Ce retraitement pourrait en revanche se justifier dans le cadre d'un rattrapage de rémunération¹⁷⁴, dans la mesure où la constitution des provisions correspondantes s'est faite directement à partir des capitaux propres de l'entreprise, ne permettant donc pas la rémunération des capitaux mobilisés.

En revanche, la prise en compte du versement initial des soultes¹⁷⁵ n'apparaît pas redondante avec d'autres éléments intégrés dans le coût annuel de production¹⁷⁶, même si ses modalités (notamment la période de calcul d'un loyer économique) sont nécessairement conventionnelles. Aussi, la Cour estime-t-elle qu'il serait justifié de ne retenir, dans les OPEX, le « rattrapage retraites » qu'au seul titre des soultes versées¹⁷⁷.

La rémunération du BFR

EDF compte également au titre de ses coûts d'exploitation, de façon extracomptable, un coût d'immobilisation de la valeur des stocks de combustibles et de pièces de rechange (soit l'essentiel de son besoin en fonds de roulement). Correspondant à un coût d'opportunité, il est obtenu en appliquant le taux nominal du CMPC à cette valeur de stock : il s'élève à 834 M€ pour 2019 (calcul au 21/12/2018). La Cour, en 2012 et 2014, a pris en compte un tel coût d'opportunité du BFR.

Toutefois, le taux d'intérêt utilisé peut être discuté. En effet, les stocks peuvent être financés par emprunt à des conditions de court terme, plus avantageuses que le CMPC¹⁷⁸. EDF indique toutefois que « *les stocks de combustible et pièces de rechange non immobilisées ont un caractère structurel et permanent [...] et constituent une sollicitation de la ressource financière de l'entreprise sur le long terme* », ce qui justifie, selon elle, une rémunération au CMPC.

¹⁷³ Celui-ci répartirait la charge correspondante sur toute la période de production concernée, alors que la méthode proposée consiste à refléter les décaissements de l'année, en sus de la dotation aux provisions pour les nouvelles obligations constatées.

¹⁷⁴ Depuis 2005 et jusqu'en 2014, la CRE a pris en compte ces coûts dans l'élaboration des tarifs réglementés de vente. Depuis la méthode par empilement, ce « rattrapage retraites » est maintenu dans le calcul des coûts de production auxquels la CRE compare le TRV.

¹⁷⁵ Les comptes d'EDF en 2004 et 2005 permettent de justifier la comptabilisation de 3 008 M€ au titre des soultes.

¹⁷⁶ Le versement de soultes est une alternative au versement de cotisations supplémentaires aux régimes d'adossment.

¹⁷⁷ Pour toutes les méthodes, sauf la méthode « Cour » (puisqu'en 2012 et 2014 la Cour n'avait pas procédé à ce retraitement)

¹⁷⁸ À titre d'illustration, au T4 2020, le taux moyen des crédits aux entreprises pour la trésorerie échéancée était de 1,36 %, selon la Banque de France. Il est continûment inférieur à 2 % depuis 2015. Dans ce cas, appliquer aux stocks le CMPC n'est justifié que si des conditions de financement plus avantageuses du BFR sont déjà prises en compte dans le calcul du CMPC lui-même, ce qui ne ressort pas des éléments fournis par EDF. Dès lors, en retenant par défaut le CMPC pour rémunérer le BFR, les calculs majorent les coûts de production.

Annexe n° 5. Comparaison des méthodologies et données entre l'ADEME et la CRE

1 – Différences de méthodologies utilisées par l'ADEME et la CRE

ADEME

L'édition 2019 du rapport de l'ADEME contient un calcul des LCOE des différentes filières. Les données utilisées proviennent de représentants de la profession (syndicats professionnels), de données internes à l'ADEME, ou de questionnaires adressés aux professionnels de la filière. Il s'agit principalement de données prévisionnelles, pour des projets dont la date de mise en service s'étale entre 2018 et 2020.

