
Financement des énergies renouvelables à l'horizon 2040

Évaluation prospective du besoin de soutien public pour la transition du système électrique français

ANALYSE

Murielle Gagnebin, Agora Energiewende
Dimitri Pescia, Agora Energiewende
Nicolas Berghmans, Iddri

22.10.2019

Chère lectrice, cher lecteur,

Le coût des énergies éolienne et solaire photovoltaïque continue de décroître en France, comme partout en Europe. En France, les derniers appels d'offres ont ainsi révélé des niveaux de prix garantis proches des prix du marché de gros de l'électricité et se rapprochant du prix d'accès régulé au nucléaire historique.

Malgré ces baisses de coûts, les énergies renouvelables ne sont pas encore en mesure de couvrir leurs coûts par les revenus tirés du marché. Un soutien public reste pour l'heure nécessaire pour assurer leur développement, soutien qui devrait se stabiliser et décroître au cours des prochaines années. Estimer le plus correctement possible ces besoins de financement public à moyen et long terme et intégrer ces analyses dans les exercices de programmation énergétique contribue à une meilleure gouvernance de la

transition énergétique et éventuellement à une réévaluation des niveaux d'ambitions en matière de développement des énergies renouvelables.

Afin d'éclairer ce débat, Agora Energiewende et l'Iddri ont développé un outil de calcul des coûts et du besoin de financement des énergies électriques en France à l'horizon 2040. Sur la base de cet outil, nous avons analysé plusieurs trajectoires possibles d'évolution du système électrique français, et mesuré leur impact sur le besoin de soutien public en faveur des énergies renouvelables.

Nous espérons que cet outil alimentera utilement les exercices prospectifs à venir et les discussions budgétaires associées. Nous vous en souhaitons un bon usage !

Patrick Graichen, directeur d'Agora Energiewende

Michel Colombier, directeur scientifique de l'Iddri

Résultats clés

1

La forte baisse du coût des énergies éolienne et solaire photovoltaïque favorise aujourd'hui leur déploiement à moindre coût pour les dépenses publiques. Avec des prix d'achat garantis de 5 à 6 c€/kWh pour leur électricité, les nouveaux projets se développent à un coût proche du prix du marché de gros de l'électricité (5 c€/kWh en moyenne en 2018), ce qui réduit fortement les besoins de financement du complément de rémunération. Il s'approche également du coût de l'accès régulé au nucléaire historique (4,2 c€/kWh), ce qui rend l'achat direct d'énergies renouvelables par les fournisseurs d'énergie de plus en plus attractif.

2

La France pourrait augmenter à 60 % la part d'énergies renouvelables dans son mix électrique en 2040 (et au moins 40 % en 2030) tout en atteignant, en 2025, son pic de soutien public à 6,5 milliards d'euros par an. Ce montant diminuerait rapidement après 2030. Les deux tiers du soutien public correspondraient aux projets éoliens et solaires attribués avant 2018, alors que la mise en service des nouveaux projets, notamment solaire PV au sol et éoliens en mer, devrait avoir un coût fortement réduit, voire négligeable. Ils pourraient même rapporter de l'argent à l'État dans certains scénarios.

3

Afin de limiter les besoins en soutien public pour le développement des énergies renouvelables, la programmation énergétique doit veiller à l'équilibre entre l'ensemble des filières technologiques. La croissance des énergies renouvelables devrait ainsi s'articuler avec une réduction du parc nucléaire. Le maintien d'une capacité nucléaire élevée aurait un effet dépréciatif sur les prix de l'électricité, ce qui augmenterait le besoin de soutien pour les ENR, même dans le cas d'un développement plus faible des capacités renouvelables.

4

Malgré la forte baisse des coûts des ENR, les mécanismes de garantie publique restent utiles, permettant de réduire le coût de financement (et donc le coût du kWh) des projets avec un engagement faible de dépenses publiques. Une approche pragmatique passerait, à terme, par un raccourcissement progressif de la durée des contrats garantis ou la limitation du soutien à certains volumes de production pour que les acteurs privés prennent progressivement le relais pour sécuriser le financement des énergies renouvelables.

La forte baisse du coût des énergies éolienne et solaire photovoltaïque favorise aujourd'hui leur déploiement à moindre coût pour les dépenses publiques

Les coûts des énergies éolienne et solaire photovoltaïque ont fortement baissé en France, comme dans le reste de l'Europe. Les niveaux de prix d'achat garanti atteints lors des derniers appels d'offres sont proches de 5 à 6 c€/kWh pour l'éolien terrestre et le solaire PV au sol et en-dessous de 5 c€/kWh pour l'éolien en mer, contre des tarifs de rachat fixés en 2010 à 31,4 c€/kWh pour le solaire PV au sol et de 50 à 58 c€/kWh sur toiture¹, 8,2 c€/kWh pour l'éolien terrestre² et 21 à 22 c€/kWh pour les appels d'offre pour l'éolien en mer de 2011-2013³. La baisse des coûts de production de ces technologies devrait se poursuivre au cours des prochaines années, comme l'indiquent plusieurs études prospectives récentes⁴.

Ces niveaux s'approchent du prix annuel moyen de l'électricité constaté sur le marché de gros français qui s'établissait à 5 c€/kWh en 2018, en hausse significative depuis la période 2014-2016⁵. Aujourd'hui, ces coûts restent néanmoins encore au-dessus des prix sur le marché de gros de l'électricité et, a fortiori, des rémunérations attendues par les producteurs d'énergie renouvelable sur ce marché (cette rémunération est en effet inférieure en raison de la corrélation des productions météo-dépendantes solaires et éoliennes)⁶. L'écart entre le coût et la rémunération des projets ENR se réduit néanmoins, diminuant d'autant le besoin de financements « hors marché » pour la production d'électricité renouvelable.

Ce financement « hors marché » a été introduit afin de favoriser l'investissement dans les énergies renouvelables. Un mécanisme de stabilisation de leurs revenus a été mis en place dès 2002, d'abord sous la forme d'un tarif d'achat garanti, puis sous la forme d'un complément de rémunération, attribué par appels d'offre depuis 2017. En France, ces contrats donnant droit à un complément de rémunération sont des contrats dits « pour la différence ». Ils peuvent donc également conduire à un remboursement du complément de rémunération lorsque les prix de marché sont supérieurs aux niveaux de rémunération garantis (dans la limite des compléments de rémunération perçus pour l'éolien terrestre et le solaire PV – sans limite pour l'éolien en mer) (voir Graphique 1). Le « surcoût » de ces mécanismes de soutien était historiquement porté par le consommateur d'électricité (via une taxe sur la consommation d'électricité – CSPE, contribution au service public de l'électricité). Il est porté depuis 2016 directement par le budget de l'État, via le compte d'affectation spéciale à la transition énergétique (CAS TE). Une description plus détaillée de l'évolution des mécanismes de soutien est donnée en Annexe 1.

Malgré une hausse notable de ces surcoûts entre 2002 et 2013, notamment due à l'installation de 3,5 GW de solaire PV entre 2006 et 2010 à des tarifs d'achats encore élevés (ils représentent en 2019 près de 40 %⁷ du soutien versé aux ENR électriques), le montant des financements publics reste modéré en France, avec un niveau estimé à 5 milliards d'euros par an pour les années 2018 à 2020⁸ pour un volume

¹ Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat pour le PV (www.legifrance.gouv.fr/af-fichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000021673951)

² Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat pour l'éolien terrestre (www.legifrance.gouv.fr/af-fichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000019917183)

³ Cour des Comptes (2018)

⁴ Voir notamment ADEME (2017 & 2018), NREL (2019) ou IRENA (2018) pour une analyse prospective de l'évolution des coûts des énergies renouvelables.

⁵ Le prix moyen de marché de l'électricité en France était compris entre 3,4 et 3,8 c€/kWh entre 2014 et 2016, il s'est depuis significativement renforcé sous l'effet de la hausse du prix du quotas d'émission de CO₂ sur le marché européen ETS. Pour l'évolution du prix de marché en Europe sur cinq ans, voir les données du Réseau

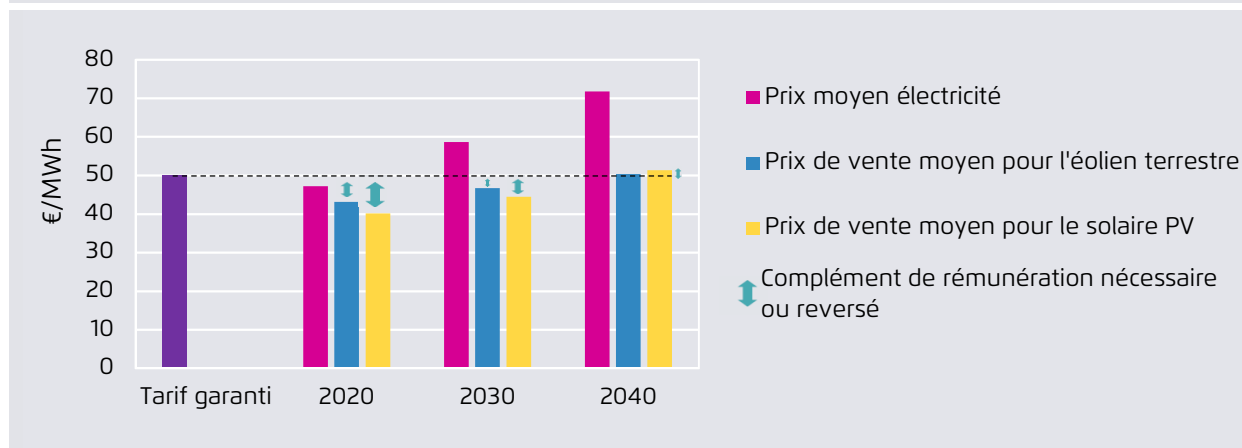
de transport d'électricité : bilan-electrique-2018.rte-france.com/marches-hausse-des-prix-de-marche-en-europe/

⁶ On parle parfois d'effet de « cannibalisation » de la valeur des énergies renouvelable lorsque leur part dans le système électrique augmente. Voir Hirt L. (2013) pour une discussion sur la valeur de marché des énergies renouvelables variables, et Agora Energiewende Iddri (2018) pour une évaluation de celle-ci dans le contexte des objectifs de stratégies nationales de transition des systèmes électriques français et allemand d'ici 2030.

