

# Quelques éléments sur l'analyse économique de l'éolien en mer

Philippe Quirion

Directeur de recherche au CNRS

CIREN

22 juillet 2020

# Contexte <sup>(1/2)</sup>

- Accord de Paris, article 4 : « parvenir à un équilibre entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre au cours de la deuxième moitié du siècle »
- France, loi de 2019 relative à l'énergie et au climat: neutralité carbone en 2050
- « Dans les trajectoires axées sur l'objectif de 1,5 °C sans dépassement ou avec un dépassement minime, les énergies renouvelables représentent, selon les projections, 70 à 85 % (intervalle interquartile) de la production d'électricité en 2050 (degré de confiance élevé) »

*GIEC, Réchauffement planétaire de 1,5 °C, Résumé pour décideurs, 2018.*

# Contexte (2/2)

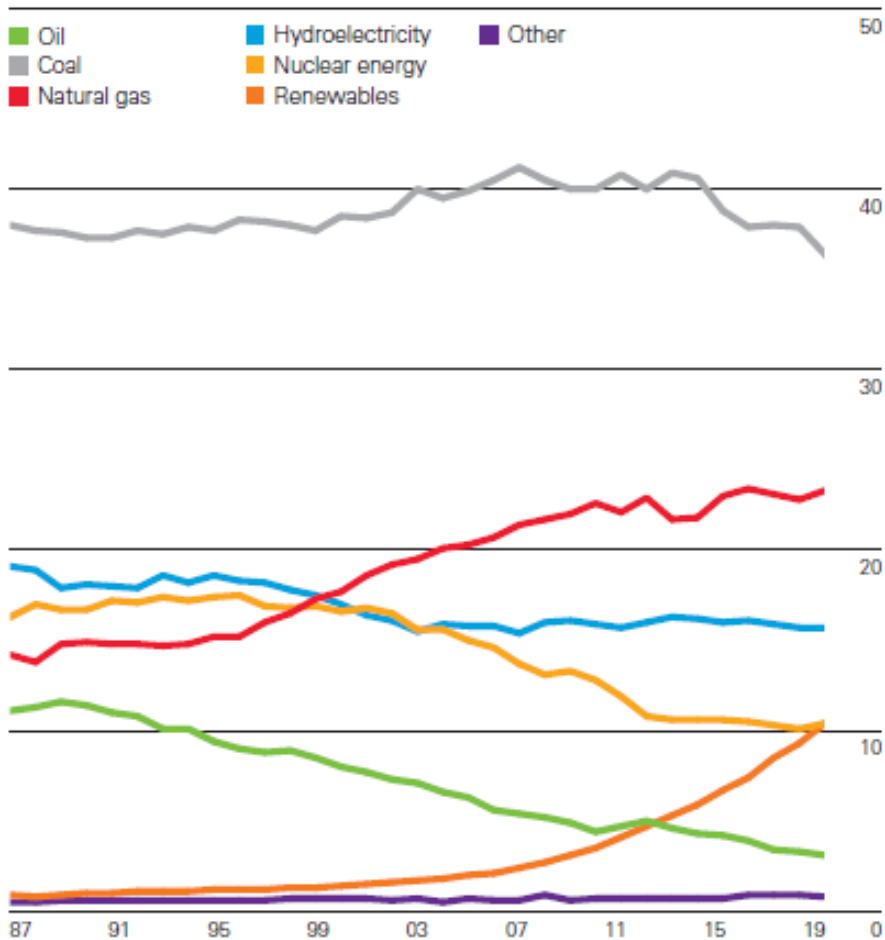
- 3 sources d'électricité presque sans émissions de CO<sub>2</sub>
  - Énergies renouvelables
  - Nucléaire
  - Fossiles avec capture et stockage du CO<sub>2</sub>
- “La faisabilité politique, économique, sociale et technique de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne et du stockage de l'électricité s'est considérablement améliorée ces dernières années, tandis que celle de l'énergie nucléaire et du captage et du stockage du dioxyde de carbone (CSC) dans le secteur de l'électricité n'a pas connu d'améliorations similaires.”