Les données de coûts de l'ADEME distinguent les dépenses d'investissement, les dépenses d'exploitation fixes et les dépenses de combustible (dépenses variables). Les LCOE sont calculés en supposant que l'intégralité des dépenses d'investissement est réalisée en année 0, les années 1 à n (n désigne la durée de vie de l'installation) se caractérisant par le décaissement des dépenses d'exploitation.

Les coûts d'investissements retenus incluent les coûts de raccordement, les études préalables, les intérêts intercalaires, les coûts de remplacement des composantes dont la durée de vie est inférieure à celle de l'équipement principal, les coûts de démantèlement et de remise en état initial (nets des valeurs résiduelles et de récupération). Les coûts d'exploitation incluent les taxes assises sur la puissance (IFER). L'ADEME ne peut toutefois pas garantir la prise en compte de l'exhaustivité de ces composantes de coûts du fait de l'hétérogénéité des sources de données.

La méthode utilisée analyse la distribution des dépenses d'investissement sur les différents projets étudiés, pour retenir une valeur haute et une valeur basse du niveau de CAPEX, garantissant que 80% des projets se situent dans l'intervalle.

Les LCOE sont calculés en €2019, à partir d'un taux d'actualisation réel. Le taux d'actualisation reflète le CPMC réel de chaque filière. Ce calcul en termes réels signifie que si le LCOE devait être converti en tarif garantissant la perception des recettes nécessaires à l'équilibre financier de l'exploitant, celui-ci devrait être indexé à l'inflation tout au long de la vie du projet.

Cependant, il peut être relevé que les calculs, réalisés par l'ADEME dans l'édition 2019 de son ouvrage, ayant pour objectif de répercuter l'hypothèse de baisse de productible des panneaux photovoltaïques au cours du temps, présentent un défaut : le choix de simplification opéré par l'ADEME, consistant à traiter cette baisse en première approximation à travers une augmentation du taux d'actualisation, s'accompagne en effet d'une absence de prise en compte de cette évolution du productible sur le terme relatif aux charges d'exploitation.

L'ADEME a indiqué que l'absence de répercussion de la baisse du productible sur les charges d'exploitation est une erreur, dont la correction aurait un impact limité, puisqu'elle conduirait à une augmentation de 2 à 3% des LCOE concernés. La Cour prend acte du fait que l'ADEME a également indiqué que cette erreur sera corrigée dans les prochaines éditions de l'étude de l'ADEME.

Cette correction doit également être apportée aux calculs relatifs à la petite hydroélectricité, puisqu'une réduction du productible est également prise en compte

CRE

Le rapport de 2019 de la CRE sur le grand PV s'appuie sur les plans d'affaires des candidats aux appels d'offres lancés à partir de 2014. Le rapport 2020 sur l'hydroélectricité repose quant à lui sur les informations collectées au titre de décret n°2016-682 du 27 mai 2016¹⁷⁹, c'est-à-dire les informations annuelles de coûts et de recettes fournies à la CRE par les producteurs.

La CRE calcule ensuite un LCOE sur les mêmes bases méthodologiques que l'ADEME. La CRE prend toutefois en compte les impôts, taxes et versements assimilés de façon plus exhaustive : elle distingue l'IFER, la CFE, la CVAE, le C3S, la taxe foncière et les autres taxes (hors TVA).

La CRE fait des hypothèses d'inflation et utilise un taux d'actualisation nominal. Elle calcule donc un LCOE constant en euros courants sur la période considérée : le montant du coût ainsi calculé représente l'équivalent du tarif, fixe en euros courants, que devrait percevoir le porteur de projet pour rentabiliser son investissement.

