

Fondation TUCK IDEES

Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire...

Jacques PERCEBOIS

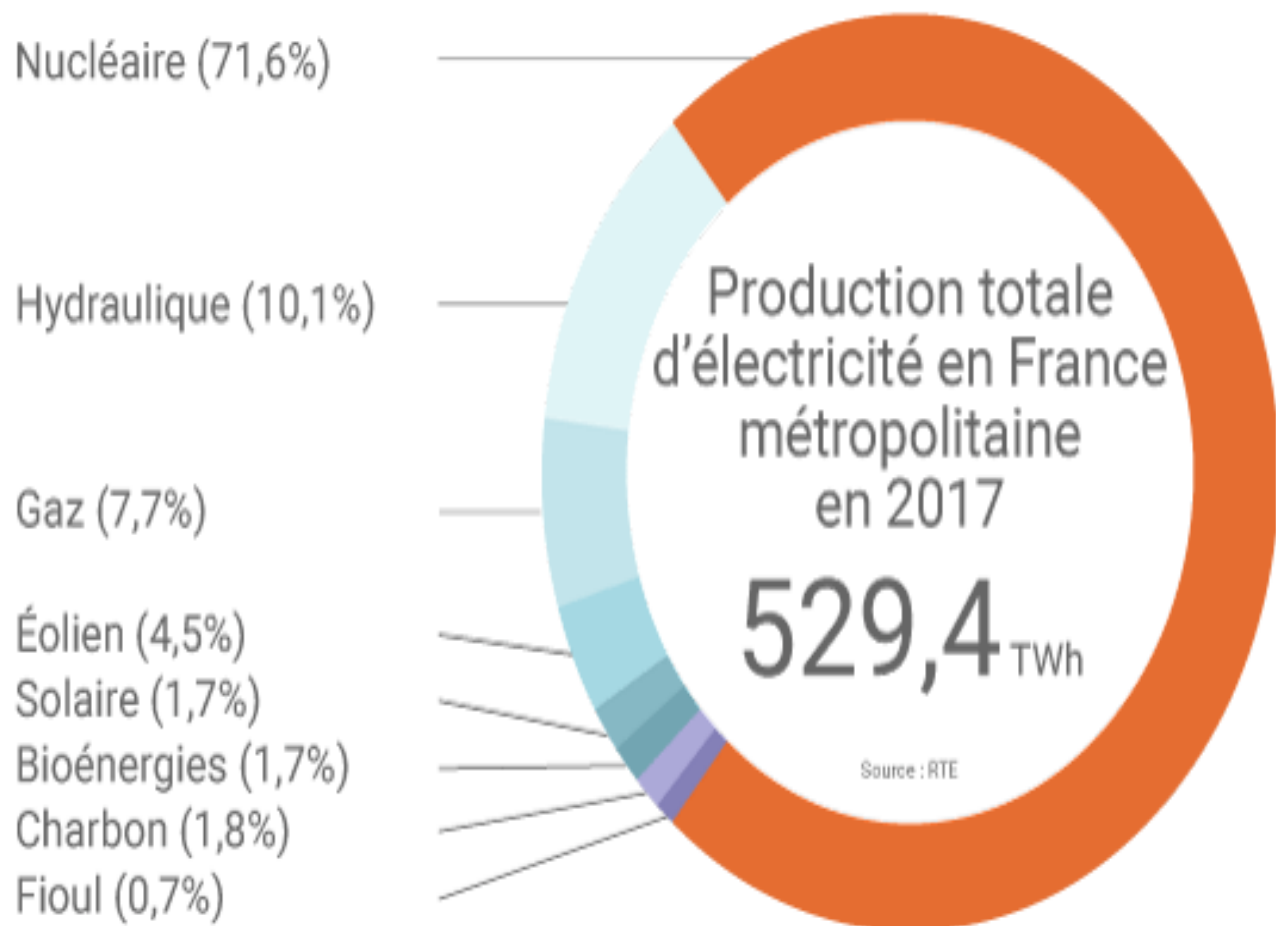
Professeur Emérite à l'Université de Montpellier (CREDEN)

Coresponsable du Pôle « Transitions Energétiques » à la Chaire Economie du Climat
(Université Paris Dauphine)

Paris, 28 janvier 2019

L'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire que...

- **1. La libéralisation du marché ne fait pas baisser le prix TTC de l'électricité**
- **2. La promotion des renouvelables est coûteuse pour le consommateur**
- **3. Remplacer le nucléaire par des renouvelables n'améliore pas le bilan carbone de la France**
- **4. Le marché de gros de l'électricité et celui du carbone n'envoient pas les bons signaux aux investisseurs**
- **5. La concurrence « artificielle » fragilise les opérateurs historiques (EDF)**



La production d'électricité en France reste « décarbonnée » à près de 90% en 2017 malgré la progression des énergies fossiles dans le mix. (©Connaissance des Énergies, d'après RTE)

On veut le marché mais que d'exceptions aux règles de la concurrence!

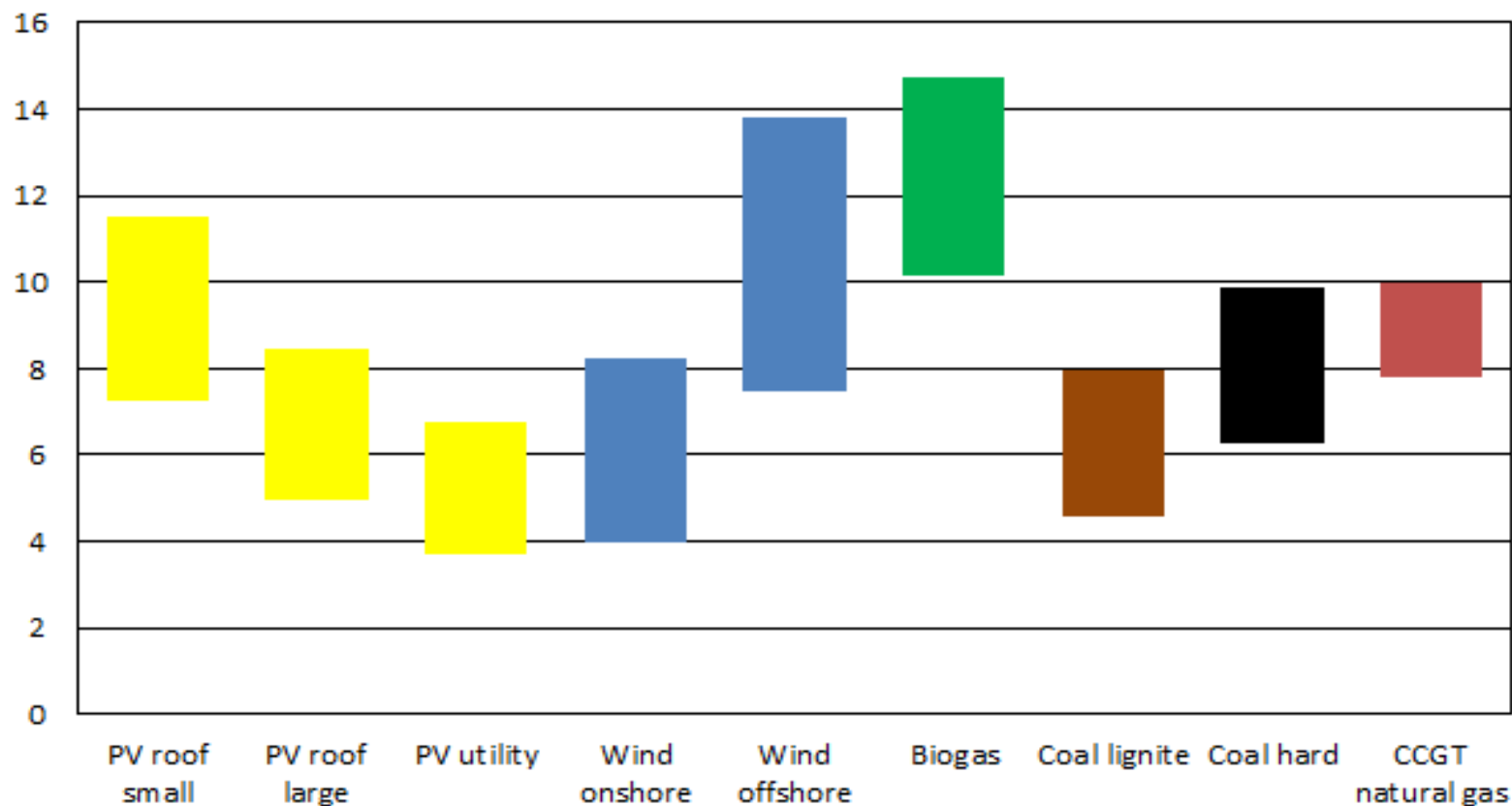
- **1. Le marché ne fixe qu'un tiers du prix de l'électricité (les 2/3 correspondent aux péages d'accès aux réseaux et à des taxes)**
- **2. On maintient des TRV pour certains consommateurs (TRV bleus)**
- **3. On subventionne une partie de la production (FIT et FIP pour les EnR)**
- **4. On met en place un « marché de capacité » pour faire face à l'échec du marché « energy only » (prix de gros trop faibles du fait de l'injection d'EnR qui font des enchères à prix nul)**
- **5. On subventionne les concurrents d'EDF à travers le mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique)**
- **6. On met en place une PPE car le marché ne peut pas envoyer les bons signaux de long terme pour les investissements (et dans certains pays l'Etat interdit certains investissements cf nucléaire)**

