

Université de Franche-Comté ufr STGI

Nucléaire et renouvelables dans la transition énergétique en France: deux atouts dont un « atout-maître »

Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

Coresponsable du Pôle Transitions énergétiques à la Chaire Economie du Climat

Belfort le 18 avril 2019

Consommation d'énergie primaire de la France en 2017 (en %)

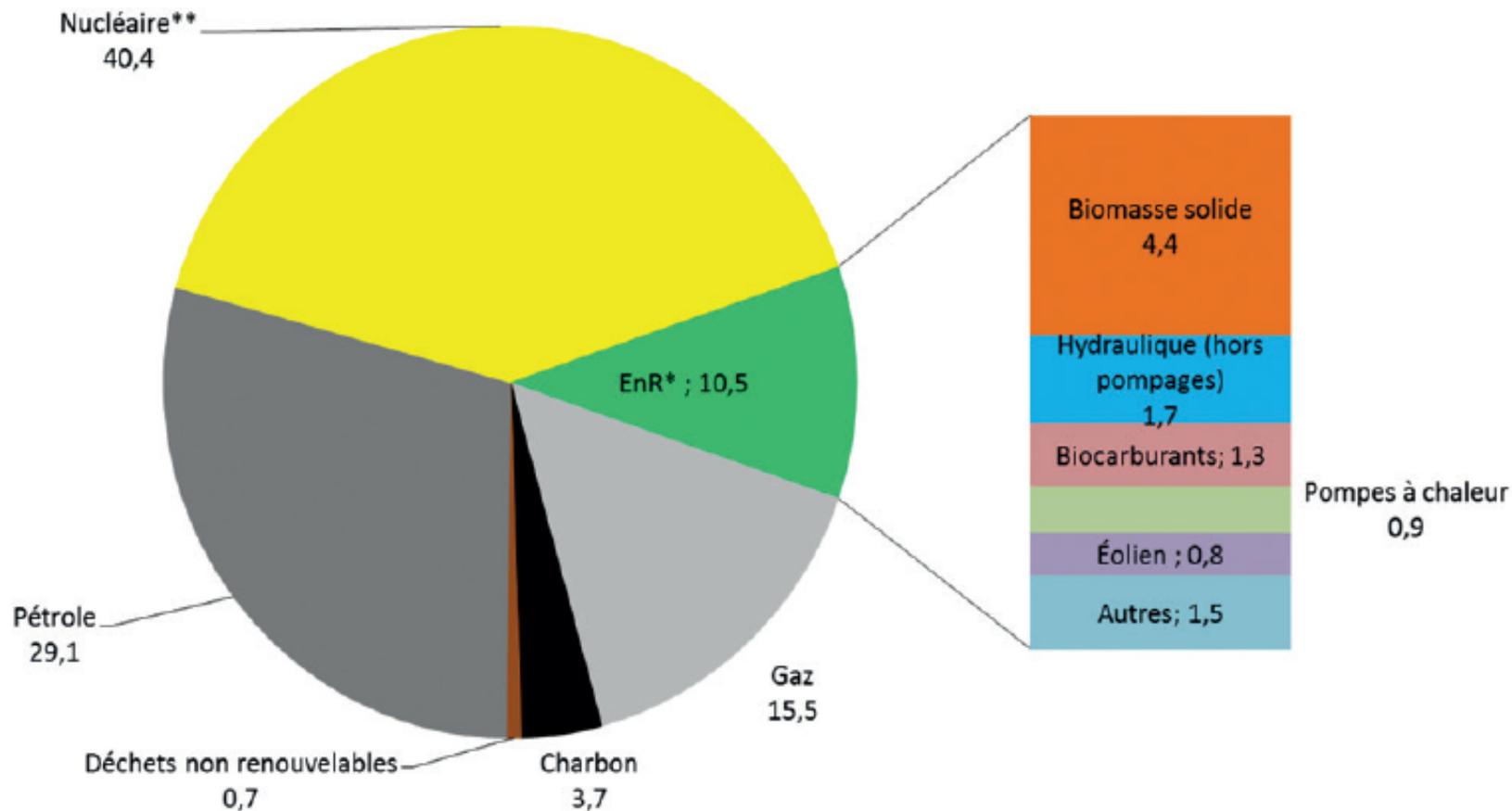
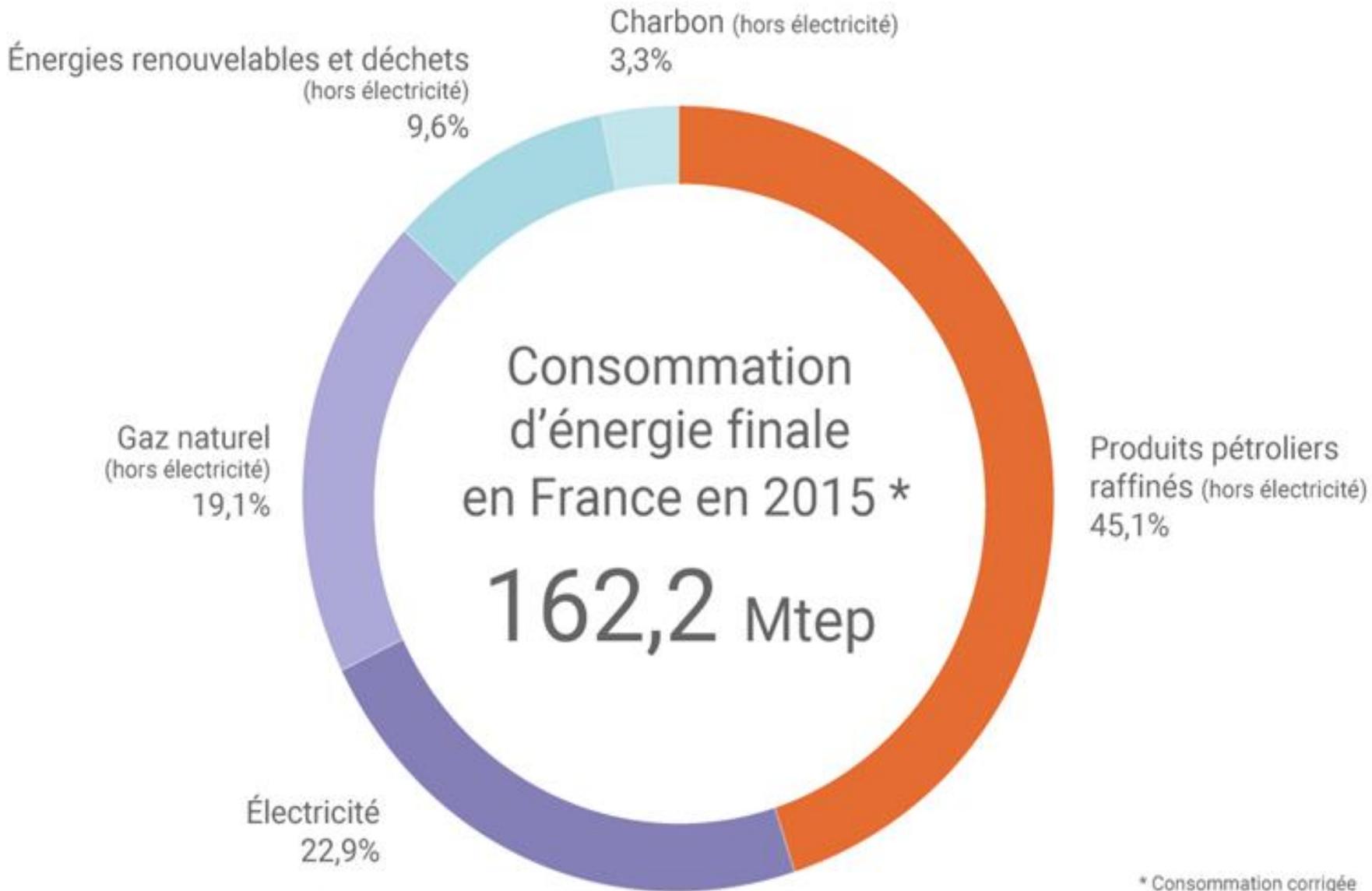


Figure 3 : Bouquet énergétique primaire réel en 2017 (en %).

* EnR : énergies renouvelables.

** Correspond au nucléaire comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.

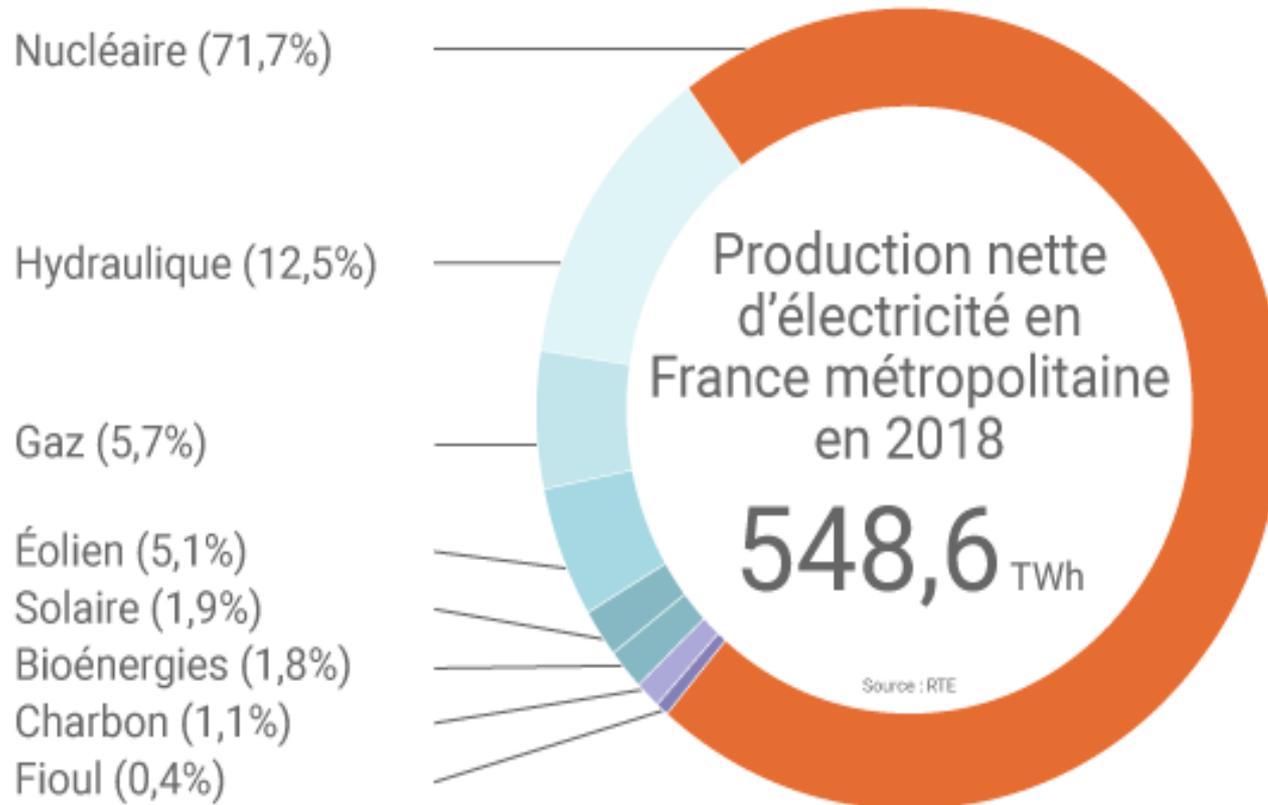
Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.



Source : Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer

* Consommation corrigée des variations climatiques.

Structure de la production d'électricité en France en 2018



En 2018, les émissions de CO₂ liées à la production électrique en France métropolitaine ont été réduites de 28% grâce aux « *progressions conjuguées des productions nucléaire et hydraulique* ». (©Connaissance des Énergies, d'après RTE)

Evolution de la facture énergétique de la France de 1970 à 2017 en milliards d'euros 2017

