

Concertation sur les scénarios 2050

Groupe de travail n°9 - « Coûts »

Projections de coûts des énergies renouvelables et du nucléaire (hypothèses pour discussion)

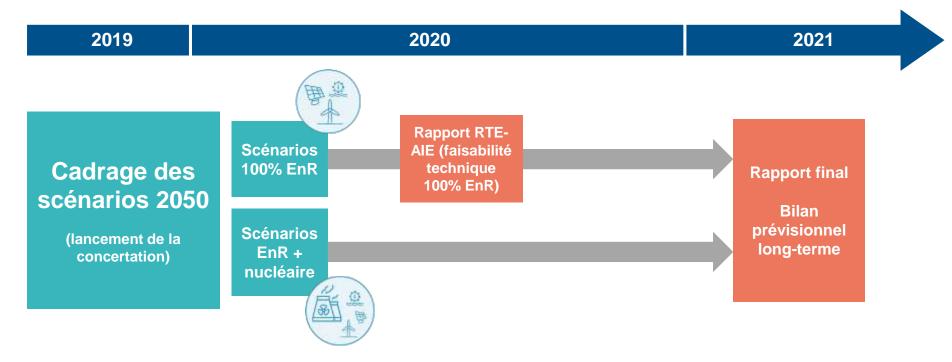
Réunion du 30 juin 2020



Rappel du contexte et du cadrage global de l'analyse économique



Les scénarios 2050 : le calendrier global



- → Six scénarios d'étude ont été présentés lors de la dernière réunion du « GT3 scénarisation »
- La concertation se poursuit et portera au deuxième semestre sur les premiers résultats



Les scénarios 2050 : les éléments de cadrage

- Cadrage général des prochains scénarios de long terme :
 - 1 articulé autour de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 et des trajectoires de la SNBC
 - 2 avec des trajectoires (pas uniquement le point d'arrivée)
 - 3 en intégrant les conséquences du changement climatique
 - avec une modélisation complète du système à l'échelle européenne, et avec une représentation des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur...)
- Une description des scénarios selon 4 axes principaux :
 - တ္မိ

Description technique du système



Description des enjeux environnementaux



Description économique



Description des enjeux sociétaux (implication sur les modes de vie)



Les scénarios 2050 : le dispositif de concertation

Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios

pour cibler les point d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

La CPSR

Instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

Des groupes de travail

Instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

Une consultation publique

Appel à contribution qui viendra enrichir les échanges initiés en groupes de travail





Exemples:

- GT « consommation »
- · GT « base climatique »
- · GT « scénarisation »
- GT « interfaces électricité et autres vecteurs »
- GT « représentation des attentes de la société »
- GT « environnement »
- GT « flexibilités »
- GT « fonctionnement du système électrique »
- GT « coûts du système électrique »

2^{ème} réunion aujourd'hui



Le GT9 sur les coûts : rappel des principaux objectifs

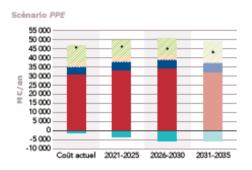
- Définir la méthodologie de chiffrage économique des scénarios (périmètre de l'analyse, point de vue considéré, indicateurs restitués, etc.);
- Partager avec les parties prenantes sur les hypothèses de coûts des différentes technologies et infrastructures (consommation, production, flexibilité, réseau)
- Partager les résultats économiques sur les scénarios et discuter leur restitution



Le GT9 sur les coûts : rappel des principes généraux de l'analyse économique

Principes de la méthodologie de chiffrage, concertée et utilisée dans le Bilan prévisionnel et les études associées (mobilité électrique, hydrogène) :

- L'analyse ne se focalise pas sur une comparaison des LCOE des différentes filières de production d'électricité, qui présente un certain nombre de biais (différence de services,
- L'évaluation économique n'est pas non plus centrée sur les prix de marché ou les prix pour les consommateurs (très sensibles à différents paramètres et à la réglementation)
- 3. L'analyse pertinente porte sur le coût complet du mix, en intégrant l'ensemble des composantes de coûts (CAPEX+OPEX de production, flexibilité, réseau, etc.), en tenant compte des durées de fonctionnement effective des moyens (pas une hypothèse exogène de facteur de charge)
- 4. L'évaluation est menée avec plusieurs variantes sur les hypothèses de coûts afin de refléter les nombreuses incertitudes et pour vérifier la solidité des conclusions(évaluer les intervalles acceptables pour qu'une techno soit compétitive)



- Bilan des imports exports d'énergie
- Production
- Réseau de transpor
- Réseau de distributio
- Coûts annualisés nets



Le GT9 sur les coûts : des retours qui tendent à valider la démarche proposée mais avec certains points d'attention

Forte adhésion à **l'approche de chiffrage de coût complet** du système



Validation de la méthodologie

Un point d'attention spécifique et des discussions vives sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse



Une hypothèse qui sera explicitée dans l'étude et fera l'objet de variantes

Des demandes de décomposition fine des coûts, par exemple entre matériel, main d'œuvre et capital



La décomposition la plus fine possible sera restituée dans l'étude

Des interrogation sur la **prise en compte des incertitudes** sur l'évolution des coûts de certaines technologies



Réalisation de variantes

Des demandes de précision sur les hypothèses de coût de flexibilité de la demande, de couplage...