⁷ Incluant la petite hydraulique et la biomasse. Donnée issue du Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, Exercice 2018 (www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE.pdf).

⁸ CRE (2019b)

Graphique 1 : Rapport entre le prix de marché de l'électricité et le complément de rémunération



Agora Energiewende

d'énergies renouvelables produites – hors hydraulique – d'environ 48 TWh en 2018⁹. Pour comparaison, ce surcoût atteint aujourd'hui environ 24,7 milliards d'euros en Allemagne (pour une production ENR hors hydraulique de 205 TWh)¹⁰.

Une évaluation du besoin de soutien public des ENR à long terme contribue à une meilleure gouvernance de la transition énergétique

La France a adopté des objectifs ambitieux de croissance des énergies renouvelables d'ici 2030 (40 % de la production d'électricité) tout en réduisant la part du nucléaire à 50 % de sa production d'ici 2035¹¹. Il est notamment envisagé l'installation d'au moins 5 GW supplémentaires de capacité de production solaire PV et éolien terrestre par an jusqu'en 2028

(contre une moyenne de 1 à 2 GW installés par an durant les années précédentes) et de 5 GW d'éolien en mer d'ici 2028¹². Cette croissance – quoique très significative – reste néanmoins inférieure aux niveaux observés historiquement en Allemagne¹³.

La forte baisse du coût des énergies renouvelables pose aujourd'hui la question d'une réévaluation des conséquences budgétaires du développement des énergies renouvelables électriques. Cette analyse budgétaire de moyen et long terme, intégrée à la programmation pluriannuelle de l'énergie, contribue en effet à une bonne gouvernance de la transition énergétique. Elle est en mesure de soutenir les efforts menés par la CRE¹⁴ et la Cour des Comptes dans leurs fonctions de contrôle des dépenses publiques et de recommandations en matière de politique de soutien des énergies renouvelables.

Le coût des énergies renouvelables et le montant du financement public nécessaire à leur développement

⁹ RTE (2019)

¹⁰ ÜNB (2018)

¹¹ Projet de loi, modifié par le Sénat, relatif à l'énergie et au climat, n° 2180, déposé(e) le vendredi 19 juillet 2019 : www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/dossiers/energie_climat

¹² Conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la période 2023-2028 mise en consultation en décembre 2018 : www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Projet%20PPE%20pour%20consultation.pdf

¹³ Installation historique de 5 à 10 GW par an de solaire PV et éolien terrestre depuis 2009 (Ministère de l'Environnement allemand (2019))

¹⁴ Historiquement, la CRE avait pour rôle de proposer chaque année au ministre chargé de l'Énergie le montant des charges de service public, y compris pour le soutien des ENR, et le niveau de contribution permettant de les couvrir. Avec la réforme de 2015, sa mission a été maintenue et élargie. La CRE continue d'évaluer annuellement le montant des compléments de rémunérations nécessaires au développement des ENR en France afin d'assurer un pilotage resserré de la politique de soutien notamment d'un point de vue budgétaire et établit les règles s'appliquant aux appels d'offres afin d'assurer que le soutien des ENR se poursuive dans un cadre concurrentiel adapté, lisible et durable.

font l'objet de vifs débats. S'il est vrai que les coûts historiques étaient élevés, les prévisions sont plus favorables dans un contexte de forte baisse des coûts de production.

Afin d'éclairer utilement ce débat, Agora Energiewende a développé, avec le soutien de la société Artelys et en coopération avec l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri), un outil de calcul des coûts et du besoin de financement public pour le développement des énergies renouvelables électriques en France à l'horizon 2040. Cet outil permet d'estimer ces coûts dans le cadre de trois trajectoires prédéfinies (qui représentent des futurs possibles d'évolution du système électrique) ou dans le cadre de trajectoires définies librement par des utilisateurs avertis.

Cet outil – dont le fonctionnement est détaillé en Annexe 2 – permet de faire varier les divers paramètres clés qui influencent les niveaux d'investissements et de soutien au développement des ENR variables. Il est à noter que cet outil se concentre sur les technologies éolienne (terrestre et en mer) et solaire PV (au sol et sur toiture) qui représentent les principales technologies matures appelées à se développer¹⁵. L'outil permet en outre uniquement de simuler les coûts de production des ENR et les besoins de rémunération complémentaires attendus. Il ne couvre pas l'ensemble des coûts de la transformation du système électrique, notamment les coûts dits « d'intégration » (qui recouvrent trois composantes : les coûts de réseau, les coûts d'équilibrage et les coûts liés à l'impact des ENR sur l'utilisation des centrales conventionnelles)¹⁶. Plusieurs études montrent néanmoins que ces coûts « d'intégration » devraient rester mesurés,

s'établissant à environ 2 c€/kWh_{ENR} pour des systèmes interconnectés intégrant environ 50 % d'électricité renouvelable variable solaire PV et éolien terrestre (c'est-à-dire deux fois plus que les objectifs visés par la France en 2030). Ces coûts étant très spécifiques au système électrique, ils doivent néanmoins faire l'objet d'analyses complémentaires détaillées.

Pour la France, le Réseau de transport d'électricité (RTE) a évalué le coût de renforcement sur le réseau haute tension à 0,3 à 0,4 c€/kWh_{ENR} pour les énergies renouvelables terrestres et à 2 c€/kWh_{ENR} pour l'éolien en mer¹⁷, pour atteindre les objectifs français de diversification du mix électrique en 2030. Le total des investissements à réaliser dans le réseau de transport rapporté à la quantité d'électricité produite place ainsi la France dans la fourchette basse d'un groupe de pays européens voisins¹⁸. Les coûts de renforcement du réseau de distribution sont estimés pour leur part à environ 0,6 c€/kWh_{ENR} dans de nombreux pays européens, y compris en France et en Allemagne¹⁹.

Le besoin de financement public pour les ENR électriques devrait se stabiliser et décroître dès 2025

Le besoin de financement public des ENR électriques dépend de plusieurs facteurs qu'il convient de prendre en compte pour anticiper ces besoins. Un premier facteur est l'évolution des coûts de production des ENR (LCOE) qui déterminent les niveaux de prix garantis obtenus par appel d'offres. Les hypothèses

¹⁵ Les autres technologies renouvelables telles que la biomasse ou les énergies marines n'ont pas un potentiel de déploiement aussi important que les technologies éolienne et solaire, du fait d'un accès limité aux ressources ou d'une maturité technologique encore faible. Les technologies éolienne et solaire PV ont atteint une maturité technologique et économique permettant un déploiement à grande échelle, certaines technologies comme le solaire PV au sol ne faisant par ailleurs presque plus l'objet de soutien financier.

¹⁶ Cette dernière composante de coûts est qualifiée parfois de « coût de la variabilité » ou plus improprement de « coûts du back-up ». Elle prend en compte la différence de revenus pour le système électrique entre production renouvelable variable (qui dépend des conditions météorologiques) et production pilotable (nucléaire, gaz, ...). Cette différence est parfois attribuée aux énergies renouvelables, comme l'une des composantes des « coûts d'intégration ».

Les experts ne sont néanmoins pas unanimes sur la manière de considérer et quantifier cet effet ; voir notamment « Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque », Agora Energiewende (2015).

¹⁷ Voir la synthèse des résultats du Schéma décennal de développement du réseau 2019 publié par le Réseau de transport d'électricité : www.rte-france.com/fr/document/schema-decennal-de-developpement-de-reseau-2019-synthese

¹⁸ 0,33 c€/kWh_{ENR} en France contre de 0,39 à 0,91 c€/kWh_{ENR} en Espagne, Italie, Belgique, Grande-Bretagne et Allemagne, voir la synthèse des résultats du Schéma décennal de développement du réseau 2019 de RTE.

¹⁹ Voir l'étude « Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque », Agora Energiewende (2015).

de coûts de production pour chacune des filières sont détaillées intégralement dans l'Annexe 2. La différence entre ces prix garantis et les rémunérations de marché de l'électricité détermine le niveau de complément de rémunération attribué aux installations renouvelables. Si le prix de marché moyen baisse, le complément de rémunération requis augmente et inversement.

Le prix de marché varie lui-même en fonction de nombreux paramètres, notamment le prix des énergies²⁰ et du CO₂²¹, du niveau de demande électrique et de l'évolution du mix électrique en France et chez ses voisins (conditionné aux niveaux d'interconnexions disponibles)²². L'Annexe 2 donne une description plus détaillée de l'outil et des diverses hypothèses retenues.

L'outil développé par Agora Energiewende analyse les coûts, rémunérations et besoins de financement publics des ENR à l'horizon 2040 dans le cadre de trois trajectoires contrastées d'évolution du mix électrique français (voir Graphique 2). Pour chaque trajectoire, une simulation au pas de temps horaire des prix et rémunérations de marchés a été réalisée²³. Ces trois trajectoires se basent sur la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2018 et sur des études prospectives menées dans le cadre de la préparation de cette programmation énergétique.

La première trajectoire (PPE-Ampère) correspond à l'évolution attendue du mix électrique français dans le cadre de la programmation pluriannuelle de 2018. Cette programmation ayant pour horizon temporel 2018-2028, elle est prolongée jusqu'en 2040 par le scénario « Ampère » développé par le bilan prévisionnel de 2017 (RTE 2018). Elle conduit, en 2040, à une part d'électricité renouvelable d'environ 60 % de

la production électrique totale et un parc solaire PV et éolien (terrestre et en mer) de 142 GW.

