

SFEN Bourgogne Franche Comté et UTB Chalon sur Saône

Les enjeux de la transition énergétique en France

Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

Chargé de cours à l'École des Mines de Paris et à l'IFPEN

Coreponsable du Pôle Transitions énergétiques à la Chaire Economie du Climat

(Université Paris Dauphine)

Directeur du CREDEN

Chalon le 6 février 2019

Sommaire

I. Le contexte énergétique

II. La transition énergétique en France

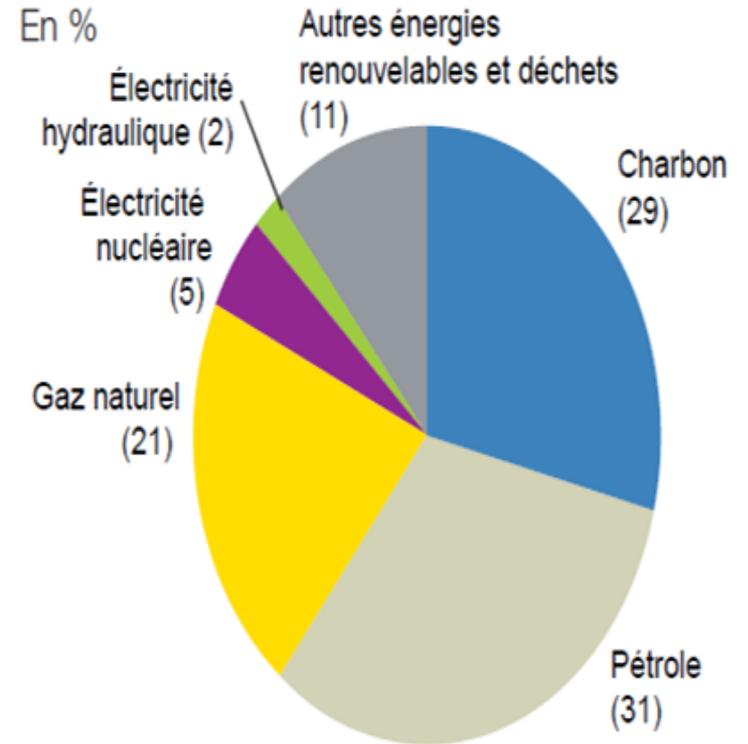
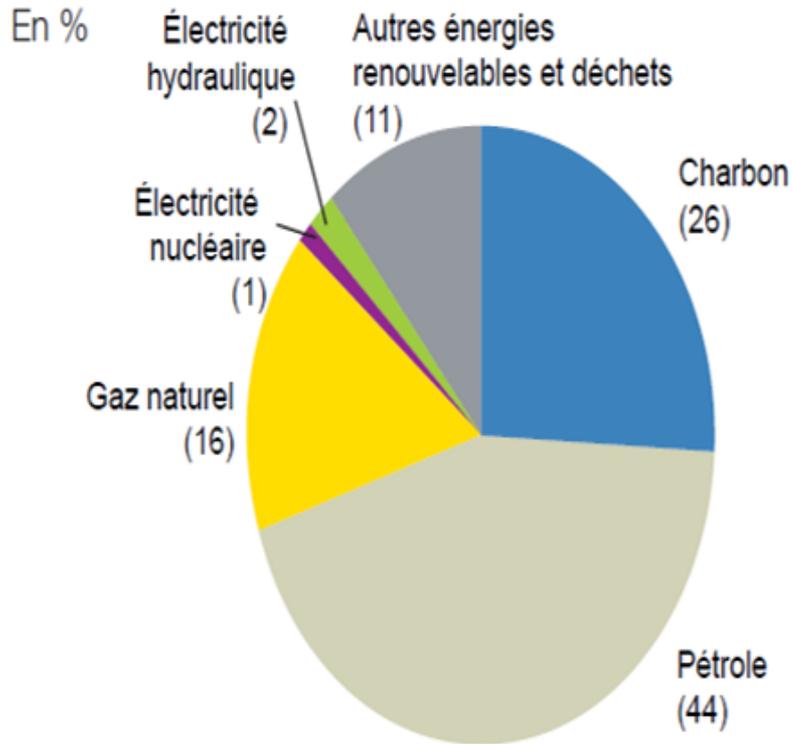
Sommaire

I. Le contexte énergétique

II. La transition énergétique en France

Bilan énergétique mondial (source AIE)

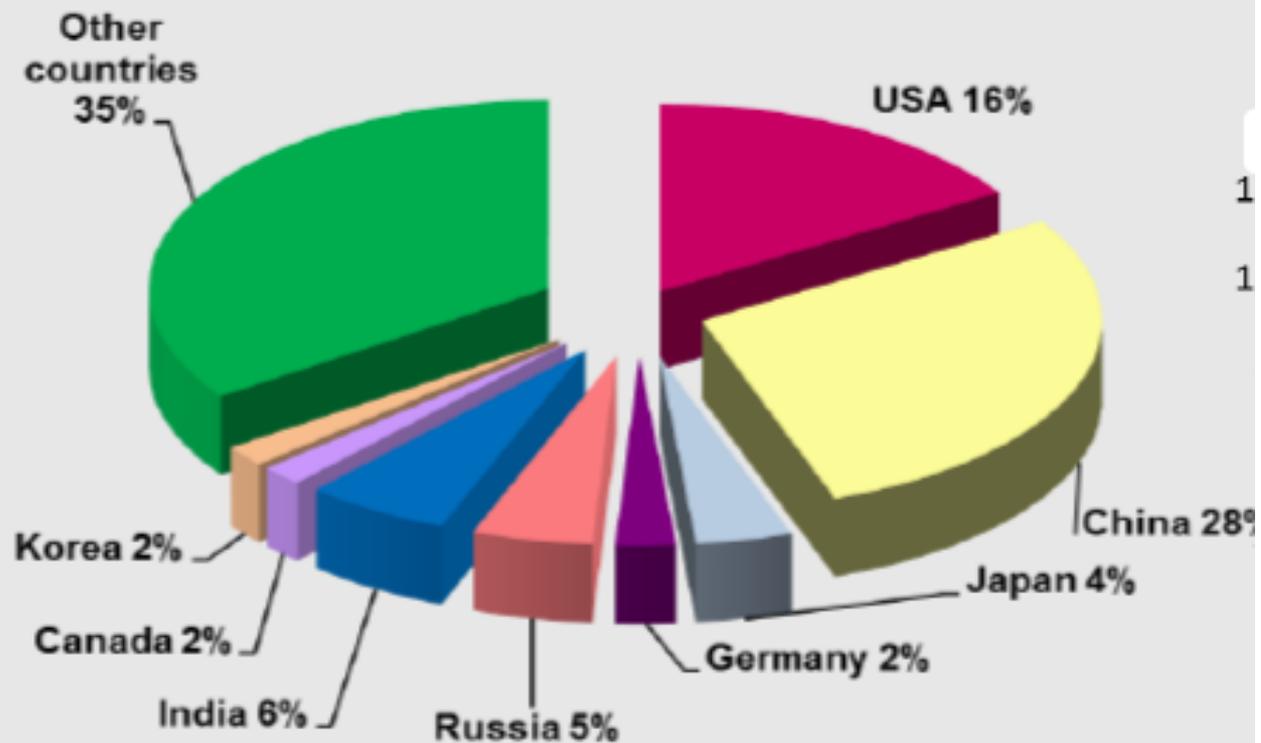
Evolution entre 1971 (5,5 milliards tep) et 2017 (13,6 milliards de tep)



Global CO₂ emission worldwide

2015: ~ 33,3 billion t

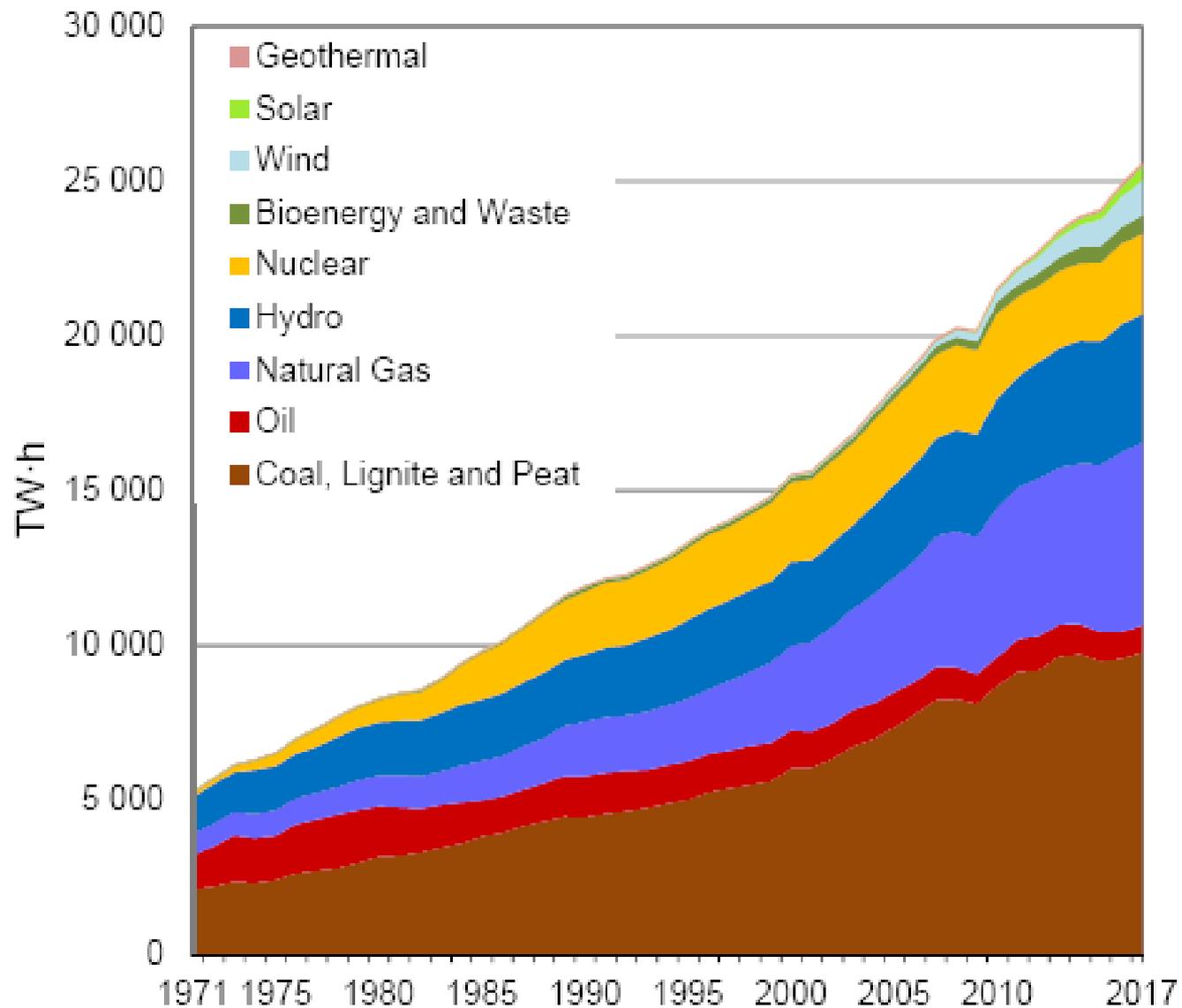
(In 2000: 24 billion t) In 1991: 21,6 billion t