Consultation et discussions en GT



Le GT9 sur les coûts : ordre du jour de la seconde réunion

- Une présentation sur les projections de coûts des principales filières de production d'électricité :
 - Éolien terrestre
 - Éolien en mer
 - Photovoltaïque
 - Nucléaire existant
 - Nouveau nucléaire
- Une présentation qui porte <u>sur les coûts bruts d'investissement et d'exploitation</u> pour échange avec les parties prenantes
 - L'effet de l'actualisation (ou de la rémunération du capital) n'est pas détaillé
 - L'analyse du coût de revient nécessitera également d'évaluer les facteurs de charge effectifs des différentes filières en sortie de simulation

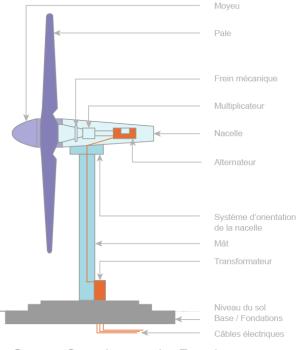


Coûts de la production éolienne terrestre



Éolien terrestre : description technique

- Principe technique : la puissance d'une éolienne dépend de la surface balayée par les pales
- Principaux composants d'une éolienne :
- composants de structures
 - Mât
 - Pales
 - Nacelle
- o composants électriques et électroniques, situés à l'intérieur de la nacelle :
 - Générateur
 - Convertisseur
 - Transformateur
- composants mécaniques, permettant d'optimiser la récupération de l'énergie du vent
 - Brides et couronnes d'orientations des pales
 - Multiplicateur
 - Arbres et systèmes d'accouplement
 - Freins
- Décomposition des coûts: les coûts fixes d'investissement constituent la majeure partie du coût de l'énergie produite (développement et démantèlement compris).



Vent --->

Source : Connaissance des Energies





Éolien terrestre : état des lieux

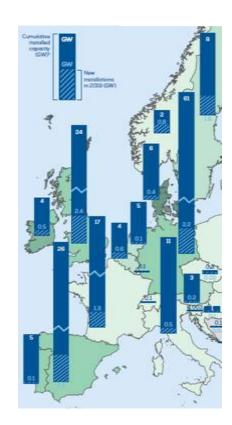
 Une filière dont le développement est déjà bien engagé en France, en Europe et dans le monde et qui devrait se poursuivre dans les prochaines années :

~170 GW d'éolien terrestre en Europe en 2019

Les meilleurs gisements se situent en Europe du Nord et Europe centrale, ainsi qu'au Royaume-Uni.

~17 GW d'éolien terrestre en France en 2019

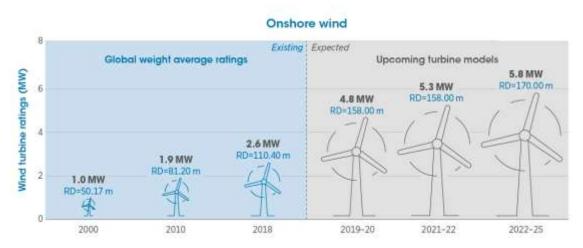
- La PPE fixe un objectif de poursuite du développement à un rythme soutenu (24 GW de puissance installée fin 2023, et entre 33 et 35 GW en 2028).
- Des projets qui font parfois face à des problématiques d'acceptabilité sociale et des contraintes réglementaires (notamment sur les zones réglementées et sur la hauteur des mâts en lien avec l'aviation).





Éolien terrestre : évolutions attendues

- Pour l'éolien terrestre, l'enjeu technico-économique porte principalement sur l'éolienne
- Des baisses possibles du coût de fabrication par MW :
 - par effet volume : capacité installée en croissance
 - par effet d'échelle : mât plus haut, pales plus grandes, turbines plus puissantes, jusqu'à 5 MW
 → les coûts augmentent moins vite que la puissance
- Des baisses du coût de l'énergie produite attendues:
 - Via la récupération d'un meilleur facteur de charge grâce aux effets de taille et puissance
 - Via l'allongement de la durée de vie : jusqu'à 30 ou 40 ans.



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



Éolien terrestre : hypothèses pour les projections de coûts

RTE propose de retenir trois hypothèses pour les trajectoires de coût

1 Hypothèse centrale

- 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.

2 Hypothèse haute

- Etant donné les freins au déploiement de nouveaux modèles d'éolienne de grande taille, la technologie continuant d'être déployée en France est plafonnée 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.

3 Hypothèse basse

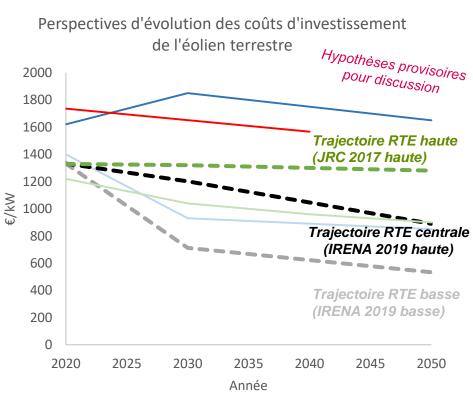
- La majorité des freins au déploiement éolien terrestre de grande taille étant levés, des éoliennes jusqu'à
 5 MW peuvent être installées, avec des économies liées à l'effet d'échelle comme à l'effet volume
- Les CAPEX sont divisés par plus de 2 à horizon 2050. On y associe une hypothèse d'OPEX fixes évoluant dans les mêmes proportions.

