



Groupe de travail n°9

« coûts »



Document de cadrage n°2 :
les hypothèses de coûts des énergies
renouvelables et du nucléaire

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL.....	4
1.1 CADRE GENERAL : LA CONSTRUCTION DE SCENARIOS DE MIX ELECTRIQUE A HORIZON 2050	4
1.2 RAPPEL DES OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL ET TRAVAUX EN COURS.....	5
1.2.1 <i>Rappel des objectifs et des principaux éléments de cadrage</i>	5
1.2.2 <i>Objet de la seconde réunion</i>	6
2. PRINCIPES METHODOLOGIQUES COMMUNS DANS LA DEFINITION DES HYPOTHESES DE COUT DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES.....	7
2.1 LES COMPOSANTES DE COUTS INTEGREES A L'ANALYSE : COUTS BRUTS ET COUTS FINANCIERS	7
2.2 LA PRISE EN COMPTE DES COUTS PASSES DANS L'ANALYSE	8
2.3 DES COUTS EXPRIMES EN VALEUR REELLE POUR NEUTRALISER L'EFFET DE L'INFLATION.....	8
2.4 IMPACT DE LA RELOCALISATION.....	8
3. FICHES DE SYNTHESE PAR TECHNOLOGIE.....	9
4. LES COUTS DU NUCLEAIRE EXISTANT	24
4.1 PRINCIPE TECHNIQUE ET PRINCIPAUX COMPOSANTS	24
4.2 ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES POUR LE NUCLEAIRE EXISTANT	25
4.3 LES COUTS BRUTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX)	26
4.3.1 <i>Les CAPEX de construction des centres de production</i>	26
4.3.2 <i>Les CAPEX de maintenance et prolongation de la durée d'exploitation</i>	28
4.3.3 <i>Les coûts de déconstruction des réacteurs existants</i>	30
4.4 LES COUTS BRUTS D'EXPLOITATION (OPEX)	31
4.4.1 <i>Les coûts fixes d'exploitation</i>	32
4.4.2 <i>Les coûts variables de consommation de combustibles</i>	32
4.4.3 <i>La gestion des combustibles usés et des déchets</i>	32
4.1 SYNTHESE DES HYPOTHESES SUR LES COUTS DU NUCLEAIRE EXISTANT.....	34
5. LES COUTS DU NOUVEAU NUCLEAIRE	35
5.1 PRINCIPE TECHNIQUE ET PRINCIPAUX COMPOSANTS	35
5.2 ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES	35
5.3 LES CAPEX DE CONSTRUCTION DES CENTRES DE PRODUCTION.....	36
5.4 LES COUTS DE DECONSTRUCTION DES REACTEURS	37
5.5 LES COUTS FIXES D'EXPLOITATION	37
5.6 LES COUTS DE CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES ET DE GESTION DES COMBUSTIBLES USES ET DES DECHETS.....	37
6. LES COUTS DE PRODUCTION DU PHOTOVOLTAÏQUE.....	38
6.1 DESCRIPTIF TECHNIQUE.....	38
6.2 ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DU PHOTOVOLTAÏQUE	38
6.3 METHODOLOGIE RETENUE POUR L'ANALYSE DES COUTS DE PRODUCTION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	40
6.3.1 <i>La notion de taux d'apprentissage</i>	40
6.3.2 <i>Les coûts bruts d'investissement</i>	40
6.3.3 <i>Les coûts bruts d'exploitation</i>	40
6.3.4 <i>Coûts de démantèlement</i>	41
6.3.5 <i>Coûts initiaux du photovoltaïque</i>	41
6.4 PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES CAPEX DU PHOTOVOLTAÏQUE	41
6.4.1 <i>Evolution de coûts des modules photovoltaïques</i>	41
6.4.2 <i>Evolution du coût des onduleurs</i>	44
6.4.3 <i>Evolution des autres postes de coûts</i>	44
6.4.4 <i>Les coûts de fin de vie des installations photovoltaïques</i>	46
6.5 PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COUTS BRUTS D'EXPLOITATION DU PHOTOVOLTAÏQUE	47

6.5.1	<i>Les opérations de maintenance</i>	47
6.5.2	<i>La location du terrain ou de la toiture</i>	47
6.5.3	<i>Les autres postes de coût d'exploitation</i>	47
6.6	HYPOTHESES DE COUTS PROPOSEES PAR RTE	48
6.6.1	<i>PV au sol</i>	49
6.6.2	<i>PV grande toiture</i>	51
6.6.3	<i>PV résidentiel</i>	53
7.	COUTS DE PRODUCTION DE L'EOLIEN TERRESTRE	54
7.1	DESCRIPTION TECHNIQUE DES INSTALLATIONS EOLIENNES TERRESTRES	54
7.2	ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DE L'EOLIEN TERRESTRE.....	55
7.3	LES COUTS PAR COMPOSANTE	57
7.4	FOCUS SUR LES COUTS D'INVESTISSEMENT	58
7.5	PROJECTIONS DES COUTS A HORIZON 2050	59
7.5.1	<i>Evolution des coûts bruts d'investissements</i>	59
7.5.2	<i>Les pistes de réduction du coût de l'énergie produite, hors évolution des CAPEX bruts : facteur de charge et durée de vie</i>	61
7.5.3	<i>Evolution des coûts bruts d'exploitation</i>	62
8.	COUTS DE PRODUCTION DE L'EOLIEN EN MER	64
8.1	DESCRIPTION TECHNIQUE DES INSTALLATIONS EOLIENNES EN MER	64
8.2	ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DE L'EOLIEN EN MER.....	65
8.3	ANALYSE DES COUTS ACTUELS ET PERSPECTIVES.....	66
8.4	LES COUTS BRUTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX).....	67
8.5	LES COUTS BRUTS D'EXPLOITATION ET MAINTENANCE (OPEX).....	74
8.6	PROJECTIONS DE COUTS A HORIZON 2050	74
8.6.1	<i>Tendances d'évolution des coûts</i>	74
8.6.2	<i>Projection des coûts d'investissements à horizon 2050</i>	76
8.6.3	<i>Projection des coûts d'exploitation et maintenance à horizon 2050</i>	78

1. Contexte et objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par le projet de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et le 28 février 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui sert d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **neuf groupes de travail thématiques**, lancés depuis juin 2019 et réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, les flexibilités, les dynamiques sociétales, l'analyse environnementale, l'évaluation économique ou encore le fonctionnement technique du système et du réseau ;
- **une consultation publique** très large, structurée sous forme d'un appel à contributions prévu pour le deuxième semestre 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu et d'autres réunions thématiques s'étaleront tout au long de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail et travaux en cours

1.2.1 Rappel des objectifs et des principaux éléments de cadrage

Le débat public sur le système électrique porte régulièrement sur la capacité du mix à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité mais également sur le coût économique associé aux différents choix publics sur l'évolution du mix. La quantification économique des scénarios répond donc à une forte attente, exprimée par de nombreuses parties prenantes au cours de la concertation sur les études prospectives de RTE.

Le groupe de travail n°9 portant sur les coûts a pour objectif de partager avec les parties prenantes sur la méthodologie et sur les hypothèses de coûts à considérer pour l'évaluation économique des scénarios 2050.

Une première réunion du groupe de travail organisée le 26 février 2020 a permis de présenter et de valider les principaux éléments de cadrage de l'analyse économique. Ce cadrage d'ensemble et les principaux points méthodologiques sont décrits dans un document de travail transmis aux participants en marge de la première réunion du groupe de travail et disponible sur le site de la concertation².

Pour rappel, les principales orientations retenues pour le chiffrage économique sont les suivantes :

- **L'analyse ne se focalisera pas sur une comparaison des LCOE des différentes filières** de production d'électricité. Le calcul de cet indicateur contient en effet un certain nombre de biais et d'approximations (facteur de charge exogène ne tenant pas compte des besoins de modulation de la production en fonction des besoins du système, absence de prise en compte des différences en matière de profil de production et/ou de services rendus par les différentes filières...).
- L'évaluation économique n'est pas non plus centrée sur les prix de marché ou les prix pour les consommateurs qui sont très sensibles à différents paramètres et dépendent de la réglementation et des mécanismes redistributifs entre acteurs.
- **L'analyse pertinente pour éclairer la décision publique doit se faire en coût complet des scénarios de mix électrique à l'échelle de la collectivité**, en tenant compte de l'ensemble des composantes (production, flexibilité, stockage, réseau...). C'est cette approche, déjà utilisée pour les précédents travaux prospectifs de RTE (BP2017, études sur la mobilité électrique et sur l'hydrogène...) qui sera déclinée et approfondie dans le volet économique du prochain Bilan prévisionnel de long terme. Elle tiendra compte en particulier des durées de fonctionnement effectives des différents moyens de production issus des simulations de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.
- L'évaluation économique sera menée avec plusieurs variantes sur les hypothèses de coûts afin de refléter les nombreuses incertitudes sur les projections de coûts de certaines technologies à long terme. Ces variantes permettront de tester la sensibilité des résultats économiques aux différentes hypothèses et de vérifier la robustesse des principaux messages par rapport aux incertitudes existantes.

² Le premier document de travail du GT9 Coûts est accessible via le lien suivant : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-02-26%20-%20Document%20de%20concertation%20-%20GT%20couts.pdf

1.2.2 *Objet de la seconde réunion*

Le présent document constitue le document d'accompagnement de la seconde réunion du GT coûts, qui est consacrée à la présentation et à la discussion des projections de coûts des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien à terre et en mer) et du nucléaire qui seront retenues pour l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel.

Ces filières représentent en effet l'essentiel des installations qui constitueront le mix de production d'électricité à long terme. Comme le montre l'analyse des études existantes et de leurs évaluations économiques associées (ADEME, SFEN...), les hypothèses de coûts associés à ces filières constituent un enjeu de premier ordre dans le chiffrage économique des scénarios et peuvent conduire à des résultats contrastés.

Au-delà de la discussion sur les hypothèses chiffrées à considérer dans l'analyse, ce document recense l'état des lieux du marché pour les différentes technologies considérées, les évolutions attendues pour chacune des filières à moyen terme (en matière d'innovations ou d'évolutions technologiques, d'économie d'échelle, d'industrialisation, etc.) ainsi que les tendances possibles à long terme.

D'autres réunions du groupe de travail seront prévues au second semestre 2020 ou en 2021 et porteront sur les hypothèses de coûts des autres technologies (stockage, flexibilité de la demande, power-to-gas, réseau), et sur les premiers résultats d'évaluation économique appliquée aux scénarios d'étude.

2. Principes méthodologiques communs dans la définition des hypothèses de coût des différentes technologies

2.1 Les composantes de coûts intégrées à l'analyse : coûts bruts et coûts financiers

L'approche méthodologique proposée par RTE et présentée dans le premier document de cadrage du GT coûts est centrée sur le calcul du coût complet annualisé (net de la balance commerciale) des scénarios.

Cette évaluation fait ainsi apparaître plusieurs catégories de coûts différentes, qui se retrouvent dans toutes les technologies considérées :

- 1) **D'une part, les coûts bruts** qui correspondent à la valeur des montants déboursés pour la fourniture de biens (combustibles, équipements...) ou de services (maintenance courante, exploitation...), hors frais financiers.

Ces coûts bruts peuvent eux-mêmes être répartis en différentes sous-catégories, selon qu'ils correspondent à des investissements qui sont amortis sur des durées longues (CAPEX initiaux, ou au cours de la vie du projet considéré) ou à des charges courantes et récurrentes, nécessaires pour l'exploitation du moyen de production (OPEX ou coûts d'exploitation).

Le Tableau 1 décrit ainsi les différentes composantes de coûts bruts retenues.

Investissements (CAPEX)	Coûts d'exploitation (OPEX)
<ul style="list-style-type: none"> • Coûts de construction • Coûts de maintenance et prolongation • Coûts de déconstruction 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts fixes d'exploitation et de maintenance annuels • Coûts variables de production

Tableau 1 : composantes de coûts bruts de production nucléaire intégrées à l'analyse

- 2) **D'autre part, les coûts « financiers » ou « loyer économique »** qui correspondent à l'actualisation des montants investis au taux retenu pour l'analyse économique, ou encore au remboursement de la dette et à la rémunération du capital empruntés pour le financement des investissements initiaux.

Ces coûts financiers interviennent tout au long des projets d'installation de production considérés. En particulier, au cours de la période de construction, les porteurs de projet doivent généralement commencer à rembourser les sommes débloquées au début de la construction alors même que l'installation n'a pas commencé à produire. Les intérêts associés au remboursement de ces premiers investissements pendant la période de construction sont appelés « intérêts intercalaires ». Pour des projets avec une durée de construction longue (en particulier, pour de nouveaux réacteurs nucléaires), les montants correspondant aux intérêts intercalaires peuvent représenter une part importante du coût complet.

Selon les sources de données utilisées, les coûts d'investissement indiqués peuvent intégrer ou non une partie des coûts financiers. Ainsi, généralement, les coûts *overnight* font référence aux coûts bruts d'investissement hors prise en compte des intérêts intercalaires tandis que la

notion de CAPEX intègre souvent le montant des intérêts intercalaires et parfois la rémunération du capital.

La première réunion du groupe de travail sur les coûts du système a précisé que ces composantes financières seront explicites dans la présentation des résultats économiques (ils représenteront une part du coût complet annualisé). La question du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse a fait l'objet de discussions au cours de cette réunion a été mentionné dans différentes contributions adressées à RTE par les parties prenantes. Comme proposé par RTE, l'analyse sera basée sur un taux d'actualisation socio-économique unique pour toutes les technologies (dont la valeur reste à définir) et plusieurs variantes seront testées pour refléter les différences de modèles de financement ou de risques associés aux différentes technologies considérées.

La suite du document présente les hypothèses de coûts bruts et les caractéristiques technologiques proposées par RTE pour l'analyse, pour les technologies de production d'électricité nucléaire, photovoltaïque et éolienne. Les hypothèses de taux d'actualisation, discutées dans le premier document de cadrage, ne sont pas examinées dans ce nouveau document.

2.2 La prise en compte des coûts passés dans l'analyse

Pour les installations de production existantes, certaines composantes de coût correspondent à des dépenses passées sur lesquelles il n'est plus possible de revenir. Ces dépenses ne doivent donc pas intervenir dans l'analyse des coûts futurs qui doivent éclairer la décision publique.

En revanche, la prise en compte des coûts passés reste utile pour évaluer le coût complet annualisé net des scénarios et pour comparer les coûts du système futur aux coûts du système actuel.

L'analyse économique traite donc différemment la prise en compte des coûts passés de ceux à venir.

2.3 Des coûts exprimés en valeur réelle pour neutraliser l'effet de l'inflation

Pour neutraliser l'effet de l'inflation sur les coûts considérés, l'analyse économique est exprimée en valeur réelle, c'est-à-dire en euros constants.

Sauf mention contraire, tous les coûts mentionnés dans la suite du document sont exprimés en €2018, c'est-à-dire en euros constants avec pour référence l'année 2018.

2.4 Impact de la relocalisation

Les trajectoires de coûts présentées à ce stade de la concertation demeurent fondées sur l'idée qu'une partie des composants continueraient, au moins pour certaines filières, à être produits hors d'Europe, et donc sur le principe d'une forte internationalisation des chaînes de production. Lors de la réunion plénière de la CPSR du 28 février 2020, il a été décidé d'examiner une variante de relocalisation de certaines industries : si elle concerne des activités associées aux équipements de production d'électricité, cette variante pourra conduire à des trajectoires d'évolution des prix différentes (ce point sera examiné ultérieurement dans le cadre du processus de concertation).

3. Fiches de synthèse par technologie

La suite de cette section résume les principales perspectives pour les technologies considérées dans ce document : nucléaire existant, nouveau nucléaire (EPR2), photovoltaïque, éolien terrestre, éolien en mer. Les sections 4 à 8 (en cours de construction) présenteront des visions détaillées.

Nucléaire existant
Description technique
<p>Dans les centrales nucléaires, l'électricité est produite par l'intermédiaire de vapeur d'eau alimentant la turbine d'un alternateur. Cette vapeur est elle-même produite grâce à la chaleur dégagée par la fission d'atomes de combustibles nucléaires (uranium ou plutonium). Les plus gros composants d'une centrale nucléaire sont la cuve, les générateurs de vapeur (dans le bâtiment réacteur), la turbine à vapeur, l'alternateur et le condenseur.</p> <p>Au-delà des coûts associés aux équipements en eux-mêmes, les coûts de production nucléaire doivent tenir compte de l'ensemble du cycle. Plusieurs composantes peuvent être distinguées :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Les coûts d'investissement initiaux pour la construction du réacteur : pour le nucléaire existant, ceux-ci correspondent à des dépenses passées. Mais ils peuvent intervenir dans l'analyse en coût complet dans la mesure où les coûts d'investissement initiaux doivent être annualisés sur l'ensemble de la durée de vie ; 2) Les coûts des investissements nécessaires pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs : ces investissements de prolongation interviennent notamment au cours des visites décennales et peuvent comprendre le remplacement de gros composants ; 3) Les coûts d'exploitation, qui se répartissent en des coûts fixes d'exploitation annuels (frais de personnel...) et des coûts variables c'est-à-dire proportionnels à la production d'électricité (essentiellement les coûts de combustible) ; 4) Les coûts à l'aval du cycle du combustible nucléaire : ceux-ci correspondent en particulier aux coûts de gestion du combustible usé et de gestion des déchets. Ils sont couverts par des provisions dans les comptes d'EDF afin de s'assurer de la disponibilité des sommes nécessaires à long terme. 5) Les coûts de déconstruction / démantèlement : de même que pour les coûts de gestion du combustible usé et des déchets, ceux-ci font l'objet de provisions de la part d'EDF, constituées depuis la construction des réacteurs.
Etat des lieux de la filière
<p>A fin juin 2020, le parc nucléaire français est composé de 56 réacteurs à eau pressurisée en service, après l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim en février et juin 2020. Ces réacteurs sont répartis entre 18 sites, mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 2000.</p> <p>Une des particularités du parc français réside dans sa standardisation : tous les réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement sont des réacteurs à eau pressurisée (REP) avec des niveaux de puissance néanmoins différents : 33 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1300 MW et 4 réacteurs de 1450 MW.</p>

EDF envisage de prolonger durée d'exploitation des réacteurs existants jusqu'à 50 ou 60 ans. Les investissements correspondant à cette prolongation (y compris remplacements de gros composants) et à l'accroissement des contraintes de sûreté pour tenir compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, font l'objet du projet industriel d'EDF appelé « grand carénage ».

Dans le même temps, la part de la production nucléaire dans le mix, aujourd'hui de l'ordre de 70% doit être réduite à 50% d'ici 2035 selon la loi énergie et climat, impliquant la fermeture de certains réacteurs avant que ceux-ci n'atteignent 50 ou 60 ans.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

Le Tableau 2 récapitule les hypothèses de coût du nucléaire existant proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel.

Les composantes de coûts les plus importantes pour l'évaluation économique des scénarios du Bilan prévisionnel correspondent aux coûts de prolongation qui interviennent au moment des visites décennales (VD) permettant de prolonger la durée d'exploitation des centrales de dix ans.

Les principales sources utilisées sont les données et analyses publiées par la Cour des comptes, EDF, la SFEN et le Plan national de gestion des matériaux et déchets radioactifs (PNGMDR). La distinction éventuelle des hypothèses suivant la période est liée en particulier à l'âge des centrales en exploitation :

- L'hypothèse de coût de prolongation de la durée d'exploitation suppose que la majorité des coûts de prolongation soit acquittée lors du passage de la VD 4, et que le passage de la VD 5 donne lieu à des modifications plus réduites (dans la perspective d'un déclassement à 60 ans)
- Certains coûts fixes engagés suite au retour d'expérience de l'accident de Fukushima et au remplacement de gros composants de durée de vie inférieure à 40 ans seront échus en 2025.

Par ailleurs, les coûts associés au démantèlement des groupes de production nécessiteront une traduction en annuités associées aux provisions en fonction des dates de démantèlement associées aux différents scénarios.

En €2018		Période		
Phase	Poste de coûts	< 2025	2025-2035	> 2035
Construction (coûts passés)	CAPEX de construction	1 400 M€/GW		
Prolongation	CAPEX de prolongation de 10 ans	650 M€/GW	350 M€/GW	
Exploitation	OPEX variables : coûts de combustible	6 €/MWh		
	OPEX fixes et maintenance courante	150 M€/GW/an	115 M€/GW/an	
Déconstruction et déchets	CAPEX de déconstruction	320 M€/réacteur en fin d'exploitation (annuités en fonction des scénarios)		
	Provision pour combustibles usés et déchets	4 €/MWh		

Tableau 2: hypothèses de coût du nucléaire existant proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel

La part variable dans ces coûts est celle associée aux combustibles (coût amont, portage des stocks et gestion des combustibles et déchets), soit environ 10 €/MWh.

Nouveau nucléaire

Description technique

En France, le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires fait partie des options ouvertes dans la PPE. Il interviendrait à partir des prochaines années, sur la base de la technologie EPR développée par EDF et la filière nucléaire française depuis plusieurs années. Cette technologie, qui correspond à la 3^e génération de réacteurs nucléaires français, s'appuie en pratique sur le même principe de fonctionnement que pour les réacteurs de 2^e génération (réacteurs à eau pressurisée ou REP qui constituent la totalité des réacteurs en exploitation aujourd'hui en France), mais avec des améliorations en matière d'efficacité et de sûreté.

Les hypothèses de coûts proposées dans la suite de ce document concernent donc à ce stade exclusivement la technologie EPR2 développée par EDF.

Les composantes de coût des projets de nouveau nucléaire sont essentiellement les mêmes que pour le nucléaire existant (construction, exploitation et maintenance, gestion du combustible usé et des déchets, démantèlement) même si les évolutions technologiques conduisent à des différences sur certaines composantes, notamment s'agissant des coûts d'investissement initiaux pour la construction.

Comme pour les installations existantes, les nouveaux réacteurs sont supposés être construits de manière privilégiée par paire sur des sites existants, afin de bénéficier d'économies d'échelle et de mutualisation liées à un « effet de paire ».

Par ailleurs, cette technologie étant encore au stade des premières installations, des coûts liés au développement du programme pour les premiers réacteurs (« têtes de série ») doivent être intégrés à l'analyse.

Etat des lieux de la filière

La filière « nouveau nucléaire » est aujourd'hui caractérisée par la construction de réacteurs « tête de série » dans plusieurs pays dans le monde : France (EPR de Flamanville en construction), Finlande (EPR d'Okiluoto en construction), Chine (deux réacteurs mis en service à Taishan), Royaume-Uni (réacteurs en construction à Hinkley Point). D'autres projets sont également à l'étude.

La filière nucléaire indique que le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France, avec par exemple la décision de construction de trois paires de réacteurs ou plus, permettrait d'atteindre à terme des effets de série et donc une réduction des coûts unitaires de construction des réacteurs suivants.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

Les projections de coûts du nouveau nucléaire considérées dans l'étude du Bilan prévisionnel s'appuient sur des informations communiquées par les services de l'Etat (MTES /MEF) dans le cadre de la concertation. Ces éléments, encore provisoires, permettent de donner de premiers ordres de grandeur sur les références de coût à considérer pour le chiffrage économique des scénarios avec du nouveau nucléaire.

Les éléments communiqués conduisent à une estimation du coût de construction moyen des trois premières paires d'EPR2 compris entre 4400 M€/GW et 5400 M€/GW (en intégrant les coûts de développement du programme, répartis sur les trois paires du programme).

Dans le cas où le calendrier de construction et l'espacement entre les différentes mises en service laissent la possibilité de bénéficier du retour d'expérience des premiers chantiers, les coûts de construction des paires suivantes pourraient être réduits par le biais d'un effet de série. A terme, une paire d'EPR2 de série,

c'est-à-dire industriellement aboutie et optimisée, présenterait alors un coût de construction *overnight* réduit à environ 3800 M€/GW.

En revanche, dans le cas où les mises en service de nouvelles paires seraient très rapprochées (par exemple, trajectoire N3 ou même N2), le retour d'expérience ne permet pas de réduire significativement les coûts des paires développées sur le début du programme. Par conséquent, cela conduit à retenir des coûts moyens plus élevés sur la période 2035-2040 que sur les périodes ultérieures.

Pour les autres postes de coûts (OPEX d'exploitation et de maintenance, gestion des combustibles usés et des déchets, démantèlement), les éléments transmis par l'administration apportent également des ordres de grandeur et conduisent à retenir des hypothèses de coût proches des références historiques.

Le tableau suivant résume les hypothèses de coût du nouveau nucléaire proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel.

€ 2018		Période				
Phase	Poste de coûts	Hypothèse	Développement	2035-2040	2040-2045	>2045
Construction	CAPEX de construction	Base	2 800 M€	4 500 M€/GW	4100 M€/GW	3900 M€/GW
		Haute	3 400 M€	5 800 M€/GW	5000 M€/GW	4500 M€/GW
Exploitation	Coût de combustible		6 €/MWh			
	OPEX fixes d'exploitation et maintenance		115 M€/GW/an			
Déconstruction et déchets	CAPEX de déconstruction	Base	Provision 200 M€ à la mise en service			
		Haute	Provision 500 M€ à la mise en service			
	Provision pour combustibles usés et déchets		4 €/MWh			

Tableau 3: hypothèses de coût du nouveau nucléaire proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel

L'analyse du coût de revient de la production du nouveau nucléaire apparaît dépendante d'un certain nombre de variables, notamment du choix du taux d'actualisation qui sera retenu mais également du facteur de charge effectif des réacteurs (qui sera évalué dans les simulations en tenant compte des effets de modulation dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables).

Solaire photovoltaïque

Pour l'analyse de la filière photovoltaïque et des projections de coûts associées, RTE s'est appuyé sur l'expertise technique du CEA.

Description technique

La production d'électricité d'origine photovoltaïque (PV) recouvre une grande diversité d'installations. Plusieurs types d'installations existent selon la taille, la puissance (exprimée en kilowatts-crête ou kWc) et le mode de pose des panneaux photovoltaïques :

- PV au sol généralement de puissance supérieure à 100 kWc ; les éléments qui suivent considèrent des panneaux sur structure fixe.
- PV sur grandes toitures ou sur ombrières (>100 kWc) ;
- PV sur moyennes toitures (entre 9 et 100 kWc) ;
- PV sur toitures résidentielles (< 9 kWc). Les éléments de coûts présentés sont une moyenne des coûts des structures surimposées ou intégrées au bâti.

Une installation de production solaire photovoltaïque se compose de plusieurs éléments constructifs qui forment une partie des coûts :

- 1) Les modules qui se composent de plusieurs cellules photovoltaïques, reliées par des *busbars*.
- 2) La location du site, sol ou toit sur lequel les panneaux sont installés ;
- 3) La structure sur laquelle les panneaux reposent ;
- 4) Les équipements électriques nécessaires à la transmission du courant émis, et notamment sa conversion en courant alternatif avec l'onduleur ;
- 5) La connexion au réseau d'électricité.

Les quatre derniers éléments, c'est-à-dire l'ensemble des éléments autres que les modules photovoltaïques, sont parfois regroupés sous le terme de « *balance of system* » (ou BOS).

Figure 1 : Décomposition des CAPEX par postes, avec leurs principaux drivers de coûts (source : CRE 2019)

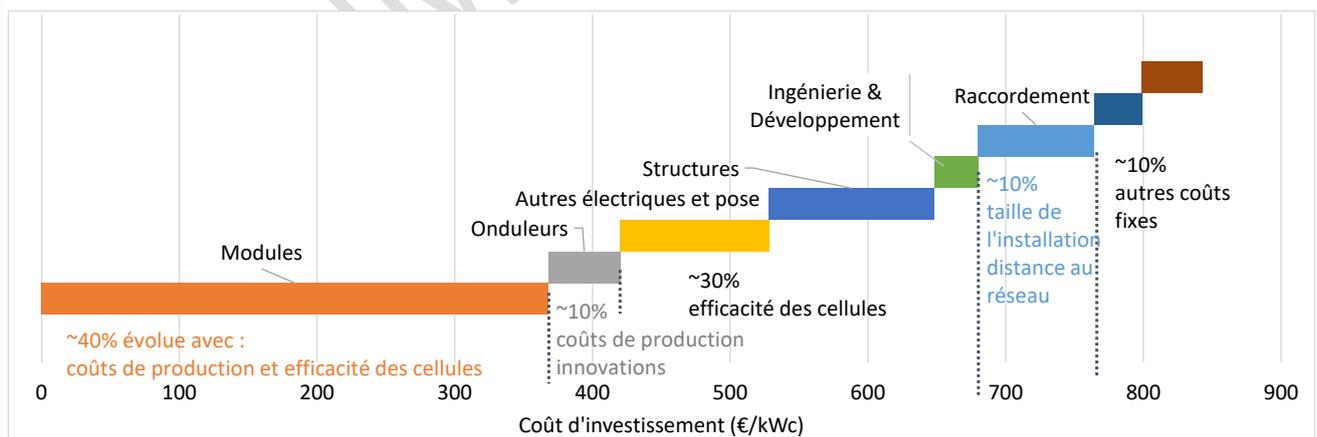
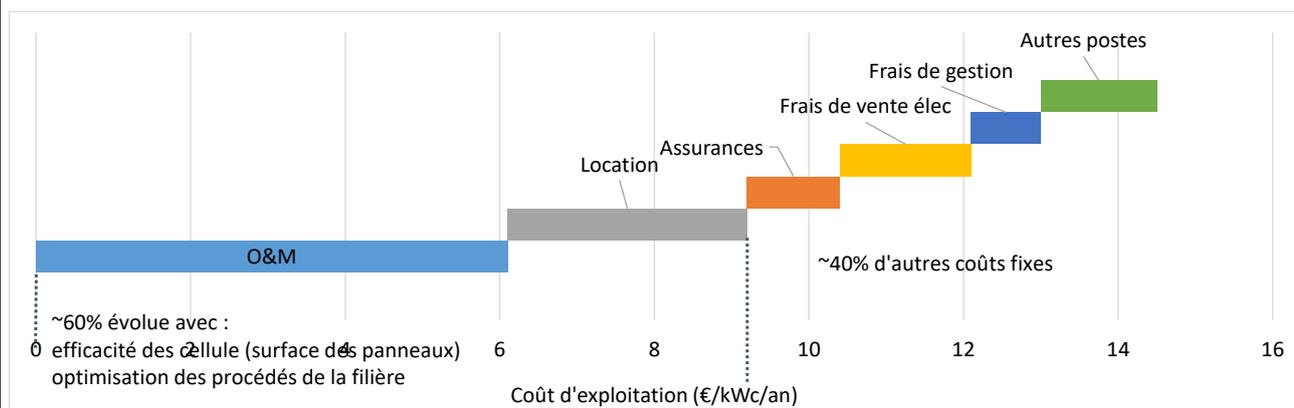


Figure 2 : Décomposition des OPEX par postes, avec leurs principaux drivers de coûts (source : CRE 2019)



Etat des lieux de la filière

France

Au 31 mars 2020, la capacité totale installée en France métropolitaine est de 9,5 GW, raccordée à 88 % sur le réseau de distribution d'électricité. La PPE prévoit un développement rapide de la filière avec 36 à 45 GW installés en 2028 dont 21 à 25 GW de PV au sol.