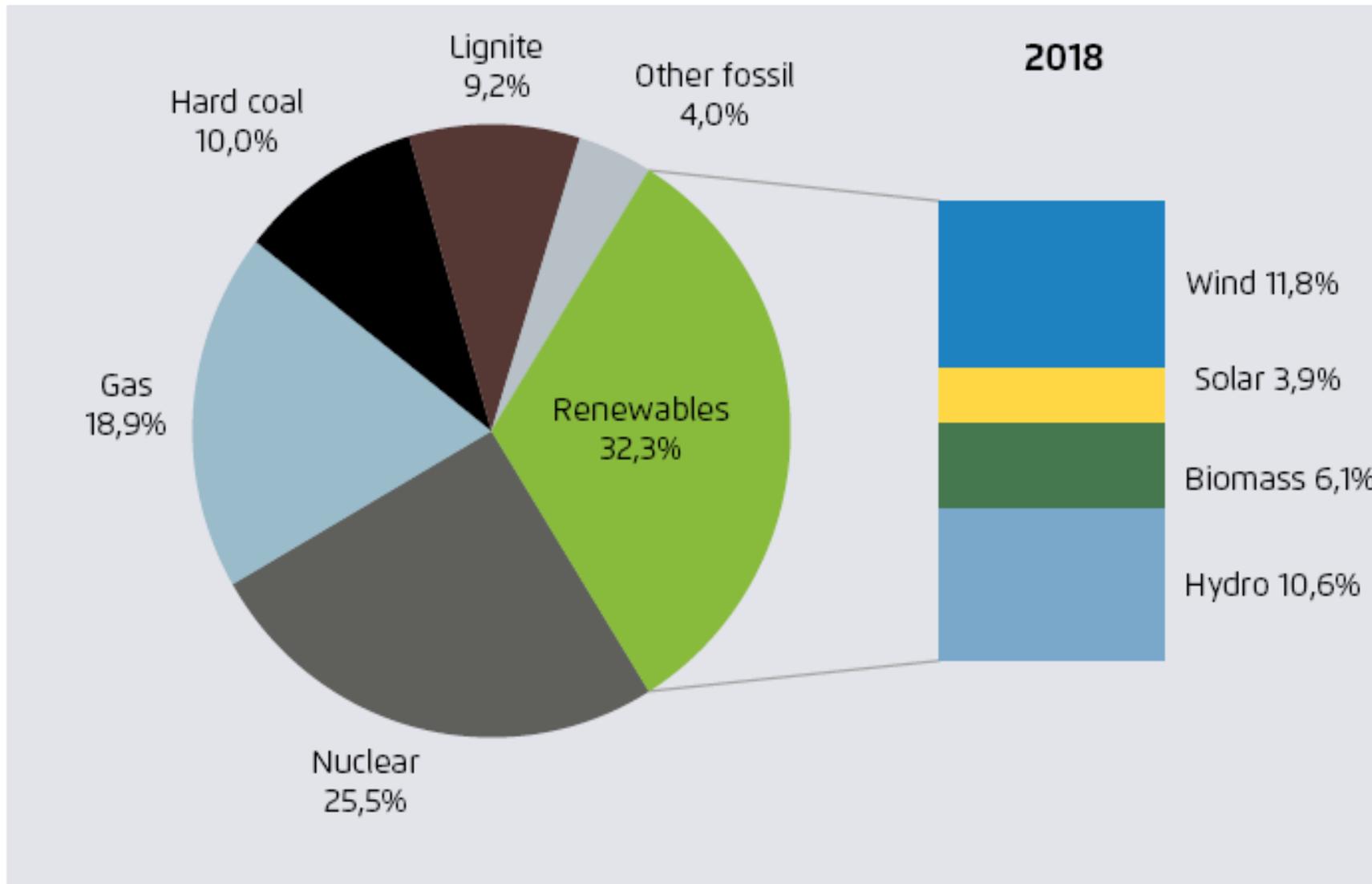
Rounded values

Sources: BMWI Energiedaten Status 31.10.2016
BP Statistical Review 2016

FIGURE 4. BREAKDOWN OF WORLD TOTAL ELECTRICITY PRODUCTION BY ENERGY SOURCE DURING THE PERIOD 1971–2017



Structure de la production d'électricité dans l'U.E.(28)en 2018



Emissions de CO₂ en g/kWh

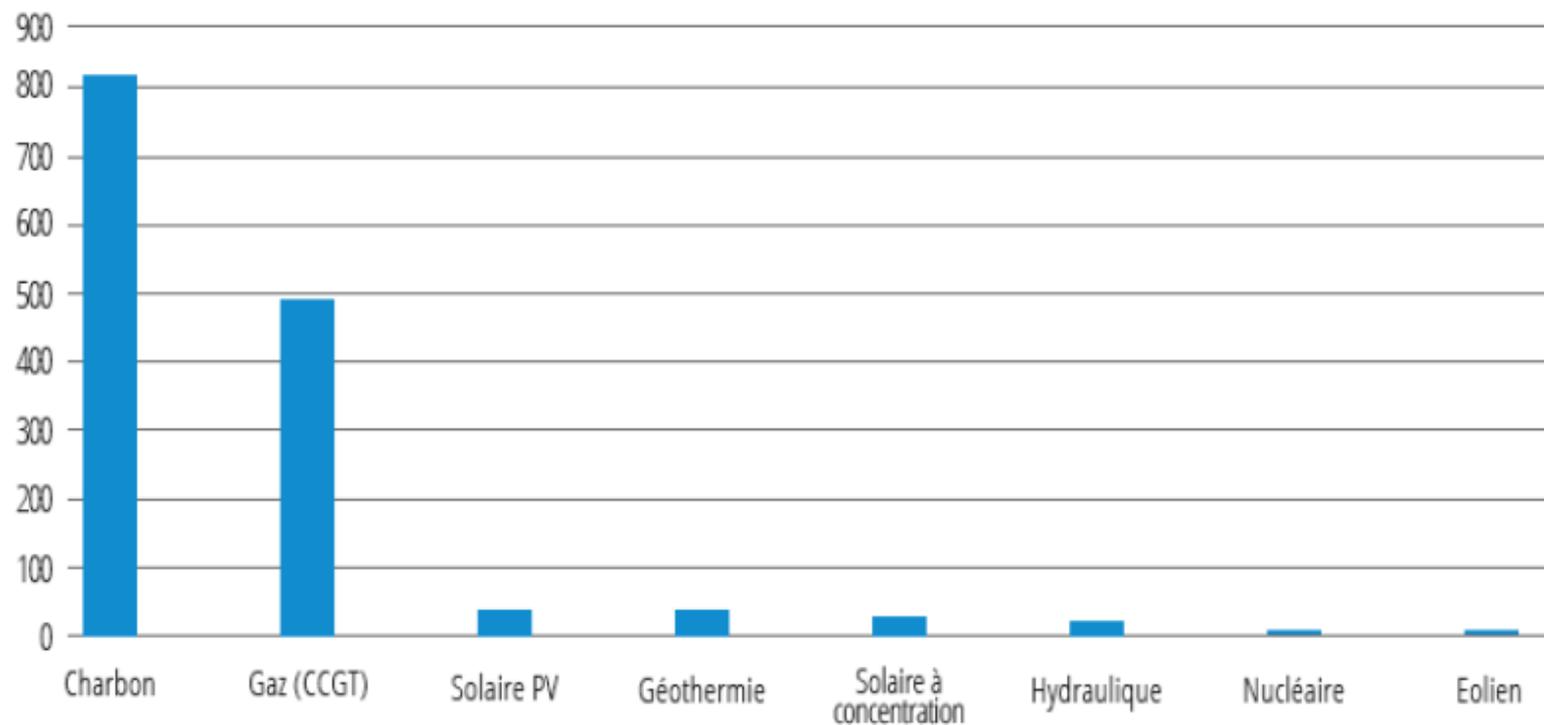


Figure 1 : Émissions de CO₂ sur la durée de vie complète de l'actif.

Source : 5^e rapport du GIEC sur l'évolution du climat (2014).

Top 10 global solar PV markets, 2016 (left); cumulative (right), in GW installed

TOP 10 COUNTRIES IN 2016 FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY

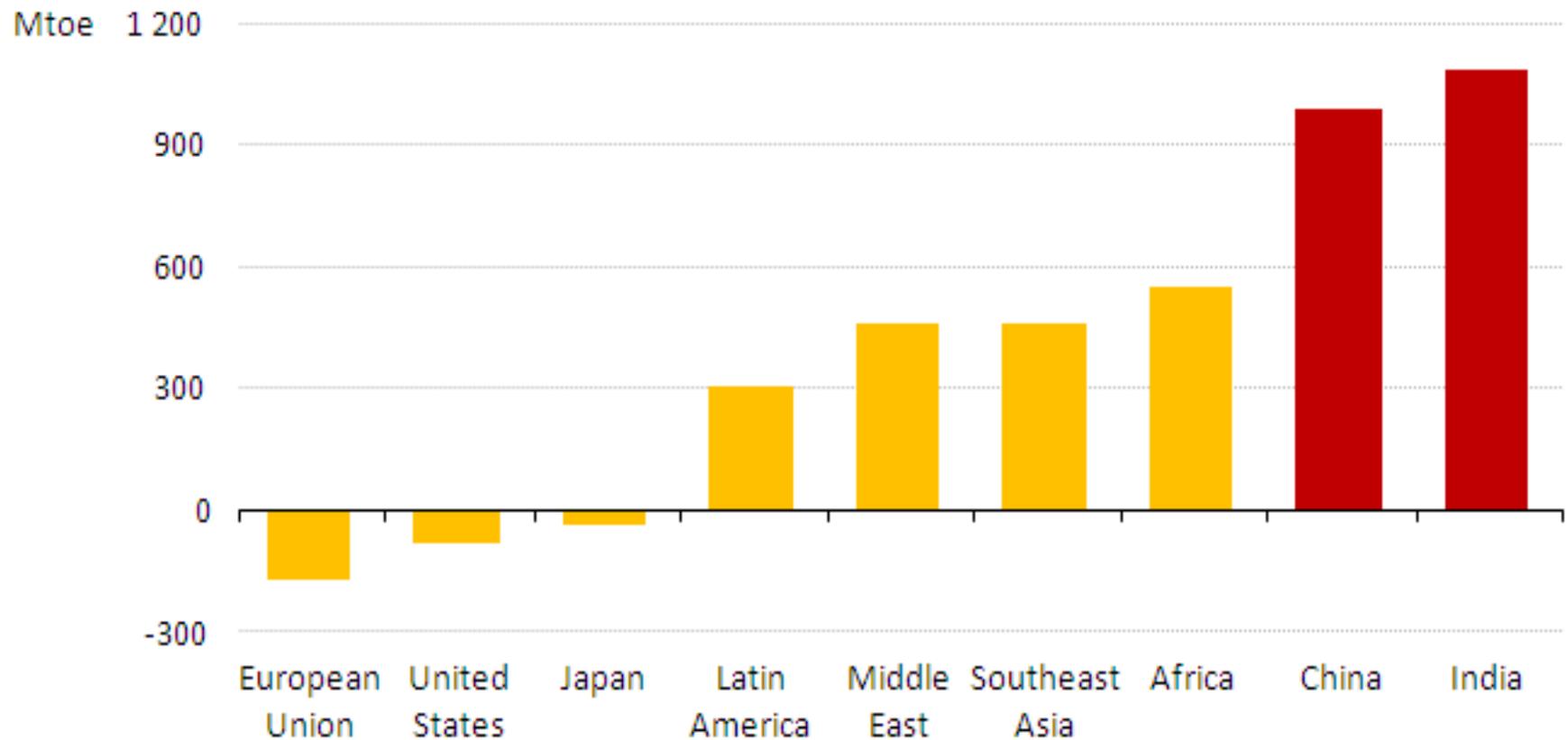
TOP 10 COUNTRIES IN 2016 FOR CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY

1		China	34,5 GW	1		China	78,1 GW
2		USA	14,7 GW	2		Japan	42,8 GW
3		Japan	8,6 GW	3		Germany	41,2 GW
4		India	4 GW	4		USA	40,3 GW
5		UK	2 GW	5		Italy	19,3 GW
6		Germany	1,5 GW	6		UK	11,6 GW
7		Korea	0,9 GW	7		India	9 GW
8		Australia	0,8 GW	8		France	7,1 GW
9		Philippines	0,8 GW	9		Australia	5,9 GW
10		Chile	0,7 GW	10		Spain	5,5 GW

Source: 2018 Global snapshot of PV markets, the IEA

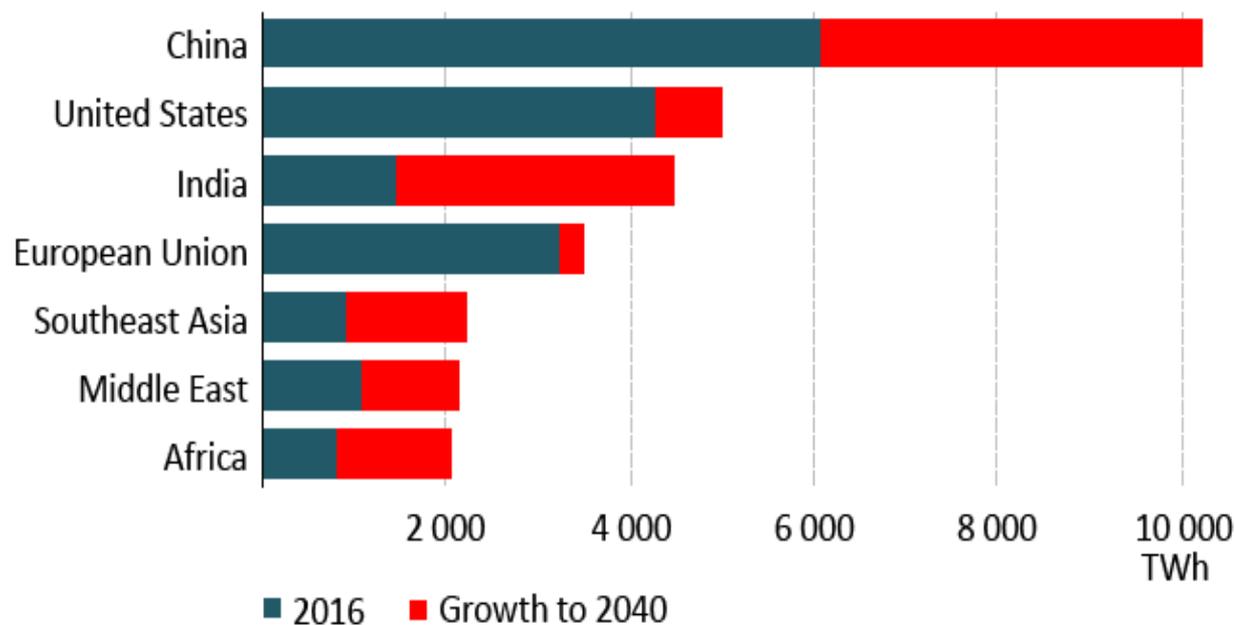
La demande d'énergie va croître fortement en Inde, Chine et Afrique du fait de la pression démographique
source BP

Change in energy demand in selected regions, 2014-2040

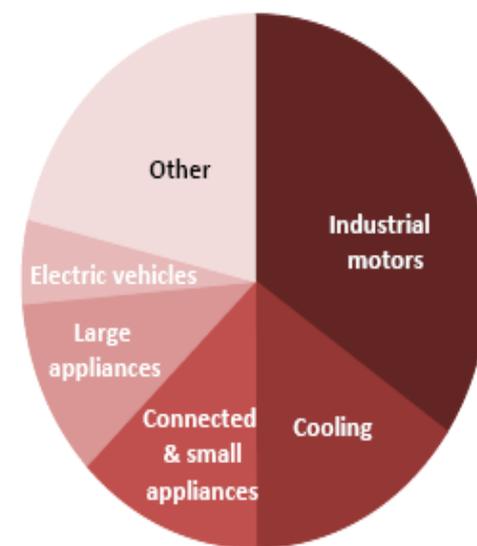


The future is electrifying

Electricity generation by selected region



Sources of global electricity demand growth

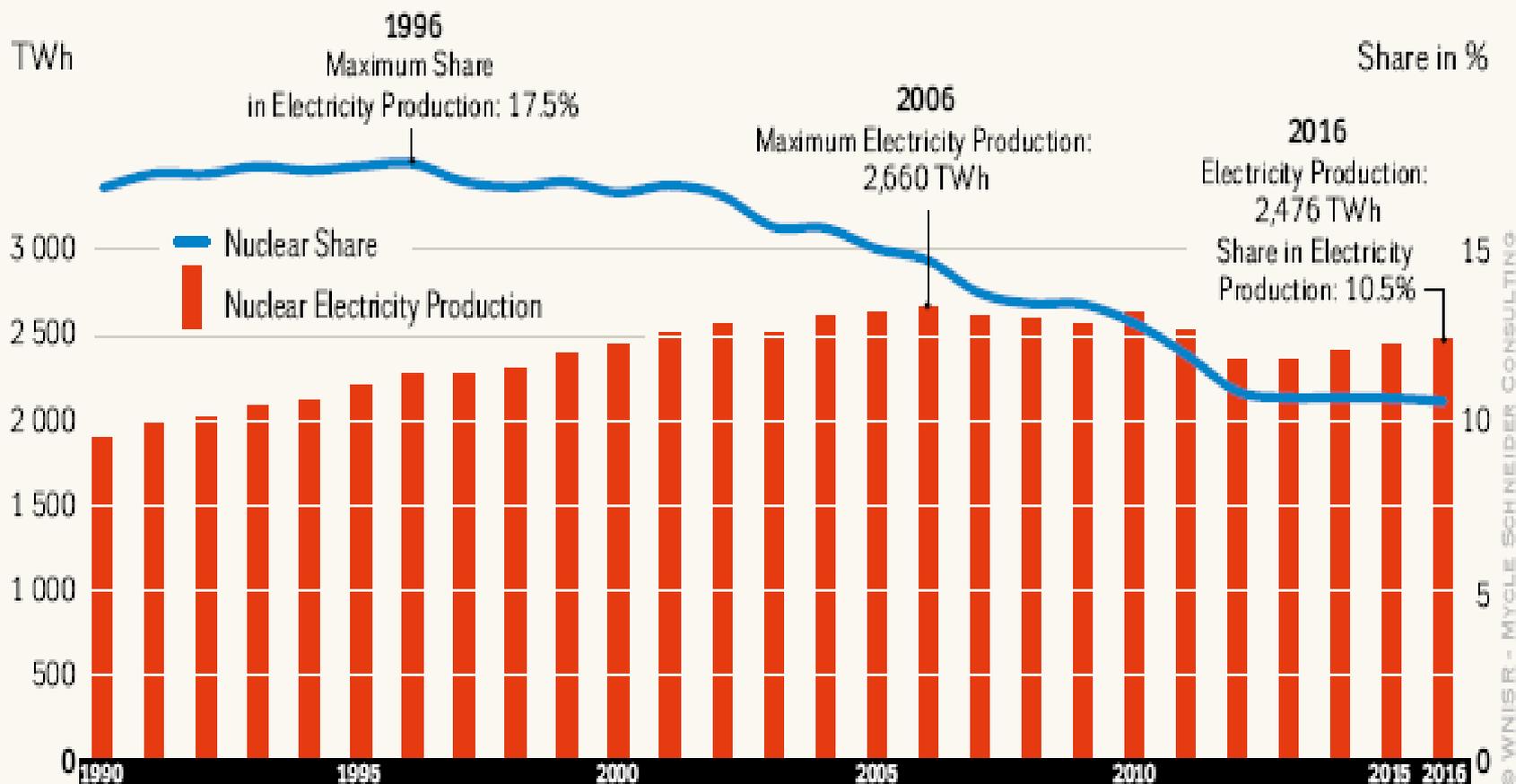


India adds the equivalent of today's European Union to its electricity generation by 2040, while China adds the equivalent of today's United States