La deuxième trajectoire (Référence ADEME) correspond au scénario de référence de l'étude *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060* de l'ADEME²⁴. Les filières renouvelables se développent suivant une optimisation économique avec des contraintes industrielles limitant la construction de nouvelles capacités²⁵. 70 % du parc nucléaire existant sont prolongés lors des quatrième et cinquième visites décennales et le parc nucléaire se réduit à 36 GW de capacités installées en 2040. Cette trajectoire conduit à une part d'électricité renouvelable de 62 % de la production électrique totale et un parc solaire PV et éolien (terrestre et en mer) de 110 GW.

La troisième trajectoire (prolongement du nucléaire Aisé – ADEME) correspond au scénario « prolongement du nucléaire aisé » de la même étude. Les filières renouvelables se développent suivant la même logique tandis que le parc nucléaire est prolongé dans sa totalité à l'horizon 2040, s'établissant alors à 57 GW nucléaires installés en 2040. Cette trajectoire conduit à une part d'électricité renouvelable de 48 % de la production électrique totale et un parc solaire PV et éolien (terrestre et en mer) de 87 GW.

Dans ces trois trajectoires, le besoin de financement public pour le développement des énergies renouvelables augmente jusqu'en 2025-2030, avec un pic qui s'établit entre 6,5 et 8,5 milliards d'euros courants selon les scénarios, pour baisser rapidement par la suite dans l'ensemble des scénarios. Sur la période 2018-2040, les besoins de financements publics cumulés liés aux projets développés après 2018 ne représentent que 26 % à 37 % du total, en fonction de la trajectoire considérée. L'essentiel des dépenses à venir correspond ainsi à des engagements passés

²⁰ En effet, l'évolution des prix des énergies fossiles, qui dépendent de dynamiques propres à l'équilibre offre-demande de leur marché, ont un lien fort avec les prix de l'électricité dans les zones géographiques où la production d'électricité d'origine thermique fossile perdure.

²¹ L'évolution des prix du CO₂ dépend, d'une part, de l'offre de quotas de CO₂ (fixée administrativement), et d'autre part, des émissions de gaz à effet de serre des industries concernées par l'ETS.

²² Ces dynamiques ont été étudiées en détail dans l'étude conjointe de Agora Energiewende – IDDRI (2018)

²³ Voir RTE (2018) et ADEME (2018) pour en savoir plus sur la méthodologie de ces études.

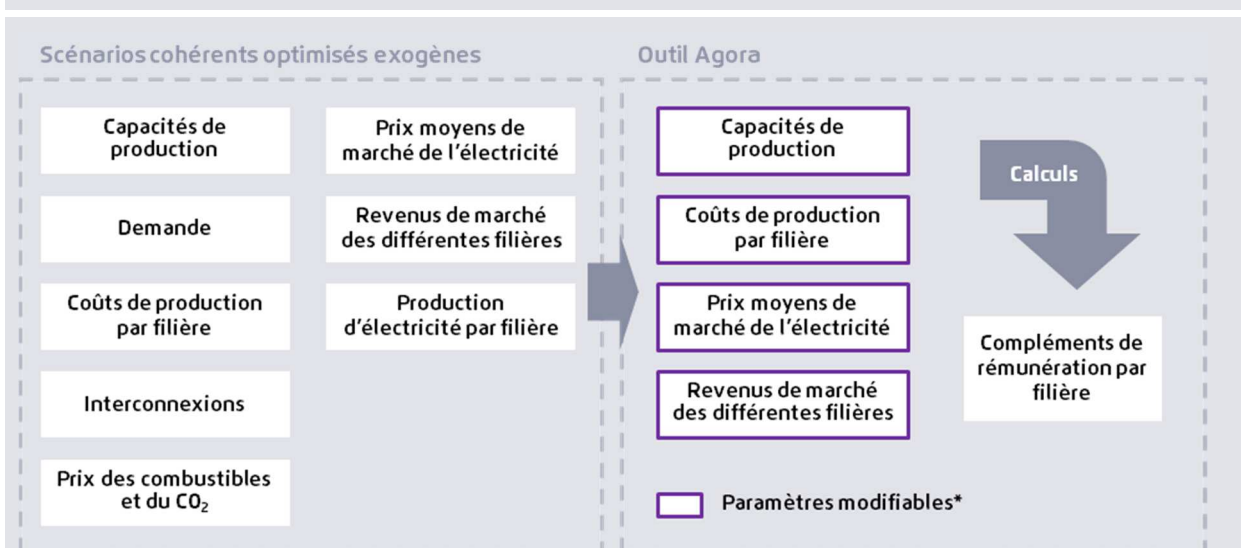
²⁴ ADEME (2018)

²⁵ La croissance de l'éolien terrestre est limitée à 2 GW par an, l'éolien en mer à 2 GW par an et le solaire photovoltaïque à 3 GW par an.

pour des projets déjà en opération ou qui le seront prochainement, en particulier les 6 premiers parcs éolien en mer qui ont été attribués entre 2011 et 2013 et dont les tarifs d’achat ont été renégociés à la baisse en 2018.

La trajectoire PPE 2028 prolongée par le scénario Ampère pour 2040 » (PPE-Ampère) aboutit à un besoin de financement public qui se stabilise vers 2025 autour de 6,5 milliards d’euros et qui décroît à 4,4 milliards d’euros en 2032 et 1,6 milliard d’euros en 2040²⁶. En 2040, ce scénario conduirait donc à un soutien public deux fois plus faible qu’aujourd’hui

Graphique 2 : Fonctionnement général de l’outil et hypothèses structurantes des trajectoires prédéfinies



Hypothèses structurantes	PPE – Ampère**	Référence ADEME***	Prolongement du nucléaire aisé ADEME***
Capacités ENR variables installées en 2040	142 GW	110 GW	87 GW
Croissance annuelle moyenne	+5,3 GW/an	+3,9 GW/an	+2,9 GW/an
Capacités nucléaires installées en 2040	41 GW	36 GW	57 GW
Part des ENR dans la production	59 %	62 %	48 %
Prix moyens de l’électricité en 2040 (en € ₂₀₁₇)	72 €/MWh	60 €/MWh	42 €/MWh
Prix du CO ₂ en 2040 (en € ₂₀₁₇)	124 €/tCO ₂	44 €/tCO ₂	44 €/tCO ₂

Agora Energiewende – * La variation de ces paramètres n’assure plus la cohérence interne entre les valeurs des scénarios (capacité, production, prix etc.) **Scénario PPE 2019 prolongé par le scénario Ampère issu du bilan prévisionnel de 2017 de RTE (RTE 2018) – ***Scénarios issus de l’étude *Trajectoires d’évolution du mix électrique 2020-2060* de l’ADEME (ADEME 2018)

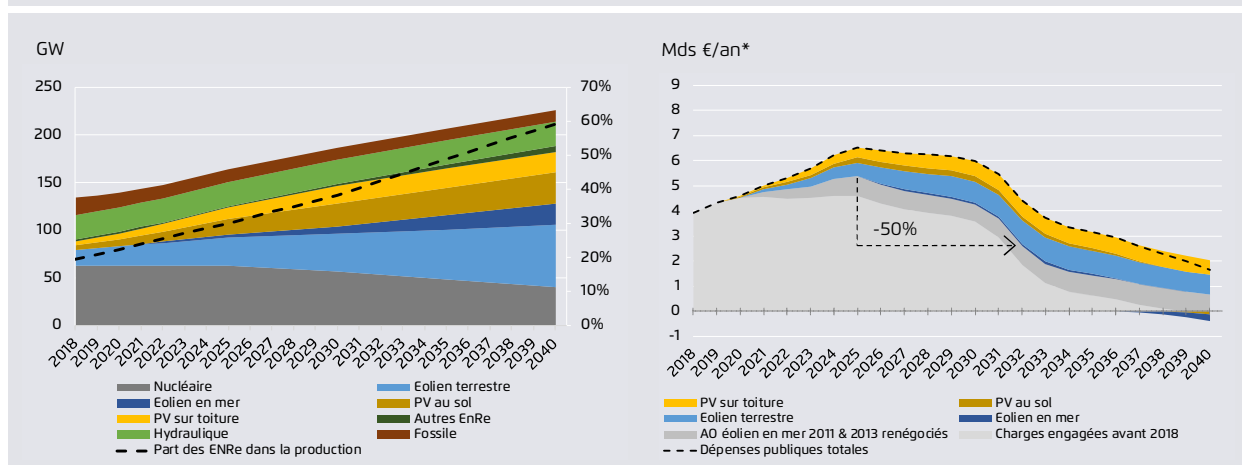
²⁶ Données à prix courants. Les calculs ont été réalisés sur la base de données en prix constants 2017, indexés à l’inflation par la suite.

(1,6 contre ~4 milliards d'euros), malgré une part d'électricité renouvelable trois fois plus importante (60 % de la production électrique en 2040 contre 22 % en 2018). Le besoin de soutien public historique lié aux anciens projets se réduit à partir de 2025, ce qui explique la forte décroissance du soutien public total à partir de cet horizon. Les nouveaux projets à venir n'engageraient qu'un montant annuel de soutien de 1,2 milliard d'euros en 2025, 1,7 milliard d'euros en 2030 pour baisser à 1 milliard d'euros en 2040, malgré des volumes installés 6 fois plus importants qu'aujourd'hui pour le solaire PV, et presque 4 fois plus important qu'aujourd'hui pour l'éolien terrestre (voir Graphique 3).

Le besoin de financement public des ENR dépend de l'équilibre entre les filières de production. Afin de limiter le besoin de soutien, la croissance des ENR devrait s'articuler avec la réduction du parc nucléaire.