Europe

Fin 2018, la capacité PV raccordée au réseau en Europe atteignait 117 GW (23% des 520 GW installés fin 2018 dans le monde). Les objectifs de développement de la filière en Europe et dans le monde sont aujourd'hui très ambitieux. A titre d'exemple, dans le scénario de base de la Commission européenne visant une réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, 440 GWc de photovoltaïque seraient installés en Europe à cet horizon³ soit une multiplication par 4 par rapport à aujourd'hui.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

La trajectoire d'évolution du coût des installations photovoltaïques est principalement déterminée, sur le temps long, par la diminution des coûts de production (baisse des coûts du silicium cristallin) et l'amélioration du rendement des cellules ainsi que par les innovations technologiques ou constructives (PERC, HJT, multibusbars). Pour le coût des modules et de l'onduleur, ce rythme implique des taux d'apprentissage de 20 et 15% respectivement, appliquées selon différentes trajectoires de développement de la filière photovoltaïque à 2050.

Les coûts de pose, d'équipement électrique et de structure sont influencés par la surface des panneaux installés pour une puissance donnée. Ainsi le doublement du rendement des modules, de 15% aujourd'hui à environ 30% en 2050, conduit à une diminution de 50% de la part des coûts concernée (35% du CAPEX 2020 pour le PV au sol). La part des coûts d'exploitation dépendant de la surface des modules suit la même évolution (-50% en 2050).

En outre, les porteurs de projet rapportent des allongements de durée de vie notables. La CRE a relevé des revenus déclarés sur environ 30 années lors des appels d'offres.

³ JRC 2019, PV status report 2019

RTE propose de retenir trois trajectoires de coût :

- une première où la trajectoire de développement rapide du photovoltaïque (IRENA *REMap case*) entraîne des baisses rapides de coûts des modules et des onduleurs, et contribue à pousser l'amélioration des rendements des cellules de 15% aujourd'hui à en moyenne 30% (rendements en laboratoire des meilleures cellules perovskites actuelles) ;
- une seconde, médiane (IEA *Sustainable Development Scenario*), où le coût des modules et onduleurs diminue de façon moins rapide, tandis que l'efficacité des cellules est multipliée par 1,7 (25% en 2050) ;
- une troisième moins ambitieuse, qui pourrait par exemple être associée à une trajectoire basse de développement du PV (IRENA 2019 *Ref case*) avec une diminution plus modérée du coût des modules et des onduleurs, tandis que l'efficacité des modules ne s'améliorerait que peu (20% en 2050).

PV au sol

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	750	600	520	480
	Haut	750	615	565	530
	Bas	750	560	500	430
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	11	10	9	8
	Haut	11	10	10	9
	Bas	11	9	8	7

PV grandes toitures

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	1070	870	760	680
	Haut	1070	900	830	770
	Bas	1070	820	700	600
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	20	20	15	15
	Haut	20	20	20	20
	Bas	20	20	15	15

PV résidentiel

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	2370	1920	1670	1490
	Haut	2370	2000	1830	1703
	Bas	2370	1810	1530	1330
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	70	60	55	50
	Haut	70	65	60	60
	Bas	70	60	50	50

DOCUMENT DE TRAVAIL

Eolien terrestre

Description technique

L'éolien terrestre, qui récupère l'énergie mécanique du vent pour la convertir en électricité, est aujourd'hui une technologie considérée comme mature. L'éolienne elle-même est constituée de trois grandes familles de composants : les composants de structures, les composants électriques et électroniques, les composants mécaniques⁴.

Les composants de structure comprennent :

- Le mât, en acier ou béton, mesurant 65 à 140m de hauteur ;
- Les pales, en fibre de verre, de carbone ou en résine polymère, mesurant 30 à 80 m de long ;
- La nacelle, qui contient les composants électroniques et mécaniques permettant de transformer la puissance mécanique en courant alternatif, généralement en matériau composite (pièces métalliques moulées). L'ensemble formé par la nacelle et les pales est parfois appelé rotor.

Les composants électroniques se trouvent dans la nacelle :

- Le générateur convertit l'énergie mécanique de rotation des pales en énergie électrique ;
- Le convertisseur rend le courant alternatif ;
- Le transformateur adapte la tension du courant généré à celle du réseau.

Les composants mécaniques permettent d'agir sur la récupération de l'énergie du vent :

- Les brides et couronnes d'orientation des pales ;
- Le multiplicateur transforme la rotation lente des pales en rotation rapide capable d'alimenter le générateur. Ce cas de figure concerne la majorité des éoliennes terrestres en France⁵ ; néanmoins la technologie sans multiplicateur, à entraînement direct, existe également : elle permet de simplifier la maintenance, le multiplicateur étant un composant fragile, et est plus adaptée pour de grandes puissances, notamment en mer ;
- Les arbres et systèmes d'accouplement transmettent l'énergie mécanique de rotation des pales jusqu'au générateur ;
- Les freins permettent d'arrêter l'éolienne.

Enfin, l'installation comporte un socle en béton qui soutient l'éolienne.

En matière de décomposition des coûts, les coûts fixes d'investissement - développement et démantèlement compris - constituent la majeure partie du coût de l'énergie produite (cf. Figure 3).

⁴ Source de la décomposition : ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie.

⁵ 76% des nouvelles installations en 2014 en France d'après le rapport ADEME E-CUBE (2017).

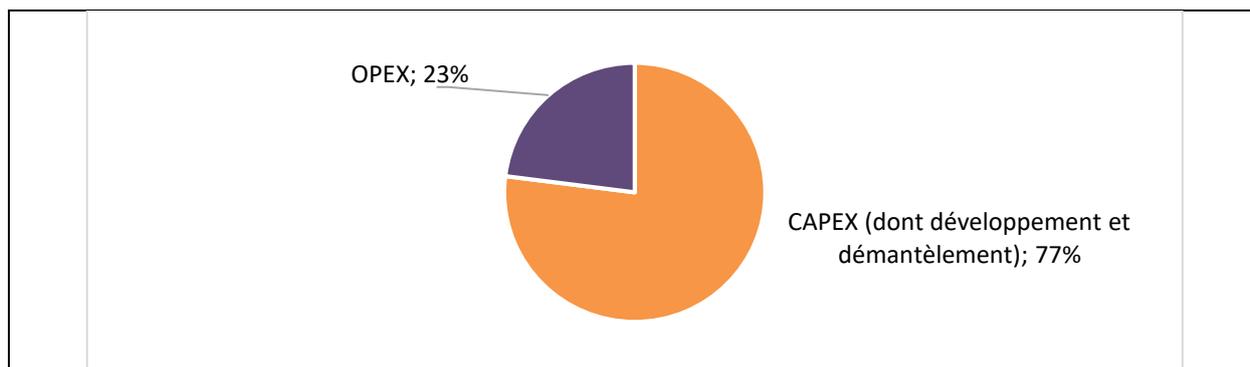


Figure 3 : Décomposition du coût de production de l'éolien terrestre entre CAPEX et OPEX

Plus précisément, les composants de structure comptent pour environ 40% de cet investissement, principalement pour le mât et les pales. Les composants électroniques représentent environ 20% de l'investissement, de même que les composants mécaniques. Le reste est dédié au développement initial (10%) et aux travaux de génie civil pour l'installation (10%).

Etat actuel du marché et perspectives

Europe

L'Europe compte 170 GW d'éolien terrestre installé en 2019⁶. Les meilleurs gisements se situent en Europe du Nord et Europe centrale, ainsi qu'au Royaume-Uni. La poursuite du déploiement de l'éolien terrestre sur le long terme pourrait mener à une capacité de 400 à 500 GW en 2050 d'après les estimations de l'IRENA⁷.

France

En France, la capacité éolienne terrestre s'élève aujourd'hui à près de 17 GW. L'objectif inscrit dans la dernière Programmation pluriannuelle de l'énergie est d'atteindre 24 GW de puissance installée fin 2023 et entre 33 et 35 GW en 2028. A l'horizon 2050, selon les scénarios envisagés, la capacité éolienne installée en France pourrait se situer entre 50 et 85 GW. Néanmoins, le développement de l'éolien terrestre en France pourrait se heurter à des difficultés d'acceptabilité et des contraintes réglementaires, notamment sur la hauteur des éoliennes, qui limiterait en taille et en puissance les capacités installées.

Evolutions attendues sur la technologie et les coûts

Pour l'éolien terrestre, l'enjeu technico-économique porte principalement sur l'éolienne (à la différence de l'éolien en mer où les fondations et le raccordement ont un poids également important).

Avec la maturité industrielle de cette filière et la poursuite de son déploiement, des baisses de coût de fabrication sont attendues par effet volume. A l'avenir, la filière anticipe une augmentation continue de la taille des composants : mât plus haut, diamètre des pales plus grandes, turbines plus puissantes, jusqu'à 5 MW, contre environ 2,5 MW aujourd'hui. La puissance d'une éolienne augmente plus vite que ses dimensions, qui conditionnent en grande partie les coûts de fabrication. Une baisse du coût des rotors par mégawatt par effet d'échelle peut alors être attendue. Néanmoins, certains postes de coûts restent incompressibles : le transport, l'installation, le coût des matières premières – lequel peut influencer significativement sur l'investissement total, à la hausse comme à la baisse.

⁶ Wind Europe, 2020. *Wind energy in Europe in 2019, trends and Statistics*.

⁷ IRENA, 2019. *Future of Wind*.

Par ailleurs, le coût de l'énergie produite pourrait également être amené à baisser grâce à deux facteurs : une amélioration du rendement du système grâce à l'augmentation en taille et en puissance des éoliennes, qui s'accompagne de progrès sur l'optimisation de la production (contrôle de l'orientation des pales, mesure de la vitesse du vent...), et un allongement de la durée de vie des installations, qui pourraient passer à 30-40 ans plutôt que 20-25 ans.

RTE propose de retenir trois hypothèses pour les trajectoires de coût :

- Une hypothèse centrale où malgré la persistance de certaines contraintes en matière de réglementation et d'acceptabilité, la taille et la puissance des éoliennes installées augmentent significativement, pour atteindre des puissances autour de 4 MW. Les CAPEX baissent d'environ 30% à horizon 2050. Une hypothèse d'OPEX fixes évoluant dans les mêmes proportions y est associée.
- Une hypothèse haute de coût, où, étant donné les freins au déploiement de nouveaux modèles d'éolienne de grande taille et de grande puissance, la technologie continuant d'être déployée en France correspond à la puissance d'aujourd'hui, soit environ 2,5 MW. Dans ce cas, peu d'économies d'échelle sont à anticiper et les coûts d'investissement sont supposés stables. Les OPEX sont également supposés rester stables.
- Enfin, une hypothèse basse où la majorité des freins au déploiement éolien terrestre de grande taille étant levés, des éoliennes jusqu'à 5 MW peuvent être installées, avec des économies substantielles liées à l'effet d'échelle comme à l'effet volume : les CAPEX sont divisés par plus de 2 à horizon 2050. On y associe une hypothèse d'OPEX fixes évoluant dans les mêmes proportions.
- Les OPEX variables sont supposés nuls.

Ces hypothèses de coûts étant associées à des hypothèses de dimensions des éoliennes, les facteurs de charge simulés dans les analyses de RTE en tiendront compte en fonction des scénarios et des localisations (avec de meilleurs facteurs de charge pour des éoliennes plus hautes).

Structure de coûts actuels et prospectifs					
	Hypothèse	2020	2030	2040	2050
Coûts bruts d'investissement (€2018/kW)	Haute	1300	1300	1300	1300
	Centrale	1300	1200	1050	900
	Basse	1300	710	620	530
Coûts bruts d'exploitation (€2018/kW/an)	Haute	40	40	40	40
	Centrale	40	35	30	25
	Basse	40	22	18	16
Durée de vie (années)		25	25	30	30

DOCUMENT DE TRAVAIL

Eolien en mer

Description technique

Comparé à l'éolien terrestre, l'éolien en mer permet de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers, avec des facteurs de charge qui pourront atteindre 45-50 % en France à l'horizon 2050, le facteur de charge actuel en Europe est de l'ordre de 38 %.

Deux types d'éoliennes en mer se développent aujourd'hui :

- Les éoliennes en mer **posées** sont installées sur de fondations construites sur le sol marin. Cette technologie s'utilise pour des profondeurs inférieures à 60-70 m.
- Les éoliennes en mer **flottantes** sont installées sur de flotteurs ancrés au sol marin par des câbles ou des chaînes, et permettent de s'affranchir d'une partie des contraintes liées à la profondeur.

Au-delà des composants détaillés pour l'éolien terrestre (mâts, turbines, pales), l'éolien en mer a également comme postes de coûts importants : (i) les fondations (dans le cas de l'éolien posé) ou les flotteurs (dans le cas de l'éolien flottant) et (ii) le raccordement au réseau, incluant un poste électrique en mer. En raison des distances aux côtes, un poste en mer s'avère nécessaire pour collecter la production du parc et la transmettre jusqu'au réseau à terre grâce à des câbles sous-marins à haute tension. Cette liaison peut être en courant alternatif ou continu, en fonction de la distance au littoral.

Hors coûts du financement, la plupart des coûts d'un parc éolien en mer sont des coûts d'investissement initiaux (~80%), le reste correspondant à des coûts d'opération et de maintenance (~20%).

En fonction de la typologie de parc (posé ou flottant), la répartition des coûts est légèrement différente, notamment en raison des différences de coûts des fondations et des coûts d'opération et maintenance, plus importants pour le flottant à cause des déplacements nécessaires à des distances loin des côtes.

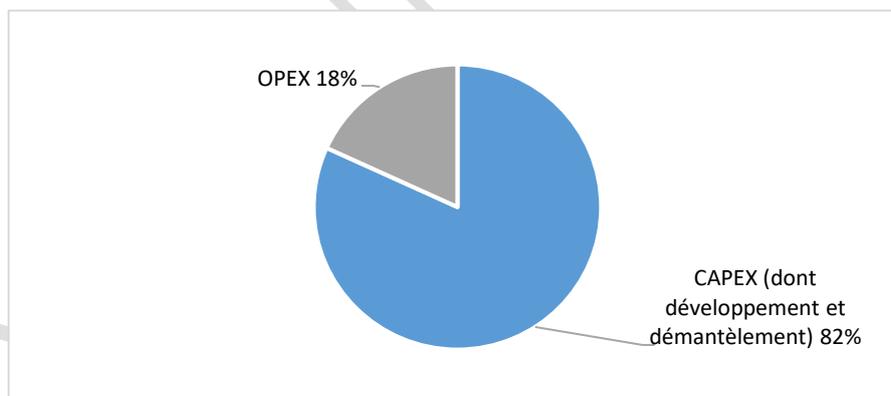


Figure 11 : Décomposition du coût de production de l'éolien en mer entre CAPEX et OPEX

Etat des lieux de la filière

France

La mise en service du premier grand parc éolien en France situé à Saint Nazaire est prévue pour 2022. L'objectif des pouvoirs publics précisé dans la PPE est d'atteindre 2,4 GW de capacité installée en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW en 2028. Plus généralement, le Gouvernement prévoit d'accélérer le rythme de développement pour atteindre 1 GW/an de puissance mise en service dans les prochaines années.

Europe

La capacité éolienne en mer cumulée de l'Europe a atteint 22 GW à la fin de 2019. Les scénarios de l'AIE et l'IRENA anticipent une puissance installée de l'ordre de 215 GW d'ici 2050 tandis que de nombreux scénarios européens (TYNDP, Commission européenne, Wind Europe...) prévoient désormais plus de 400 GW installés à cet horizon. Les principaux gisements techniques se trouvent au Royaume Uni, en France et de manière plus générale en mer du Nord.

Evolutions attendues : technologiques et coûts

Des évolutions sont attendues sur l'ensemble des composantes des projets éoliens en mer :

- **Eoliennes** : les progrès technologiques et l'augmentation de la taille des éoliennes vont permettre d'atteindre des puissances unitaires par éolienne de l'ordre de 15-20 MW à 2030, ce qui participe d'un mouvement de réduction des coûts (la puissance d'une éolienne augmente plus vite que ses dimensions, qui conditionnent en grande partie les coûts de fabrication). Des optimisations de procédés de fabrication sont attendues, avec une meilleure exploitation des plateformes de production.
- **Infrastructures (fondations/flotteurs)** : des améliorations techniques et une baisse des coûts des fondations sont attendues. La baisse relative des coûts devrait être plus importante pour les flotteurs que pour les fondations posées, les flotteurs n'ayant pas encore atteint le même niveau de maturité industrielle.
- **Raccordement électrique** : les câbles et postes électriques peuvent représenter entre 15 et 30% du coût d'investissement d'un parc éolien selon les configurations. Des évolutions technologiques sont attendues avec l'utilisation du courant continu pour les parcs éloignés des côtes (afin de réduire les pertes de transmission). Les coûts concernant le raccordement seront évalués en fonction de la localisation des parcs via des études de réseau intégrant les possibilités de mutualisation des infrastructures à long terme. **Ils ne sont donc pas intégrés dans les hypothèses précisées dans la suite de ce document.**
- **Opération et maintenance** : la numérisation du réseau et l'utilisation de drones permet de réaliser des opérations de maintenance préventive et de réduire les temps de sortie en mer. La mutualisation de centres de maintenance pour plusieurs parcs éoliens situés dans la même zone peut permettre également une réduction des coûts.
- Le **facteur de charge** augmente avec des éoliennes de plus en plus grandes qui sont capables d'atteindre une plus large gamme de vitesses de vent et donc de produire plus d'électricité. Par ailleurs, les nouveaux projets de parcs éoliens en mer s'éloignent de plus en plus des côtes, où les vitesses du vent ont tendance à être plus élevées. Les facteurs de charge simulés dans les analyses de RTE en tiendront compte en fonction des scénarios et des localisations. A titre illustratif, l'augmentation de taille et la localisation des éoliennes peuvent conduire à des facteurs de charge de l'ordre de 50% (contre 38% en moyenne actuellement).
- La **durée de vie** des installations évolue à la hausse, même si le retour d'expérience sur la durée de vie effective des parcs en mer est par définition inexistant. Par rapport à des durées d'exploitation aujourd'hui envisagées qui atteignent de l'ordre de 20 ans, il est désormais considéré dans certains pays que les parcs pourront être exploités 30, voire 40 ans.

Caractéristiques techniques actuelles et perspectives		2020	2030	2040	2050
Facteur de charge posé	%	~40%	45%	45%	45%
Facteur de charge flottant	%	~40%	45%	50%	50%
Durée de vie	années	20	25	30	40

Coûts actuels et perspectives (hors raccordement)

Du fait de moindres limites de transport et d'installation que pour les projets terrestres ainsi que moins de contraintes réglementaires (hauteur maximale autorisée, radars aériens), des réductions des coûts des éoliennes sont attendues dans tous les scénarios en raison de l'augmentation de la taille (et donc la puissance) des éoliennes. L'ampleur de cette baisse ainsi que la baisse du reste de postes des coûts (fondations, maintenance...) dépendront des évolutions technologiques qui se matérialiseront ainsi que du scénario de développement à l'échelle mondiale (qui influe sur les économies d'échelle et d'apprentissage). La baisse de coûts sera plus significative à moyen terme (2030) qu'à long terme (2050) : avec l'exploitation des gisements restants, les parcs devront s'installer plus loin des côtes et à une plus grande profondeur. Ceci engendra des coûts supplémentaires (installation, fondations), ce qui viendra atténuer la baisse de coûts lié au volume de parcs déployé.

RTE propose de retenir trois trajectoires de coût :

- La variante **coûts bas** suppose des évolutions technologiques permettant de réduire les coûts unitaires et/ou un fort développement de l'éolien en mer en France et en Europe, pour les filières posé et flottante. Des importantes économies d'échelle sont attendues pour les fondations flottantes et dans une moindre mesure pour les éoliennes elles-mêmes. Du fait du développement fort de la filière, une baisse des OPEX est attendue en raison de la mutualisation des opérations de maintenance et réparation pour des parcs à proximité.
- La variante **coûts hauts** suppose un développement modéré des parcs éoliens en mer et des évolutions technologiques limitées. La filière flottante serait la moins développée. En conséquence, du fait du moindre volume des éoliennes installées, peu d'économies d'échelle sont attendus. Ceci se traduit par une baisse modérée des CAPEX des éoliennes, des fondations fixes et surtout des fondations flottantes. La mutualisation de la maintenance est moins marquée que dans la variante haute, ce qui se traduit par une baisse modérée des OPEX.
- La trajectoire **centrale** suppose un développement de l'éolien en mer à un rythme soutenu et des évolutions technologiques permettant de réduire significativement les CAPEX (de l'ordre de 30-40% à terme).

Eolien en mer posé		Trajectoire	2020	2030	2040	2050
CAPEX (hors raccordement)	€2018/kW	Haute	2600	2100	2000	1900
		Centrale	2600	1700	1500	1300
		Basse	2600	1300	1000	700
OPEX	€2018/kW/an	Haute	80	65	60	55
		Centrale	80	58	47	36
		Basse	80	54	38	28
Eolien en mer flottant		Trajectoire	2020	2030	2040	2050
CAPEX (hors raccordement)	€2018/kW	Haute	3100	2600	2550	2500
		Centrale	3100	2200	2050	1900
		Basse	3100	1800	1550	1300
OPEX	€2018/kW/an	Haute	110	90	80	70
		Centrale	110	80	60	50
		Basse	110	75	50	40

* Les dates indiquées dans le tableau correspondent à l'horizon de mise en service

4. Les coûts du nucléaire existant

4.1 Principe technique et principaux composants

Comme les autres centrales thermiques, les centrales nucléaires produisent de l'électricité à partir de chaleur.

Dans le cas des centrales nucléaires, la chaleur est produite par la fission d'atomes de combustibles nucléaires (uranium ou plutonium). Le principe d'un réacteur nucléaire consiste à récupérer cette chaleur pour chauffer un fluide caloporteur : de l'eau sous pression dans les réacteurs français. Cette eau chaude sous pression circule dans un circuit fermé (primaire) et transmet la chaleur à l'eau circulant dans un autre circuit fermé (secondaire). L'eau du circuit secondaire en s'échauffant à son tour se transforme en vapeur et entraîne la turbine d'un alternateur produisant ainsi de l'électricité. Après son passage dans la turbine, la vapeur du circuit secondaire est refroidie par un troisième circuit d'eau froide (tertiaire) pour être retransformée en eau et renvoyée vers le générateur de vapeur pour un nouveau cycle. L'eau froide permettant cette condensation est prélevée, puis rejetée, dans la mer ou un fleuve. Des tours de refroidissement (aéroréfrigérants) peuvent être utilisées pour limiter l'échauffement de l'eau rejetée (en particulier au bord des fleuves).

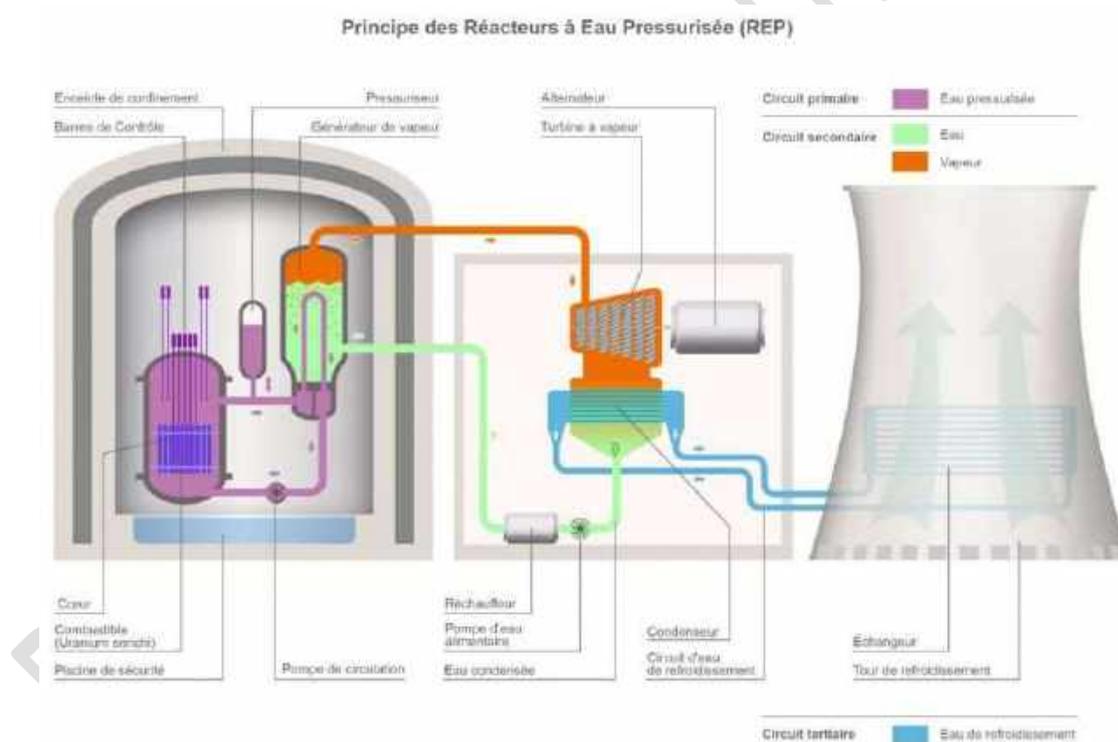


Figure 4 : Principe de fonctionnement d'un réacteur à eau pressurisée (source Connaissance des Energies, 2011)

Les plus gros composants d'une centrale nucléaire sont la cuve, les générateurs de vapeur (dans le bâtiment réacteur), la turbine à vapeur, l'alternateur et le condenseur.

4.2 Etat des lieux et perspectives pour le nucléaire existant

La Figure 5 donne la répartition géographique et la gamme de puissance des 58 réacteurs nucléaires français en exploitation et en construction (Flamanville 3) au 31 décembre 2019. Au premier semestre 2020, les deux réacteurs de Fessenheim ont été mis à l'arrêt, réduisant le nombre de réacteurs en exploitation à 56.



Figure 5 : répartition géographique des réacteurs nucléaires français (au 31 décembre 2019)

La filière des réacteurs à eau sous pression (REP) en exploitation aujourd'hui est la seconde génération de réacteurs nucléaires développés en France. Les réacteurs de la première génération (neuf réacteurs « graphite-gaz » développés à partir des années 1950 puis un réacteur à eau lourde (Brennilis) dans les années 1970) sont aujourd'hui tous fermés. La technologie dite à « neutrons rapides » a également été expérimentée sur deux réacteurs (Phénix et Superphénix), arrêtée dans les années 1990.

Les 56 tranches en exploitation de la filière REP ont été développées suivant différents paliers de mêmes principes, avec une augmentation de la puissance unitaire des réacteurs (voir Tableau 4). Les paliers successifs ont par ailleurs introduit des évolutions sur le pilotage d'exploitation (palier CPY), le nombre de générateurs de vapeurs et les enceintes de confinement (paliers P4 et P'4) et les technologies numériques pour le pilotage (palier N4). La capacité installée en exploitation en juillet 2020 est de 60,7 GW.

Palier	Nombre de réacteurs	Sites	Puissance unitaire approximative (MW)
CPO	4	Bugey	900
CPY	28	Blayais, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Tricastin, Chinon, Cruas-Meyssse et Saint-Laurent-des-Eaux	
P4	8	Flamanville, Paluel et Saint-Alban	1300
P'4	12	Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly	
N4	4	Chooz et Civaux	1450

Tableau 4 : réacteurs nucléaires en exploitation (juillet 2020)

La poursuite de l'exploitation des réacteurs est soumise à l'autorisation de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN), délivrée à l'occasion des visites décennales pour une durée supplémentaire de 10 ans. Des investissements importants sont requis pour intégrer les préconisations de l'ASN suite à l'accident de la centrale de Fukushima-Daiichi, procéder au réexamen du niveau sûreté à la hauteur des exigences attendues des nouvelles installations et de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires, et au remplacement de certains gros composants dans le cadre des visites décennales (et notamment des quatrièmes visites décennales pour le palier 900 MW). Ces investissements sont regroupés dans le projet de « grand carénage » mis en œuvre par EDF.