*GIEC, Réchauffement planétaire de 1,5 °C, Ch. 4, 2018.*

# BP, Statistical Review of World Energy

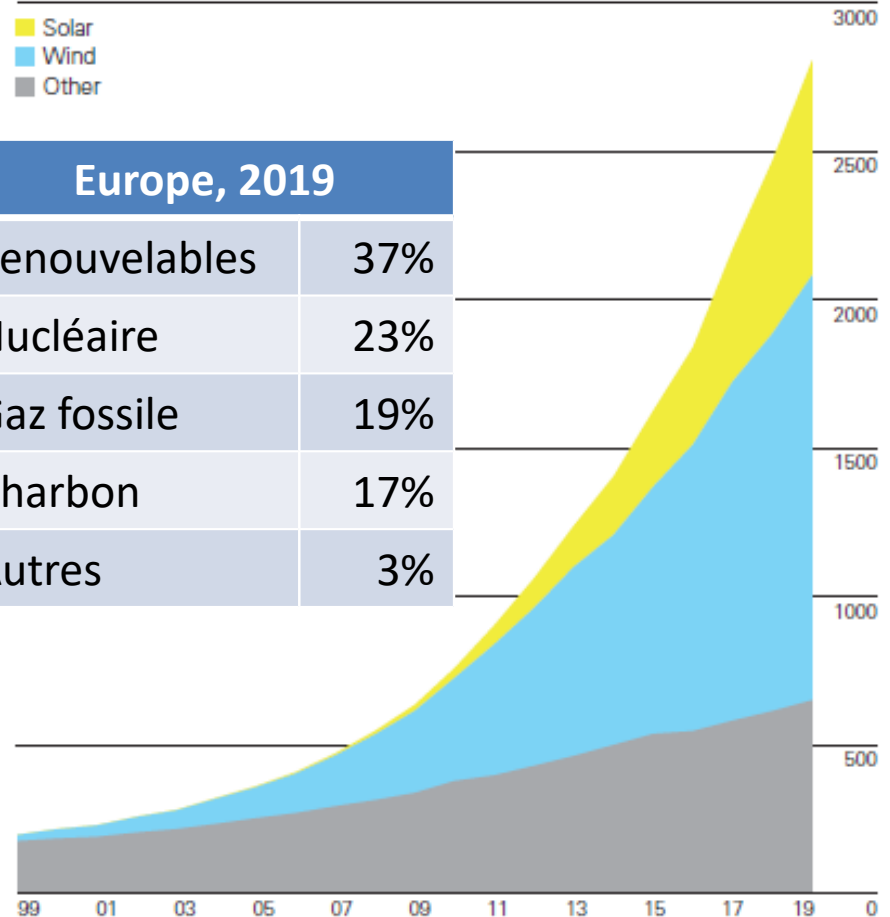
Share of global electricity generation by fuel

Percentage



Renewables generation by source (hors hydraulique)