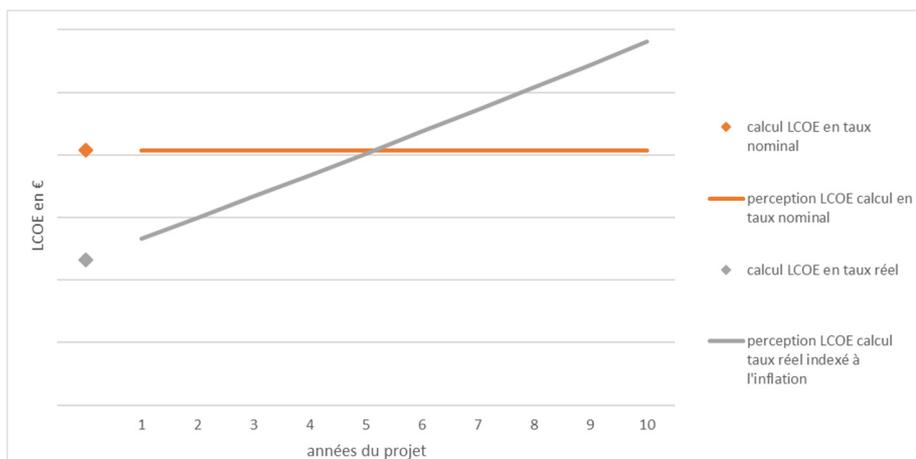
Comparaison entre les deux approches

Les calculs de l'ADEME et de la CRE ne sont donc pas équivalents pour une même année considérée. Toutefois la somme actualisée, au taux nominal, d'un tarif calculé selon l'une ou l'autre méthodologie, est équivalente. C'est-à-dire que la somme actualisée des revenus que percevrait un porteur de projet, au tarif du LCOE calculé selon l'une ou l'autre méthodologie, est la même. L'impact des choix de convention de calcul peut être illustré sur le graphique suivant.

¹⁷⁹ « Pour les installations de puissance installée supérieure à 100 kW, le producteur transmet chaque année à la Commission de régulation de l'énergie et tient à disposition du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts et des recettes, relatifs à son installation, dans les conditions et dans un format proposés par la Commission de régulation de l'énergie et approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Il tient à disposition de la Commission de régulation de l'énergie les documents contractuels et comptables justifiant ces données, qu'il lui transmet sur demande dans un délai d'un mois.

« Pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 100 kW, le producteur tient à disposition du ministre chargé de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie le détail des coûts et des recettes, relatifs à son installation ainsi que les documents contractuels et comptables justifiant ces données, qu'il lui transmet sur demande dans un délai d'un mois. »

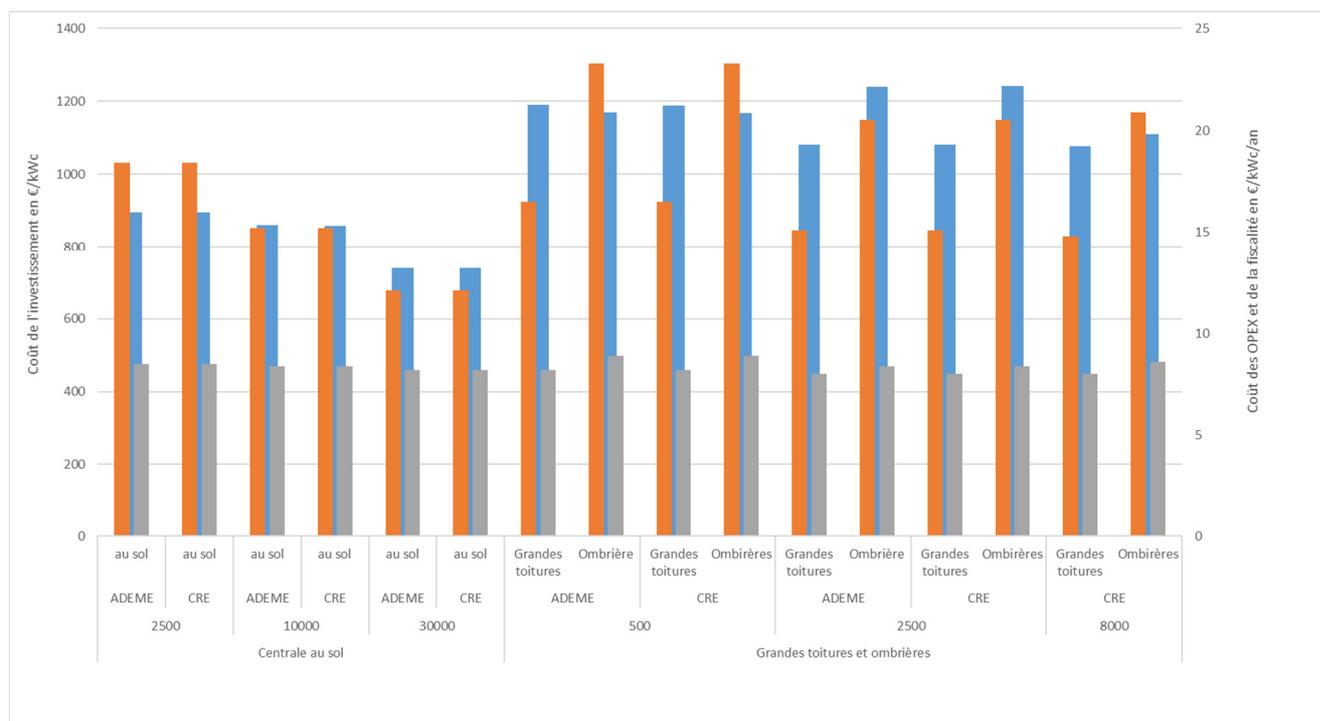
Graphique n° 15 : Illustration des LCOE calculés en termes réels ou nominaux, pour un même projet