La comparaison des deux scénarios produits par l'ADEME (à prix du CO₂ et des énergies similaires) permet d'observer l'effet d'un parc nucléaire plus élevé sur les besoins de rémunération des énergies renouvelables. Le pic annuel de soutien public est alors supérieur d'1,2 milliard d'euros en 2030 dans le scénario « prolongement aisé du nucléaire » par rapport à la trajectoire de référence de l'ADEME, alors même que les capacités de production d'énergie renouvelable sont plus réduites : 87 GW éolien et solaire installés en 2040, contre 110 GW dans le scénario de référence. Sur l'ensemble de la période 2018-2040, le besoin de soutien cumulé pour les ENR est ainsi supérieur de 16,6 milliards d'euros dans le cas d'un prolongement plus aisé du nucléaire par rapport au cas de référence, malgré une production ENR inférieure (3 024 TWh contre 3 339 TWh dans le cas de

Graphique 3 : Capacité de production installée (en GW, à gauche) et besoin de complément de rémunération (en milliards d'euros par an, à droite) dans le scénario PPE - Ampère



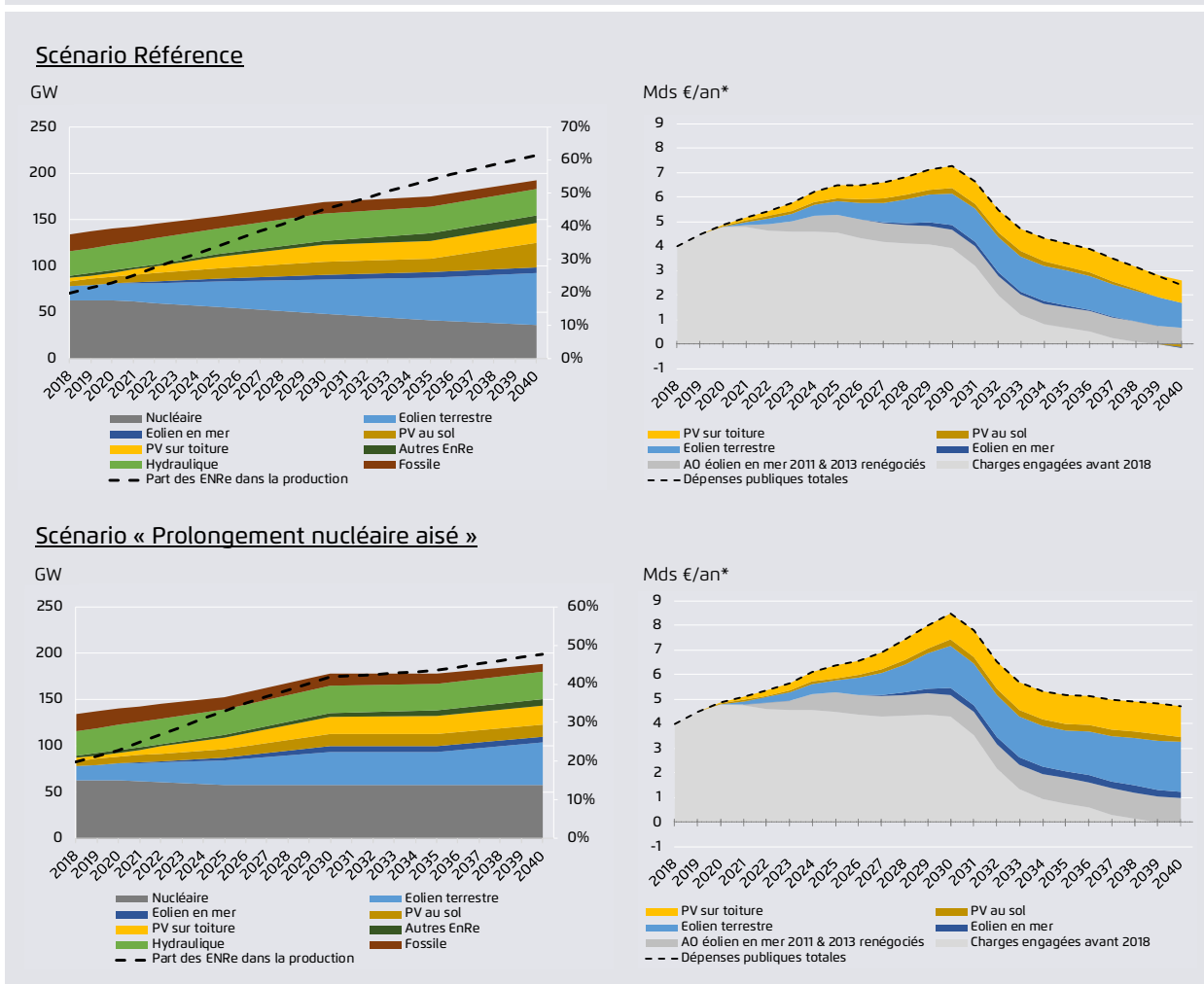
Agora Energiewende * euros courants

référence). Afin de limiter les besoins de soutien public aux énergies renouvelables, une croissance des énergies renouvelables à long terme devrait s'articuler avec une baisse de la part du nucléaire. Ces deux scénarios sont dotés de trajectoires nucléaires différentes : 36 GW pour le scénario de référence et 57 GW pour le scénario de prolongement du nucléaire aisé. Le développement des capacités renouvelables est optimisé sur le plan économique, ce qui

aboutit à des développements d'énergies renouvelables plus faibles dans le scénario de référence : +3,9 GW/an pour l'ensemble des filières solaires et éoliennes contre +2,9 GW/an dans le scénario « prolongement du nucléaire aisé ».

Ces variations de mix électrique ont en effet une influence sur le niveau de prix de marché de l'électricité et la rémunération des ENR qui s'établit à 42€₂₀₁₇/MWh en 2040 dans le scénario « prolongement du nucléaire aisé » contre 60€₂₀₁₇/MWh dans le

Graphique 4 : Capacité de production installée (en GW, à gauche) et besoin de complément de rémunération (en milliards d'euros par an, à droite) dans les scénarios ADEME



scénario de référence²⁷. Dans ces deux cas, le pic de soutien aux énergies renouvelables est alors plus élevé que dans le scénario PPE-Ampère, et survient plus tardivement. Il atteint 7,3 à 8,5 milliards d'euros en 2030, avec un besoin de financement public lié aux nouveaux projets (attribués à partir de 2018) de respectivement 2,6 et 3,3 milliards d'euros environ (voir Graphique 4). Ces besoins de financement sont aussi plus élevés que dans le scénario PPE-Ampère, malgré des capacités installées moins importantes, essentiellement en raison d'un prix de marché de l'électricité plus bas dû à un prix du CO₂ inférieur (44€₂₀₁₇/tCO₂ en 2040 dans les scénarios ADEME contre 124€₂₀₁₇/tCO₂ dans le scénario PPE-Ampère).

Ceci montre le double impact que l'évolution du parc nucléaire en France aura sur le développement des énergies renouvelables électriques. Un parc nucléaire réduit plus rapidement accélérerait le développement des énergies renouvelables électriques et limiterait les besoins de financement publics pour les énergies renouvelables existantes et futures. À l'inverse, un parc nucléaire plus amplement prolongé aurait pour conséquence de limiter le développement de capacités renouvelables qui auraient un débouché plus réduit et une augmentation du besoin de soutien public associé. Enfin, selon l'ADEME, les deux trajectoires de référence et « prolongement du nucléaire aisé » auraient des coûts complets comparables sur l'ensemble de la période étudiée (2020 à 2060), respectivement 1 277 et 1 274 milliards d'euros²⁸. Le coût complet de la trajectoire de référence est légèrement inférieur d'ici 2040, puis devient supérieur sur la période 2040-2060 en raison principalement des pertes d'opportunité à l'export pour le système électrique français.

Éolien en mer : malgré des coûts historiques élevés, les développements futurs de cette technologie pourraient se faire sans soutien public significatif

Une analyse plus approfondie des coûts associés aux projets engagés avant 2018 montre qu'une partie non négligeable des coûts correspond aux projets éoliens en mer attribués lors des appels d'offres de 2011 et 2013. Ceci reste vrai malgré la renégociation en 2018 de leurs tarifs d'achat à 14 c€/kWh (contre 21 c€/kWh auparavant)²⁹. Ces projets (environ 3 GW), qui devraient entrer en service à partir de 2021, nécessitent un financement public d'environ 700 millions à 1,1 milliard d'euros par an sur 20 ans selon le scénario. En revanche, le dernier appel d'offres pour un parc éolien en mer au large de Dunkerque a été attribué, en juin 2019, à un prix largement inférieur, soit 4,4 c€₂₀₁₇/kWh sur 20 ans pour une entrée en service en février 2027. Le complément de rémunération requis sur les nouveaux projets, de volume d'installation similaire aux anciens projets à l'horizon 2030, sera donc comparativement très faible (seulement 76 à 300 millions d'euros en 2030 selon le scénario, soit 2 à 14 fois moins que pour les précédents projets).

Par ailleurs, sous l'hypothèse d'un établissement des coûts de la filière à moyen terme un peu au-dessus des coûts révélés par l'appel d'offre de Dunkerque, le développement de 22 GW d'éolien en mer (prévu par le scénario PPE-Ampère) nécessiterait ainsi un soutien public limité (moins de 60 millions d'euros en 2035 pour 15 GW installés, voire entraînerait le remboursement net de 260 millions d'euros en faveur de l'État³⁰ en 2040 pour 22 GW installés).

²⁷ Les données d'entrée de l'outil issues des scénarios modélisés sont en euros constants 2017.

²⁸ En euros constants

²⁹ Communiqué de presse du 20 juin 2018 du ministère de la Transition écologique et solidaire : www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.06.20_cp_eolien_en_mer.pdf

³⁰ L'outil ne représente que le cas de figure où les contrats de complément de rémunération sont souscrits jusqu'en 2040 par les

producteurs ENR, quel que soit le niveau des prix de marché et l'évolution des coûts. Or si les prix de marché devaient durablement croître et les coûts de développement des projets se réduire, les acteurs privés feraient un arbitrage quant à l'utilité d'un contrat de complément de rémunération. S'ils ne souscrivent plus ce type de contrats, les remboursements nets potentiels en faveur de l'État pourraient ne pas avoir lieu, particulièrement à l'horizon 2035-2040.