Terawatt-hours

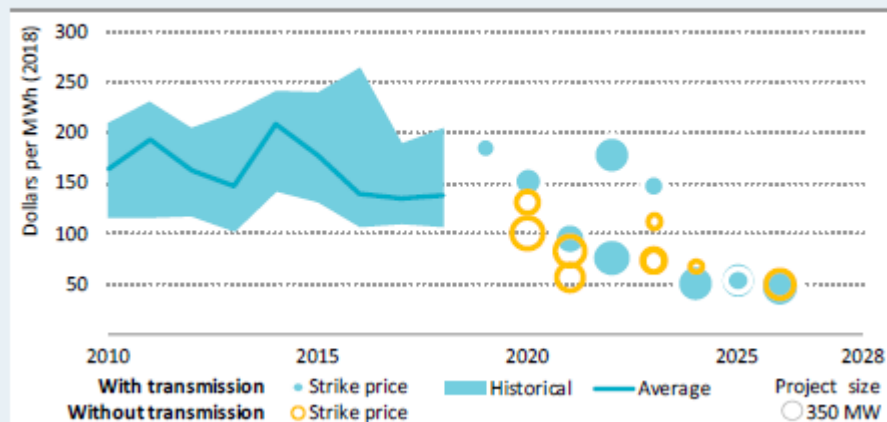


Europe, 2019

Renouvelables	37%
Nucléaire	23%
Gaz fossile	19%
Charbon	17%
Autres	3%

# Coût de l'éolien en mer

**Figure 8** > Historical LCOE of offshore wind and strike prices in recent auctions in Europe



With transmission			Without transmission		
Project	Strike price (\$/MWh)	Expected COD	Project	Strike price (\$/MWh)	Expected COD
<b>United Kingdom</b>			<b>Germany</b>		
Beatrice	185	2019	Baltic Eagle	74	2023
East Anglia 1	152	2020	Gode wind 3	68	2024
Triton Knoll	95	2021	Gode wind 4	112	2023
Moray East	73	2022	<b>Netherlands</b>		
Hornsea 1	178	2022	Borssele I/II	83	2020
Hornsea 2	76	2022	Borssele III/IV	62	2021
Neart na Gaoithe	148	2023	<b>Denmark</b>		
Cr. Beck A Dogger Bank	51	2024	Horns Rev 3	118	2020
Cr. Beck B Dogger Bank	54	2025	Kriegers Flak	57	2021
Dogger Bank Teeside A	54	2025	Vesterhav	73	2023
Seagreen	54	2025	Nord/Syd		
Muaitheabhal	51	2025	<b>France</b>		
Sofia	47	2026	Dunkirk	50	2026

*Recent auctions in Europe set the stage for a fall in costs for new projects as the industry moves to deploy higher capacity turbines*

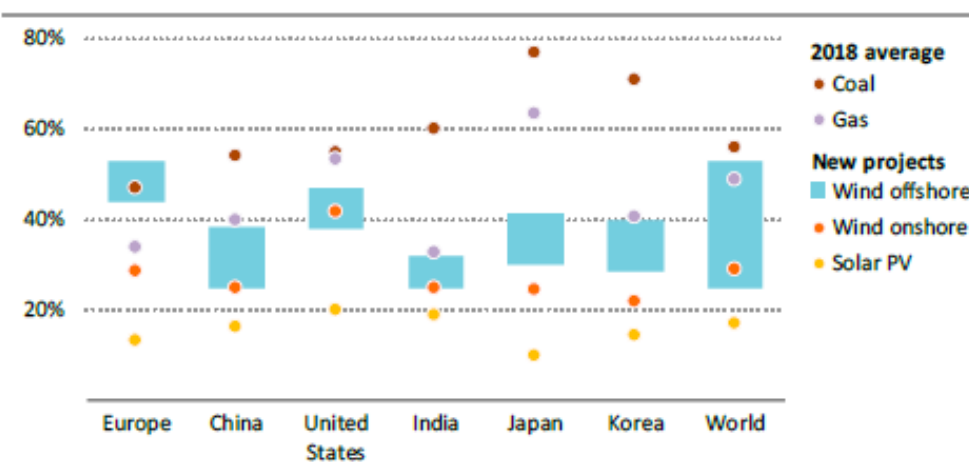
Notes: COD = commercial operation date. Historical values correspond to LCOEs including transmission. Strike prices are included for projects of over 100 MW. LCOE = levelized cost of electricity.

Agence internationale de l'énergie, *Offshore Wind Outlook*, 2019

Levelized Cost of Electricity (LCOE) : coût/MWh produit

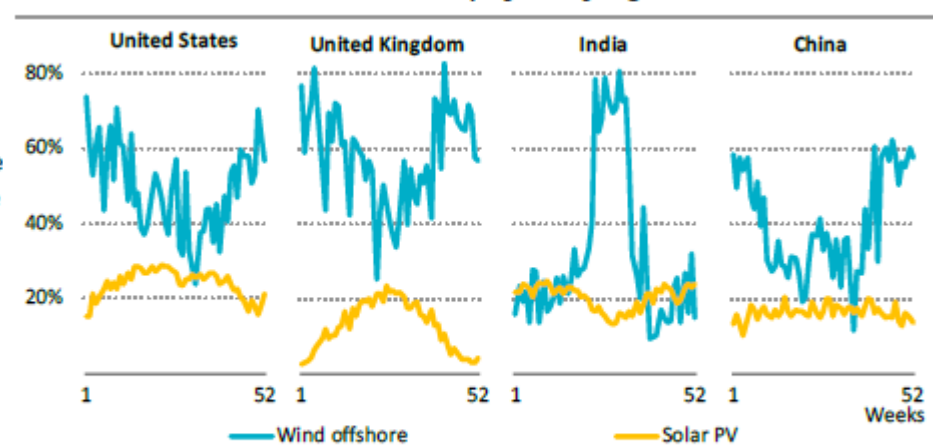
# 1<sup>er</sup> intérêt de l'éolien en mer : un facteur de capacité élevé, complémentaire du solaire