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&R - MYCLE SCHNEIDER CONSULTING

LES UNITÉS ÉLECTRONUCLÉAIRES EN CONSTRUCTION EN 2017

Nuclear power plants under construction in 2017

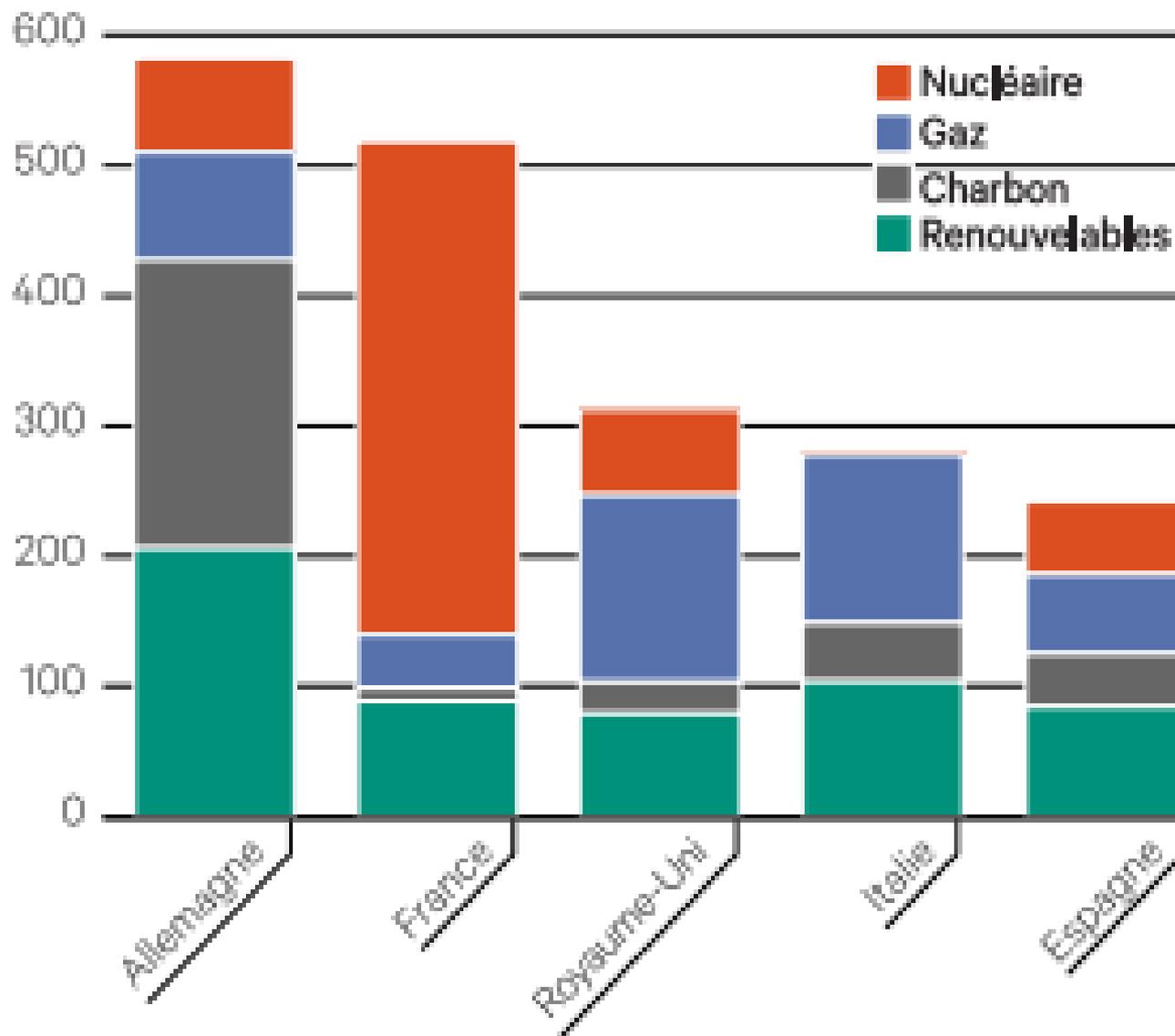
PAYS Country	BWR MWe	BWR (Unités)	FBR MWe	FBR (Unités)	GCR MWe	GCR (Unités)	LWGR MWe	LWGR (Unités)	PHWR MWe	PHWR (Unités)	PWR MWe	PWR (Unités)	TOTAL MWe	TOTAL (Unités)
ARGENTINE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	1	25	1
BANGLADESH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 080	1	1 080	1
BELARUS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 220	2	2 220	2
BRÉSIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 340	1	1 340	1
CHINE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 816	17	18 816	17
CORÉE DU SUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 360	4	5 360	4
ÉMI. ARABES UNIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 380	4	5 380	4
ÉTATS-UNIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 234	2	2 234	2
FINLANDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 600	1	1 600	1
FRANCE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 630	1	1 630	1
INDE	0	0	470	1	0	0	0	0	2 520	4	1 834	2	4 824	7
JAPON	2 653	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 653	2
PAKISTAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 028	2	2 028	2
RUSSIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 520	7	5 520	7
SLOVAQUIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	880	2	880	2
TAWAN	2 600	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 600	2
UKRAINE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 070	2	2 070	2
TOTAL	5 253	4	470	1	0	0	0	0	2 520	4	52 017	49	60 260	58

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>

Le mix de production électrique

En 2017, en terawattheures



L'électricité française est décarbonée

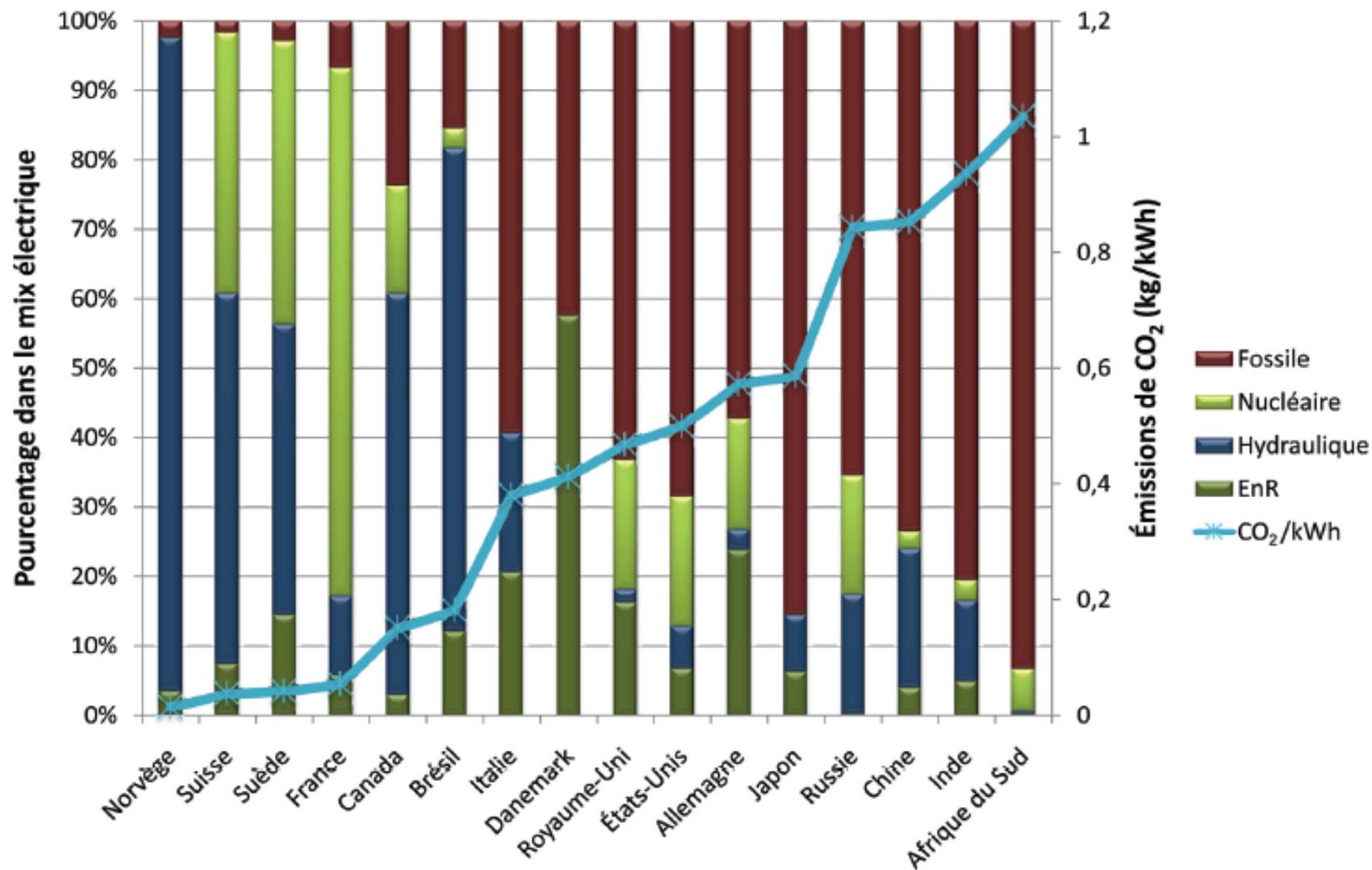
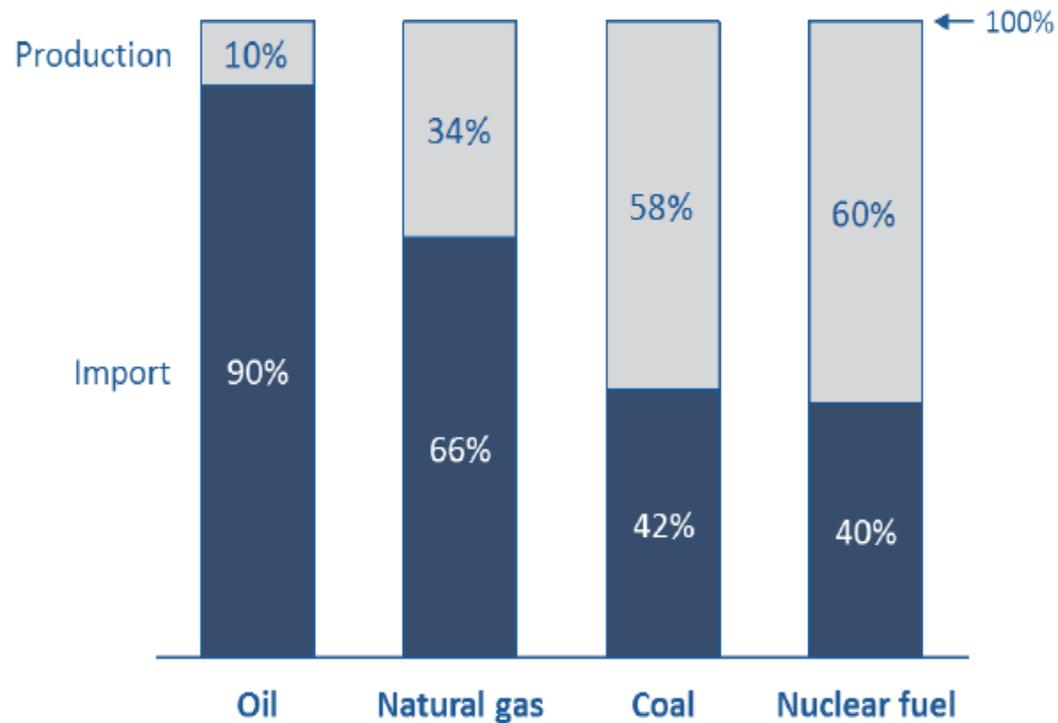


Figure 2 - Composition du mix électrique et émissions de CO₂ par kWh d'électricité produite (sources des données : The shift project (2014) & AIE (2014)).