Ces faibles niveaux de soutien public cumulés et les possibles remboursements nets sont notamment une conséquence directe du mode de rémunération choisi par les pouvoirs publics français (contrat pour la différence – voir Annexe 1).

Les producteurs ENR qui bénéficient de compléments de rémunération doivent en effet rembourser la différence entre le prix de marché et le tarif de référence lorsque le prix de marché moyen dépasse ce tarif. Ainsi, selon le niveau des prix de marché, le projet éolien en mer au large de Dunkerque, et potentiellement aussi les projets à venir, ne nécessiteront plus de complément de rémunération, voire remboursera une partie des compléments de rémunération touchés durant les premières années de fonctionnement du projet. En cas d'appréciation du prix de marché de l'électricité et sous réserve du maintien de conditions de financement favorables et de prix des matières premières constants (CRE, 2019a), ces projets pourraient même être bénéficiaires pour les finances publiques.

Ce facteur, couplé à la baisse des coûts de production de l'éolien en mer, explique le besoin très bas de financement requis sur la période 2020-2040 par ces nouveaux projets, quel que soit le scénario.

Le besoin de soutien public pour les ENR restera en France à un niveau modéré, bien inférieur à celui observé aujourd'hui en Allemagne

Comme indiqué précédemment, l'accélération du développement des énergies renouvelables en France survient dans un contexte de baisse importante de leurs coûts de production. Ce contexte permettrait à la France d'atteindre une part d'électricité éolienne et

solaire couvrant 35 % de la production électrique en 2035 (soit 220 TWh), pour un soutien public atteignant cette année-là seulement 3,1 milliards d'euros (scénario PPE-Ampère). Cela correspondrait à un soutien moyen à la production renouvelable de seulement 1,4 c€/kWh en 2035 contre 9,6 c€/kWh aujourd'hui. Le besoin cumulé de soutien public sur la période 2018-2035 s'établirait à 93 milliards d'euros. En outre, les nouveaux projets engagés à partir de 2018 ne représenteront que 26 % du besoin de soutien public sur toute la période 2018-2040 alors qu'ils représenteront environ 80 % des capacités installées en 2040.

En comparaison, le coût du soutien annuel d'un mix électrique allemand couvert à 65 % par de la production électrique renouvelable (403 TWh) en 2035 est estimé à 8,8 milliards d'euros³¹. Cette situation correspondrait à un coût de 2,2 c€/kWh en 2035 et un besoin cumulé de soutien public sur la période 2018-2035 de 333,5 milliards d'euros.

Les efforts portés par les consommateurs allemands, qui ont grandement contribué à la baisse des coûts des technologies renouvelables (durant les années 2009 et 2010, la demande allemande représentait en effet près de la moitié de la demande solaire PV mondiale) sont néanmoins sur le point de se résorber. Le pic de surcoûts liés en grande partie à l'installation historique des projets d'ENR dans les années 2010 à 2015 pourrait en effet être atteint en 2021 autour de 25 milliards d'euros³² et décliner à 8,8 milliards d'euros en 2035, pour une production ENR d'environ 65 % de la production totale (60 % pour l'éolien et le solaire PV uniquement)³³.

³¹ Incluant de la biomasse et de la petite hydraulique (environ 7% de la production ENR totale). En euros courants.

³² Calculs réalisés par Agora Energiewende sur la base de son calculateur EEG en euros courants. Article sous : www.agora-energie-wende.de/presse/neuigkeiten-archiv/die-eeg-umlage-steigt-2020-leicht-an-der-kostengipfel-ist-fast-erreicht/

³³ Ce qui correspond à une part d'énergie renouvelable total (y compris hydraulique et biomasse) couvrant XX% de la consommation électrique.

Quel avenir pour la politique de soutien public aux ENR ?

À mesure que les coûts de production des énergies renouvelables diminuent, ces technologies s'approchent a priori d'un équilibre économique qui pourrait être assuré uniquement par les rémunérations du marché électrique, sans complément de rémunération. Selon les hypothèses prises dans cette étude, le solaire PV au sol pourrait ainsi se financer uniquement par les rémunérations de marché, dès 2030 pour le scénario PPE-Ampère et 2033 pour le scénario de référence ADEME. Des comportements stratégiques et anticipatifs pourraient même voir des acteurs proposer des offres sans complément de rémunération avant cet horizon. Dans le scénario ADEME « prolongement nucléaire aisé », caractérisé par des prix de l'électricité bas, un complément de rémunération entre 0,5 et 1 c€/kWh resterait nécessaire après 2025 et jusqu'en 2040 pour cette même technologie.

Ces évolutions attendues du marché devraient-elles ouvrir la porte à des modifications substantielles des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables voir à leur abandon progressif ? Plusieurs considérations sont ici à prendre en compte.

Tout d'abord, les contrats de long terme avec la puissance publique resteront probablement un montage attractif pour les développeurs de projet. En effet, leur principal avantage est de réduire le risque de marché et ainsi d'abaisser le coût de financement des énergies renouvelables. Pour des filières dont 80 à 90 % du coût de production proviennent de l'investissement initial, maintenir un cadre de garantie publique contribue fortement à assurer la compétitivité de ces filières. De plus, comme indiqué précédemment, ce cadre ne conduira pas nécessairement à des surcoûts importants pour les consommateurs. Comparé à l'absence de politique publique (ou une à simple prime s'additionnant aux revenus de marché), un contrat pour différence est en effet le montage qui permet de minimiser le coût de la production renouvelable pour le consommateur final³⁴. Certains

grands consommateurs et agrégateurs peuvent venir se substituer à la puissance publique et devenir la contrepartie des développeurs de projet *via* des contrats directs d'approvisionnement en électricité (communément appelés Power Purchase Agreement – PPA). Ce type de contrat fait l'objet de volumes croissants en Europe où 2 GW de puissance de production renouvelable ont été contractualisés en 2018³⁵, mais plusieurs limites devraient amener à la prudence quant à leur capacité à prendre le relais pour assurer un développement pérenne de l'électricité renouvelable. En effet, ces PPA s'appliquent pour l'heure principalement aux parcs de production sortis du système d'obligations d'achats et uniquement marginalement pour le développement de nouvelles capacités de production. Les acteurs privés investissent également pour d'autres raisons comme des co-bénéfices en termes d'image plutôt que sur une base purement économique. Enfin, une contrepartie privée ne pourra offrir un niveau de garantie équivalent à celui apporté par la puissance publique, ce qui pourrait faire remonter à terme les coûts de financement des énergies renouvelables. Maintenir la possibilité de recourir aux mécanismes de soutien pour les développeurs de projet permettrait d'introduire un benchmark pour le marché limitant la hausse de ces coûts de financement.

Ensuite, les analyses prospectives précédemment évoquées ne reflètent pas les dynamiques de l'ensemble des filières renouvelables. Certes, on observe dès aujourd'hui des projets solaires au sol ne faisant pas appel à un complément de rémunération dans le sud de l'Europe mais aussi en Allemagne ou au Royaume-Uni³⁶. De nouveaux parcs éoliens en mer ont également été accordés sans soutien public³⁷. Il y a néanmoins un enjeu à maintenir le développement de certaines filières qui pourront se financer *via* le marché plus tardivement, notamment l'éolien terrestre et le PV sur toiture. Dans les scénarios considérés dans cette étude, ces technologies se financent sur le marché plus tardivement, à partir de 2034 ou 2038 selon le scénario et la technologie. Pour l'éolien en mer, une technologie globalement moins mature

³⁴ DIW (2018)

³⁵ www.la Tribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/renouvelables-le-boom-de-l-achat-direct-d-electricite-814515.html

³⁶ www.greentechmedia.com/articles/read/subsidy-free-solar-moves-north-in-europe#gs.tahx3n

³⁷ www.greentechmedia.com/articles/read/what-it-takes-to-get-subsidy-free-offshore-wind#gs.tajcsl

et dont la structuration de la filière est moins avancée en France, l'attribution récente du dernier appel d'offres pour le parc de Dunkerque laisse entrevoir une compétitivité future de la filière mais elle doit encore faire ses preuves alors qu'aucune éolienne en mer n'a encore été installée en France.

Enfin, il peut y avoir des objectifs de développement territorial ou d'appropriation citoyenne³⁸ qui peuvent sous-tendre le maintien de mécanismes de soutien renouvelables.

Au final, plusieurs arguments plaident pour une approche prudente et progressive de la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Avec le passage aux appels d'offres concurrentiels, les niveaux des prix garantis aux producteurs renouvelables ont fortement baissé, ce qui contribuera à réduire à terme les volumes financiers nécessaires à l'atteinte des objectifs de développement renouvelable en France. L'équilibre économique des filières dépendra aussi fortement des choix d'optimisation pour l'évolution de l'ensemble du mix électrique : le développement des moyens additionnels de flexibilité permet de renforcer la valorisation des énergies renouvelables sur le marché et réduit donc les besoins de soutiens publics. En revanche, le maintien de capacités de production élevées dans le système électrique, notamment nucléaire, contribuerait à réduire le prix de marché et à déprécier la rémunération des énergies renouvelables variables.

Plutôt qu'un abandon rapide des mécanismes de soutien, une approche pragmatique pourrait donc passer d'abord par des ajustements à ces mécanismes de soutien pour répondre aux évolutions du marché, par exemple en modulant la durée des contrats garantis par les compléments de rémunération en fonction de la maturité des filières. Une autre option serait de limiter le soutien à un volume limité de la production renouvelable pour les filières d'énergie renouvelable les plus compétitives, ou d'attribuer des primes à la capacité plutôt qu'au niveau de production. Une analyse de Öko-Institut pour Agora Energiewende montre en effet que le risque additionnel porté par les développeurs devrait rester limité dans le cadre d'une prime à la capacité, tout en facilitant

une intégration davantage vertueuse des ENR dans le système électrique (une hausse du risque de prix étant compensée par une baisse du risque de variabilité de la production)³⁹. Dans tous les cas, une approche au cas par cas en fonction des filières renouvelables sera nécessaire.