**Figure 4** ▶ Indicative annual capacity factors by technology and region



Offshore wind offers similar capacity factors to efficient gas-fired power plants in several regions, with levels well above those for other variable renewables

**Figure 5** ▶ Simulated average weekly capacity factors for new offshore wind and solar PV projects by region



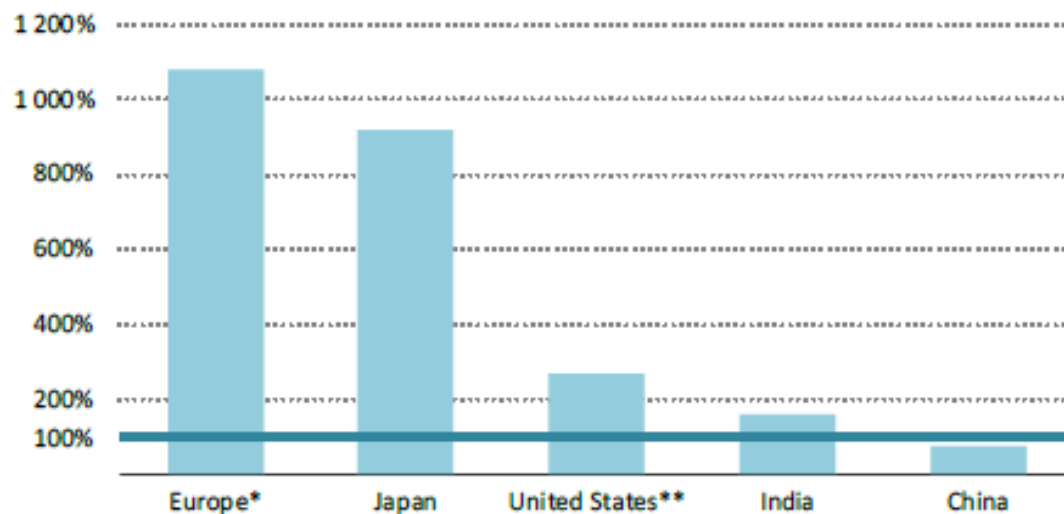
Seasonality of offshore wind can complement that of solar PV

Note: Based on weather data for 2018, 2013 and 2008.

Source: IEA analysis based on Renewables.ninja.<sup>4</sup>

## 2<sup>e</sup> intérêt de l'éolien maritime : un potentiel énorme

**Figure 26** ▶ Ratio of technical potential to domestic electricity demand by region in the Stated Policies Scenario, 2040



*Based on technical potential, many regions could cover more than or nearly all of their domestic electricity demand from offshore wind alone*

\* Potential excluding Greenland and overseas territories. \*\* Potential available excluding Alaska and Hawaii.

Source: IEA analysis developed in collaboration with Imperial College London.