Coût moyen actualisé du kWh en Allemagne en 2018

pm: coût du kWh nucléaire en France : 5 à 6 c pour les centrales en fonctionnement selon la Cour des Comptes, 9 à 10 c pour l'EPR de Flamanville; coût cash du nucléaire amorti: 3,3 c
Mais on ne tient pas compte des coûts de « back-up »

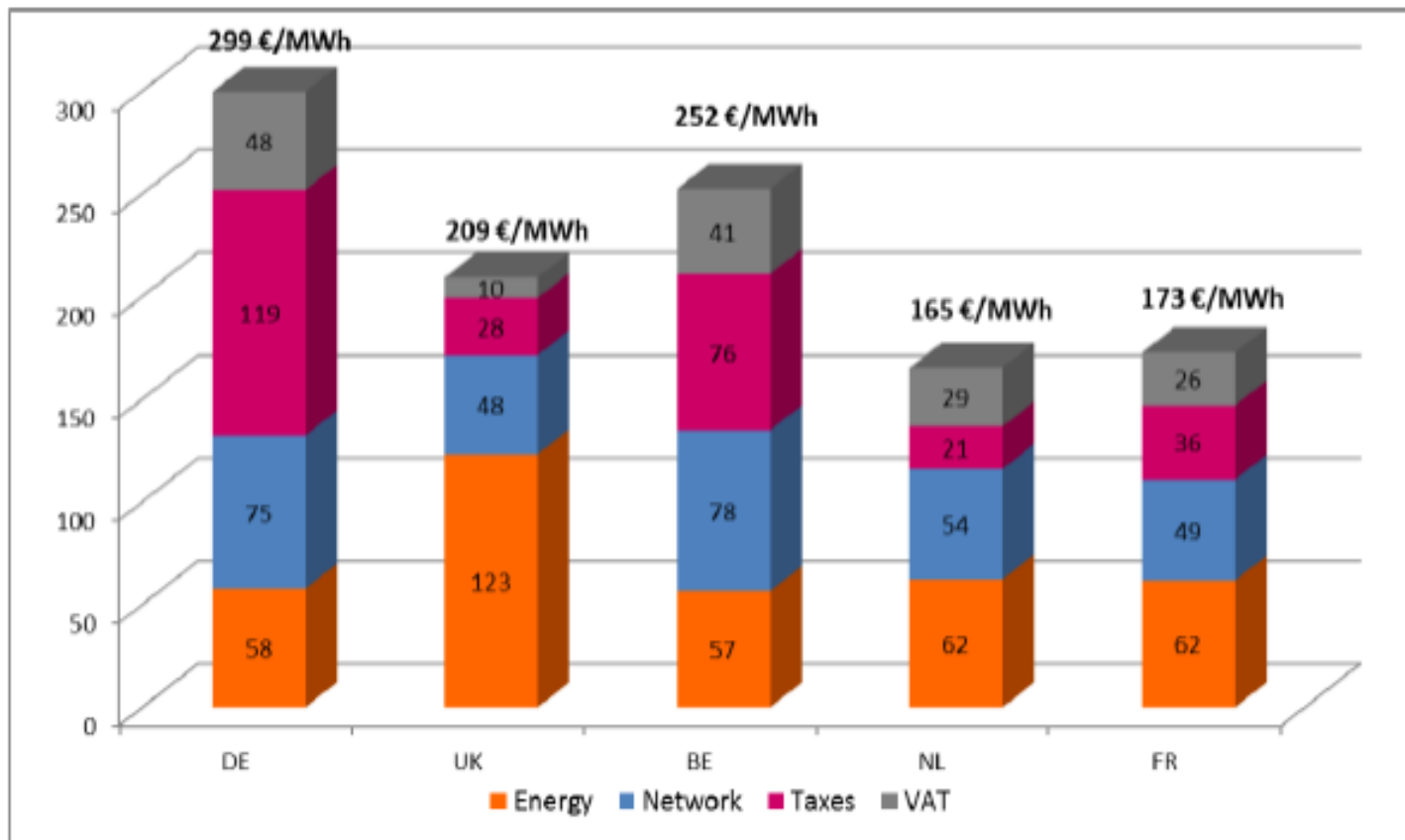
Levelized cost of electricity for Germany

in EuroCent/kWh, source: Fraunhofer ISE; March 2018



Prix de l'électricité TTC pour les ménages en Europe (source CREG, mai 2015)

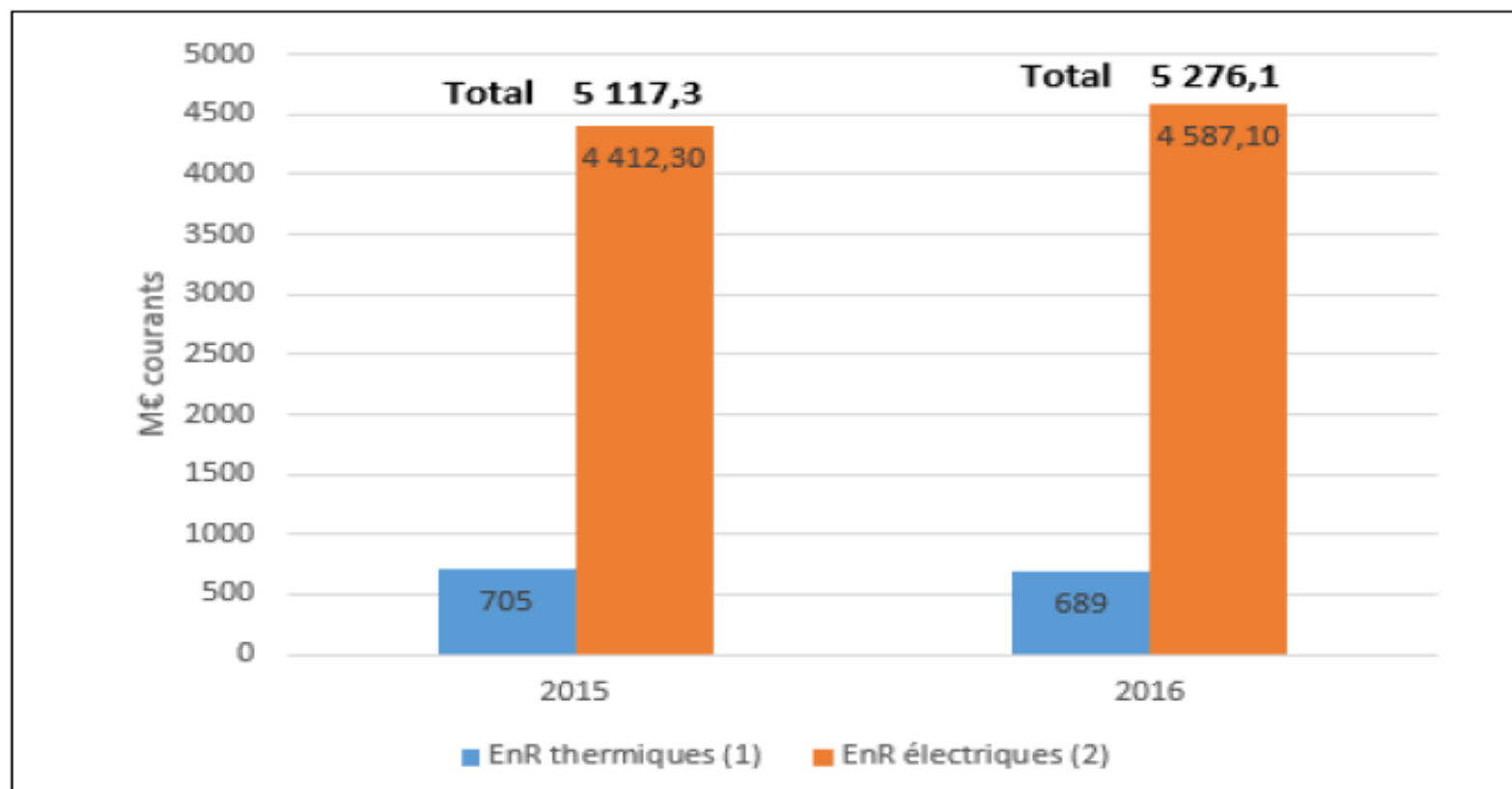
Electricity prices for « reference » household (3.5 MWh/year) are very different between countries not only due to the Energy component, but mainly because of « regulated components »



Structure du prix de l'électricité pour un consommateur domestique en France (TRV)

Structure	2006	2017
Part énergie (coût de production et de commercialisation); le coût de stockage des déchets est de l'ordre de 1 à 2% de ce montant	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%

Graphique n° 10 : montants estimés des soutiens publics consacrés aux EnR thermiques et électriques