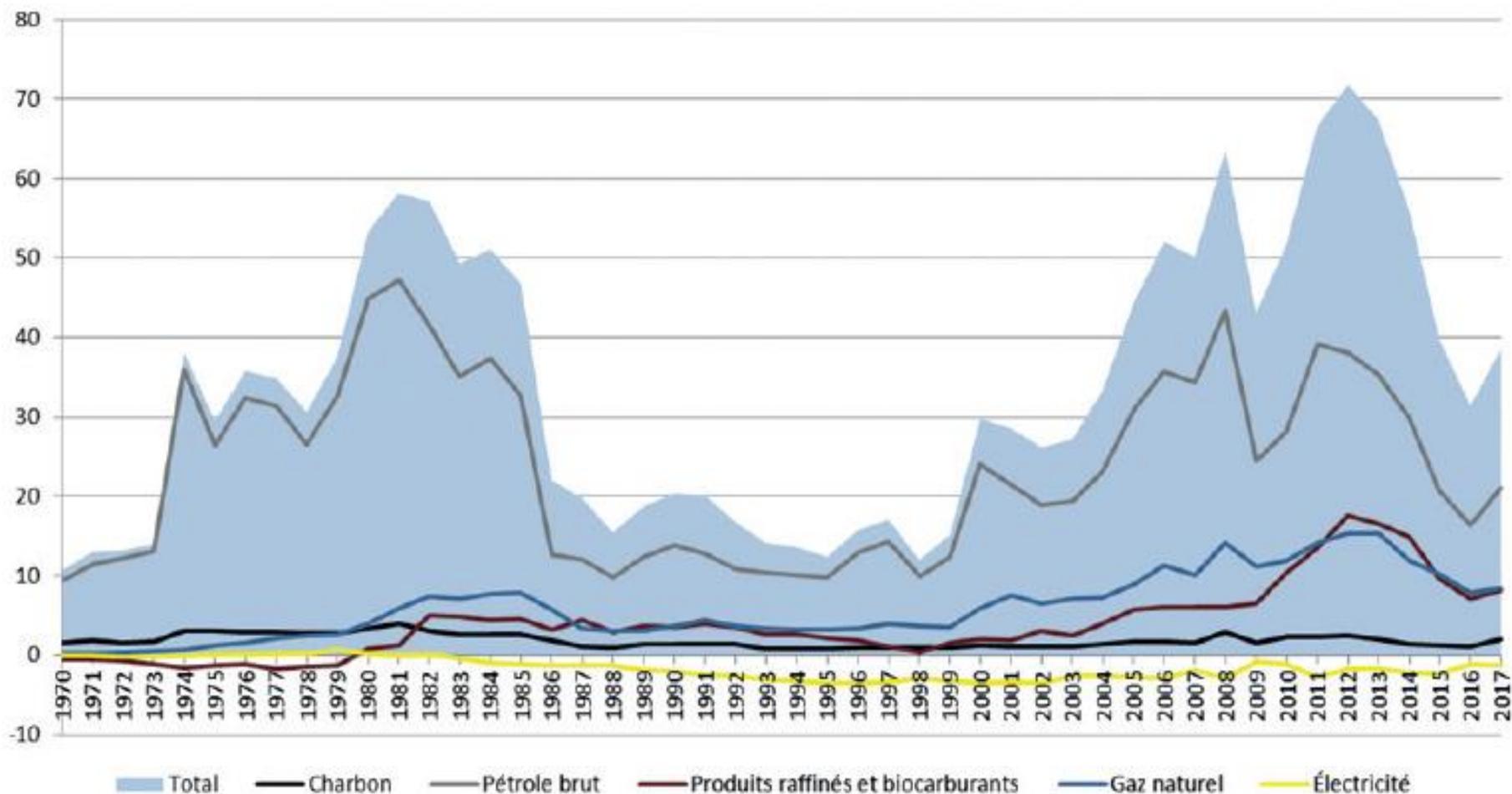
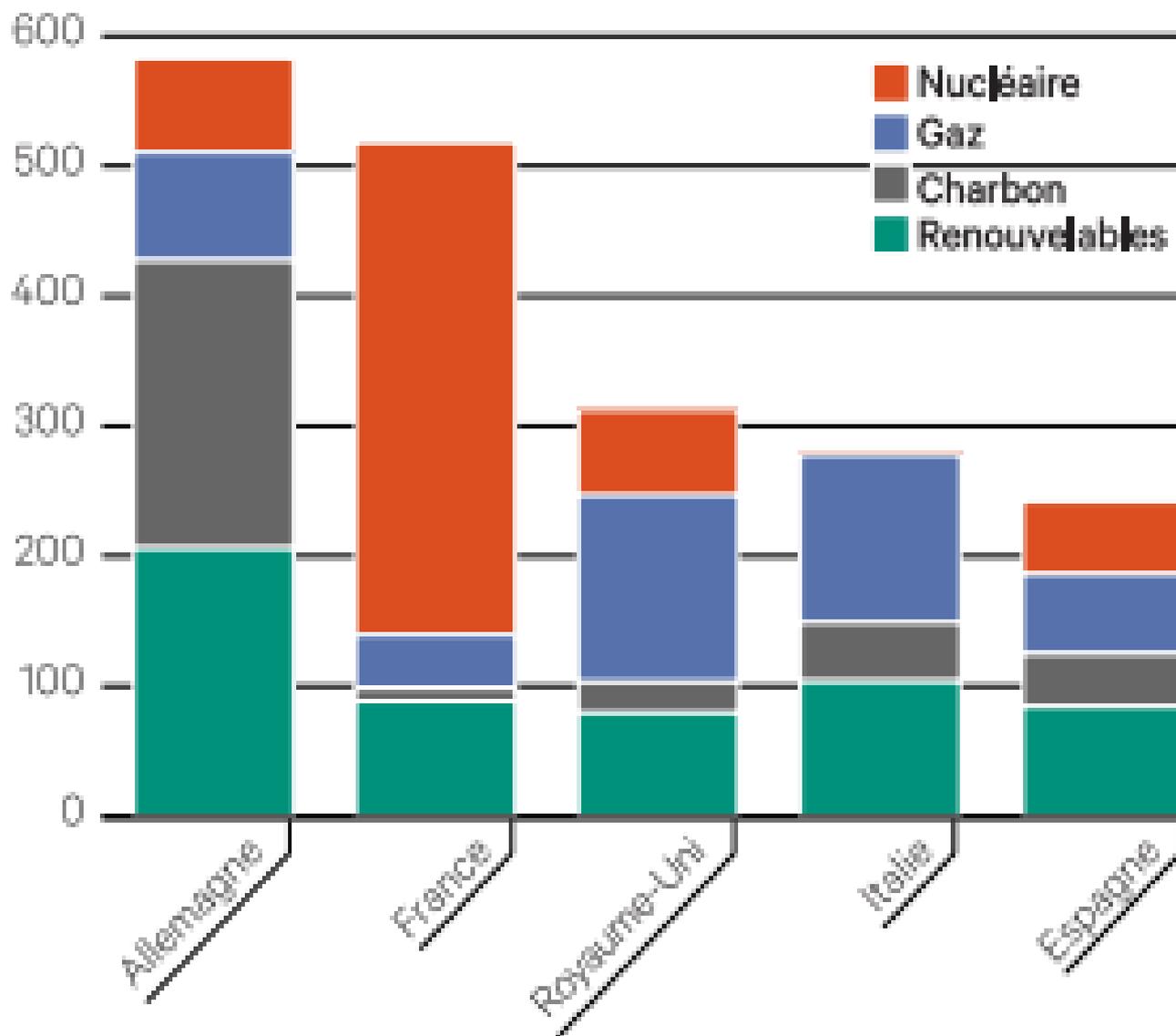


Figure 2 : Facture énergétique de la France, en milliards d'euros 2017.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI, CRE, enquête auprès de raffineurs.

Le mix de production électrique

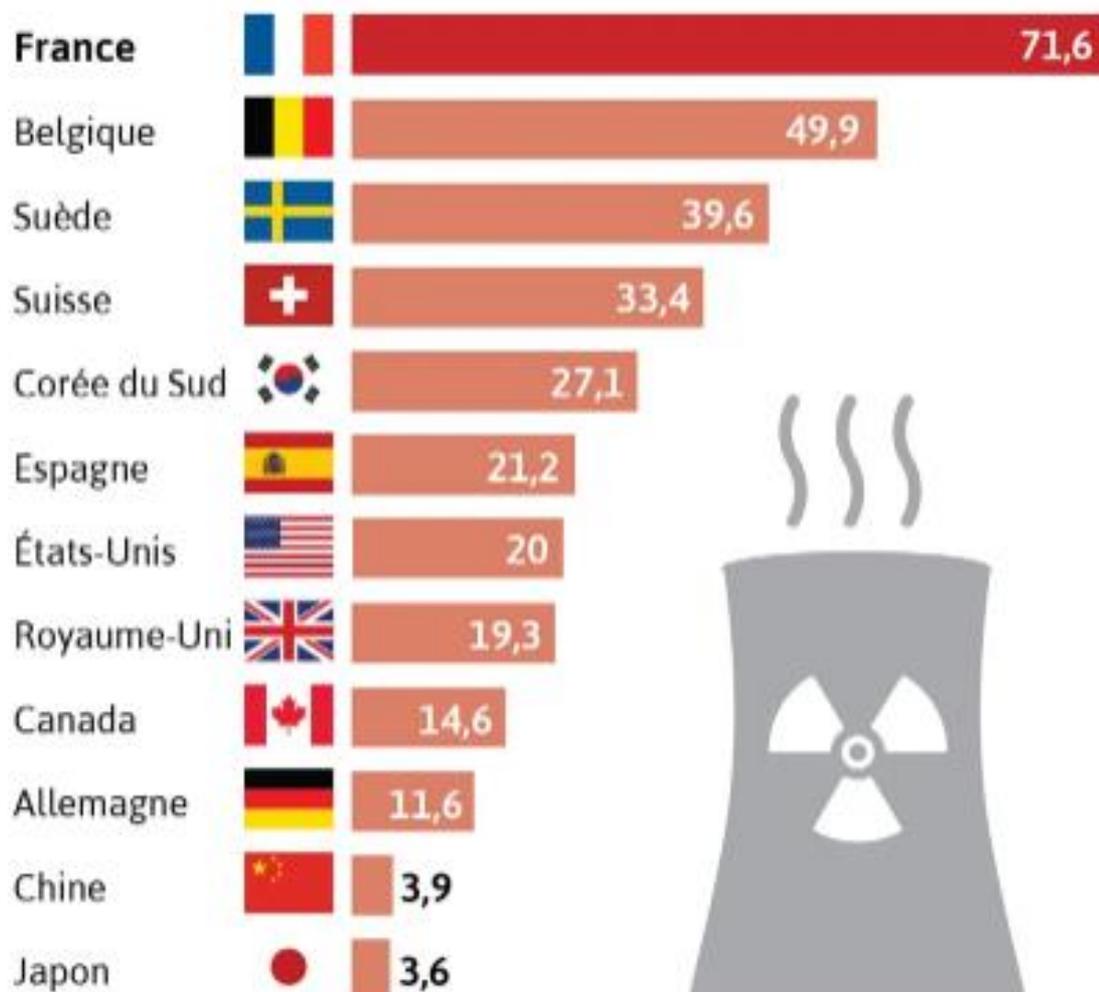
En 2017, en terawattheures



NUCLÉAIRE

L'IMPORTANCE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE SELON LES PAYS

Part de l'électricité produite issue du nucléaire en 2017, en %.



Source : AIEA

VISACTU

• Crédits : Visactu

L'électricité française est décarbonée

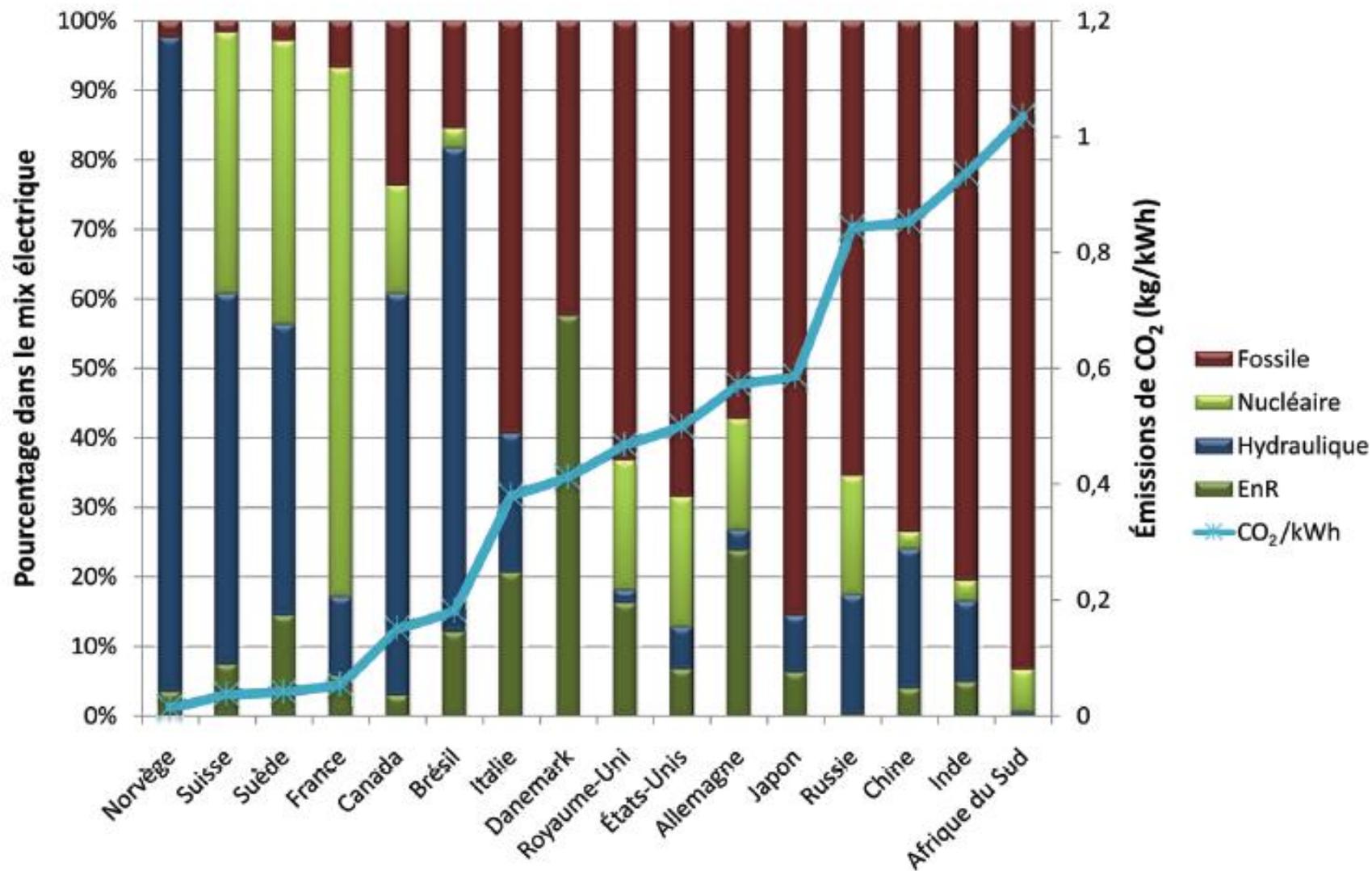
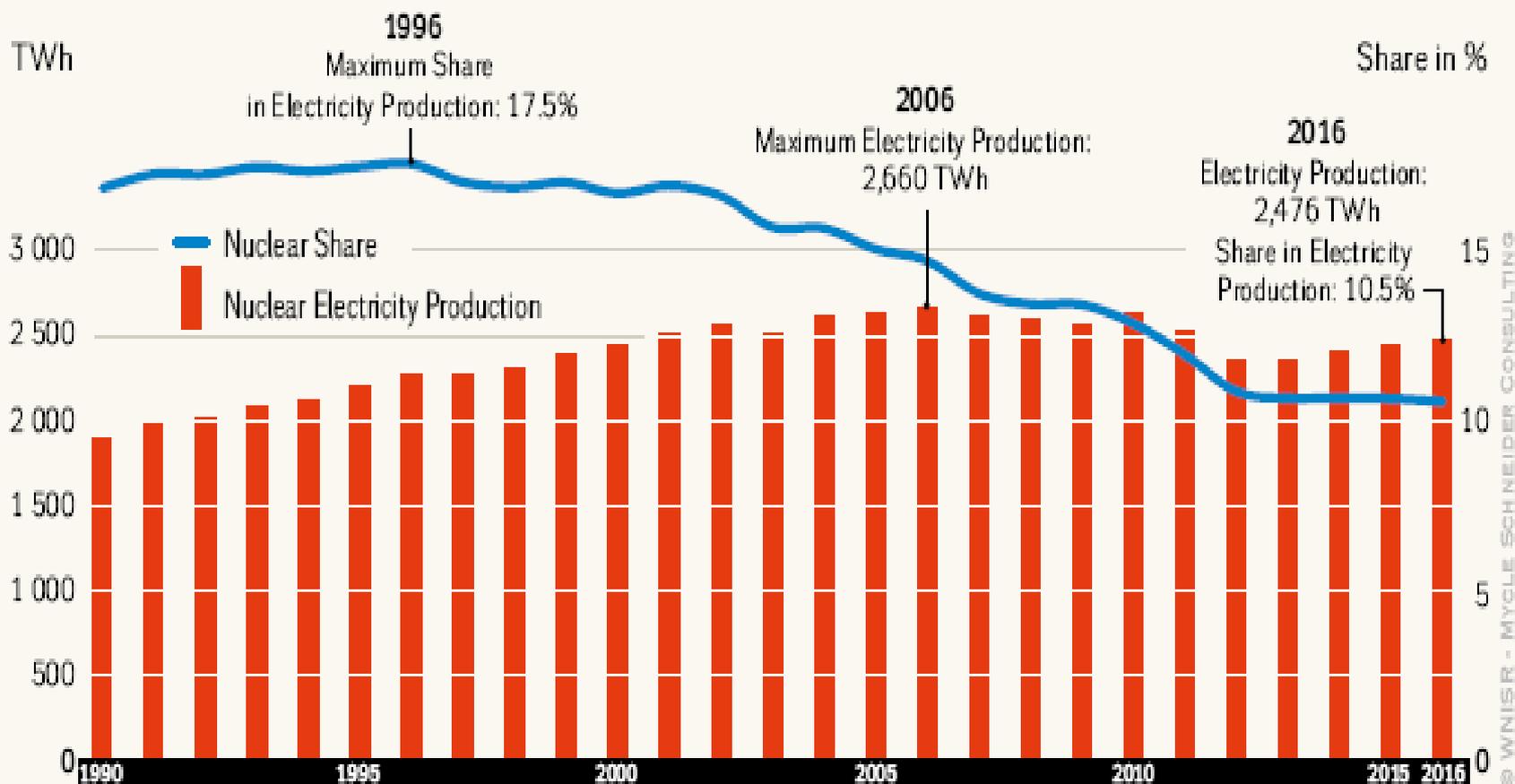


