

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Réunion thématique
L'économie de l'énergie éolienne
23 septembre 2020
Lorient

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Présentation de la réunion
Jean-Pierre Bompard-Laurent Pavard

CPDP

Pour commencer...



- Merci de garder vos masques
- Gel à disposition
- Les hôteses vous présenteront les micros



ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Quelques questions qui se posent

- Comment se calcule le coût de l'énergie électrique produite (« LCOE ») dans le cas de l'éolien ?
- Comment fonctionne le mécanisme de subventionnement des ENR? Quel est son coût?
- Quelle est la signification économique des prix selon leur origine?



ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Programme de la réunion

- Présentation de la réunion (CPDP)
- Rappels sur les principales caractéristiques du projet (DGEC)
- Le calcul du coût de l'électricité éolienne (DGEC)
- Échanges avec la salle
- Le mécanisme de soutien à l'énergie éolienne : présentation CRE (Tommy Eleouet)
- Échanges avec la salle
- Comment apprécier la valeur du projet pour la collectivité : CEDD (Dominique Bureau)
- Conclusion de la réunion (CPDP)



ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Rappel sur les principales caractéristiques
du projet

Hermine Durand,
Cheffe de bureau Energies renouvelables
marines et hydrauliques
Ministère de la Transition écologique

Vidéo de présentation du projet

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Le calcul du coût de l'énergie éolienne
Hermine Durand
Cheffe de bureau Energies renouvelables
marines et hydrauliques
Ministère de la Transition écologique

Le développement de l'éolien en mer en France

La PPE indique les capacités cibles et les prix cibles des appels d'offre sur la base desquels seront fixés les prix plafonds des appels d'offre

Date d'attribution de l'AO	2019	2020	2021	2022	2023	>2024
Eolien flottant			250 MW <i>Bretagne Sud</i> (120 €/MWh)	2 x 250 MW <i>Méditerranée</i> (110 €/MWh)		1 000 MW par an, posé et/ou flottant, selon les prix et le gisement, avec des tarifs cibles convergeant vers les prix de marché sur le posé
Eolien posé	600 MW <i>Dunkerque</i> (45 €/MWh)	1 000 MW <i>Manche Est</i> <i>Mer du Nord</i> (60 €/MWh)*	500 – 1 000 MW <i>Sud-Atlantique**</i> (60 €/MWh)		1 000 MW (50 €/MWh)	

* Pour ce projet, la date de 2020 est la date de lancement de la procédure de mise en concurrence.

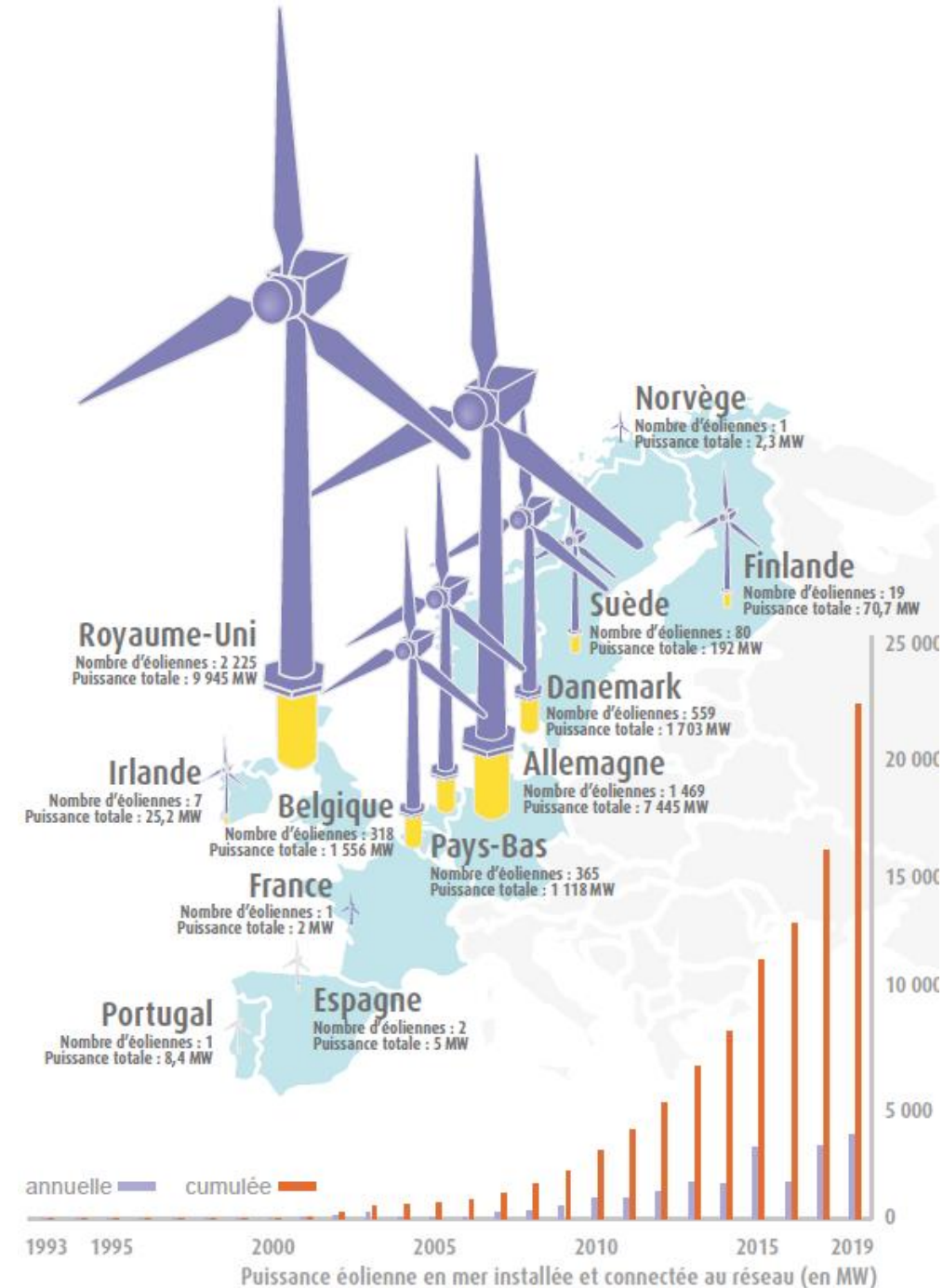
** Dans ce cadre, un projet éolien en mer au large d'Oléron pourrait être attribué.

Le projet Bretagne Sud devrait être le premier appel d'offre mondial sur l'éolien flottant

L'éolien en mer posé : un développement rapide, modèle pour l'éolien flottant

- Une puissance installée en Europe multipliée par plus de 25 en 10 ans.

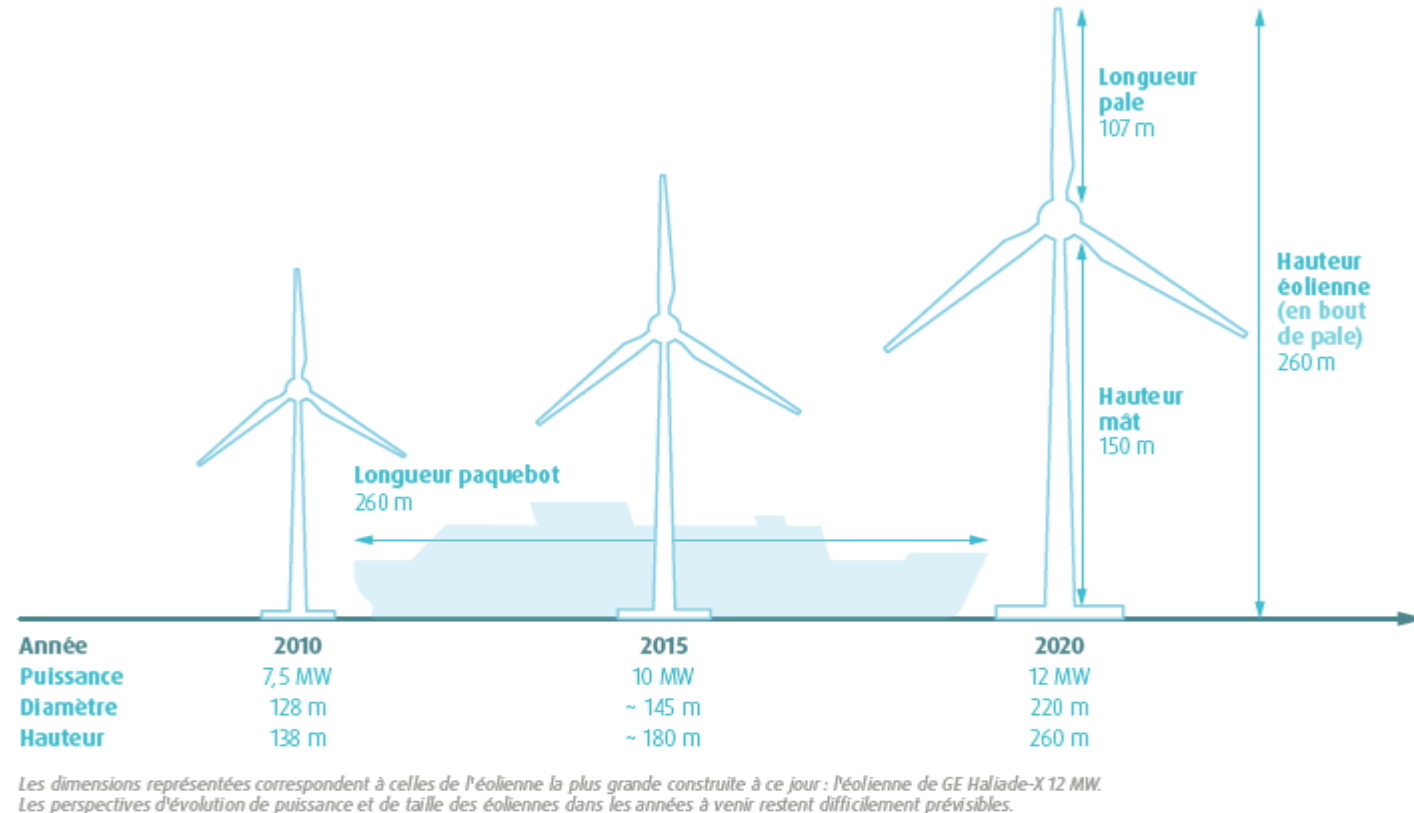
Présentation du maître d'ouvrage - Prix et coûts de l'éolien en mer



L'éolien en mer posé : des coûts de production en forte baisse

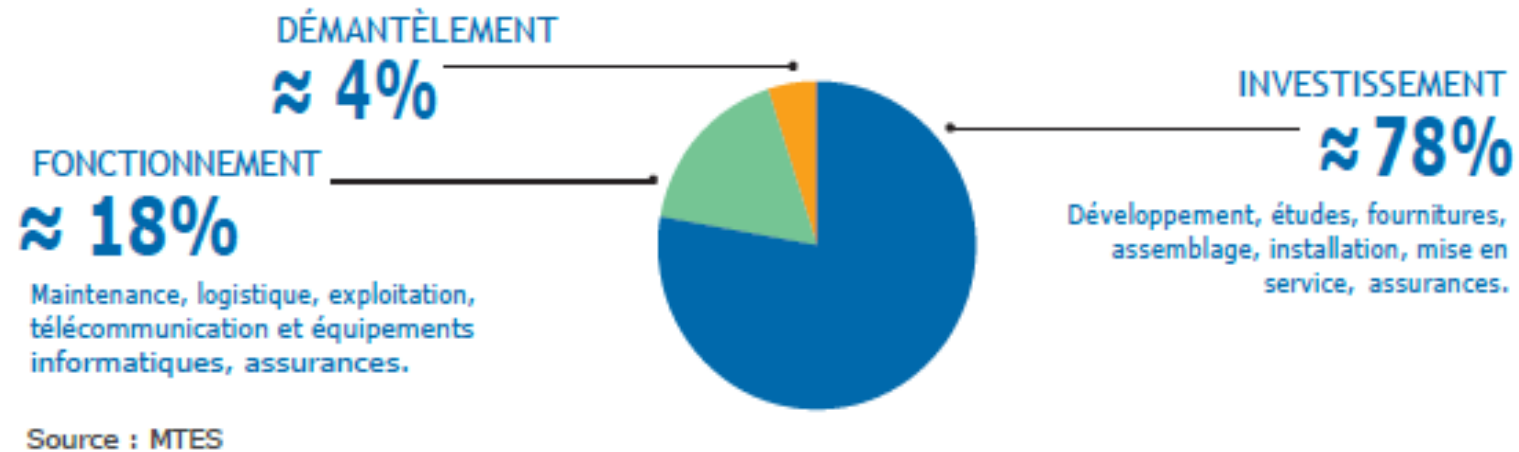
La hauteur des éoliennes en mer a environ doublé entre 2010 et 2016. L'espace balayé par les pales des nouvelles installations devrait sensiblement augmenter dans les prochaines années.