En Europe, le potentiel (ancré flottant) est dix fois supérieur à la consommation d'électricité à l'horizon 2040

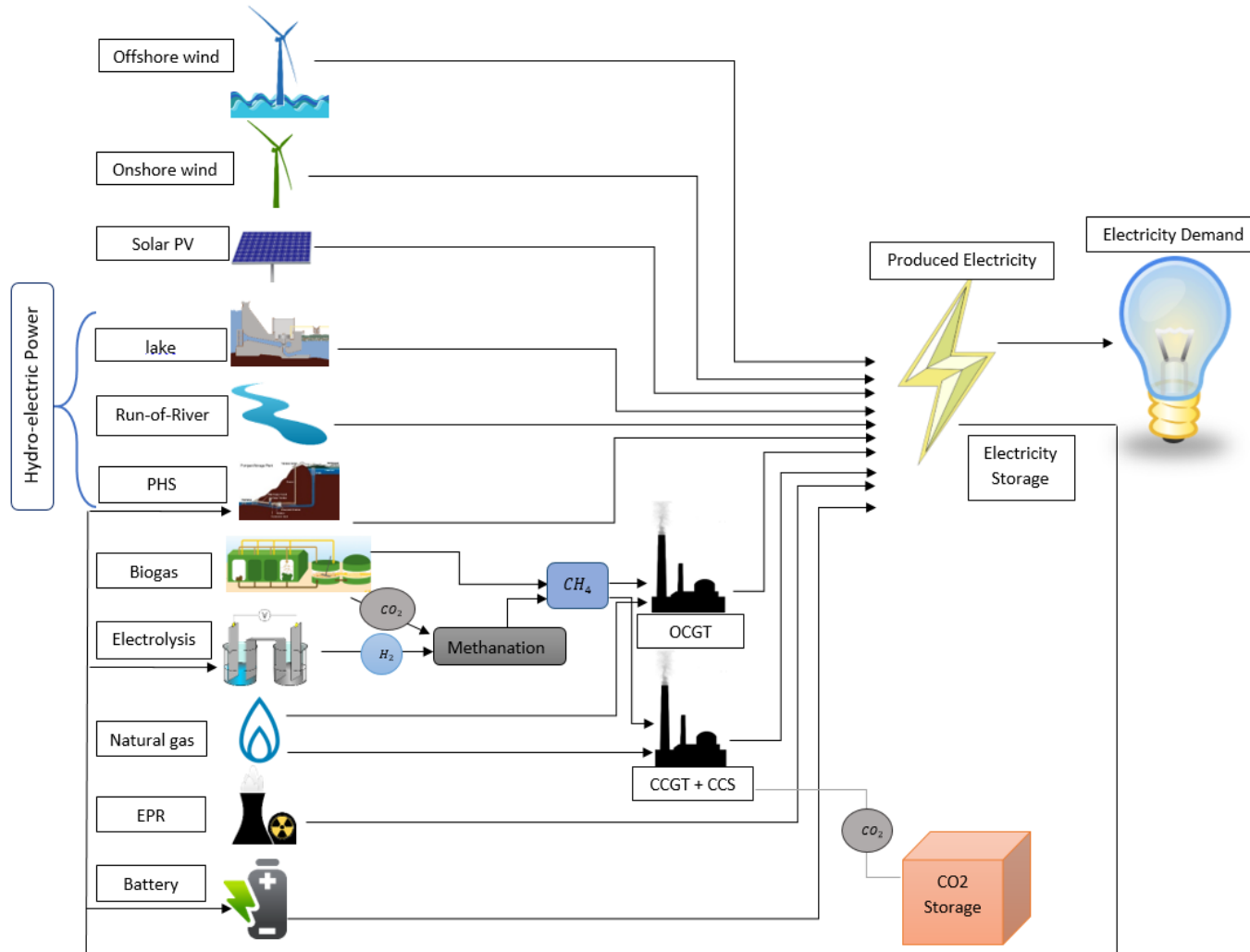
Agence internationale de l'énergie, *Offshore Wind Outlook*, 2019