³⁸ Voir à l'étude de Iddri sur l'état des lieux des projets participatifs et citoyens en France.

³⁹ Öko-Institut (2014)

Annexe 1 – Évolutions du dispositif français de soutien aux ENR

Afin de favoriser le développement des énergies renouvelables, l'État français a mis en place dès 2002 un système de soutien aux producteurs, leur attribuant un tarif d'achat garanti pour chaque kWh d'électricité renouvelable produite. Ce mécanisme permet d'assurer la réalisation des projets d'énergie renouvelable en proposant aux développeurs des prix permettant la rentabilité de leur projet historiquement au-dessus du prix de marché de l'électricité et une meilleure prévisibilité sur le revenu de leurs investissements.

Le prix d'achat était en général initialement fixé par le gouvernement (en fonction de la filière ou de la taille des installations), puis leur fixation par appels d'offre s'est progressivement généralisée.

Historiquement, l'électricité renouvelable produite était injectée dans le réseau et rachetée directement par EDF au niveau du prix garanti. La différence entre prix de marché et prix garanti était ensuite compensée à EDF par une partie des recettes de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) prélevée sur la facture du consommateur final⁴⁰. Ce mécanisme a été remplacé en 2016 par un mécanisme dit de vente directe avec complément de rémunération. Les producteurs d'électricité renouvelable commercialisent directement (ou par un intermédiaire dit « acheteur obligé ») leur production sur le marché de gros de l'électricité⁴¹. S'agissant d'un contrat pour la différence, les producteurs perçoivent ensuite un complément de rémunération correspondant à la différence entre le prix d'achat garanti et le prix moyen de l'électricité sur le marché. En revanche, si le prix de vente de la production renouvelable dépasse le prix garanti, cas de figure qui pourrait se présenter plus fréquemment avec la baisse des coûts des énergies renouvelables et une hausse possible des prix de marché de l'électricité, le

producteur devra reverser la différence entre le prix de l'électricité sur le marché et le prix garanti. Pour l'éolien terrestre, ce remboursement se fera uniquement à concurrence des montants perçus antérieurement au titre du complément de rémunération. Pour le solaire PV au sol et sur toiture depuis la 7^{ème} période des appels d'offres ainsi que l'éolien en mer, si l'on considère que le mécanisme appliqué lors de l'appel d'offres pour le parc de Dunkerque sera généralisé, le remboursement devra se faire sans limitation. Les projets pourraient ainsi avoir un impact positif sur le budget de l'État dans le cas où les prix de marchés devaient s'établir durablement à un niveau supérieur au niveau des prix garantis.

Le financement des dispositifs de soutien des énergies renouvelables a également évolué dans le cadre d'une refonte du financement des charges de service public en 2016. Le niveau de la CSPE prélevée sur la facture électrique a été gelée au niveau de 22,5€/MWh et le financement des tarifs de rachat et des compléments de rémunération pour les énergies renouvelables en métropole est passé au budget général de l'État via la création du Compte d'Affectation Spéciale « Transition énergétique » (CAS TE). Ce compte tire l'essentiel de ses revenus, soit 7,2 milliards d'euros en 2018, du fléchage d'une partie des revenus de la Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)⁴². 5 milliards d'euros de ce compte correspondent au financement des contrats d'achat et des compléments de rémunération de la production d'électricité renouvelable de l'année en cours, 1,8 milliard d'euros au remboursement à EDF d'arriérés de paiement pour l'obligation d'achat de productions renouvelables électriques passées qui prendra fin en 2020, le reste au soutien à l'injection de biométhane et à l'effacement de la consommation⁴³.

⁴⁰ Les industries électro-intensives bénéficiaient d'exemptions, faisant porter l'essentiel de l'effort financier aux plus petits consommateurs d'électricité.

⁴¹ À noter que ce niveau de rémunération inclut une prime de gestion et soustrait la valorisation des garanties de capacité qui peuvent être tirées du marché de capacité.

⁴² La TICPE qui représente l'essentiel des fonds attribués au CAS TE fait quant à elle l'objet d'exemptions pour une série de secteurs

d'activité, notamment le transport aérien et maritime international et national, les installations participantes au système de quotas d'émissions de CO₂ (EU ETS), le transport routier de marchandise, les exploitants de taxis... (I4CE (2018))

⁴³ Prévision actualisée de la CRE dans la délibération n°2018-156 du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019.

Annexe 2 – Présentation de l'outil de calcul du besoin de complément de rémunération des ENR électriques variables

L'outil de calcul développé avec le concours d'Artelys permet d'évaluer l'évolution du besoin de complément de rémunération pour le développement des énergies renouvelables, suivant différentes trajectoires d'évolution du système électrique français.

Il intègre trois scénarios modélisés et permet de tester en mode expert d'autres scénarios complémentaires (pour autant que les sous-jacents de calculs soient cohérents). Les trois scénarios retenus sont les suivants :

- un scénario respectant les objectifs de la PPE jusqu'à 2028 et prolongé jusqu'à 2040 à partir du scénario « Ampère » du Bilan Prévisionnel de RTE, scénario prolongeant la tendance du déploiement des énergies renouvelables prévu par la PPE.
- le scénario de référence de l'étude ADEME *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*.
- le scénario « Prolongement nucléaire aisé » de l'étude ADEME *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*.

Les deux scénarios ADEME sont distincts du scénario central PPE - Ampère sur l'ensemble de la période 2018-2040. Ils se différencient essentiellement sur l'hypothèse de prolongement des centrales nucléaires existantes (le scénario de référence prolonge 70 % du parc existant de 10 ans à un prix de 42€/MWh quand le second prolonge la totalité du parc à l'horizon 2040). Les capacités ENR se développent suivant une optimisation économique à un rythme maximal contraint dans les deux scénarios, qui est plus lent que pour le scénario PPE - Ampère. Ces hypothèses impactent l'évolution du prix de marché ainsi que les capacités ENR installées (voir

Graphique 1). Le prix du CO₂ dans l'*Emissions Trading System* de l'Union européenne (EU-ETS) est aussi largement divergent entre le scénario central PPE - Ampère et les deux scénarios ADEME, montant jusqu'à 124€₂₀₁₅/t en 2040 pour le premier (scénario « 450 ppm » du *World Energy Outlook 2016* de l'Agence internationale de l'énergie), et 44€₂₀₁₆/t pour les seconds (scénario « New Policies » du *World Energy Outlook 2017*)⁴⁴. Ceci impacte la rentabilité des différentes technologies ainsi que les prix de marché.

Afin d'évaluer le coût du soutien public pour les projets et distinguer les coûts liés aux engagements passés de ceux à venir, les installations ENR ont été évaluées en deux groupes : celles dont les engagements ont été pris jusqu'à la fin de 2017 (et dont l'installation peut avoir lieu jusqu'en 2020 au plus tard pour l'éolien terrestre et 2021 pour le solaire PV et l'éolien en mer), et les nouveaux projets pour lesquels les engagements sont pris à partir de 2018. Ainsi, l'année de référence pour lesquelles les données réelles ont été intégrées est 2017.

Le coût des engagements passés est issu du rapport de la Cour des Comptes⁴⁵ qui évaluait précisément ces coûts déjà engagés à l'horizon 2045 pour les ENR. Les coûts des engagements passés reposent sur l'hypothèse de prix de marché prise dans l'analyse de la CRE de 35,91€/MWh en 2018, 36,09€/MWh en 2019 et 38,30€/MWh en 2020 avec une croissance de 1% par an à partir de 2021. Ces données ont été retraitées afin de faire varier les besoins de financement pour les projets engagés en fonction des prix de marché dans les scénarios étudiés. Ces coûts intégraient des projets qui ensuite ont été modifiés ou repoussés, nécessitant un retraitement :

- les projets d'éolien en mer attribués par appels d'offres en 2011 et 2013 étant intégrés au prix initial d'attribution, prix revu à la baisse suite aux renégociations qui ont eu lieu dans le courant

⁴⁴ Le niveau d'inflation ayant été négligeable sur la période 2015-2017 en France et au sein de l'Union européenne, aucun ajustement n'a été fait sur les prix constants 2015 et 2016 et considérés identiques

pour 2017. Voir document technique accompagnant l'outil pour les détails sur les hypothèses d'inflation.

⁴⁵ Données en euros courants, voir Cour des Comptes (2018)

de l'année 2018. Les compléments de rémunération prévus pour ces projets étaient donc surévalués. Ils ont ainsi été retraités au nouveau prix moyen d'attribution (140€/MWh) et isolés dans l'ensemble des engagements pris jusqu'en 2017, afin d'être capable de les distinguer du reste des engagements passés.

- les appels d'offres pour les projets éolien en mer à Dunkerque et Oléron ont également été retraités, le premier ayant été attribué en juin 2019 seulement et devant entrer en service en 2027 au plus tôt, le second étant en attente.
- les technologies autres que l'éolien et le solaire PV ne faisant pas partie de notre périmètre d'étude, les autres technologies ont été retraitées (hypothèse que 16% de ces compléments de rémunération leur étaient allouées, comme projeté dans la PPE).