Au-delà de la construction et de l'exploitation des centrales, le cycle du combustible nucléaire (uranium) induit des activités en amont et en aval de la chaîne, dont les coûts doivent être pris en compte dans l'analyse. L'amont regroupe ainsi l'extraction minière de l'uranium, la fabrication du combustible nucléaire et l'approvisionnement des centrales en combustible, tandis que l'aval se caractérise par le retraitement (incluant le recyclage éventuel de certaines matières) et le stockage définitif des combustibles usés. Le projet CIGEO est un des projets majeurs de la filière, visant à trouver une solution pour les déchets radioactifs de moyenne activité à vie longue et les déchets à haute activité, par stockage réversible en couche géologique profonde sur le site de Bure en Meurthe-et-Moselle.

4.3 Les coûts bruts d'investissement (CAPEX)

4.3.1 Les CAPEX de construction des centres de production

Les coûts de construction du nucléaire historique sont documentés dans les rapports de la Cour des comptes⁸. **Selon ces données, les coûts bruts (construction, ingénierie, main d'œuvre, préexploitation) s'élèvent à 88,7 Md€ pour le parc existant, soit un coût d'investissement moyen d'environ 1,4 Md€/GW.**

La Cour des comptes a noté une tendance à l'augmentation des coûts de construction au fur et à mesure du temps, « notamment du fait de l'application de réglementations plus contraignantes. Par ailleurs, les têtes de série ont en général des coûts de construction plus importants, tout comme les premières tranches de chaque site, du fait des économies d'échelle réalisées par la mise en commun de certaines installations ». L'effet haussier associé à l'évolution des réglementations semble finalement plus important que l'effet baissier permis par les économies d'échelle.

La Figure 6 illustre l'évolution historique des coûts d'investissement dans les réacteurs historiques. Pour les paliers 1300 MW et 1450 MW, le coût des paires de réacteurs correspondant aux têtes de série est d'environ 25% à 30% supérieur à celui des autres paires de réacteurs du même palier. On ne constate pas cet effet sur le palier 900 MW.

⁸ Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire* (janvier 2012), *Le coût de production de l'électricité nucléaire* (actualisation mai 2014), *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever* (dossier du rapport public annuel 2016).

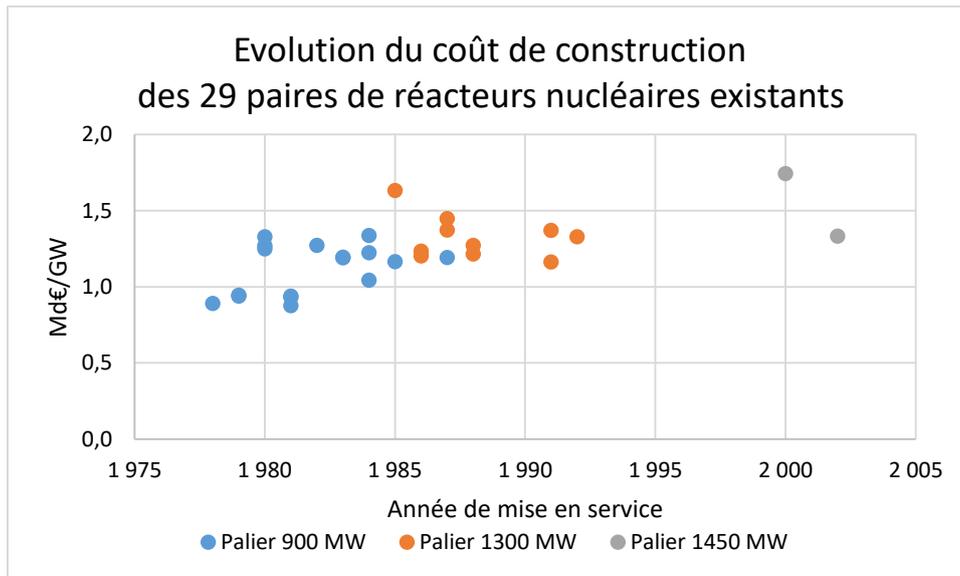


Figure 6 : évolution historique des coûts de construction des paires de réacteurs nucléaires existants (source : Cour des comptes)

La Figure 7 donne par ailleurs une indication de l'effet sur le coût de la mise en commun d'installations d'un même site (« effet de site »), en rapportant au coût de la première paire de chaque site celui des paires supplémentaires. Cet effet est variable d'un site à l'autre : le ratio varie de 0,69 pour Tricastin à 0,99 pour Bugey et vaut en moyenne 0,83. Autrement dit, les paires supplémentaires d'un même site sont en moyenne 17% moins coûteuses que la première paire de réacteurs.

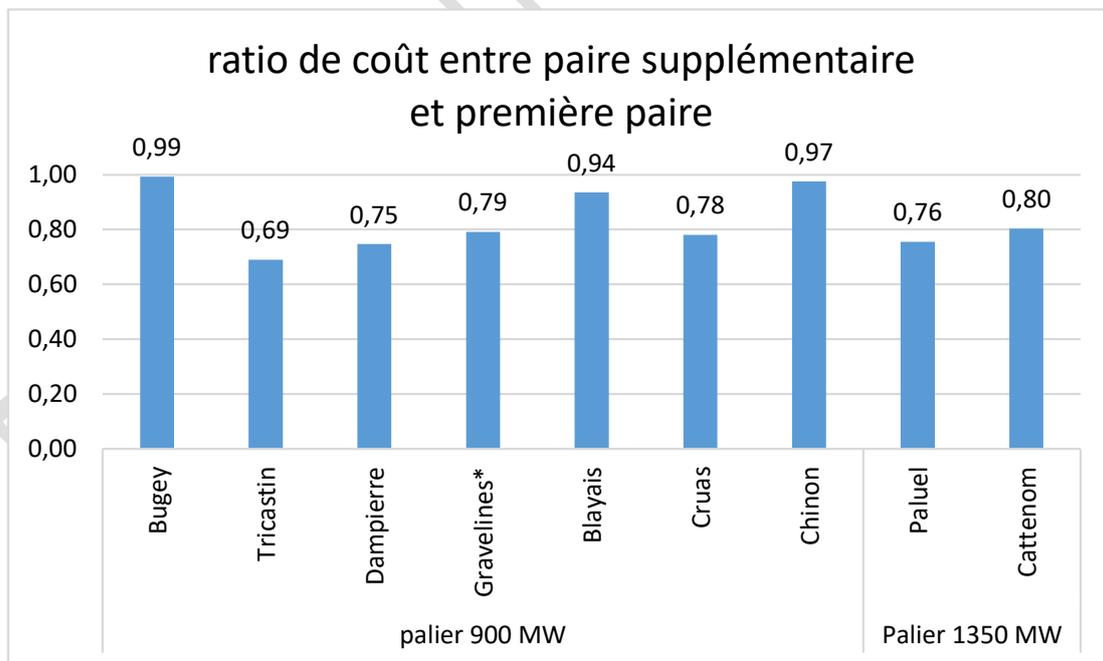


Figure 7 : « Effet de site » ratio de coût des paires supplémentaires rapporté au coût de la première paire du site (*pour Gravelines, on effectue la moyenne du ratio pour les 2 paires supplémentaires)

Les données publiques ne détaillent pas la décomposition des coûts de construction des réacteurs français sur ses différentes composantes. A titre illustratif, la Figure 8 donne la décomposition des coûts de construction d'un réacteur américain « standard » à eau pressurisée de type Westinghouse PWR 12⁹.

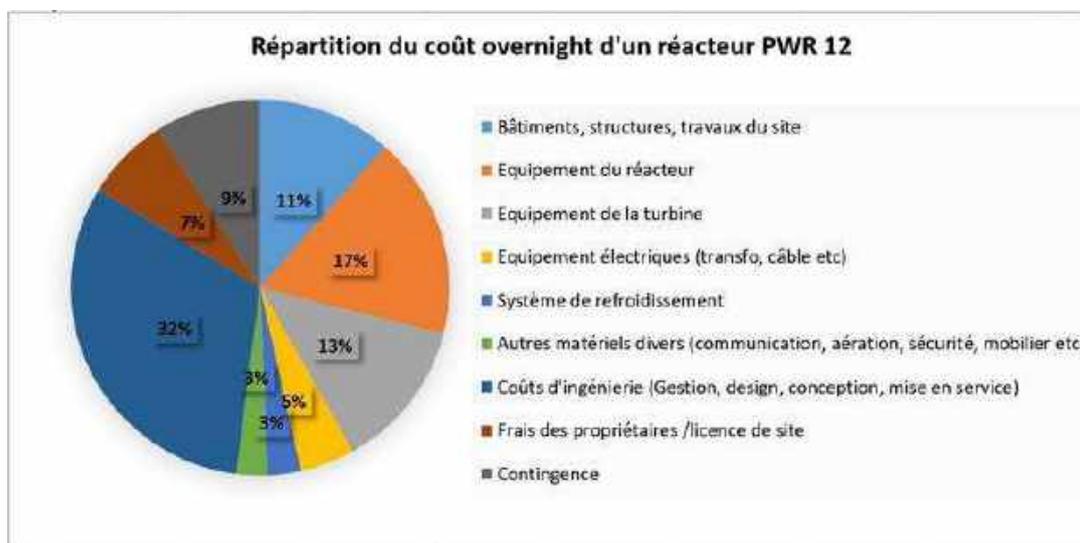


Figure 8 : Décomposition des coûts d'un réacteur Westinghouse PWR12 suivant la méthode GIF-COA par l'OCDE/AEN/AIEA

Cette analyse met en avant les grands postes de coûts d'investissements durant les phases de construction : le BTP, les équipements (réacteur, groupe turbo-alternateur, équipements électriques, système de refroidissement, ...) et l'ingénierie.

4.3.2 Les CAPEX de maintenance et prolongation de la durée d'exploitation

EDF doit faire valider tous les 10 ans une autorisation d'exploitation, délivrée par l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) après une visite approfondie des installations. L'avis de l'ASN dépend des évolutions réglementaires, des retours d'expérience internationaux et des conditions d'exploitation constatées.

Les CAPEX de maintenance et de prolongation peuvent être distingués en plusieurs catégories.

- **Les investissements de maintenance courante : ceux-ci représentent en moyenne environ 1 Md€ par an d'ici à 2025 d'après la Cour des comptes, soit environ 15 M€/GW/an.**

D'après les analyses de la Cour des comptes, ces investissements comprennent « les opérations liées à l'exploitation et à la maintenance courante du parc (pièces de rechange, immobilier tertiaire, rénovation de l'informatique industrielle, etc.) ainsi que les programmes patrimoniaux pour sécuriser les conditions d'exploitation des centrales (maîtrise du risque incendie, inondations, grands chauds, notamment). ».

A défaut de connaître les durées d'amortissement de ces investissements, ceux-ci sont assimilés à des OPEX dans l'analyse économique.

⁹ Etude "Advanced High Temperature Reactor Systems and Economic Analysis", ORNL/TM-2011/364, prepared by Oak Ridge National Laboratory, dont les résultats sont repris dans "Measuring Employment Generated by the Nuclear Power Sector" OCDE NEA / AIEA, 2018.

- **Le remplacement de gros composants pour prolonger la durée de vie des réacteurs : ceux-ci représentent 1,3 Md€/an d'ici à 2025, soit environ 21 M€/GW/an.**

Ces investissements comprennent la rénovation et le remplacement de gros composants dont la durée de vie est inférieure à la durée nominale d'exploitation des centrales, c'est-à-dire 40 ans : générateurs de vapeurs, alternateurs, condenseurs ou éléments des tours réfrigérantes.

- **Les investissements visant à rehausser le niveau de sûreté des installations suite à l'accident de Fukushima : ils représentent un montant brut d'environ 11 M€/GW/an**

Les investissements visant à améliorer la sûreté des installations suite à l'accident de Fukushima étaient estimés à 11 Md€ pour l'ensemble du parc. Une partie de ces investissements a déjà été réalisée (environ 5 Md€ à l'heure actuelle : gestion de grise, force d'action rapide, sécurisation des appoints en eau et en électricité, centres de crise locaux). En supposant que les investissements restants (6 Md€) soient finalisés d'ici 2025, ils représentent un montant brut de 11 M€/GW/an. EDF souhaite cependant associer les investissements restants à ceux concernant la prolongation de la durée d'exploitation au-delà de la quatrième visite décennale.

- **Les investissements correspondant à la prolongation de la durée d'exploitation du parc au-delà de 40 ans**

Les investissements correspondant visent à garantir la sûreté du parc jusqu'à 50 ou 60 ans. Ils consistent en des programmes de surveillance et de limitation de vieillissement des composants non remplaçables (cuve et enceinte de réacteur), des mesures de limitation des conséquences d'accidents considérés comme impossibles à la conception des installations, mais maintenant pris en compte dans la conception des nouveaux réacteurs...

Dans le projet industriel d'EDF 2014-2025, ils se montaient à 23 Md€, soit environ 650 M€/GW pour les 35 GW concernés d'ici 2026.

Dans l'étude menée par Compass – Lexecon pour la SFEN¹⁰, à partir des données fournies par la filière nucléaire, l'hypothèse de coût de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation du parc existant est proche de 1 000 M€/GW, ce qui laisse entendre une baisse des investissements de prolongation de la durée d'exploitation du parc, à **environ 350 M€/GW, pour la période post-2025**. Ceci suppose que la majorité des coûts de prolongation soit acquittée lors du passage de la VD 4, et que le passage de la VD 5 donne lieu à des modifications plus réduites, dans la perspective d'un déclassement à 60 ans.

Ces différents investissements sont regroupés par EDF dans le projet industriel de « grand carénage ».

Dans son rapport financier de 2016, EDF précise que l'enveloppe initiale du programme de 55 Md€₂₀₁₃ a été révisée à la baisse à 45 Md€₂₀₁₃, « grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, en tenant compte également d'une date de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim [...]. Le montant du programme recouvre à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux relatifs au projet (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1 300). Il devrait s'établir à environ

¹⁰ Scénarios 2050 – Etude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne
Conclusions de l'étude pour la SFEN, Compass Lexecon, mars 2020

4 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2025 puis décroître pour tendre vers 3 milliards d'euros par an environ. ».

Outre la mutualisation de certaines opérations, ce programme global d'investissements devrait permettre également un amortissement de certains investissements sur une période plus longue que celle initialement prévue, notamment concernant les coûts de remplacement de gros composants.

4.3.3 Les coûts de déconstruction des réacteurs existants

Ces charges futures, comme celles associées à la gestion des combustibles usés que l'on examine plus loin, sont provisionnées dans les comptes d'EDF. Les provisions pour démantèlement correspondent à des coûts certains dès le début de l'exploitation de l'installation (« *dégradation immédiate de l'environnement* »). Le dispositif de provision, encadré par la loi, est décrit sur la Figure 9.

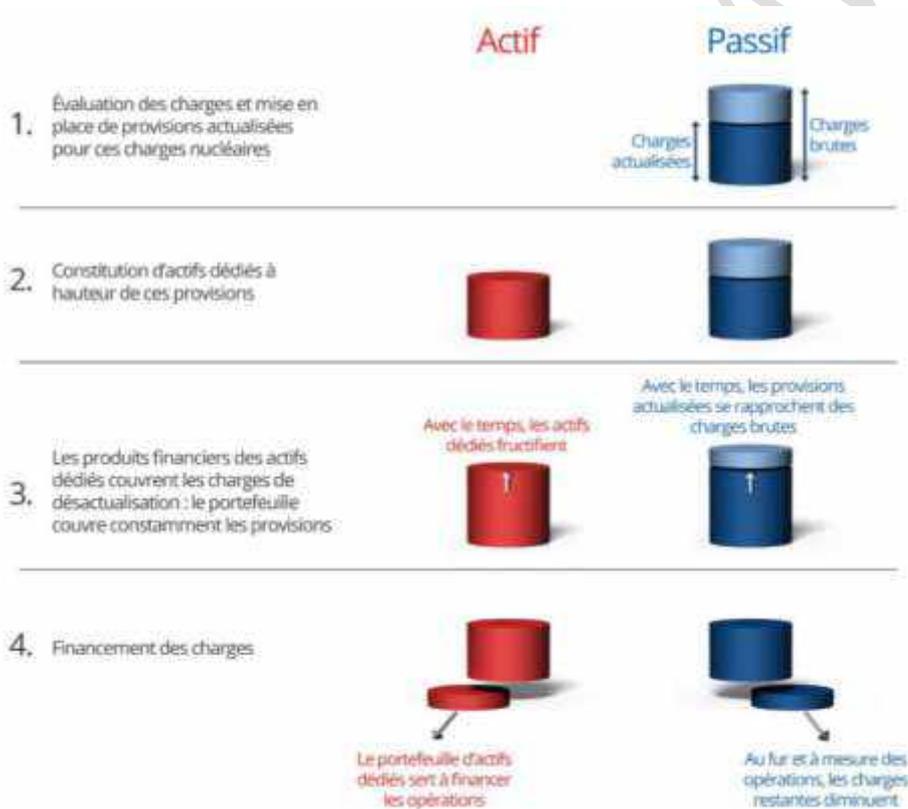


Figure 9 : Mécanisme de financement des investissements futurs de démantèlement et de gestion des déchets (source PNGMDR¹¹)

Les provisions dépendent notamment :

- Du niveau de charge brute estimé, fonction des devis, du volume de déchets, etc. Au 31 décembre 2017, les charges brutes de démantèlement (le montant qu'il aurait fallu déboursier si tous les travaux avaient été réalisés en 2017) revenant à EDF s'élevaient à 27,0 Md€ (source PNGMDR)

¹¹ Dossier du maître d'ouvrage pour le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs, MTES-ASN, 2019

pour les réacteurs en exploitation, arrêtés et expérimentaux. Sur cette charge, environ 19 Md€ concernent le démantèlement des installations en exploitation, soit un coût brut de démantèlement d'environ 320 M€ par réacteur. Ces charges anticipent un effet « tête de série », avec « un coût moyen par tranche pour l'ensemble du parc 900 MW inférieur de plus de 25 % au coût moyen par tranche de la tête de série, désormais identifiée au site de Fessenheim. »¹²

- Du taux d'actualisation retenu (rentabilité des provisions placées) : plus ce taux est élevé, plus la « rentabilité » des provisions est forte et moins les exploitants doivent constituer de provisions à charge brute donnée. La loi impose cependant aux exploitants un taux plafond réglementaire¹³, visant à sécuriser le financement des charges futures. Le taux utilisé correspond à un taux réel (hors inflation) de 2,8 à 3%/an.
- De l'échéancier des investissements futurs : afin d'éviter un risque lié à la perte de mémoire de conception et d'exploitation des réacteurs, l'ASN préconise une stratégie de démantèlement immédiat dès la mise à l'arrêt d'un réacteur.

Cependant, la prolongation de la durée d'exploitation des centrales recule d'autant la date de démantèlement, ce qui a pour effet de diminuer le montant des provisions nécessaires. A titre d'illustration : la provision initiale permettant d'obtenir un montant de 320 M€ (coût de démantèlement d'un réacteur) avec un placement à 2,8%/an en 40 ans est de 106 M€ (exprimés en euros constants). Les annuités de remboursement de l'emprunt de cette somme au même taux de 2,8%/an conduisent à un coût total (capital + intérêts) de 178 M€, soit 55% du coût brut du démantèlement (et au niveau de production actuel environ 0,7 €/MWh). Le même calcul sur une durée de 60 ans conduit à un coût total de 127 M€, soit 40% du coût brut du démantèlement (et au niveau de production actuel environ 0,3 €/MWh). Le coût du démantèlement est donc susceptible d'évoluer en fonction des scénarios de durée d'exploitation qui seront analysés dans le Bilan prévisionnel mais les écarts induits restent minimes à l'échelle des coûts complets du nucléaire.

4.4 Les coûts bruts d'exploitation (OPEX)

Les coûts d'exploitation peuvent être divisés en deux types de coûts.

D'une part, les coûts fixes annuels d'exploitation et de maintenance qui correspondent aux charges à couvrir quel que soit la production du réacteur considéré : il s'agit notamment des frais de personnel, des assurances, etc.

D'autre part, les coûts variables d'exploitation qui sont proportionnels à la production d'électricité de la centrale : il s'agit essentiellement des coûts de combustible nucléaire mais intègrent également les coûts associés au traitement en aval des déchets induits par l'utilisation du combustible.

¹² L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, Cour des comptes, Communication à la commission des finances du Sénat, février 2020

¹³ Indiqué sur les taux d'obligation d'Etat à 30 ans

4.4.1 Les coûts fixes d'exploitation

Outre les coûts de combustible décrits plus loin, la Cour des comptes retient dans les coûts d'exploitation les composantes de dépenses suivantes (les chiffres donnés ici correspondent à la moyenne 2011-2013 rapportée en €2018) :

- Les charges de personnel EDF participant à la production nucléaire : 3,0 Md€/an
- Les consommations externes (prestations de maintenance) : 2,4 Md€/an
- L'appui des fonctions centrales et supports d'EDF¹⁴ : 1,0 Md€/an
- Les taxes et impôts : 1,4 Md€/an

En excluant les impôts et taxes, conformément à la méthode d'analyse économique proposée par RTE, ces coûts fixes d'exploitation hors combustibles et hors taxes se montent à 6,4 Md€/an pour le parc existant. A titre indicatif, cela représente un coût d'environ 16 €/MWh produit sur la période considérée (2011-2013), ou encore environ **100 M€/GW/an**.

4.4.2 Les coûts variables de consommation de combustibles

Le combustible consommé dans les réacteurs nucléaires, acheté par EDF à Orano et aux autres fournisseurs (uranium, services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication) se monte à environ 1,7 Md€/an, soit environ **4 €/MWh**.

A ce coût s'ajoute le « coût de portage », correspondant au coût de gestion du stock de combustible, constitué par EDF pour sécuriser l'approvisionnement et faire face à différentes situations de crise (environ 4 ans de consommation de combustible stocké) : celui-ci représente environ 660 M€/an pour le parc actuel, soit **2 €/MWh**.

4.4.3 La gestion des combustibles usés et des déchets

Les coûts analysés ici sont associés pour l'essentiel à l'exploitation du parc, et notamment aux combustibles ; en ce sens, ils sont comptabilisés dans les OPEX associés à la production d'électricité nucléaire. Pour autant, une grande partie des coûts relèvent des investissements de la filière, associés aux volumes de combustibles et donc relativement proportionnels à ceux-ci.

Les charges de gestion des combustibles usés recouvrent celles concernant les combustibles recyclables (entreposage, transport vers l'installation de traitement, traitement, ...) et celles concernant les combustibles non recyclables (reconditionnement, transport et entreposage). Ces charges progressent avec l'augmentation des stocks. A fin 2017, le Plan national de gestion des matériaux et déchets radioactifs (PNGMDR) les évaluait à 23,4 Md€.

Les déchets concernés sont ceux liés à l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens et les combustibles usés, retraités ou non. Les filières de gestion des déchets radioactifs dépendent de leur activité (niveau de radioactivité) et de leur durée de vie (décroissance de la radioactivité dans le temps). Le Tableau 5 donne la classification de déchets radioactifs et les filières de stockage associées (source PNGMDR¹⁵). La gestion des déchets radioactifs issus de la filière électronucléaire est mutualisée avec celle des autres sources. La Figure 10 illustre l'inventaire de ces différentes sources.

¹⁴ Informatique, assurance, immobilier, R&D...

¹⁵ Synthèse du dossier du maître d'ouvrage pour le débat public sur le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), mars 2019, MTE-ASN

Catégorie	Déchets dits à vie très courte	Déchets dits à vie courte	Déchets dits à vie longue
Très faible activité (TFA)	 Gestion par décroissance radioactive	 Stockage de surface (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage)	
Faible activité (FA)		 Stockage de surface (centres de stockage de l'Aube et de la Manche)	 Stockage à faible profondeur à l'étude
Moyenne activité (MA)			 Stockage géologique profond en projet (projet Gigeo)
Haute activité (HA)	Non applicable		

Tableau 5 : classification des déchets radioactifs et filières de gestion associées (source PNGMDR)

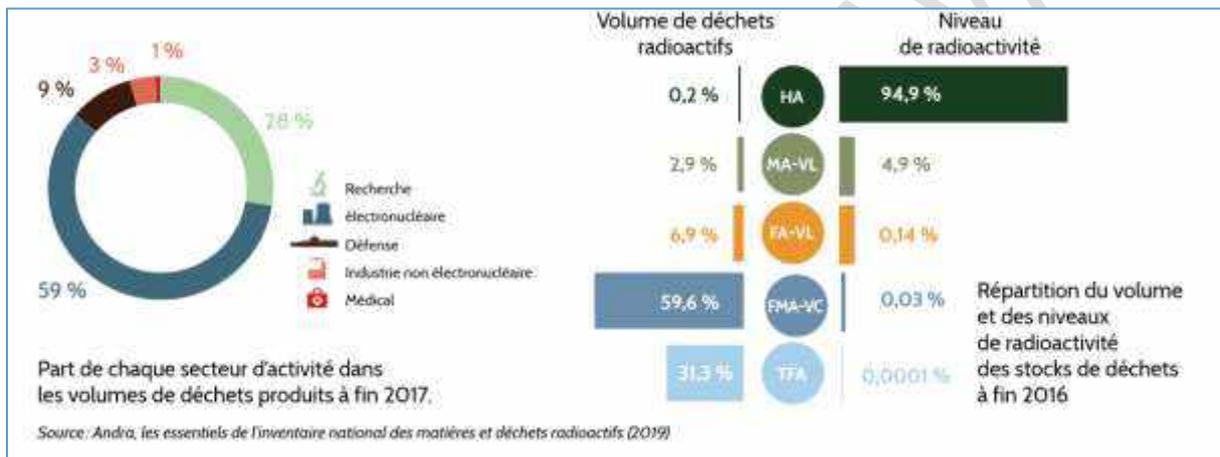


Figure 10 : inventaire national des déchets radioactifs en 2019 (source PNGMDR)

La solution retenue pour gérer les déchets de moyenne activité à vie longue et les déchets à haute activité est le stockage en couche géologique profonde, qui sera géré par le futur centre Cigéo à Bure. Bien que ne représentant que 3% du volume de déchets nucléaires, ils représentent environ 85% des coûts bruts de gestion des déchets. Le chiffrage des coûts correspondants fait l'objet de débats, en fonction du périmètre, des conditions économiques et du volume de déchets à stocker. Celui-ci dépend notamment des incertitudes de prolongation de l'exploitation des groupes de production actuels, jouant à la fois sur le volume de déchets à stocker et sur la durée d'exploitation du site. Ainsi, certains combustibles usés sont aujourd'hui recyclés pour servir à nouveau de combustibles dans d'autres réacteurs (MOX). L'arrêt de ces réacteurs conduirait donc à trouver une solution de stockage de long terme pour ces déchets. D'après le rapport 2019 de la Cour des comptes sur l'aval du cycle des combustibles nucléaires, « à titre d'exemple, le coût du seul stockage éventuel des MOX et URE usés dans Cigéo est évalué à plus de 5 Md€ ».

Au total, les charges brutes de gestion des déchets radioactifs associés à la production électronucléaire estimées par le PNGMDR se montent à environ 30 Md€. Au même titre que les charges de démantèlement, les charges futures de gestion des combustibles usés et des déchets sont provisionnées dans les comptes d'EDF. Les provisions concernant le retraitement et le stockage des combustibles usés et déchets évoluent en fonction de la quantité de combustible consommée chaque

année (« *dégradation progressive de l'environnement* »). La charge annuelle pour la provision des coûts de gestion du combustible utilisé et des déchets se monte à environ 1 350 M€/an (soit environ 4 €/MWh).

Comme pour les coûts de démantèlement, ces provisions dépendent du taux d'actualisation retenu, de l'échéancier des investissements futurs et du niveau de charge brute estimé. L'estimation des coûts de gestion des déchets et des combustibles usés sont plus incertaines que les charges de démantèlement. Notamment, le devis de CIGEO est susceptible d'évoluer.

4.1 Synthèse des hypothèses sur les coûts du nucléaire existant

En synthèse, RTE propose de retenir les éléments suivants pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel :

- Les coûts bruts de construction correspondent à des coûts passés, mais seront utilisés pour l'estimation des coûts financiers associés à l'amortissement économique de ces investissements. Le montant moyen de ces coûts bruts de construction est de l'ordre de **1 400 M€/GW**.
- Les coûts de prolongation de la durée d'exploitation de 10 ans se montent à environ **650 M€/GW** pour la prolongation au-delà de 40 ans, puis **350 M€/GW** pour la prolongation au-delà de 50 ans.
- Les OPEX fixes et de maintenance courante comprennent les coûts fixes d'exploitation et les coûts de maintenance pour lesquels l'information de durée d'amortissement n'est pas disponible, mais est présentée de manière annualisée. Ils intègrent donc :
 - Les coûts fixes d'exploitation (personnel, consommations externes, ...) : 100 M€/GW/an
 - Les investissements de maintenance courante : 15 M€/GW/an
 - Jusqu'à 2025, les coûts de remplacement de composants (21 M€/GW/an) et les coûts post-Fukushima (11 M€/GW/an)Soit environ **150 M€/GW/an** au total jusqu'à 2025, puis **115 M€/GW/an**.
- Les OPEX variables comprennent les coûts de combustibles (4 €/MWh) et le coût de portage du stock (2€/MWh). A ceux-là s'ajoutent les provisions pour combustibles usés et déchets (de l'ordre de 4 €/MWh), conduisant à un coût variable total de l'ordre de **10 €/MWh**.
- Enfin les coûts bruts de déconstruction se montent à environ **320 M€/réacteur**, dont il faut disposer en fin d'exploitation du réacteur. L'annualisation des provisions correspondantes dépendent des durées d'exploitation des réacteurs et seront donc associées aux scénarios analysés par RTE.