Figure 2 - Composition du mix électrique et émissions de CO₂ par kWh d'électricité produite (sources des données : The shift project (2014) & AIE (2014)).

Figure 1 | Nuclear Electricity Generation in the World

Nuclear Electricity Production in the World 1990-2016

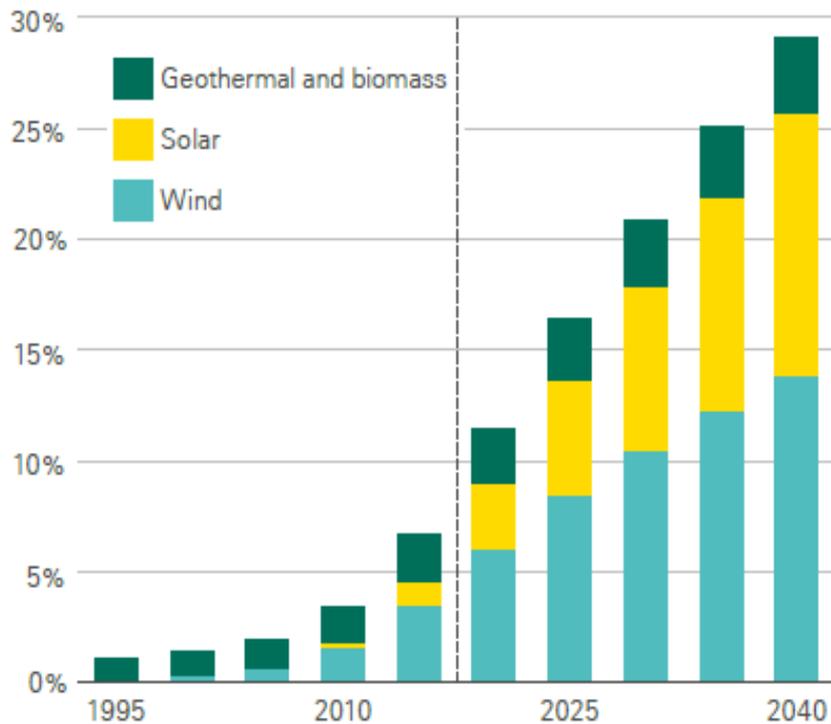
in TWh (net) and Share in Electricity Generation (gross)



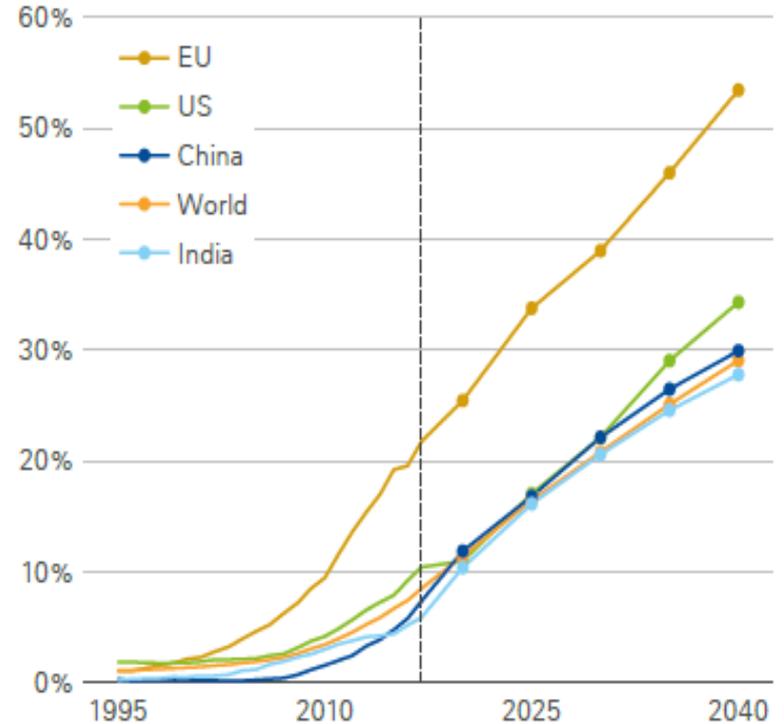
© WNI SR - MYCLE SCHNEIDER CONSULTING

Renewables are the largest source of energy growth, growing in importance in global power markets

Renewables share of power generation by source



Renewables share of power generation by region

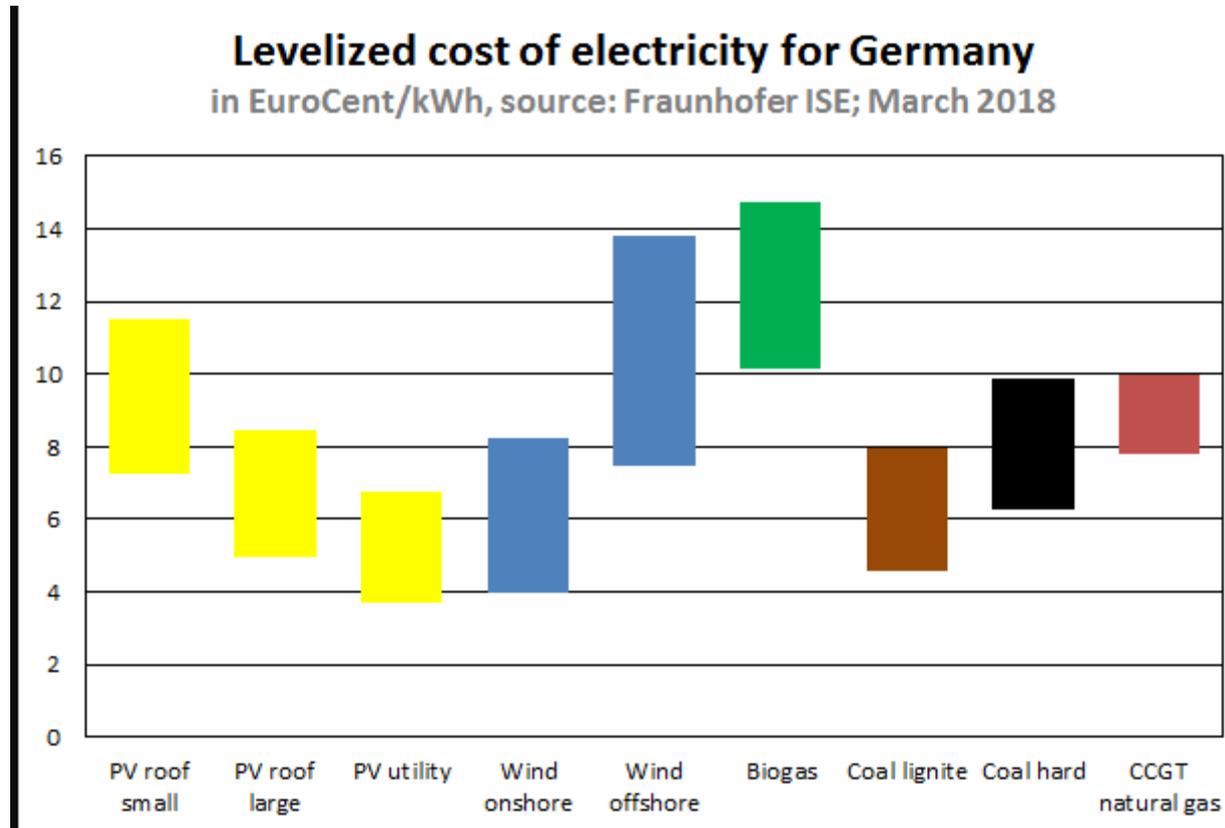


Coût de production du MWh (LCOE) en Europe en 2017 (source Capgemini 2017)

Hydroélectricité	40-120
Nucléaire ancien	45-80
Eolien terrestre	50-110
Solaire (PV)	55-160
Charbon	60-105
Eolien offshore	100-160
Nucléaire nouveau	100-170
<i>A noter que le coût cash du nucléaire est estimé à 33 euros en 2017</i>	<i>En 2025 le coût du solaire pourrait chuter à 25 euros; mais le coût du « back-up » n'est pas pris en compte ici.</i>

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



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

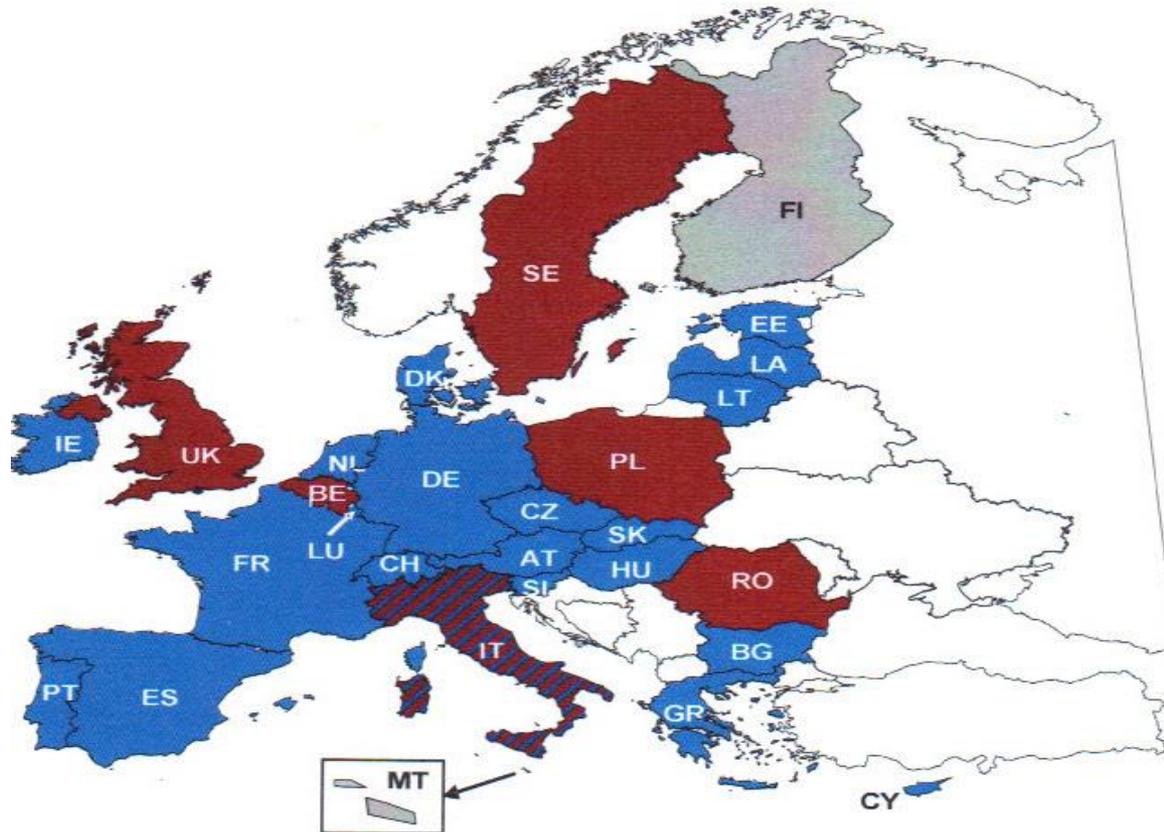
- **1. Le marché ne fixe qu'un tiers du prix de l'électricité (les 2/3 correspondent aux péages d'accès aux réseaux et à des taxes)**
- **2. On maintient des TRV pour certains consommateurs (TRV bleus)**
- **3. On subventionne une partie de la production (FIT et FIP pour les EnR)**
- **4. On met en place 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)**

Débat sur les coûts cachés

- **1. Le coût du MWh à la sortie de la centrale (LCOE ou coût moyen actualisé) n'est qu'un élément du coût de l'électricité. Tenir compte des coûts de réseaux, des taxes, et de divers coûts « cachés »**
- **2. Le coût des subventions (FIT pour feed-in tariffs ou FIT pour feed-in premiums; prix d'achat garantis qui génèrent des taxes)**
- **3. Le coût du stockage du fait de l'intermittence des renouvelables**
- **4. Le « coût d'éviction » lié aux effets pervers provoqués par l'injection à coût nul des EnR subventionnées hors marché (chute des prix de gros avec apparition de « prix négatifs »)**
- **5. Les coûts environnementaux (coût du carbone émis à travers une approche ACV pour « analyse du cycle de vie »)**