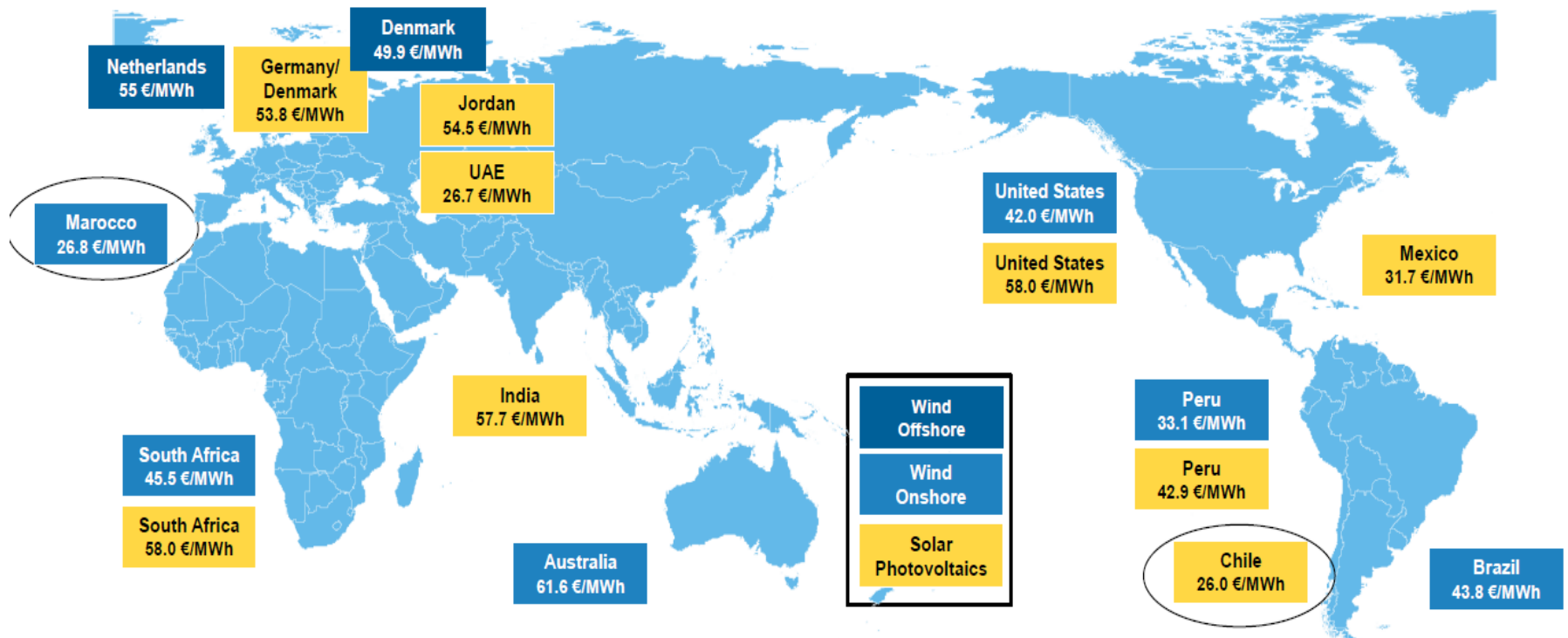


(1) Les contributions des collectivités locales ont été intégralement imputées aux EnR thermiques.

(2) Prise en compte des charges dues au titre de l'année, sans tenir compte des mécanismes de report de charges, ni de la dette accumulée jusqu'en 2015 au titre du mécanisme de la CSPE.

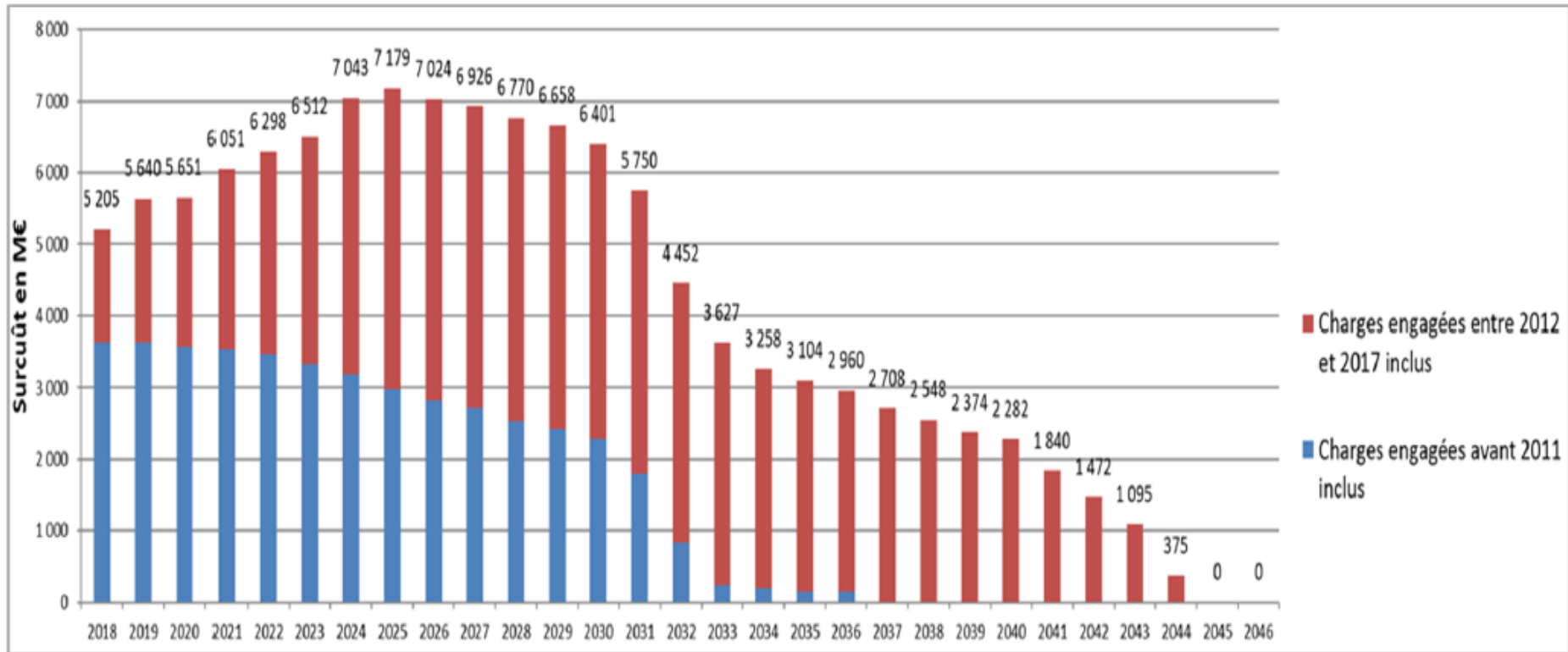
Source : Cour des comptes

Global costs for renewables in 2016: Wind offshore, wind onshore and solar energy constantly outdo each other with better offers



Fortum 2016; Sources: announcements by the investing companies and IEA report "Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015" for US, Brazil, South Africa, Australia and Jordan. Values reported in nominal EUR, 1 EUR = 1,12 USD, 1 EUR = 75,3 INR, 1 EUR = 9,48 SEK. United States values calculated excluding tax credits. Typical contract lengths are 15-25 years. The prices indicate levels with which investors have been willing to invest, however, they may not describe the actual comparable costs as the bid prices may be reduced by preferential land prices, site exploration cost, targeted low-cost loans etc. The price level at which investors can hedge their renewable production for the next 4 years: average of 2017-2020 electricity (LUL) + electricity futures with 29.8.2016 closing prices. This low price levels still result in continuation of investments in onshore wind in Sweden.