Key facts about the EU energy market context

- The EU **imports 53% of the energy** it consumes



Sommaire

I. Le contexte énergétique

II. La transition énergétique en France

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

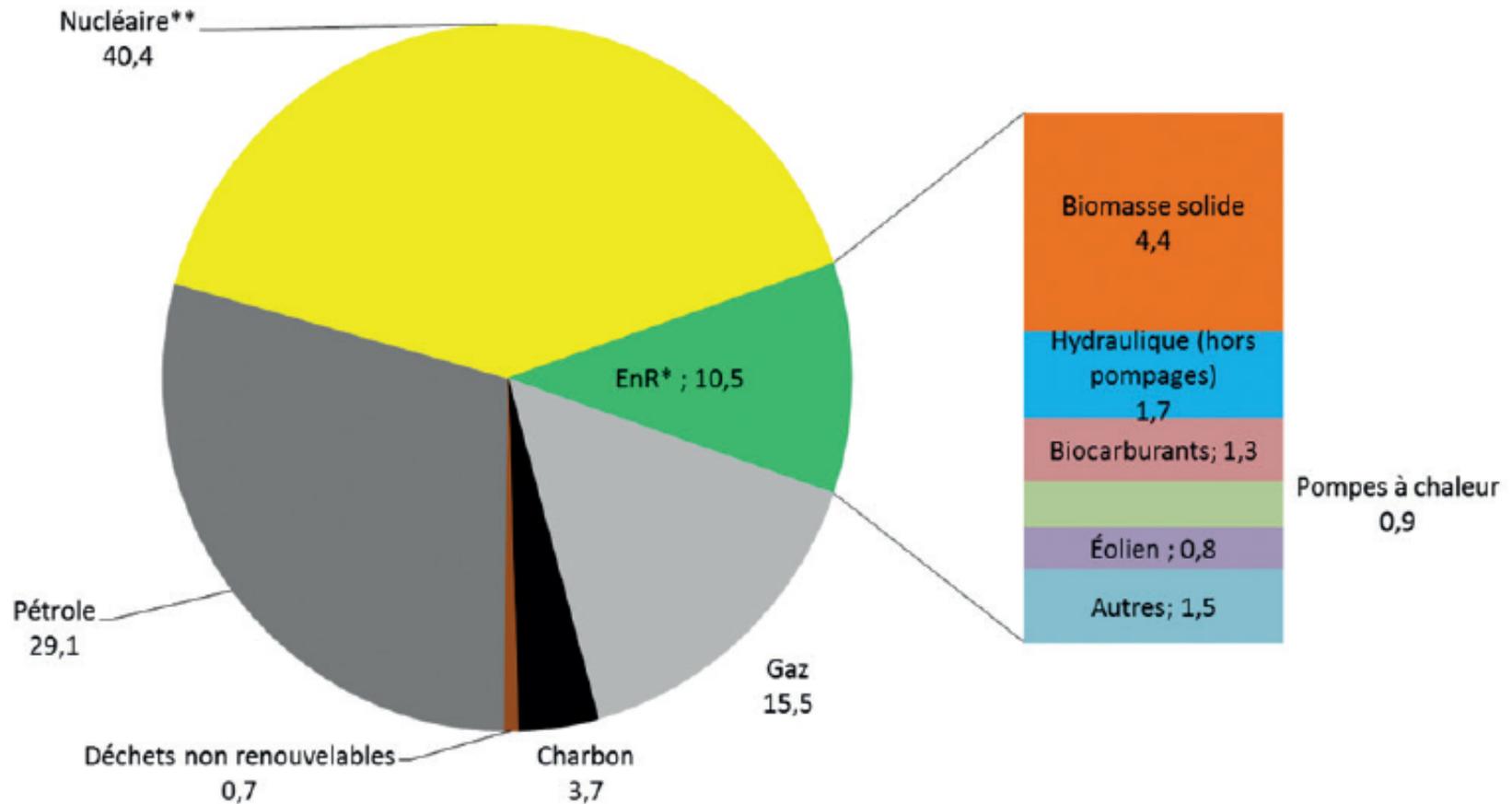
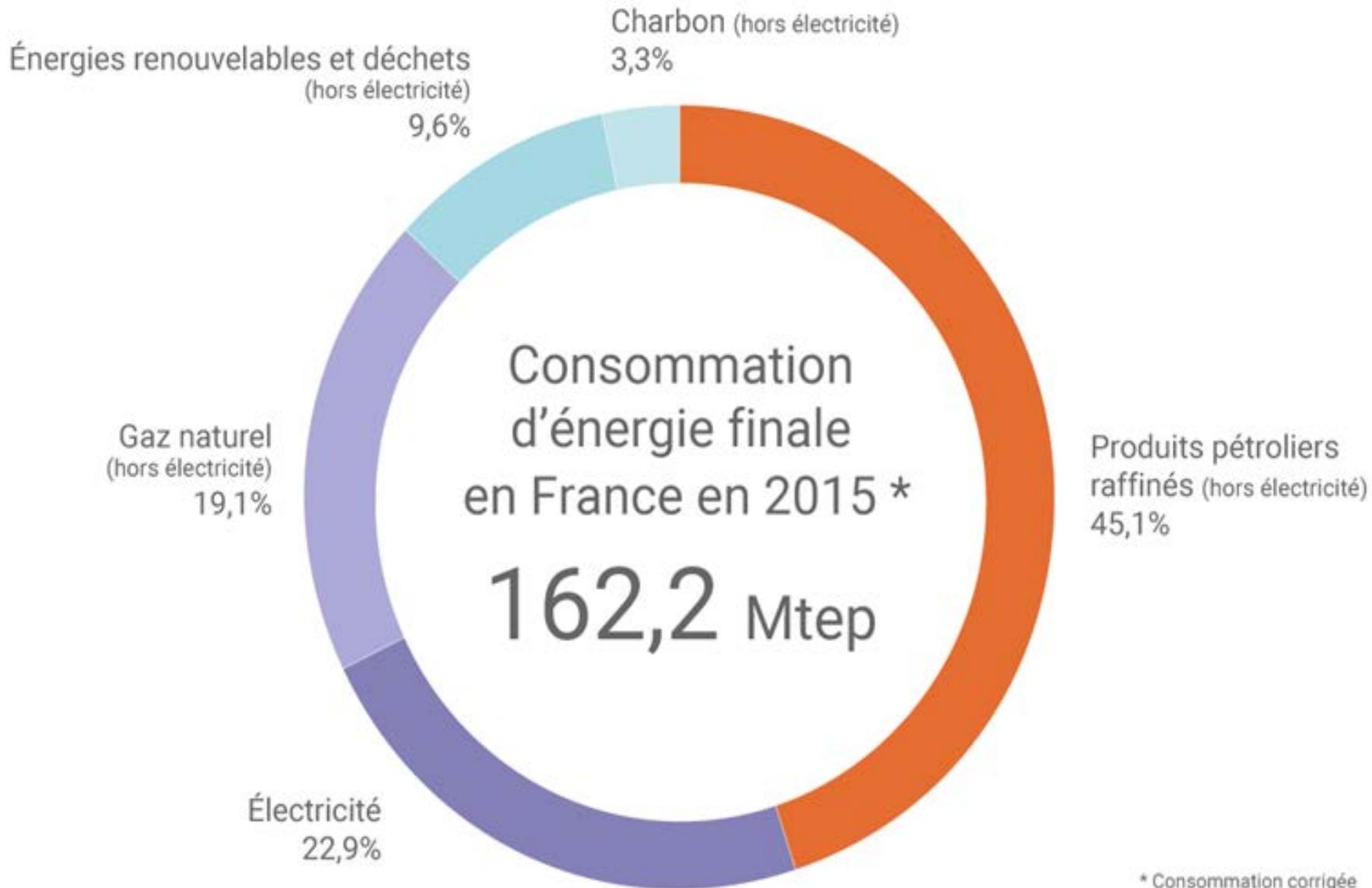


Figure 3 : Bouquet énergétique primaire réel en 2017 (en %).

* 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.

Nucléaire (71,6%)

Hydraulique (10,1%)

Gaz (7,7%)

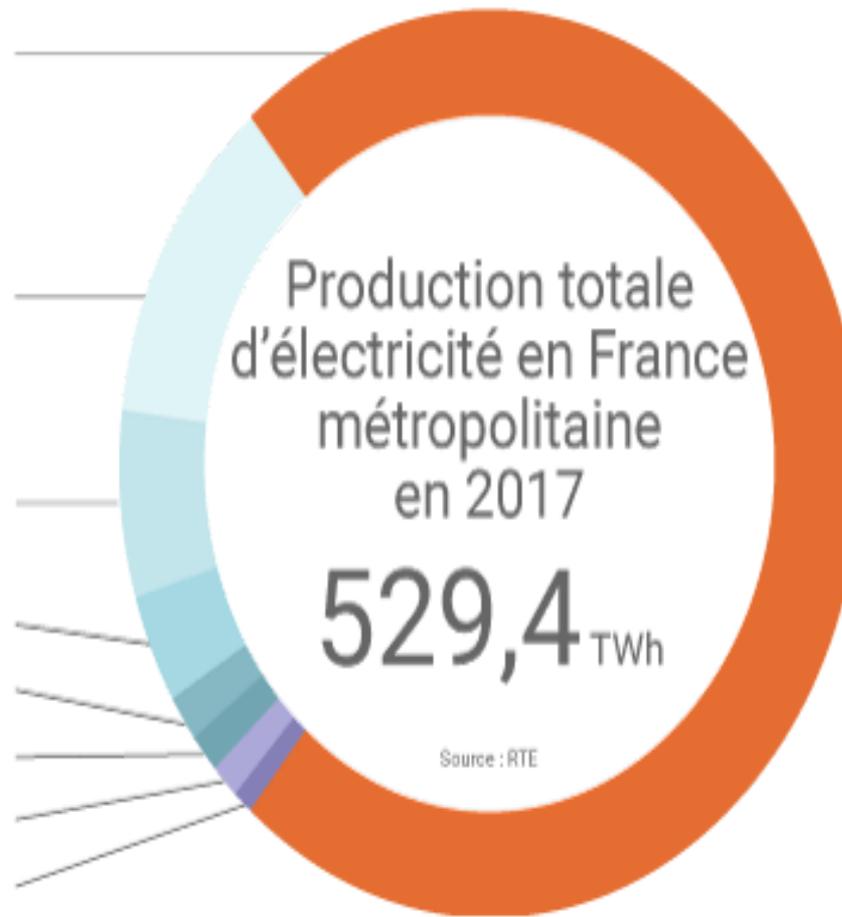
Éolien (4,5%)

Solaire (1,7%)

Bioénergies (1,7%)

Charbon (1,8%)

Fioul (0,7%)



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)

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

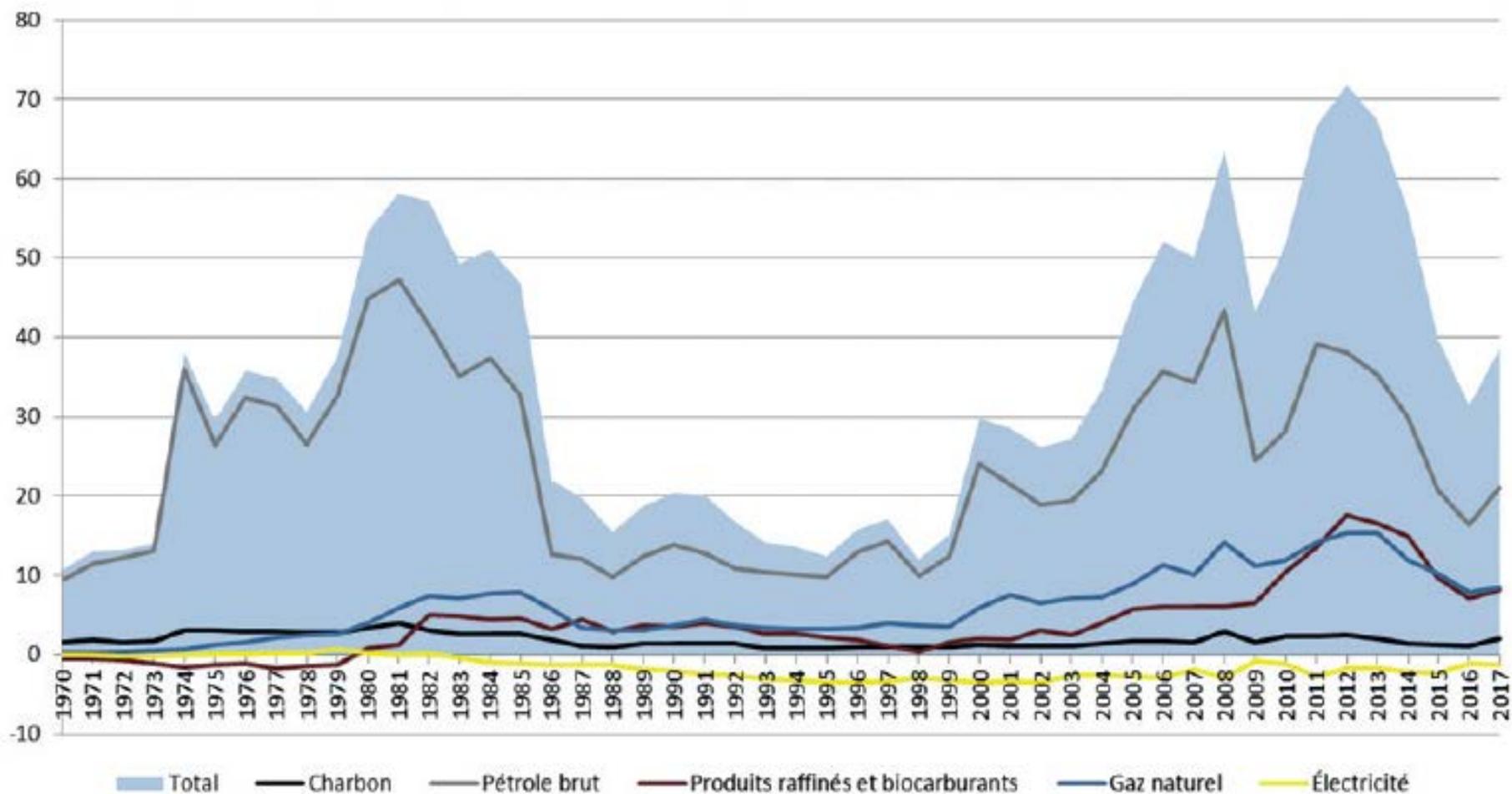


Figure 2 : Facture énergétique de la France, en milliards d'euros 2017.

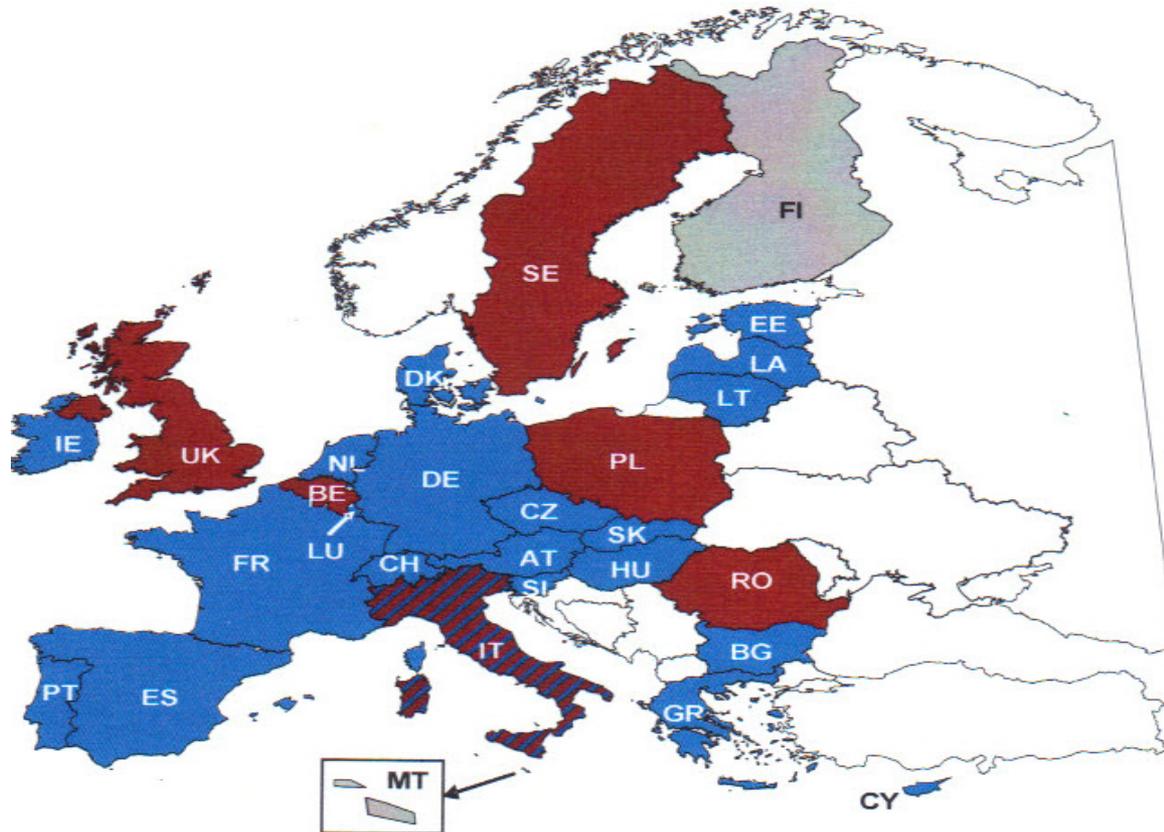
Source : calculs SDES, d'après DGDDI, CRE, enquête auprès de raffineurs.