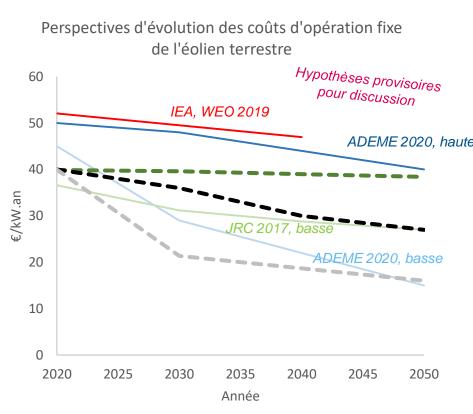
Dans tous les cas de figure, les OPEX variables sont supposés nuls.



Éolien terrestre : propositions de coûts pour les analyses

CAPEX OPEX







Coûts de la production éolienne en mer



Éolien en mer : description technique

Principe technique

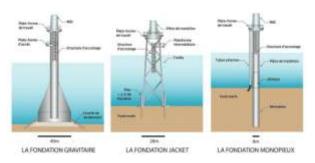
- Même que l'éolien terrestre
- Meilleur facteur de charge lié à la vitesse et stabilité du vent en mer

Principaux composants

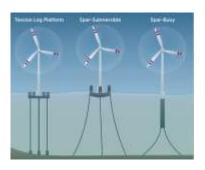
- Eolienne
- Câbles inter-éoliennes « Array cables »
- Fondations/Flotteurs
- Poste électrique en mer
- Câble de raccordement au littoral « Export cable »

Type de fondations

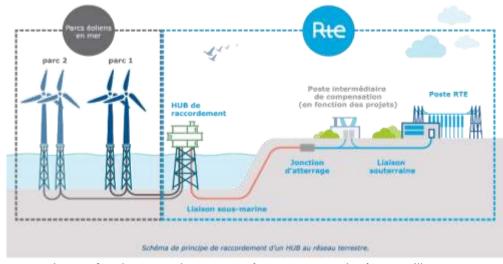
- Fondations fixes : gravitaire, jacket ou monopieux
- Fondations flottantes : tension leg platform, spar-submersible, bouée spar



Principaux types de fondations « posées »



Principaux types de fondations « flottantes »

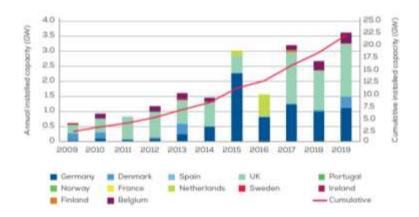


Les coûts de raccordement au réseau sont analysés par ailleurs



Éolien en mer : état des lieux

- En Europe : ~20 GW d'éolien en mer en 2019
 - Les meilleurs gisements se situent au Royaume-Uni, en France et en Allemagne.
 - Les scénarios européens prévoient des capacités installées entre 215 GW (IRENA, AIE) et 400 GW (TYNDP, Commission européenne, Wind Europe...)
- En France, des premiers parcs commerciaux mis en service à partir de 2022
 - Sept parcs commerciaux d'éolien posé et plusieurs appels à projets sur le flottant en cours de développement et de construction
 - Une volonté du Gouvernement d'accélérer pour atteindre un rythme de développement d'environ 1 GW/an
 - Une tendance à la hausse de la taille des parcs qui devrait se poursuivre dans les décennies à venir avec
 - (i) l'augmentation des puissances des éoliennes
 - (ii) l'installation des parcs plus loin des côtes avec un plus grande nombre d'éoliennes.

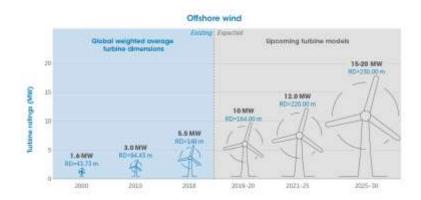






Éolien en mer : évolutions technologiques attendues

- Des évolutions sont attendues sur l'ensemble des composantes des projets éoliens en mer
- Turbines : des baisses du coût de fabrication par MW
 - par effet volume
 - par effet d'échelle : turbines plus puissantes, jusqu'à 20 MW (les coûts augmentent moins vite que la puissance)
- Infrastructures : baisses de coût des fondations et flotteurs
 - Améliorations techniques (filière flottante moins mature)
- Opération et maintenance :
 - Numérisation des parcs → optimisation de la maintenance
 - Mutualisation des opérations pour les parcs à proximité
 → réduction des sorties en mer



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

- Des baisses du coût de l'énergie produite sont attendues :
 - Via la récupération d'un meilleur facteur de charge grâce aux effets de taille, puissance, meilleurs gisements de vent loin des côtes.
 - Via l'allongement de la durée de vie : jusqu'à 30 ou 40 ans.



