



**Outil d'évaluation du besoin
de soutien public des ENR
électriques**

Hypothèses considérées



Diagnostic de l'existant

→ Capacités installées

- | Parc total 2007-2017: [open data réseaux énergies](#)
- | Parc ENR 2001 – 2017 : [open data réseaux énergies](#)
- | Parc Bioénergies 2003 – 2017 : <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/bioenergies/>

→ Production:

- | Production nationale annuelle par filière 2012-2017: [lien](#)
- | Production éolienne, solaire, hydraulique depuis 2000: [bilan électrique 2017](#)

→ Revenus:

- | Prix de marché au pas de temps horaire sur 2017: [EPEX Spot](#)
- | Revenus de marché par technologie calculés sur la base des productions respectives
- | Revenus capacitaires: [EDF](#)

→ LCOE:

- | Résultats des derniers appels d'offre:

- ↳ [Eolien onshore](#)
- ↳ [PV au sol](#)
- ↳ [PV sur toiture](#)

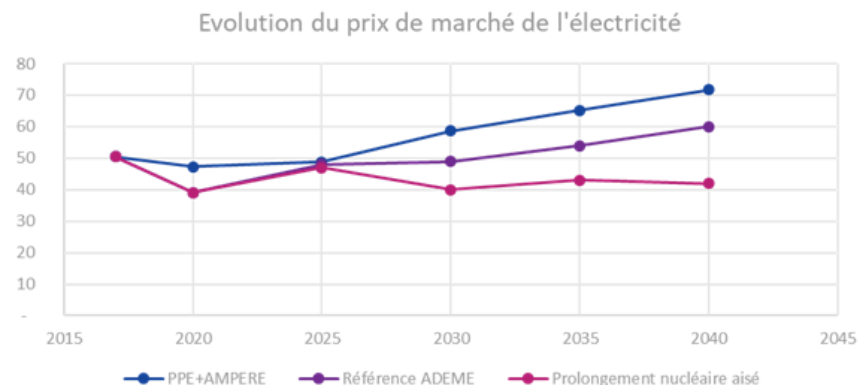
→ Consommation:

- | Données de consommation nationale 2012-2018: [Open Data Réseaux Energies](#)

Scénarisation

→ Trois scénarios ont été choisis :

- | « PPE – Ampère » : un scénario respectant les objectifs de la PPE jusqu'à 2028 et avec une trajectoire « Ampère » du BP RTE jusqu'à 2040.
- | « Référence Ademe » : le scénario de référence de l'étude ADEME Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060
- | « Prolongement nucléaire aisé ADEME » : le scénario « Prolongement nucléaire aisé » de l'étude ADEME Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060



→ Les trois scénarios offrent un contraste intéressant sur plusieurs aspects :

- | Deux trajectoires de prix du carbone (« 450ppm » du WEO 2016 (données en €₂₀₁₅) et « New Policies » du WEO 2017 (données en €₂₀₁₆) de l'AIE) qui reflètent un rôle plus ou moins important du marché ETS
- | Différents scénarios de prolongement du nucléaire historique

→ Les données liées aux scénarios sont en euros constants 2016 pour les scénarios de l'ADEME, 2017 pour le scénario PPE-Ampere.

Revenus de marché

→ Les revenus de marché sont composés de deux parts :

| Les revenus liés à l'énergie :

↳ Sur la base des prix de gros (hors prix de rareté) calculés dans Artelys Crystal Supergrid

| Le revenu capacitaire, dans le cadre du mécanisme de capacité garantissant la sécurité d'approvisionnement en électricité :

↳ Hypothèse de valeur de capacité de 20 000 €/MW par an en 2035

↳ Coefficients d'abattement pour les sources renouvelable (RTE):

Filière	Eolienne	Solaire	Hydraulique
Coefficient de contribution	0,70	0,25	0,85

↳ Coefficient d'abattement du nucléaire calculé sur la base de sa disponibilité en hiver (décembre-février), soit 88% en 2035, proche des coefficients proposés par RTE pour les filières thermiques:

Filière	Biomasse	Gaz - Houille - Charbon	Nucléaire	Pétrole
Borne Haute	90%	98%	97%	93%
Borne basse	70%	78%	83%	77%

→ Dans le cas des scénarios ADEME, la valeur capacitaire est endogène puisque le parc est optimisé pour satisfaire la consommation et les revenus incluent les coûts de capacité évitée