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

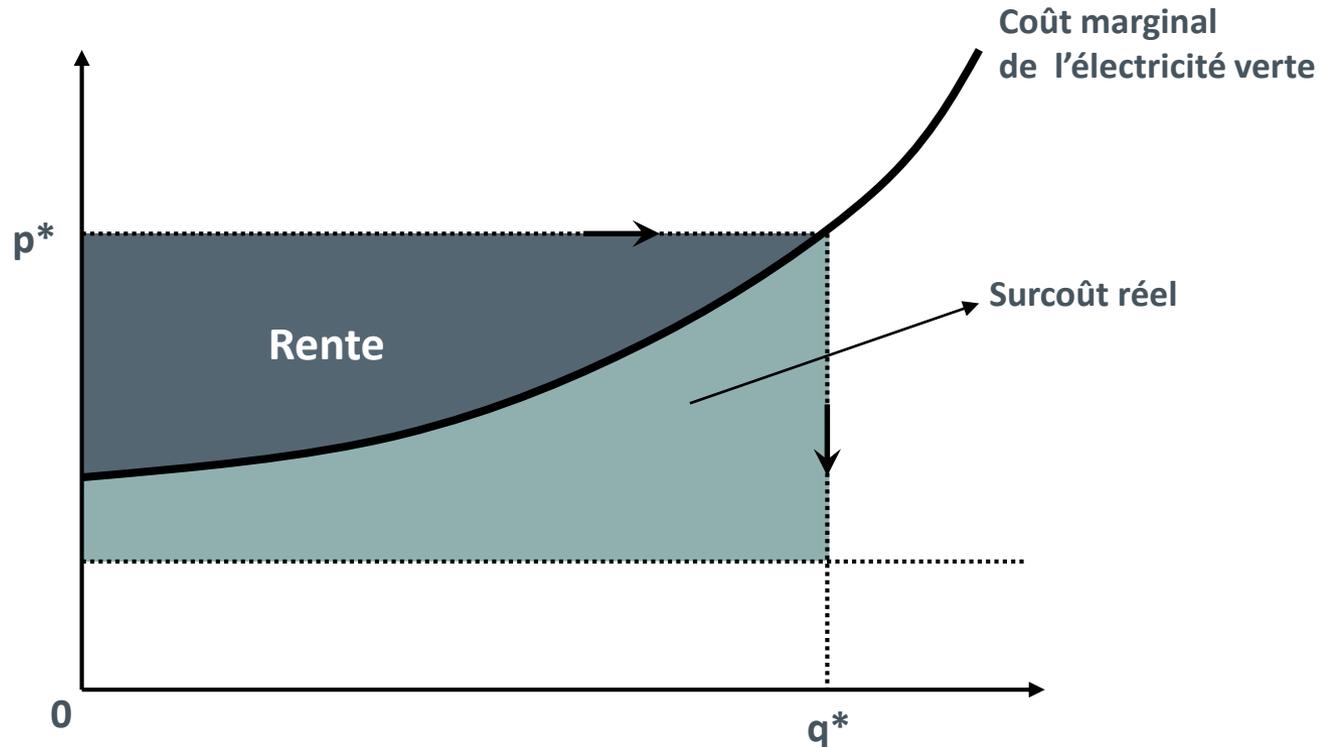
1. Tant que l'on ne saura pas stocker l'électricité à grande échelle dans des conditions économiques, ce sont les centrales « pilotables » qui devront assurer l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité .
2. Les centrales intermittentes « non pilotables » conduisent à accroître le 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



- Feed-in tariff
- Quota / TGC

- Tax incentives / Investment grants

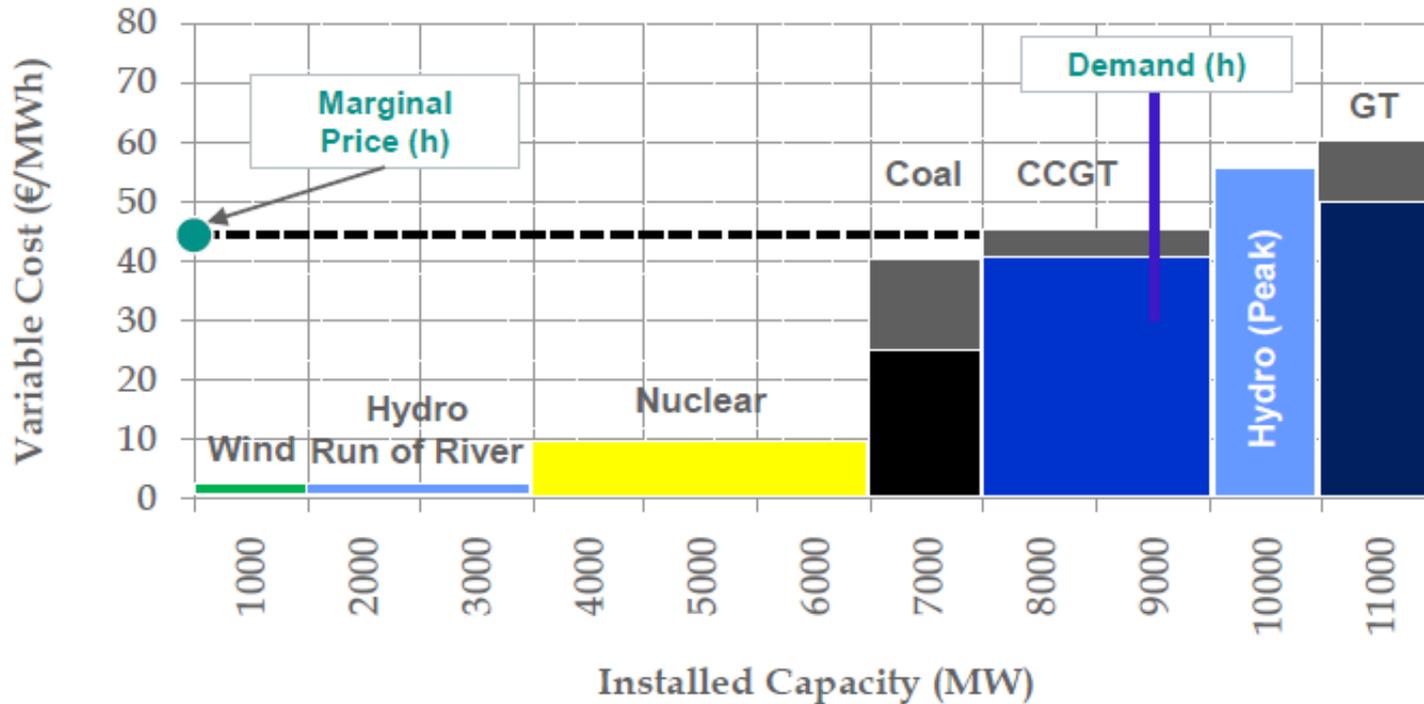
Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries

Le SYSTÈME des PRIX GARANTIS (*FEED-IN TARIFFS*)

- Système incitatif mais incertitude sur la quantité mise sur le marché.
- « Rente » pour les producteurs dont le coût marginal est sensiblement inférieur au prix garanti.

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)



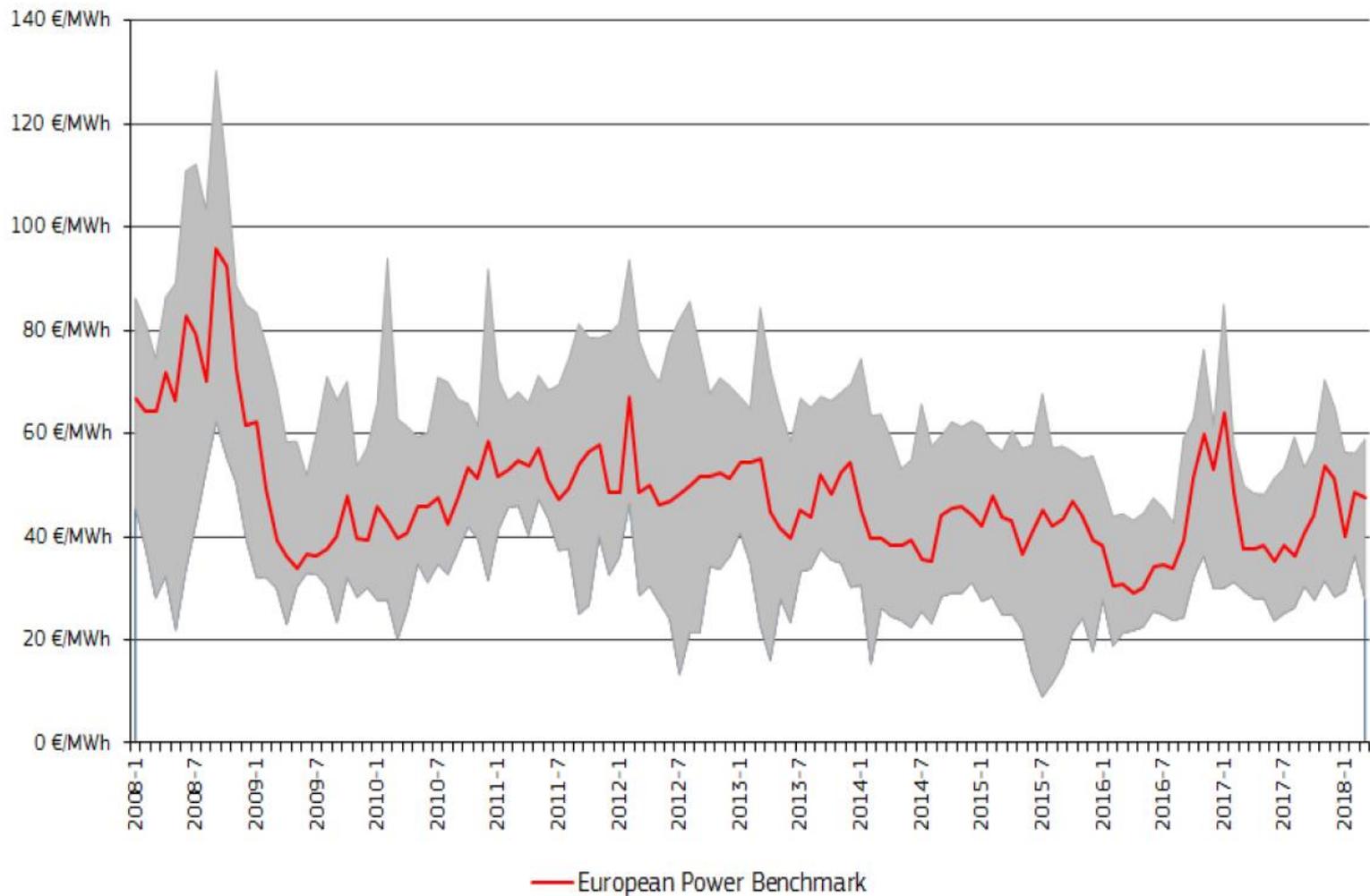


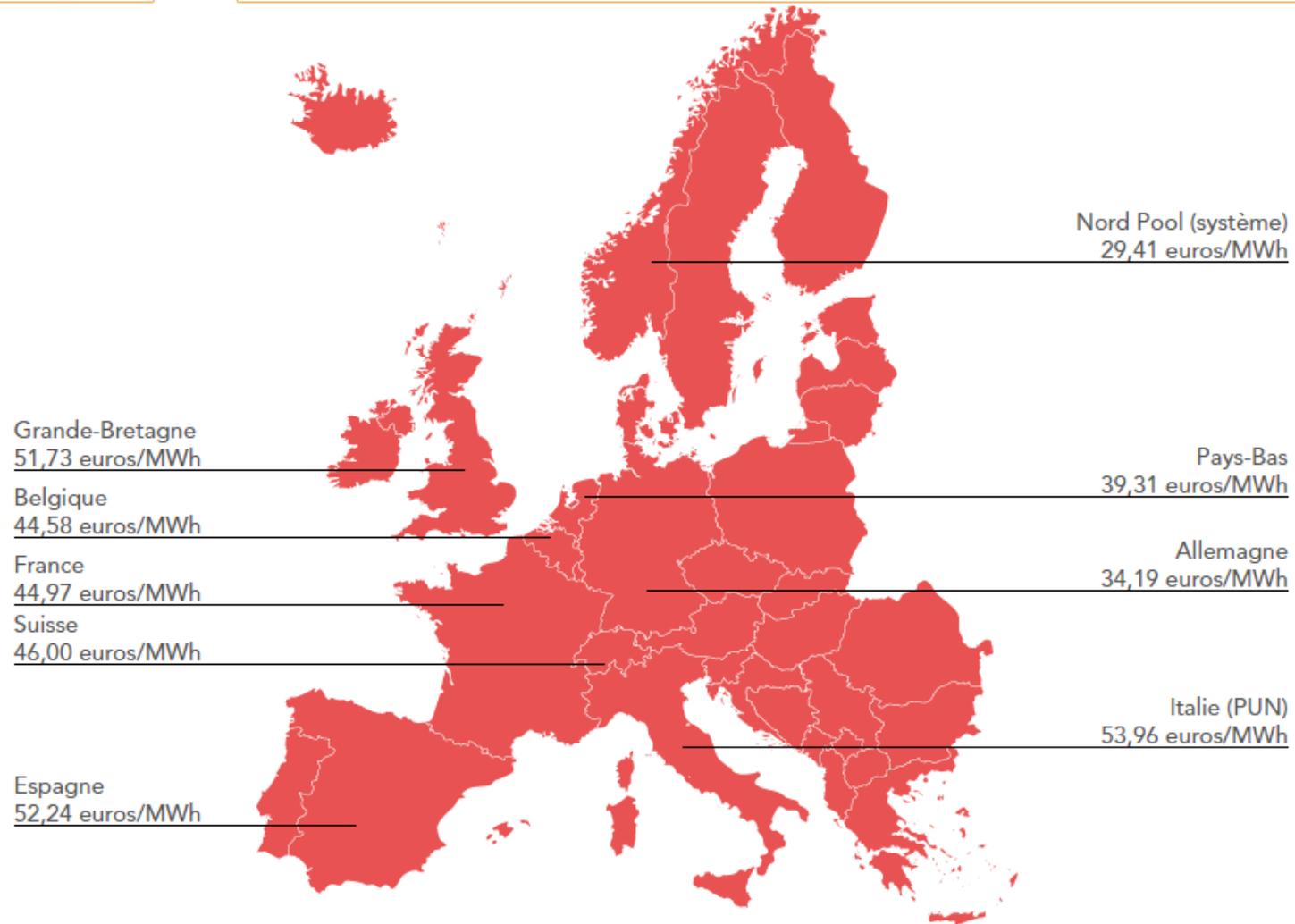
Figure 1 — Monthly wholesale electricity prices; range of maximum and minimum prices — Sources: Platts, European power markets