- Des éoliennes plus grandes, plus puissantes et plus loin des côtes
- Une filière qui gagne en maturité
- Un potentiel de mutualisation des raccordements au réseau électrique
- Un coût de production (LCOE) du MWh en baisse et comparable aux autres énergies (50-60 €/MWh)



L'éolien en mer flottant : les coûts estimés d'un futur parc en Bretagne Sud

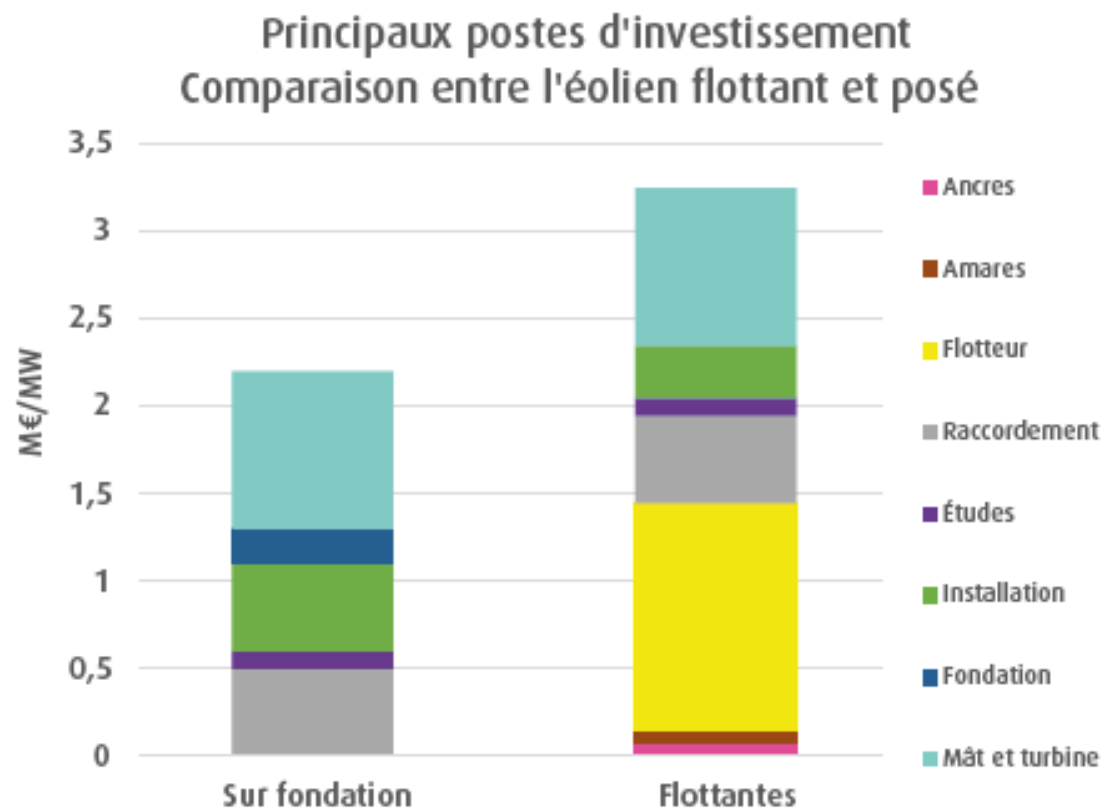
- Le coût total d'un projet éolien en mer **posé** se décompose de la façon suivante :



- Ces coûts sont intégralement supportés par le **lauréat de l'appel d'offre**, qui bénéficie en contrepartie d'un soutien à la **production d'électricité**
- Le coût d'investissement d'un projet éolien en mer **flottant** peut être évalué à **environ 750 M€ pour 250 MW (hors raccordement)**. *Source : centre de recherche ECN/TNO aux Pays Bas*

L'éolien en mer : zoom sur les dépenses d'investissement

- Une filière qui va rapidement **devenir compétitive** par l'industrialisation des flotteurs



Source : graphique reconstitué à partir des travaux de Michel Cruciani, dans *"L'éolien offshore flottant dans sa dimension industrielle et technologique"*, IFRI, juillet 2019 (ISBN / ISSN : 979-10-373-0047-8) et d'après Katsouris G., Marina A., *Cost Modelling of Floating Wind Farms*, ECN, mars 2016.

Un indicateur clé : le LCOE (*Levelized Cost of Energy*)

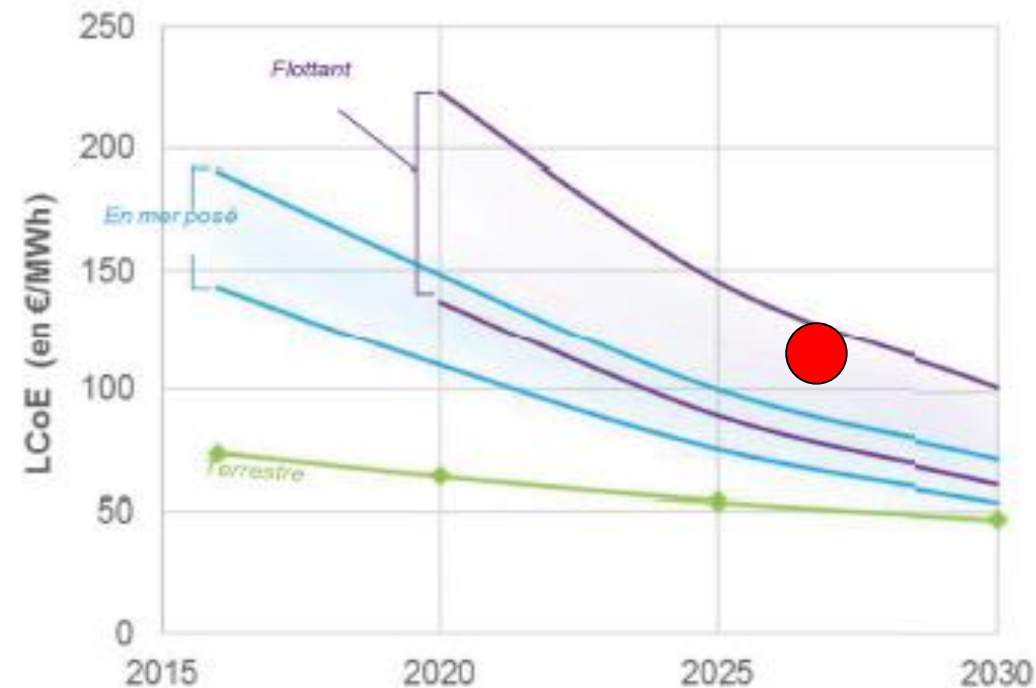
- Mesure les coûts sur la durée de vie divisés par l'énergie produite
- Permet la comparaison entre différentes technologies et caractéristiques propres (taille, durée de vie...)
- Globalement, le LCOE correspond au niveau auquel la production doit être valorisée pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de production pendant la totalité de sa durée de vie
- À comparer avec le prix de marché de l'électricité entre 40 et 50€/MWh

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Somme des dépenses d'investissement, de maintenance et d'exploitation actualisées sur la durée de vie du projet}}{\text{Électricité totale produite actualisée sur la durée de vie du projet}}$$

L'éolien en mer flottant : une baisse des coûts aussi attendue

Évolution des coûts de production
annoncés pour un échantillon de projets
en fonction de leur date (prévisionnelle
ou effective) de mise en service

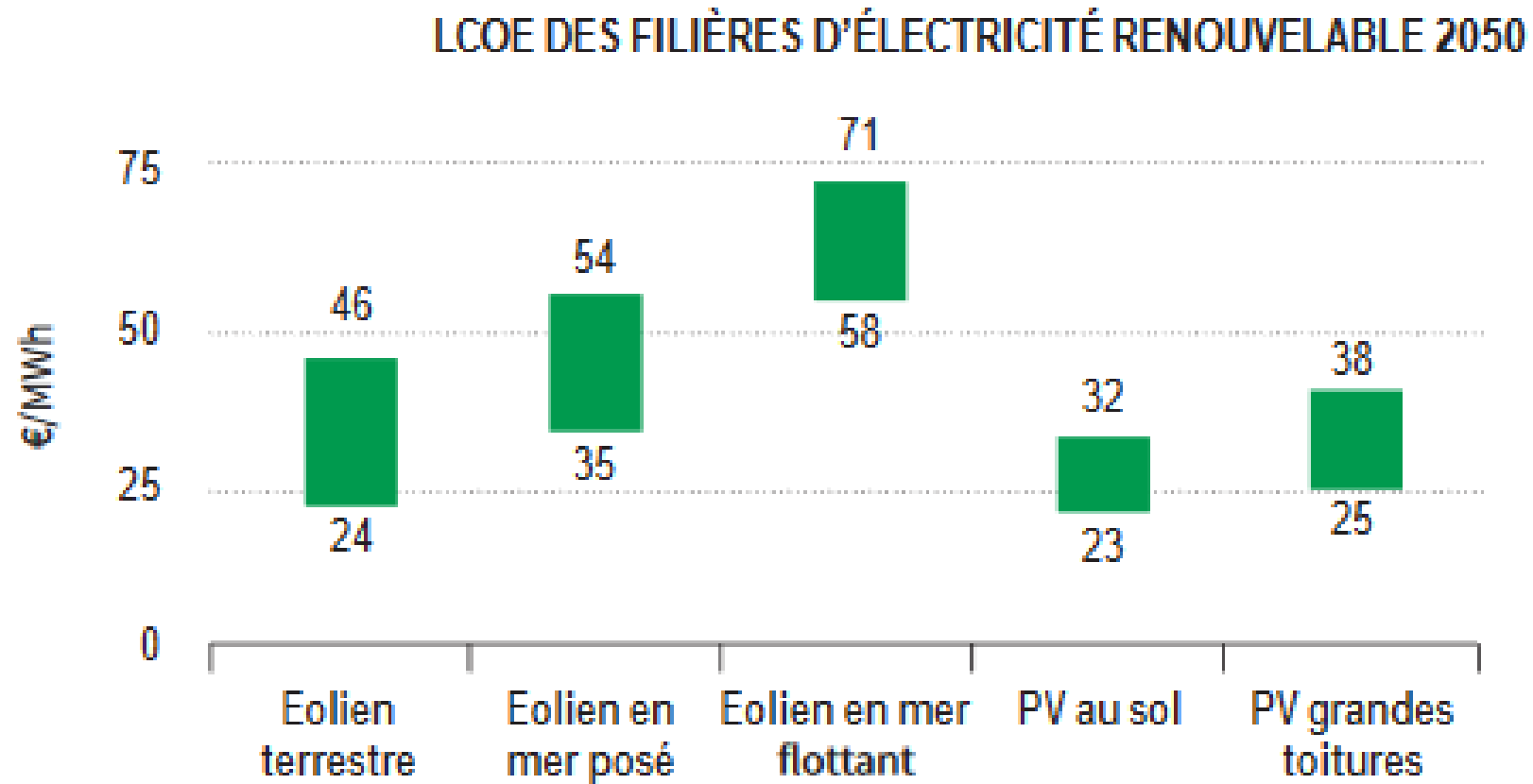
- 47€/MWh pour l'éolien terrestre
- De 54 à 73€/MWh pour l'éolien en mer posé
- De 62 à 102€/MWh pour l'éolien en mer flottant