Source : Cour des comptes

2 – Comparaison des données relatives au calcul des coûts du photovoltaïque, selon l'ADEME ou la CRE

Graphique n° 16 : Comparaison des coûts du PV selon l'ADEME et la CRE



Source : Cour des comptes, d'après données ADEME 2019 et CRE 2019 ; Note de lecture : les données d'OPEX de l'ADEME sont en euros constants alors que celles de la CRE sont en euros courants ; les valeurs figurant sur l'axe des abscisses correspondent aux puissances maximales des installations en kWc

3 – Considération sur les coûts obtenus par la CRE pour la petite hydroélectricité

Le rapport de la CRE sur les coûts de la petite hydroélectricité en métropole a permis d'établir des coûts moyens dépendant de la puissance des installations concernées et de leur état : les calculs distinguent les nouveaux projets (« neuf ») et les investissements consistant à accroître la durée de vie d'une installation (« rénovation »). Dans ce second cas, seuls les nouveaux investissements sont pris en compte, c'est-à-dire que le calcul ne reflète pas les coûts associés à de potentiels actifs historiques non amortis.

Un calcul indicatif des niveaux de LCOE équivalent a été réalisé sur ces bases, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 11 : Calculs des LCOE à partir des données CRE pour la petite hydroélectricité (durée de vie 20 ans, taux inflation 1%, taux actualisation nominal 6%)

Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0-500 kW	500-1 MW	0-500 kW	500-1 MW
<i>investissement neuf (€/kW)</i>	3570	3300	3820	3830
<i>Investissement de rénovation moyen estimé* (€/kW)</i>	1570	1570	1570	1570
<i>coûts de fonctionnement (€/kW), fiscalité incluse</i>	80	80	100	100
<i>GER** (neuf)</i>	4% de l'inv. Initial en année 8 et 2% en année 13			
<i>GER (rénovation)</i>	200€/kW en année 8 et 120€/kW en année 13			
<i>Facteur de charge - bas (heures par an)</i>	3100	3100	3400	3400
<i>facteur de charge - haut (heures par an)</i>	3900	3900	4200	4200
<i>LCOE facteur de charge moyen pour puissance max concernée « neuf » en €/MWh</i>	117,2	110,2	119,7	119,9
<i>LCOE facteur de charge moyen pour puissance max concernée « rénovation » en €/MWh</i>	69,0	69,0	69,3	69,3

*Estimation moyenne qui ne peut pas refléter la diversité des situations rencontrées

**GER = gros entretien et réparation

Note : les données CRE prennent en compte la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement applicable depuis fin 2017. Cela explique notamment le surcoût d'investissement des installations « basse chute » de forte puissance par rapport à celles de moindre puissance (le taux de réfaction étant moins important pour les premières).