5. Les coûts du nouveau nucléaire

5.1 Principe technique et principaux composants

L'EPR (*Evolutionary Power Reactor*) est un réacteur à eau pressurisée de 3^{ème} génération, fonctionnant suivant les mêmes principes que les réacteurs nucléaires REP en exploitation en France, de deuxième génération. Il se distingue des derniers paliers des REP en particulier par :

- une augmentation de la puissance électrique, d'environ 1600 MW (contre 1450 MW pour le palier REP-N4) ;
- un meilleur rendement thermique (passant de 33% à 37%) grâce à une augmentation de la pression du circuit secondaire, limitant la consommation de combustibles ;
- une plus forte redondance des systèmes de sûreté et une enceinte de protection du réacteur revue ;
- un dispositif de récupération du combustible nucléaire fondu (« récupérateur de corium ») en cas de fusion du cœur ;
- la possibilité d'utiliser du combustible recyclé (MOX), limitant les quantités de déchets à vie longue ;
- une configuration permettant de faciliter les opérations de maintenance lorsque le réacteur est en service, limitant l'exposition des intervenants aux radiations, et permettant également une meilleure disponibilité de la centrale de production.

5.2 Etat des lieux et perspectives

Il existe à l'heure actuelle deux réacteurs EPR en service en Chine (à Taishan) et quatre autres en construction dans le monde : un en France (à Flamanville), un en Finlande (à Olkiluoto) et deux au Royaume-Uni (à Hinkley Point).

La technologie EPR vise à remplacer les réacteurs de deuxième génération actuellement en service en France. Sur le marché international, d'autres technologies existent (russes, américaines, chinoises, coréennes ou japonaises).

En France, le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires fait partie des options ouvertes dans la PPE, en remplacement des REP existants. Selon la filière nucléaire la décision de construction de trois paires de réacteurs ou plus, permettrait d'atteindre à terme des effets de série et donc une réduction des coûts unitaires de construction des réacteurs suivants. Comme pour les installations existantes, les nouveaux réacteurs sont supposés être construits de manière privilégiée par paire sur des sites existants (économies d'échelle et de mutualisation).

Un recensement des estimations de coûts cibles des EPR, réalisé en 2015 par l'AIE et l'OCDE-AEN¹⁶, conduisait à une fourchette de coûts bruts de 3 800 à 4 500 €/2015/kW_e. La SFEN¹⁷ note que ces cibles impliquent en facteur de progrès de 30 à 40% par rapport aux coûts estimés des premiers EPR. Selon la SFEN, « un facteur de progrès de 30 % en France paraît accessible et impliquerait donc à la fois un design amélioré dans le sens d'un coût moindre de construction (projet en cours) et des méthodes de construction optimisées. ». Parmi ces éléments, la SFEN note des choix techniques (sur la chaudière,

¹⁶ Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition, OCDE – AIE/NEA

¹⁷ Les coûts de production du nouveau nucléaire français, note SFEN, mars 2018

l'enceinte de confinement ou l'architecture du système de sauvegarde) et des optimisations des chantiers et des procédures de construction. La « remise en marche » de la chaîne industrielle européenne est également mise en avant, via notamment la qualification des fournisseurs d'équipements et services au niveau de qualité requis dans la construction nucléaire.

La restructuration de la filière industrielle et l'optimisation de la conception des nouveaux réacteurs tenant compte du retour d'expérience des premiers EPR, conduisent EDF à proposer un design d'EPR optimisé, aussi dénommé « EPR2 ».

5.3 Les CAPEX de construction des centres de production

Les services du Ministère de la Transition écologique et solidaire et du Ministère de l'Economie et des finances ont transmis à RTE une contribution à la concertation sur les coûts de nouvelles centrales nucléaires en France. Les éléments exposés sont tirés ou extrapolés d'un audit commandé par les pouvoirs publics au second semestre 2019, portant sur une première offre communiquée par EDF pour l'EPR2.

Ce chiffrage repose sur l'estimation d'EDF du coût de la première paire d'un programme de trois paires, complétée d'une analyse probabiliste de risques sur les coûts et les délais de réalisation, analyse ensuite extrapolée aux deux paires suivantes avec la prise en compte d'un effet d'apprentissage se traduisant en particulier par une baisse des provisions pour risques croissante entre les paires.

Ces éléments, encore provisoires, permettent de donner de premiers ordres de grandeur sur les références de coût à considérer pour le chiffrage économique des scénarios avec du nouveau nucléaire.

Les coûts de construction par paire sont supposés pouvoir baisser progressivement, sous condition d'un rythme de déploiement respectant un intervalle de 4 à 5 ans entre paires. L'effet d'apprentissage s'atténue au bout de 10-15 ans.

Deux variantes sont considérées :

- une configuration de base équivalente à la couverture moyenne des risques probabilisés (P50) correspondant à une restauration de la maîtrise de la fabrication ;
- un scénario « hypothèse haute » de couverture maximale des risques probabilisés (P100), équivalent à un cas où la maîtrise des fabrications n'est pas retrouvée.

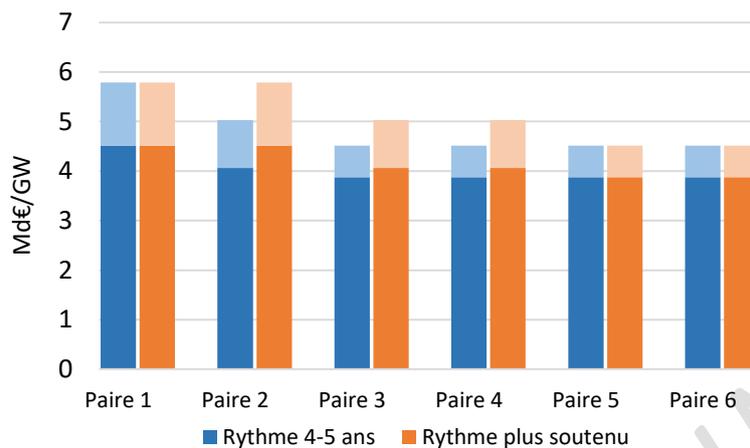
Le Tableau 6 donne les coûts bruts de construction (en Md€) correspondant à ces hypothèses.

Rythme de mise en service	Paires de réacteurs	Configuration de base (Md€ ₂₀₁₈)	Hypothèse Haute (Md€ ₂₀₁₈)
Mise en service à une cadence d'une paire tous les 4-5 ans	Paire 1	14,9	19,1
	Paire 2	13,4	16,6
	Paire 3 et suivantes	12,8	14,9
Mise en service à une cadence d'une paire tous les 2-3 ans (ou moins)	Paires 1&2	14,9	19,1
	Paires 3&4	13,4	16,6
	Paires 5&6	12,8	14,9

	Paires 15&16	12,8	12,8

Tableau 6 : coûts bruts de construction des paires d'EPR2 en fonction de l'hypothèse - source DGEC-APE

La Figure 11 illustre ces coûts bruts, rapportés au GW.



La partie foncée correspond à l'hypothèse de base, la partie pâle représente les coûts additionnels dans l'hypothèse haute

Figure 11 : coûts bruts de construction des paires d'EPR2 suivant le rythme de mise en service et l'hypothèse base/haute (Md€2018/GW), hors coûts de développement palier - source DGEC-APE

A ces coûts de construction s'ajoutent des « coûts de développement palier », qui correspondent aux activités mutualisées à l'échelle du programme de réacteurs considérés. Ces coûts de développement sont estimés entre 2,8 Md€ (configuration de base) et 3,4 Md€ (hypothèse haute).

En intégrant ces coûts bruts de développement pour un programme de 3 paires d'EPR mises en service à partir de 2035 et avec un rythme d'une paire tous les 4-5 ans, les coûts moyens d'investissement et de développement s'élèvent entre 4,4 Md€/GW (configuration de base) et 5,4 Md€/GW (hypothèse haute).

5.4 Les coûts de déconstruction des réacteurs

La contribution de la DGEC et de l'APE donne une évaluation des coûts de démantèlement entre 200 M€ et 500 M€ par réacteur à provisionner à la mise en service de chaque réacteur. L'hypothèse de coût brut de démantèlement (ou de taux de placement de la provision) n'est pas précisée.

5.5 Les coûts fixes d'exploitation

L'hypothèse de coût fixe d'exploitation est globalement similaire à celle proposée pour le nucléaire existant, soit 115 M€/GW/an.

5.6 Les coûts de consommation de combustibles et de gestion des combustibles usés et des déchets

Les coûts variables de production sont « de l'ordre de 10 €/MWh », comme pour le nucléaire existant. La prise en compte d'un meilleur rendement thermique (37% contre 33%) devrait conduire à baisser légèrement ce coût, de l'ordre d'1 €/MWh.

6. Les coûts de production du photovoltaïque

Pour cette partie sur les projections de coût du photovoltaïque, RTE s'est appuyé sur l'expertise et les travaux du CEA-Liten.

6.1 Descriptif technique

La production d'électricité d'origine photovoltaïque (PV) recouvre une grande diversité d'installations. Plusieurs types d'installations existent selon la puissance totale de l'installation (exprimée en kilowatts-crête ou kW_c) et le mode de pose des panneaux photovoltaïques :

- **PV au sol** généralement de puissance supérieure à 100 kW_c ; les éléments présentés par la suite considèrent des structures fixes (orientation des panneaux au sud). D'autres types de structures existent, en particulier les panneaux installés sur « trackers », structure mobile permettant aux panneaux de suivre la course du soleil au cours de la journée.
- **PV sur grandes toitures ou sur ombrières de parking** (> 100 kW_c) ;
- **PV sur moyennes toitures** (entre 9 et 100 kW_c) ;
- **PV sur toitures résidentielles** (< 9 kW_c). Pour cette catégorie, les éléments de coûts présentés dans la suite sont une moyenne des coûts des structures surimposées ou intégrées au bâti.

Dans tous les cas, une installation de production solaire photovoltaïque se compose de plusieurs éléments constructifs :

- les modules qui se composent de plusieurs cellules photovoltaïques, reliées par des *busbars* ;
- le site (sol ou toit) sur lequel les panneaux sont installés ;
- la structure sur laquelle les panneaux reposent ;
- les équipements électriques nécessaires à la transmission du courant émis, et notamment sa conversion en courant alternatif avec l'onduleur ;
- la connexion au réseau d'électricité.

La description des installations de production photovoltaïque distingue souvent les modules d'une part et le reste des installations d'autre part, désigné sous le terme de *Balance of System* (BOS). Les analyses qui suivent distinguent par ailleurs les onduleurs, constituant un élément de coût important. La décomposition retenue pour l'analyse des coûts distingue donc : (1) les modules, (2) les onduleurs et (3) le reste soit le BOS hors onduleurs.

6.2 Etat des lieux et perspectives du photovoltaïque

Dans le monde

A fin 2018, la puissance cumulée des installations de production solaire photovoltaïque connectées au réseau se montait à 520 GW. Les perspectives de développement sont très contrastées en fonction des scénarios. Les plus ambitieux pour la filière, qui conduisent à des systèmes électriques 100% ENR dans la seconde moitié du siècle, estiment que la capacité installée en 2050 pourrait atteindre plusieurs milliers de gigawatts. La Figure 12 illustre ainsi plusieurs trajectoires de développement mondial envisagées dans différents scénarios.

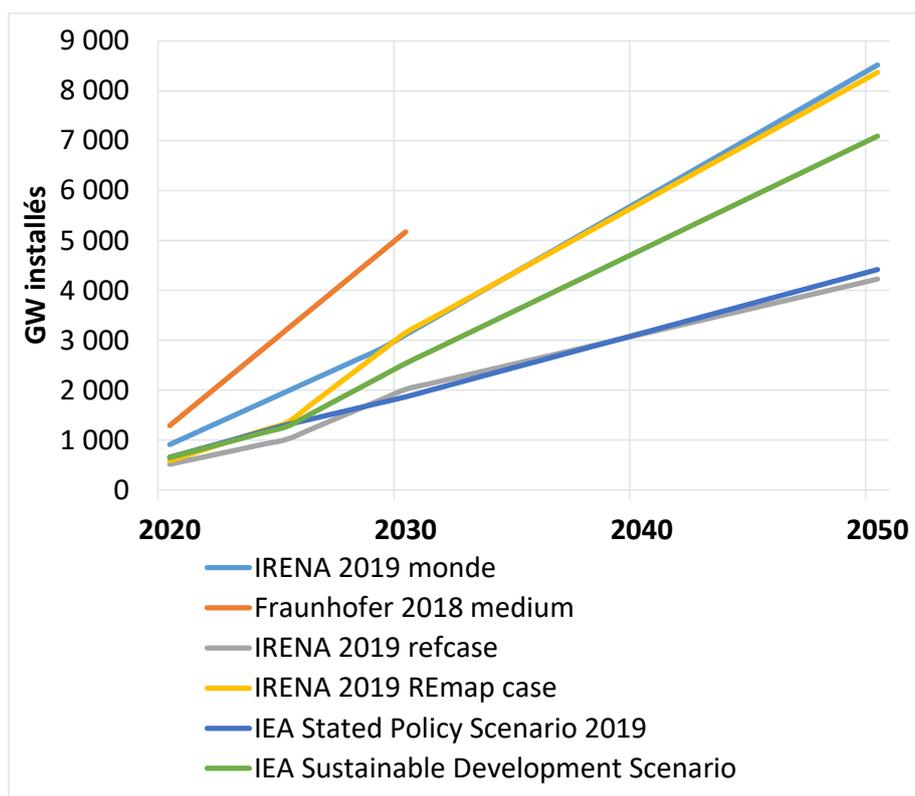


Figure 12 : projection d'évolution des capacités de photovoltaïques installées dans le monde selon différentes sources et scénarios

En Europe

Fin 2018, la capacité photovoltaïque raccordée au réseau en Europe atteignait 117 GW, soit environ 23% des 520 GW installés fin 2018 dans le monde. Les objectifs de développement de la filière en Europe sont aujourd'hui très ambitieux. A titre d'exemple, dans le scénario de base de la Commission européenne visant une réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, 440 GW de production solaire photovoltaïque seraient installés en Europe à cet horizon¹⁸ soit une multiplication par 4 par rapport à aujourd'hui.

En France

Au 31 mars 2020, la capacité totale installée en France métropolitaine est de 9,5 GW (8% des capacités européennes, moins de 2% des capacités mondiales). La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un développement ambitieux de la filière avec 36 à 45 GW installés en 2028 dont 21 à 25 GW de PV au sol.

¹⁸ JRC 2019, PV status report 2019

6.3 Méthodologie retenue pour l'analyse des coûts de production solaire photovoltaïque

6.3.1 La notion de taux d'apprentissage

Une méthodologie fréquemment employée pour la projection des coûts d'investissements du solaire photovoltaïque (PV) est celle du taux d'apprentissage¹⁹. Ce taux est la variation du coût de production observée historiquement en lien avec l'augmentation des quantités produites. La valeur affichée la plupart du temps est celle de la réduction du coût de production lors d'un doublement de la quantité mise sur le marché, représentée dans le cas présent par la capacité installée dans le monde. Le taux est ensuite reconduit pour proposer une projection des coûts d'investissement au cours du développement futur de la filière, ce qui revient à supposer que le rythme de baisse de coût reste stable.

Cette méthode peut s'appliquer au coût d'investissement de l'ensemble de l'installation de production, ou de manière différenciée à chacun des composants. Cette seconde façon de procéder permet de distinguer les évolutions de coûts susceptibles de s'appliquer aux composants « technologiques » (modules et onduleurs) de celles concernant les composants annexes (BoS).

Concrètement, un taux d'apprentissage de 20% pour les modules signifie que lorsque la quantité mondiale de solaire PV installée double, le prix unitaire des modules baisse de 20% en raison des progrès technologiques ou des facteurs d'échelle s'appliquant à la construction des composants.

6.3.2 Les coûts bruts d'investissement

Les taux d'apprentissage utilisés pour les baisses de coûts des onduleurs et des modules, portées par l'ensemble de la croissance mondiale du marché du solaire, sont appliqués indifféremment à toutes les catégories d'installation PV décrites ci-après.

Pour les tendances concernant les autres postes de coûts d'investissement, tributaires des spécificités locales des marchés de l'emploi et de la fourniture des matériaux qui se retrouvent dans les coûts de pose et de raccordement notamment, une évolution par sous-composant sera proposée sans lien avec les quantités installées.

6.3.3 Les coûts bruts d'exploitation

Pour les opérations et la maintenance, très dépendantes de la surface de panneaux posés pour une puissance donnée, il est supposé une baisse annuelle continue suivant les gains d'efficacité des panneaux, exprimée en puissance par unité de surface (kWc/m²). En effet, si la performance des panneaux augmente, la surface nécessaire pour une puissance donnée est plus faible et les coûts d'entretien sont supposés diminuer en proportion.

Le reste des postes de coûts d'exploitation fera l'objet d'une analyse plus classique pour estimer les variations possibles à long terme.

¹⁹Fraunhofer ISE (2015), *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*; Tsiropoulos I, Tarvydas, D, Zucker, A, *Cost development of low carbon energy technologies - Scenario-based cost trajectories to 2050*, 2017 Edition, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018 ; Jäger-Waldau, A., *PV Status Report 2019*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019.

6.3.4 Coûts de démantèlement

Les coûts associés à la fin de vie des panneaux sont aujourd'hui encore peu documentés dans la littérature, notamment en raison du peu de retour d'expérience pour cette filière. Pour le marché français, l'analyse considère que l'éco-participation couvre les frais de retraitement et de recyclage.

6.3.5 Coûts initiaux du photovoltaïque

La méthodologie proposée, s'appuyant sur les taux d'apprentissage, revient à raisonner en trajectoires de coûts relatives aux coûts actuels, tenant compte de projections de développement mondial du photovoltaïque.

Les coûts initiaux retenus sont ceux issus des résultats d'appels d'offres les plus récents publiés par la CRE (pour le PV au sol et le PV sur grande toiture) et ceux de l'ADEME (pour le PV résidentiel).

6.4 Perspectives d'évolution des CAPEX du photovoltaïque

6.4.1 Evolution de coûts des modules photovoltaïques

La dynamique des coûts de production des modules photovoltaïques basés sur les technologies au silicium mono ou polycristallin (95% du marché selon Fraunhofer²⁰) est bien documentée. Certains rapports proposent des analyses détaillées, avec des données depuis les années 1980²¹. Comme les onduleurs, les modules s'échangent au niveau mondial et la dynamique des coûts de production dépend peu des circonstances nationales du marché.

Ainsi, les coûts des modules sont portés par :

- le cours des matières premières ;
- la maturité de la filière de production, principalement asiatique à ce stade ;
- de nouvelles technologies de panneaux.

6.4.1.1 Le cours des matières premières

Le prix du polysilicium utilisé pour la production des modules de première génération commercialisés actuellement est en baisse depuis les années 1980, essentiellement porté par l'augmentation de la capacité de production des fabricants et la baisse de la demande unitaire de polysilicium pour les cellules.

Le Comité pour les métaux stratégiques (COMES) classe le silicium métallique requis pour la fabrication des panneaux PV dans les ressources à « criticité moyenne »²². Les effets éventuels de rareté des ressources, ou au contraire d'abondance, ne sont toutefois pas pris en compte dans les projections de coûts présentées à ce stade. En revanche, le volet environnemental des analyses du Bilan prévisionnel apportera une évaluation des enjeux en termes de consommation de matières, permettant ainsi d'éclairer ce débat.

²⁰ Fraunhofer ISE (2020), Photovoltaics Report.

²¹ Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende

²² Fiche de criticité silicium metal, BRGM / COMES, Version 1 – juillet 2019

6.4.1.2 La maturité de la filière de production

La baisse des coûts des procédés de fabrication des modules concentre les efforts de la filière. Ces dernières années des évolutions telles que la fabrication de galettes de silicium (*wafers*) plus fines, la réduction de la consommation d'argent dans la cellule et l'automatisation croissante des lignes de production ont permis une baisse notable des coûts de production.

Les trois quarts des modules produits dans le monde le sont en Asie, et principalement en Chine²³. C'est donc en grande partie la filière chinoise de production des modules qui détermine les prix. En mai 2020, le ministère chinois de l'industrie a publié de nouvelles réglementations demandant aux fabricants d'investir prioritairement dans les technologies innovantes à haute performance et à bas coût de production.

6.4.1.3 Les nouvelles technologies de panneaux

Des technologies émergentes pourraient, en augmentant les performances des modules, diminuer significativement le coût d'investissement par kWc. Les efforts de recherche et de développement, destinés à améliorer l'efficacité du panneau, ont abouti à de nouvelles solutions dont certaines sont en phase de déploiement. Elles concernent le matériau des cellules et / ou l'assemblage du panneau.

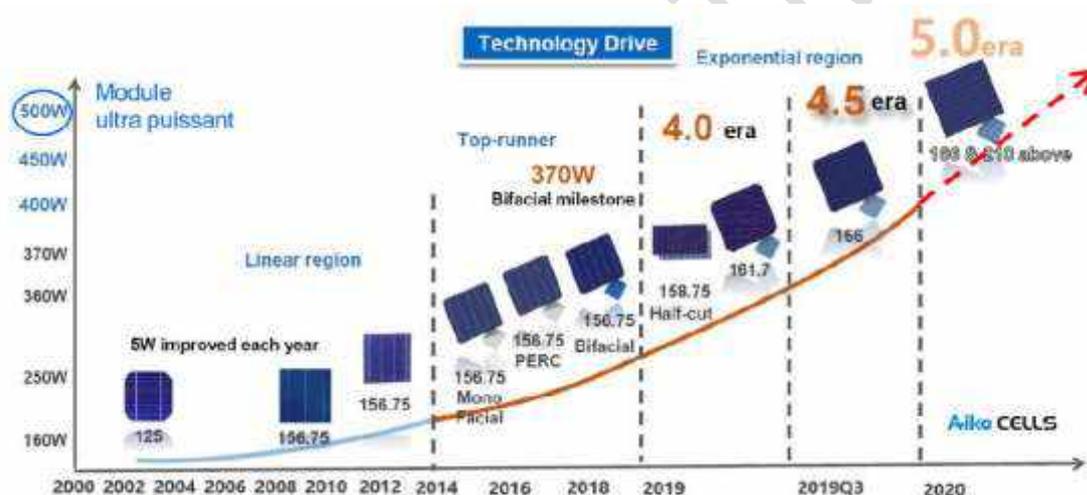


Figure 13 : évolution de la puissance des modules photovoltaïques (source : CEA)

Évolutions technologiques sur les matériaux :

- les cellules PERC (Passivated Emitter Rear Cell) améliorent l'efficacité d'un panneau au silicium conventionnel par l'ajout d'une couche fine de matériau à l'arrière de la cellule. L'architecture PERC permet essentiellement d'améliorer la capture de la lumière près de la surface arrière de la cellule et donc de maximiser la production d'électrons ;
- les cellules HJT (technologie à hétérojonction) combinent les technologies cristallines performantes pour la conversion de lumière solaire directe et les technologies dites « à couche mince » performantes en lumière diffuse ; cette combinaison conduit à un rendement élevé par rapport aux cellules standard (25 % annoncé par Enel Green Power en février 2020²⁴) ;

²³ Jäger-Waldau, A., *PV Status Report 2019*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019

²⁴ <http://taiyangnews.info/technology/24-63-solar-cell-efficiency-for-heterojunction-technology/>

- les cellules tandem ou hybrides empilent plusieurs cellules pouvant chacune transformer une bande de fréquences lumineuses particulière en électricité ;
- les cellules à couche mince ont une épaisseur de quelques micromètres et peuvent être à base de silicium, de minéraux (Perovskites) ou de métaux (Cadmium Indium Gallium Selenide et Cadmium Telluride) et atteignent les rendements les plus élevés.

Evolutions concernant les architectures de panneaux :

- l’augmentation de la taille des *wafers* permet d’augmenter la puissance du module ;
- les modules bi-faces qui peuvent récupérer la lumière sur le double de la surface habituelle ;
- les demi-cellules qui diminuent les pertes par effet Joule ;
- les modules multi-busbars qui permettent de réduire les pertes résistives d’une part et réduire la consommation de la pâte d’argent assurant ainsi une baisse du cout de matière ;
- les *shingles* ou tuiles solaires, permettant d’économiser sur les matériaux de construction.

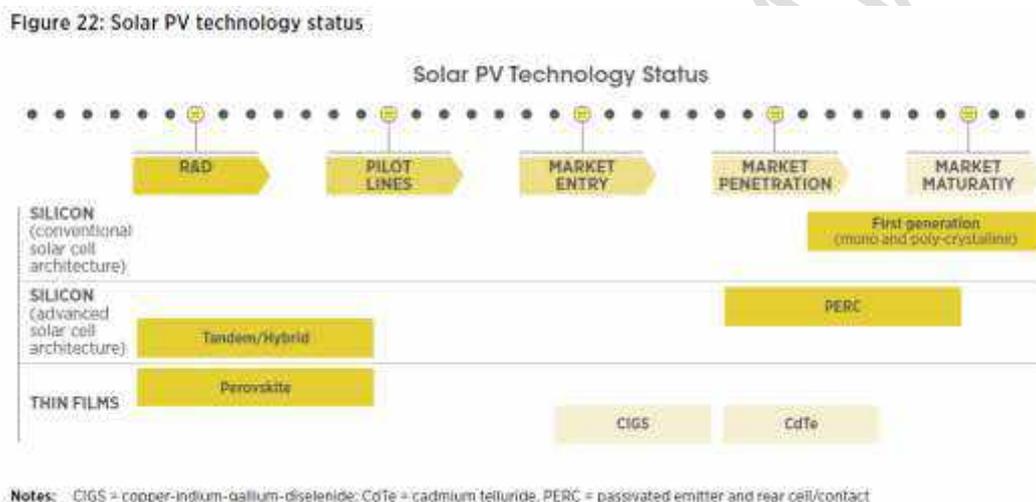


Figure 14 : maturité industrielle des différentes technologies de panneaux photovoltaïques (source IRENA 2019)

Les taux d’apprentissage pour les modules observés dans la littérature sont entre 20% et 40%, selon la période d’historique prise en compte pour le calcul et les évolutions représentées. Les faibles baisses des coûts tiennent compte de périodes d’apprentissage plus longues et portent uniquement sur les modules à base de silicium. Les fortes baisses des coûts tiennent compte de périodes plus courtes et visent à rendre compte de l’émergence de nouveaux matériaux performants.

Référence	Historique de calcul	TA
Fraunhofer ISE 2015 - haut	1980-2009	-19%
Fraunhofer ISE 2015 - bas	1980-2004	-23%
Solar Power Europe - bas		-40%
Solar Power Europe - ref		-30%
Solar Power Europe - haut		-20%
Bloomberg 2020	2010-2019	-28%
JRC 2019	1980-2019	-20%
Proposition RTE	-	-20%

Tableau 7 : taux d'apprentissage sur les modules photovoltaïques selon différentes sources

Pour les modules, le taux d'apprentissage proposé pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel est de 20%, taux d'apprentissage basé sur une profondeur d'historique importante, et correspondant à une hypothèse centrale basée sur les données du Fraunhofer Institute²⁵ et du JRC.

6.4.2 Evolution du coût des onduleurs

Comme mentionné précédemment, le coût des onduleurs suit aussi une courbe d'apprentissage constatant une baisse des coûts avec les quantités d'onduleurs mis en service. Toutefois, le taux généralement constaté est inférieur à celui des modules²⁶.

En outre, la durée de vie des onduleurs est inférieure de moitié à celle des modules. Ceux-ci doivent donc faire l'objet d'un remplacement au cours de la durée de vie de l'installation.

Le progrès réalisé sur les onduleurs au cours de la décennie passée concerne principalement la densité énergétique et l'efficacité des onduleurs, et de façon secondaire leurs fonctions de contrôle et de communication. Les innovations dans le domaine consistent à recourir à des onduleurs centralisés (pour toute l'installation) ou de type « string » (pour une rangée de modules), ou à une association des deux. Des configurations permettent d'optimiser les coûts des grandes installations²⁷.

Le Tableau 8 donne les taux d'apprentissage sur les onduleurs issus de différentes sources de la littérature.

Référence	Historique de calcul	TA
Fraunhofer ISE 2015	1990 - 2013	-19%
Vartiainen et al. 2020 - haut		-15%
Vartiainen et al. 2020 - bas		-25%
JRC 2019	1990-2019	-20%
Proposition RTE	-	-15%

Tableau 8 : taux d'apprentissage sur les onduleurs selon différentes sources

Pour les onduleurs, RTE propose de retenir un taux d'apprentissage de 15%, pour tenir compte d'une variation plus faible des coûts des onduleurs avec la capacité installée, régulièrement mentionnée.

6.4.3 Evolution des autres postes de coûts

Le coût de raccordement des installations dépend principalement de l'éloignement entre le site et le réseau (longueur du raccordement) et de la puissance de l'installation (CRE 2019, Bloomberg 2020). Des sites trop éloignés peuvent ainsi être considérés comme moins rentables. Néanmoins, la baisse des autres postes de coûts permet d'aller équiper des sites de plus en plus éloignés pour les mêmes coûts totaux.