Prix spot de l'électricité en 2017

2015

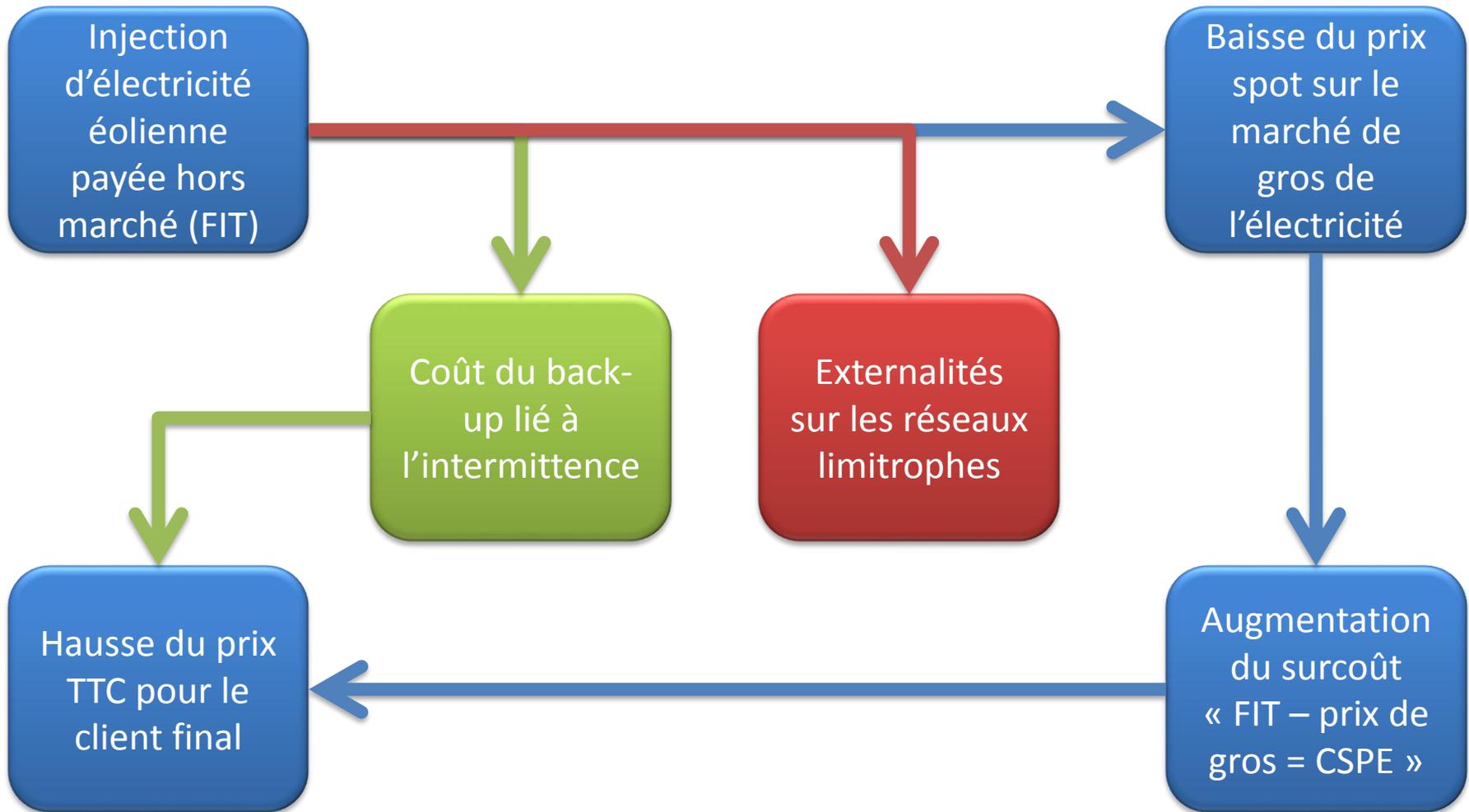
2016

2017

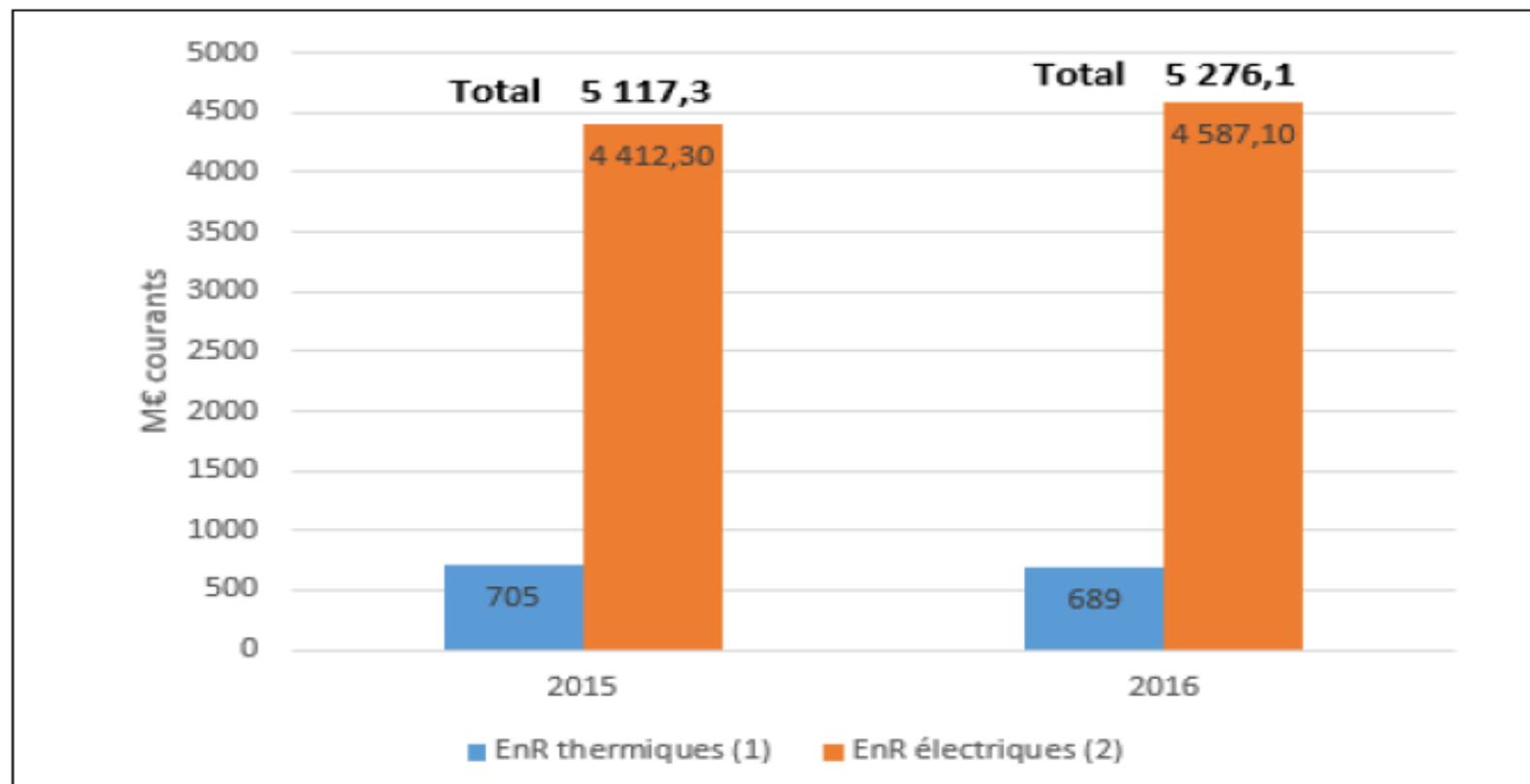


européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

Les effets indirects des énergies renouvelables sur la structure des prix de l'électricité (source J. Percebois (CREDEN))



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

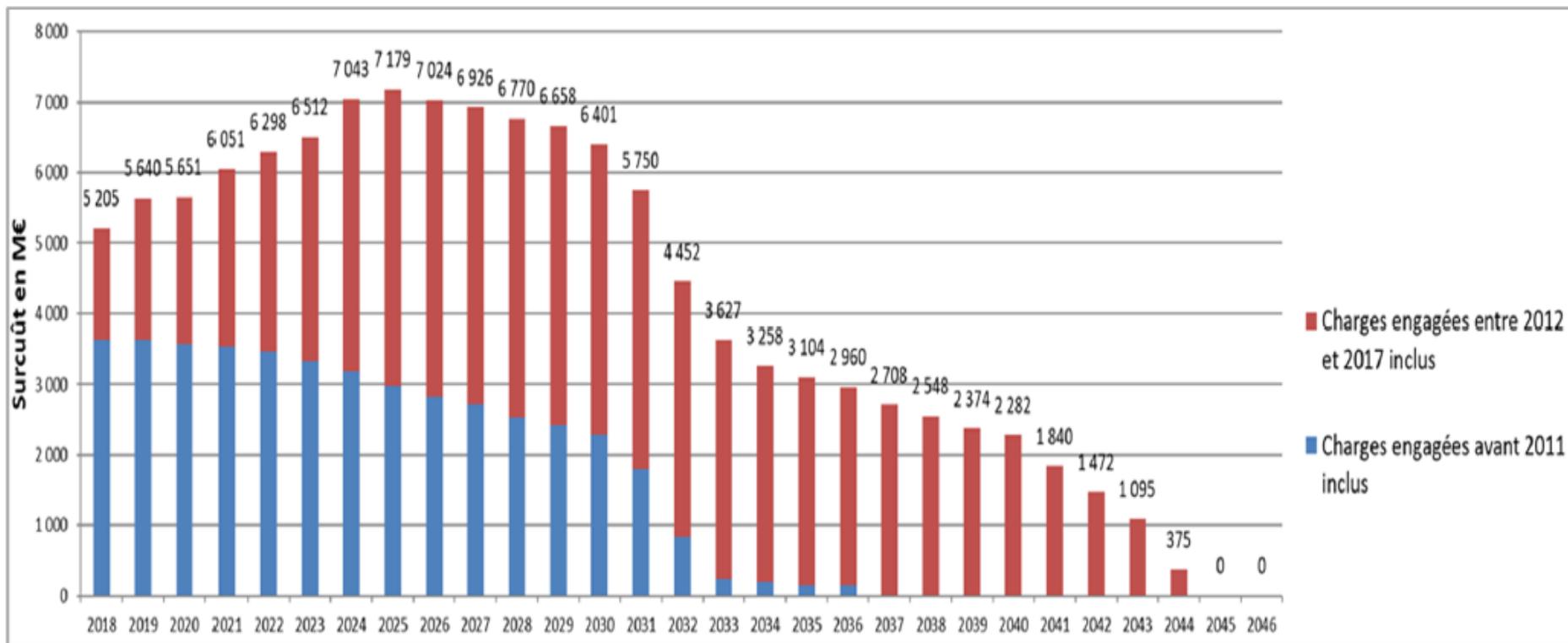


(1) Les contributions des collectivités locales ont été intégralement imputées aux EnR thermiques.