Source : Cour des comptes d'après données CRE

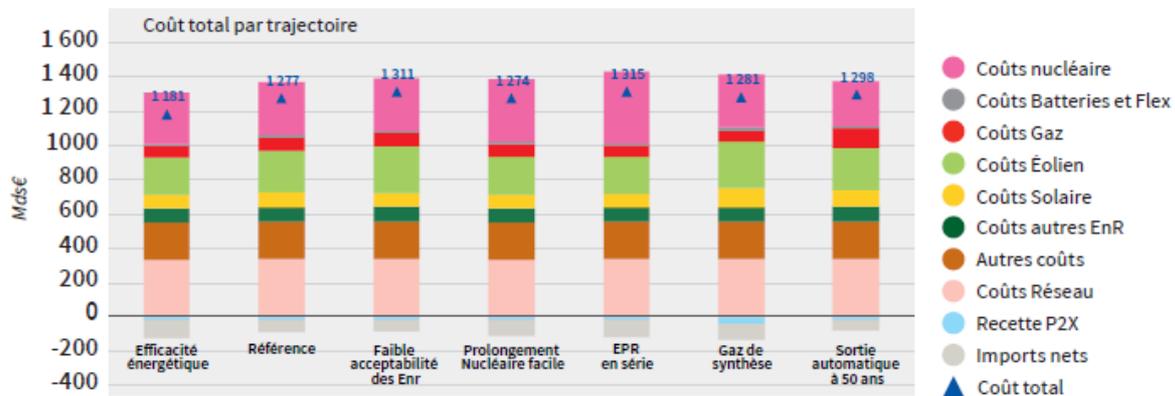
Annexe n° 6. L'étude « trajectoires » de l'ADEME

Cette étude de l'ADEME, menée en 2017-2018, procède à un exercice d'optimisation économique du mix sur la période 2020-2060, moyennant un développement imposé du mix jusqu'en 2030, selon les éléments contenus dans la PPE alors en cours d'élaboration, et selon différents scénarios relatifs notamment aux paramètres de coûts des filières EnR et nucléaires.

Elle se fonde sur des trajectoires de demande où la part de consommation « flexible » s'accroît significativement à l'horizon 2050, notamment en raison du développement de la flotte de véhicules électriques dont la recharge est réputée flexible (*i.e.* déplaçable dans le temps) à 80%¹⁸⁰. Ces flexibilités, à coûts d'investissements égaux dans tous les scénarios et à coût marginal nul, évitent un renchérissement relatif du coût des mix à plus fortes proportions d'EnR variables. La fixation des capacités des autres filières est issue d'une optimisation sur la base des coûts, y compris du CO₂, sans contrainte de décarbonation stricte du secteur électrique. Ces choix de modélisation contribuent à atténuer les écarts de coûts complets de production entre scénarios.

Elle conclut ainsi à de très faibles écarts de coûts entre mix de production selon les proportions respectives de capacités EnR et nucléaires installées à l'horizon 2050, éventuellement imposées dans le modèle d'optimisation selon les scénarios. Ces faibles écarts relatifs résultent également du poids encore significatif des décisions déjà prises dans le coût complet des mix électriques à l'horizon 2050.

Graphique n° 17 : Comparaison des coûts des trajectoires étudiées par l'ADEME



Sources : ADEME – synthèse de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 »

Sur la base des paramètres de coûts retenus pour les différentes filières, elle conclut également à l'absence d'espace économique viable pour certaines (nouveau nucléaire, éolien en mer ou photovoltaïque sur petite toiture).