²⁵ Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende

²⁶ Vartiainen E, Masson G, Breyer C, Moser D, Román Medina E. *Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity*. Prog Photovolt Res Appl. 2020

²⁷ CRE (2019), *Coût et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*

Les autres postes de coûts, les équipements électriques et la structure (contenant les coûts de main d'œuvre de pose), sont influencés par la performance des panneaux, principal déterminant de ces coûts selon Fraunhofer²⁸ (cf. Tableau 8). Plus celle-ci est importante moins la surface nécessaire pour fournir 1kWc est grande et donc plus les quantités d'équipements électriques et la taille de la structure sont faibles. Une publication du NREL²⁹ estime ainsi que l'emploi d'un module « puissant » au lieu d'un module « standard » permet une baisse du coût d'investissement du Balance of System d'environ 5% via la diminution des coûts de structure, d'équipements électriques et de pose (Figure 14). Les mêmes travaux ont permis de conclure à une baisse annuelle de 2 à 2,5% de ces postes de coûts du fait des gains en puissance des modules.

Impact of key drivers on BOS components Figure 26

BOS cost component	Key drivers for cost reduction			
	Module efficiency	System size	DC-voltage increase	Other
Installation	X			X
Mounting structure	X			X
DC cabling	(X)		X	X
Grid connection		X		
Infrastructure	(X)			
Planning & documentation	(X)	X		
Transformer			X	

Tableau 9 : principaux déterminants des évolutions de coûts du BoS (source : Fraunhofer 2015)

²⁸ Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende

²⁹ Fu, Ran, Timothy Remo, and Robert Margolis. 2018. *2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory

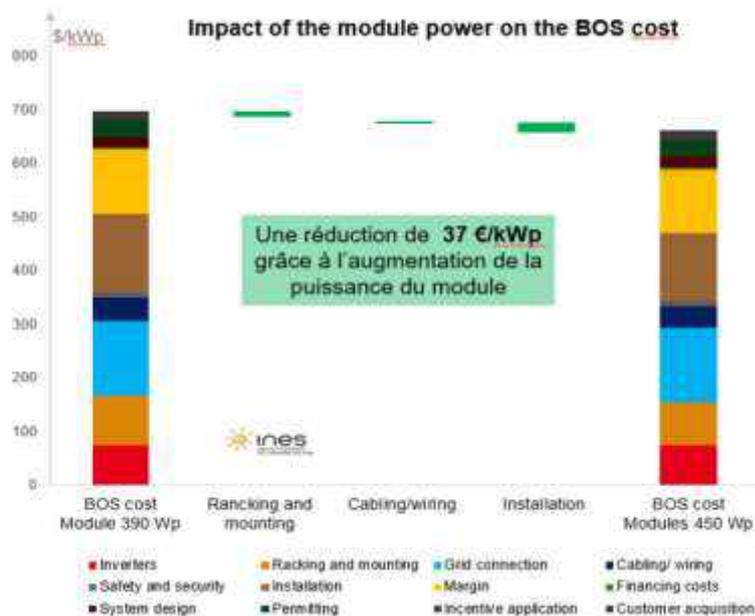


Figure 15 : réduction de coût du BoS liée à l'augmentation de puissance des panneaux (source : INES)

Les coûts d'ingénierie, les frais légaux et autres frais sont principalement des frais fixes, dont on suppose qu'ils sont peu affectés par l'efficacité des panneaux.

6.4.4 Les coûts de fin de vie des installations photovoltaïques

Selon ses projections de capacités de photovoltaïques installées d'ici 2050, l'IRENA³⁰ a calculé qu'un cumul de 60 à 80 millions de tonnes de panneaux photovoltaïques auront été démantelées en 2050 dans le monde.

En France, le recyclage des panneaux photovoltaïques est assuré par PV Cycle, organisation à but non lucratif créée en 2014 par la filière, qui collecte, retraite et valorise les panneaux en fin de vie. Les fabricants/distributeurs adhérant à PV Cycle s'acquittent d'une « éco-participation » qui dépend des volumes et du type de modules mis en service. Le rapport d'activité 2018 de PV Cycle indique que la totalité des fabricants/distributeurs français inscrits au registre des fabricants/distributeurs y adhère.

Le Tableau 10 représente, à partir de données publiées par PV Cycle, le coût de retraitement acquitté par les porteurs de projets.

	2016	2017	2018	2019 (estimation)
Contributions perçues (M€)	3,0	4,7	3,7	3,2
Puissance déclarée (MW)	709	1041	1090	1100
Contribution moyenne (€/kWc)	4,3	4,5	3,4	2,9

Tableau 10 : Coût de retraitement des panneaux PV, extrapolation à partir des données publiées par PV Cycle

Selon cette métrique, les coûts associés à la fin de vie des panneaux PV ne représentent qu'une part minime des coûts d'investissement, de l'ordre de 3 €/kWc.

³⁰ IRENA and IEA-PVPS (2016), *End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels*, International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems.

6.5 Perspectives d'évolution des coûts bruts d'exploitation du photovoltaïque

6.5.1 Les opérations de maintenance

Les installations photovoltaïques doivent faire l'objet d'opérations d'entretien et de maintenance régulières tout au long de leur durée de vie. Ces opérations visent notamment à prévenir d'éventuelles pannes et à vérifier le bon fonctionnement et la sécurité de l'installation.

Quelques éléments présentés dans la littérature apportent une évaluation de ces coûts d'entretien et de maintenance et de leur évolution dans le temps.

Ainsi, d'après une publication de l'ETH Zurich³¹, les dépenses de maintenance sur les installations au sol en Allemagne ont diminué de 30 €/kWc/an en 2005 à environ 7 €/kWc/an en 2017, principalement du fait des portefeuilles plus importants d'installations gérés par les entreprises du secteur, ainsi que de l'optimisation des procédés de ces entreprises.

Selon l'IRENA³², les efforts de la filière en matière d'entretien et de maintenance portent sur :

- une maintenance optimisée : la surveillance de l'état des panneaux à l'aide de technologies de communication est une piste de réduction des coûts de maintenance (système de surveillance par drones, algorithmes de détection d'anomalies, etc) ;
- des systèmes plus faciles à entretenir : un choix raisonné de végétation autour des centrales, ou encore des matériaux auto nettoyants pourraient diminuer les coûts d'entretien des installations.

En outre, toutes les dépenses de maintenance dépendent fortement de la surface des modules et donc des améliorations de leur efficacité.

6.5.2 La location du terrain ou de la toiture

De la même manière que pour les dépenses de maintenance, une plus grande efficacité des panneaux conduit à des besoins fonciers inférieurs.

La CRE accorde un bonus supplémentaire aux projets postulant aux appels d'offres en fonction des impacts environnementaux. Cette disposition favorise le réemploi de foncier perdu pour y construire des centrales solaires (ancien terrain militaire, zone industrielle désaffectée...). Pour autant, la trajectoire de développement prévisionnel du solaire en Europe, associée à la pression exercée par d'autres emplois du foncier (biomasse, agriculture, biodiversité par exemple), pourrait conduire à une situation de rareté favorisant une hausse du coût de location du site pour les projets PV. Cet effet n'a pas été modélisé à ce stade.

6.5.3 Les autres postes de coût d'exploitation

Ce poste contient des coûts variés, notamment d'assurance ou de commercialisation, qui seront considérés comme des coûts fixes, constants sur la durée de l'étude.

³¹ Steffen B, Beuse M, Tautorat P, Schmidt T. *Operation and maintenance (O&M) costs of solar photovoltaics (PV) and onshore wind installations in Germany*, Energy Politics Group, ETH Zurich, 2018

³² IRENA (2019), *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

6.6 Hypothèses de coûts proposées par RTE

Les évolutions de coûts de la production photovoltaïque dépendent donc principalement :

- **Du choix des taux d'apprentissage des coûts des modules (20%) et des onduleurs (15%) qu'il convient d'associer à différentes hypothèses d'évolution des quantités mondiales de panneaux photovoltaïques installées d'ici 2050.** De ces choix découlent les hypothèses de coûts des coûts bruts d'investissement des modules et des onduleurs.
- **De l'évolution de la performance des panneaux,** conditionnant une partie des coûts bruts d'investissements du Balance of System, ainsi que les coûts bruts d'exploitation des installations.

Trois trajectoires de coûts sont proposées, associées aux hypothèses du Tableau 11.

Trajectoires proposées	Taux d'apprentissage des modules	Taux d'apprentissage des onduleurs	Hypothèse de développement mondial du PV (scénario public)	Hypothèse d'évolution de l'efficacité des panneaux
Coûts bas	20%	15%	x 16 en 30 ans (IRENA REMap case)	x 2 en 30 ans (rendement moyen des cellules 30% ³³ en 2050)
Coûts médians			x 13 en 30 ans (IEA Sustainable Development Scenario)	x 1,7 en 30 ans (rendement moyen des cellules 25% en 2050)
Coûts hauts			x 8 en 30 ans (IRENA 2019 ref case)	x 1,3 en 30 ans (rendement moyen des cellules 20% en 2050)

Tableau 11 : hypothèses de développement mondial du PV et d'évolution de l'efficacité des panneaux retenues pour les trajectoires des analyses économiques RTE

Ces hypothèses permettent de définir les évolutions relatives de coûts. Les coûts initiaux retenus sont ceux des analyses de la CRE (pour le PV au sol et le PV sur grande toiture) et de l'ADEME (pour le PV résidentiel).

³³ Rendements moyen des cellules atteignant 30%, soit le rendement en laboratoire des meilleures cellules perovskites actuelles

6.6.1 PV au sol

Pour le PV au sol, sur grandes toitures et sur ombrières (installations >100kWc), les projections de coûts sont réalisées à partir des données 2018-2019 issues des appels d'offres les plus récents, dont les résultats sont publiés par la Commission de régulation de l'énergie³⁴. Les coûts des modules font l'objet d'un recalage pour 2020 à partir des baisses de coûts constatées entre 2018 et 2020 pour les seuls modules (baisse d'environ 35%).

La Figure 16 donne la décomposition des coûts bruts de construction du PV au sol suivant ses différentes composantes et la trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE. La baisse projetée est fortement liée à celle du coût des modules dans ce scénario. La part du coût des modules et des onduleurs dans le coût total s'amenuise sur la trajectoire.

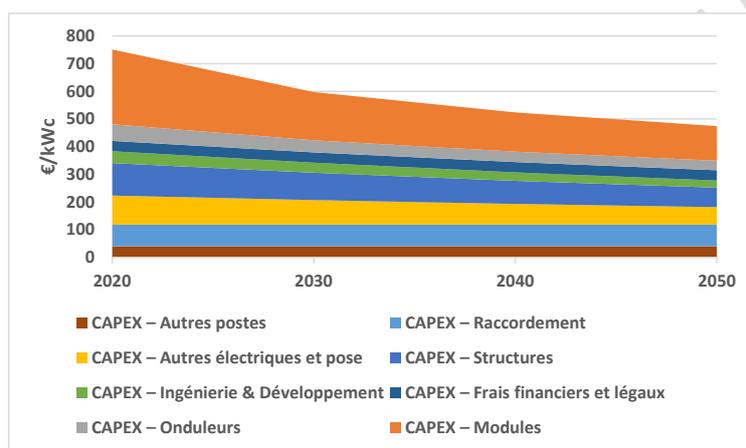


Figure 16 : Décomposition des coûts bruts de construction du PV au sol et trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE

La Figure 17 donne la décomposition des coûts bruts d'exploitation du PV au sol suivant ses différentes composantes et la trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE. La baisse projetée est fortement liée à celle du coût de la maintenance, elle-même dépendante de l'évolution de l'efficacité des panneaux.

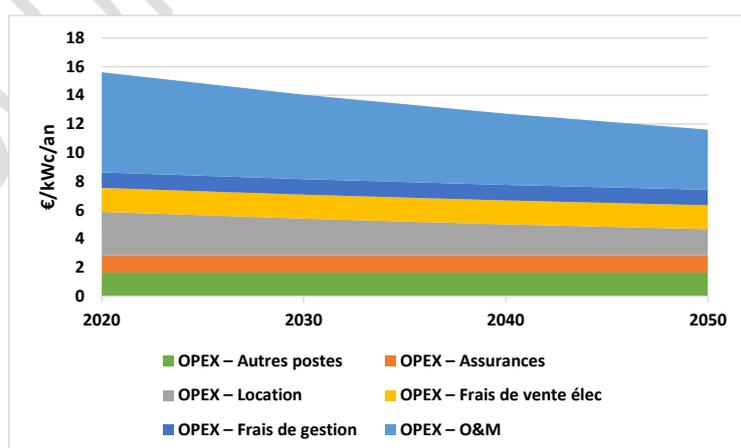


Figure 17 : Décomposition des coûts bruts d'exploitation du PV au sol et trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE

³⁴ CRE 2019, Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale

La Figure 18 et la Figure 19 donnent les trois trajectoires de coûts de construction et de coûts d'exploitation proposées pour les analyses économiques, en les comparant à des trajectoires de scénarios publics (IRENA, ADEME, JRC, AIE). Ces trajectoires peuvent partir de références de coûts 2020 différentes, mais les tendances baissières relatives restent du même ordre de grandeur que celles proposées dans les trajectoires RTE.

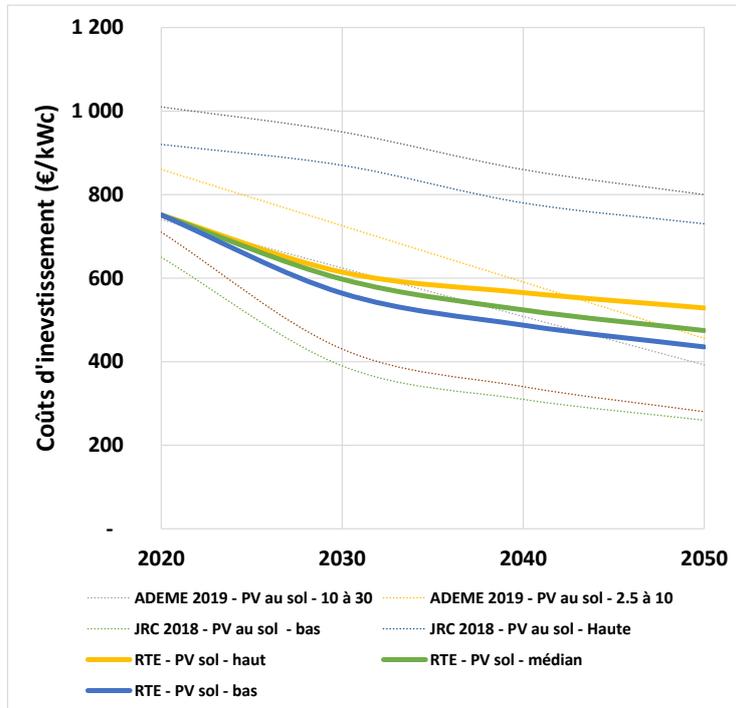


Figure 18 : Trajectoires de coûts bruts de construction proposées pour le PV au sol

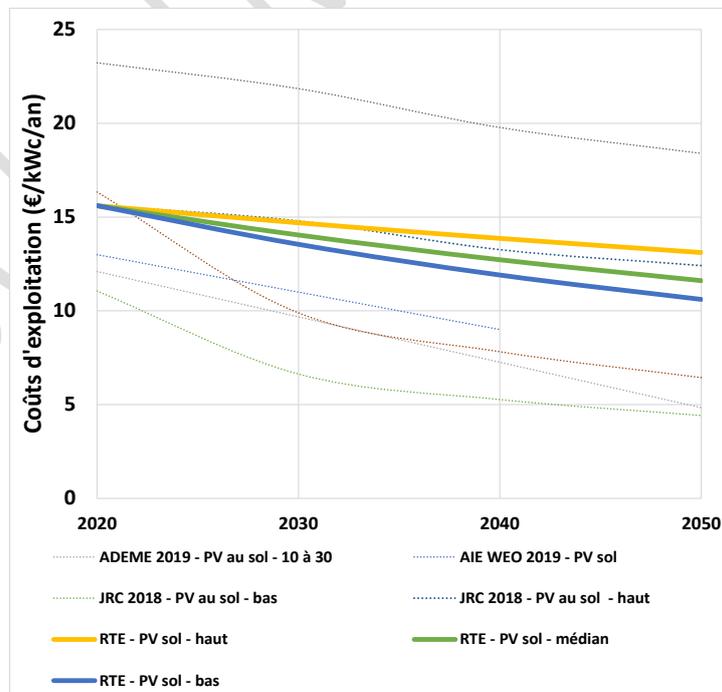


Figure 19 : Trajectoires de coûts bruts d'exploitation proposées pour le PV au sol

6.6.2 PV grande toiture

Comme pour le PV au sol, les estimations de coûts actuels du PV sur grande toiture sont basées sur les résultats des appels d'offre CRE³⁵, recalées pour 2020.

La Figure 16 donne la décomposition des coûts bruts de construction du PV sur grandes toitures suivant ses différentes composantes et la trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE. Les évolutions suivent les mêmes tendances que pour le PV au sol, avec une part des modules dans le coût total d'investissement qui apparaît encore plus faible.

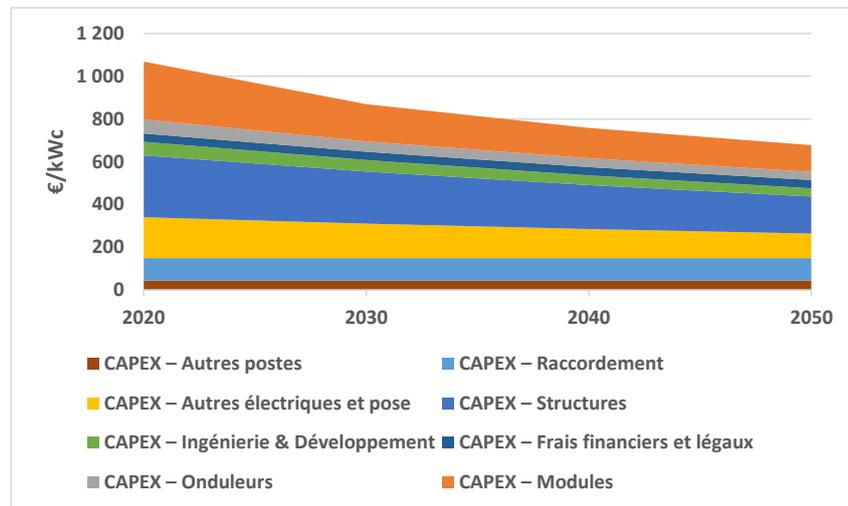


Figure 20 : Décomposition des coûts bruts de construction du PV sur grandes toitures et trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE

Comme dans le cas du PV au sol, la Figure 21 illustre la décroissance des coûts de maintenance liée au gain d'efficacité des panneaux. Le niveau de ces OPEX est cependant plus élevé, la part relative des autres coûts d'exploitation étant plus importante.

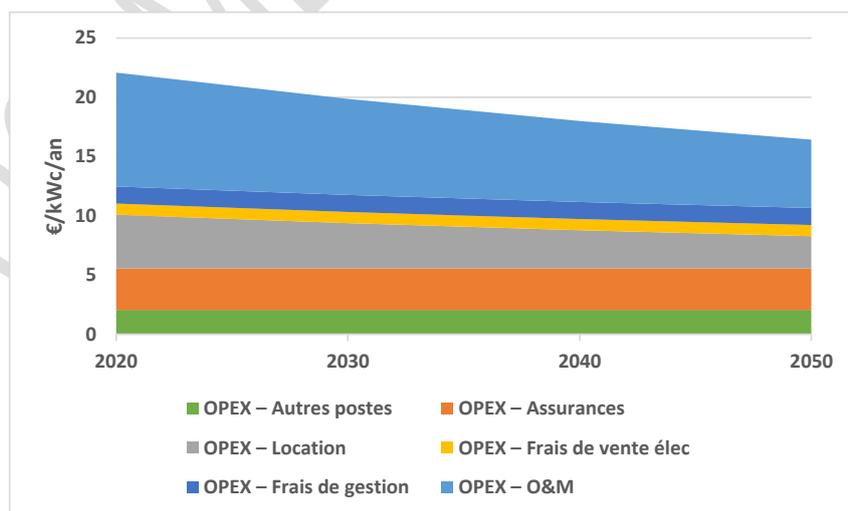


Figure 21 : Décomposition des coûts bruts d'exploitation du PV sur grandes toitures et trajectoire d'évolution sur le scénario médian proposé par RTE

³⁵ CRE 2019, Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale

La Figure 22 et la Figure 25 donnent les trois trajectoires de coûts de construction et de coûts d'exploitation proposées pour le PV sur grandes toitures. Comme pour le PV au sol, les tendances baissières restent du même ordre de grandeur que celles proposées dans les trajectoires de la littérature, les références de coûts 2020 pouvant être différentes.

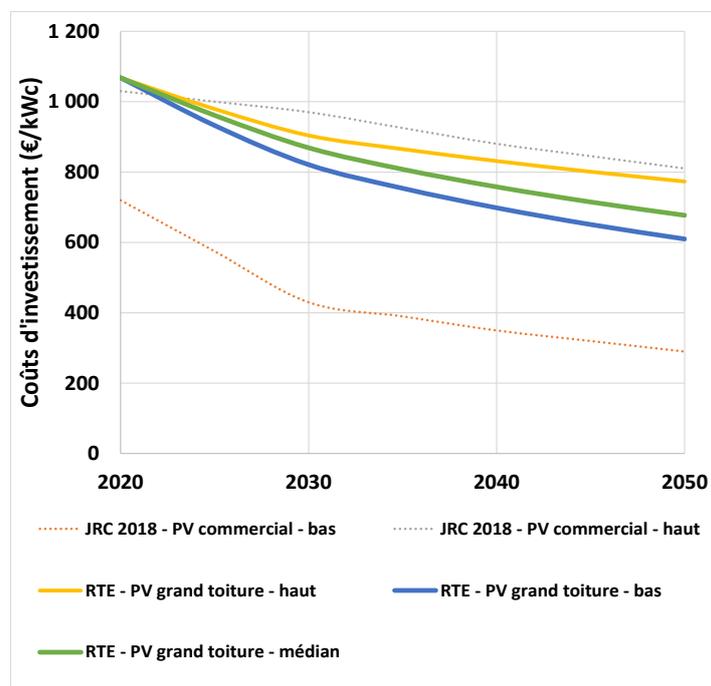


Figure 22 : Trajectoires de coûts bruts de construction proposées pour le PV sur grande toiture

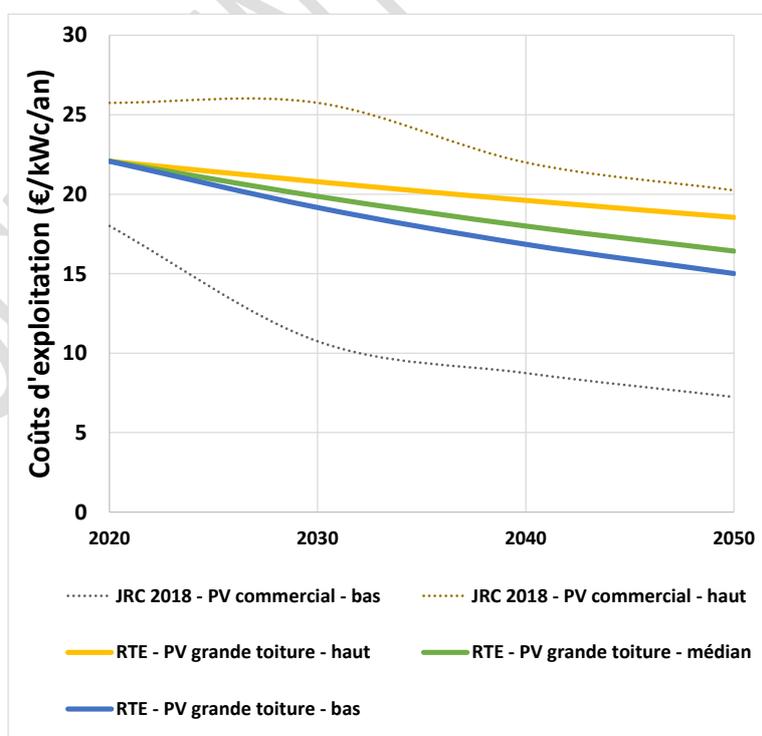


Figure 23 : Trajectoires de coûts bruts d'exploitation proposées pour le PV sur grande toiture

6.6.3 PV résidentiel

Pour le PV résidentiel, les coûts initiaux considérés correspondent à ceux du rapport *Coûts des énergies renouvelables 2019* de l'ADEME pour le référentiel de coût 2020. La Figure 24 et la Figure 25 donnent les trois trajectoires d'évolution des coûts proposées pour les analyses du Bilan prévisionnel.

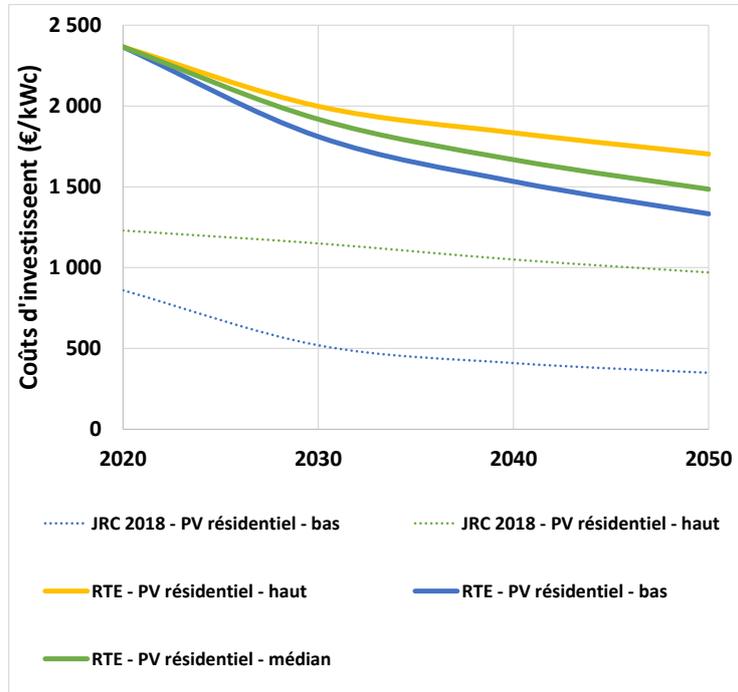


Figure 24 : Trajectoires de coûts bruts de construction proposées pour le PV résidentiel

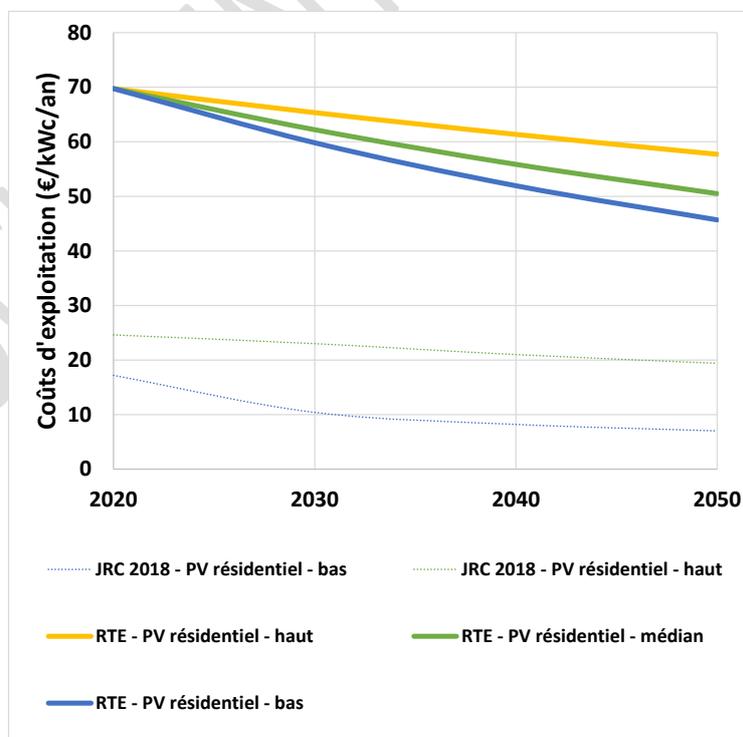


Figure 25 : Trajectoires de coûts bruts d'exploitation proposées pour le PV résidentiel

7. Coûts de production de l'éolien terrestre

7.1 Description technique des installations éoliennes terrestres

L'éolien terrestre, qui récupère l'énergie mécanique du vent pour la convertir en électricité, est aujourd'hui une technologie considérée comme mature. L'éolienne elle-même est constituée de trois grandes familles de composants : les composants de structures, les composants électriques et électroniques, les composants mécaniques³⁶.

Les composants de structure comprennent :

- Le mât, en acier ou béton, mesurant 65 à 140 m de hauteur ;
- Les pales, en fibre de verre, de carbone ou en résine polymère, mesurant 30 à 80 m de long ;
- La nacelle, qui contient les composants électroniques et mécaniques permettant de transformer la puissance mécanique en courant alternatif, généralement en matériau composite (pièces métalliques moulées). L'ensemble formé par la nacelle et les pales est parfois appelé rotor.

Les composants électroniques se trouvent dans la nacelle :

- Le générateur convertit l'énergie mécanique de rotation des pales en énergie électrique ;
- Le système redresseur-onduleur, électronique de puissance permettant de découpler le fonctionnement électrique de la machine électrique et du réseau ;
- Le transformateur adapte la tension du courant généré à celle du réseau.