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 »)**
- **6. Le « coût d'opportunité » lié au fait que les aides en faveur des EnR se font au détriment des autres secteurs (transport et habitat)**

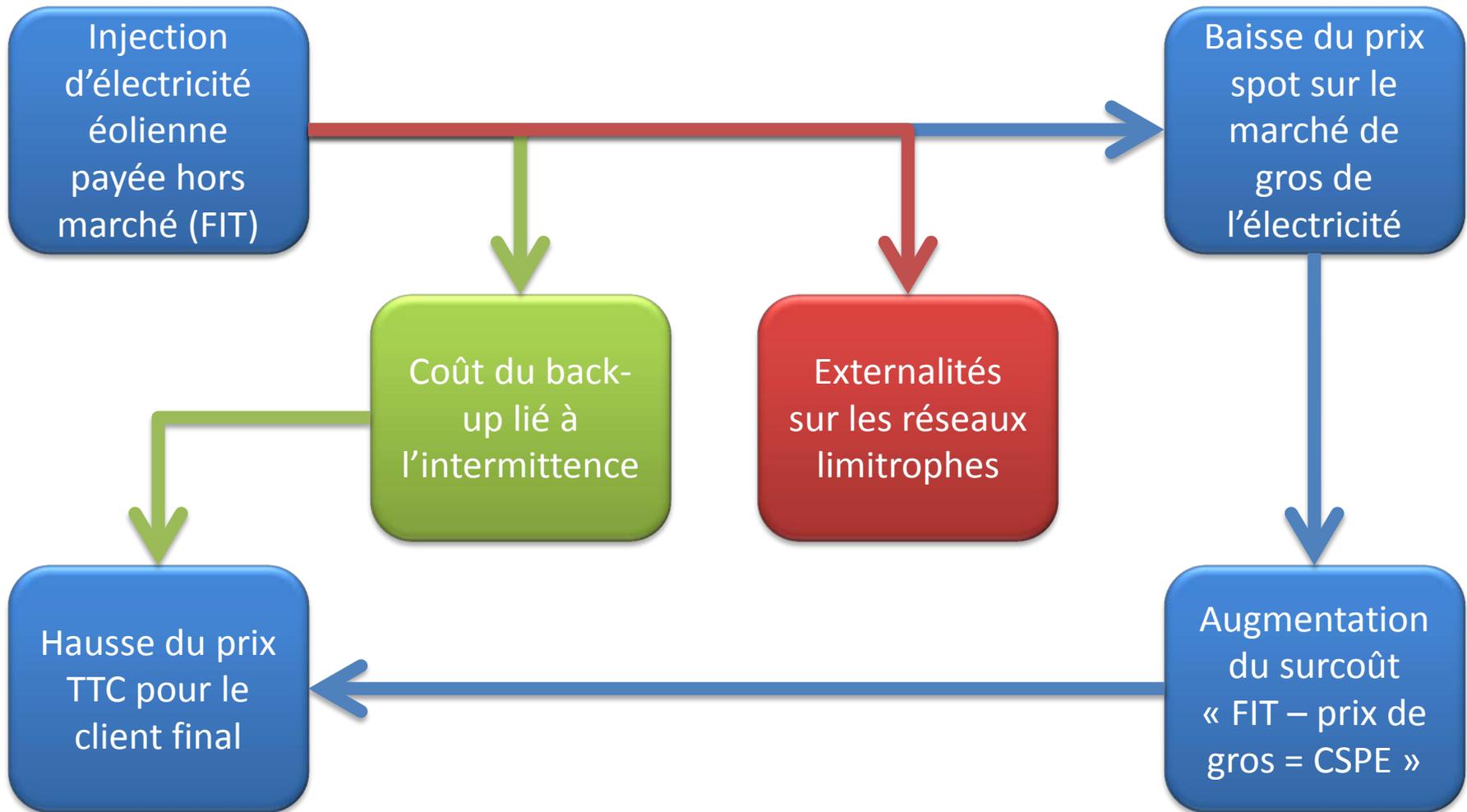


- Feed-in tariff
- Quota / TGC

- Tax incentives / Investment grants

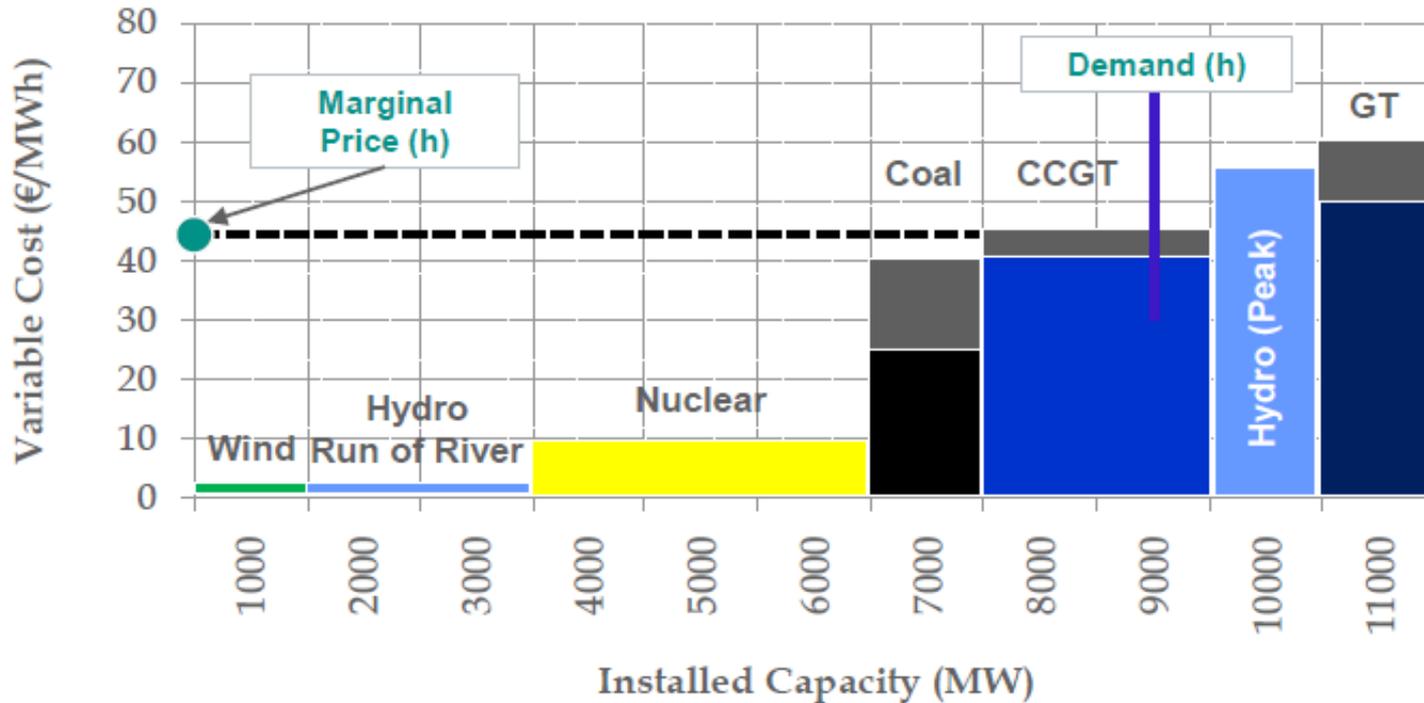
Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries

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



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

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

En €/MWh



Instabilité des prix liée à la crise

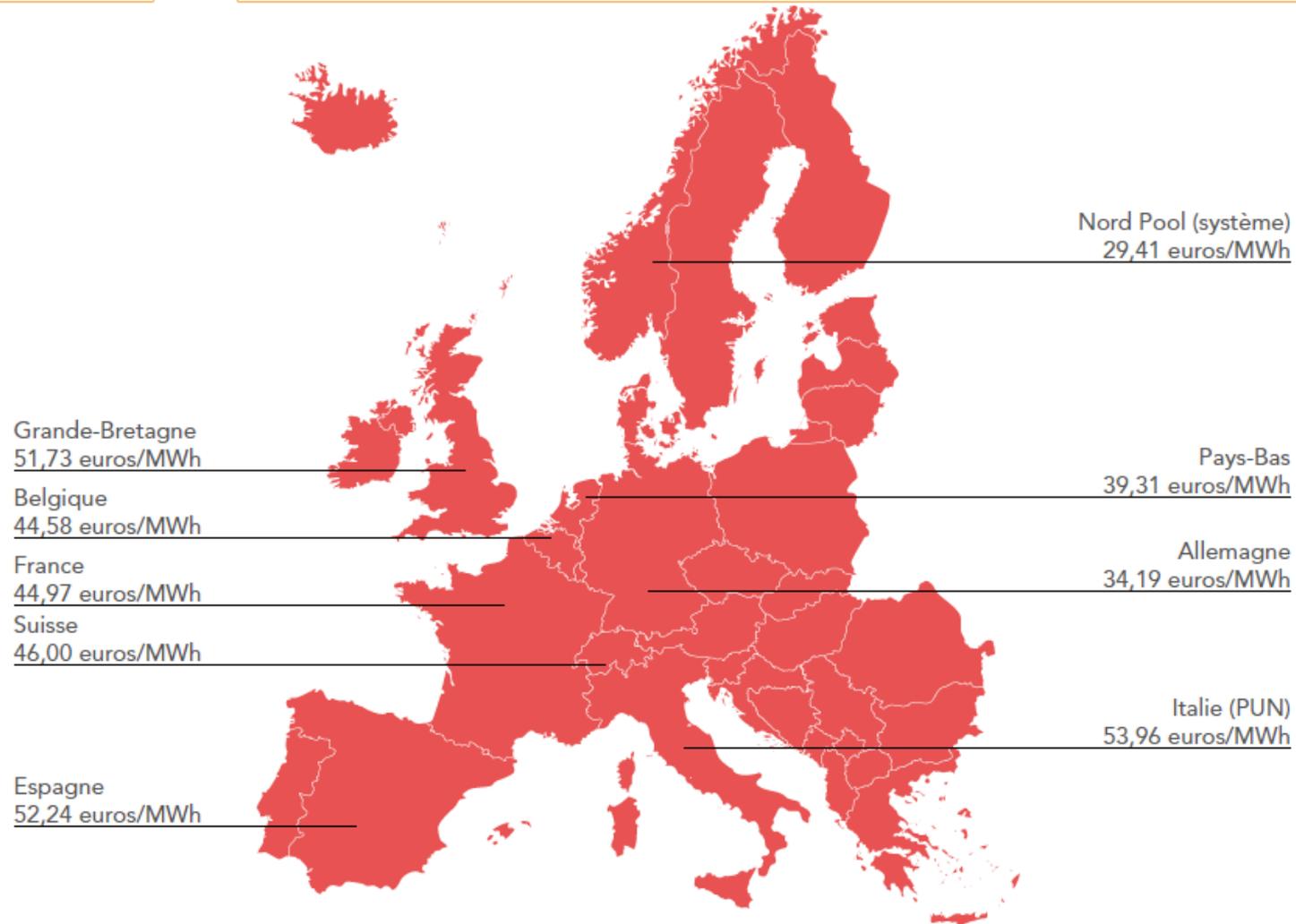
Baisse des prix de gros depuis 2011

Prix spot de l'électricité en 2017

2015

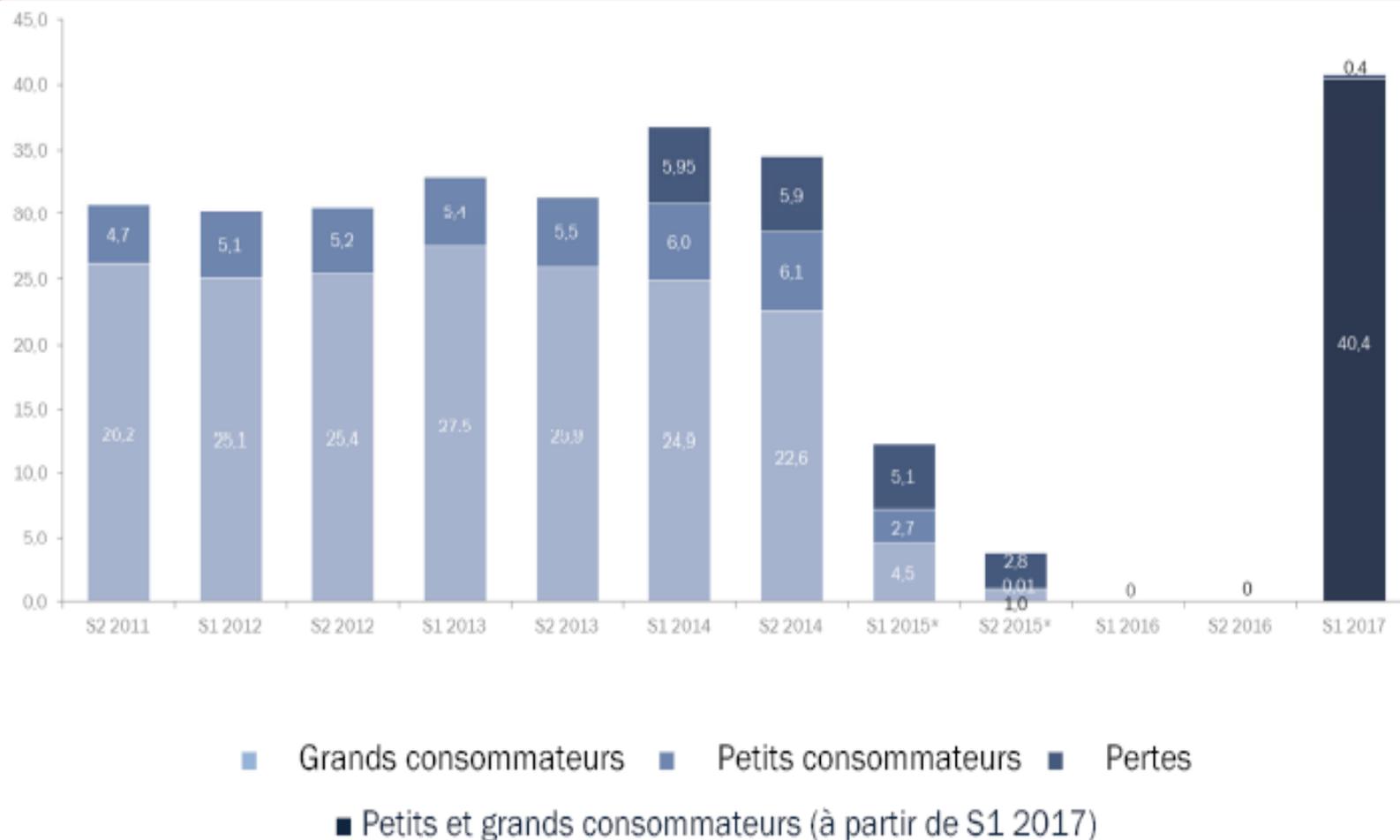
2016

2017



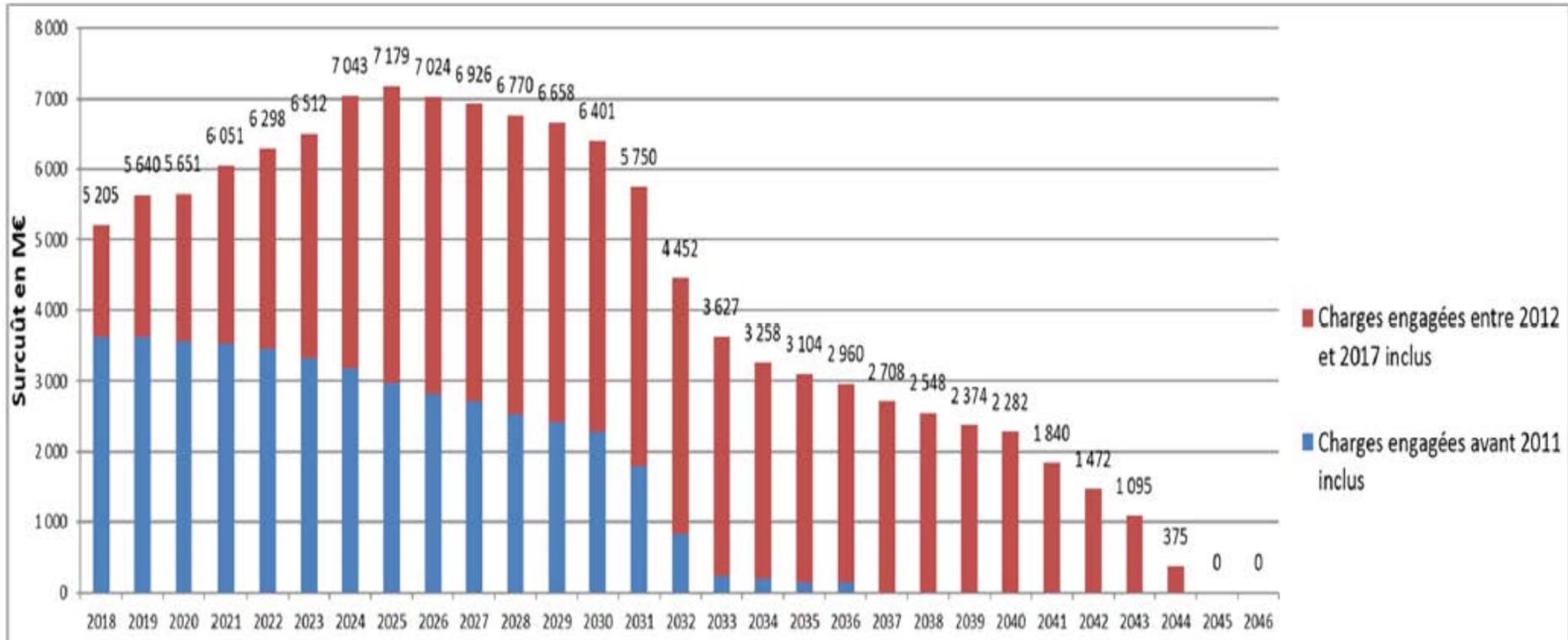
européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