Prix d'attribution des projets ENRe

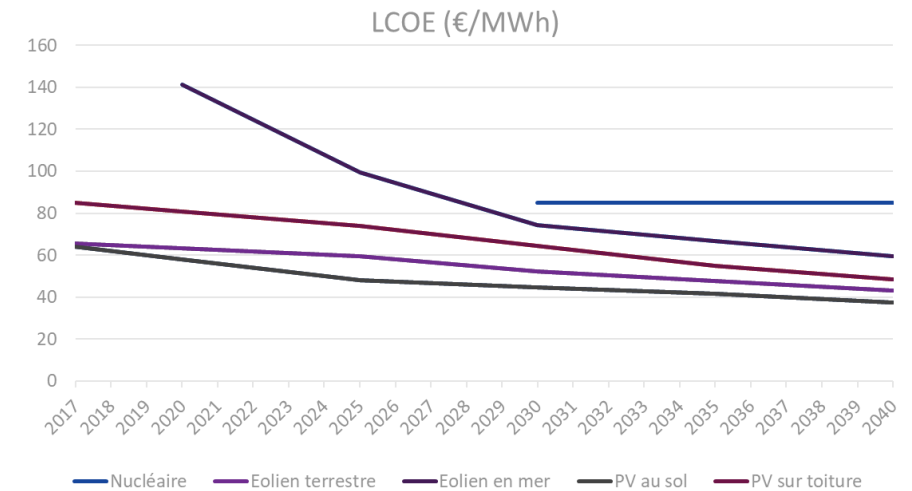
- Le LCOE a été considéré représenter le prix d'attribution des projets. Le calcul des LCOE est explicité dans le module.
- Les hypothèses structurantes sont les suivantes :
 - | Taux d'actualisation: 2,5%
 - ↳ Caractérise note préférence au présent et notre aversion au risque
 - | Taux de financement: 5,25%
 - ↳ Lié à l'investissement du CAPEX sur l'année 0
 - | Durées de vie et facteur de charge par technologies:

Unité	Durée de vie	OPEX	Facteur de charge
	année	% CAPEX/an	%
Vecteur énergie			
Eolien terrestre	25	3,0%	33,5%
Eolien en mer	30	2,0%	48,1%
PV au sol	25	2,3%	16,1%
PV sur toiture	25	2,5%	15,2%

- | CAPEX en euros constants 2016:

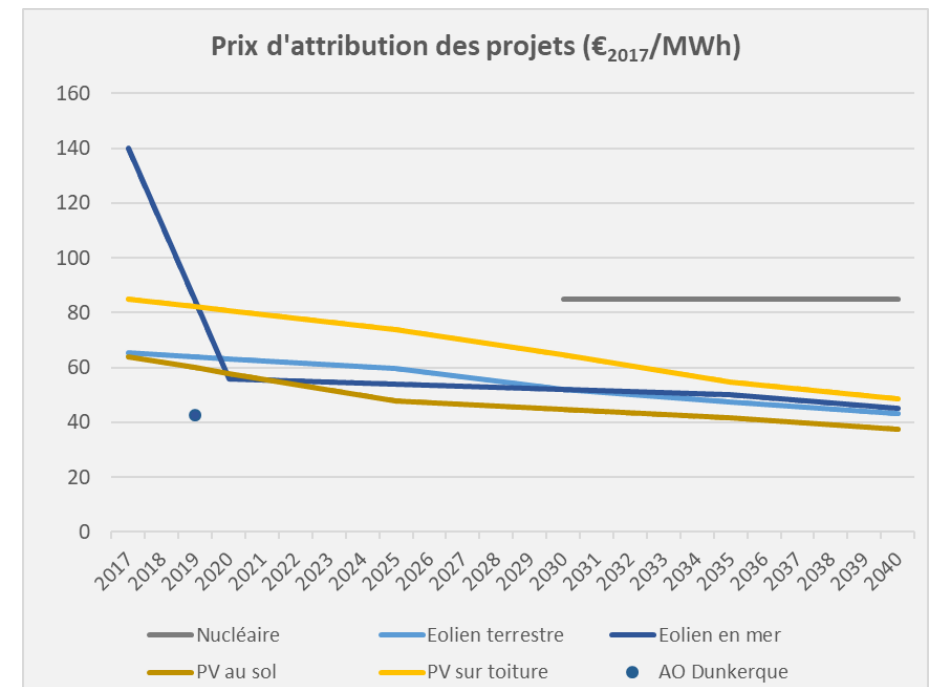
CAPEX	Unité	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065
Eolien terrestre	€/MW	1.959.014	1.863.200	1.609.400	1.448.000	1.276.700	1.276.700	1.276.700	1.276.700	1.276.700	
Eolien en mer	€/MW	7.344.418	3.379.181	3.379.181	2.934.591	2.490.000	2.440.000	2.390.000	2.390.000	2.390.000	2.390.000
PV au sol	€/MW	932.593	758.000	708.000	662.100	592.900	532.000	482.600	482.600	482.600	
PV sur toiture	€/MW	1.198.838	1.106.000	960.000	800.000	691.600	675.000	657.200	657.200	657.200	