Les composants mécaniques permettent d'agir sur la récupération de l'énergie du vent :

- Les brides et couronnes d'orientation des pales ;
- Le multiplicateur transforme la rotation lente des pales en rotation rapide capable d'alimenter le générateur. Ce cas de figure concerne la majorité des éoliennes terrestres en France³⁷ ; néanmoins la technologie sans multiplicateur, à entraînement direct, existe également : elle permet de simplifier la maintenance, le multiplicateur étant un composant fragile, et est plus adaptée pour de grandes puissances, notamment en mer ;
- Les arbres et systèmes d'accouplement transmettent l'énergie mécanique de rotation des pales jusqu'au générateur ;
- Les freins permettent d'arrêter l'éolienne.

Enfin, l'installation comporte un socle en béton qui soutient l'éolienne.

³⁶ Source de la décomposition : ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie.

³⁷ 76% des nouvelles installations en 2014 en France d'après le rapport ADEME E-CUBE (2017).

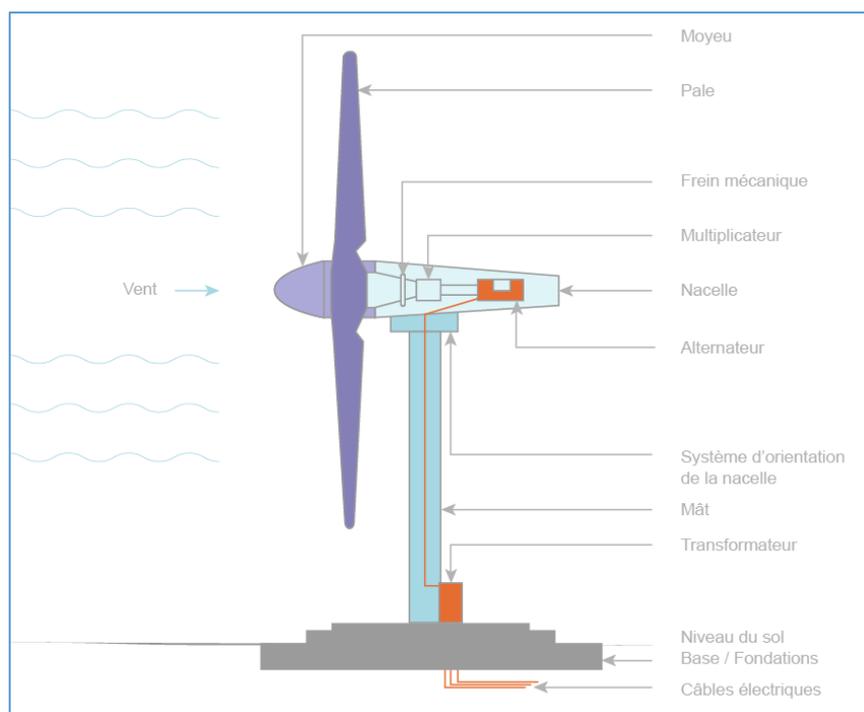


Figure 26 : principaux composants d'une éolienne (source : *Connaissance des Energies*)

7.2 Etat des lieux et perspectives de l'éolien terrestre

Dans la dernière décennie, environ 10 GW d'éolien terrestre ont été installés chaque année en Europe, pour atteindre actuellement environ 170 GW. Cette transformation est menée notamment par l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni, la France et la Suède, qui sont généralement à l'origine de plus de la moitié des nouvelles capacités chaque année. Selon les scénarios, la poursuite d'un rythme d'installation soutenue aboutirait à une capacité entre 400 et 500 GW en 2050.

La puissance d'une éolienne évolue de manière proportionnelle à la surface balayée par les pales et en fonction du cube de la vitesse de vent. Les deux enjeux pour obtenir de fortes productions d'énergie éolienne sont donc :

- **capter des vents forts** : si la vitesse de vent est multipliée par deux, la puissance produite est multipliée par huit. Cela se fait en recherchant les sites les plus ventés, mais aussi en augmentant la hauteur des éoliennes. En effet sur un site donné, la vitesse de vent évolue très rapidement avec la hauteur au-dessus du sol (voir Figure 27)

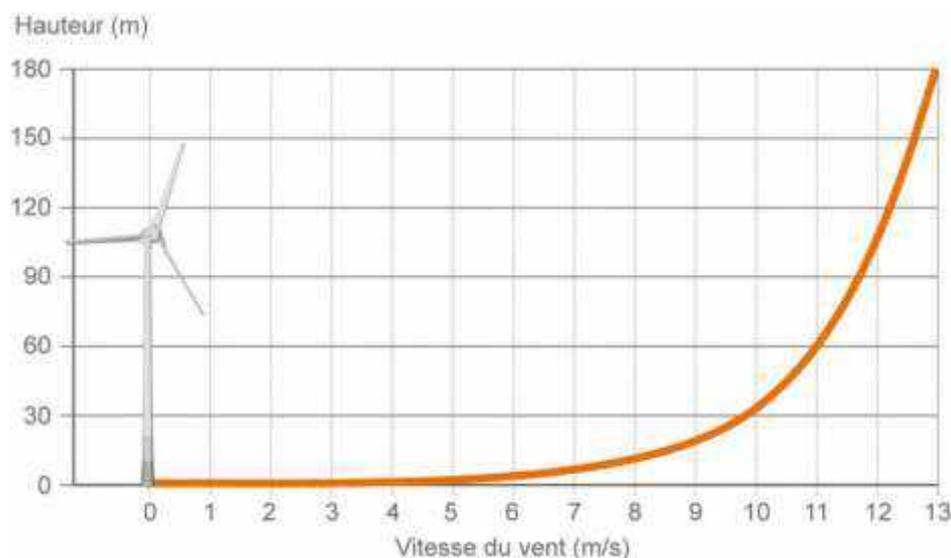


Figure 27 : vitesse moyenne du vent en fonction de l'altitude (source : Connaissance des Energies)

- **augmenter la surface balayée**, en augmentant la longueur des pales : si cette longueur est multipliée par deux, la surface balayée – et donc la puissance produite – est multipliée par quatre.

Un des enjeux de l'éolien terrestre réside donc dans la possibilité d'implanter des éoliennes plus hautes et de diamètre de rotor plus important. Les éoliennes conventionnelles actuelles, de puissance d'environ 2 MW, mesurent jusqu'à 150 m de haut « en bout de pale » avec un rotor de 120 m de diamètre ; les générations futures de puissance 4 MW visent des hauteurs en bout de pale de 240 m avec un rotor de 160 m de diamètre. Compte-tenu de la structure de coûts, ceux-ci évoluent moins vite que la puissance et on attend donc une baisse des coûts au MW installé.

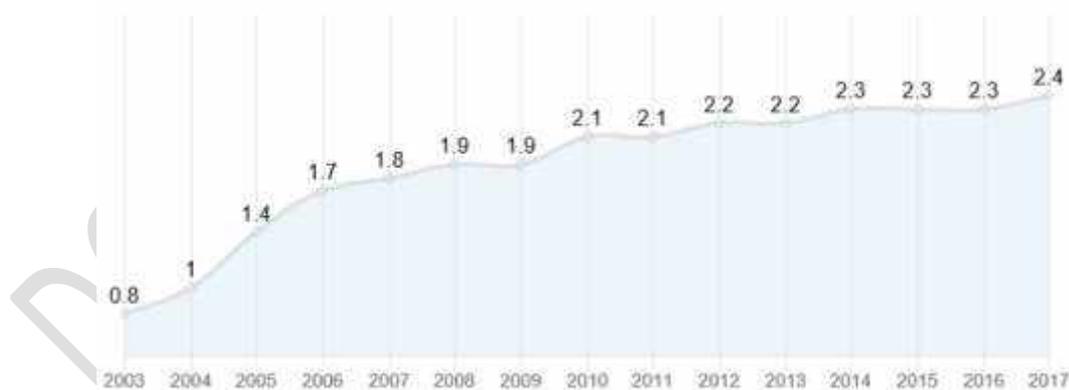


Figure 28 : Puissance moyenne des éoliennes installées chaque année, en MW (source : Observ'ER/EWEA, infographie Le Journal de l'Eolien)

L'augmentation des puissances installées et la baisse des coûts de production sont donc associées à une augmentation de la taille des éoliennes, en termes de hauteur et de diamètre du rotor, tant pour les nouvelles éoliennes que pour le remplacement des éoliennes arrivant en fin de vie par des éoliennes plus performantes (« repowering »). Cette énergie doit faire face à plusieurs types de restriction sur la hauteur des mâts notamment, en lien avec l'aviation civile et militaire (avions et

radars), mais aussi la distance avec les habitations, les contraintes de paysage et d'acceptabilité visuelle, etc.

7.3 Les coûts par composante

Les coûts bruts de production de l'électricité d'origine éolienne terrestre se décomposent de façon classique en :

- coûts bruts **d'investissement (CAPEX)** qui couvre le développement du parc, l'achat des éoliennes, le raccordement électrique, ainsi que le démantèlement ;
- coûts bruts **d'exploitation (OPEX)** correspondant pour l'éolien essentiellement aux opérations maintenance ; il s'agit principalement d'OPEX fixes;

Comme dans le cas des autres technologies de production, les coûts de financement dépendant du taux de rémunération du capital seront intégrés dans l'évaluation économique dans un second temps.

Hors coûts du financement, le coût de l'énergie produite par l'éolien terrestre réside majoritairement dans l'investissement initial (~80%), suivi des coûts d'opération et maintenance (~20%), les coûts de démantèlement restant très minoritaires. La Figure 29 illustre cette décomposition.

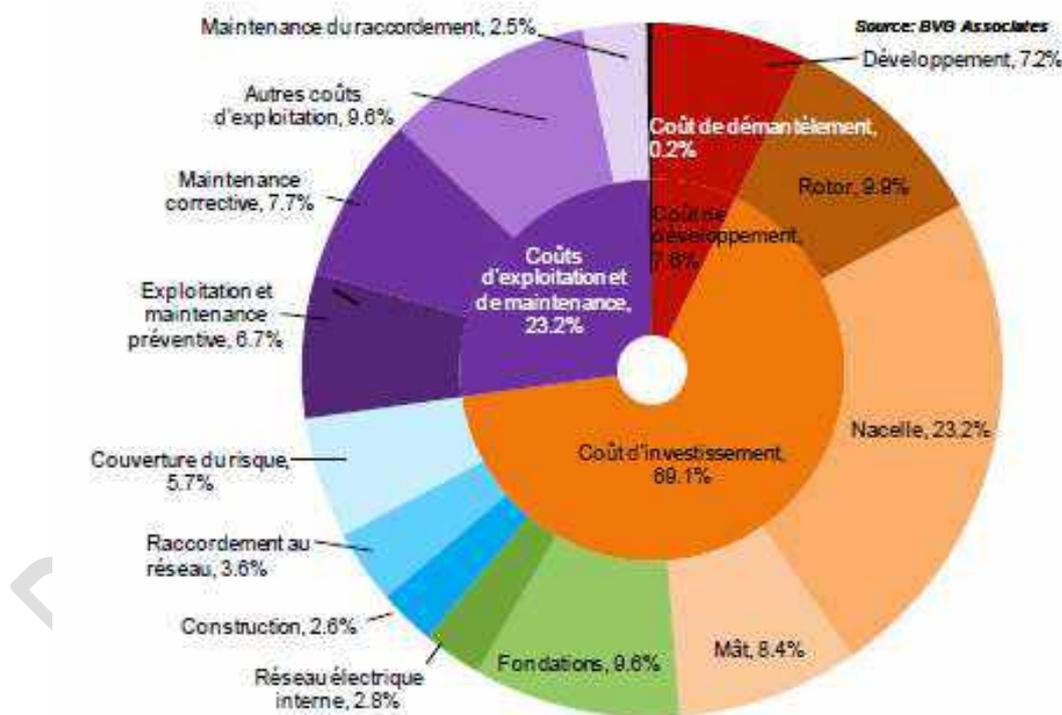


Figure 29 : Répartition des coûts sur toute la durée de vie d'un parc éolien terrestre, hors financement (source : BVB Associates pour l'ADEME – 2017)

7.4 Focus sur les coûts d'investissement

L'éolienne, parfois appelée aérogénérateur ou turbine, pèse pour deux tiers à trois quarts des coûts d'investissements initiaux, le reste se divisant peu ou prou à parts égales entre le développement et ingénierie, le génie civil pour l'installation de l'éolienne, et le raccordement au réseau électrique. La Figure 30 illustre cette décomposition des CAPEX.

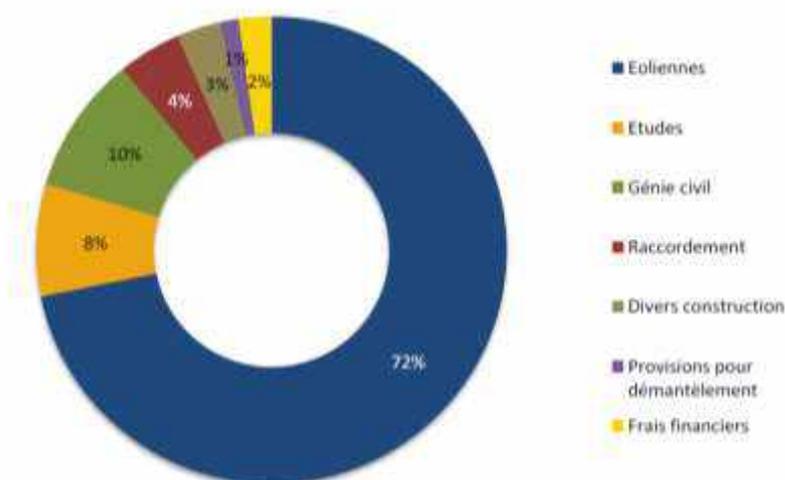


Figure 30 : répartition des CAPEX de l'éolien terrestre (source : CRE 2014)

La structure des coûts bruts d'investissement est détaillée ci-dessous³⁸ ainsi qu'en Figure 31.

Le développement et ingénierie pèse pour environ 10% de l'investissement. Ce poste regroupe les activités préalables à la construction et à l'acquisition des composants à inclure dans le parc éolien. Il peut inclure les études de faisabilité technico-économique, de conception et d'ingénierie.

L'installation, c'est-à-dire le génie civil et le transport, représente environ 10% des coûts bruts.

Dans l'éolienne, les composants de structure représentent autour de 40% de l'investissement total, dont 15 à 20% pour le mât, 15 à 20% pour les pales, et le reste pour la nacelle (contenant seul, hors coût des composants électriques et électroniques qu'elle contient).

Les composants électriques et électroniques constituent ensuite environ 20% de l'investissement, majoritairement pour les gros composants électriques situés dans la nacelle, à savoir : le générateur, le système redresseur-onduleur, et le transformateur. Les autres systèmes électriques/électroniques représentent une part très faible, environ 1 à 2%.

Les gros composants mécaniques forment 15-20% des coûts, majoritairement dédiés au multiplicateur dont la part s'élève entre 10 et 15% (s'il est présent). Le reste se partage entre les brides et couronnes d'orientation, les arbres et systèmes d'accouplement et les freins.

³⁸ ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie

Concernant la **fin de vie (démantèlement et recyclage)**³⁹, les coûts comprennent les travaux préparatoires : études et planification, l'enlèvement des composants électroniques et nettoyage (résidus de liquides de frein, lubrifiants...), le démontage de l'éolienne (via une grue, par dynamitage ou chute), le broyage partiel sur place, notamment pour le mât et le transport de ces matières. S'y ajoutent l'enlèvement des équipements électriques de raccordement au réseau, l'excavation des fondations, et la valorisation des matières résiduelles. Concernant ces matières résiduelles, il est estimé que pour le béton et l'acier utilisés, 80 à 90% des matériaux (en masse) seraient recyclables. Pour les pales, la valorisation la plus pertinente serait thermique et consisterait en un broyage puis une combustion afin de profiter du pouvoir calorifique très haut du matériau, supérieur à celui du bois; néanmoins aucun procédé de valorisation ne s'est imposé pour le moment.

Concrètement les coûts de démantèlement sont estimés autour de 80 €/kW en France et Allemagne, soit autour de 60 000 à 125 000 € par éolienne. Réglementairement, les fabricants sont responsables du démantèlement : ce coût est provisionné à hauteur de 50 000 € par éolienne, dès la mise en service.

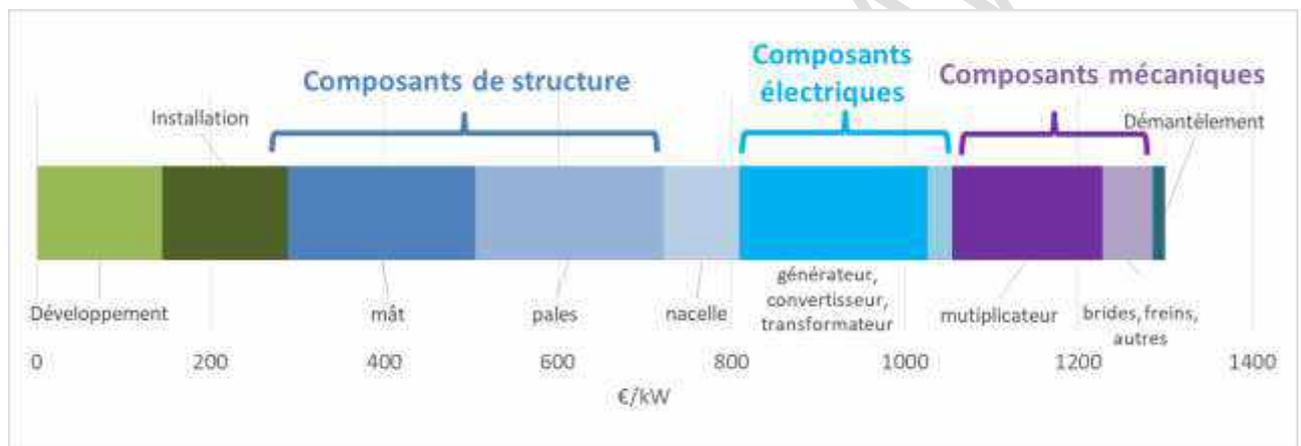


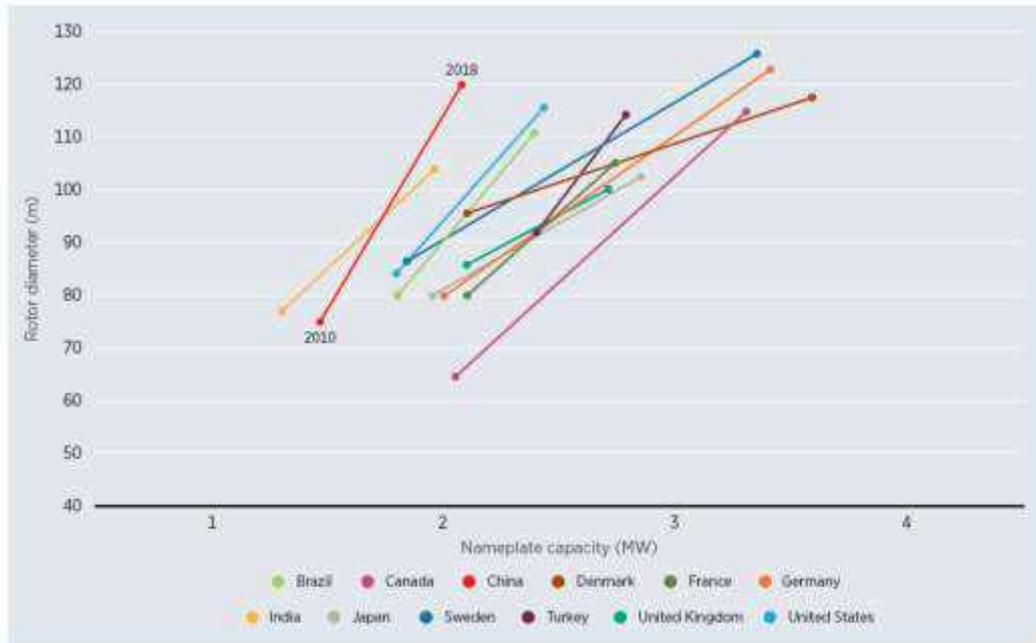
Figure 31: décomposition des coûts d'investissement de l'éolien terrestre par composant (source : ADEME, E-CUBE, 2017)

7.5 Projections des coûts à horizon 2050

7.5.1 Evolution des coûts bruts d'investissements

Dans les CAPEX, les coûts incompressibles sont : le développement, les matières premières, le transport et l'installation. A l'avenir, le coût de fabrication des machines pourrait continuer de baisser grâce à l'industrialisation des procédés et à une meilleure utilisation de l'outil de production, par effet volume. De plus, la filière anticipe une augmentation continue de la taille des composants : mât plus haut, diamètre des pales plus grandes, turbine plus puissantes. L'évolution du prix n'étant pas proportionnelle à la taille et la puissance des machines, des économies d'échelles sont attendues sur l'installation, notamment sur les rotors et nacelles, permettant de faire baisser le coût de fabrication.

³⁹ OFATE, 2019. Démantèlement des éoliennes en France et en Allemagne : principes techniques, cadre réglementaire et concepts de recyclage.



Source: Based on CanWEA, 2016; GlobalData (2020a); IEA Wind, 2020; Wiser and Bollinger, 2019; Danish Energy Agency, 2020; and Wood MacKenzie, 2020a.

Figure 32 : évolution moyenne pondérée du diamètre de rotor et de la capacité nominale, 2010-2018 (source : IRENA, 2020, Power Generation Costs 2019)



Figure 33 : évolution observée (2000-2018) et anticipée (2019-2025) de l'augmentation en hauteur, diamètre, et puissance des turbines (source : IRENA, 2019. Future of Wind)

La baisse des coûts de composants de structure observées ces dernières années provient à la fois d'éléments structurels : industrialisation des procédés de production des composants, et d'éléments conjoncturels : la baisse du coût des matières premières, notamment l'acier⁴⁰. Les économies d'échelle attendues avec l'augmentation des tailles de turbine, quant à elles, seraient notamment permises par

⁴⁰ ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie. CRE, 2014, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*.

les progrès sur les matériaux de fabrication de pales, historiquement constituées de fibres de verre. De nouveaux matériaux telle la fibre de carbone se développent, et permettraient de fabriquer des pales plus longues, plus légères et plus rigides à moindre coût⁴¹.

7.5.2 Les pistes de réduction du coût de l'énergie produite, hors évolution des CAPEX bruts : facteur de charge et durée de vie

Un allongement substantiel de la durée de vie des éoliennes est anticipé, à 30 ou 40 ans plutôt que 25 ans, tiré notamment par l'intégration à la conception et la fabrication des composants du retour d'expérience des premières générations d'éoliennes.

Au-delà de la baisse des CAPEX liés aux économies d'échelle et à l'industrialisation du processus de production, une baisse significative du coût de l'énergie produite devrait être permise en récupérant un meilleur facteur de charge, et ce principalement grâce aux mâts plus hauts et pales plus longues (sous réserve que les freins actuels à de plus grandes dimensions des éoliennes terrestres soient levés), auxquels s'associent des progrès sur l'optimisation de la production : contrôle de l'orientation des pales, aérodynamisme des pales, mesure de la vitesse du vent... Ces éléments seront intégrés dans les analyses économiques du Bilan prévisionnel de RTE, associés aux scénarios de développement de l'éolien en France.

RTE propose de retenir un coût d'investissement actuel à 1300 €/kW, représentatif du coût de l'éolien terrestre en France aujourd'hui d'après plusieurs sources telles l'ADEME, le JRC, et l'IRENA⁴².

En matière de trajectoires de CAPEX, RTE propose de retenir trois hypothèses :

- Une **hypothèse médiane** où malgré la persistance de certaines contraintes en matière de réglementation et d'acceptabilité, la taille et la puissance des éoliennes installées augmentent significativement, pour atteindre des puissances autour de 4 MW. Les CAPEX passent de 1300 €/kW en 2020 à 900 €/kW en 2050. Cette évolution est cohérente avec la trajectoire haute de l'IRENA⁴³, qui rend compte à la fois des réductions de coûts liées aux effets de volume et d'échelle attendus, dans le cas où celles-ci sont les plus limitées (contraintes liées au site...).
- Une **hypothèse haute** de coût, où, étant donné les freins au déploiement de nouveaux modèles d'éolienne de grande taille et de grande puissance, la technologie continuant d'être déployée en France correspond à la puissance d'aujourd'hui, soit environ 2,5 MW. Dans ce cas, peu d'économies d'échelle sont à anticiper et les coûts d'investissement sont supposés stables autour de 1300 €/kW. Cette trajectoire est cohérente avec celle des trajectoires du JRC pour l'éolien terrestre de moyenne puissance (hauteur de mât de 100 m), donc sans évolution de la taille des turbines⁴⁴.

⁴¹ ADEME & BVG Associates, 2017. Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières.

⁴² L'analyse ADEME-ECUBE situe la fourchette des CAPEX d'éolien terrestre entre 1060 et 1600 €/kW ; le rapport ADEME-BVG Associates le situe autour de 1400 €/kW. JRC, 2017, Cost development of low carbon energy technologies : l'évaluation du JRC situe le CAPEX de l'éolien de moyenne puissance et hauteur (hauteur de mât de 100 m) dans une fourchette resserrée autour de 1300 €/kW. IRENA, 2019. Future of Wind : le rapport de l'IRENA situe la moyenne des CAPEX à 1330 €/kW en 2018 (taux de conversion euro-dollar : 1\$ = 0,89€, d'après WEO 2019).

⁴³ IRENA, 2019. Future of Wind.

⁴⁴ JRC, 2017, Cost development of low carbon energy technologies

- Enfin, une **hypothèse basse** où la majorité des freins au déploiement éolien terrestre de grande taille étant levés, des éoliennes jusqu'à 5 MW peuvent être installées, avec des économies substantielles liées à l'effet d'échelle comme à l'effet volume : les CAPEX descendent alors jusqu'à environ 500 €/kW en 2050. Cette trajectoire est cohérente avec la trajectoire basse de l'IRENA⁴⁵, qui rend compte à la fois des réductions de coûts liées aux effets de volume et d'échelle attendus, dans le cas où celles-ci donnent leurs pleins effets.

La Figure 34 donne les perspectives d'évolution des coûts d'investissement de l'éolien terrestre selon diverses sources, et situe les trois trajectoires (centrale, basse et haute) proposées par RTE.

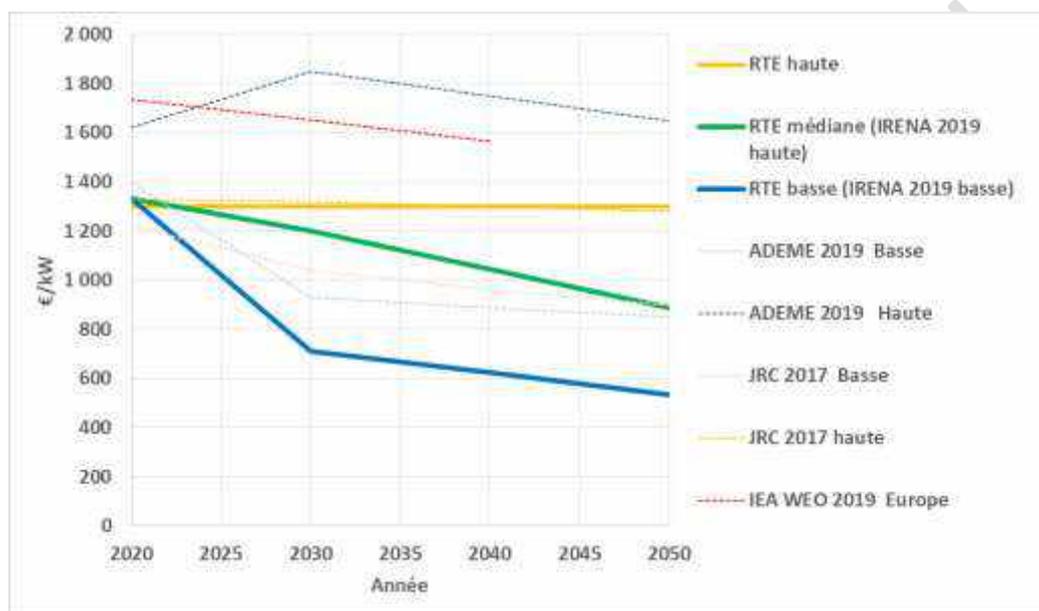


Figure 34 : Perspectives d'évolution des coûts d'investissement de l'éolien terrestre selon diverses sources et proposition d'hypothèses centrale, basse et haute pour les trajectoires RTE

7.5.3 Evolution des coûts bruts d'exploitation

Les OPEX sont principalement constitués des coûts de maintenance (cette maintenance étant généralement assurée par le constructeur de l'éolienne). Les contrats de maintenance associés tendent à s'allonger : initialement autour de 10 ans, ces contrats peuvent désormais être signés pour 25 ans, en lien avec l'allongement de la durée de vie des éoliennes. Ils se décomposent en maintenance préventive, effectuée de façon régulière, et corrective, ayant lieu en cas d'incident. En fonction du développement de l'éolien terrestre, ces coûts sont susceptibles de baisser grâce à des améliorations sur les stratégies de maintenance, avec la mise en place de systèmes de commande intégrés à l'échelle d'un parc, une amélioration des prévisions météorologiques, le développement du suivi à distance avec mise en place de solutions à distance et automatisées.

RTE propose de retenir trois hypothèses pour les trajectoires d'OPEX, en cohérence avec les trajectoires de CAPEX retenues:

⁴⁵ IRENA, 2019. Future of Wind.