Éolien en mer : hypothèses pour les projections de coût

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

1 Hypothèse 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).

2 Hypothèse haute

- Suppose un développement modéré des parcs éoliens en mer et des évolutions technologiques limitées.
- La filière flottante serait la moins développée.
- Peu d'économies d'échelle sont attendues : baisse modérée des CAPEX des éoliennes, des fondations fixes et surtout des fondations flottantes.

3 Hypothèse basse

- 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.

Dans tous les cas de figure, les OPEX variables sont supposés nuls.



Éolien en mer : proposition d'évolution des CAPEX et OPEX

Hypothèses hors coûts de raccordement, analysés par ailleurs

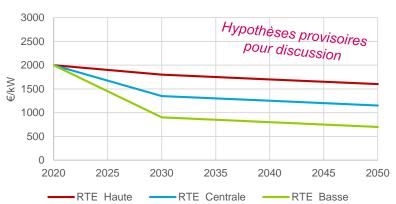
0

2020

2025

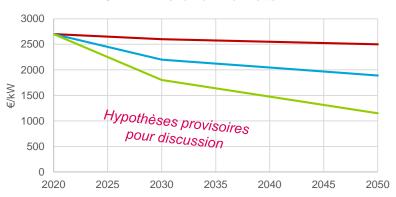
RTE Haute







CAPEX - Eolien en mer flottant





2035

RTE Centrale

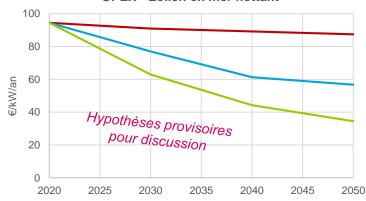
2040

2030

2045

-RTE Basse

2050





Coûts de la production photovoltaïque



Photovoltaïque : présentation sur les évolutions technologiques

Présentation par le CEA





LE MARCHÉ PV : SECTEUR INNOVANT ET COMPÉTITIF

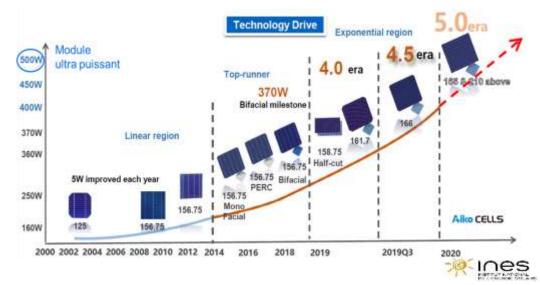
Diversité des technologies photovoltaïques dans le secteur PV



Manufacturing scale

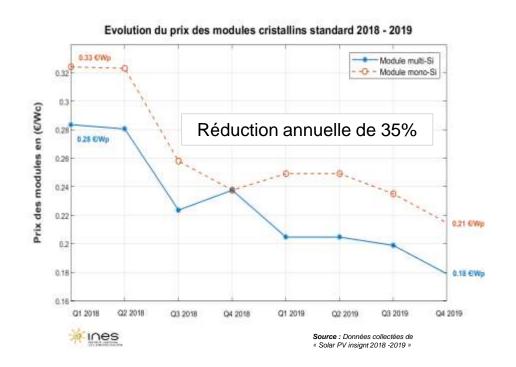
Un secteur <u>évolutif</u> et <u>compétitif</u> avec une grande variété des technologies

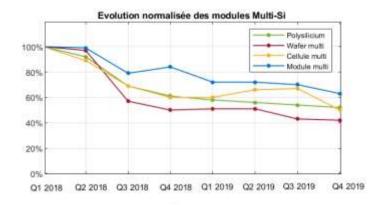
Evolution exponentielle des technologies PV





EVOLUTIONS DES PRIX DES MODULES STANDARDS







La réduction des coûts est principalement liée à la baisse du coût du polysilicium de 14 €/kg en Q1 2018 à 7,5 €/kg en Q4 2019





CHAINE DE VALEUR D'UN SYSTÈME PV

La technologie à silicium cristallin représente 94% du marché PV en 2019









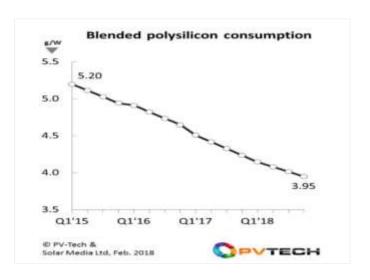


Empreinte Environnementale

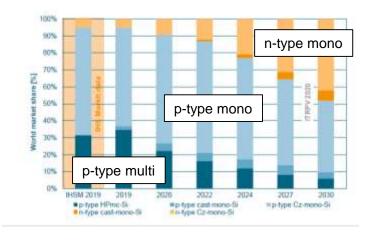


EVOLUTION TECHNOLOGIQUE: POLYSILICUM & INGOTS

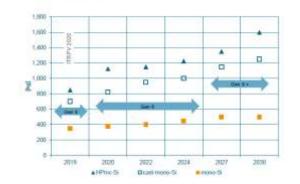




→ Réduction importante de la consommation du polysilicium/Wp



Ingot mass in crystal growth



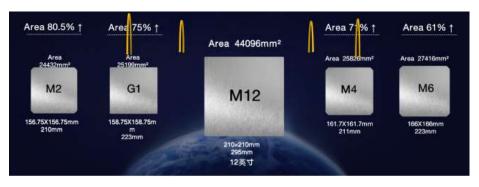
→ Augmentation de la masse des lingots avec des procédés de cristallisation plus innovants (CCZ...)