Projet Bretagne Sud

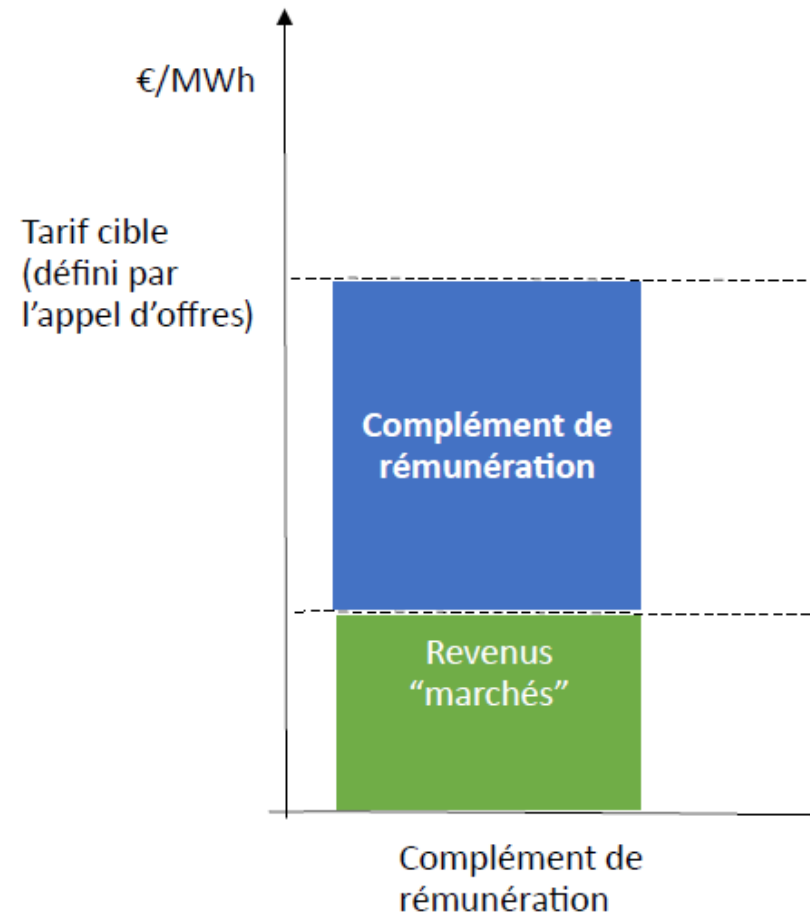
Source : Ademe 2017

Le LCOE des autres filières renouvelables (2050)



L'éolien en mer : quel soutien public ?

- Le prix cible indiqué dans la PPE pour le prix plafond du parc est de **120 €/MWh**
- L'aide est versée sous forme de complément de rémunération
- Il s'agit donc d'un **financement « au résultat »**
- Le soutien aux énergies renouvelables électriques est financé par l'État

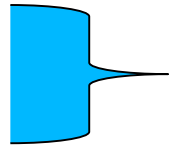


Projet Bretagne Sud : combien le projet va-t-il coûter à l'État ?

a. Depuis la loi Essoc en 2018, l'État prend en charge les études de « dérisquage » en amont des appels d'offres

b. Le soutien public prévisionnel maximal est évalué à 1.6 Md€ sur 20 ans :

- Capacité de 250 MW
- Facteur de charge de 46%
- Durée de fonctionnement de 20 ans
- Tarif de référence de 120 €/MWh - Prix de marché de l'électricité de 40 €/MWh = 80€/MWh de soutien public



Production totale (en MWh)

c. Mais aussi des recettes :

- pour l'État : Impôt sur les sociétés
 - pour les collectivités locales : taxe éolienne en mer dans le domaine public maritime, taxe foncière, taxe IFER...
- Et aussi pour les acteurs de la mer : taxe éolienne en mer dans le domaine public maritime*

Plus largement, des retombées économiques sur le territoire

- Une filière nouvelle à structurer : la France souhaite se positionner comme leader mondial sur l'éolien flottant
- Les technologies de flotteurs nécessitent des implantations locales

a. Un développement économique renforcé, créateur d'entreprises et d'emplois

- Un réseau fédéré de 120 entreprises, PME et grands groupes, couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur des énergies marines

b. Des opportunités d'aménagement et de développement des activités portuaires

- Brest : aménagement du terminal colis lourd
- Lorient : base logistique et port de maintenance potentiel
- Port de Nantes St-Nazaire

c. Une offre de formation qui va se diversifier

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Échanges avec la salle

Quelques Rappels

- Merci d'être concis
- Vous pouvez poser une question par écrit
- Droit à l'image
- Séance retransmise en direct sur Youtube



ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Le mécanisme de soutien à l'énergie
éolienne

Tommy Eleouet

Chargé de mission au département
dispositifs de soutien aux énergies
renouvelables et aux consommateurs
Commission de régulation de l'énergie

RÔLE DE LA CRE

- La CRE participe au développement de l'éolien en tant qu'autorité administrative indépendante à deux titres :
 1. La sélection du lauréat à travers la procédure du dialogue concurrentiel
 2. La régulation incitative des investissements de RTE
-
1. La CRE participe à différentes étapes du dialogue concurrentiel :
 - Elle reçoit les candidatures des entreprises ou groupements d'entreprises souhaitant participer au dialogue concurrentiel et propose au gouvernement une liste de celles correspondant aux critères qu'il a fixés.
 - Elle donne un avis au gouvernement sur le projet de cahier des charges défini au cours du dialogue concurrentiel.
 - Elle reçoit les candidatures, les instruit et propose au gouvernement un lauréat.
 2. La CRE encadre l'investissement lié au raccordement :
 - Elle fixe un budget cible.
 - RTE est financièrement incité à le respecter.

BAISSE DES COÛTS DE L'ÉOLIEN EN MER POSÉ

QU'EN SERA-T-IL POUR L'ÉOLIEN EN MER FLOTTANT ?

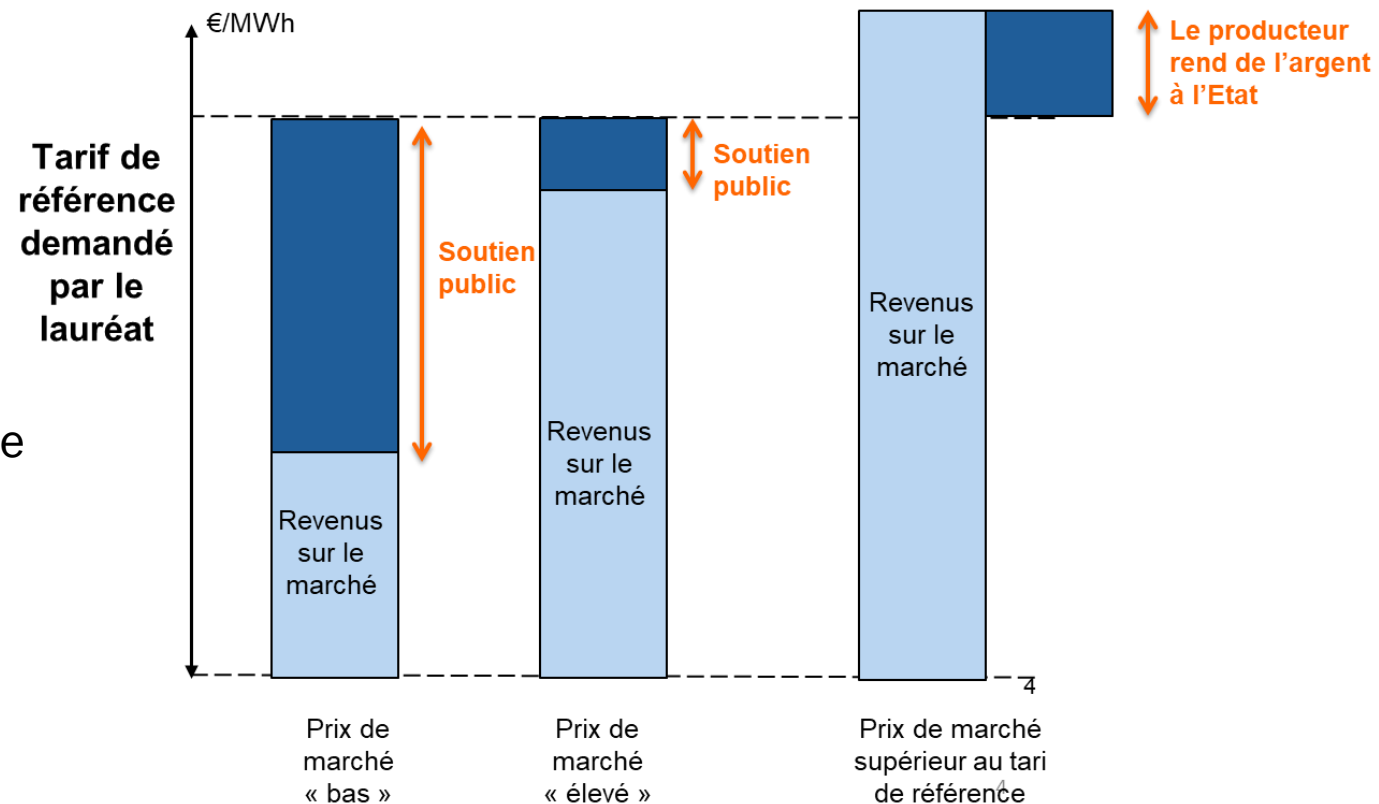
- Les six premiers parcs (3 sur la façade normande, 1 en baie de Saint-Brieuc, 1 à Saint-Nazaire, Yeu-Noirmoutier) ont été attribués en 2011 et 2013 à des prix de l'électricité de l'ordre de 165 à 200 €/MWh puis renégociés par l'Etat en 2018 à des prix de l'ordre de 130 à 150 €/MWh
- Un parc au large de Dunkerque a été attribué en 2019 à un prix de 44 €/MWh pour une construction du parc en 2026
- La baisse du niveau du soutien – qu'on retrouve dans d'autres pays européens – procède de plusieurs phénomènes :
 - L'augmentation de la taille des pales (plus d'énergie du vent captée)
 - L'augmentation de la hauteur des éoliennes (moyenne de vents plus importante)
 - L'augmentation de la puissance des génératrices (plus d'énergie électrique produite en cas de vents forts)
 - Une amélioration des conditions de financement (baisse des taux)
- 4 premiers parcs éolien en mer flottant (dont celui entre Groix et Belle-Ile) ont été sélectionnés dans le cadre du programme investissement d'avenir
 - Ils sont soutenus en partie par une subvention à l'investissement
 - Ainsi que par des tarifs d'achat de 240 €/MWh

QUELLE SUBVENTION POUR LE PARC ÉOLIEN EN MER ?

QUI LE SUPPORTE ?