- Une **hypothèse haute** de coût, où les OPEX sont également supposés rester stables comme les CAPEX.
- Une **hypothèse médiane** où les OPEX fixes restent stables en valeur absolue par éolienne, et diminuent donc en valeur relative à la puissance.
- Enfin, une **hypothèse basse** où la part des OPEX correspondant aux maintenances préventives et corrective (56% des OPEX) diminue d'environ 25% par éolienne, les autres coûts restant stables en valeur absolue. La puissance moyenne des éoliennes étant plus importante dans cette hypothèse, cela conduit à un faible coût de maintenance rapporté à la puissance.

Les OPEX variables sont supposés nuls.

La Figure 35 donne les perspectives d'évolution des OPEX de l'éolien terrestre selon diverses sources, et situe la proposition d'hypothèses centrale, basse et haute pour les trajectoires RTE.

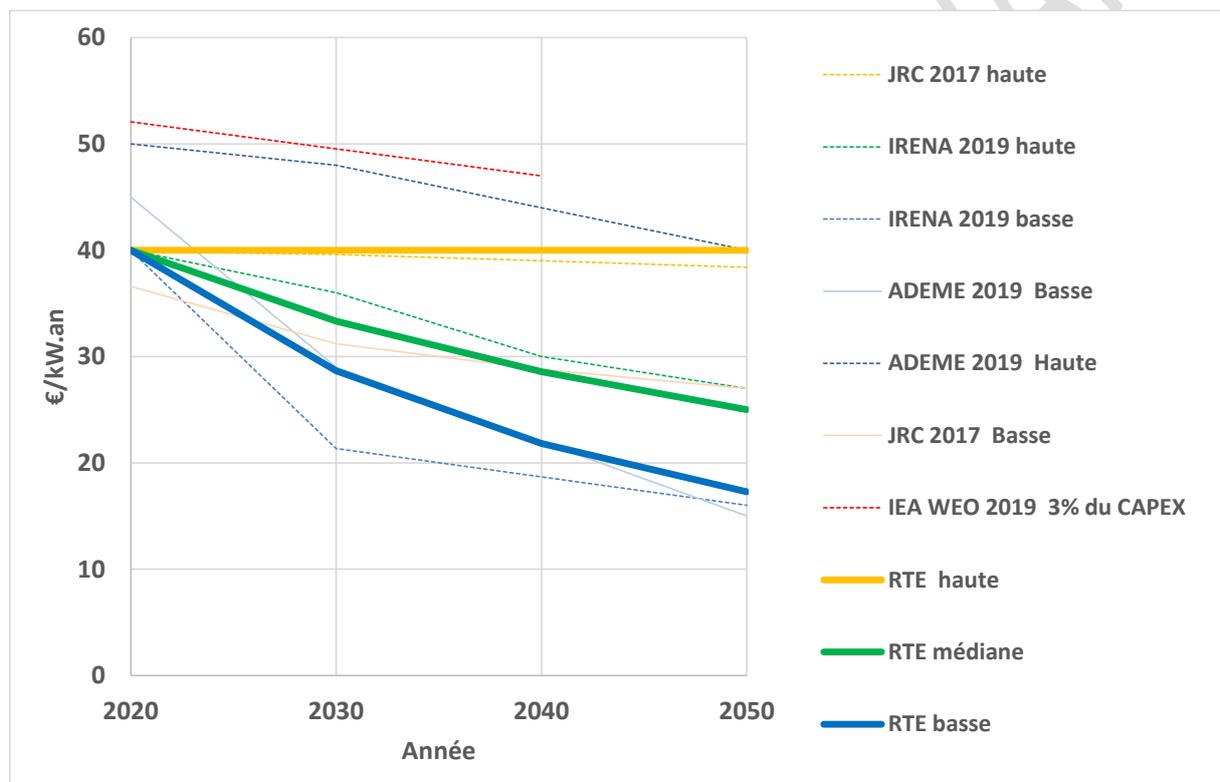


Figure 35 : Perspectives d'évolution des OPEX de l'éolien terrestre selon diverses sources et proposition d'hypothèses centrale, basse et haute pour les trajectoires RTE

Les trajectoires proposées sont proches de celles du JRC haute pour l'hypothèse haute, de l'IRENA haute pour l'hypothèse médiane et est comprise entre les hypothèses basses de l'ADEME et de l'IRENA pour l'hypothèse basse. Ces hypothèses d'OPEX annuels sont de l'ordre de 3% des CAPEX initiaux, ordre de grandeur cohérent avec les hypothèses retenues dans la littérature.

8. Coûts de production de l'éolien en mer

8.1 Description technique des installations éoliennes en mer

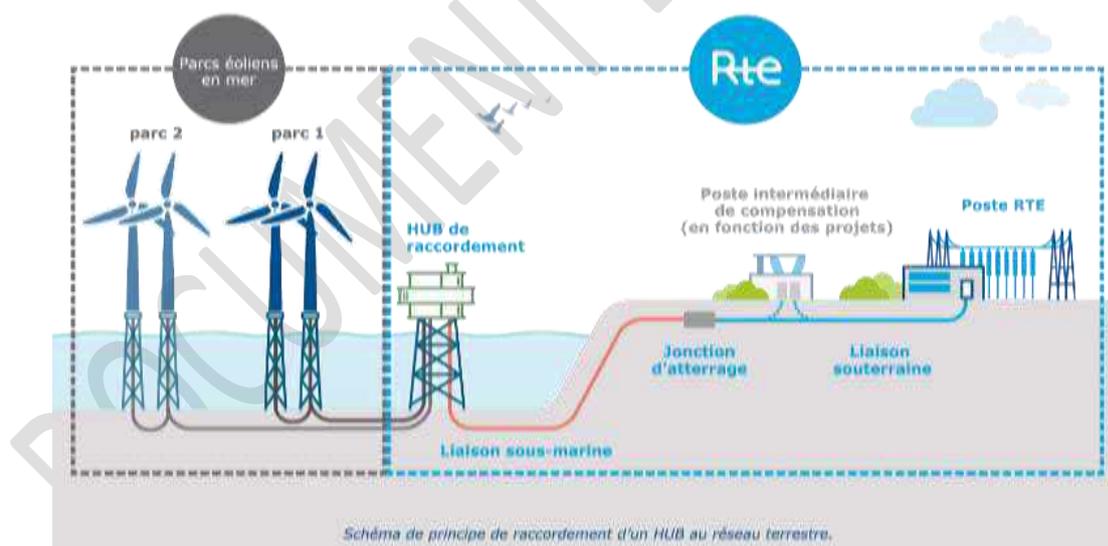
L'éolien en mer permet de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre, avec des facteurs de charge qui pourront atteindre 45-50 % en France à l'horizon 2050, le facteur de charge actuel en Europe est de l'ordre de 38 %.

Deux types d'éoliennes en mer se développent aujourd'hui :

- **Les éoliennes en mer posées** sont installées sur de fondations construites sur le sol marin. Cette technologie s'utilise pour des profondeurs inférieures à 60-70 m.
- **Les éoliennes en mer flottantes** sont installées sur de flotteurs ancrés au sol marin par des câbles ou des chaînes, et permettent de s'affranchir d'une partie des contraintes liées à la profondeur.

Au-delà des composants détaillés pour l'éolien terrestre (mâts, turbines, pales), l'éolien en mer a également comme postes de coûts importants :

- les fondations (dans le cas de l'éolien posé) ou les flotteurs (dans le cas de l'éolien flottant)
- les câbles inter-éoliennes permettant de relier entre elles les éoliennes d'un même parc
- le raccordement au réseau, incluant un poste électrique en mer. En raison des distances aux côtes, un poste en mer s'avère nécessaire pour collecter la production du parc et la transmettre jusqu'au réseau à terre grâce à des câbles sous-marins à haute tension. Cette liaison peut être en courant alternatif ou continu, en fonction de la distance au littoral. Dans le cadre des analyses de RTE, ce raccordement sera intégré aux analyses de réseau.



8.2 État des lieux et perspectives de l'éolien en mer

La capacité éolienne offshore cumulée de l'Europe a atteint 22 GW à la fin 2019. Les perspectives à 2050 varient suivant les scénarios : 215 GW selon l'AIE et l'IRENA, jusqu'à 450 GW selon la filière (WindEurope).

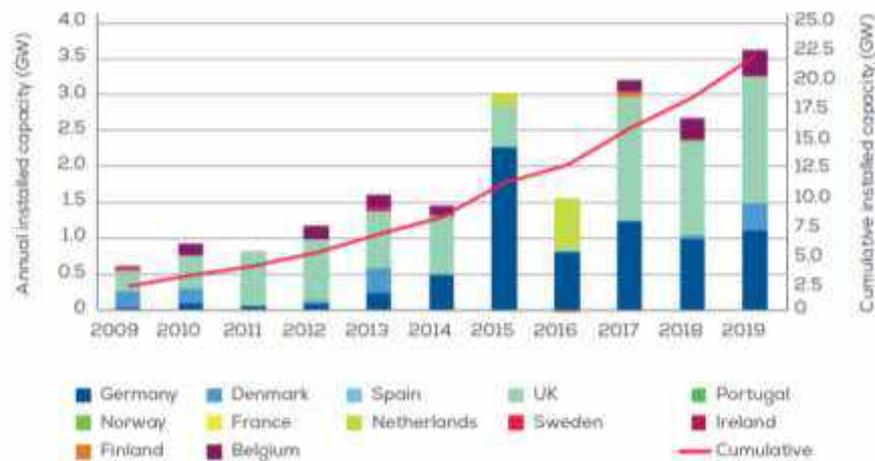


Figure 36 : Capacité annuelle d'éolien en mer installé par pays (source : WindEurope)

Avec ses 3 500 km de côtes, la France métropolitaine possède le deuxième plus grand gisement éolien d'Europe, derrière la Grande-Bretagne et devant l'Allemagne.

En France, des premiers parcs commerciaux seront mis en service à partir de 2022. Sept parcs commerciaux d'éolien posé et plusieurs appels à projets sur le flottant sont en cours de développement et de construction. Les pouvoirs publics ont annoncé leur intention d'accélérer le rythme de développement afin de raccorder environ 1 GW/an à partir des prochaines années.

Comme le montre la Figure 37, la taille des parcs éoliens en mer a augmenté en dix ans, tendance qui devrait se poursuivre dans les décennies à venir avec l'augmentation des puissances des éoliennes et l'installation des parcs plus loin des côtes avec un plus grand nombre d'éoliennes.

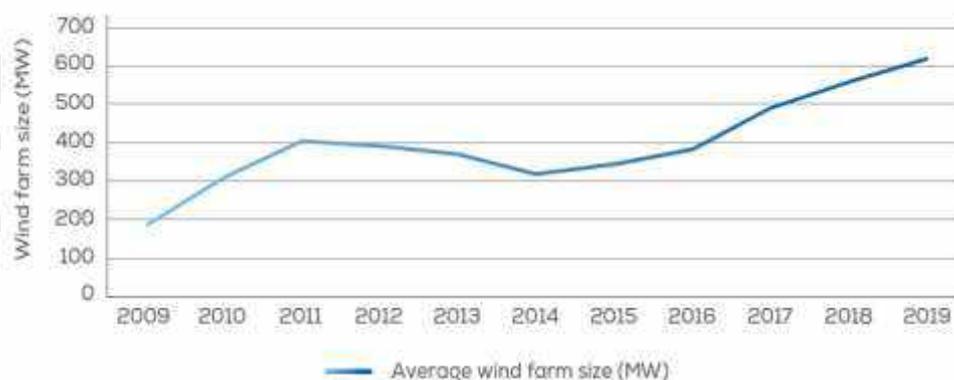


Figure 37 : Taille moyenne des parcs éoliens en mer en Europe (source : WindEurope)

Comme pour les éoliennes terrestres, les enjeux pour obtenir de fortes productions d'énergie éolienne sont d'une part de capter les vents forts en accédant aux sites favorables et en augmentant la hauteur des éoliennes, et d'autre part d'augmenter la surface balayée par le rotor en augmentant la taille des pâles (voir § 7.2).

8.3 Analyse des coûts actuels et perspectives

Le coût brut de production de l'électricité d'origine éolienne en mer est composé de plusieurs postes :

- **Les coûts bruts d'investissement (CAPEX)** qui couvrent le développement du parc, le raccordement électrique, la fabrication et l'installation des éoliennes et des fondations, flotteurs et ancrages ; ainsi que le démantèlement ;
- **Les coûts bruts d'exploitation (OPEX)** qui englobent les frais d'exploitation du parc et la maintenance ;

Comme dans le cas des autres technologies de production, les coûts de financement dépendant du taux de rémunération du capital seront intégrés dans un second temps. Par ailleurs, les coûts de raccordement au réseau seront intégrés aux analyses des développements des réseaux d'électricité, en fonction des scénarios analysés.

Les CAPEX comptent pour environ 80% des coûts de production de l'éolien en mer, les OPEX pour environ 20%. En fonction de la typologie de parc (posé ou flottant), la répartition des coûts est légèrement différente, notamment en raison des coûts des fondations. Par ailleurs les coûts d'opération et maintenance sont plus importants quand les parcs sont installés loin des côtes.

La Figure 38 donne la répartition des coûts bruts sur les principales composantes de coûts, pour les deux technologies (posée et flottante), faisant apparaître la prépondérance des CAPEX.

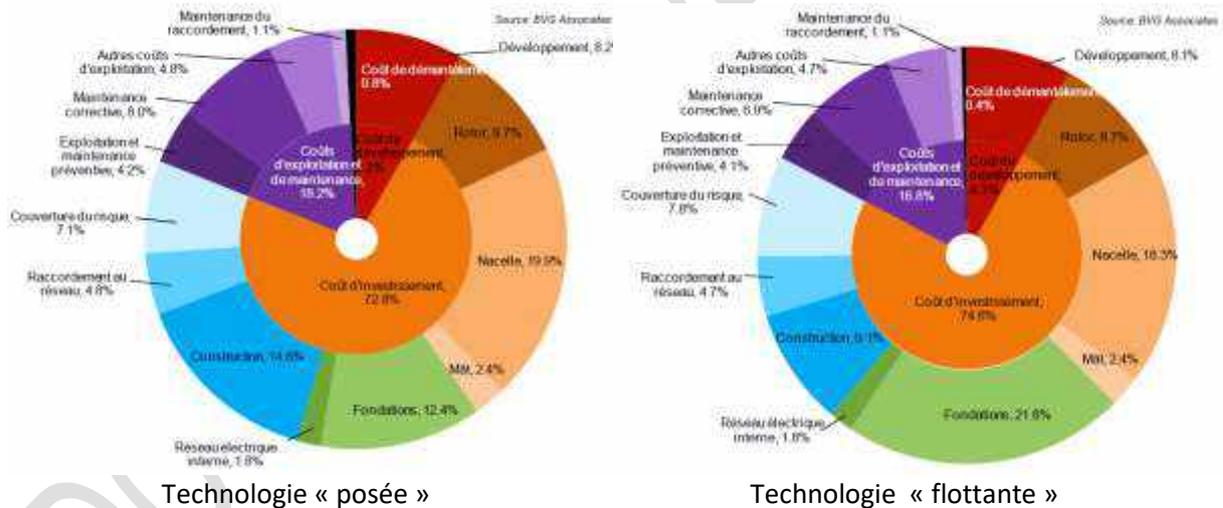


Figure 38 : Répartition des coûts sur toute la durée de vie d'un parc éolien en mer, hors financement (source : BVG Associates pour l'ADEME – 2017)

La Figure 39 illustre l'évolution des dépenses tout au long de la durée de vie du projet, les coûts d'investissement sont présents sur les premières années et avant de produire le premier kWh. Cette structure de dépense aura un impact sur les intérêts intercalaires et sur le coût du capital du projet. Les projets d'éolien en mer flottant se découpent, selon le Syndicat des énergies renouvelables⁴⁶ et BVG Associates, en plusieurs phases :

- Le développement (environ 5 années)

⁴⁶ SER, 2020, Evaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires

- La fabrication des équipements et la construction (environ 3-4 années),
- L'exploitation (environ 25 années),
- Le démantèlement (environ 3 années).

Ces durées seront utilisées pour le calcul du coût de financement, composé des intérêts intercalaires et de la rémunération du capital.

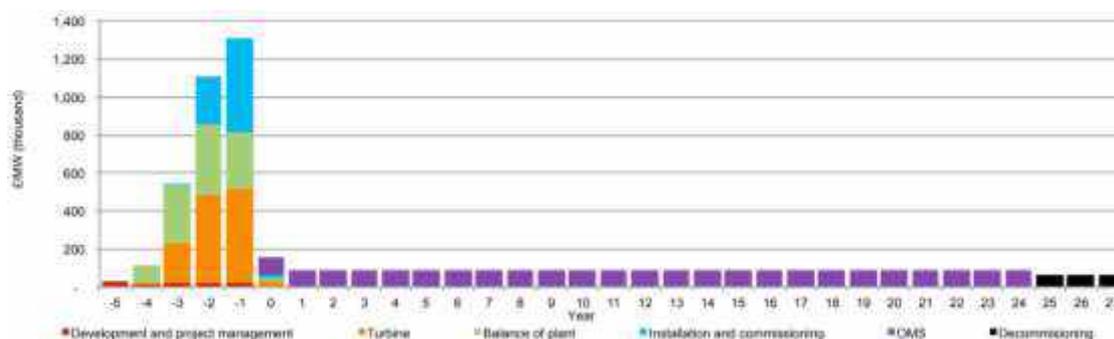


Figure 39 : Répartition des dépenses⁴⁷ pendant le cycle de vie des parcs éoliens. (source : BVG Associates pour Scottish Enterprise 2016)

8.4 Les coûts bruts d'investissement (CAPEX)

La structure de coûts d'investissement est similaire pour l'éolien posé et flottant. La principale différence réside dans le coût des fondations. Les coûts d'investissement englobent :

- l'éolienne : rotor, nacelle, mât ;
- les fondations : plateformes sur le fond marin pour l'éolien posé, plateformes flottantes et ancrages pour l'éolien flottant ;
- l'installation et mise en service : ports d'installation et logistique, installation des turbines, des fondations, des câbles, des postes électriques ;
- le raccordement électrique : interne (câbles inter éoliennes) et au réseau public d'électricité (poste électrique en mer, câbles d'export à terre) ;
- le développement du projet : recherche et développement, études de faisabilité et environnementaux, ingénierie,
- le démantèlement, afin de remettre en état d'origine l'emplacement du parc.

La Figure 40 donne la décomposition des coûts actuelle des éoliennes sur ces grands postes de coûts. Celle-ci montre notamment que le coût de l'éolienne elle-même est similaire à celui d'une éolienne terrestre (de l'ordre de 1300 €/kW, voir Figure 31). Elle montre aussi logiquement que le coût de la composante « fondations/flotteurs » est plus important pour l'éolien en mer.

⁴⁷ Dans la terminologie anglo-saxonne, les infrastructures électriques et les fondations sont comprises dans le même poste de coûts, nommé « Balance of system » ou « Balance of plant ».

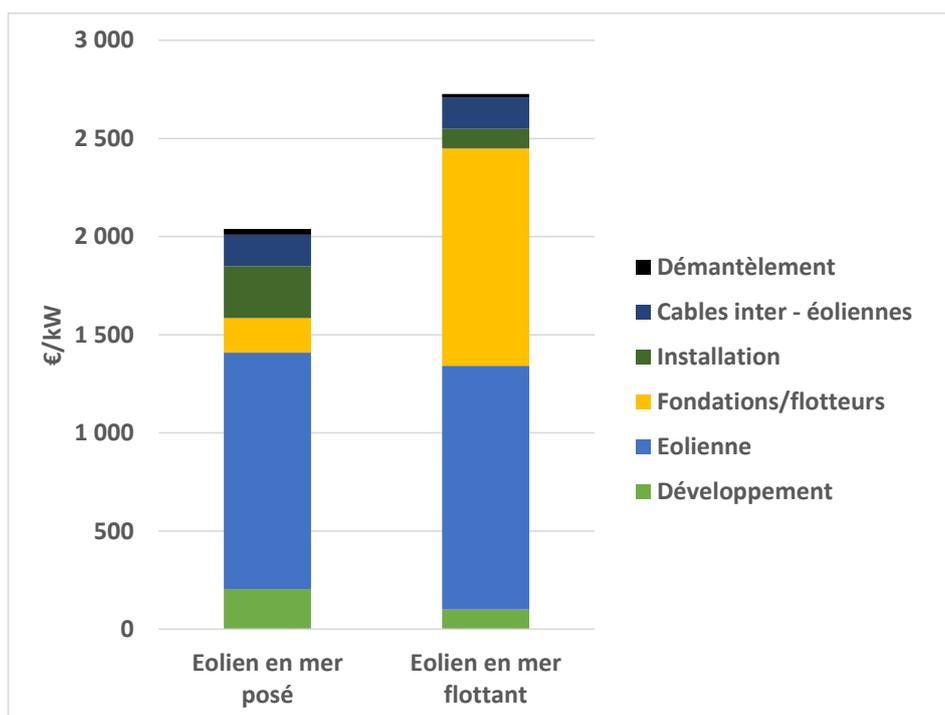


Figure 40 : Décomposition des coûts actuels d'investissement d'un parc éolien en mer, hors raccordement, à partir des chiffres du SER (2020), ADEME (2017), AIE Wind Task (2018), CRE (2019)

Les coûts de ce graphique sont supposés correspondre à des projets français :

- pour le posé, ils sont calculés à partir des coûts issus de l'appel d'offres le plus récent (parc éolien en mer de Dunkerque) ;
- pour le flottant, ils sont tirés des chiffres de la littérature (ADEME et Wood Mackenzie).

Les sources de données sont donc de nature différentes (résultats d'appel d'offres vs estimations de la littérature), ce qui rend la comparaison poste à poste des deux types de technologies difficilement interprétable. Par exemple, la différence de coûts de développement entre les deux filières est à ce stade difficile à interpréter.

8.4.1.1 Eolienne

Le coût d'investissement actuel d'une éolienne est de l'ordre de 1 200 €/kW à 1300 €/kW, ordre de grandeur similaire à celui d'une éolienne terrestre. En revanche, contrairement à l'éolien terrestre, l'éolienne ne représente pas nécessairement l'essentiel des coûts d'investissement (hors raccordement) d'un parc éolien en mer (environ 60% pour l'éolien posé et ~50% pour le flottant).

Les coûts bruts d'une éolienne prennent en compte la conception, la fabrication et l'assemblage de tous les composants et systèmes électriques et mécaniques qui la composent. On observe une forte sensibilité du CAPEX à la taille du rotor (+16% entre des éoliennes classiques et toillées), avec un impact sur le facteur de charge de 2 à 3%⁴⁸.

⁴⁸ ADEME 2017 - Etude sur la filière éolienne française

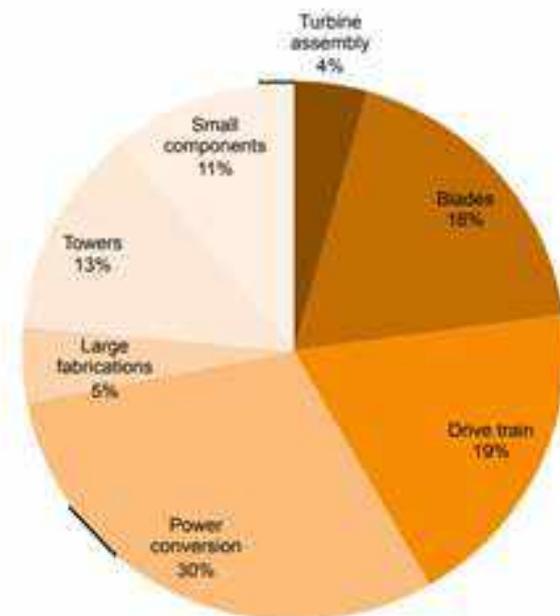


Figure 41 : Répartition des coûts de l'éolienne (source : BYG Associates)

Les technologies pour l'éolien en mer sont similaires à l'éolien terrestre. Les dimensions des éoliennes, et donc leur puissance, sont néanmoins plus élevées, notamment en raison de contraintes moins fortes (réglementaires, impact paysager...). La plupart des éoliennes en mer mises en service fin 2018 avaient une puissance nominale comprise entre 4 et 6 MW, avec un diamètre de rotor compris entre 110 et 160 m. Comme pour l'éolien terrestre, l'augmentation de la taille du rotor permet une surface de balayage – donc une puissance – plus importante à vitesse de vent donnée. Les coûts n'évoluent pas de manière proportionnelle à cette augmentation de puissance, ce qui réduit donc les coûts unitaires rapportés à la puissance installée.

Les éoliennes installées en mer devraient dépasser les 10 MW dans les prochaines années. Les fabricants de turbines annoncent des puissances de 12 MW pour 2021⁴⁹. Certains promoteurs d'éoliennes en mer prévoient la mise sur le marché de turbines de 13 à 15 MW d'ici 2024⁵⁰, les contraintes de dimension étant a priori moindres en mer que sur terre. En outre, l'intégration de turbines plus grandes dans la conception d'un projet peut également réduire les coûts du reste de l'installation et se traduire par une réduction du nombre de turbines à entretenir⁵¹.

⁴⁹ GE Renewable Energy 2018

⁵⁰ DONG Energy 2017

⁵¹ Musial et al. 2017

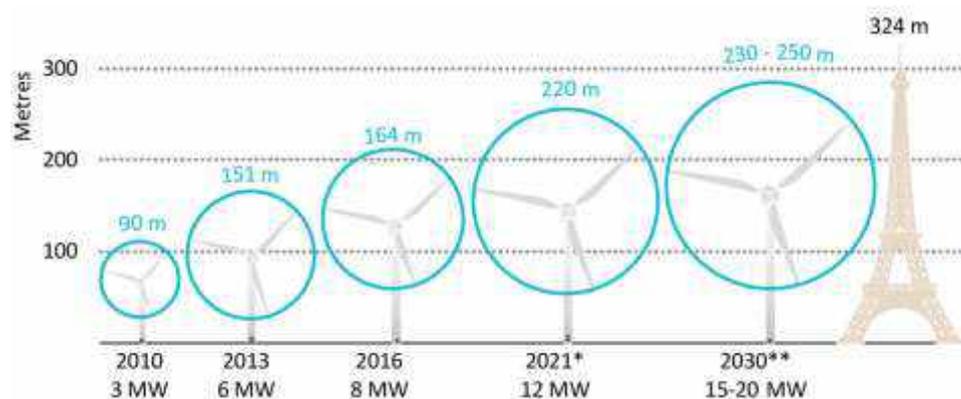


Figure 42 Projection des puissances et tailles attendues des éoliennes à l'horizon 2030. Source : AIE, WEO 2019

Les nouvelles éoliennes de 10-12 MW promettent d'atteindre des facteurs de charge bien supérieurs, de l'ordre de 50%⁵² (sans tenir en compte les pertes de sillage⁵³). Les facteurs de charge restent dépendants des vitesses de vent à l'emplacement du parc. Pour les développeurs, il peut également y avoir un compromis entre les gains de performance et les coûts plus élevés des grandes éoliennes.

Des économies d'échelle sont également attendues, au vu du nombre de projets en cours de développement et des perspectives de développement. Dans le même temps, les fournisseurs d'équipements utilisent des matériaux plus légers et plus résistants tels que les fibres de verre et de carbone pour la fabrication des pales et des nacelles, tout en améliorant l'aérodynamique.

8.4.1.2 Câbles électriques inter éoliennes (« Array cables »)

Le coût d'investissement actuel des câbles inter-éoliennes est de l'ordre de 160 €/kW⁵⁴, représentant de l'ordre de 6% des coûts d'investissement pour l'éolien flottant et 8% pour l'éolien posé. Ces câbles relient les différentes éoliennes entre elles et au poste électrique en mer. L'augmentation de la taille des fermes éoliennes en mer s'accompagne d'une augmentation de la tension d'exploitation du réseau inter-éolienne (de 33 kV à 66 kV), permettant de minimiser les pertes, les sections nécessaires et le nombre de sous-stations.

8.4.1.3 Fondations

Les coûts actuels d'investissement des fondations varient fortement entre l'éolien posé et le flottant : de l'ordre de 200 €/kW pour l'éolien posé (10% du CAPEX) et 1 100 €/kW pour le flottant (40 % du CAPEX). Ceci s'explique pour la moindre maturité de la filière flottante, technologie plus récente, des baisses importantes des coûts étant attendus.

En fonction des contraintes associées au fond sous-marin, les fondations posées sont préférées pour une profondeur allant jusqu'à 50 à 70 m, voire jusqu'à 100 m. Au-delà de ces profondeurs, la technologie flottante est privilégiée.

Les monopieux sont généralement la technologie privilégiée pour l'éolien posé, 70% des nouvelles installations utilisent cette technologie⁵⁵ en raison du moindre coût global d'installation. Les

⁵² AIE, WEO 2019

⁵³ La perte de sillage fait référence à l'effet sur l'espace derrière une turbine qui est marqué par une diminution de la vitesse du vent sur une éolienne en aval du fait que l'éolienne elle-même a utilisé l'énergie pour faire tourner les pales.

⁵⁴ AIE, Wind Task 2018

⁵⁵ WindEurope, Key Trends and statistics 2019

fondations de type jacket (29% des installations), ou béton gravitaire (1% des installations), deviennent de plus en plus compétitives en eaux profondes, dans les zones où les forages sont difficiles et avec des éoliennes plus grandes. La conception des monopieux est considérée comme largement optimisée. Il existe encore des possibilités d'optimisation de la technologie « jacket » étant donnée son utilisation relativement limitée à ce jour.