# L'éolien dans le mix électrique optimal pour la France (avec Behrang Shirizadeh)

- Modèle EOLES\_elec : optimise investissement et fonctionnement
- Minimisation du coût total sous les contraintes :
  - Production  $\geq$  demande pour chaque heure
  - Ni importations, ni flexibilité de la demande
  - Demande : scénario Ademe 2050 (422 TWh/an)
  - 34 GW d'éolien terrestre (x2 / auj.)
  - 15 TWh-e de biogaz max
  - Hydraulique ~ aujourd'hui
- Hypothèses de coûts techniques : EU JRC pour 2050
  - EPR : CAPEX divisé par 2 / Hinkley point C, Flamanville 3 et Olkiluoto 3
  - PV : - 60% / Lazard 2019
  - Éolien en mer : - 10% / Lazard 2019
  - CO<sub>2</sub> : 0-500 €/tonne
- Référence : [http://faere.fr/pub/PolicyPapers/Shirizadeh\\_Quirion\\_FAERE\\_PP2020.01.pdf](http://faere.fr/pub/PolicyPapers/Shirizadeh_Quirion_FAERE_PP2020.01.pdf)
- Modèle et données : [https://github.com/BehrangShirizadeh/EOLES\\_elec](https://github.com/BehrangShirizadeh/EOLES_elec)

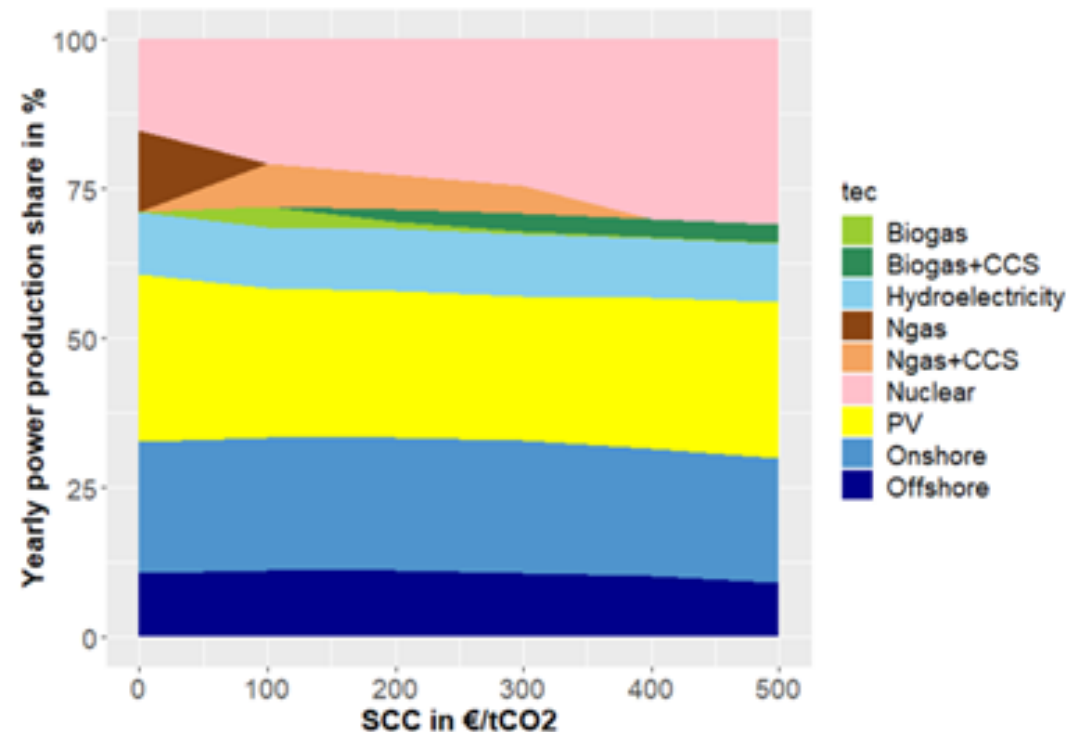


# Le modèle EOLES\_elec



# Résultats

- Coût annualisé du système, production et stockage : 20 Mds €/an = 49 €/MWh
- Batteries : ~ 11 GW, 22 GWh
- Renouvelables : ~ 75% de la production
- Éolien maritime :
  - Capacité ~ 10 GW
  - Production ~ 50 TWh/an ~ 12 %
  - LCOE = coût moyen : ~ 41 €/MWh