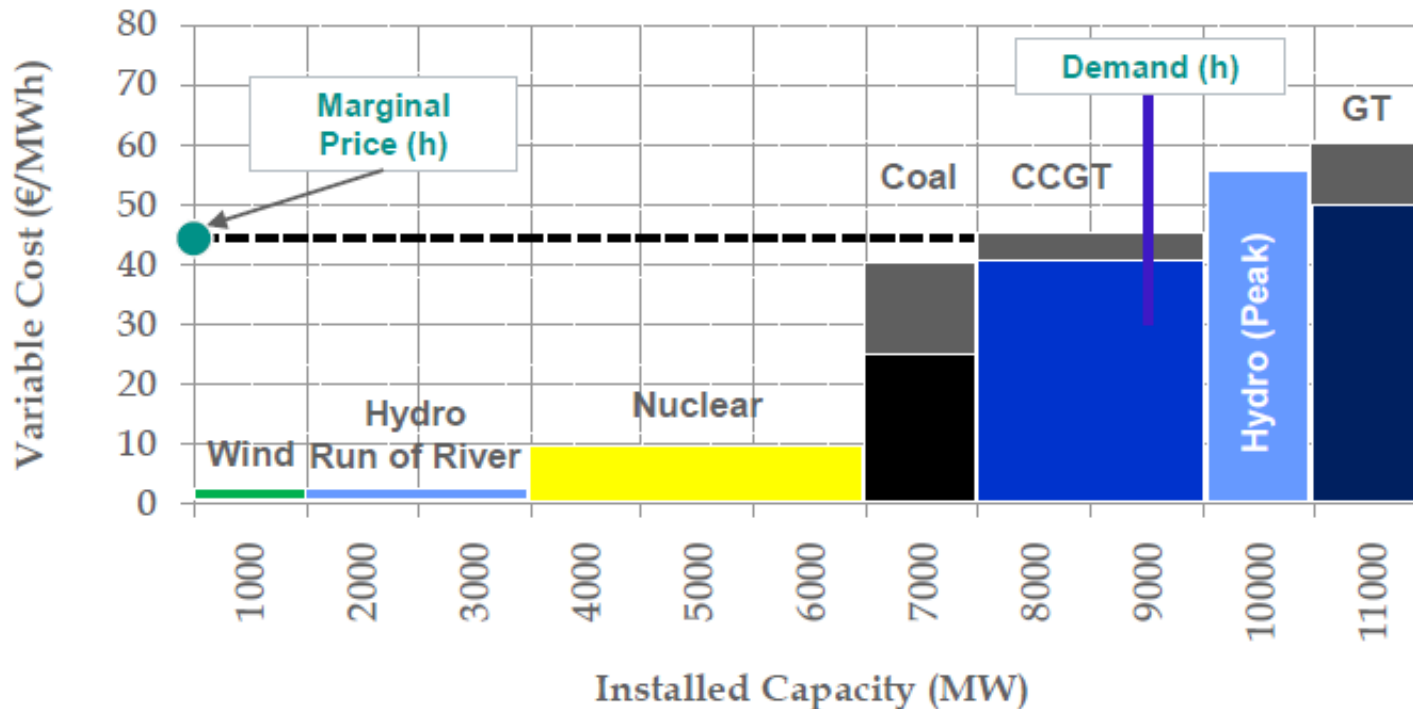
Charges engagées par les contrats signés avant 2017: 121 milliards d'euros (valeur 2018)



Source : CRE¹⁰³

La formation des prix de gros de l'électricité (marché)

- A chaque instant, le prix correspond au coût marginal de fonctionnement de la centrale marginale – hors période d'extrême pointe (« coût de défaillance »)
- A l'équilibre, en moyenne sur l'année, le prix couvre le coût complet des moyens de production.



Source : CEEME, GDF Suez

« Switching » caused by renewables: translation of the « merit order » curve

(see Hansen and Percebois 2010)