EVOLUTION TECHNOLOGIQUE: WAFERS





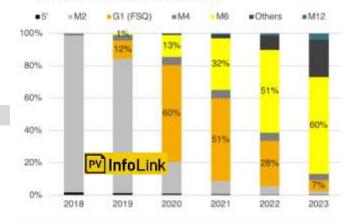
Surface: +3.14% +80.5% +5.7% +12.21% **Puissance**: +12.3 Wc +22Wc +48 Wc

- 4 differentes tailles de wafer sont disponibles dans le marché en 2020
- Shift du marché en wafers M6 à partir de 2022.
- M2 disparaîtra du marché en 2020

Le marché des larges wafers accélère plus vite que prévu

Augmentation de la surface qui induit une augmentation de la puissance



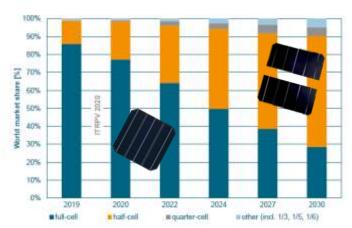




EVOLUTION TECHNOLOGIQUE: CELLULES



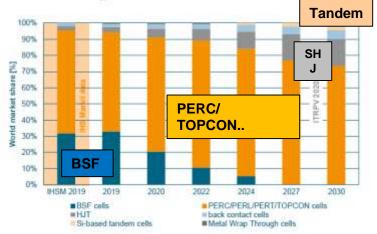




 Shift du marché vers les demi-cellules assurant la réduction des pertes électriques.



Different cell technology



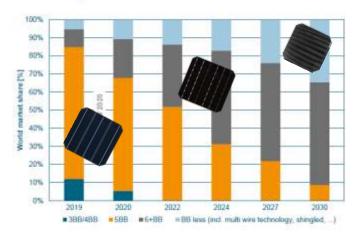
• Développement des technologies de cellules à très haut rendement





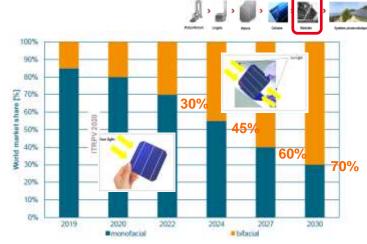
EVOLUTION TECHNOLOGIQUE: MODULES

Busbar technology



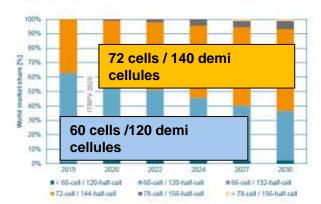
- Passage du marché en 5BB depuis 2019
- Projections d'un passage en 6BB à partir de 2022
- Evolution considérable pour les modules à MBB, shingling...
 - → Réduction des pertes résistives





- 70% des modules bifaciales en 2030
- → Augmentation du productible en kWh

Different module sizes

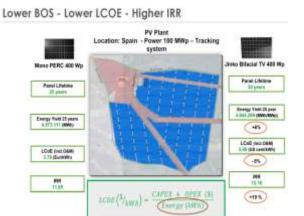


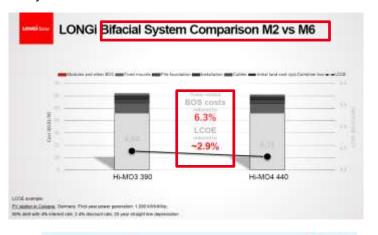


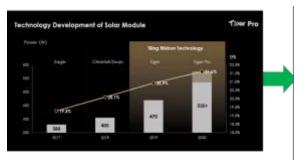
IMPACT DE L'ÉVOLUTION TECHNOLOGIQUE SUR LE COÛT DES SYSTÈMES



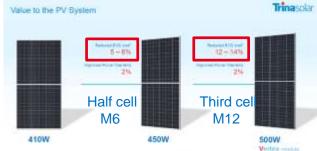
Exemples des études des fabricants sur l'impact de la puissance sur le coût du système :











from reservoir course of four

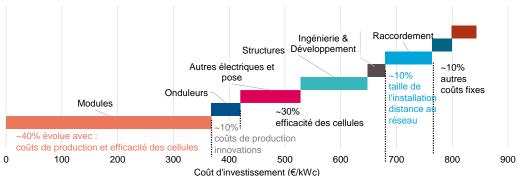


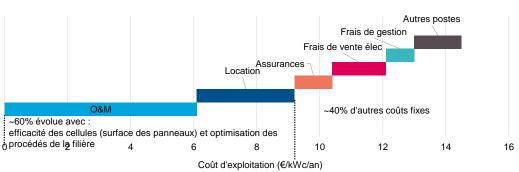
Photovoltaïque : description des installations et décomposition des coûts

Types d'installations:

- PV au sol généralement de puissance supérieure à 100 kWc;
- PV sur moyennes et grandes toitures (entre 9 et 100 kWc);
- PV sur toitures résidentielles (< 9 kWc).