(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

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



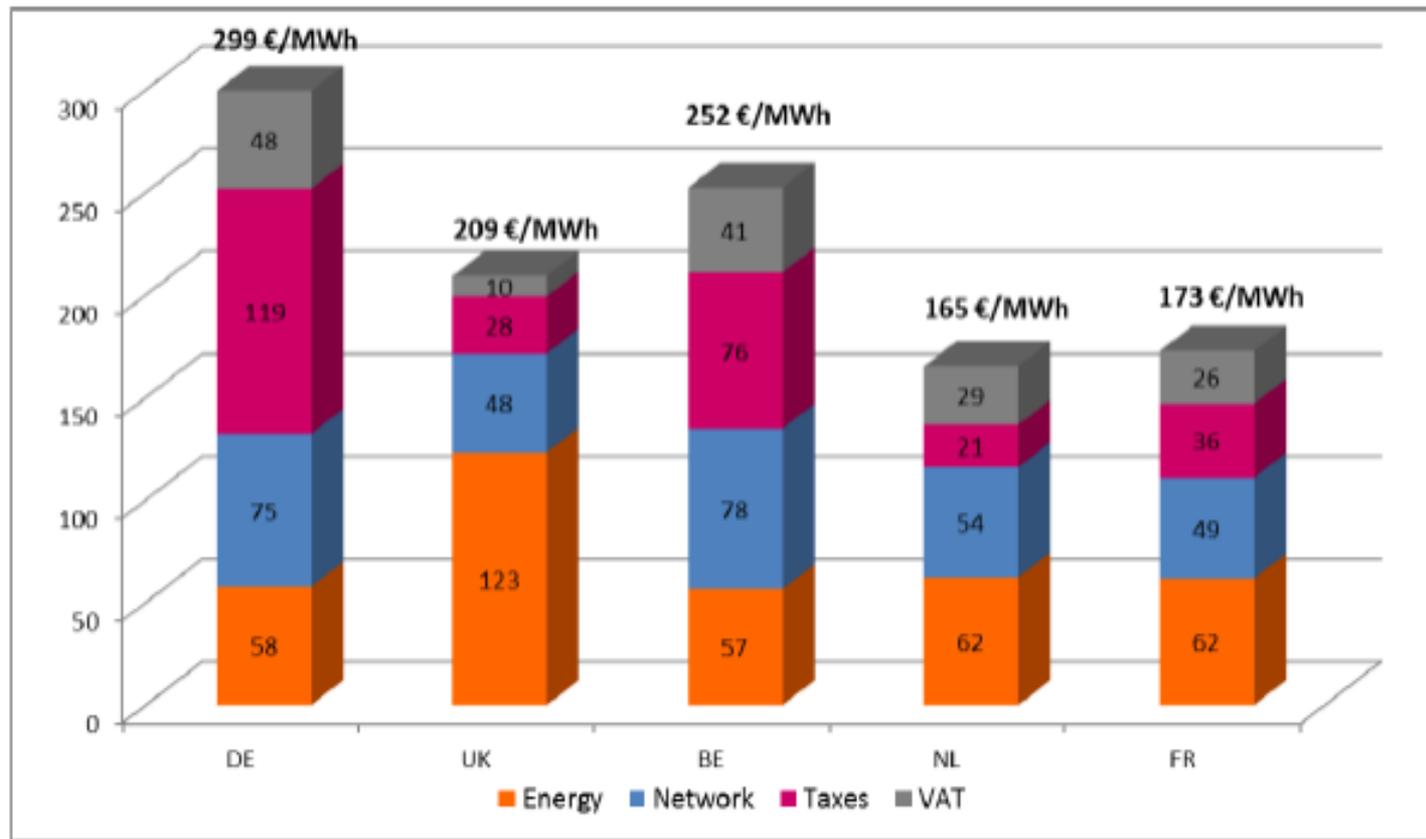
Source : CRE¹⁰³

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

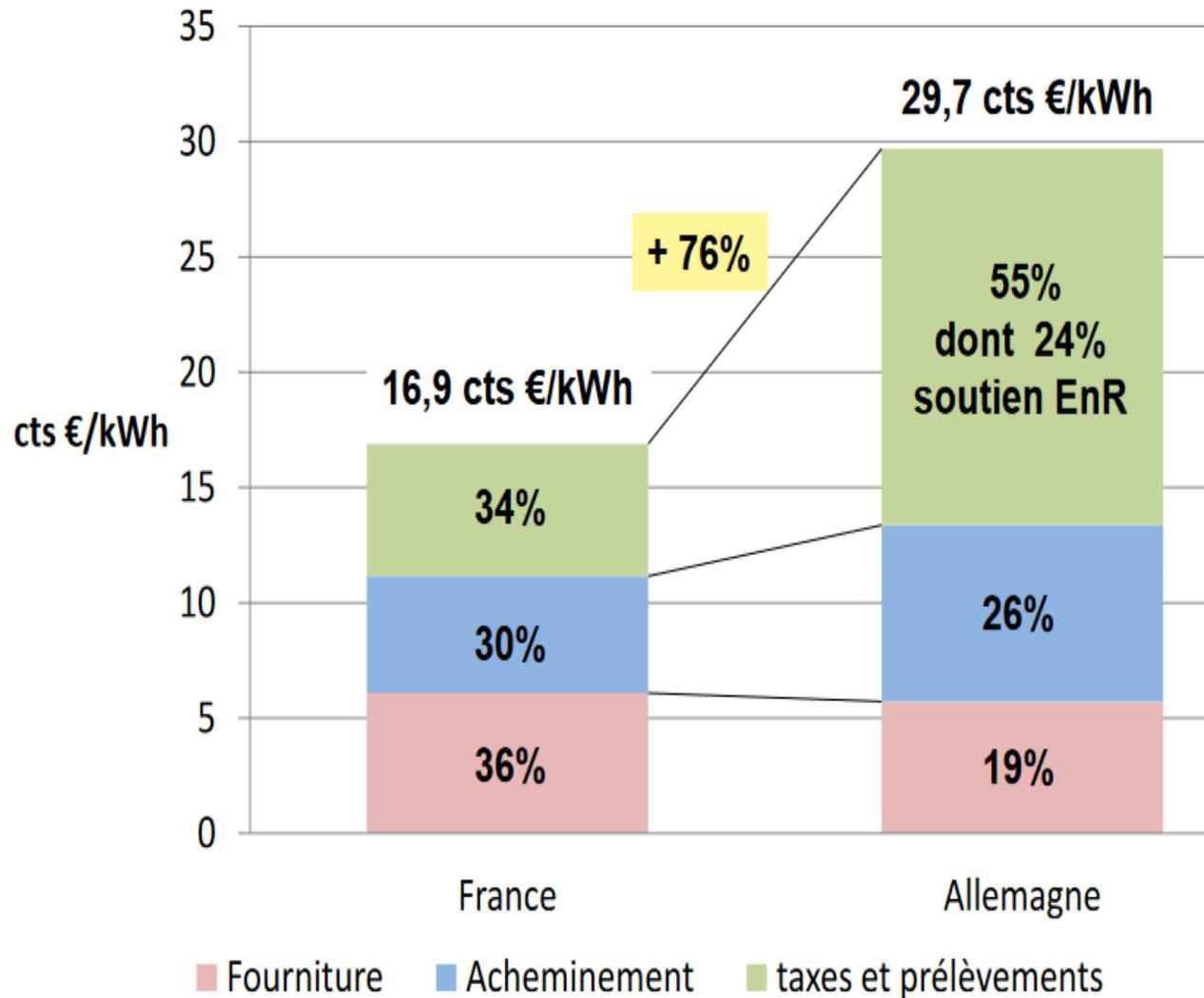
Structure	2006	2017
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%

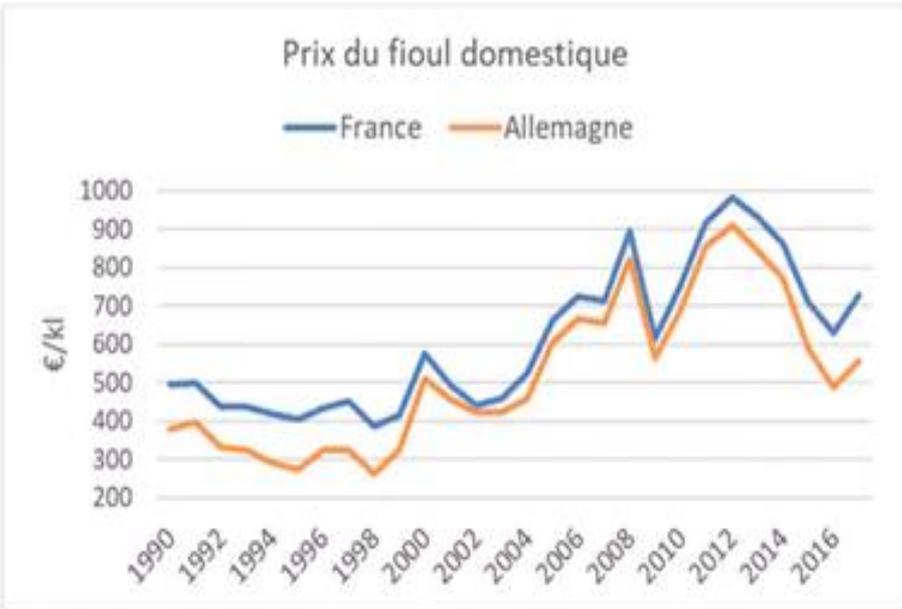
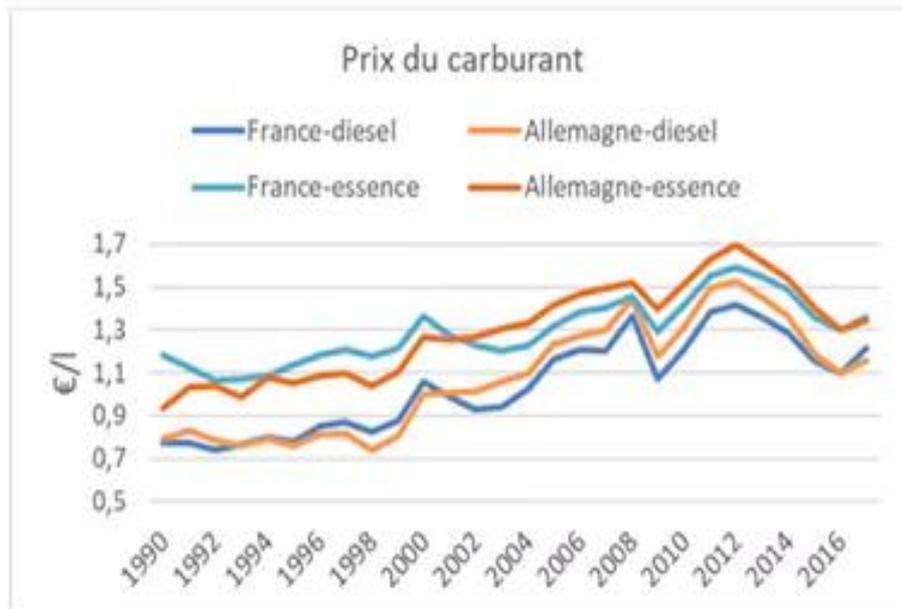
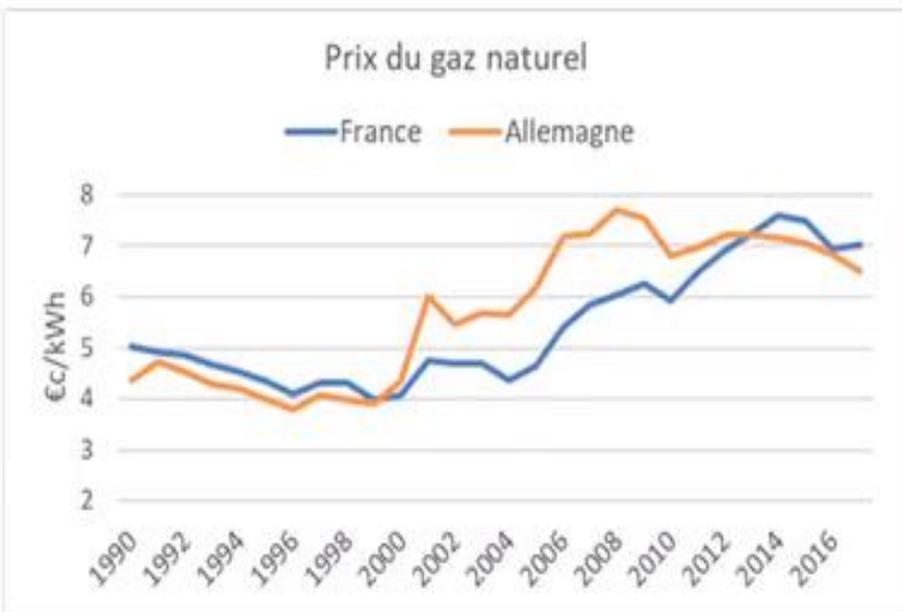
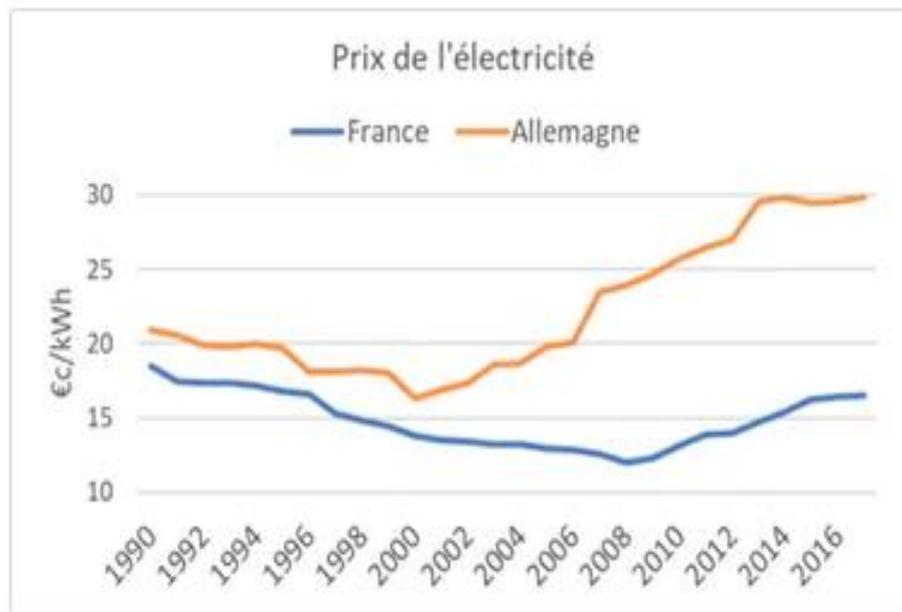
Prix de l'électricité TTC pour les ménages en Europe (source CREG, mai 2016)

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 »



Décomposition du prix payé par les ménages (en 2017)