- Résultats en euros courants 2017 :



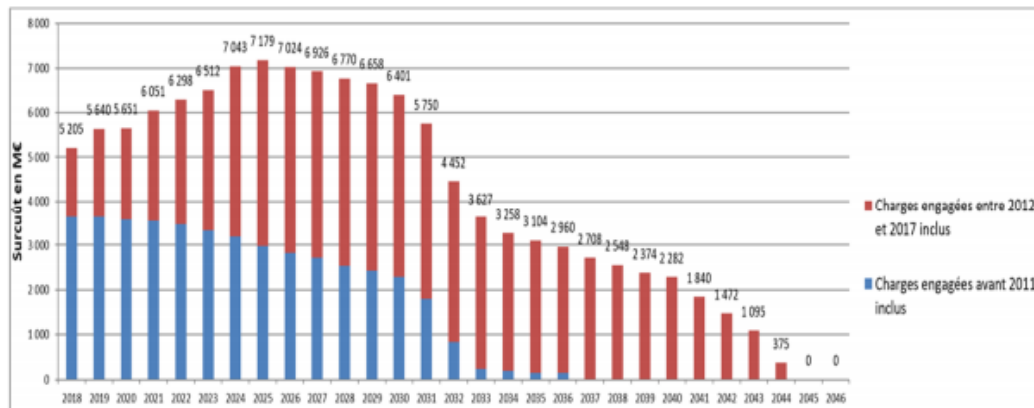
Prix d'attribution des projets ENRe – le cas de l'éolien en mer

- Le calcul des LCOE a été intégré dans un premier temps, mais remplacé par deux trajectoires d'évolution des coûts de production suite à la publication des hypothèses retenues par la PPE ainsi que le résultat de l'appel d'offres en juin 2019 pour le parc éolien au large de Dunkerque.
- La trajectoire de référence a été ainsi remplacée par une trajectoire proche des résultats de l'appel d'offres, pour lequel le projet lauréat a été attribué pour un coût de 44€₂₀₁₉/MWh (corrigé ultérieurement de l'inflation) sur 20 ans pour une mise en service en 2027. Ce projet bénéficiant de conditions extrêmement favorable, les coûts suivants légèrement plus élevés ont été retenus en euros courants: 56€/MWh en 2020, 54€/MWh en 2025, 52€/MWh en 2030, puis 50€/MWh en 2035 et et 45€/MWh en 2040.
- Le projet éolien en mer de Dunkerque de 600MW a été valorisé au prix de 44€₂₀₁₉/MWh avec une mise en servie en 2025-2026 pour le scénario PPE – Ampère et 2026 pour les deux scénarios Ademe selon concordance avec les capacités installées prévues dans les scénarios.



Complément de rémunération jusqu'en 2017

- La Cour des Comptes a réalisé une prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques et au biométhane injecté) dans son rapport concernant le soutien aux énergies renouvelables:



Source : CRE¹⁰³

- Afin de concorder avec ces éléments qui sont en euros courants, nous avons repris ces volumes, ajustés en fonction du prix de marché du scénario sélectionné dans l'outil.

- Pour ne prendre en compte que la part éolien et solaire, nous avons fait l'hypothèse que 84% de ces compléments de rémunération leur étaient allouées, comme projeté dans la PPE.
- Par ailleurs, nous faisons l'hypothèse que l'ensemble des moyens de production concernés sont installés au pic de l'investissement.

- En outre, les projets éolien en mer ont été ajustés. Les projets des appels d'offres de 2011 et 2013 ont été renégociés à un tarif d'environ 140€/MWh en juin 2018. Les appels d'offres de Dunkerque et d'Oléron n'ont finalement pas été attribués en 2017 et ont donc été déduits des montants selon les hypothèses de la CRE mentionnés dans l'annexe 11 du même rapport de la Cour des Comptes.