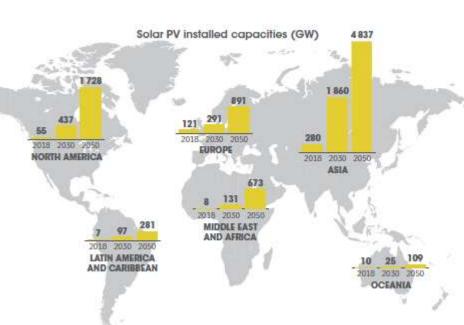


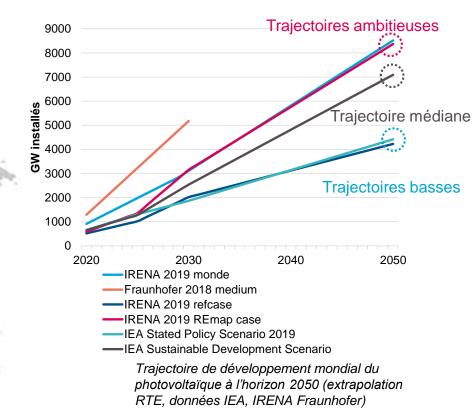




Photovoltaïque : état des lieux et perspectives de la filière

	Capacité installée	Perspectives
France	10 GW	x4 à 5 en 2028 (PPE)
Europe	120 GW	x4 en 2030 (Annonce UE)
Monde	520 GW	x3 à 5 en 2030







Photovoltaïque: évolutions attendues

- Pour le PV, l'enjeu technico-économique porte principalement sur les panneaux et le BoS
- Des baisses du coût de fabrication des modules sont attendues :
 - par effet d'apprentissage (optimisation des procédés et augmentation des capacités de fabrication)
 - par effet d'échelle
- → Projection avec les taux d'apprentissage* des modules (20%) et des onduleurs (15%), associés à des hypothèses de trajectoires mondiales des capacités de PV

- Des baisses du coût de l'énergie produite sont attendues:
 - par effet des rendements qui augmentent (puissance des modules par m²)
 - → diminue la surface nécessaire des panneaux et donc les coûts
 - via la récupération d'un meilleur facteur de charge grâce aux effets de localisation et puissance des panneaux
 - via l'allongement de la durée de vie : jusqu'à 30 ans

^{*} Taux d'apprentissage : diminution du coût à chaque doublement des quantités produites (capacités installées ici)



Photovoltaïque : hypothèses sous-jacentes

RTE propose de retenir trois hypothèses pour les trajectoires de coût

① Hypothèse centrale

- la trajectoire de développement du PV (IEA Sustainable Development Scenario) est médiane;
- l'efficacité des cellules est multipliée par 1,7 (25% en 2050).

2 Hypothèse haute

- la trajectoire basse de développement du PV (IRENA 2019 ref case) entraine une diminution plus modérée du coût des modules et des onduleurs;
- l'efficacité des modules ne s'améliore que peu (20% en 2050).

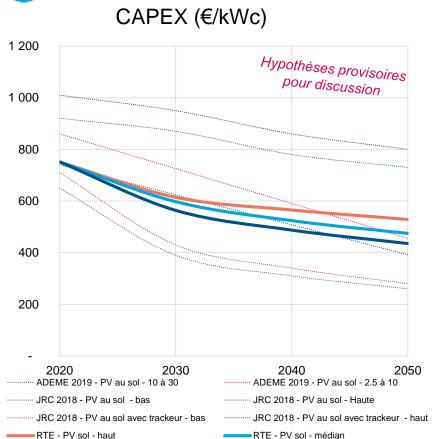
3 Hypothèse basse

- la trajectoire de développement rapide du PV (IRENA REMap case) entraîne des baisses rapides de coûts des modules et des onduleurs :
- l'amélioration des rendements des cellules de 15% aujourd'hui, à en moyenne 30%, entraine des baisses importantes de coûts du BOS et de la maintenance.

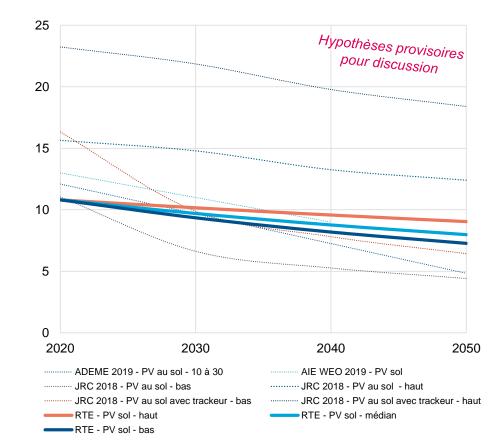
Dans tous les cas de figure, les OPEX variables sont supposés nuls.



Photovoltaïque : proposition de coûts pour le PV au sol



OPEX (€/kWc.an)





Coûts de la production nucléaire existant



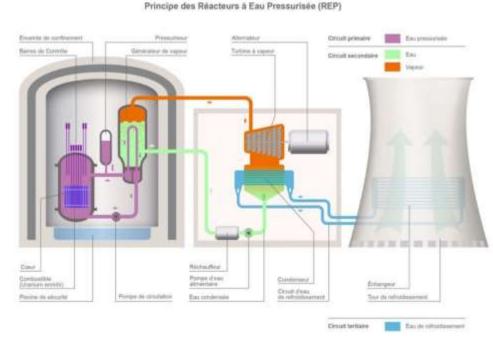
Nucléaire existant : principe technique et principaux composants

Principe technique

 électricité produite par l'intermédiaire de vapeur d'eau alimentant la turbine d'un alternateur, vapeur elle-même produite grâce à la chaleur dégagée par la fission d'atomes de combustibles nucléaires (uranium ou plutonium).