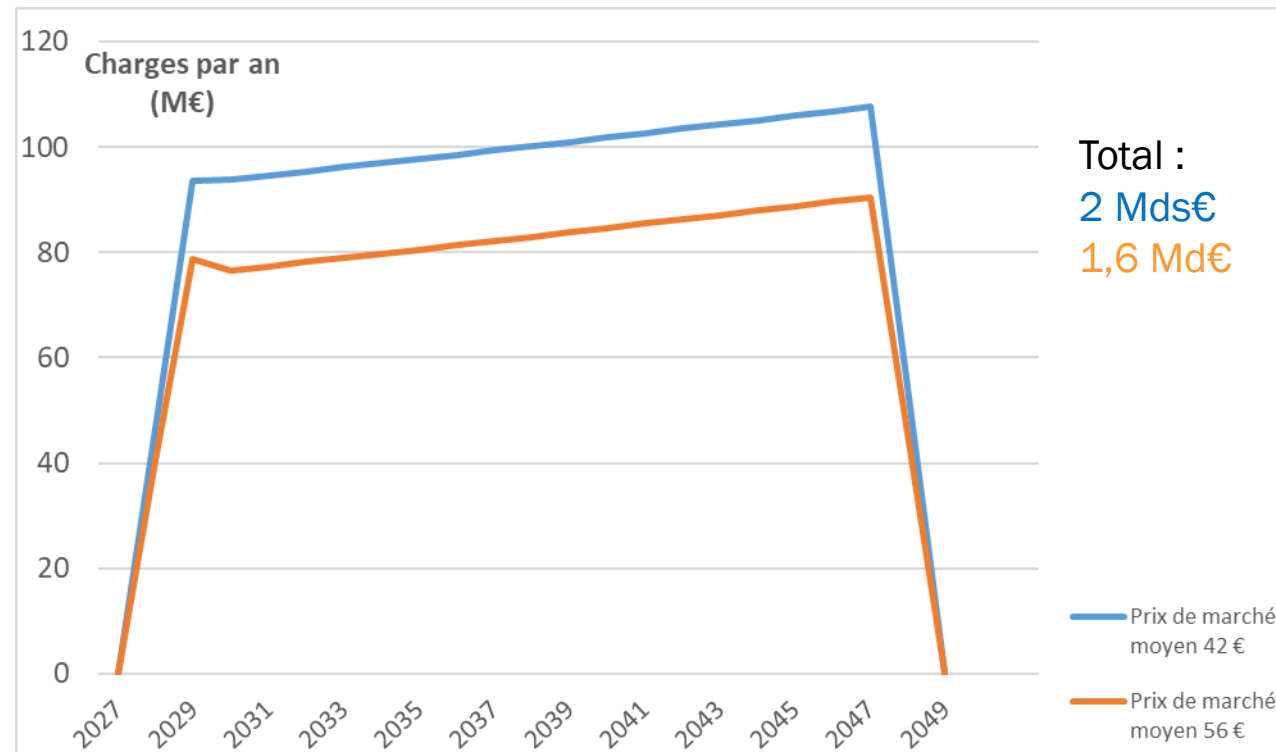
- Le soutien aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables est financé par le budget de l'État
 - Depuis 2016, ce soutien **n'est plus financé** par les consommateurs d'électricité à travers leurs factures (taxe CSPE)
 - Les dépenses de l'État ne sont pas affectées à des recettes (principe d'universalité budgétaire)

- Le coût du soutien supporté par l'État est la différence entre le niveau du soutien accordé et le prix de marché de l'électricité



EVALUATION DU COÛT POUR LE BUDGET DE L'ETAT

- Les charges totales liées à ce projet sont de l'ordre de 1,6 à 2 milliards d'euros sur la durée du projet sur la base des hypothèses présentées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie :
 - Cible de tarif de référence de la PPE : 120 €/MWh
 - Deux trajectoires de prix de marché avec cible 42 €/MWh et 56 €/MWh
 - Mise en service des premières éoliennes en 2028
 - Une inflation de 2% par an



ANNEXE

FORMULE EXACTE DE CALCUL DU COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

$$CR = \left[\sum_{i=1}^{i=12} E_i \times (T - M_{0,i}) \right] - Nb_{\text{capa}} \times Pref_{\text{capa}}$$

- E_i est l'énergie produite mensuellement
- T est le tarif de référence indexé
- $M_{0,i}$ est le prix de marché de référence mensuel
- Nb_{capa} est le nombre de certificats de capacité
- $Pref_{\text{capa}}$ est le prix de référence de la capacité
- Le tarif de référence est indexé pour protéger le producteur contre certains risques :
 - L'évolution du prix des matières premières utilisées (acier, béton, etc.)
 - L'évolution des conditions de financement « sans risque »
 - L'évolution du coût du travail et du prix de l'industrie
- Par ailleurs, l'Etat a inscrit une contrepartie aux assurances qu'il apporte au producteur : si sa rentabilité est supérieure à celle qu'il espérait dans son offre, les gains supplémentaires sont partagés entre l'Etat et le producteur

ANNEXE

MODALITÉS DE CALCUL DU PRIX DE MARCHÉ

- Le prix de marché de référence est défini mensuellement comme la moyenne des prix de marché spot de l'électricité positifs ou nuls pondérée au pas horaire par la production éolienne nationale
 - La référence de prix est calculée chaque mois car c'est le rythme de paiement de la subvention d'EDF OA au producteur
 - Le prix de marché *spot* est formé pour chaque heure de la journée par la rencontre entre l'offre et la demande d'électricité sur une place de marché le jour précédent
 - Les prix de marché spot peuvent être négatifs, cela signifie que le vendeur d'électricité paie le consommateur. Le producteur ne recevra pas de complément de rémunération pour ces heures
 - L'objectif est que le complément de rémunération complète le chiffre d'affaires que le producteur peut espérer en vendant l'électricité sur le marché. Ce chiffre d'affaire est simulé en tenant compte de la production heure par heure de toutes les éoliennes en France
 - Une référence de production normative est utilisée plutôt que la production réelle du parc éolien pour des raisons pratiques
 - S'il n'y a pas de vent en France au cours d'une heure dans le mois, le prix de marché *spot* de cette heure n'est pas pris en compte dans la référence

ANNEXE

LE COÛT DU RACCORDEMENT

- Le coût du raccordement aux parcs éoliens en mer est payé par les consommateurs d'électricité à travers le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité)
 - Ce n'est pas le cas pour les raccordements des autres énergies renouvelables
 - Le TURPE permet de financer l'entretien et le développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité
 - Il représente environ 1/3 de la facture d'électricité des ménages
- Pour fixer le budget cible du raccordement à RTE, la CRE fait auditer par un tiers le budget présenté par RTE
- A titre d'exemple, le budget cible du raccordement du parc au large de Saint-Nazaire (500 MW) a été fixé à 285 M€
- Si RTE dépasse de plus de 10 % ce budget cible, une partie (20 %) du surcoût ne sera pas compensé, de manière symétrique, RTE gagnera une partie des économies s'il coûte 10 % de moins que le budget cible

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Échanges avec la salle

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Comment apprécier la valeur du projet
pour la collectivité ?

Dominique Bureau,
Délégué général

Conseil économique du développement
durable

Sommaire

- 1-Transition bas carbone et éolien offshore**
- 2- Evaluation socio-économique des équipements de production**
- 3- Éléments spécifiques à l'éolien**
- 4- « LCOE » et optimisation du parc électrique**

« L'électricité est au cœur des enjeux contemporains de sécurité énergétique » (AIE-WEO 2019)

Dans le scénario « Développement durable », l'électricité est l'une des rares sources d'énergie dont la consommation croît encore en 2040 – principalement du fait des véhicules électriques –, tout comme la consommation directe d'énergies renouvelables et l'hydrogène. Actuellement, la part de l'électricité dans la consommation finale totale représente moins de la moitié de celle du pétrole ; elle la dépasse d'ici 2040.

La réduction du coût des énergies renouvelables et les progrès des technologies numériques ouvrent d'immenses possibilités pour la transition énergétique, mais créent également de nouveaux dilemmes en matière de sécurité énergétique. Les énergies éolienne et solaire PV fournissent plus de la moitié la quasi-totalité de la production additionnelle d'électricité d'ici à 2040 dans le scénario « Développement durable ». Les décideurs et régulateurs doivent agir rapidement afin de suivre le rythme des évolutions technologiques et le besoin croissant de flexibilité des systèmes électriques. De nouveaux enjeux, tels que le fonctionnement des marchés pour le stockage, l'interface entre les véhicules électriques et le réseau, ou la confidentialité des données, exposent les consommateurs à de nouveaux risques.

Grâce à la baisse des coûts et à l'expérience européenne acquise en mer du Nord, une ressource renouvelable abondante devient accessible. Le potentiel technique de l'éolien en mer est considérable, et équivaut à plusieurs fois la demande électrique actuelle.

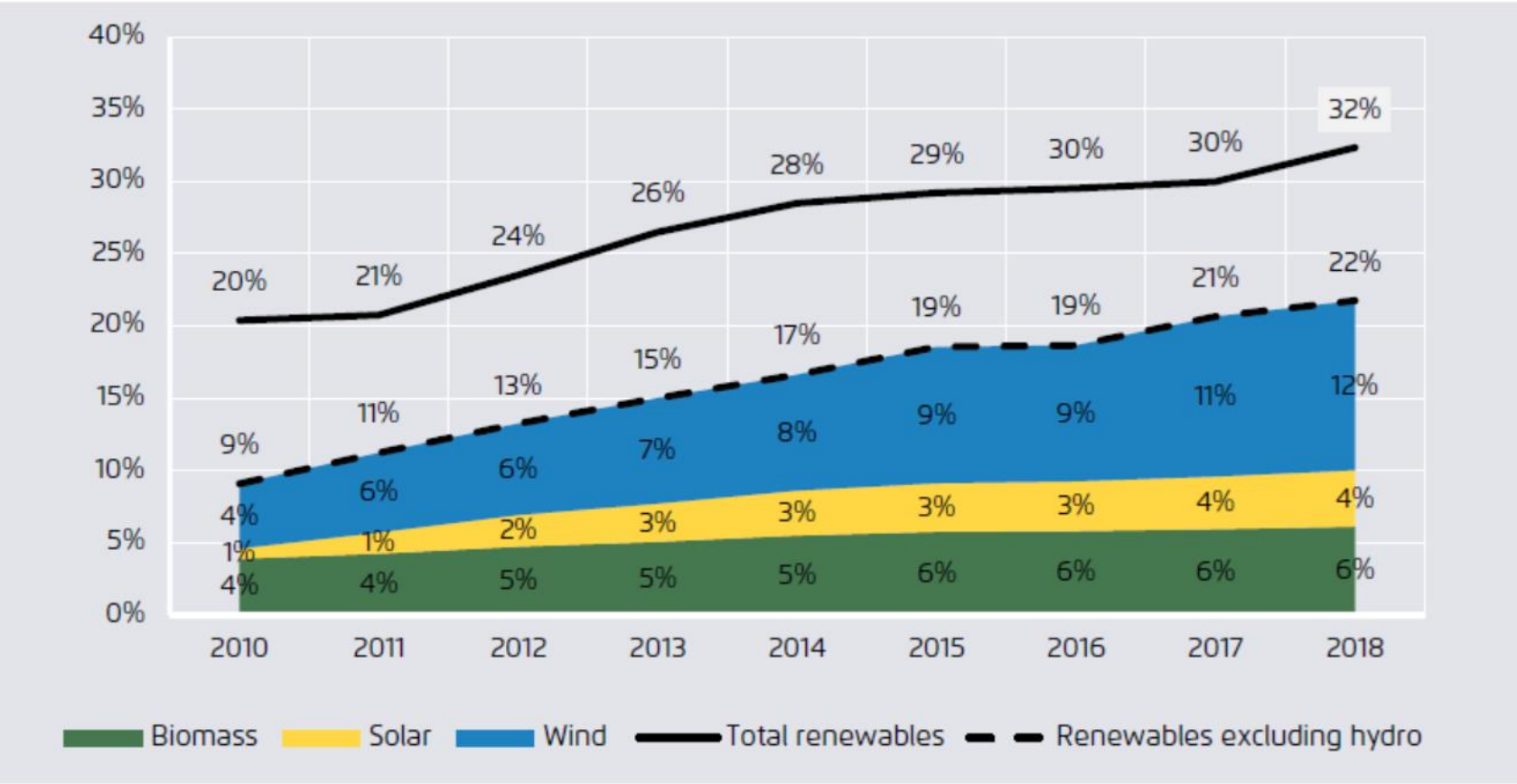
Bien qu'il s'agisse d'une source de production variable, l'éolien en mer offre des facteurs de capacité nettement supérieurs à ceux du solaire PV et de l'éolien terrestre, grâce à des turbines toujours plus grandes, qui permettent de capter plus loin des côtes des vitesses de vent plus élevées et plus régulières.