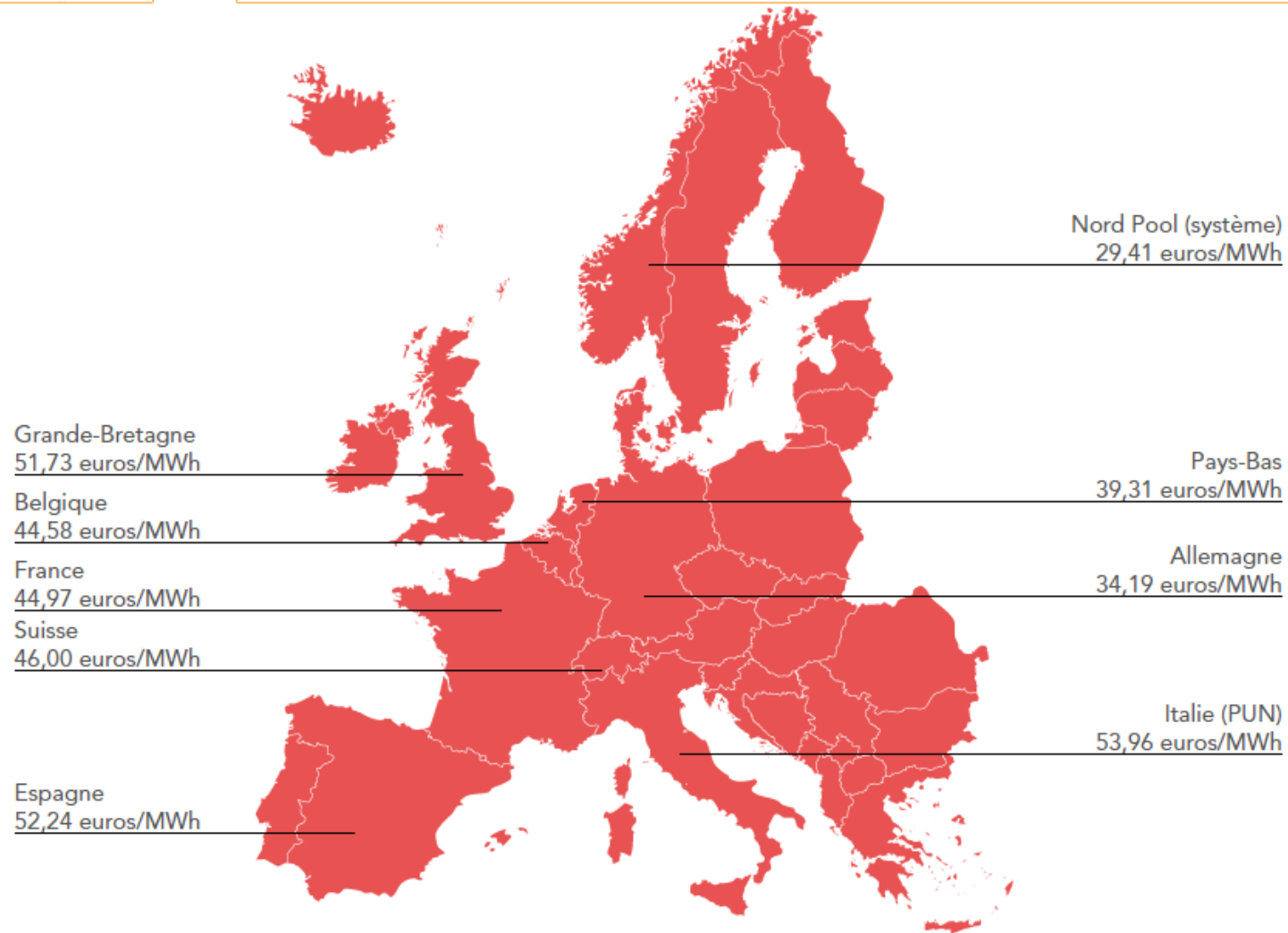


Prix spot de l'électricité en 2017

2015

2016

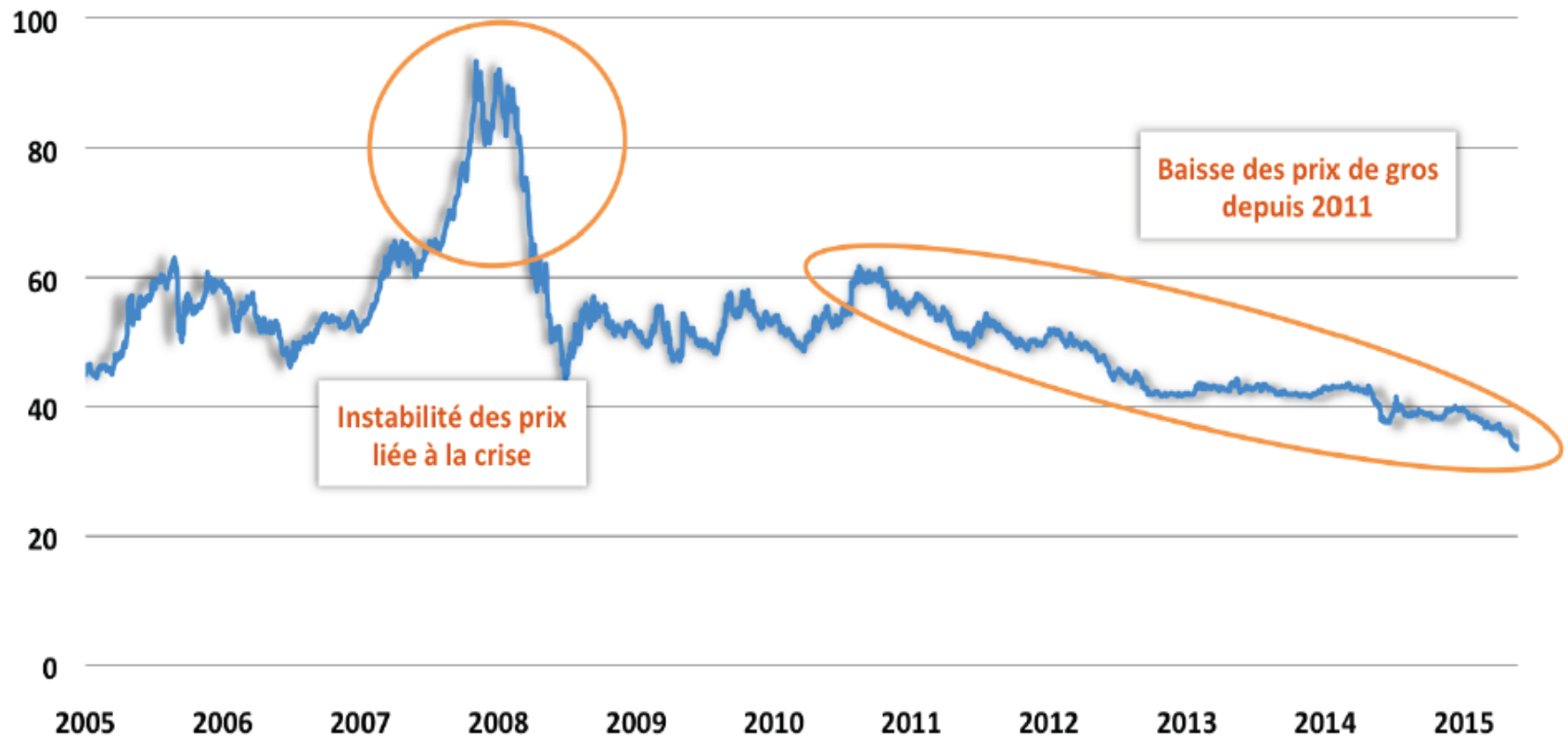
2017



européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

Evolution des prix de gros de l'électricité en France depuis 2005

En €/MWh



Instabilité des prix liée à la crise

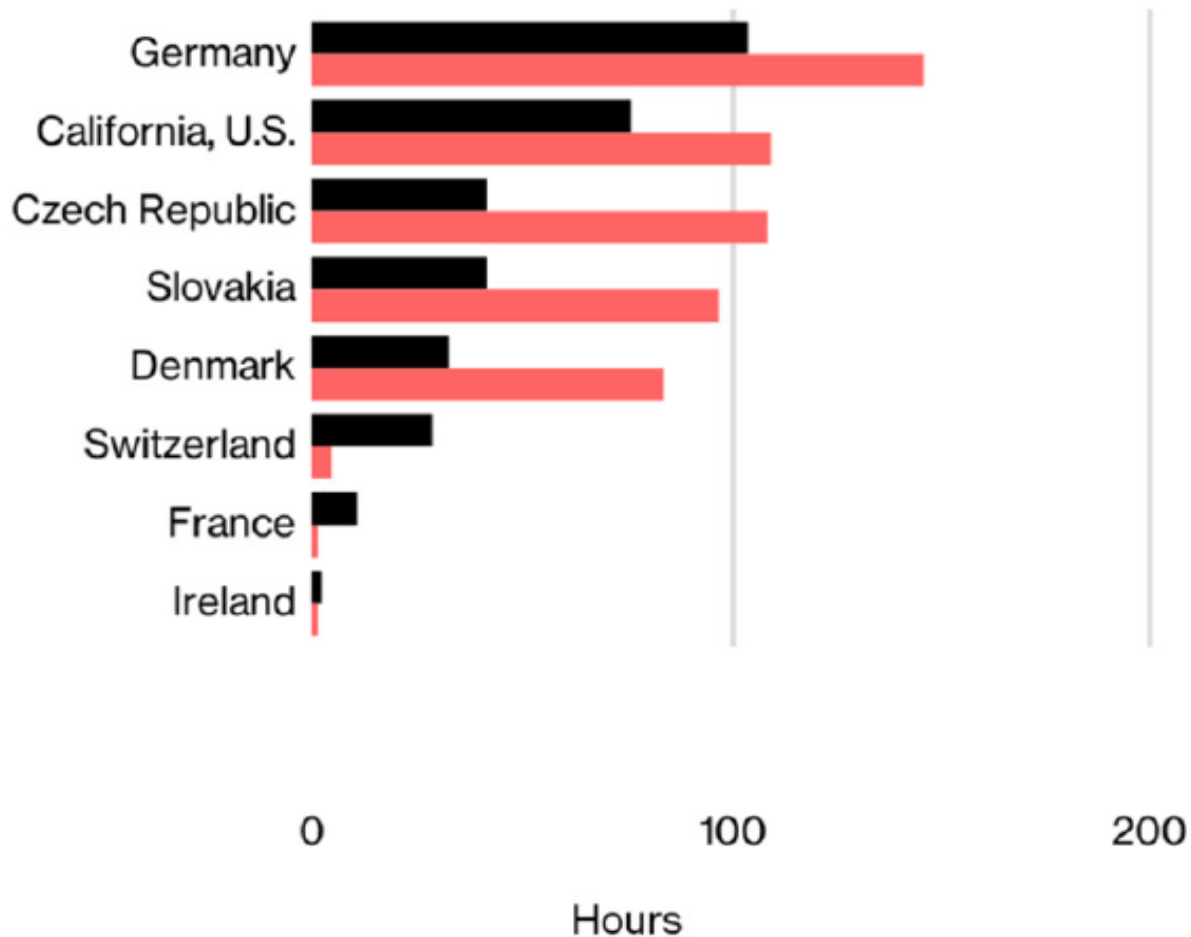
Baisse des prix de gros depuis 2011

Source : EEX

Negative Power Prices

Number of occurrences in day-ahead markets

■ 2018 ■ 2017



Sources: Epex Spot, Nord Pool, CAISO, SEMO and OTE

Bloomberg

Etude Jacques Percebois & Stanislas Pommeret sur le coût du stockage des EnR

Scénario 50% de nucléaire dans le mix électrique (chiffres 2015)

Article paru dans the Energy Journal, 2018, n°3

- Dans toutes nos simulations, nous avons remplacé 148,5 TWh d'énergie nucléaire par 148,5 TWh d'EnR par rapport à 2015. Rappel: consommation totale d'électricité 480 TWh
- Dans toutes nos simulations, la production totale d'EnR est de 176,7 TWh se décomposant en 28,2 TWh, volume constaté en 2015, et 148,5 TWh venant en substitution des 148,5 TWh d'énergie nucléaire.
- Dans toutes nos simulations, le coût moyen de production des EnR est de 60 €/MWh alors que le coût moyen de production des centrales nucléaires est de 75 €/MWh.
- Les surcoûts calculés pour le stockage sous forme de « power-to-gas » varient entre 6,3 à 31,6 G€ soit entre 35,7 et 178,8 €/MWh_{EnR}. (3,6 à 17,8 centimes par kWh)
- De fait le prix de revient des renouvelables, stockage compris, varie entre 108,3 (soit 60 + 48,3) et 251,4 (soit 60 + 191,4) euros par MWh selon les scénarios soit entre 10,8 et 25,1 centimes par kWh.

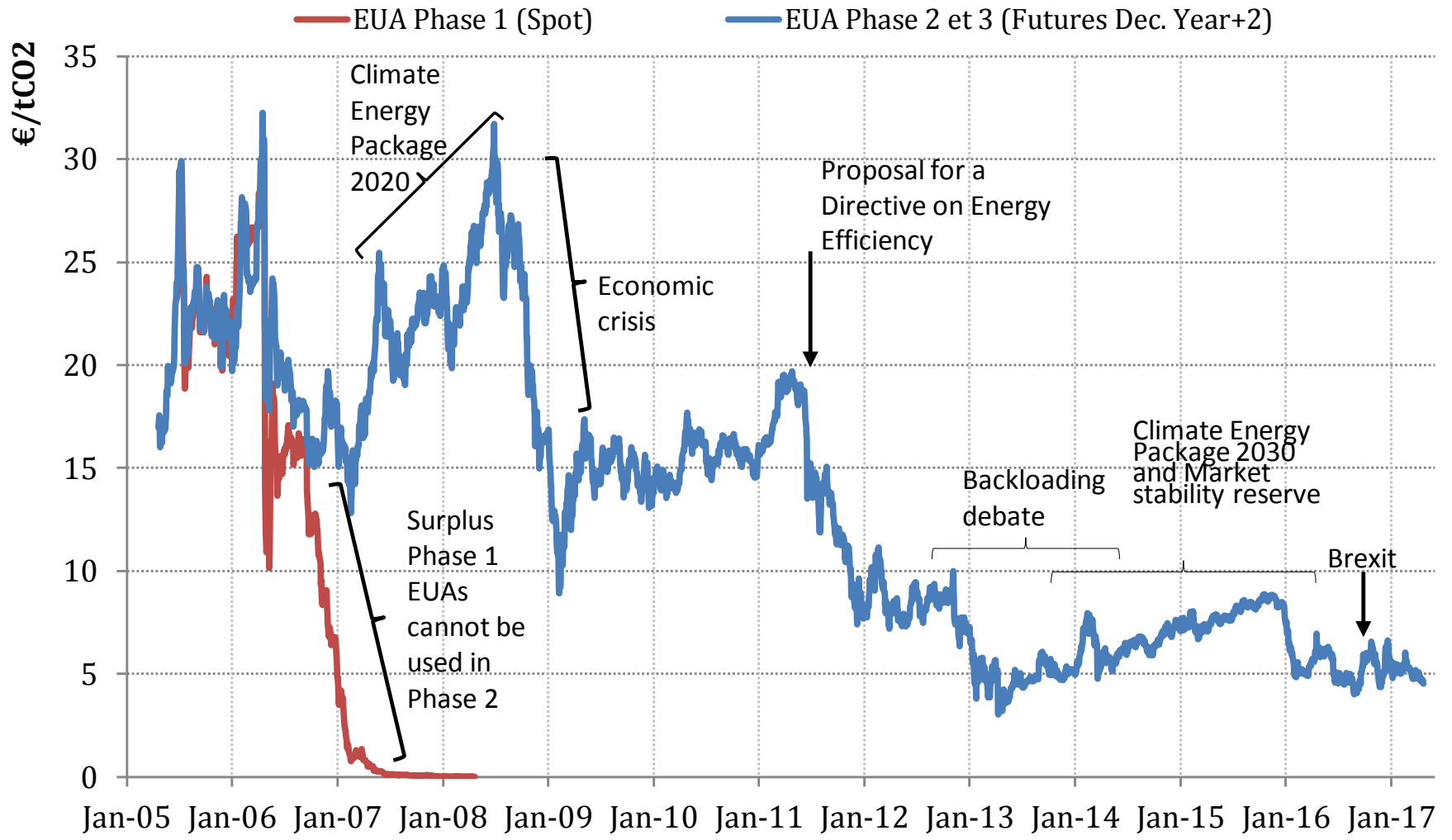
Limites d'une comparaison des LCOE (coût moyen actualisé « sortie centrale »)