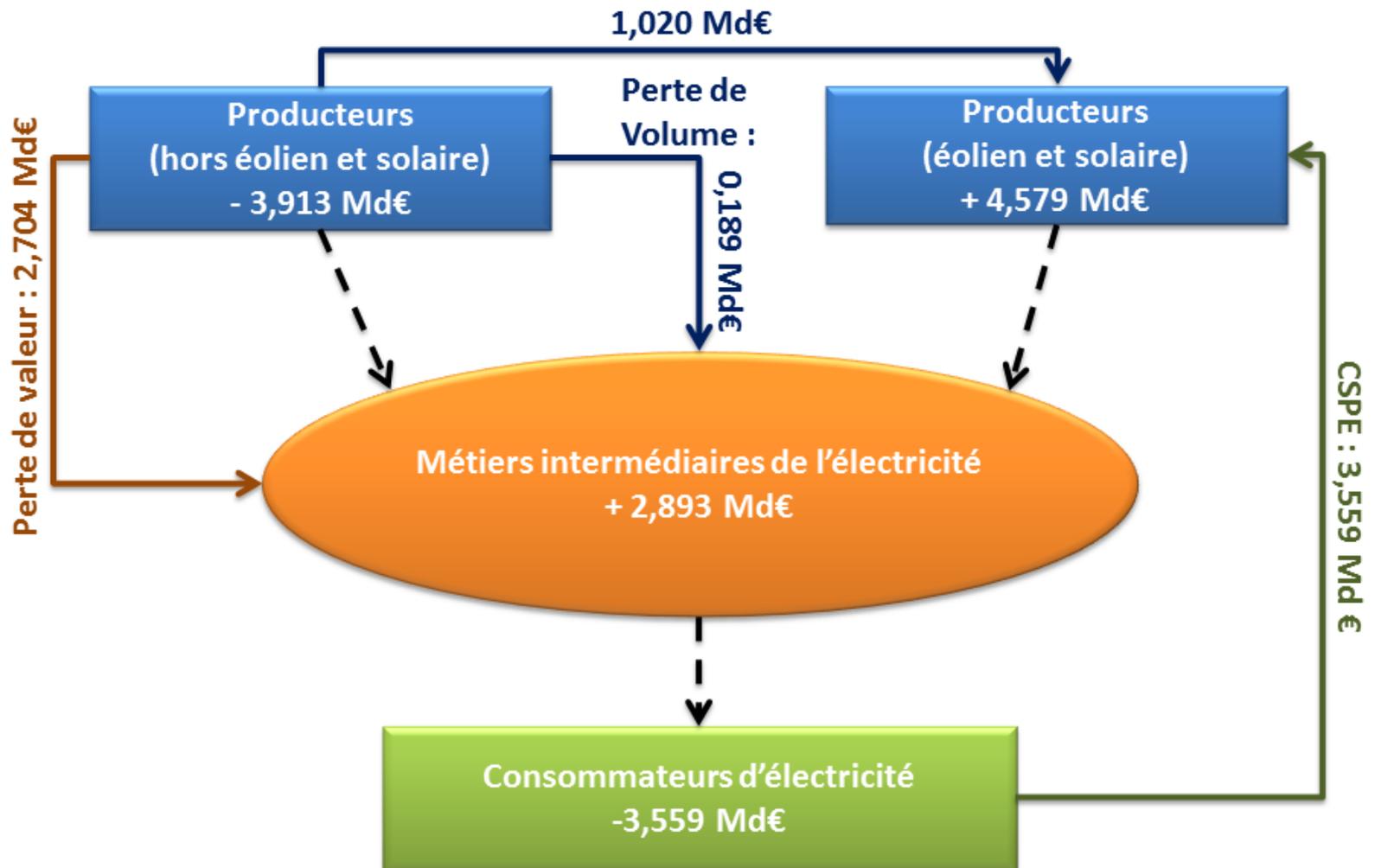




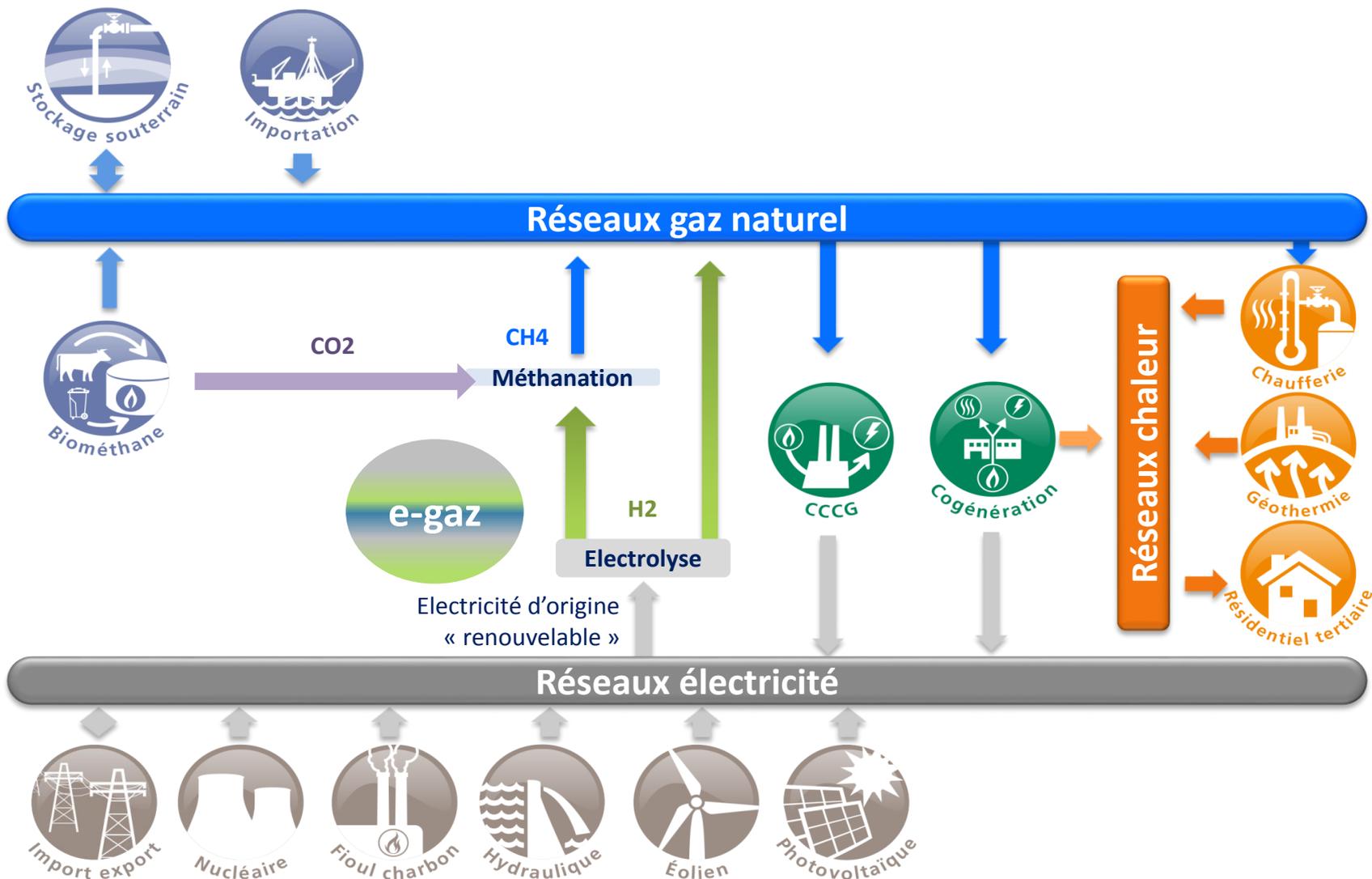
Evolution du prix de l'énergie pour les ménages en France et en Allemagne (à prix constant 2015). Global Energy/Enerdata

Coûts directs et indirects des EnR

source: article de J Percebois et S Pommeret paru dans la Revue de l'Energie, juillet-août 2016



La complémentarité des réseaux de gaz et d'électricité



Le TOP 10 des fabricants de batteries dans le monde

Nom des fabricants	Nationalité des fabricants	Ventes en GWh	Part en %
CATL	Chine	11,8	23,7%
Panasonic	Japon	10,0	20,1%
BYD	Chine	7,2	14,5%
OptimumNano*	Chine	5,5	11,0%
LG	Corée du Sud	4,5	9,0%
Guoxuan High-tech	Chine	3,2	6,4%
Samsung	Corée du Sud	2,8	5,6%
Beijing National Battery	Chine	1,9	3,8%
BAK	Chine	1,6	3,2%
Farasis	Chine	1,3	2,6%
Total des dix premiers fabricants mondiaux		49,8	100,0%

Figure 7 : Parts de ventes des 10 premiers fabricants de batteries : la Chine bouleverse le panorama mondial (source : "The Breakneck Rise of China's Colossus of Electric-Car Batteries", 1^{er} février 2018, <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-02-01/the-breakneck-rise-of-china-s-colossus-of-electric-car-batteries>)

La loi française de transition énergétique (2015 revue en attente PPE)

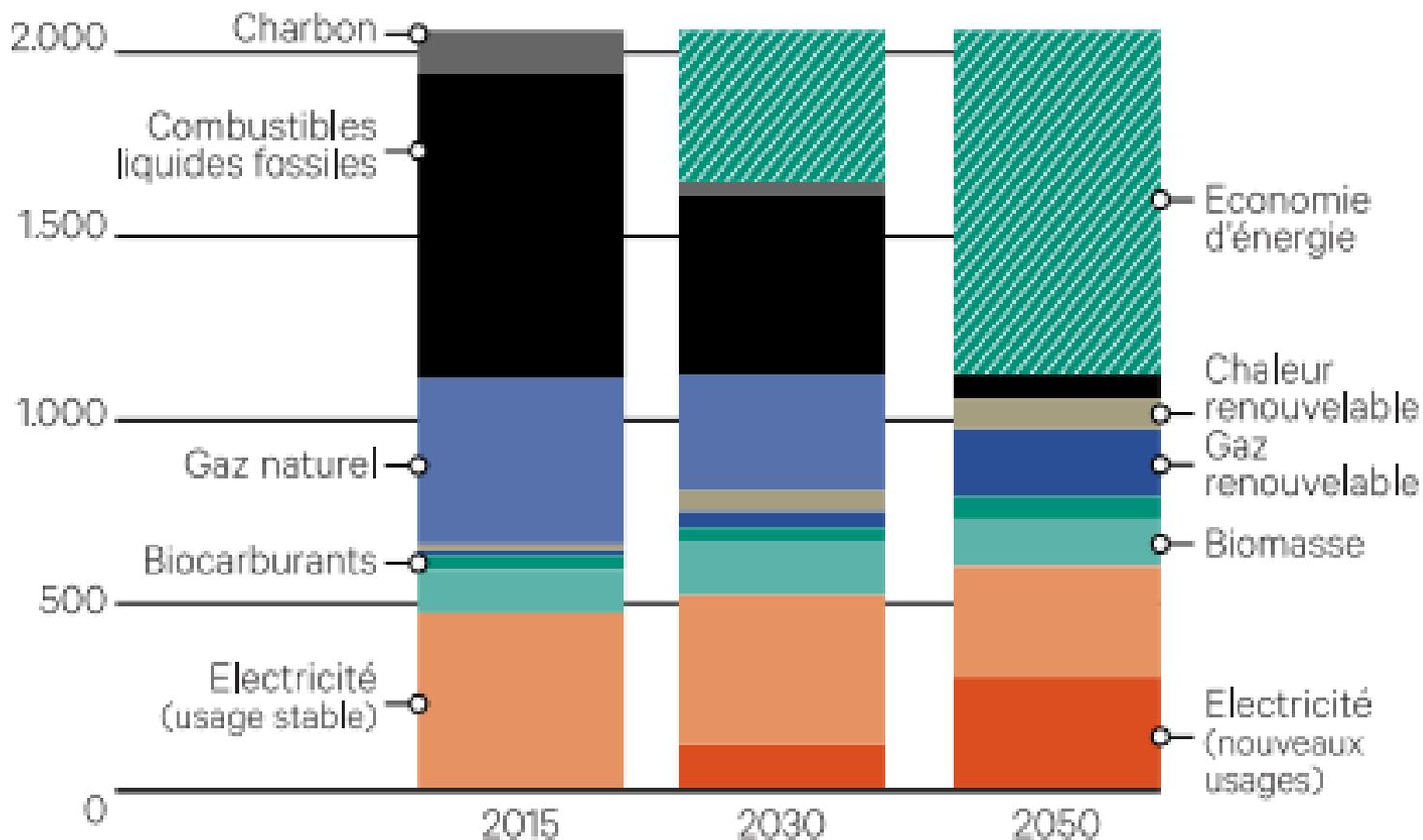
Des objectifs ambitieux et parfois contradictoires: on veut à la fois

- Réduire à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025 (contre 73 à 75% aujourd'hui) puis à l'horizon probable 2035...**
- Fixer un plafond à la puissance nucléaire installée (63,2 GWe, niveau actuel); toute nouvelle mise en service de centrale nucléaire nécessite la fermeture d'une puissance équivalente sur le parc existant (fermeture de Fessenheim); EDF restera donc le seul producteur de nucléaire en France, ce qui ne va peut-être pas plaire à la Commission européenne**
- Réduire de 50% la consommation finale d'énergie à l'horizon 2050 par rapport à 2012**
- Faire passer la production d'énergie renouvelable de 9,7% en 2013 à 32% à l'horizon 2030 (augmenter la part de la chaleur renouvelable, la part des biocarburants et la part de l'électricité renouvelable qui devra atteindre 40% de la production d'électricité à l'horizon 2030; cela comprend l'hydraulique, le solaire, l'éolien, la biomasse)**
- Réduire de 40% les émissions de GES (gaz à effet de serre) en 2030 par rapport au niveau de 1990; objectif « neutralité carbone » en 2050**
- Objectif de 500 000 logements rénovés par an (allègements fiscaux, éco-prêts à taux zéro, « chèque énergie », sociétés régionales de tiers-financement pour avancer le coût des travaux aux particuliers)**
- Favoriser la promotion du véhicule électrique (7 millions de points de charge pour batteries à l'horizon 2030); bonus en faveur des véhicules électriques et obligation pour les administrations d'opter en faveur de la voiture électrique lors du renouvellement du parc de véhicules (1 sur 2)**

Les grandes lignes de la PPE (énergie finale totale en équivalent TWh)

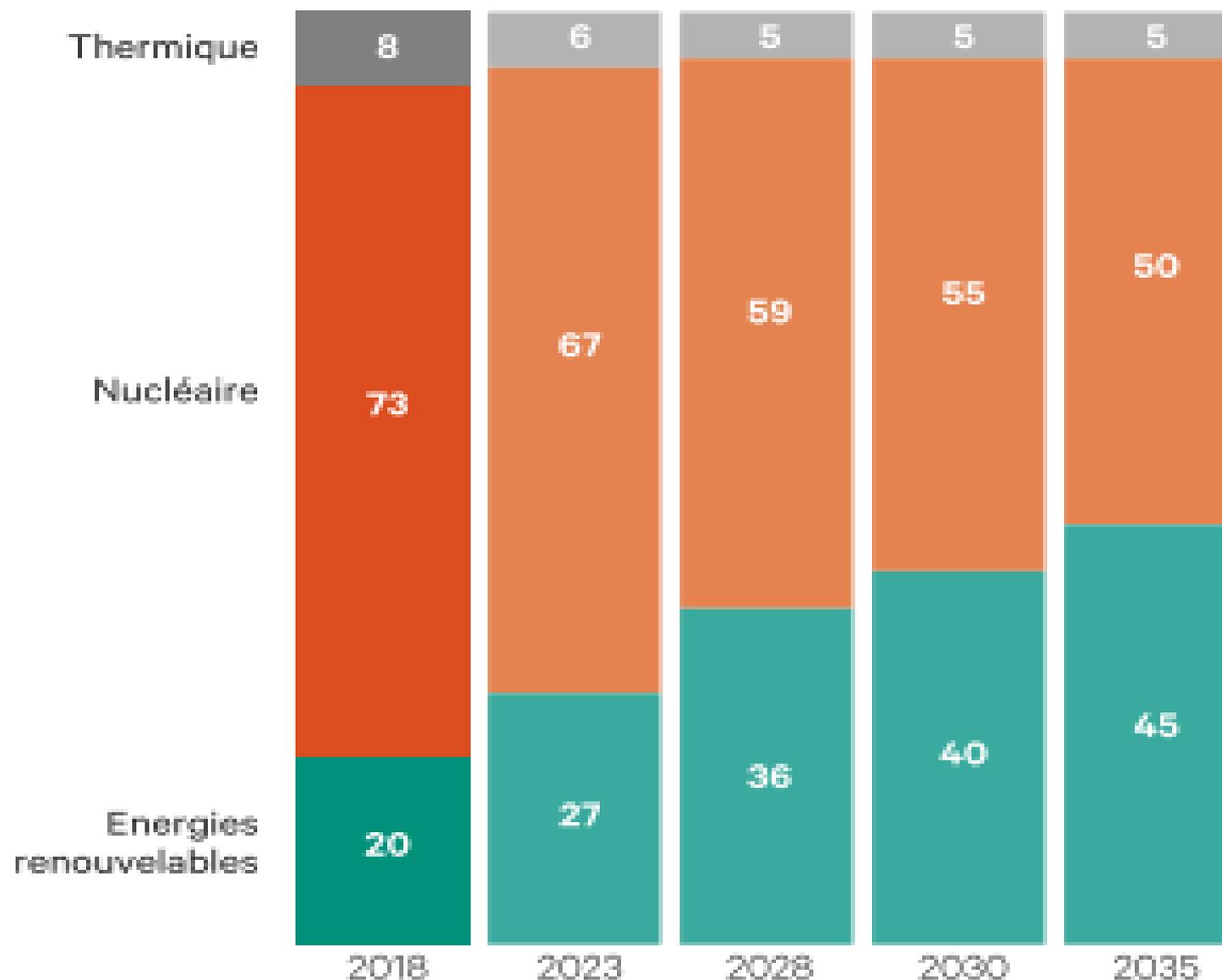
La réduction attendue des consommations finales d'énergie...