Pour le calcul du coût des nouveaux engagements à partir de 2018, un cas central a été utilisé avec le versement de compléments de rémunération aux projets sur la base de contrats pour la différence sur une durée de 20 ans. Le complément de rémunération est évalué chaque année en euros constants 2017 pour chaque technologie sur la base des prix de marché attendus, les capacités installées prévues selon les scénarios modélisés, le prix d'attribution des projets⁴⁶, ainsi que les facteurs de charge attendus, hypothèses en accord avec les hypothèses émises par l'ADEME dans le cadre de son étude⁴⁷. Si les compléments de rémunération calculés sont négatifs, à savoir la rémunération de marché de la technologie concernée dépasse le prix garanti, ce complément de rémunération vient en déduction des compléments de rémunération versés sur les projets. Comme vu en annexe 1, ce mécanisme s'applique pour l'éolien terrestre dans la limite des montant perçus auparavant par ces projets mis en service la même année. Les

montants calculés en euros constants 2017 ont ensuite été convertis en euros courants par indexation à l'inflation⁴⁸.

Les prix d'attribution des projets se basent sur le calcul des LCOE en accord avec les hypothèses émises par l'ADEME pour les technologies éolienne terrestre et solaire PV (calcul visible dans l'outil). Cette trajectoire calculée représente la trajectoire de référence pour chaque technologie, qu'il est possible de faire varier. Pour l'éolien en mer, la trajectoire de référence correspond à une trajectoire proche des résultats de juin 2019 de l'appel d'offre pour le parc éolien au large de Dunkerque. Le prix d'attribution des projets est alors estimé en euros constants à 56€ en 2020, 54€/MWh en 2025, 52€/MWh en 2030, 50€/MWh en 2035 et 45€/MWh en 2040.

Par soucis de simplicité, les compléments de rémunération ne tiennent pas compte de la possible majoration du prix de référence pour l'investissement et le financement participatifs prévu pour les appels d'offres récents pour l'éolien terrestre et le solaire PV. De même, les primes liées aux heures de prix négatifs n'ont pas été intégrées dans l'outil, et les primes de gestion sont considérées incluses dans le prix garanti au développeur. En outre, les installations mises en service avant 2020 et arrivant en fin de vie avant 2040 ne sont pas renouvelées dans l'outil. Les coûts de production se réduisant largement sur cet horizon de temps et le nombre d'installations concernées restant limité, l'effet sur l'effort global de financement ne devrait pas être significatif.

L'élaboration de scénarios à un horizon de temps lointain s'accompagne d'un certain nombre d'incertitudes qui influenceront les besoins de financement nécessaires. Les différents scénarios intégrés dans l'outil ainsi que les deux modes d'utilisation essayent

⁴⁶ Le calcul tient compte d'un temps de latence entre l'attribution des projets et leur mise en service de 3 ans pour l'éolien terrestre, de 2 ans pour le solaire et initialement de 7 ans puis de 5 ans pour les projets attribués à partir de 2023 pour l'éolien en mer, comme le prévoyait la PPE 2019. Ainsi, le complément de rémunération requis

en 2025 pour un projet éolien terrestre mis en service en 2022 correspond à la différence entre la rémunération de l'éolien terrestre en 2025 et le prix d'attribution de l'éolien terrestre en 2019.

⁴⁷ ADEME (2018)

⁴⁸ Voir document technique accompagnant l'outil pour les détails sur les hypothèses d'inflation. Elles sont également visibles dans l'outil en mode expert.

de permettre la mesure de cette incertitude, en proposant un certain nombre de paramétrisations possibles (principalement dans le mode expert). Les principales incertitudes (outre l’évolution des capacités de production électrique) concernent notamment :

- **L’évolution des coûts de production des ENR (LCOE).** Ceci est particulièrement vrai pour l’éolien en mer, au vu du résultat de l’appel d’offre pour le parc au large de Dunkerque. Les hypothèses d’entrée de l’outil prévoyaient initialement une trajectoire de réduction des coûts de l’éolien en mer beaucoup moins optimiste (avec un LCOE de 74€/MWh en 2030 et de presque 60€/MWh en 2040)⁴⁹. Le besoin de financements était alors majoré d’environ 200 millions et 1 milliard d’euros par an selon le scénario retenu. Des ajustements à la baisse sont donc probables pour certaines technologies, en fonction des volumes installés et de la structuration des filières en France. Mais on peut également imaginer que la baisse des coûts soit moins importante sur d’autres filières, dans un contexte par exemple d’opposition systématique vis-à-vis de l’éolien terrestre ou de pression sur le prix du foncier.
- **Le prix de marché de l’électricité**, qui détermine le niveau de complément de rémunération attribué aux installations renouvelables⁵⁰. Si le prix de marché moyen baisse, le complément de rémunération requis augmente. Inversement, si le prix moyen monte, le complément de rémunération requis baisse et pourrait même devenir négatif, déclenchant un remboursement par le producteur de la différence entre le prix de marché et le tarif garanti (dans la limite des compléments de rémunération perçus antérieurement sur un projet donné pour l’éolien terrestre). Le prix de marché

varie lui-même en fonction de nombreux paramètres, notamment le prix des énergies et du CO₂ (voir ci-après), le niveau de demande électrique et la composition des mix électrique en France et chez ses voisins (conditionné aux niveaux d’interconnexions disponibles). Ces dynamiques ont été étudiées en détail dans l’étude conjointe de Agora Energiewende et de l’Iddri⁵¹. En particulier, un mix électrique à forte dominance nucléaire et renouvelable conduit à baisser les prix sur le marché en raison du faible coût variable de production de ces technologies et donc à augmenter les besoins de financement « hors marché électrique » des producteurs renouvelables pour couvrir leurs coûts d’investissements.

- **L’évolution du prix des énergies et du CO₂.** Le prix des énergies fossiles dépend de dynamiques propres à l’équilibre offre-demande de leur marché. Selon l’ordre de mérite, ce sont généralement les centrales thermiques fossiles qui sont allumées en dernier et fixent donc le prix d’équilibre sur le marché électrique, d’où le lien fort entre prix des énergies et prix de l’électricité. Les énergies fossiles ayant des stocks finis, les scénarios d’évolution du prix des énergies anticipent généralement des niveaux de prix croissants à mesure qu’ils s’épuisent. Ces prix des énergies ont eux-mêmes un impact sur le prix à court terme du CO₂, en particulier le prix de bascule entre la production d’électricité à gaz et au charbon. L’offre de quotas de CO₂ fixée administrativement est aussi un facteur déterminant dans la formation du prix du CO₂, introduisant ainsi un facteur réglementaire significatif. Le niveau de prix du CO₂ dans le système européen ETS a ainsi été faible entre 2013 et 2018 en raison d’une surabondance de l’offre de quotas qui a été résorbé par le biais d’une réforme du système⁵². Une augmentation

⁴⁹ La trajectoire ancienne a été supprimée de l’outil en faveur d’une trajectoire en accord avec le dernier résultat de l’appel d’offres. La nouvelle trajectoire reste conservatrice, considérant que les coûts vont se stabiliser à un niveau légèrement supérieur aux résultats de l’appel d’offres du parc de Dunkerque.

⁵⁰ Le complément de rémunération des filières est calculé chaque mois comme la différence entre le prix de référence attribué dans

le cadre des appels d’offre et la moyenne (sur le mois civil précédent) des prix de marché spot positifs et nuls pondérée par la production totale des installations de cette filière. Les règles de calcul sont fixées dans les arrêtés en vigueur.

⁵¹ Agora Energiewende, Iddri (2018)

⁵² Il est passé de 8€/tCO₂ en janvier 2018 à 26€/tCO₂ sur le marché spot au mois de septembre 2019

du prix du CO₂ viendrait favoriser, via une augmentation du prix de l'électricité, les technologies faibles en contenu CO₂. Les scénarios étudiés émettent des hypothèses de prix différentes : 124€₂₀₁₇/t_{CO2} en 2040 pour le scénario PPE-Am-père et seulement 44€₂₀₁₇/t_{CO2} en 2040 pour les deux scénarios ADEME⁵³.

→ **La part des énergies renouvelables variables dans le mix électrique.** La production des ENR variables (éolien, solaire PV) ne coïncide pas nécessairement aux périodes de forte demande, et leur pilotage est aujourd'hui très limité⁵⁴. Par ailleurs elles produisent généralement de manière simultanée. Ainsi, leur prix de vente a tendance à baisser lorsque la ressource primaire est abondante (journée très ensoleillée ou vents forts). Ces caractéristiques influencent la rémunération des ENR variables qui sont généralement inférieures aux prix moyens de marché. Plus le niveau de pénétration ENR est élevé, plus cet effet s'accroît. En fonction des scénarios et des technologies, cette perte de valeur peut atteindre entre -15 % et -25 % en 2030 (10 à 15€/MWh de rémunération en dessous du prix moyen dans les cas les moins favorables) et -15 % et -30 % en 2040 dans certains scénarios (pour une part d'énergie renouvelable variable qui atteint alors entre 31 % et 44 % de la production électrique nationale)⁵⁵. La perte de valeur est moins prononcée pour l'éolien en mer que pour les autres technologies (compte tenu de volumes installés plus faibles et de régimes de production plus réguliers). Cette perte de valeur peut néanmoins être atténuée par la présence suffisante de moyens de flexibilité dans le système électrique.

Dans le mode par défaut, l'utilisateur peut choisir entre les trois scénarios intégrés dans l'outil ainsi que faire varier la pente de la trajectoire des LCOE des différentes technologies et ainsi analyser les variations sur le coût du soutien public, ainsi que sur les investissements totaux attendus. Dans le mode expert, il est possible de faire varier l'ensemble des paramètres susmentionnés. Il est à noter que ces variations n'entraînent pas une modélisation complète d'un scénario nouveau. Ainsi, tous les impacts possibles d'une variation sur ces paramètres ne seront pas représentés dans l'outil, et la cohérence interne entre les valeurs du scénario (capacité, production, prix, etc.) n'est plus assurée. Cela permet d'évaluer – en première estimation – des tendances d'évolution autour des trajectoires de référence. Le mode expert permet en outre une paramétrisation plus fine, donnant la possibilité d'importer des scénarios cohérents complémentaires comme indiqué plus haut. L'ensemble des hypothèses retenues dans le développement de l'outil sont décrites dans le document technique accompagnant l'outil.