RTE de son côté a constaté que « dans certaines publications, des analyses économiques fondées sur une pure optimisation du parc sont utilisées pour communiquer sur la compétitivité

¹⁸⁰ Ces hypothèses sont assez proches de celles proposées dans le cadre du groupe de travail n°7 « Flexibilité » constitué à l'amont de la publication du Bilan prévisionnel 2050 de RTE : [2020-10-15_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf](https://www.concerte.fr/2020-10-15_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf) (concerte.fr)

de tel ou tel un mix électrique, alors même que le différentiel de coût avec d'autres scénarios assez différents est faible (en relatif) et qu'il existe des incertitudes importantes – parfois d'un ordre de grandeur supérieur – sur le coût des différentes technologies considérées. C'est notamment le cas sur les études existantes comparant nouveaux réacteurs nucléaires et énergies renouvelables, qui selon RTE ne sont pas suffisantes pour conclure dans un sens ou dans l'autre ».

La DGEC a également souligné les insuffisances de cette étude « trajectoires » de l'ADEME, et notamment le fait qu' « elle n'a pas suffisamment approfondi les éléments de « faisabilité technique » des différents scénarios. Ceci a conduit la DGEC à demander, en septembre 2018, à RTE et à l'AIE de travailler sur la faisabilité technique d'un scénario 100% EnR.

Annexe n° 7. : Etude par EDF de différents mix à l'horizon 2050

EDF a de son côté mené en 2020 un exercice de chiffrage comparé de différents mix à l'horizon 2050, pour l'information interne de son conseil d'administration¹⁸¹. Contrairement à l'étude de l'ADEME, il s'est agi de chiffrer le coût de scénarios fortement déterminés s'agissant des capacités installées pour les différentes filières EnR et nucléaires, et sous contrainte ex-ante de neutralité carbone du mix électrique en 2050 (conformément à l'objectif de la SNBC). L'optimisation porte alors essentiellement sur la mobilisation effective des différentes capacités ou technologies disponibles.

Cet exercice conclut à des écarts de coûts significatifs entre mix selon la présence plus ou moins importante d'un parc nucléaire à l'horizon 2050. Il s'agirait alors de nouveau nucléaire.

Selon EDF, l'écart de coûts justifie de maintenir a minima 30 GW de capacité nucléaire en 2050. EDF conclut sur cette base que l'option de développer six d'EPR2 est une option « sans regret » : en effet, reporter la décision compromettrait la possibilité de disposer d'un parc de 30 MW en 2050. Les EPR 2 permettraient en effet d'apporter environ 15 GW de nouvelles capacités nucléaires, qui s'ajouteraient aux 15 GW de nucléaire historique encore en fonctionnement à l'horizon 2050 selon le scénario industriel d'EDF¹⁸².

Cette étude appelle plusieurs observations :

1. Elle insiste sur le fait que sans nucléaire, la décarbonation complète du mix repose sur de nombreux paris technologiques (surestimation des gisements photovoltaïques et pari technologique du Power to X to power). Elle ne fait toutefois pas état d'incertitudes sur la capacité à construire et à faire fonctionner des EPR, ni sur celles liées au stockage des déchets radioactifs (il n'existe pas de projet équivalent à Cigeo qui ait été réalisé dans le monde¹⁸³). Comme évoqué *supra*, les hypothèses relatives aux besoins de stockage et de rénovation de l'usine de La Hague ne sont ni explicitées ni justifiées.
2. Comme indiqué *supra*, les hypothèses de cette étude reposent sur l'application d'un taux d'actualisation unique pour toutes les filières, ce qui gomme de fait l'appréciation différente du risque qui peut être portée sur les différentes filières, selon leur maturité. Or la sensibilité à cette hypothèse est très importante. Selon EDF, cette hypothèse se justifie car « À cet horizon, les technologies mises en œuvre auront atteint la maturité, et il est difficile aujourd'hui d'évaluer des différences en matière de risques industriels qui soient susceptibles d'avoir une influence matérielle sur la rentabilité attendue par un investisseur ». Considérer que le nouveau nucléaire est sur la même trajectoire de maturité que les filières EnR, alors qu'il n'existe pas d'EPR en fonctionnement actuellement en Europe, peut toutefois apparaître comme une hypothèse à nuancer.
3. Enfin, comme indiqué au paragraphe 2.1.4, l'étude d'EDF repose sur l'hypothèse qu'un mix 100% EnR et dé-carboné doit recourir à un volume important de stockage inter-saisonnier d'électricité, fourni par une technologie de power to X to power, passant par