1. Tant que l'on ne saura pas stocker l'électricité à grande échelle dans des conditions économiques, ce sont les centrales « pilotables » qui devront assurer l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité .
2. Les centrales intermittentes « non pilotables » conduisent à accroître le coût de production des centrales « pilotables » si elles les effacent lorsque le coût marginal de ces centrales « pilotables » est faible (ce qui n'est pas justifié) puisque cela réduit le facteur de charge des centrales.
3. *Règle: l'effacement des centrales « pilotables » par des centrales « non pilotables » est économiquement justifié si le **coût moyen (et non pas le coût marginal)** de production du kWh des centrales « non pilotables » est inférieur au **coût marginal** du kWh produit par les centrales pilotables effacées.*
4. *En d'autres termes le coût fixe par kWh « non pilotable » doit être plus faible que le coût variable (coût en combustible + taxe carbone) du kWh « pilotable ».*
5. *L'éviction des centrales pilotables en dehors de ce cas provoque des « coûts échoués » (stranded costs), ce qui signifie que les opérateurs ne peuvent pas récupérer leurs coûts fixes*
6. Cette substitution est possible avec les centrales utilisant des combustibles fossiles (surtout si on l'intègre le « coût carbone ») mais elle est peu probable avec des centrales nucléaires dont le coût marginal est faible: 5 à 7 euros/MWh

Emissions types de la production électrique (Valeurs pour les kWh d'EDF*)

Filières	Emissions** (g équiv. CO ₂ /kWh)
Nucléaire	4
Hydraulique fil de l'eau	6
Hydraulique retenue	6
Eoliennes	14
Hydraulique pompage	140
CCG	499
Diesels	870
Charbon 600 MW (avec désulfuration)	1 029
Charbon 250 MW (sans désulfuration)	1 061
Fioul (TAC : Turbine à combustion)	1 320
Fioul (TAV : Turbine à vapeur)	1 327

Evolution du prix du carbone (marché européen): pour un "prix-plancher"? Ou un "corridor de prix du CO2"?



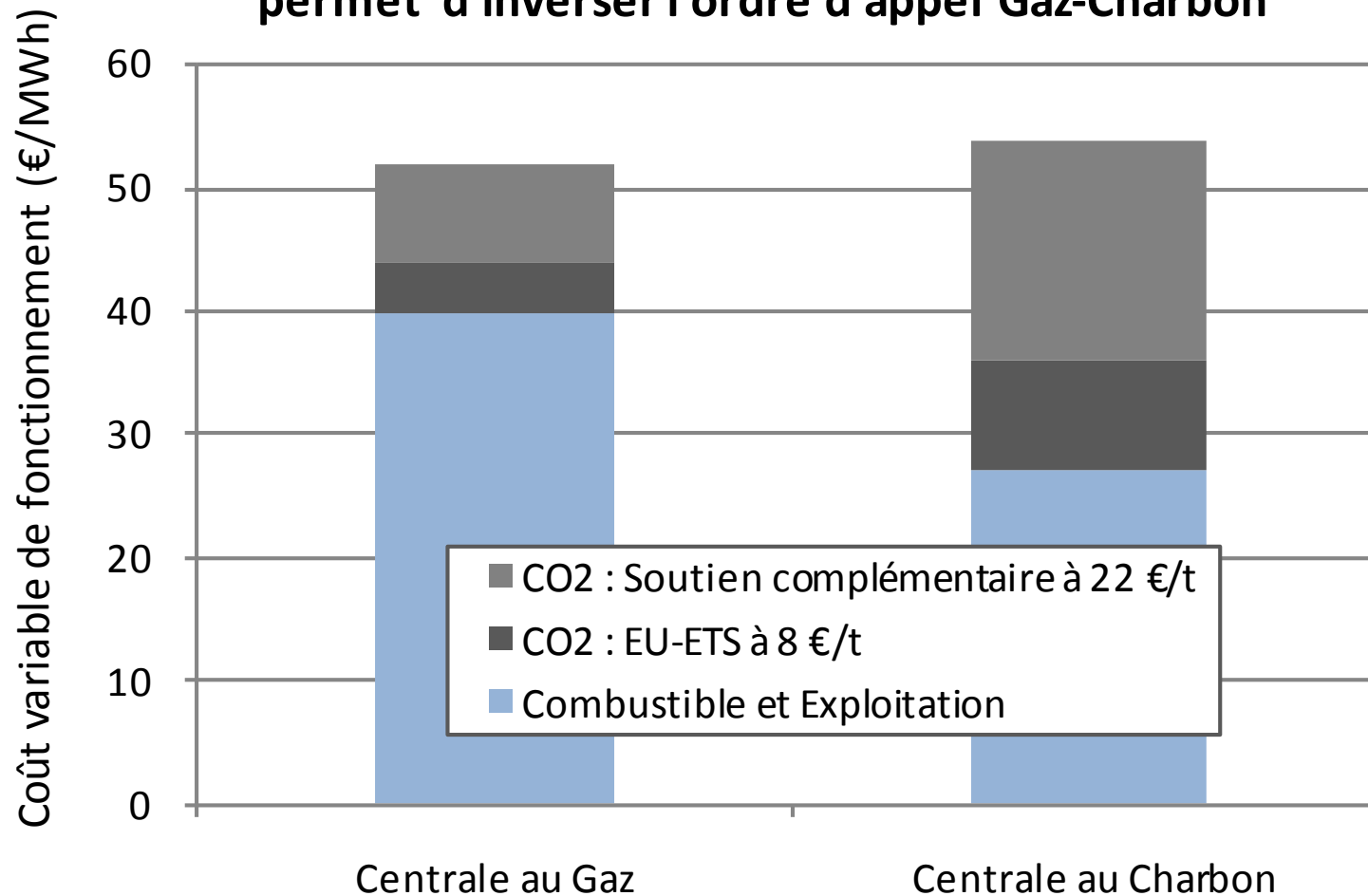
Source: Climate Economics Chair from Bluenext and ICE ECX Futures

Prix de la tonne de CO2 sur le marché ETS (en euros)