Principaux composants

- la cuve, le cœur et le réacteur
- les générateurs de vapeur,
- la turbine à vapeur,
- l'alternateur
- le condenseur
- l'échangeur et éventuellement une tour de refroidissement

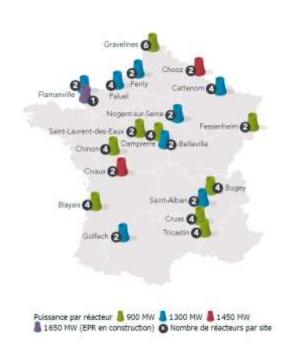


Source : Connaissance des Energies



Nucléaire existant : état des lieux et perspectives en France

- Le parc nucléaire français (56 réacteurs en exploitation à fin juin) est très largement standardisé
 - Ces réacteurs sont répartis sur 18 sites, mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 2000.
 - Plusieurs paliers de puissance: 32 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1300 MW et 4 réacteurs de 1450 MW.
- Des investissements spécifiques nécessaires pour prolonger la durée d'exploitation des réacteurs existants tous les 10 ans
 - EDF envisage d'exploiter les réacteurs existants jusqu'à 50 ou 60 ans. Certains réacteurs devront malgré tout être déclassés avant d'atteindre 50 ou 60 ans pour respecter l'objectif de 50% de nucléaire en 2035
 - La prolongation de la durée de vie tous les 10 ans nécessite des investissements spécifiques réalisés au moment des visites décennales. Le projet industriel « Grand Carénage » intègre les investissements correspondants, ainsi que les travaux post Fukushima et le remplacement de gros composants

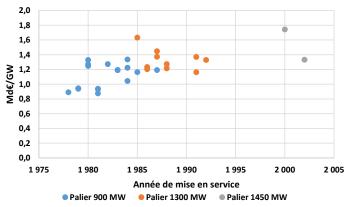


Répartition géographique des réacteurs nucléaires français (au 31 décembre 2019)



Nucléaire existant : les coûts bruts de construction (passés)

- Le coût moyen de construction des réacteurs REP : 1400 M€₂₀₁₈/GW
 - On constate un effet « tête de série » pour les paliers 1300 et 1450 MW
 - Les données mettent également en avant un effet de site (gain des coûts de construction d'une paire supplémentaire sur le même site, en moyenne de 17%, variant 30% à 1%)
 - La construction par paires permet également des mutualisations de coûts (de l'ordre de 15%)
- Il n'y a pas de données publiques sur la décomposition de ces coûts sur les composants des réacteurs REP
 - Les exercices internationaux de chiffrage montrent les grands postes de coûts : BTP, équipements et ingénierie



Evolution des coûts de construction des 29 paires de réacteurs nucléaire REP français (données Cour des Comptes, en €2018)

Répartition du coût overnight d'un réacteur PWR 12



Décomposition des coûts d'un réacteur Westinghouse PWR12 suivant la méthode GIF-COA (étude ORNL1991)



Nucléaire existant : les investissements de maintenance et prolongation

- Les investissements de maintenance courante
 - Opérations liées à l'exploitation et à la maintenance courante du parc (pièces de rechange, immobilier tertiaire, rénovation de l'informatique industrielle, etc.) et programmes patrimoniaux (maîtrise du risque incendie, inondations, grands chauds, ...) : environ 15 M€/GW/an
- Des coûts spécifiques jusqu'en 2025
 - Le remplacement de gros composants de durée de vie inférieure à 40 ans (générateurs de vapeur, alternateurs, condenseurs, ...) : 21 M€/GW/an
 - Les investissements restants du programme post-Fukushima : 11 M€/GW/an
- La prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 40 ans
 - D'après le projet industriel d'EDF, environ 23 Md€₂₀₁₈ pour une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs concernés jusqu'en 2025, soit 650 M€/GW
 - Le coût de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation du parc existant* est d'environ 1 000 M€/GW, soit un coût supplémentaire de **350 M€/GW** pour la prolongation supplémentaire de 10 ans

^{*} 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



Nucléaire existant : les coûts d'exploitation fixes et variables

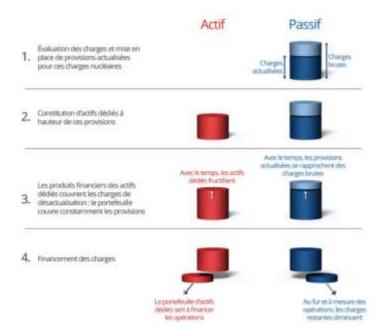
- Les coûts d'exploitation fixes : environ 100 M€/GW/an
 - Ces coûts d'exploitation fixes recouvrent :
 - les charges du personnel EDF participant à l'exploitation des groupes de production (environ 50%),
 - les prestations externes (environ 35%)
 - la quote-part de l'appui des fonctions centrales et support : immobilier, informatique, R&D... (environ 15%)