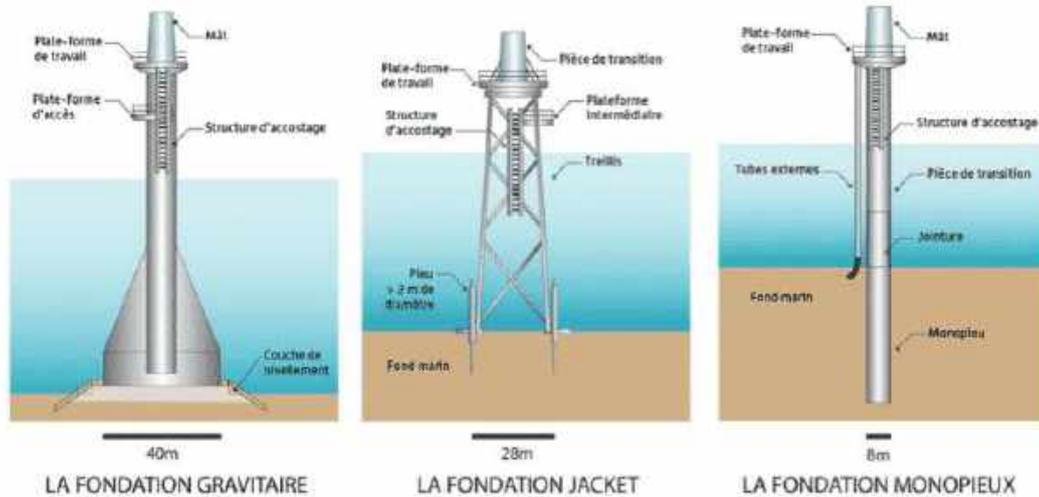


Figure 43 : Type de fondations de l'éolien posé. Source : Société Eoliennes en mer Dieppe et Le Tréport

Les fondations flottantes permettent aux parcs éoliens de s'installer dans des eaux plus profondes, là où les éoliennes posées ne peuvent pas être installées. La plupart des projets européens d'éoliennes flottantes sont des projets pilotes (30 MW au Royaume Uni, 24 MW en France, 25 MW au Portugal, 2,3 MW en Norvège). Parmi l'éventail de solutions de flotteurs, trois technologies sont privilégiées : bouée spar, plateforme semi-submersible et plateforme tension leg. Ces flotteurs sont ancrés sur le fond sous-marin par des amarres et des ancrages.



Figure 44 : Types de fondations de l'éolien flottant. Source IRENA

Selon Carbon Trust, les technologies flottantes utilisées aujourd'hui dans les projets pilotes sont basés sur des technologies de l'industrie du pétrole et du gaz, avec des coûts importants en raison des matériels utilisés. Avec l'arrivée massive d'éoliennes flottantes, de nouvelles solutions plus économiques, avec des matériels synthétiques par exemple, peuvent émerger. Des économies d'échelle sont également attendues.

8.4.1.4 Installation

Les coûts actuels d'installation pour l'éolien posé sont de l'ordre de 300 €/kW (13% du CAPEX) et 100 €/kW (4% du CAPEX) pour l'éolien flottant. Les coûts sont plus importants pour l'éolien posé en raison des ouvrages nécessaires sur le fond marin (forages, ensouillage des câbles,...) qui sont plus importants que les ancrages pour l'éolien flottant.

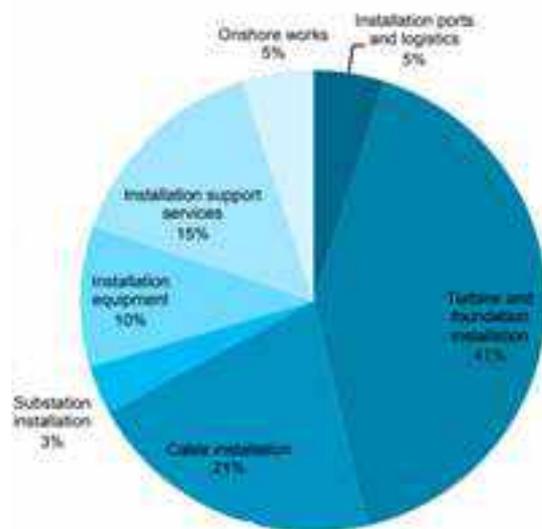


Figure 45 : Répartition des coûts d'installation et mise en service d'un parc éolien en mer
(source : BVG Associates)

L'installation et la mise en service d'un parc éolien comprennent l'installation des câbles, le poste électrique, les fondations et les éoliennes. A ces postes de coût s'ajoutent les opérations de logistique et transport pour acheminer le matériel en mer.

Les coûts d'installation d'un parc éolien en mer sont très sensibles aux conditions météorologiques en mer : la construction et l'installation des éoliennes, des amarrages et du câblage électrique doivent être achevés dans une période de temps limitée et peuvent être perturbées ou retardées par des conditions météorologiques dégradées.

8.4.1.5 Développement

Le développement du parc éolien comprend les activités préalables à la construction et à l'acquisition des composants à inclure dans le parc éolien. Il peut inclure les études de gestion de projet, faisabilité technico-économique, d'impact environnemental de conception et d'ingénierie. Cela peut représenter entre 5 et 10 % des coûts d'investissement (100-200 €/kW). Les futurs parcs pourront bénéficier de l'expertise développée, ce qui peut se traduire par une baisse de coûts de développement dans l'avenir.

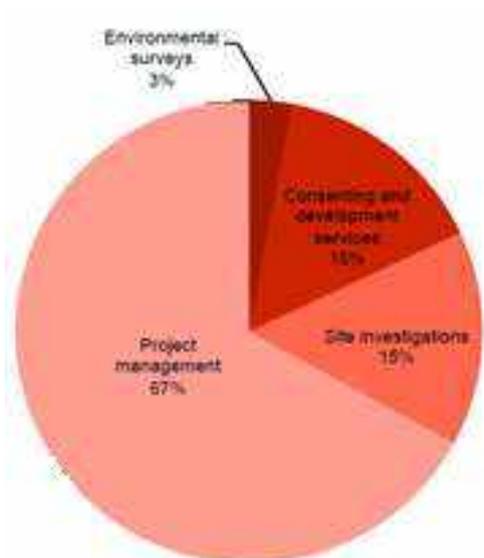


Figure 46 : Répartition des coûts de développement d'un parc éolien en mer (source : BVG Associates)

8.4.1.6 Démantèlement

Selon les données affichées par l'ADEME⁵⁶, les coûts sont de l'ordre de 0,8% (posé) et 0,4% (flottant) des coûts totaux, soit ~20 €/kW. Néanmoins, selon LOC Renewables⁵⁷, les coûts de démantèlement pourraient atteindre de l'ordre de 120-350 €/kW. L'absence de démantèlements offshore rend plus difficile l'estimation des coûts pour cette filière. Le coût total du démantèlement dépend fortement des coûts de mobilisation des navires, ce qui représente environ 80% des coûts de démantèlement⁵⁸.

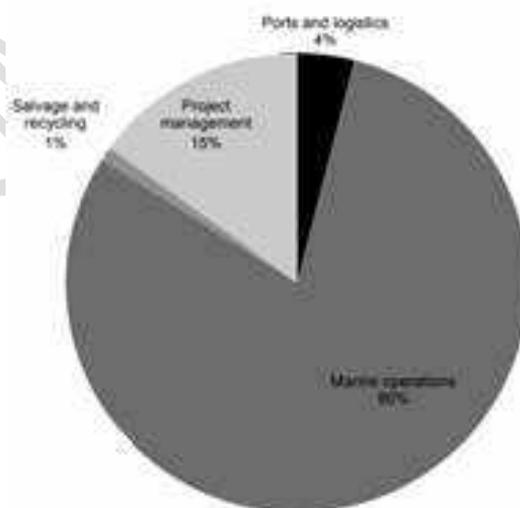


Figure 47 : Répartition des coûts de démantèlement d'une éolienne en mer (source : BVG Associates)

⁵⁶ Référence ADEME 2017 - Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières

⁵⁷ Référence LOC Renewables

⁵⁸ Référence BVG Associates

Pour certains parcs, le remplacement des anciennes éoliennes par des nouvelles en gardant les fondations peut être envisageable. Pour son *repowering*, l'éolien en mer ne fera pas face aux mêmes types de contraintes que l'éolien terrestre (limite de hauteur liée aux radars, contraintes de visibilité...), ce qui peut assouplir les règles pour la réutilisation des parcs existants. La limite réside dans le poids des nouvelles éoliennes car les turbines de dernière génération sont plus massives que les précédentes et les fondations qui ont été installées initialement ne sont pas nécessairement dimensionnées pour les accueillir.

8.5 Les coûts bruts d'exploitation et maintenance (OPEX)

Une grande partie des coûts d'exploitation des parcs éoliens sont liés aux opérations de maintenance, impliquant la mobilisation de navires comptant pour environ 40% des OPEX.

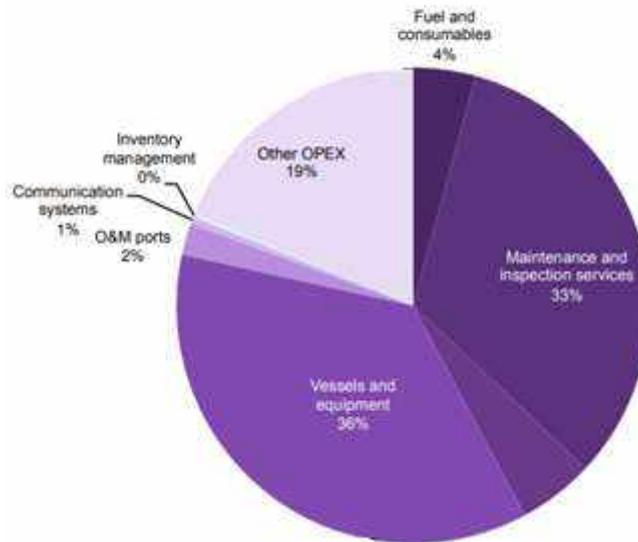


Figure 48 : Répartition des coûts d'opération et maintenance d'une éolienne en mer (source : BVG Associates)

Les deux principaux facteurs de coût d'opération sont la distance entre le parc et les installations de maintenance et la météorologie sur le site, qui impacte les trajets et la durée d'utilisation des navires. En fonction de ces facteurs, les OPEX évoluent dans une fourchette d'environ 70 à 110 €/kW/an.

Pour des installations relativement proches du littoral, les opérations de maintenance se réalisent avec des aller/retours au port. Pour des parcs installés loin de la côte, la filière prévoit des centres de maintenance en mer (à l'image des plateformes pétrolières) ou les équipes peuvent rester pendant une longue période afin de minimiser les distances de déplacement et les délais de maintenance.

8.6 Projections de coûts à horizon 2050

8.6.1 Tendances d'évolution des coûts

Selon les données de l'IRENA, entre 2010 et 2019, les coûts d'investissement au niveau mondial ont diminué de 18 %, passant de 4100 €/kW à 3400 €/kW, coûts de raccordement inclus. Sur la même période, la capacité installée cumulée mondiale d'énergie éolienne en mer est passée de 3,1 GW à 28,3 GW.

La réduction des coûts d'investissement est notamment liée à des améliorations technologiques, des économies d'échelle et une industrie plus mature : industrialisation de la fabrication, montée en compétence des métiers, normalisation des produits...

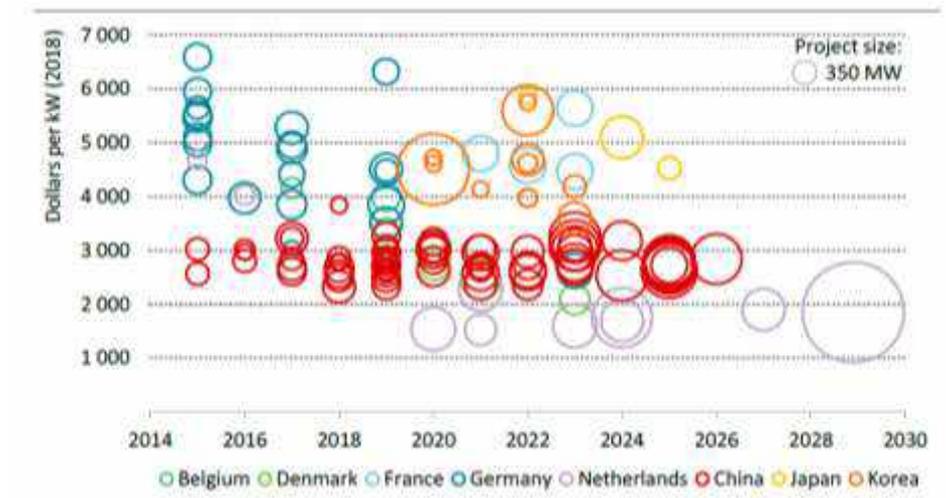


Figure 49 : Coûts d'investissement historiques et en développement de projets de parcs éoliens en mer (hors raccordement). Source AIE WEO 2019

Pour les prochaines décennies, des réductions des coûts supplémentaires sont attendues, notamment dans l'éolien en mer flottant, filière la moins mature. Concernant les éoliennes, des réductions de coûts d'environ 20%⁵⁹ sont attendues à l'horizon 2035. Une baisse moindre est attendue dans la période 2035-2050 du fait du gain de maturité de la filière et d'une moindre marge d'amélioration du processus de fabrication.

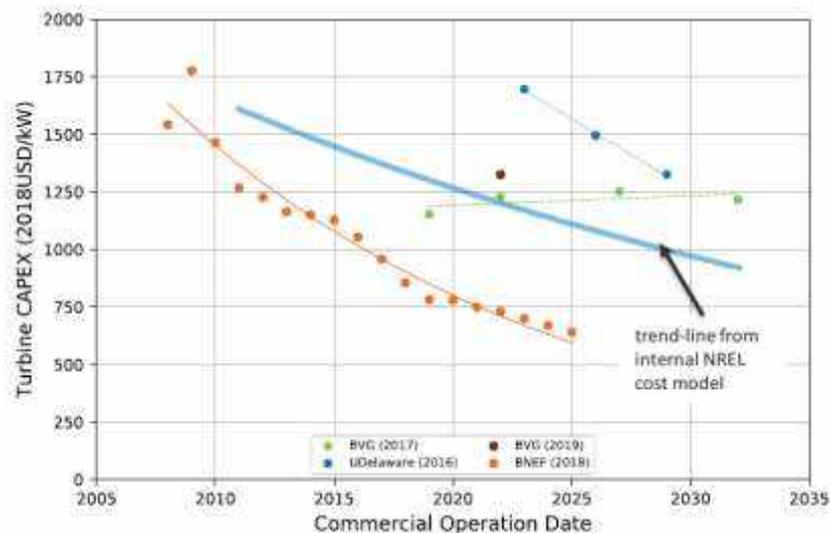


Figure 50 : Tendence de l'évolution des CAPEX des éoliennes offshore (source: US DOE 2018 - Offshore Wind Technologies Market Report)

⁵⁹ BloombergNEF 2019 ET

Pour l'éolien en mer, la taille des fondations flottantes a été soulignée comme étant le défi le plus critique qui pourrait permettre de réaliser les plus grandes économies⁶⁰. Les procédures d'installation sont également un domaine d'importance. D'autres économies de CAPEX sont attendues sur le développement de stations de transformation flottantes, de systèmes de contrôle avancés et de systèmes d'amarrage et d'ancrage améliorés.

8.6.2 Projection des coûts d'investissements à horizon 2050

Des réductions des coûts des éoliennes sont attendues dans tous les scénarios en raison de l'augmentation de la taille (et donc la puissance) des éoliennes. RTE propose de retenir trois trajectoires de coût : centrale, variante haute et variante basse.

- La variante **coûts bas** suppose un fort développement de l'éolien en mer, pour les filières posé et flottante. Des importantes économies d'échelle sont attendues pour les fondations flottantes et dans une moindre mesure pour les éoliennes. Pour certains emplacements, le coût de l'éolien flottant pourrait être du même ordre de grandeur que l'éolien posé.
- La variante **coûts hauts** suppose un développement modéré des parcs éoliens en mer. La filière flottante serait la moins développée. En conséquence, du fait du moindre volume des éoliennes installées, les économies d'échelle sont moins importantes. Ceci se traduit par une baisse modérée des CAPEX des éoliennes, des fondations fixes et surtout des fondations flottantes.
- La trajectoire **centrale** suppose un développement de l'éolien en mer à un rythme soutenu au-delà de l'horizon de la PPE, avec une répartition entre les différentes filières conforme aux orientations de la PPE. L'évolution des CAPEX se situe entre les variantes basse et haute.

La Figure 51 et la Figure 52 montrent les projections des coûts d'investissement de l'éolien posé et flottant en fonction des différents trajectoires proposés par RTE, en les comparant aux projections de différentes sources.

⁶⁰ Carbon Trust (2015) - *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review*

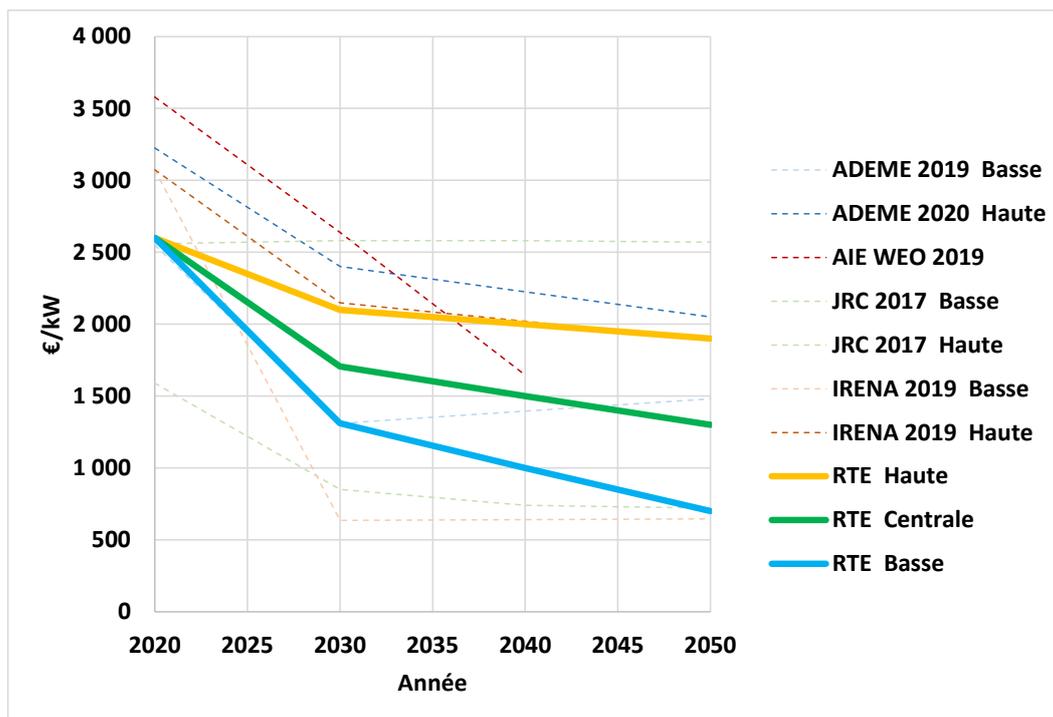


Figure 51 : Hypothèses proposées pour l'évolution des CAPEX de l'éolien en mer posé, en France, hors coûts de raccordement

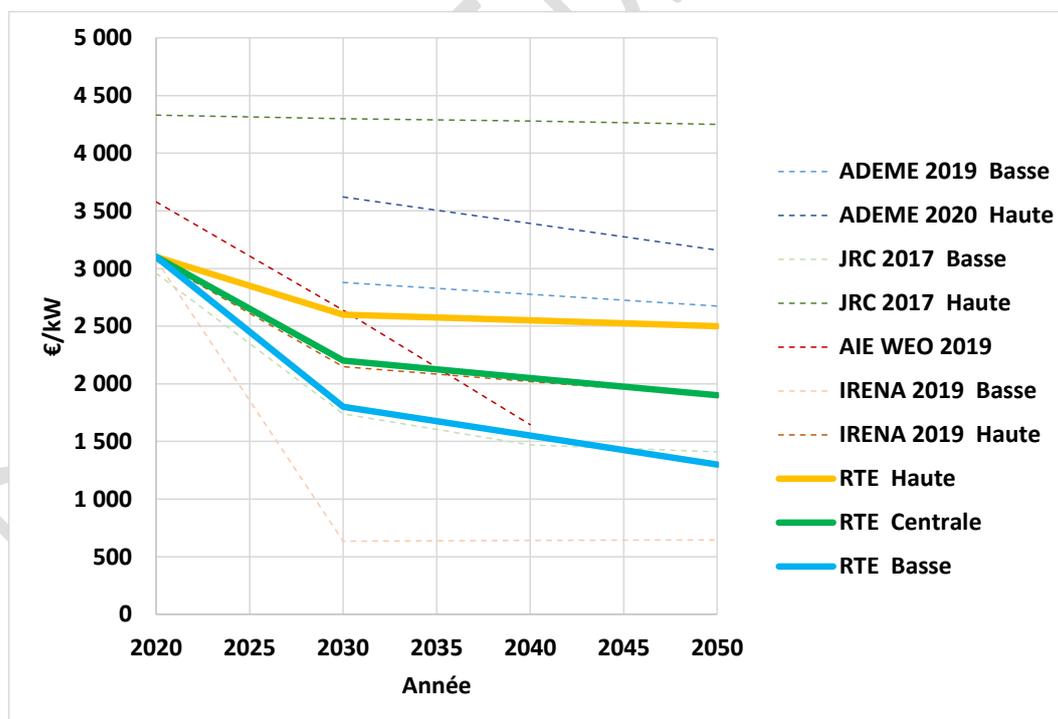


Figure 52 : Hypothèses proposées d'évolution des CAPEX de l'éolien en mer flottant, en France, hors coûts de raccordement

8.6.3 Projection des coûts d'exploitation et maintenance à horizon 2050

La numérisation du parc éolien apporte de nouvelles techniques de surveillance qui permettent d'identifier de manière proactive les défaillances non seulement des éoliennes, mais aussi des structures et des connexions, ce qui contribue à réduire les coûts. Par exemple, l'utilisation de drones pour les inspections visuelles peut permettre une maintenance préventive et réduire la nécessité d'inspections à forte intensité de main-d'œuvre, tout en accélérant les travaux de maintenance.

En outre, les synergies avec l'industrie pétrolière et gazière ont permis aux projets d'éoliennes offshore de tirer parti de l'expertise de cette industrie en matière de structures offshore pour planifier et réaliser les activités de maintenance. Les exploitants utilisent des systèmes de surveillance de l'état des structures et des commandes de parc éolien plus sophistiqués pour optimiser les performances des turbines. Ceci peut également passer par l'utilisation de données de parcs éoliens en exploitation plus anciens pour mieux prévoir la durée de vie des composants et la stratégie de maintenance optimale. Les résultats de ces améliorations peuvent contribuer à prolonger la durée de vie prévue des projets et donc à améliorer leur rentabilité.

La mutualisation de centres de maintenance pour plusieurs parcs éoliens situés dans la même zone peut permettre également une réduction des coûts de maintenance.

Des turbines moins nombreuses et plus puissantes permettent de réaliser des économies sur les investissements mais aussi sur l'exploitation et la maintenance. Moins de turbines signifient moins de voyages en mer, ce qui permet d'économiser du temps de main d'œuvre et des navires. Le regroupement de projets permet de réaliser des économies supplémentaires car les coûts fixes sont partagés entre les différents actifs.

RTE propose de retenir trois trajectoires d'évolution des coûts de maintenance (centrale, variante haute et variante basse) :

- Dans la variante **coûts bas**, du fait du développement fort de la filière, une baisse des OPEX est attendue en raison de la mutualisation des opérations de maintenance et réparation pour des parcs plus grands et/ou plus proches. On suppose que l'on divise par deux les coûts par ferme correspondant à l'utilisation des bateaux et que l'on gagne 25% sur les coûts de maintenance par éolienne.
- La variante **coûts hauts** suppose une baisse modérée des OPEX. On suppose que les coûts par ferme correspondant à l'utilisation des bateaux restent constant (donc moindres rapportés à la puissance) et que les coûts de maintenance restent proportionnels à la puissance.
- La trajectoire **centrale** suppose que l'on diminue de 25% les coûts d'utilisation des bateaux par ferme et que les coûts de maintenance par éolienne sont stables (donc moindres rapportés à la puissance).

Les figures ci-dessous montrent les projections des coûts d'opération et maintenance de l'éolien posé et flottant en fonction des différents trajectoires proposés par RTE.

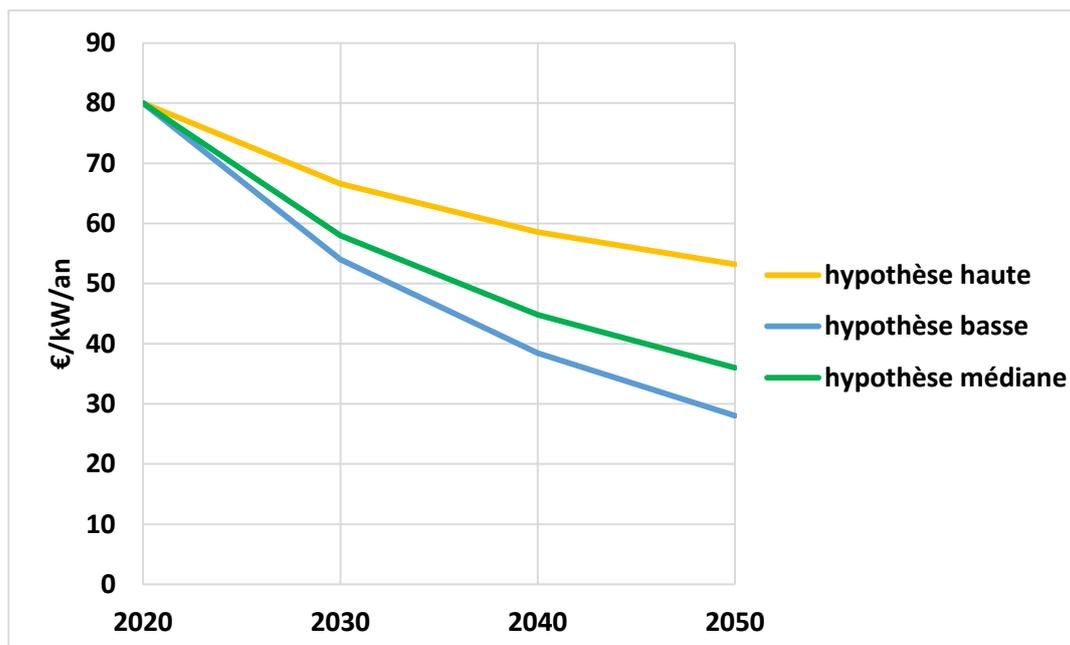


Figure 53 : Trajectoires d'évolution des OPEX de l'éolien en mer posé, en France

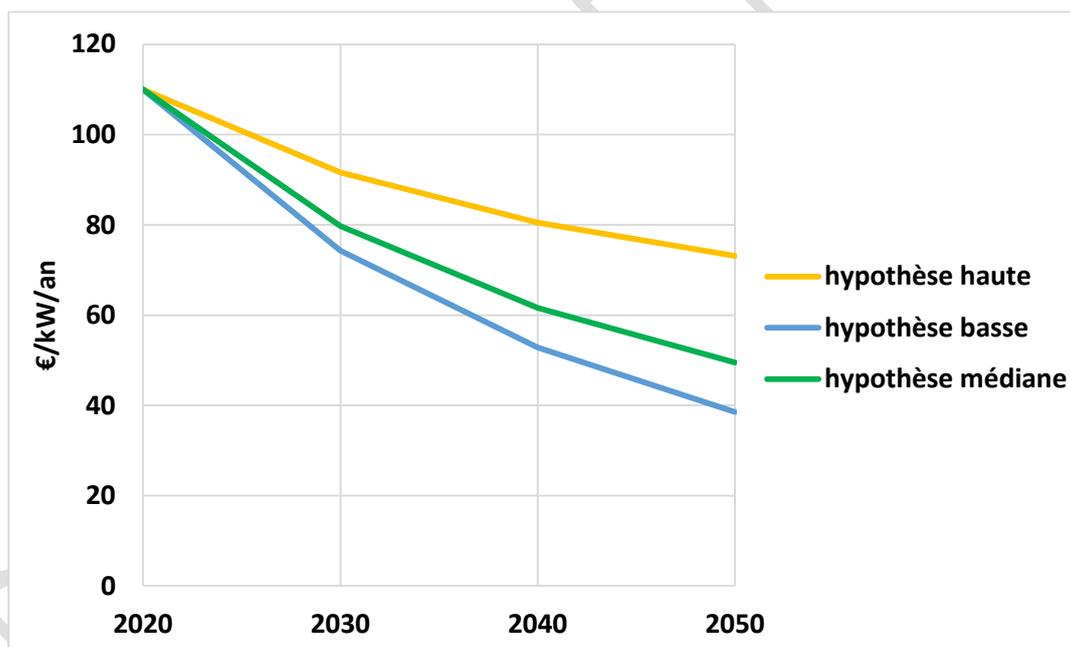


Figure 54 : Trajectoires d'évolution des OPEX de l'éolien en mer flottant, en France

Ces trajectoires de coûts bruts d'exploitation correspondent au maintien des OPEX à un niveau annuel correspondant à 3 à 4% des CAPEX initiaux. Cette fraction correspondant également aux ordres de grandeurs donnés par la littérature et est validée par la consultation d'experts, selon les études du JRC.