En TWh

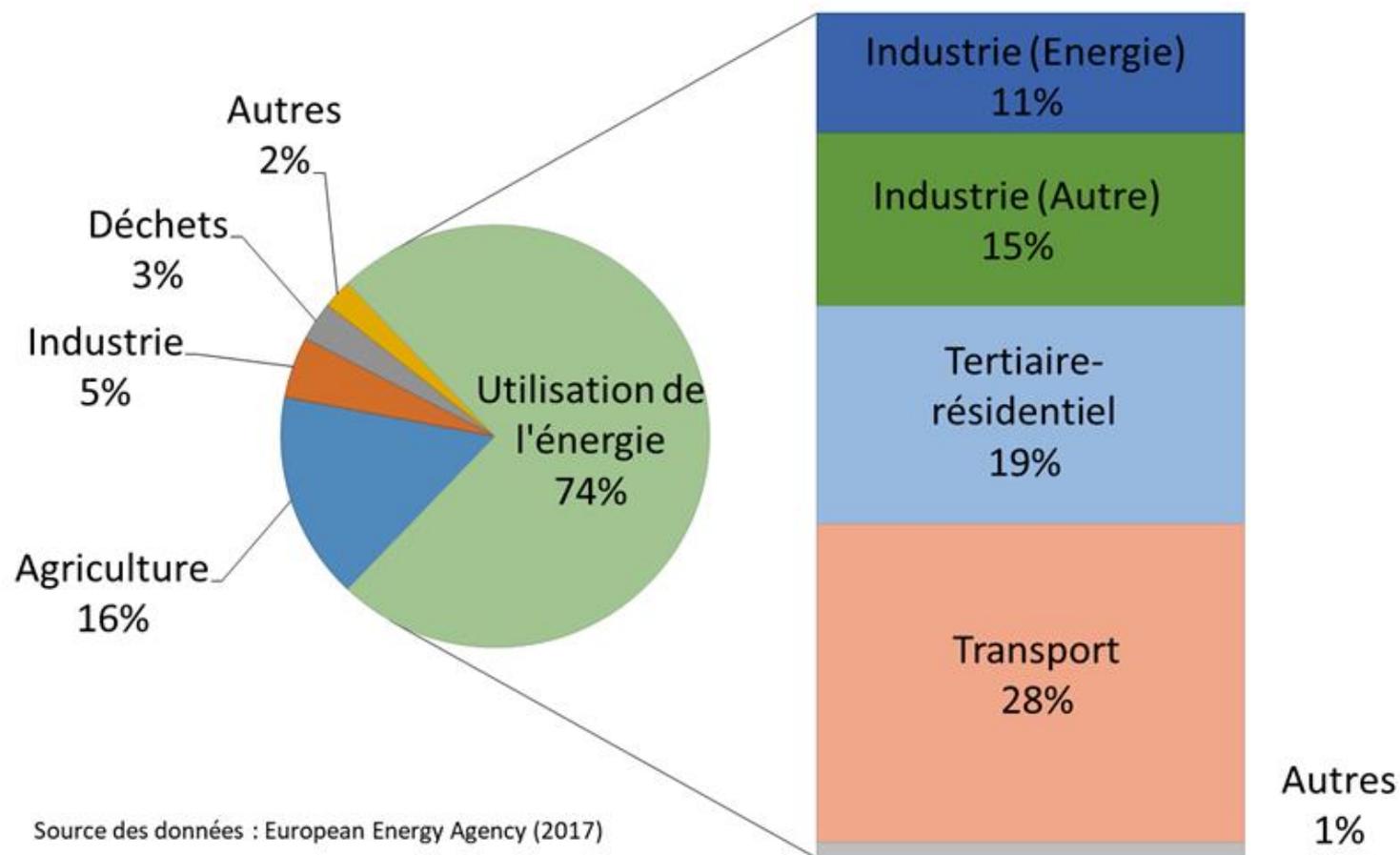


La trajectoire du mix électrique de la France

Taux de couverture par filière, en %



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



Source des données : European Energy Agency (2017)

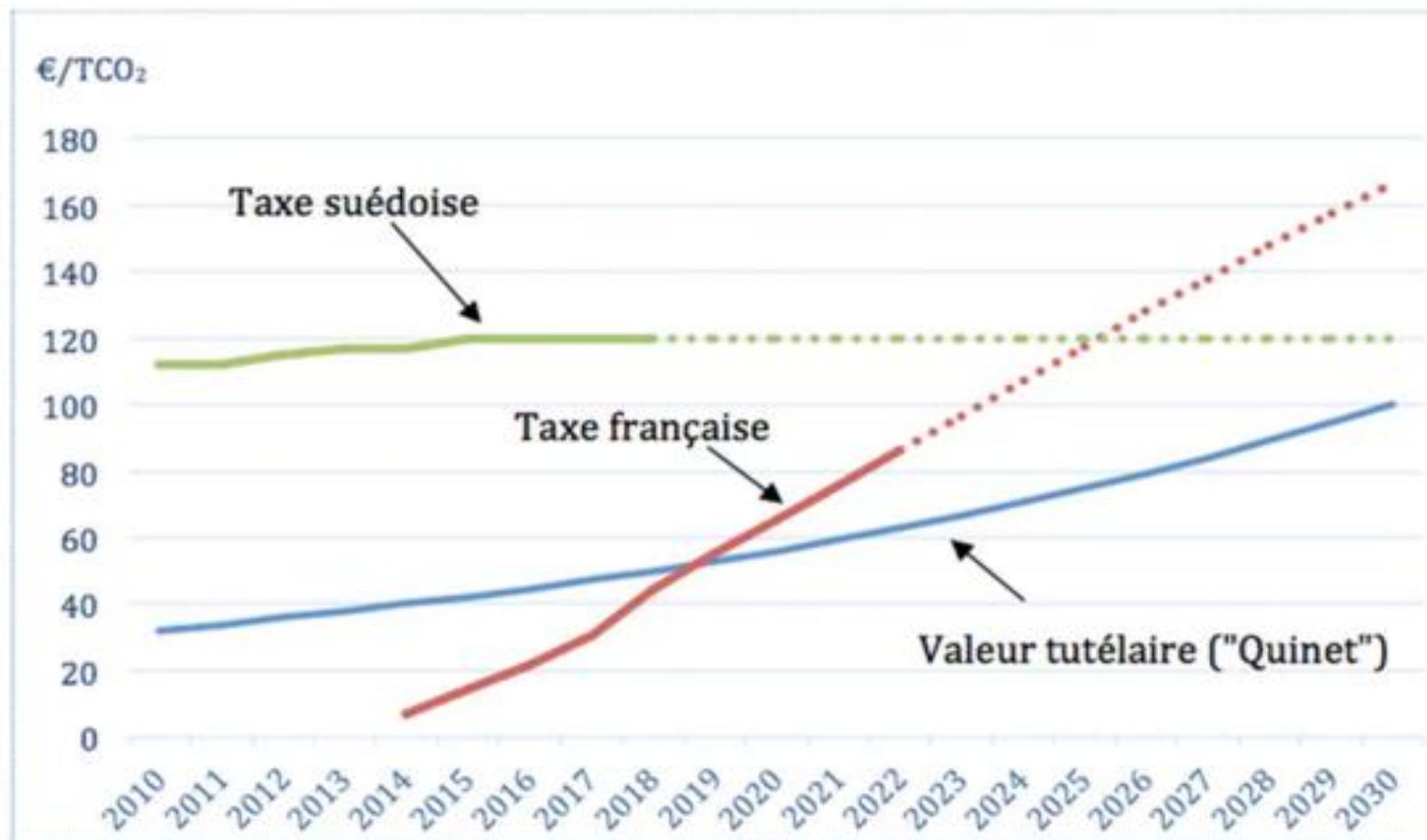
La très forte volatilité du prix de la tonne de CO₂

En euros



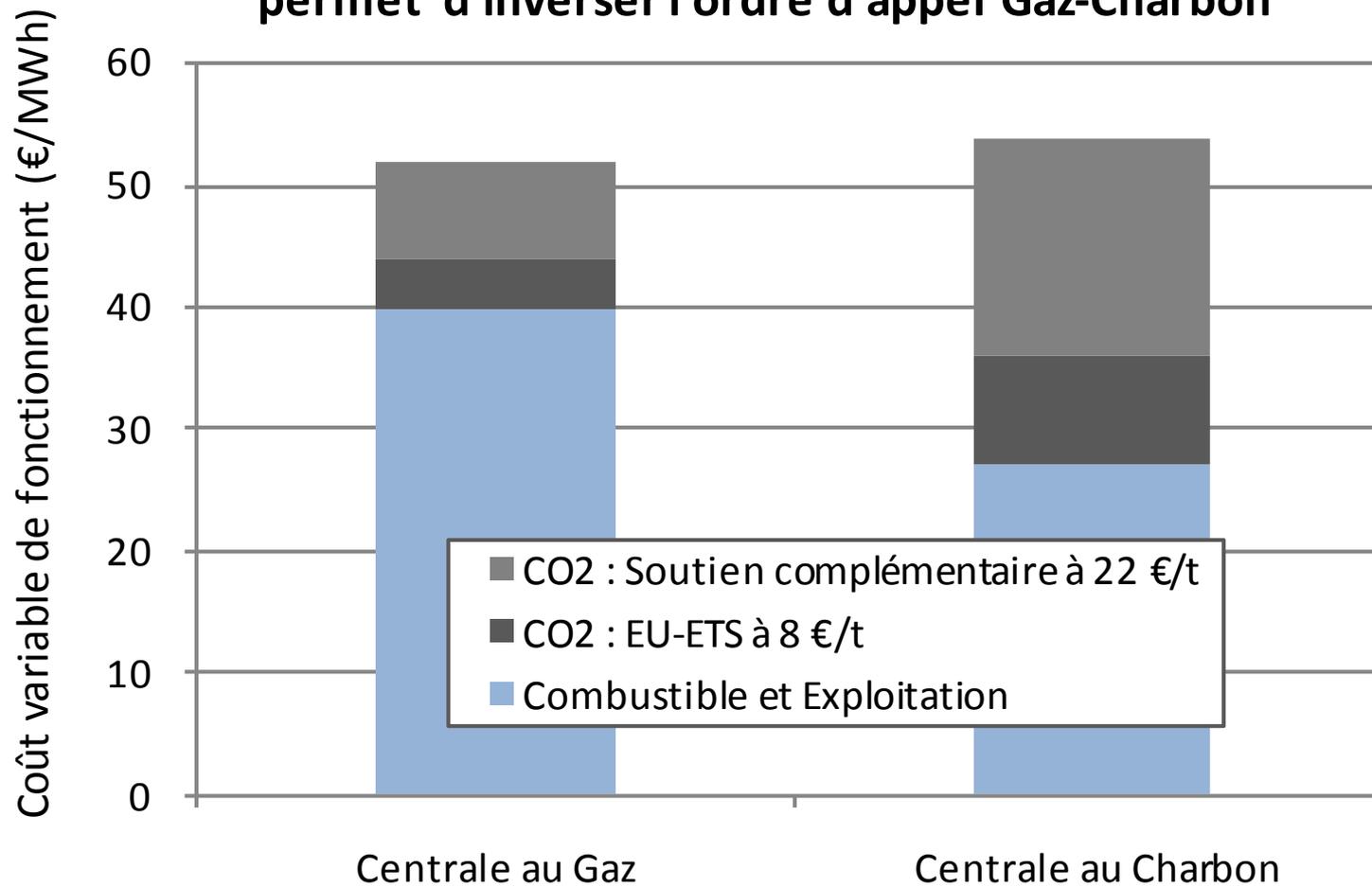
Taxe carbone en France (hors secteurs soumis à ETS: électriciens, gaziers et grande industrie)

Trajectoires de la taxe carbone en France et en Suède



Source : Chaire économie du climat, Policy Brief N°2018-01 (janvier 2018)

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



Conclusion (1/2)

- **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?**

Conclusion (2/2)

- **1. Les énergies renouvelables (intermittentes ou non) vont couvrir une part croissante du bilan énergétique (notamment du mix électrique) mais un scénario 100% ENR est trop ambitieux..**
- **2. Leur poids sera variable selon les pays en fonction des contraintes et des priorités locales (cf choix nucléaire en France, priorité au gaz aux Etats-Unis)**
- **3. Les subventions doivent progressivement disparaître (sauf pour l'aide à la recherche) car on est dans une logique de « prix de marché »**
- **4. La grande révolution sera celle du stockage de l'électricité (batteries, méthanation) mais cela nécessite encore une baisse des coûts donc des progrès techniques**
- **5. A terme coexistence entre de grands réseaux électriques interconnectés (secours et échanges) et de petits réseaux locaux à l'échelle d'une ville ou d'un quartier (microgrids) gérés via du « digital » (objectif: les TEPOS, territoires « à énergie positive »)**
- **6. Demain l'électricité sera de plus en plus « décarbonée, décentralisée et digitalisée » (les 3 D)**
- **7. Les énergies fossiles (pétrole et gaz) ne vont pas disparaître rapidement car elles bénéficient toujours d'usages captifs, notamment dans le transport pour le pétrole; le charbon est « dans le collimateur » en Europe mais il a encore beaucoup de place en Asie (Chine, Inde) et en Amérique. Le poids du charbon dépendra des politiques environnementales menées (notamment du prix du carbone).**

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



Énergie

Économie et politiques

Jean-Pierre Hansen - Jacques Percebois

Préface de Marcel Boiteux

Avant-propos de Jean Tirole

2^e édition