D'autres innovations se profilent à l'horizon, notamment les éoliennes flottantes qui rendent accessibles de nouvelles ressources et de nouveaux marchés.

Contexte européen

EU-28 renewables share (as percentage of gross electricity production)

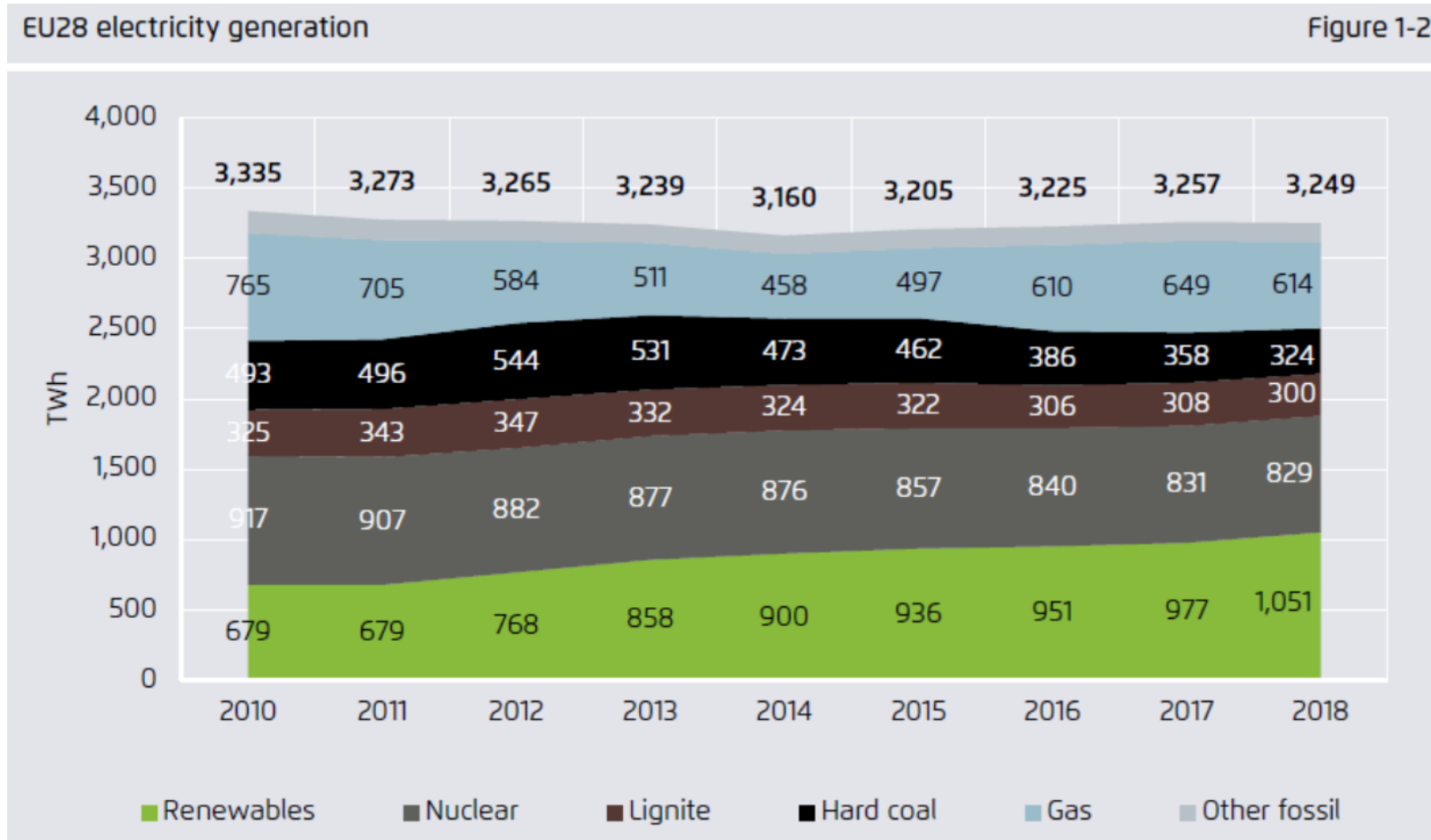
Figure 3-1



EUROSTAT data to 2016; own calculations for 2017 and 2018

Agora Energiewende and Sandbag (2019):
*The European Power Sector in 2018. Up-to-date
analysis on the electricity transition.*

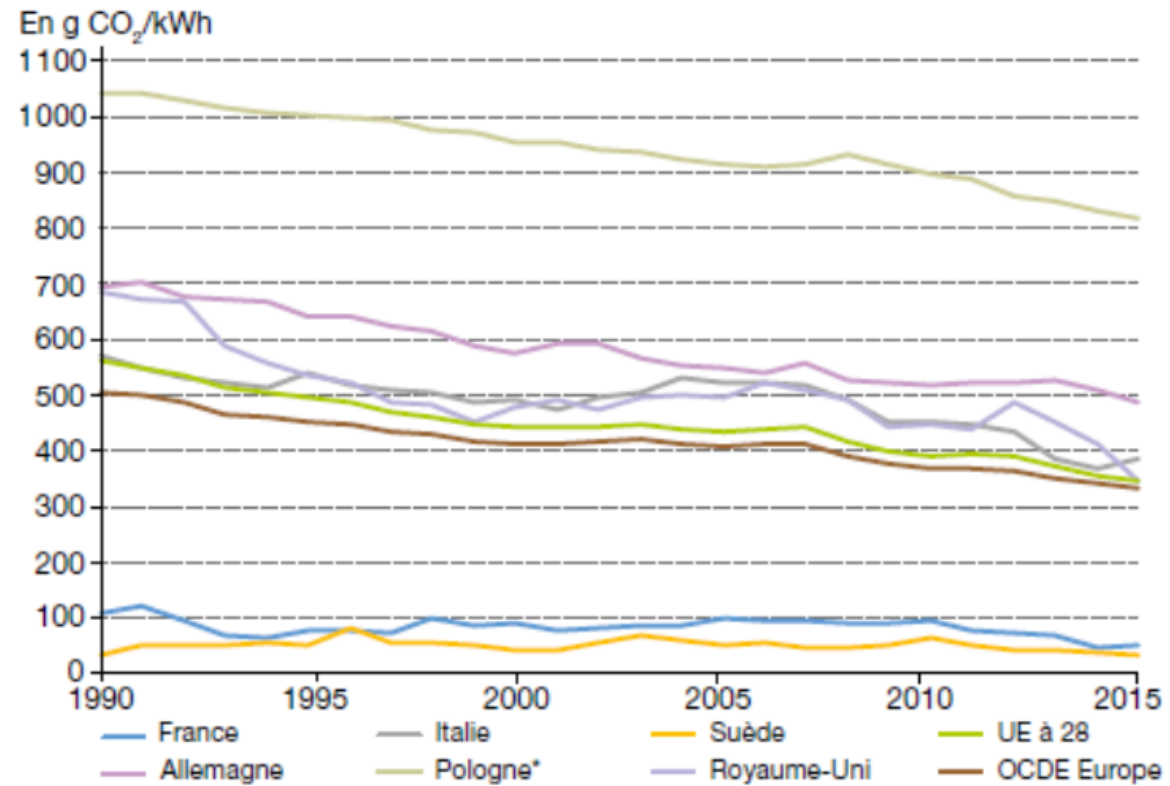
Mise en perspective



Agora Energiewende and Sandbag (2019):
*The European Power Sector in 2018. Up-to-date
analysis on the electricity transition.*

Spécificité française

ÉMISSIONS DE CO₂ POUR PRODUIRE 1 KWH D'ÉLECTRICITÉ DANS L'UE

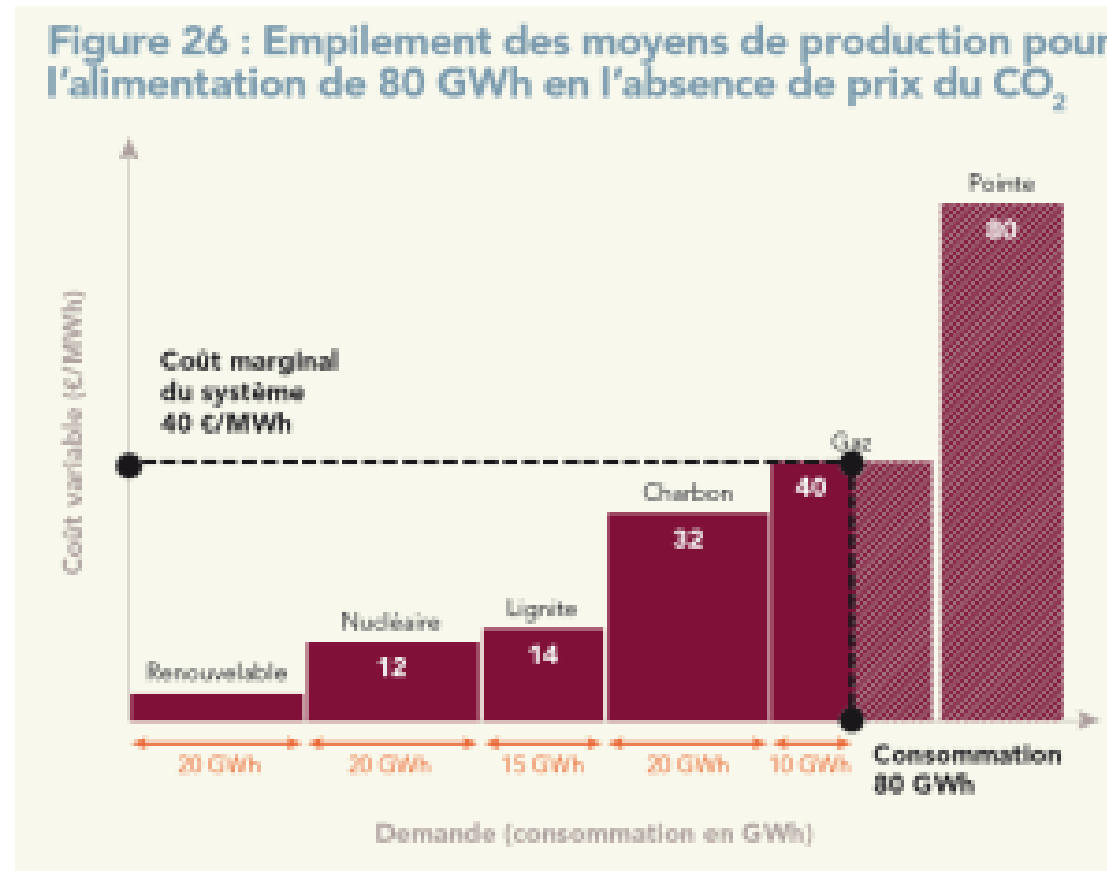


Source: chiffres-clés du climat, I4CE-MTES (2018)

L'analyse coûts-bénéfices: une approche commune des coûts, pour des politiques publiques créatrices de richesse pour la société (cf rapport E.Quinet)