HYPOTHESES PRINCIPALES				
Filière	Volumes	Prix	Prix de marché de l'électricité	Valorisation de la capacité
PV	2 ans de délai de mise en service - 300 MW/an sous arrêté S17 sur 2019-2024 - Entre 2,1 et 2,3 GW/an sur 2019-2022 pour les appels d'offres	AO pluriannuels : prix moyen constaté sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO PV Bâtiments : 108,20 €/MWh et baisse de 5 %/an - AO PV Sol : 72,70 €/MWh et baisse de 5 %/an	Prix 2018-2020 : moyenne des cotations des produits à terme observés sur EEX du 15 au 31 mai 2017	Hypothèse normative issue de la première enchère : 10 000 €/MW
Éolien terrestre	3 ans de délai de mise en service - 1 GW/an sous arrêté E17 sur 2020-2025 - 1 GW/an sur 2021-2023 pour l'appel d'offres	AO pluriannuel : prix moyen estimé sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO 2017 : 71 €/MWh et baisse de 2 %/an	- 2018 : 35,91 €/MWh - 2019 : 36,09 €/MWh - 2020 : 38,30 €/MWh	
Éolien offshore	Échéancier de mise en service particulier - Mise en service de l'AO 2011 sur 2021-2024 avec 500 MW/an - Mise en service de l'AO 2013 sur 2024-2025 avec 500 MW/an - Mise en service du DC Dunkerque en 2026 pour 500 MW - Mise en service du DC Oléron en 2027 pour 500 MW	- AO 2011 : 214,88 €/MWh en 2021 - AO 2013 : 213,98 €/MWh en 2024 - DC Dunkerque : 160 €/MWh en 2026 - DC Oléron : 160 €/MWh en 2027	A partir de 2021 : croissance de 1 %/an	

Source : CRE

Complément de rémunération après 2017

→ Méthodologie de calcul du complément de rémunération non engagé :

- | Durée d'attribution: $T_s = 20$ ans (cf. cahiers des charges de la CRE)
- | Définition des capacités supplémentaires sur l'année i :
 - ↳ $CS_i = Capa_i - Capa_{i-1}$
- | Définition du facteur de charge sur l'année i : $FC_i = \frac{production_i}{8760 * Capa_i}$
- | Pour une nouvelle installation l'année i , nous faisons l'hypothèse d'un prix d'attribution du projet correspondant à l'année $i-2$ pour le solaire (soit 2 ans de construction après avoir signé l'appel d'offre), l'année $i-3$ pour l'éolien terrestre (soit 3 ans de construction après avoir signé l'appel d'offre), et pour l'éolien en mer, l'année $i-7$ en 2025 et 2026, l'année $i-6$ en 2027 et l'année $i-5$ après 2028 (soit respectivement 7, 6 et 5 ans de construction après avoir signé l'appel d'offre).
- | Le complément de rémunération sur l'année i pour une capacité installée l'année j est la suivante:
 - ↳ $Complément\ de\ rémunération_i = \sum_{(j < i \ \& \ i-j < T_s)} (prix\ d'attribution_{j-x} - revenus_i) * CS_j * FC_i$
 - ↳ x variant selon la technologie et l'année entre 2 et 7
- | Le complément de rémunération, s'il est positif, est versé au développeur pour sa production ENR. S'il est négatif, le montant doit être reversé par le développeur, ce qui vient en déduction des compléments de rémunération totaux de l'année. Ce montant reversé par le développeur se fait pour les technologies éolienne terrestre dans la limite des montants perçus dans le cadre du même projet.

Prix courants / constants

→ Les calculs des compléments de rémunération et des investissements ont été réalisés en euros constants 2017 comme base. Les résultats obtenus ont été convertis en euros courants selon les hypothèses d'inflation suivantes :

| Données de l'OCDE :

↳ réelles 2000-2017: [lien](#)

↳ projection jusqu'à 2020: [lien](#)

| Les valeurs pour la France sont les suivantes, la valeur de 2020 étant conservée pour la plage 2020-2040

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2040
0,61%	0,04%	0,18%	1,03%	1,85%	1,84%	1,84%

| Les données d'entrée de l'outil en euros constants 2015 et 2016 (liés aux scénarios et pour le calcul de LCOE) n'ont pas fait l'objet d'un ajustement en euros constants 2017, les taux d'inflation en 2015 et 2016 ayant été négligeables en France et en Europe.