Figure 7 : Quantité d'ARENH livrée par semestre par type de consommateur²



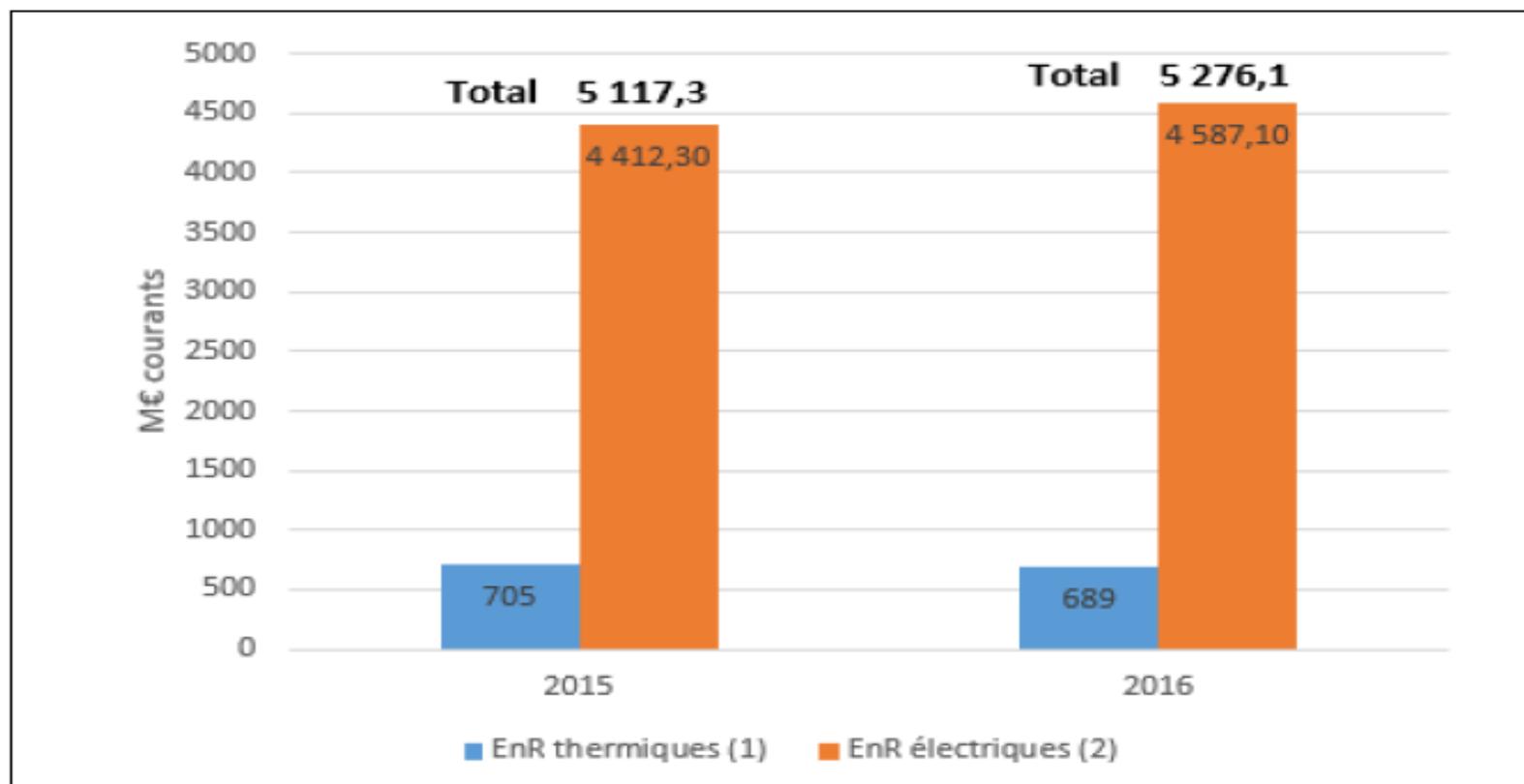
Source : CRE

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



Source : CRE¹⁰³

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

Augmentation du produit des taxes entre 2008 et 2018 en France

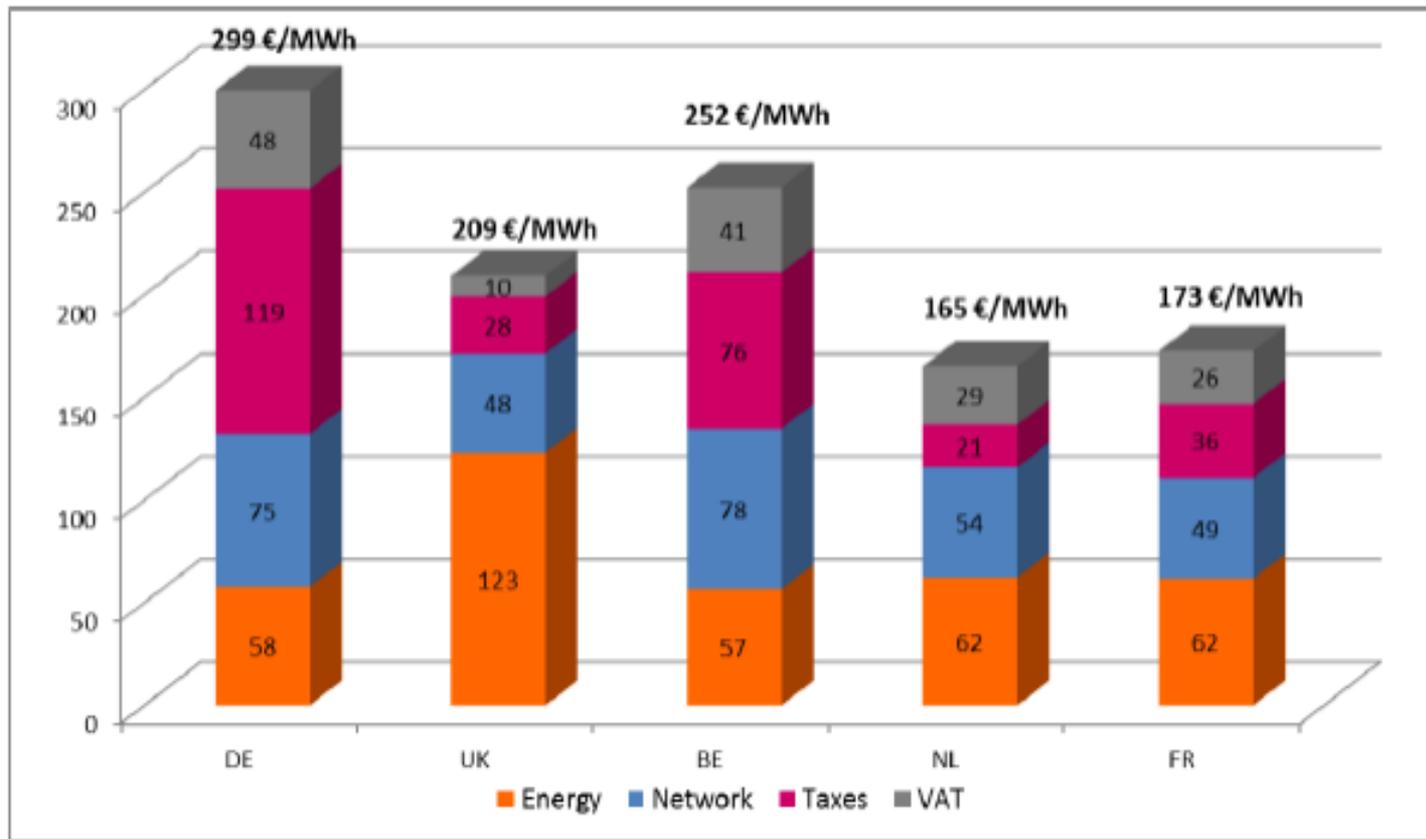
Taxes	Variation en %
Boissons sucrées	+ 25%
Carburants	+ 25%
Electricité	+ 500%
Tabac	+ 50%

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

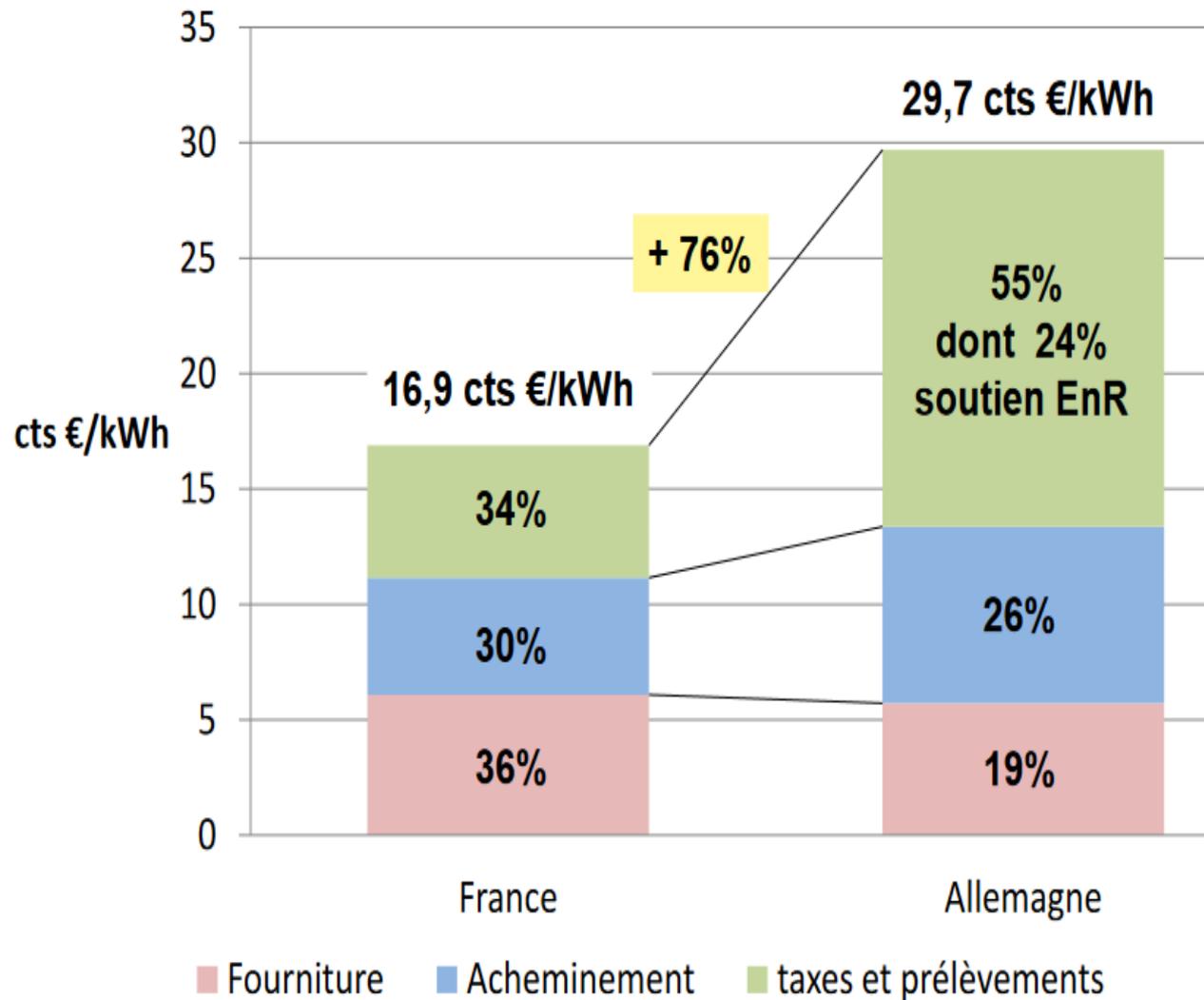
Structure	2006	2017
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%