# Merci pour votre attention

<http://www.centre-cired.fr/perso/quirion/>

<https://scholar.google.fr/citations?user=BN9i2acAAAAJ&hl=fr>

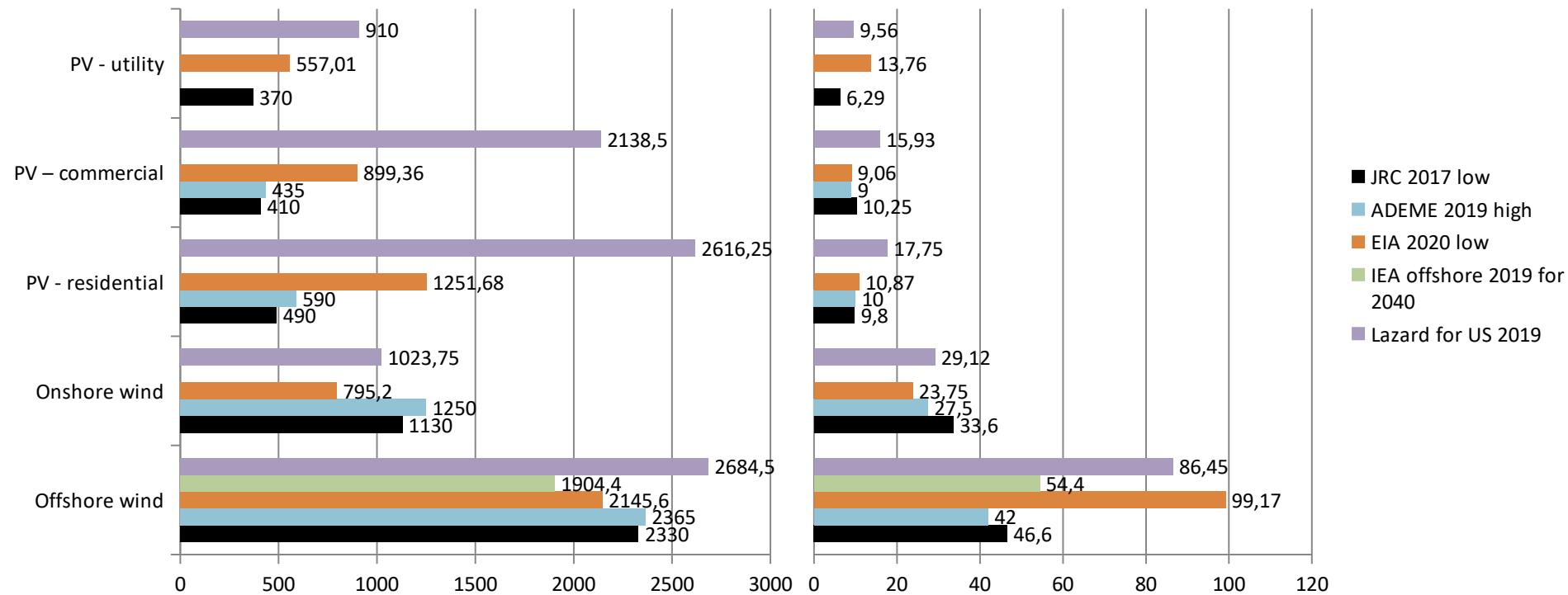
<https://twitter.com/pquirion1>

Réserve

# Are our cost assumptions (JRC 2017) too optimistic?

## CAPEX (€/kW)

## OPEX (€/kW/year)

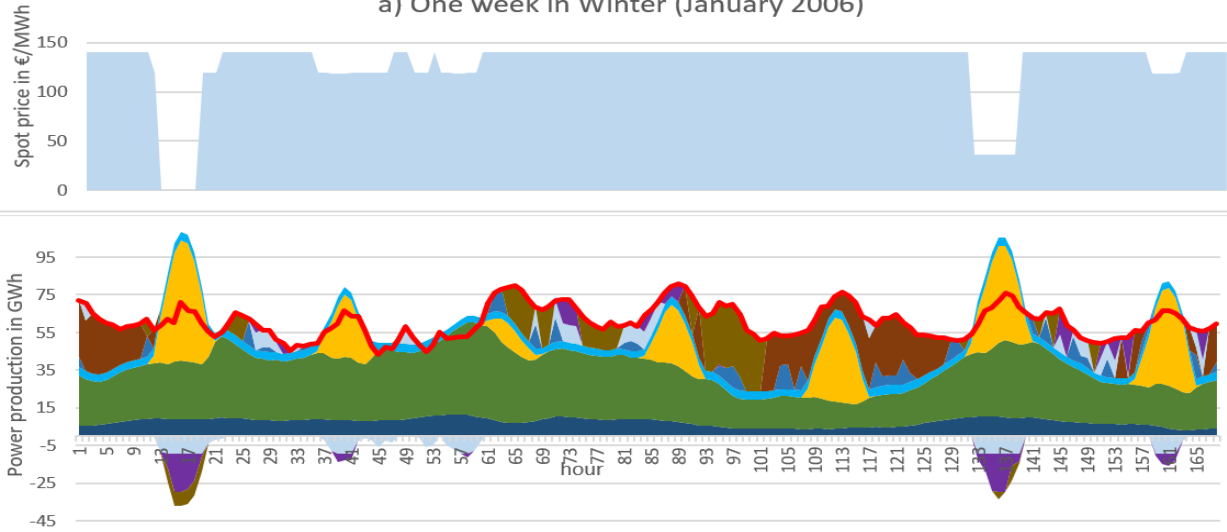


- Nuclear

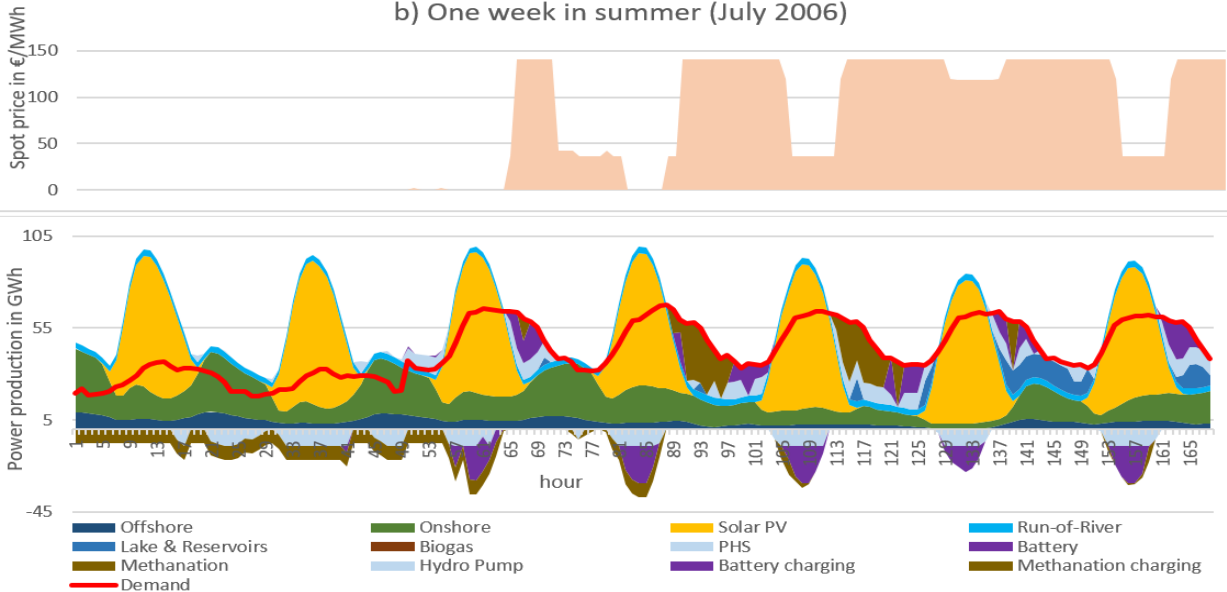
- Hinkley point C, Flamanville 3, Olkiluoto 3:  $\geq \sim \text{€}7500/\text{kW}$
- JRC 2017:  $\text{€}3750/\text{kW}$  (-50%)

# 2 semaines typiques

a) One week in Winter (January 2006)



b) One week in summer (July 2006)



- Offshore
- Onshore
- Solar PV
- Run-of-River
- Lake & Reservoirs
- Biogas
- PHS
- Battery
- Methanation
- Hydro Pump
- Battery charging
- Methanation charging
- Demand