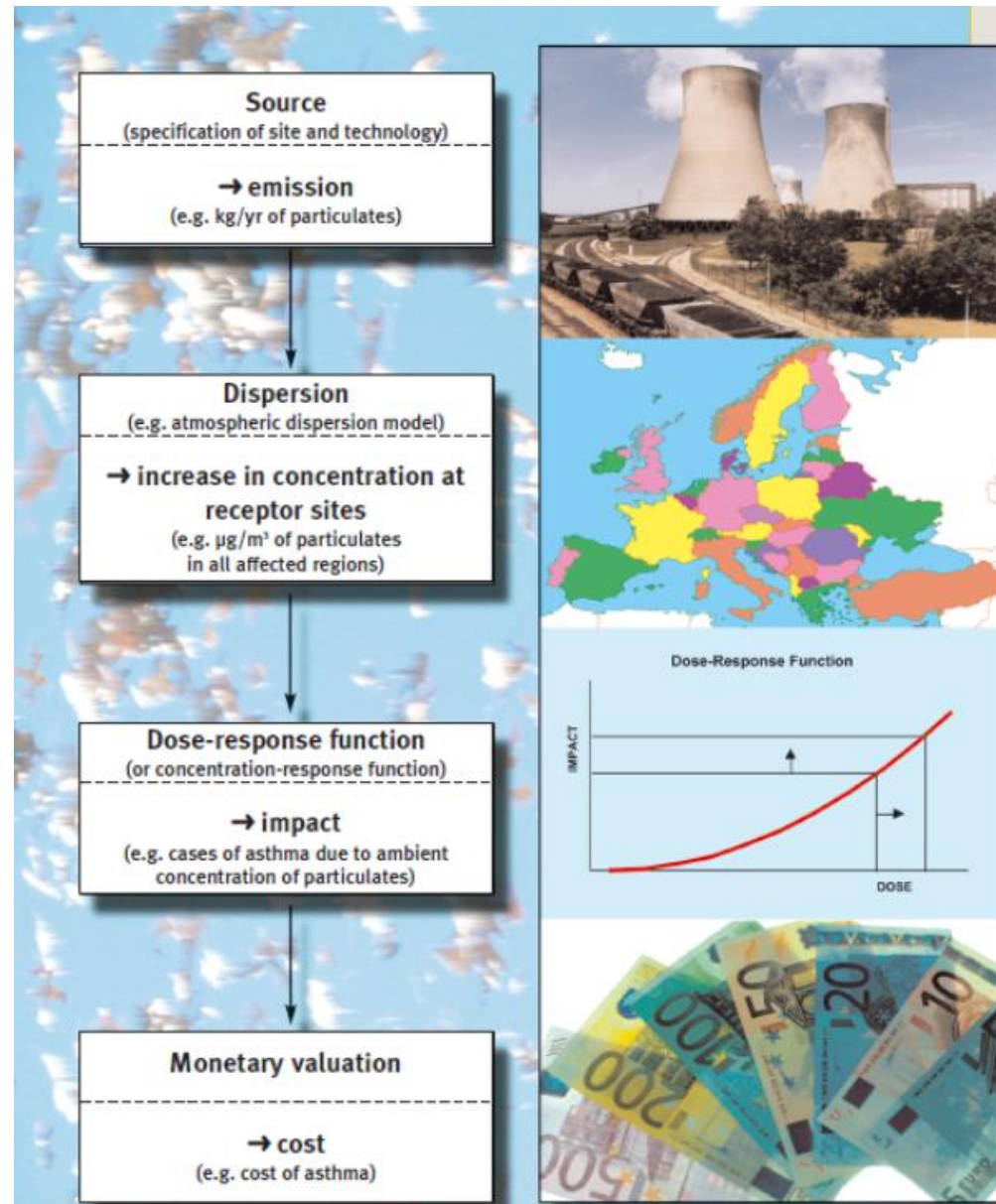
- *L'objectif de l'évaluation socio-économique est d'éclairer les choix publics en quantifiant l'ensemble des coûts et bénéfices marchands ou non-marchands associés à un projet.*
- L'analyse « coûts-bénéfices (ACB) » a l'avantage de permettre des comparaisons, les critères d'utilité et de couts pour la collectivité retenus étant les mêmes pour tous les projets.
- « L'actualisation » permet de prendre en compte les horizons différents et l'évolution du contexte.
- Historiquement, le secteur électrique a été pionnier avec la « note bleue » (1953), qui fournissait les bases conceptuelles pour optimiser les parcs et évaluer un projet marginal dans le contexte du choix entre thermique et hydraulique.
- Toutes les externalités, négatives ou positives, doivent être incorporées au calcul dans toute la mesure que permet l'état de l'art.
- Pour ce qui ne peut pas être quantifié, une présentation d'argumentaire est préférable à l'application d'une méthode multicritères qui peut conduire à attribuer une valeur « scientifique » à une présentation qui n'en a pas. L'évaluation ne dispense pas d'une réflexion stratégique en amont, qui est à mener au plan politique.

Le kWh: une ou plusieurs valeurs?



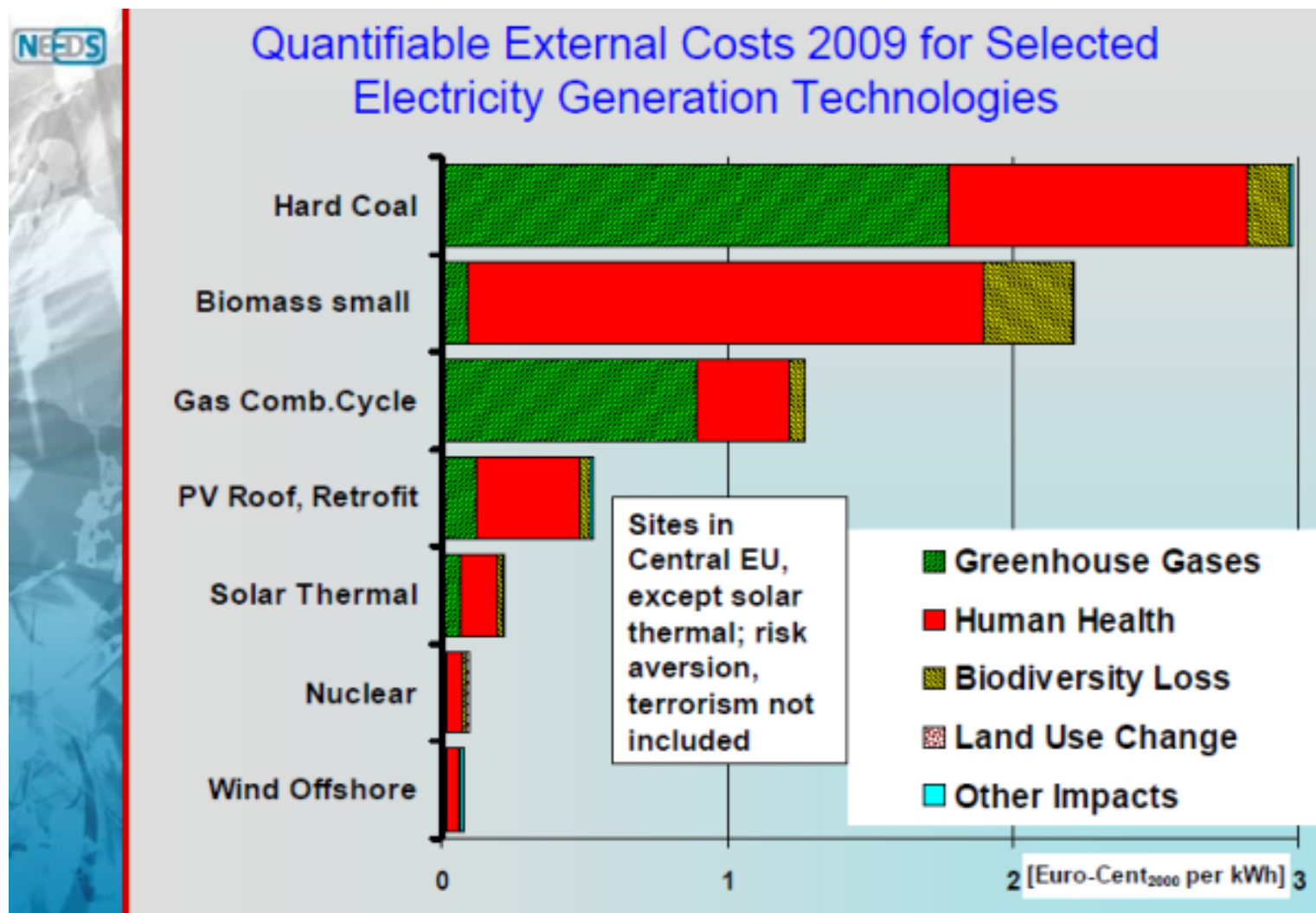
Exemple fictif. Source RTE-Ademe (2016), « Signal-prix du CO₂: analyse de son impact sur le système électrique européen

L'évaluation des coûts externes



Source: CE-ExterneE

Exemple d'application



Source: Needs, R.Friedrich (2009)

Spécificités de l'éolien

- patrimoine naturel et biodiversité
 - paysages et valeurs foncières
 - Biodiversité/ERC

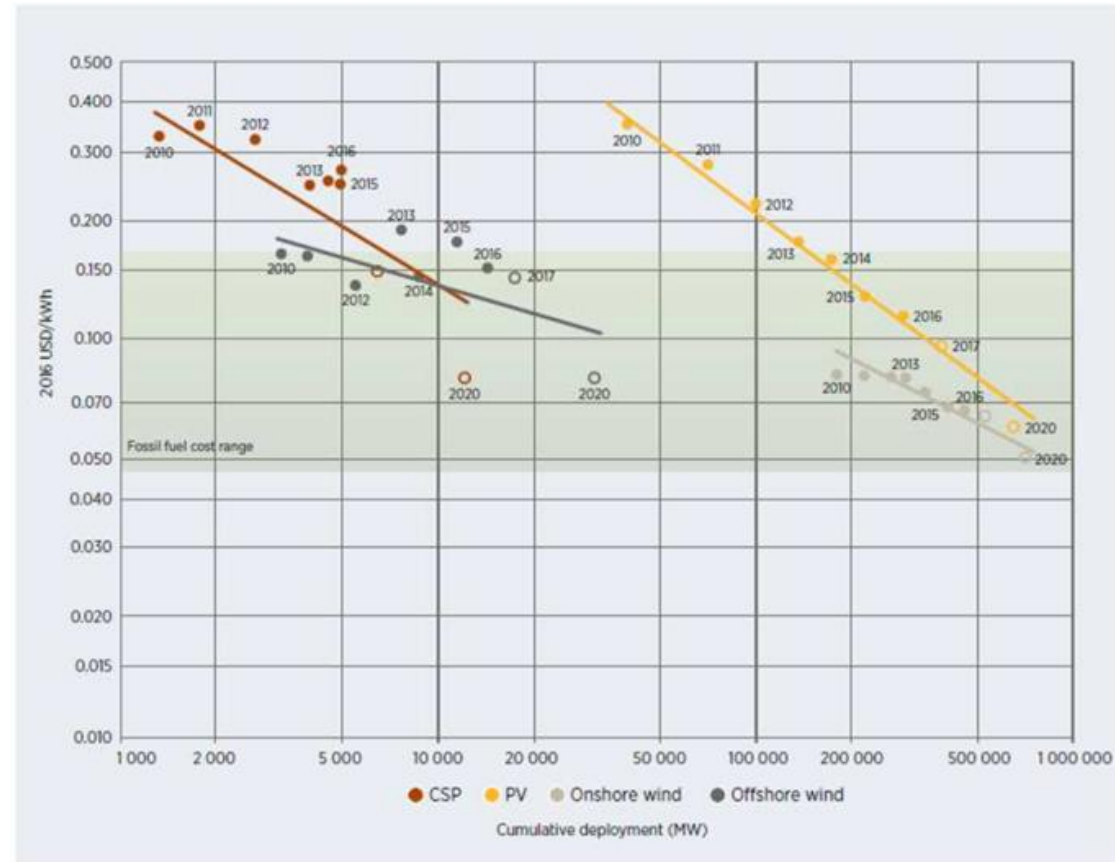
(cf. « De l'évaluation des coûts sociaux à leur internalisation, valeurs de référence », in « Un pacte fiscal écologique pour accélérer la transition écologique et solidaire », CEDD, 2018)