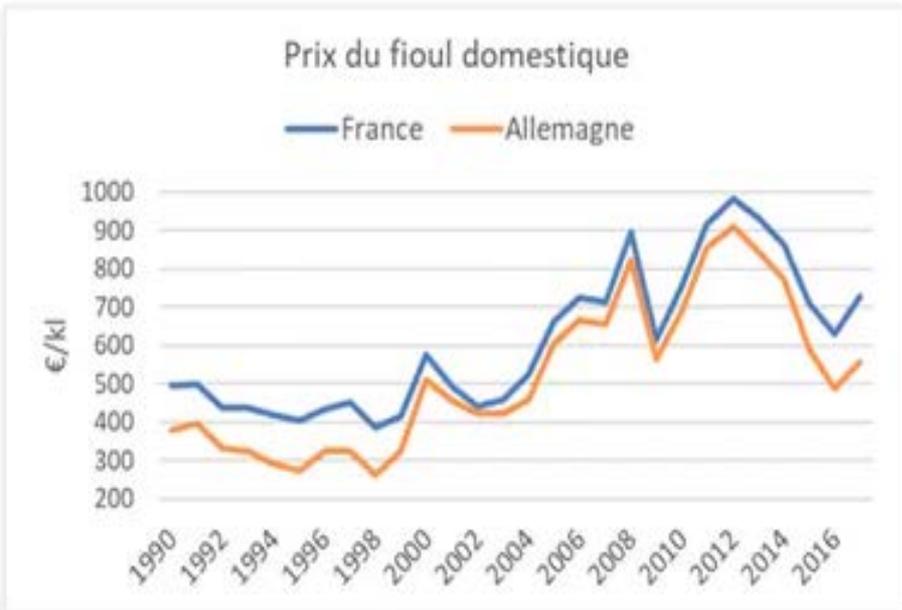
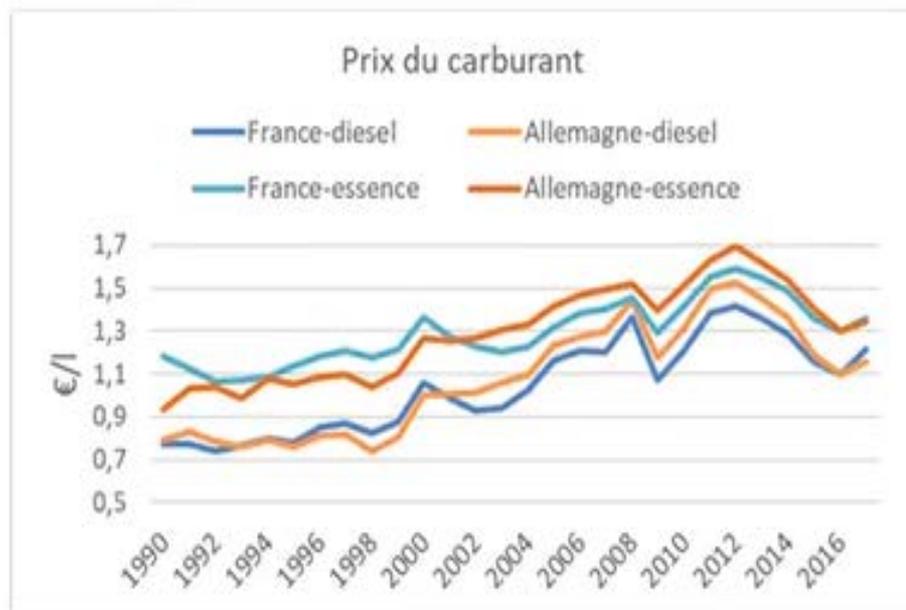
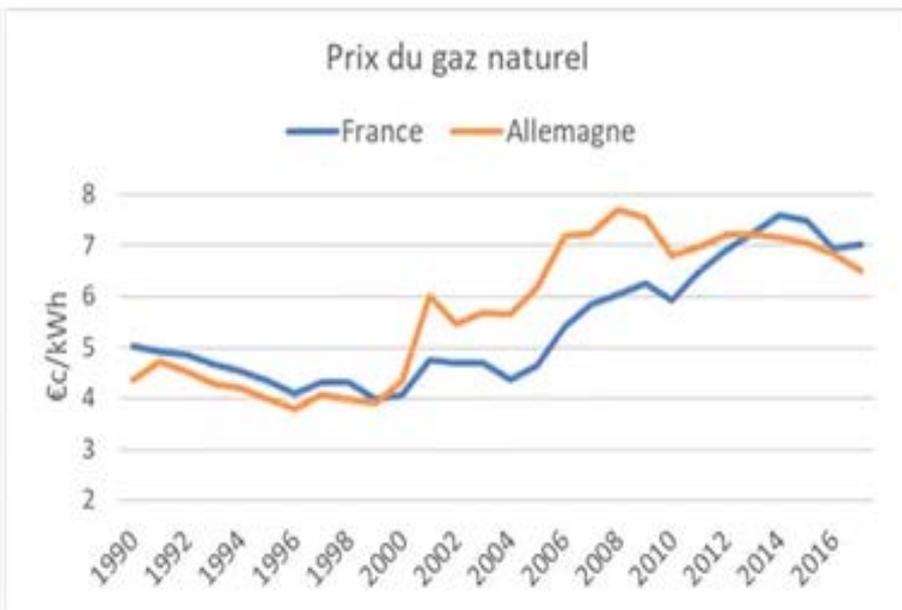
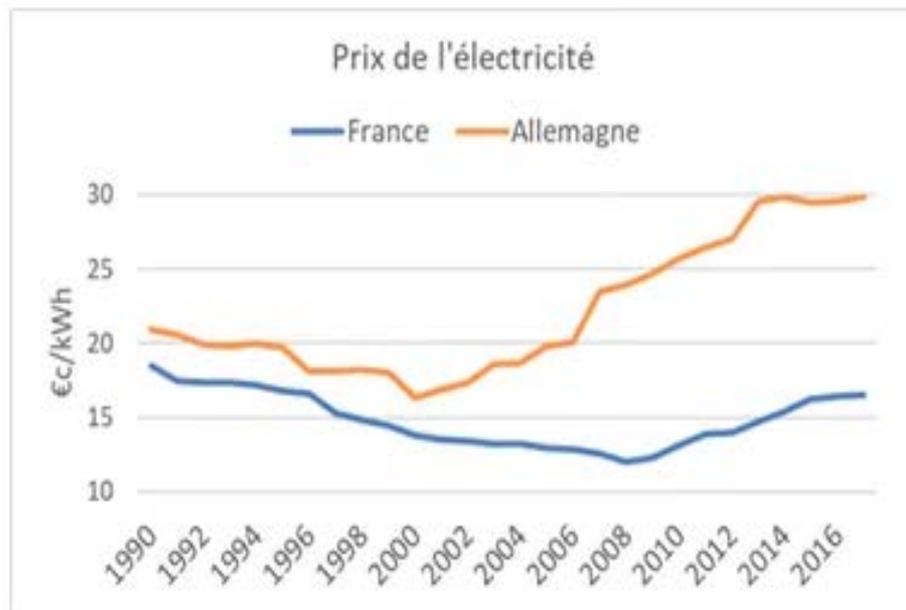
Prix de l'électricité TTC pour les ménages en Europe (source CREG, mai 2016)

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)

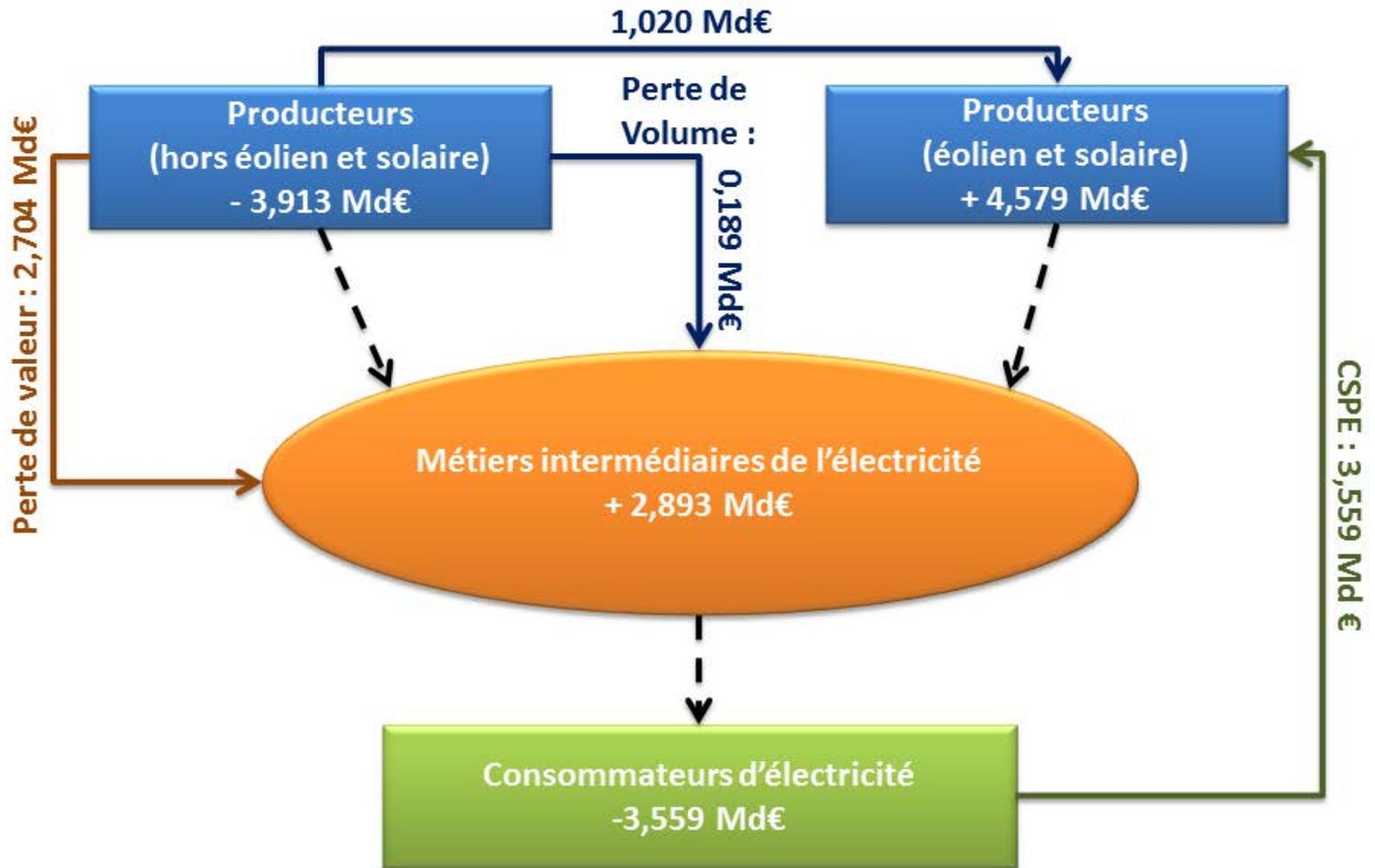




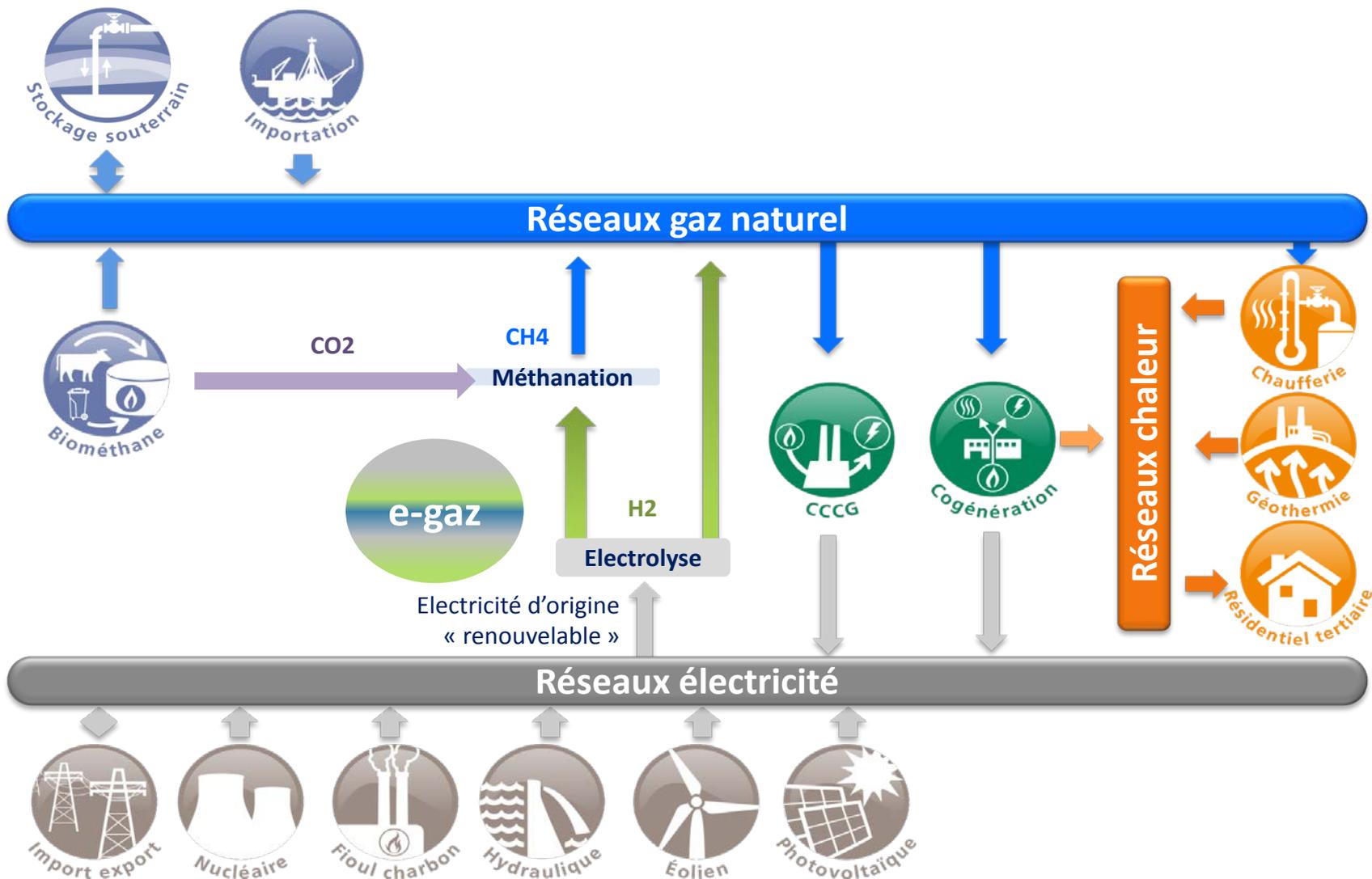
Evolution du prix de l'énergie pour les ménages en France et en Allemagne (à prix constant 2015). Global Energy/Enerdata

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

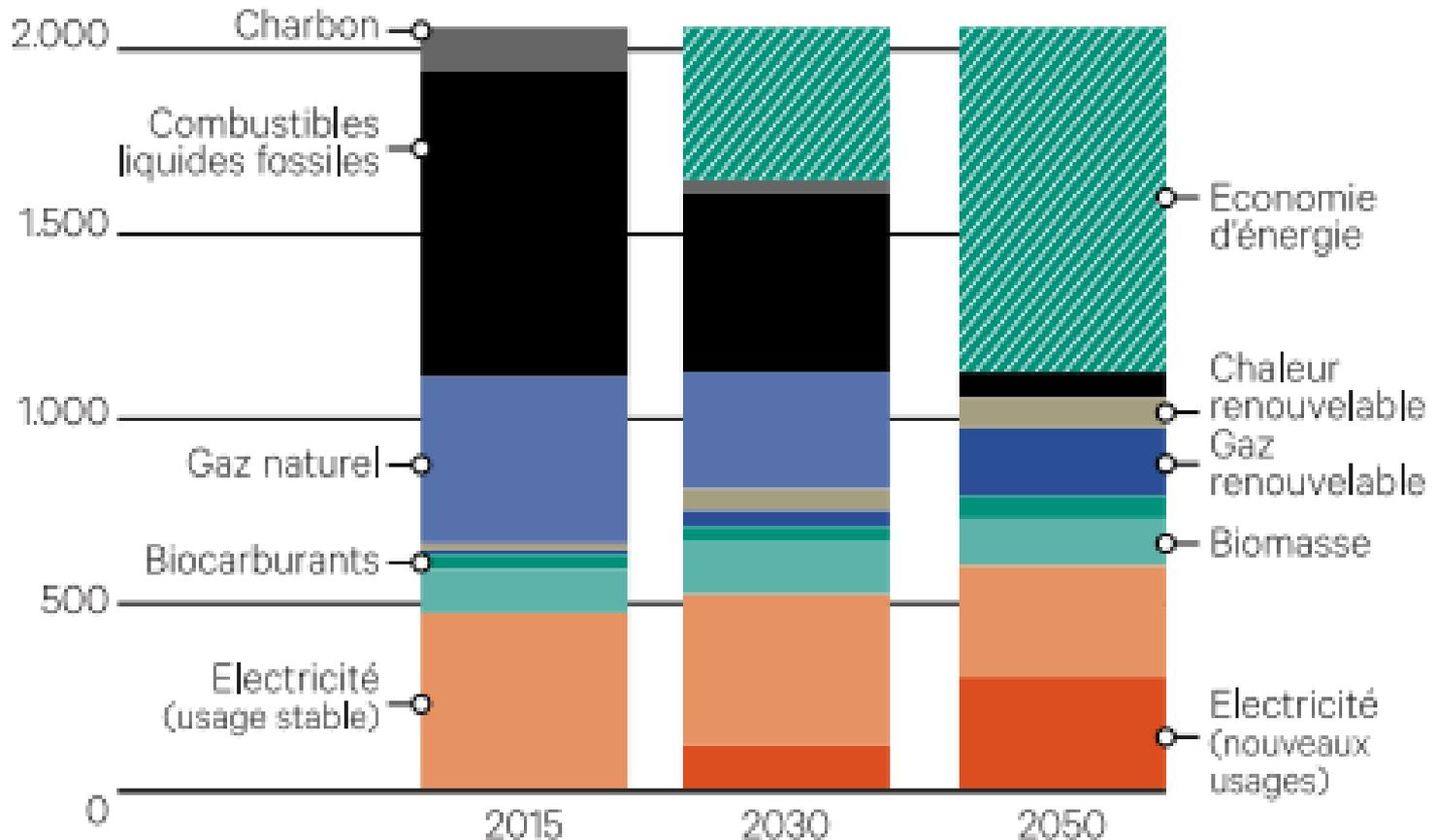
Nom des fabricants	Nationalité des fabricants	Ventes en GWh	Part en %
CATL	Chine	11,8	23,7%
Panasonic	Japon	10,0	20,1%
BYD	Chine	7,2	14,5%
OptimumNano*	Chine	5,5	11,0%
LG	Corée du Sud	4,5	9,0%
Guoxuan High-tech	Chine	3,2	6,4%
Samsung	Corée du Sud	2,8	5,6%
Beijing National Battery	Chine	1,9	3,8%
BAK	Chine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