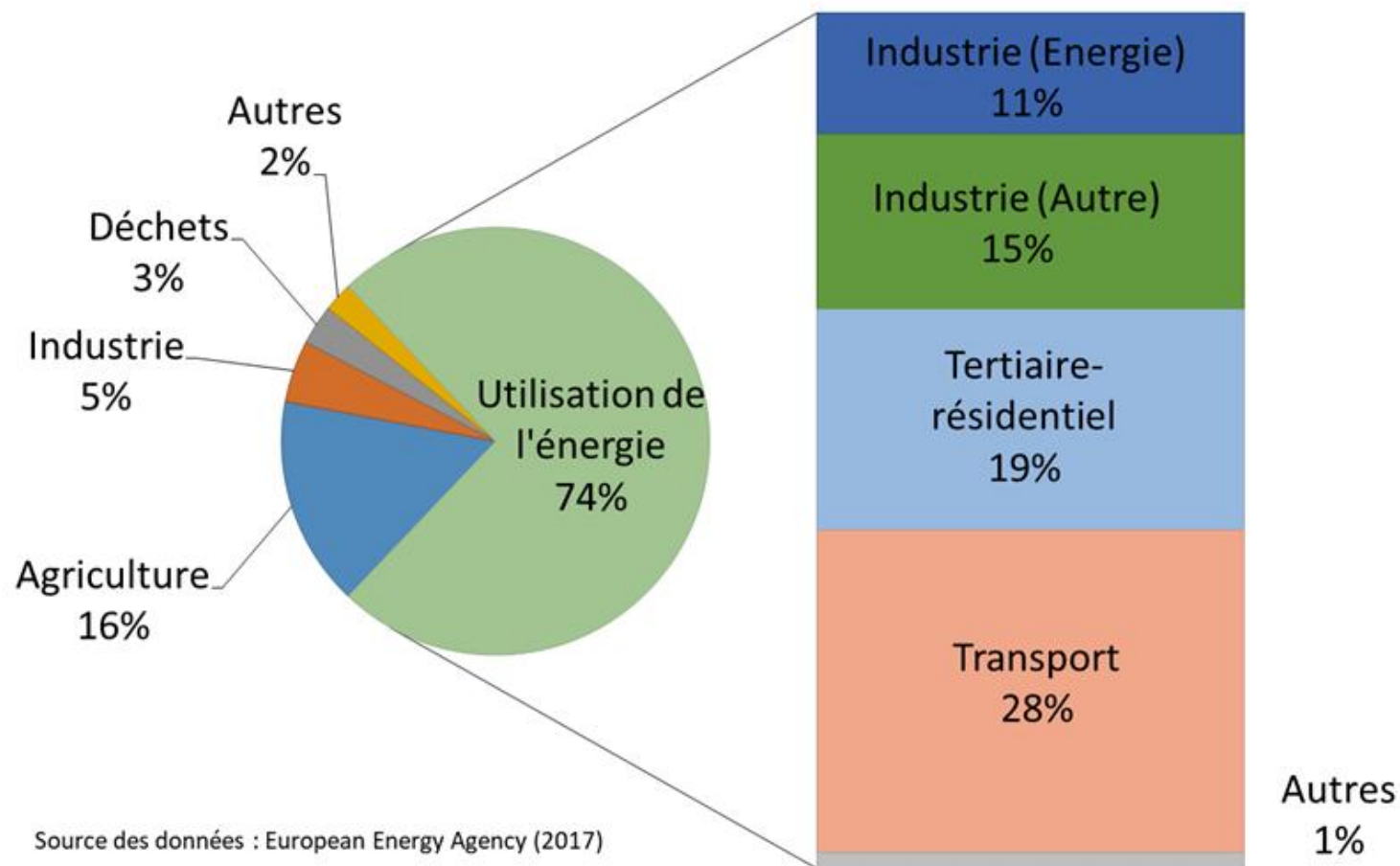


Market data delayed minimum of 15 minutes

L'introduction d'un prix plancher du CO₂ à 30 €/t, soit un soutien de 22€/t complémentaire au prix EU-ETS, permet d'inverser l'ordre d'appel Gaz-Charbon

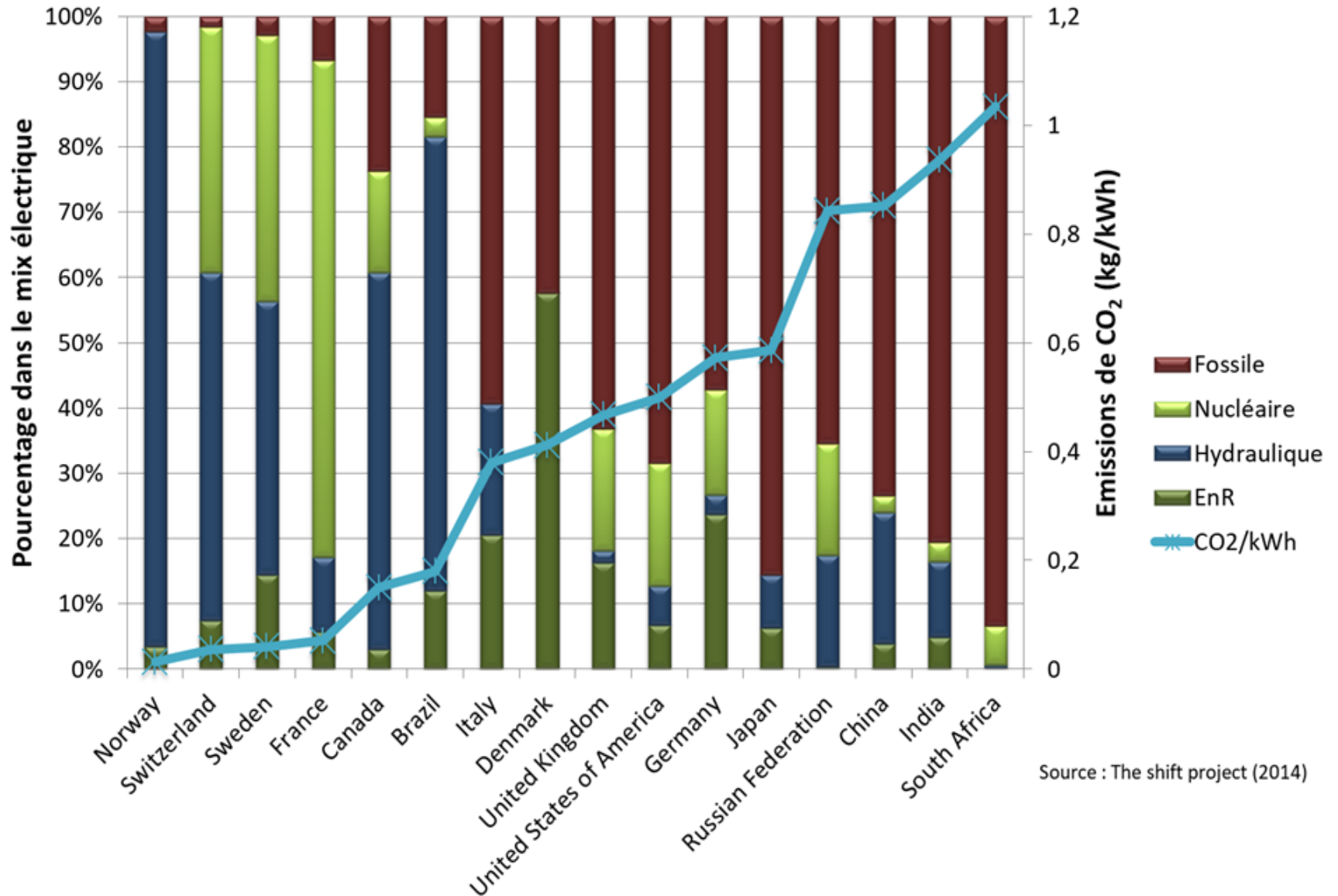


Emissions de gaz à effet de serre de la France par secteur



Source des données : European Energy Agency (2017)

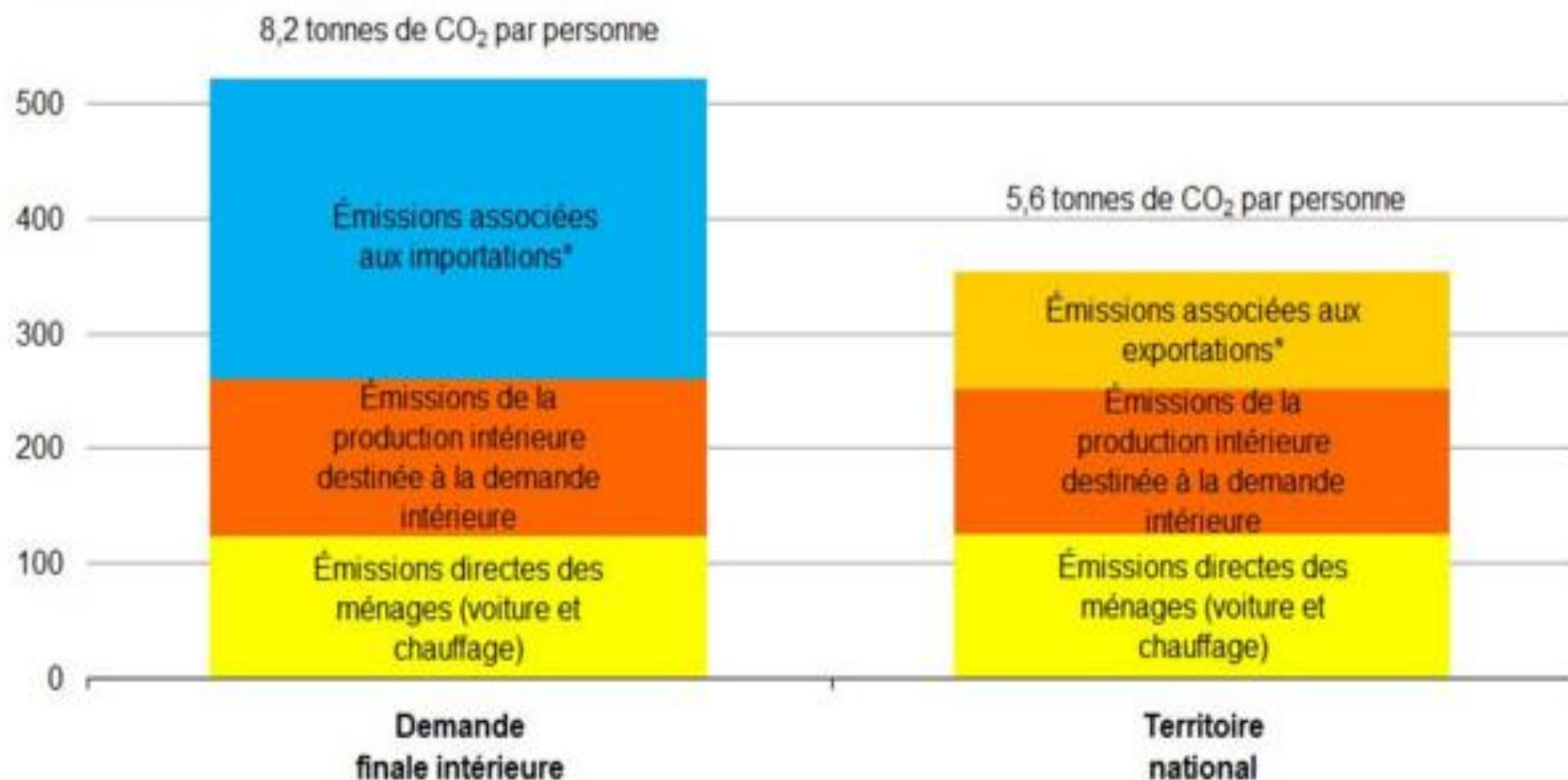
Emissions de CO2 par kWh pour divers mix électriques dans le monde



Source : The shift project (2014)

Empreinte carbone de la demande finale intérieure de la France pour le CO₂, versus émissions de CO₂ sur le territoire national - année 2012

En millions de tonnes CO₂



Notes : estimation provisoire ; (*) = hors importations ré-exportées (les émissions des importations ré-exportées correspondent aux émissions produites à l'étranger du fait du contenu en importations des exportations françaises) ; territoire national : CO₂ émis sur le territoire de la France métropolitaine hors CO₂ issu de la combustion de biomasse à des fins énergétiques et hors utilisation des terres, leur changement et la forêt (UTCF).