⁵³ À noter également que les trois scénarios misent sur un prix de CO₂ de 18€/t en 2020, soit en-deçà des niveaux observés actuellement. Cette différence conduit à surestimer légèrement les besoins de financement.

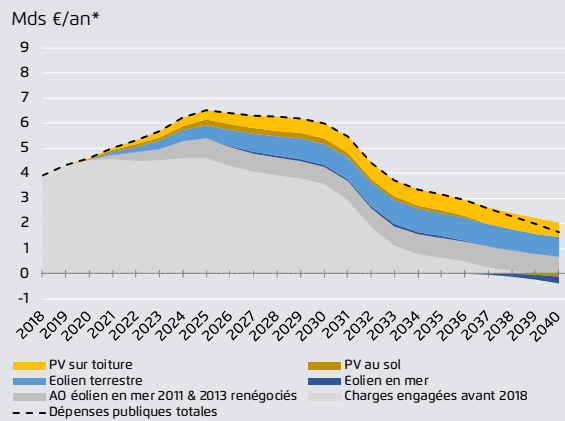
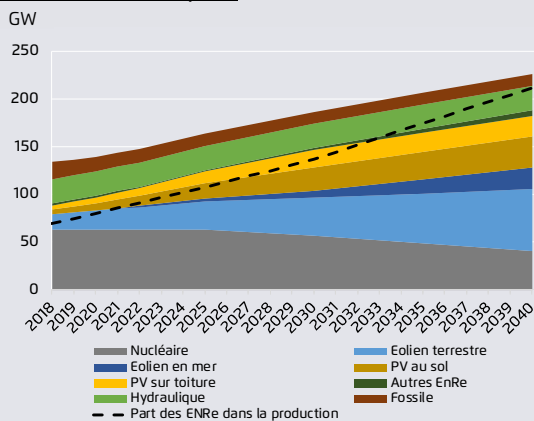
⁵⁴ L'éolien et le PV produisent lorsque les conditions de vent et d'ensoleillement sont suffisantes. Mis à part l'écrêtement (en période de faible consommation), elles ne peuvent pas s'adapter à la demande. Des modèles favorisant une production en-dessous de la puissance maximale sont néanmoins envisageables, si bien que les

installations pourraient a priori également augmenter leur production au besoin.

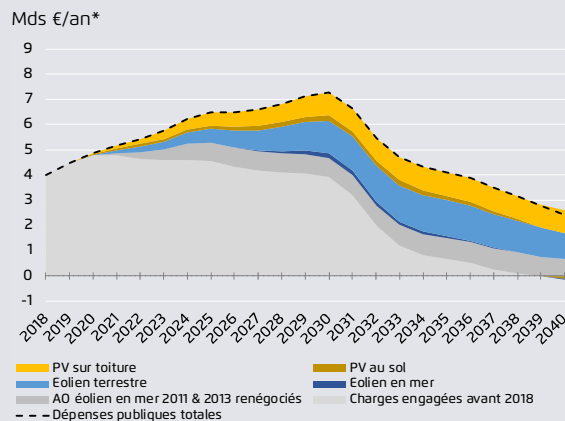
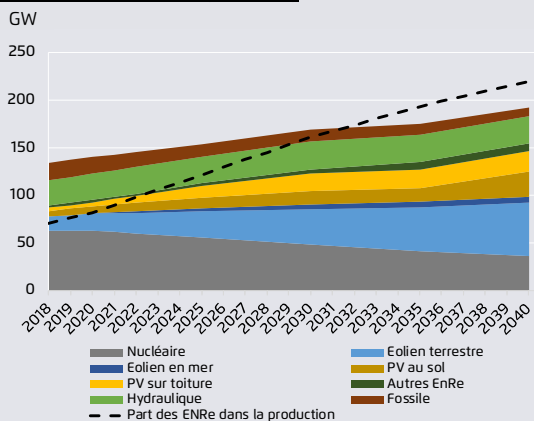
⁵⁵ En comparaison, la perte de valeur des ENR variables par rapport au prix de marché moyen s'établit aujourd'hui à environ -15 % pour le solaire PV et à -5 % pour l'éolien terrestre (2 à 3€/MWh en-dessous du prix moyen). On parle parfois dans ce contexte de « cannibalisation » de la valeur des énergies renouvelable lorsque leur part dans le système électrique augmente. Voir Agora Energiewende Iddri (2018) pour une discussion sur l'effet de cannibalisation des énergies renouvelables.

Graphiques : Capacité de production installée (en GW, à gauche) et besoin de complément de rémunération (en milliards d'euros par an, à droite) dans les scénarios PPE - Ampère, référence de l'ADEME et « prolongement nucléaire aisé » de l'ADEME

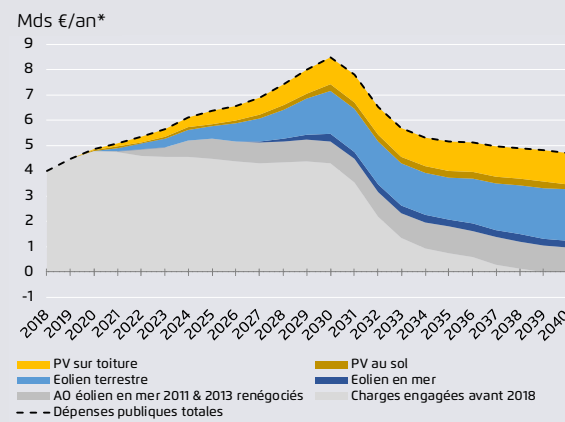
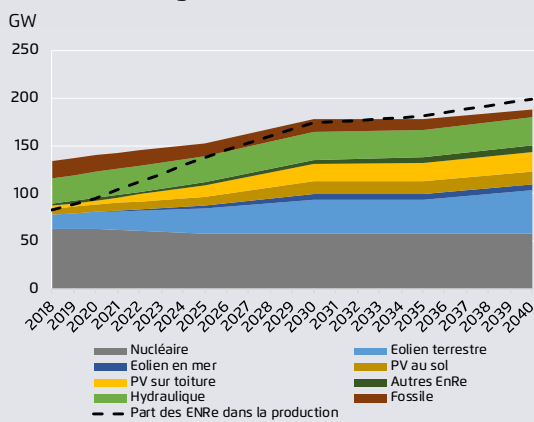
Scénario PPE - Ampère



Scénario Référence (ADEME)



Scénario « Prolongement nucléaire aisé » (ADEME)



Bibliographie

- ADEME, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (2017) : *Coûts des énergies renouvelables en France*, janvier 2017. (www.ademe.fr/couts-energies-renouvelables-france)
- ADEME, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (2018) : *Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060*, décembre 2018. (www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060)
- Agora Energiewende (2015) : *The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*, décembre 2015. (www.agora-energiewende.de/en/publications/the-integration-cost-of-wind-and-solar-power/)
- Agora Energiewende, Iddri (2018) : *L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030 – Focus sur le secteur électrique. Impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables*, mars 2018. (www.agora-energiewende.de/en/publications/lenergiewende-et-la-transition-energetique-a-lhorizon-2030-etude/img/770/)
- Cour des Comptes (2018) : *Le soutien aux énergies renouvelables – Communication à la commission des finances du Sénat*, mars 2018. (www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf)
- CRE, Commission de Régulation de l'Energie (2014) : *La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective*, octobre 2014. (www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-sur-la-CSPE-mecanisme-historique-et-prospective)
- CRE, Commission de Régulation de l'Energie (2018) : *délibération n°2018-156 du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019*. (www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Deliberation-relative-a-l-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2019)
- CRE, Commission de Régulation de l'Energie (2019a) : *délibération n° 2019-124 du 6 juin 2019 relative à l'instruction des offres remises dans le cadre du dialogue concurrentiel n°1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque*. (www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Instruction-des-offres-du-dialogue-concurrentiel-n-1-2016-Installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-Dunkerque)
- CRE, Commission de Régulation de l'Energie (2019b) : *délibération n°2019-172 du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020*. (www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Evaluation-CSPE-2020)
- DIW (2018) : May N., Neuhoff K., Richstein J.C., *Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy*, DIW Weekly report 28/2018. (www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594293.de/dwr-18-28-1.pdf)
- Hirth L. (2013), *The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price*, Energy Economics, Volume 38, juillet 2013, Pages 218-236
- I4CE (2018) : *Point climat n°56 – La composante carbone en France : fonctionnement, revenus et exonérations*, octobre 2018. (www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2018/10/Contribution-Climat-Energie-en-France_VF4.pdf)

IRENA (2018) : *Renewable power generation costs in 2018*, mai 2019. (www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018)

Ministère de l'Environnement allemand (2019) : *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018*, mars 2019. (www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2018)

NREL (2019) : *Annual Technology Baseline 2019*, (atb.nrel.gov/electricity/2019/data.html)

Öko-Institut (2014) : *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0*, une étude pour Agora Energiewende, octobre

2014. (www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Zukunft-des-EEG/Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf)

RTE (2018) : *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, édition 2017, (rte-france.com/sites/default/files/bp2017_complet_vf.pdf_complet_vf.pdf)

RTE (2019) : *Bilan électrique 2018*, février 2019. (rte-france.com/sites/default/files/be_pdf_2018v3.pdf)

ÜNB (2018) : *Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zur Prognose der EEG-Umlage 2019 nach EEV*, octobre 2018. (dnn9.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181015_Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202019.pdf)



Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
P +49 (0) 30 7001435-000
F +49 (0) 30 7001435-129
www.agora-energiewende.de/fr
info@agora-energiewende.de

Institut du développement durable
et des relations internationales
27, rue Saint-Guillaume | 75337 Paris cedex 07 France
P +33 (0) 1 45 49 76 60
F +33 (0) 1 45 49 76 85
www.iddri.org
nicolas.berghmans@iddri.org