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

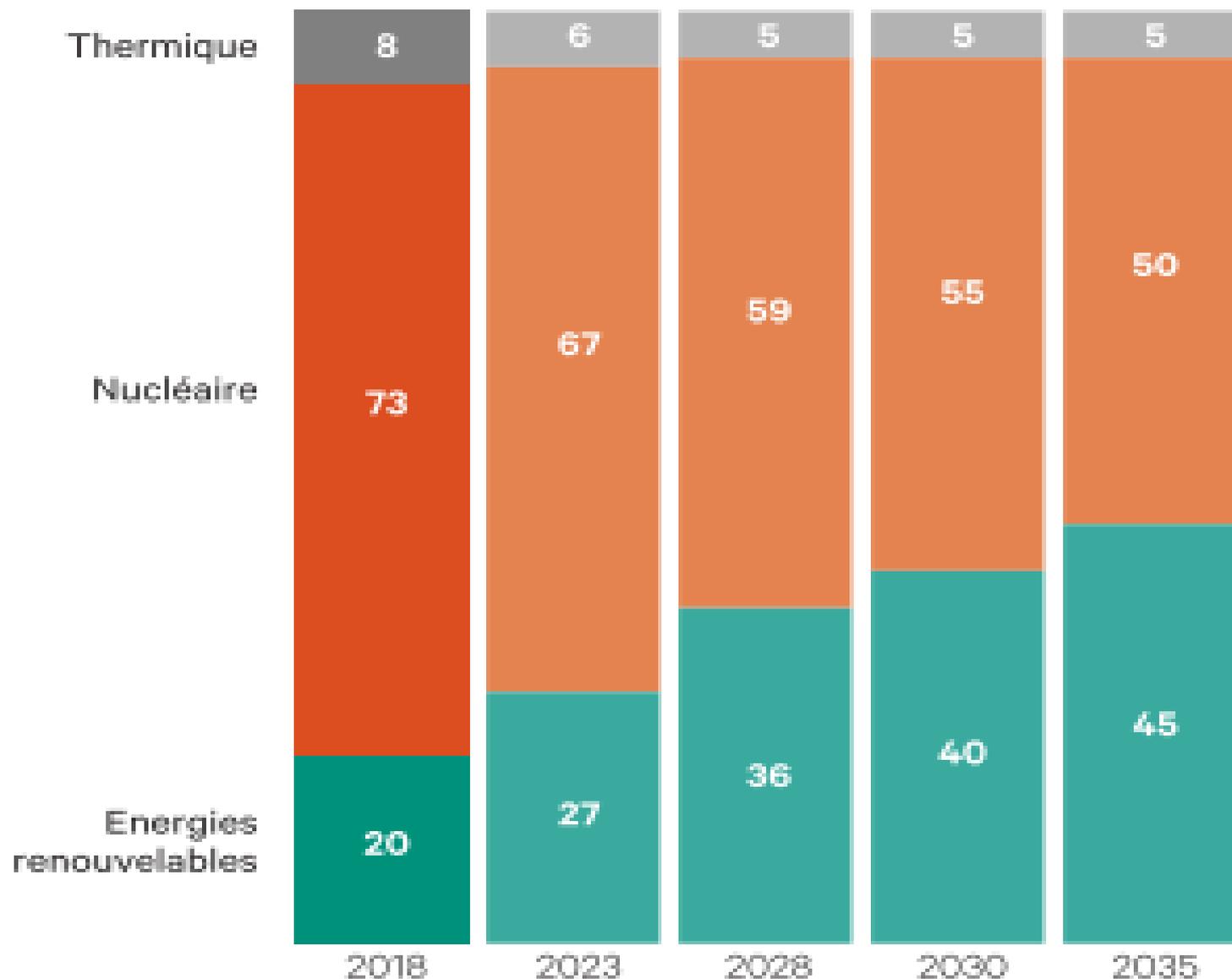
La réduction attendue des consommations finales d'énergie...

En TWh

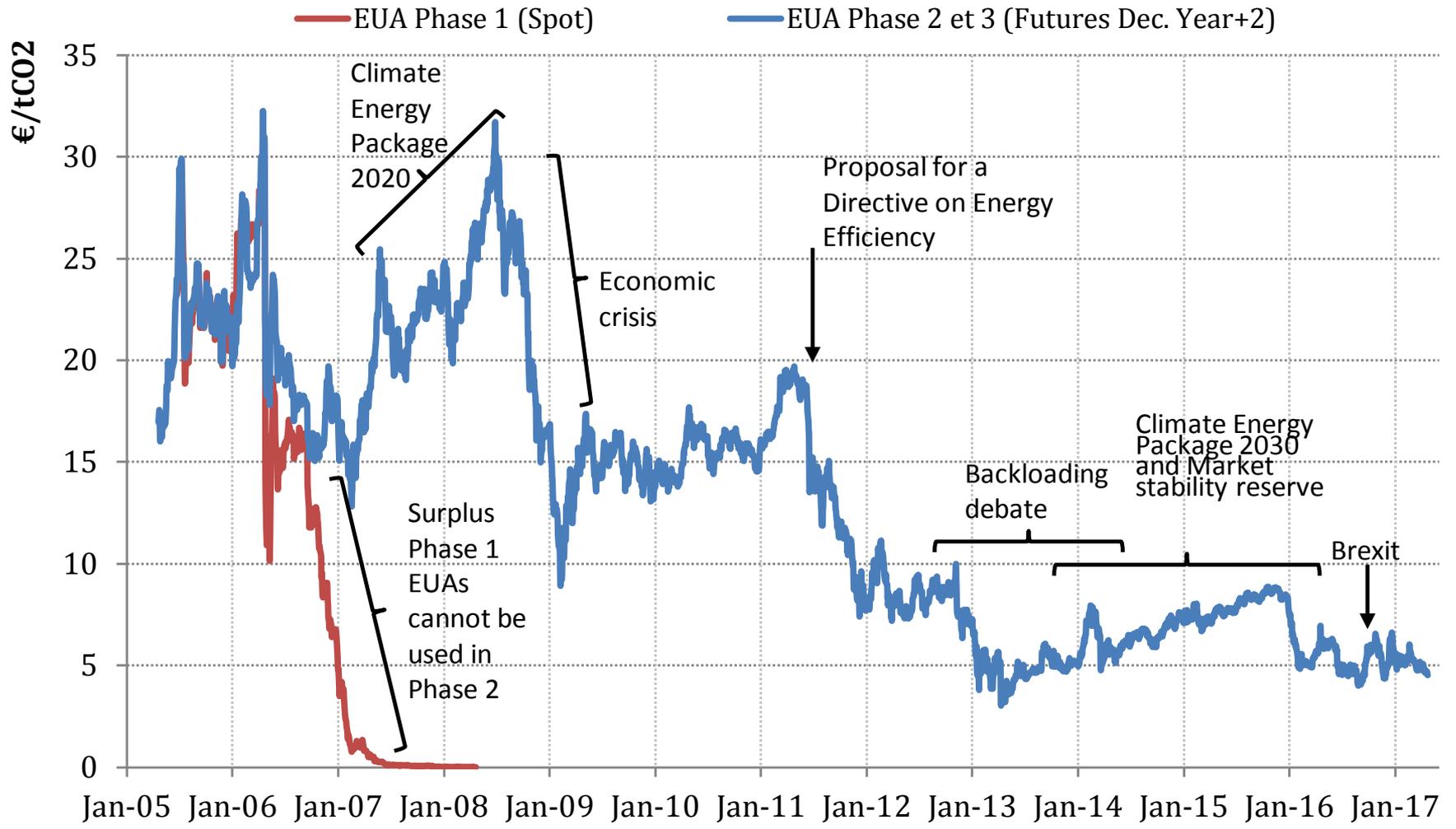


La trajectoire du mix électrique de la France

Taux de couverture par filière, en %



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



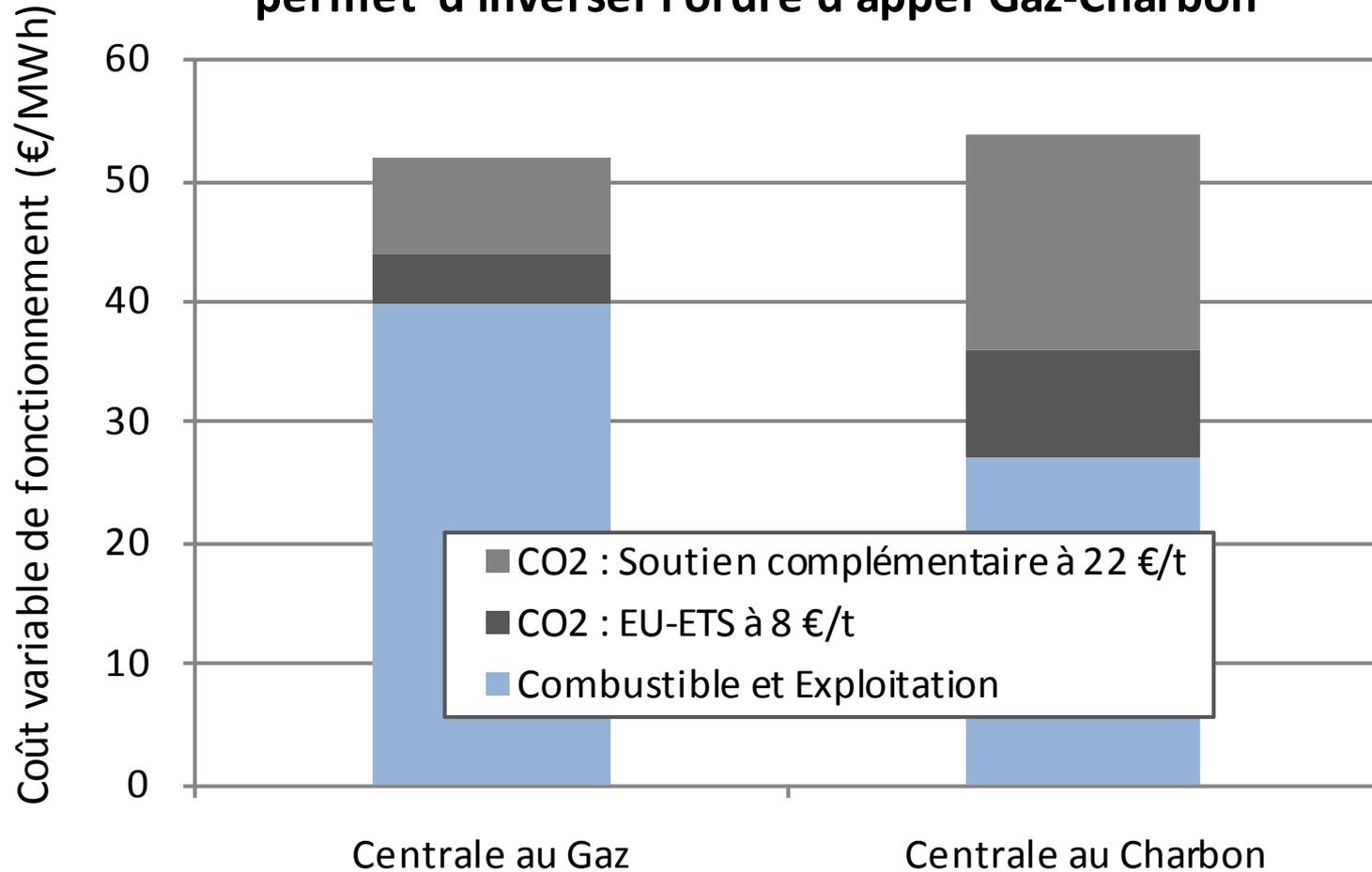
Source: Climate Economics Chair from Bluenext and ICE ECX Futures

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

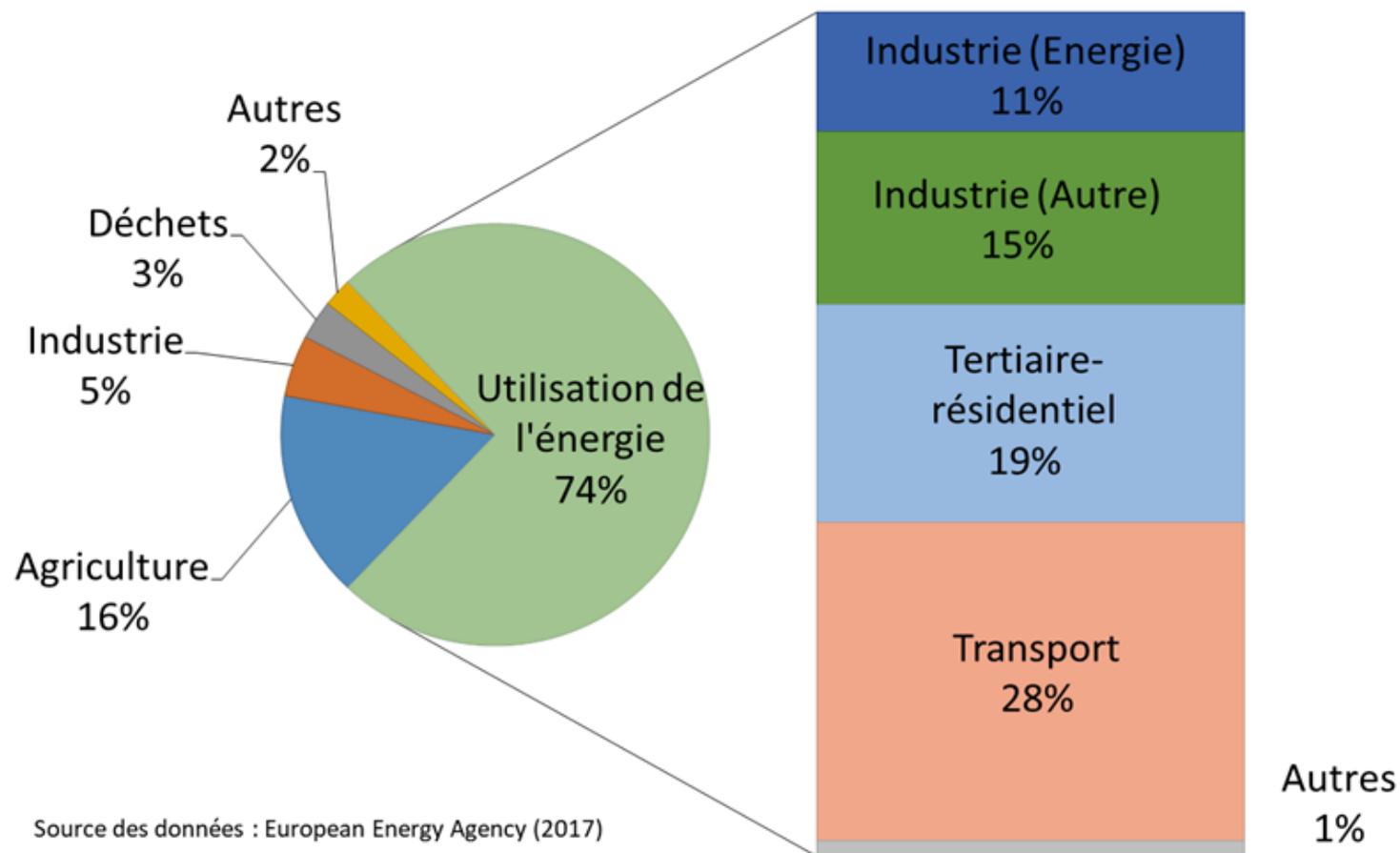


Market data delayed minimum of 15 minutes

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)

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

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 très 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