- Les coûts variables d'exploitation associé au combustible : environ 6 €/MWh
 - 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 4 €/MWh
 - Les « coûts de portage » du stock (coût de gestion associé aux réserves d'environ 4 ans de consommation de combustible) : environ 2€/MWh



Nucléaire existant : les charges « provisionnées » pour le démantèlement et la gestion des combustibles usés et déchets

- Les charges brutes de démantèlement sont « fixes »
 - Les charges brutes du futur démantèlement des REP sont estimées à environ 19 Md€₂₀₁₇, soit 320 M€/réacteur*
 - Les provisions dépendent notamment de la date du démantèlement, donc de la durée d'exploitation
- Les charges brutes de gestion des combustibles usés et déchets concernent
 - La gestion des combustibles usés recyclables (entreposage, transport vers l'installation de traitement, traitement, ...) et non recyclables (reconditionnement, transport et entreposage).
 - La gestion finale des déchets liés à l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens et les combustibles usés, retraités ou non.
 - Elles dépendent pour l'essentiel du volume de combustible; les provisions correspondantes se montent à environ 4 €/MWh.



Mécanisme de financement des investissements futurs de démantèlement et de gestion des déchets (source PNGMDR)



Nucléaire existant : synthèse des hypothèses de coûts pour le nucléaire existant

Hypothèses provisoires

	En €2018	Période 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		/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				

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.



Coûts de la production du nouveau nucléaire



Nouveau nucléaire : principe technique de l'EPR

- L'EPR est un réacteur à eau pressurisée de 3ème génération. Il se distingue des derniers paliers des REP français en particulier par :
 - Une augmentation de la puissance électrique, d'environ 1600 MW
 - 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 forte redondance des systèmes de sûreté et une enceinte de protection du réacteur revue
 - En cas de fusion du cœur, un dispositif de récupération de la partie fondue (« récupérateur de corium »)
 - Une durée d'exploitation prévue d'emblée à 60 ans
 - La possibilité d'utiliser du combustible recyclé (MOX)
 - 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.
- L'EPR2 correspond à un design « optimisé » de la technologie EPR tenant compte du retour d'expérience sur les premières têtes de série



Nouveau nucléaire : état des lieux de la filière EPR2

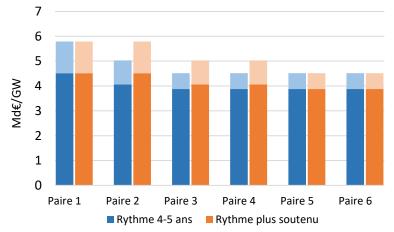
- La filière « nouveau nucléaire » est aujourd'hui caractérisée par la construction de réacteurs « tête de série » dans plusieurs pays dans le monde :
 - France (EPR de Flamanville en construction),
 - Finlande (EPR d'Okiluoto en construction),
 - Chine (deux réacteurs mis en service à Taishan),
 - Royaume-Uni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



Nouveau nucléaire : coûts bruts de construction

Les projections 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.
- Deux variantes sont considérées : une configuration de base équivalente à un cas où la maîtrise des fabrications est retrouvée; une variante haute correspondant à un cas où la maîtrise des fabrications n'est pas retrouvée
- Les coûts de construction par paire baissent 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



Coûts de construction du nouveau nucléaire (hypothèse base et haute) en fonction du rythme de déploiement

A ces coûts de construction s'ajoutent des coûts de développement « palier »:

- 2,8 Md€ dans la configuration de base
- 3,4 Md€ dans l'hypothèse haute



Nouveau nucléaire : synthèse des hypothèses de coûts

• 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 similaires à celles retenues pour le nucléaire existant.

					Hypothèses provisoires			
€ 2018				Pério	Période pour discussion			
Phase	Poste de coûts	Hypothèse	Développement	2035-2040	2040-2045	>2045		
Construction	CAPEX de construction	Conf. Base	2 800 M€	4 500 M€/GW	4 100 M€/GW	3 900 M€/GW		
		Haute	3 400 M€	5 800 M€/GW	5 000 M€/GW	4 500 M€/GW		
Exploitation	Coût de combustible		6 €/MWh					
	OPEX fixes d'exploitation et maintenance		115 M€/GW/an					
Déconstruction et déchets	CAPEX de déconstruction	Conf. Base	Provision 200 M€/réacteur à la mise en service					
		Haute	Provision 500 M€/réacteur à la mise en service					
	Provision pour combustibles usés et déchets		4 €/MWh					





Suite des travaux et prochaines étapes

- Le document complet sur les projections de coût des énergies renouvelables et du nucléaire sera transmis dans la semaine
- L'ensemble des supports (présentation et document de cadrage) seront mis à disposition sur le site de la concertation: https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau



- Les retours sur les éléments présentés sont les bienvenus
 - Points de contact : Olivier HOUVENAGEL, Marc LE DU ou via l'adresse mail <u>rte-concerte-bp@rte-france.com</u>
- Les prochaines réunions du groupe de travail porteront sur la définition des hypothèses associées à d'autres technologies et sur les premiers résultats économiques sur les scénarios d'étude
- Les groupes de travail sur les scénarios 2050 reprendront à la fin de l'été, selon un calendrier qui vous sera précisé prochainement