- technologie émergente et intermittence

(cf. « l'évaluation économique des scénarios énergétiques », CEDD, 2013, notamment la contribution de R.Crassous et F.Roques)

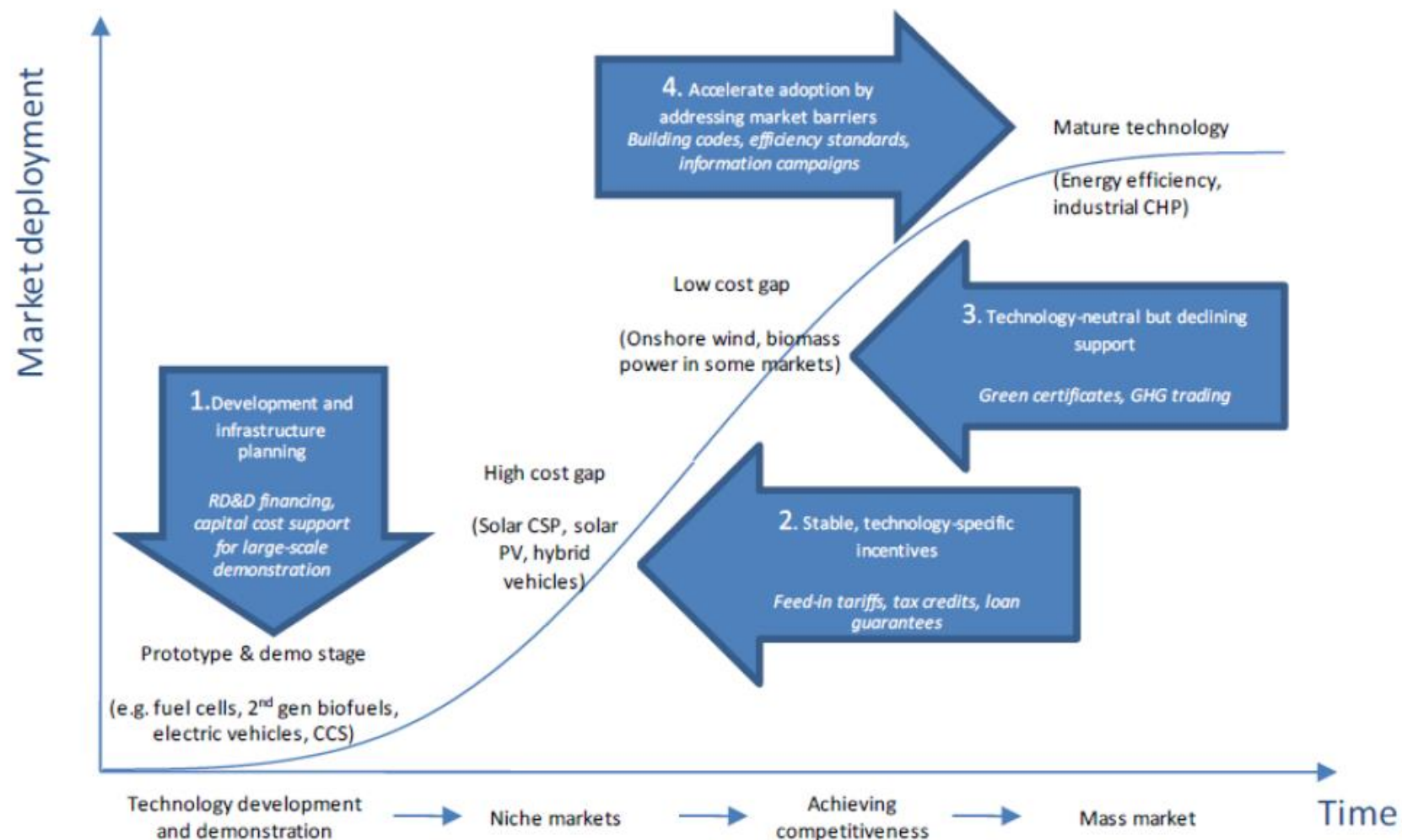
Courbes d'apprentissage

Figure ES.3 Learning curves for the global weighted average levelized cost of electricity from CSP, solar PV and onshore and offshore wind, 2010-2020



Based on IRENA Renewable Cost Database and Auctions Database; GWEC, 2017; WindEurope, 2017; MAKE Consulting, 2017a; and SolarPower Europe, 2017a.

Dynamique de l'innovation et politique industrielle



Note: The figure includes generalised technology classifications; in most cases, technologies will fall into more than one category.

Source: IEA (2010), *Energy Technology Perspectives 2010*, Kalamova, Kaminker and Johnstone, (OECD, 2011)

Coûts de l'intermittence (Crassous et Roques, 2013, op.cit.)

Les Energies Renouvelables Variables (ERV), électricité éolienne et photovoltaïque, par leur caractère décentralisé et surtout “non pilotable”, font émerger d’autres types de coûts. Ceux-ci découlent notamment de la nécessité d’ajuster les réseaux et leur gestion de façon à assurer en permanence l’équilibre offre-demande et on distingue habituellement :

- Les coûts additionnels de réseaux ; pour raccorder ces énergies décentralisées, il faut étendre ou modifier le réseau de transport et de distribution ; les coûts associés peuvent être significatifs (même aujourd’hui, le coût des réseaux représente environ 50% du coût de l’électricité).
- Les coûts dit d’adéquation ou de “backup” ; il faut être certain que la demande est satisfaite à tout moment – même lors d’une pointe hivernale lorsque le soleil est couché et que le vent ne souffle pas ; l’utilisation de renouvelables variables nécessite donc de mettre en place des réserves de stockage ou de production, qui ont elles-mêmes un coût.
- Les coûts d’équilibrage (ou de “ramping”) qui conduisent, à travers la gestion au jour le jour des centrales, à monter ou descendre en charge afin d’assurer la stabilité du réseau à tout moment.

Synthèse récente

(S.Samadi, « The social cost of electricity, Energies, 2017)

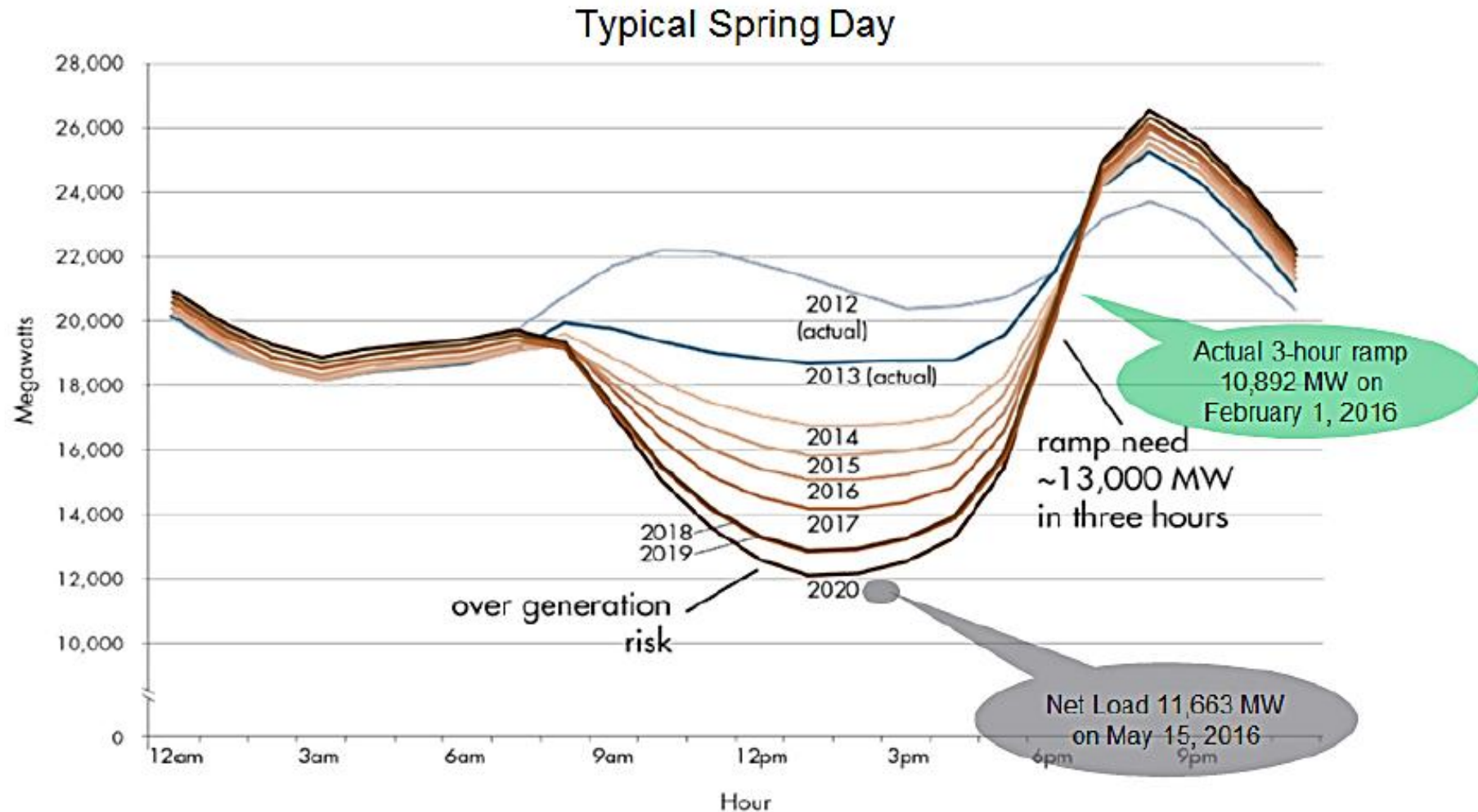
Table 10. Overview of the estimated specific social costs of electricity generation in Europe from several types of current newly-built power plants.

Type of Cost	Costs in €-cent/kWh						
	Renewables			Nuclear (at a 3% Discount Rate)	Nuclear (at a 6% Discount Rate)	Fossil Fuels	
	Onshore Wind	Offshore Wind	Solar PV (Utility-Scale)			Natural Gas (CCGT)	Hard Coal
Plant-level costs							
Installation costs (central values)	4.4	7.6	5.8	3.4	6.2	0.7	1.5
O&M costs (central values)	2.0	3.6	2.0	1.6	1.6	0.6	0.8
Fuel costs (central values)	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	4.9	2.0
Sum of plant-level costs (w/o CO ₂ costs) (central values; ranges in parenthesis)	6.4 (2.5–9.7)	11.2 (7.5–14.9)	7.8 (5.3–10.1)	5.8 (4.8–6.9)	8.6 (6.8–10.1)	6.2 (5.9–6.7)	4.3 (3.3–4.8)
System costs							
Grid costs	1.0	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Balancing costs	0.3	0.3	0.2	0	0	0	0
Profile costs (additional costs for VRE plants for shares of around or below 10% for wind and solar PV each)	1.0	1.0	1.0	0	0	0	0
Sum of system costs	2.3	2.3	2.2	0.5	0.5	0.5	0.5
Quantifiable external costs							
GHG emissions costs (at 114 €/t CO ₂)	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	4.5	9.0
Air pollution costs (state-of-the art plants)	<0.1	<0.1	0.3	<0.1	<0.1	0.4	1.4
Landscape and noise disamenity costs	0.5	0.2	0	0	0	0	0
Sum of quantifiable external costs	0.6	0.3	0.6	0.1	0.1	4.9	10.4
SUM OF ALL QUANTIFIABLE COSTS (with central plant-level values; with plant-level ranges in parenthesis)	9.3 (5.4–12.6)	13.8 (10.1–17.5)	10.6 (8.1–12.9)	6.4 (5.4–7.5)	9.2 (7.4–10.7)	11.6 (11.3–12.1)	15.2 (14.2–15.7)
Potentially relevant non-quantifiable external costs							
Radioactive contamination (especially resulting from nuclear accidents)	-	-	-	x	x	-	-
Ecosystem and biodiversity impacts (non-climate change related)	x	x	x	x	x	x	x

ources: The original sources of the data presented in this table, as well as (where applicable) the assumptions made and approaches taken to derive representative values, can be found in the discussion of each cost type in Section 3 and in the text of this subsection (Section 4.1).