¹⁸¹ Ces éléments d'analyse ont toutefois été repris dans la presse : cf. article dans « Contexte » du 19 mars

¹⁸² Cf. Cour des comptes, Arrêt et démantèlement des installations nucléaires, communication à la commission des finances du Sénat, 2020.

¹⁸³ Cour des comptes, L'aval du cycle du combustible nucléaire, rapport public thématique, 2019, p.67.

le méthane de synthèse produit à partir d'EnR, qui peut être très onéreuse¹⁸⁴. Ainsi l'économie réalisée par l'absence de recours à cette technologie justifie le principal écart de coûts entre un scénario 100% renouvelable et un scénario maintenant un minimum de capacités nucléaires en 2050.

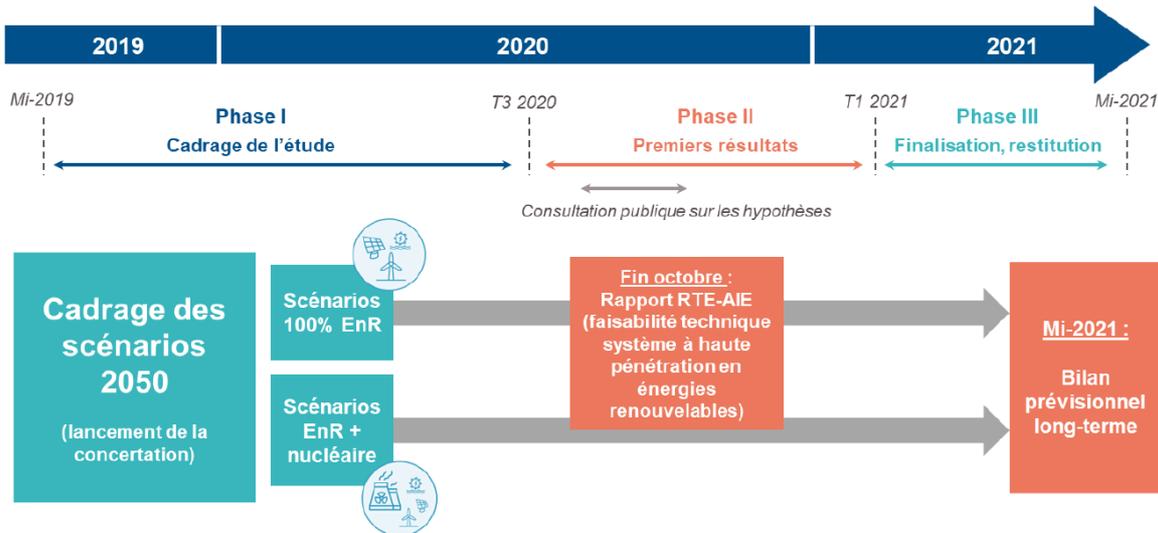
Dans tous les cas, ces résultats ne reposent pas sur une étude publique et détaillée dont les hypothèses et la méthodologie auraient été soumises à critiques scientifiques, ce qui rend délicat leur prise en compte dans le cadre de prises de décisions des pouvoirs publics.

¹⁸⁴ La [stratégie nationale bas carbone](#) adoptée en mars 2020 prévoit que l'électricité produite à l'horizon 2050 dans le scénario de référence est décarbonée. En revanche elle n'exclut pas le recours à la production d'électricité à partir de biomasse comportant des technologies de capture et de stockage du carbone (p.29).

Annexe n° 8. : La méthode et les outils du rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

L'étude de RTE repose sur une concertation avec l'ensemble des parties prenantes du secteur .