Sources : SOeS, calculs d'après Citepa ; Insee ; Douanes ; Eurostat ; AIE, 2015. Traitements : SOeS, 2015

Tableau 1 : Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2018	Au 31 décembre 2017	Au 31 mars 2018	Au 31 décembre 2017
Nombre total de sites	32 508 000	32 396 000	5 038 000	5 032 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	6 252 000	5 883 000	1 838 000	1 723 000
▶ Fournisseurs historiques	103 000	82 000	730 000	713 000
▶ Fournisseurs alternatifs	6 149 000	5 801 000	1 108 000	1 010 000
Sites au tarif réglementé	26 256 000	26 513 000	3 200 000	3 309 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	18,9 %	17,9 %	22 %	20,1 %

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Tableau 2 : Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2018	Au 31 décembre 2017	Au 31 mars 2018	Au 31 décembre 2017
Consommation totale des sites	152,24 TWh	153,26 TWh	289,39 TWh	289,14 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	25,73 TWh	24,19 TWh	254,41 TWh	253,78 TWh
▶ Fournisseurs historiques	0,55 TWh	0,44 TWh	136,06 TWh	141,87 TWh
▶ Fournisseurs alternatifs	25,18 TWh	23,75 TWh	118,35 TWh	111,91 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	126,51 TWh	129,07 TWh	34,98 TWh	35,36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	16,5 %	15,5 %	40,9 %	38,7 %

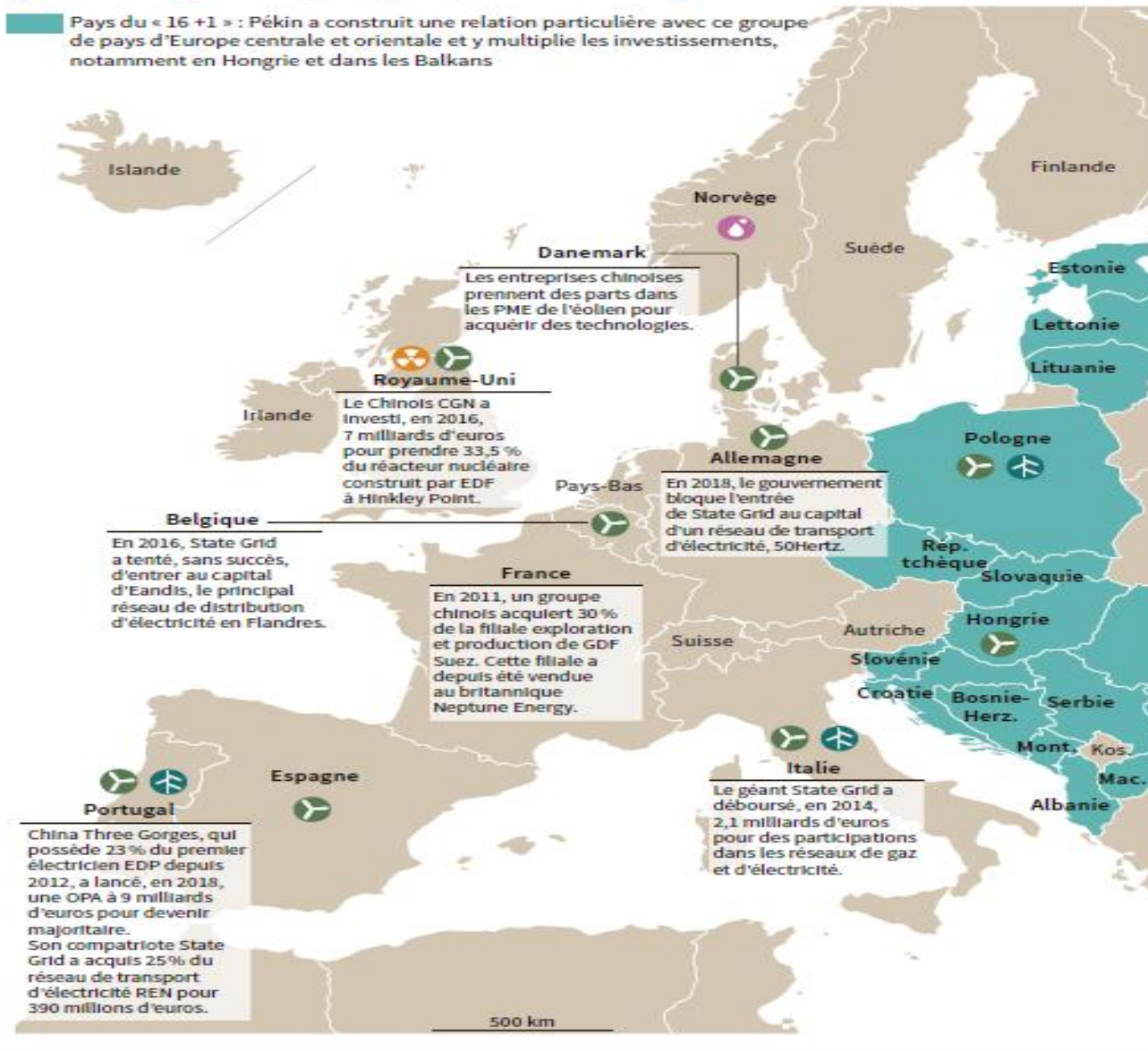
Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Pékin à l'offensive sur tout le continent

PRISES DE PARTICIPATION DE GROUPES CHINOIS DANS DES ENTREPRISES ÉNERGÉTIQUES

☼ Nucléaire ⚡ Pétrole et gaz ♻️ Énergies renouvelables ⚙️ Réseaux

Pays du « 16 +1 » : Pékin a construit une relation particulière avec ce groupe de pays d'Europe centrale et orientale et y multiplie les investissements, notamment en Hongrie et dans les Balkans



Conclusion

- **1. Les prix TTC n'ont pas baissé mais les prix de gros ont chuté, ce qui met en péril la rentabilité des producteurs et ne permet pas de financer les coûts fixes des nouvelles centrales. Le « marché unique » devait faire converger les prix de l'électricité en Europe. C'est en partie le cas pour les prix de gros (hors congestions aux frontières) mais pas du tout pour le prix payé par le consommateur final.**
- **2. La logique du « merit order » est faussée du fait des subventions aux renouvelables; avec 100% d'EnR à coût marginal nul, le marché de gros disparaît! Et avec lui la tarification au coût marginal!**
- **3. Il faut comparer le coût moyen (et non le coût marginal) du kWh d'une centrale « non pilotable » au coût marginal du kWh d'une centrale « pilotable ». C'est seulement dans le cas où $CM (EnR) < C_m (Centrale thermique)$ que la substitution peut se justifier. Si la substitution est probable avec une centrale au charbon et/ou au gaz (taxe carbone comprise) elle est peu probable avec une centrale nucléaire (dont le coût variable est faible et qui ne supporte pas la taxe carbone)**
- **4. Le faible niveau du prix du carbone (marché ETS ou taxe carbone) ne permet pas d'introduire une « vérité des coûts » (il faut pénaliser les centrales thermiques au charbon et les usages non électriques qui utilisent les produits pétroliers dans le secteur du bâtiment et celui des transports).**
- **5. La libéralisation des marchés a fragilisé les Opérateurs Historiques, surtout face à des entrants comme les pétroliers et les GAFAs qui se lancent aujourd'hui dans la fourniture d'électricité. Est-il encore justifié d'obliger EDF à « financer » ses concurrents comme TOTAL via le mécanisme de l'ARENH?**

JEAN-PIERRE HANSEN
JACQUES PERCEBOIS

TRANSITION(S) ÉLECTRIQUE(S)

CE QUE L'EUROPE
ET LES MARCHÉS
N'ONT PAS SU VOUS DIRE



PRÉFACE DE GÉRARD MESTRALLET