« Ramping » et impact sur la structure du parc Exemple du photovoltaïque (Californie)

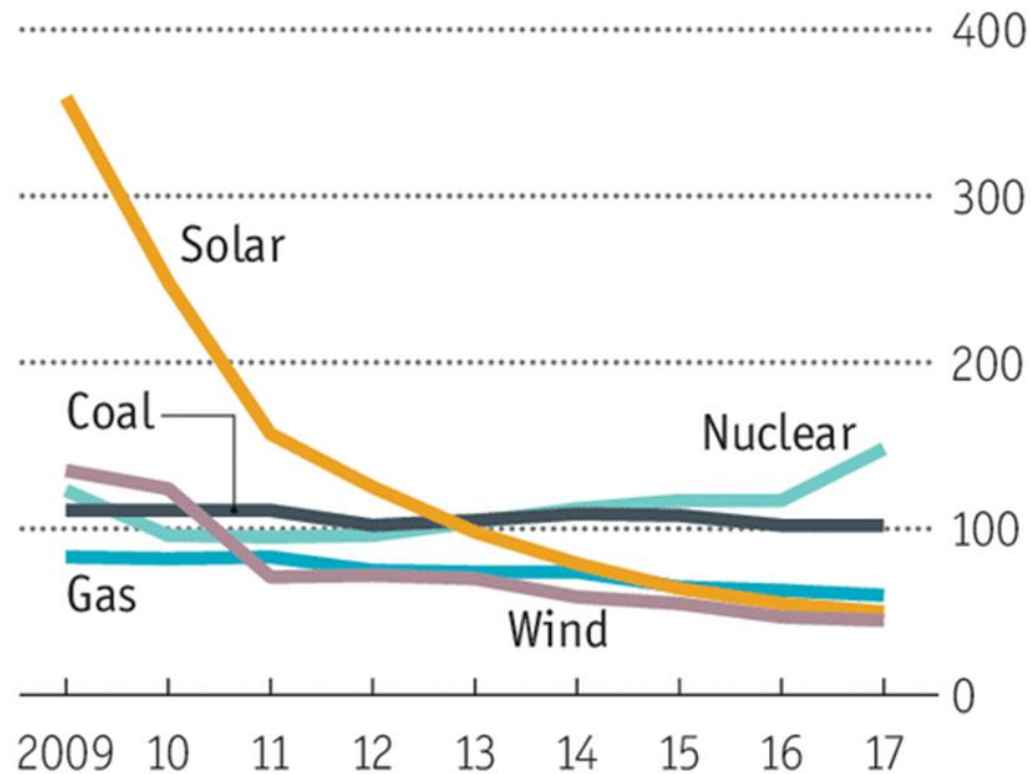
Figure 2: The duck curve shows steep ramping needs and overgeneration risk



Questions: pourquoi faut-il encore subventionner les ENR? Et pourquoi a-t-on besoin de « PPE »?

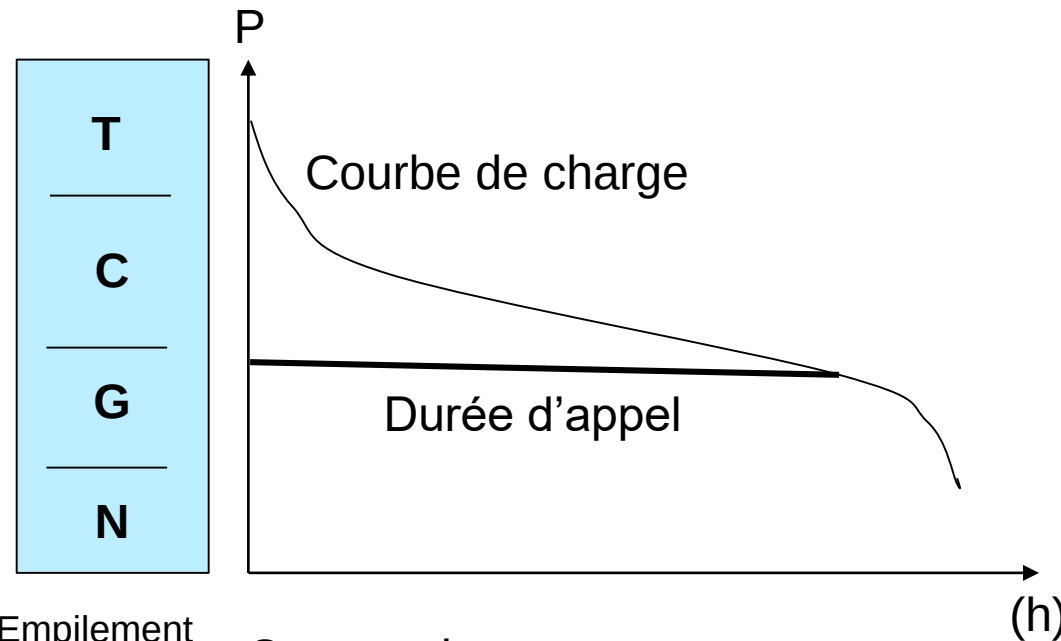
Clean equals cheap

North America, average cost of energy
\$ per MWh



Source: Lazard, levelised cost of energy analysis

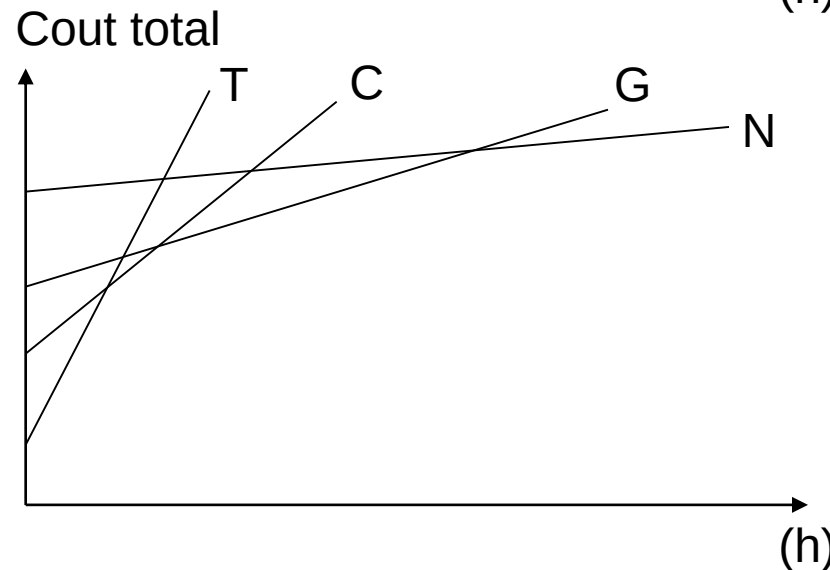
LCOE et optimisation du parc « garanti, contrôlable, dispatchable »



Dans ce cas, la durée d'appel résume le profil de production

Pour chaque durée, l'équipement optimal est celui qui a le plus petit cout complet

Empilement des capacités par cout de combustible +



...ou le moindre LCOE pour cette durée

→ LCOE différenciés (pointe, heures pleines, base)

Contexte des énergies intermittentes

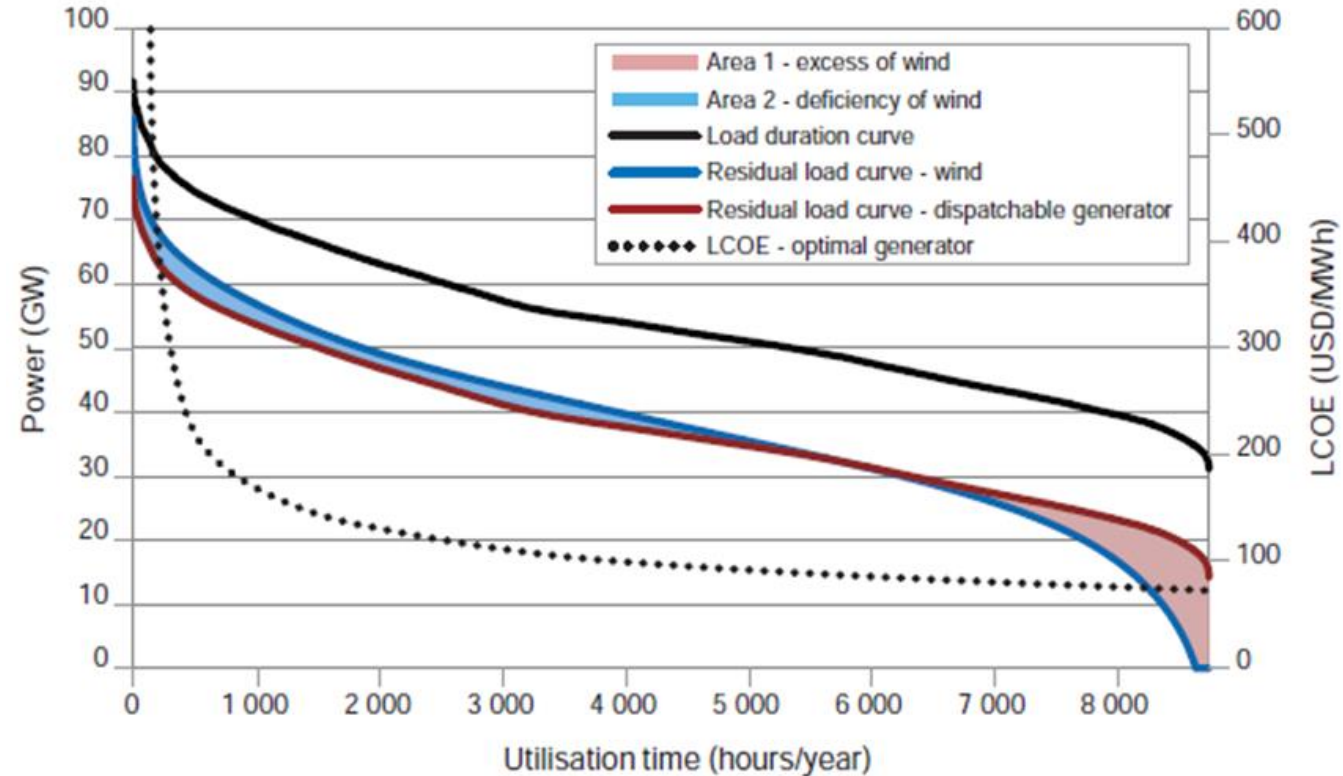


Figure 1 : courbe de charge résiduelle et coûts de production avec et sans ENR (cas de 30% d'éolien, puissance) , Crassous et Roques, op.cit.

- La comparaison des LCOE ne vaut que pour des profils de production équivalents (ex. pour comparer éolien flottant/posé)
- ...et il faut s'assurer que, pour celui-ci, ce profil de production concourt à la minimisation du coût complet de la production d'électricité

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Échanges avec la salle

ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE

Conclusion
CPDP

Rappel des prochaines rencontres

- Le 25 septembre : réunion d'information à Groix
- Le 6 octobre : réunion d'information à Belle-Île
- Le 9 octobre : réunion thématique sur les retombées économiques attendues
- Les 12 et 20 octobre : réunions thématiques sur l'environnement marin



MERCI DE VOTRE ATTENTION



ÉOLIENNES FLOTTANTES AU SUD DE LA BRETAGNE