Schéma n° 8 : Calendrier des travaux sur les scénarios 2050



Source : RTE

Elle repose également sur l'utilisation d'une modélisation du système électrique à travers l'outil *Antarès*, qui simule le *dispatching* horaire des moyens de production de sorte à minimiser le coût d'exploitation du système (à capacités installées données), et le module complémentaire *Xpansion* qui intègre les coûts d'investissement en vue d'une optimisation économique du parc à un horizon ou sur une trajectoire donnée.

Le coût d'exploitation issu du *dispatching* horaire est le résultat d'une approche stochastique sur 1000 chroniques annuelles d'aléas quant aux paramètres climatiques et aux disponibilités des centrales thermiques.

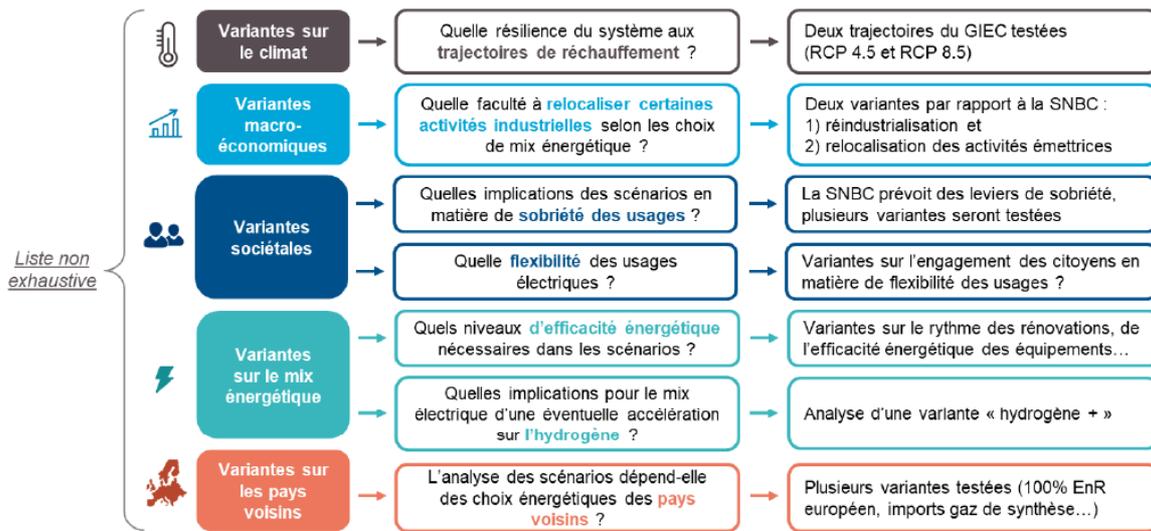
L'optimisation sous *Xpansion* procède par itérations en fonction de l'équilibre économique des différents moyens (production, stockage, effacement, interconnexions) et intègre des contraintes d'ordre politique (sur les capacités de certaines filières) et industriel (sur le rythme d'installation de nouveaux moyens selon les filières).

Dans le BP 2017, RTE avait considéré, au-delà des coûts des moyens de production, le coût des réseaux (à travers les seuls coûts de raccordement des nouveaux moyens de production et les coûts des interconnexions), la balance commerciale (à travers la facture de l'électricité importé et les recettes d'exportation). En revanche, ni les coûts des mesures de maîtrise de la demande, ni l'impact des transferts d'usages, ni les coûts de commercialisation n'avaient été pris en compte.

Dans son nouvel exercice, RTE a mené une large concertation sur les hypothèses retenues en termes de coûts, mais également de modalités de recours aux flexibilités,

d'interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs, de trajectoire de demande, etc. Il comparera plusieurs scénarios, reposant sur le développement des énergies renouvelables, en incluant ou pas l'hypothèse d'un développement concomitant du nouveau nucléaire. De nombreuses variantes seront simulées, comme représenté dans le graphique ci-dessous.

Graphique n° 18 : Principales variantes envisagées dans l'élaboration du Bilan Prévisionnel à l'horizon 2050



Source : RTE

