

Société Française de Physique

Le marché de l'électricité en France

Jacques PERCEBOIS

Professeur (Emérite) à l'Université de Montpellier

Doyen Honoraire de la Faculté d'Economie

Directeur du CREDEN (UMR CNRS Art-Dev)

Paris, 17 mars 2022

Les 4 questions au cœur des débats actuels

- **1. Pourquoi le prix des énergies fossiles (gaz) influence-t-il le prix de l'électricité dans un pays où le mix électrique est à plus de 93% décarboné?**
- **2. Quelle réforme pour l'ARENH?**
- **3. Quelle place pour le nucléaire demain?**
- **4. Comment financer les nouveaux investissements de production?**

Nucléaire

69,0%

Hydraulique

12,0%

Éolien

7,0%

Solaire

2,7%

Bioénergies

1,9%

(biogaz, biomasse, déchets ménagers)

Gaz

6,3%

Charbon

0,7%

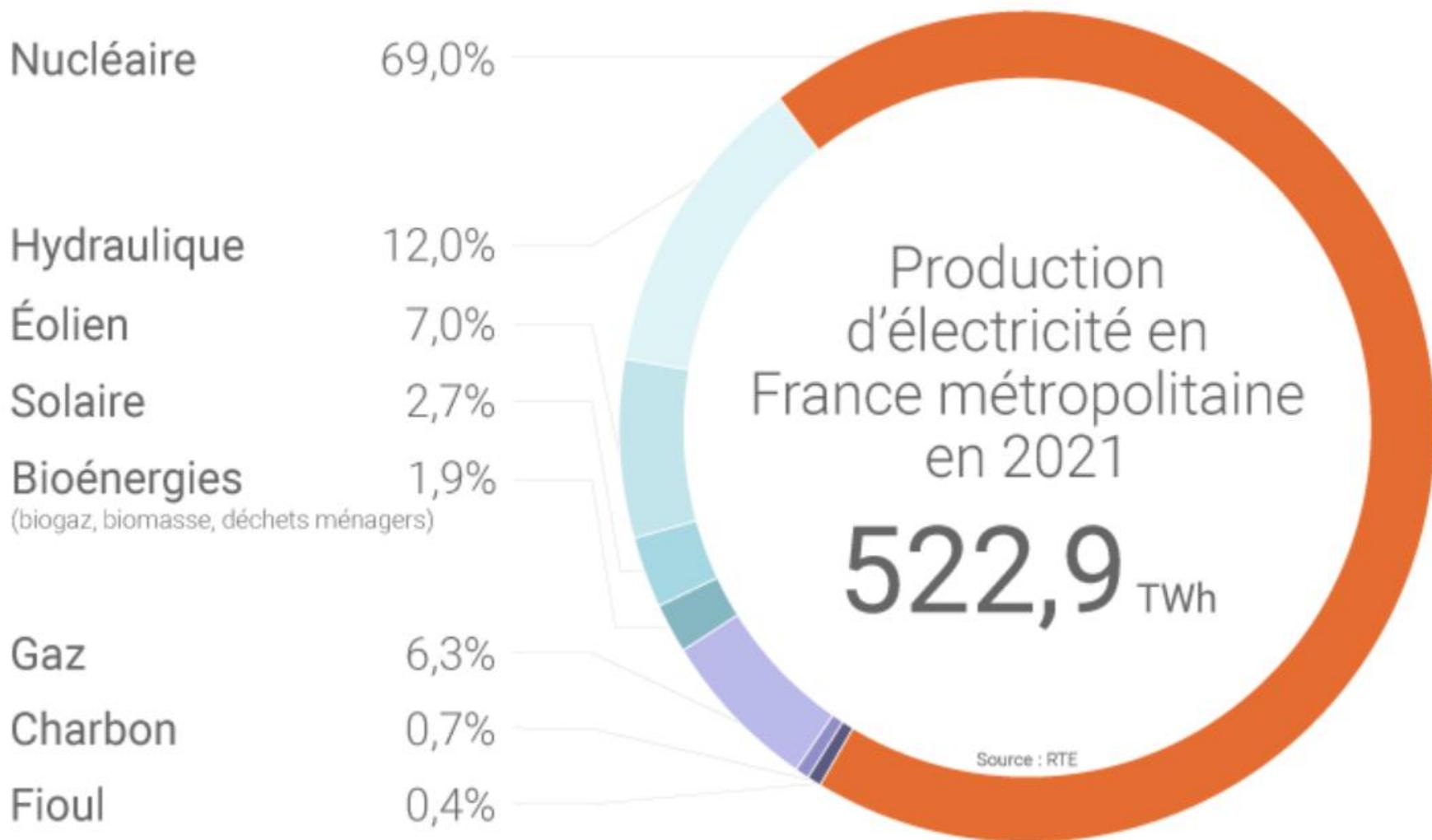
Fioul

0,4%

Production
d'électricité en
France métropolitaine
en 2021

522,9 TWh

Source : RTE



Prix de gros et prix de détail

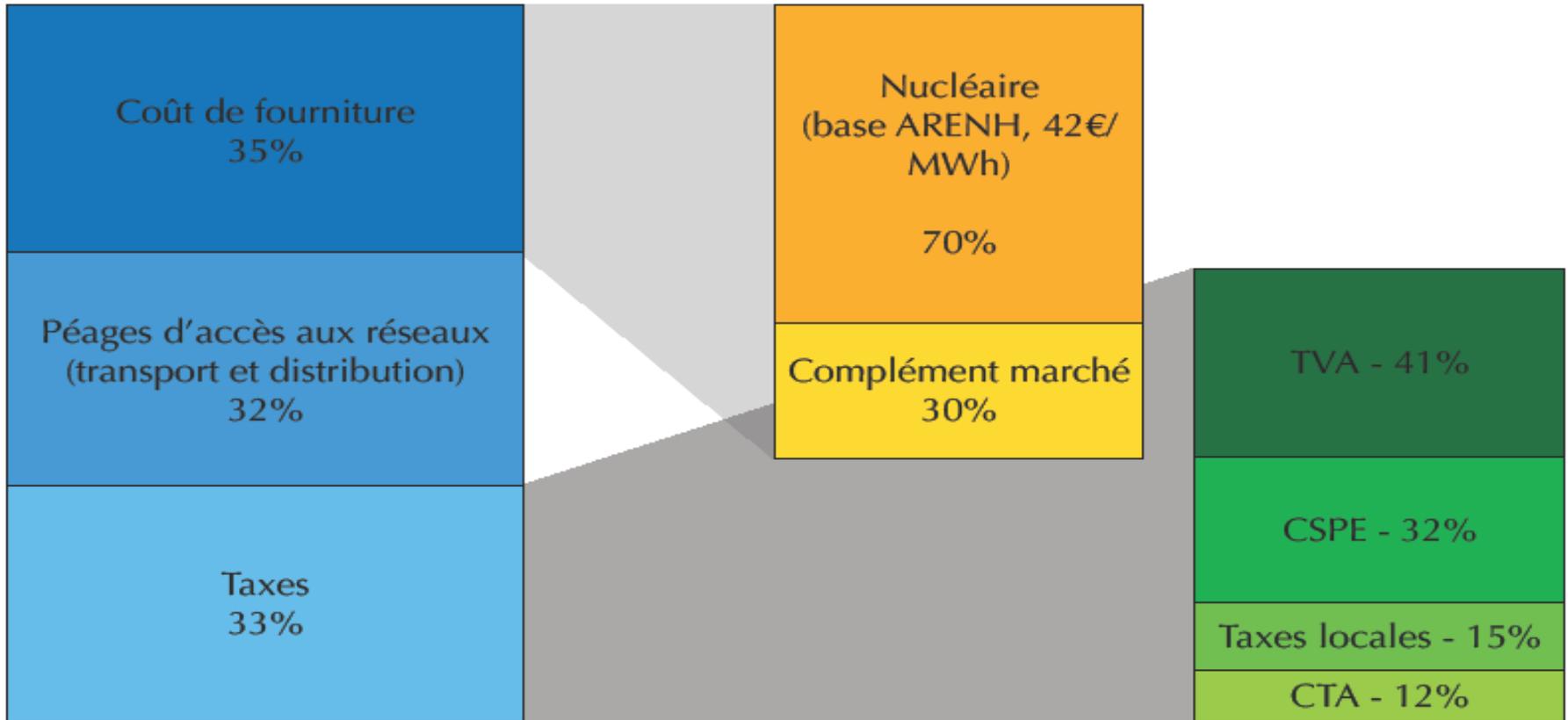
1. Bien dissocier prix de gros et prix de détail: les prix de gros s'envolent sur le marché européen (*on est passé de 40 euros/MWh en moyenne en 2020 à 250 euros en moyenne fin 2021-début 2022*); pour les prix de détail il faut tenir compte du coût des réseaux et des taxes et distinguer 2 cas: le TRV et les OM
2. **Le TRV (Tarif Réglementé de Vente)** concerne une grande partie des clients du secteur domestique; ce TRV est moins impacté par la hausse du prix de gros grâce au nucléaire dont le coût actuel est bas et stable... néanmoins il faudrait s'attendre à une hausse de 35% en février 2022 du fait de l'envolée des prix de gros au cours de l'année 2021 (hausse plafonnée à 4% par les pouvoirs publics... « bouclier tarifaire »... mais la hausse sera ou risque d'être répercutée ensuite en 2023)
2. **Les OM (Offres de Marché)** concernent les clients du secteur domestique qui ont abandonné le TRV et surtout les professionnels qui n'y ont plus droit: *3 cas possibles*
 - OM à prix constant sur une période (jusqu'à 2 ans)... donc clients protégés de la hausse (ils sont même gagnants puisque les taxes baissent!)
 - OM avec indexation sur le TRV.. Donc clients relativement protégés mais moins que les précédents
 - OM indexées sur le prix de gros (cas des gros industriels) donc clients fortement impactés par l'envolée des prix de gros

Structure du prix du kWh (TRV) en France : principe mais..

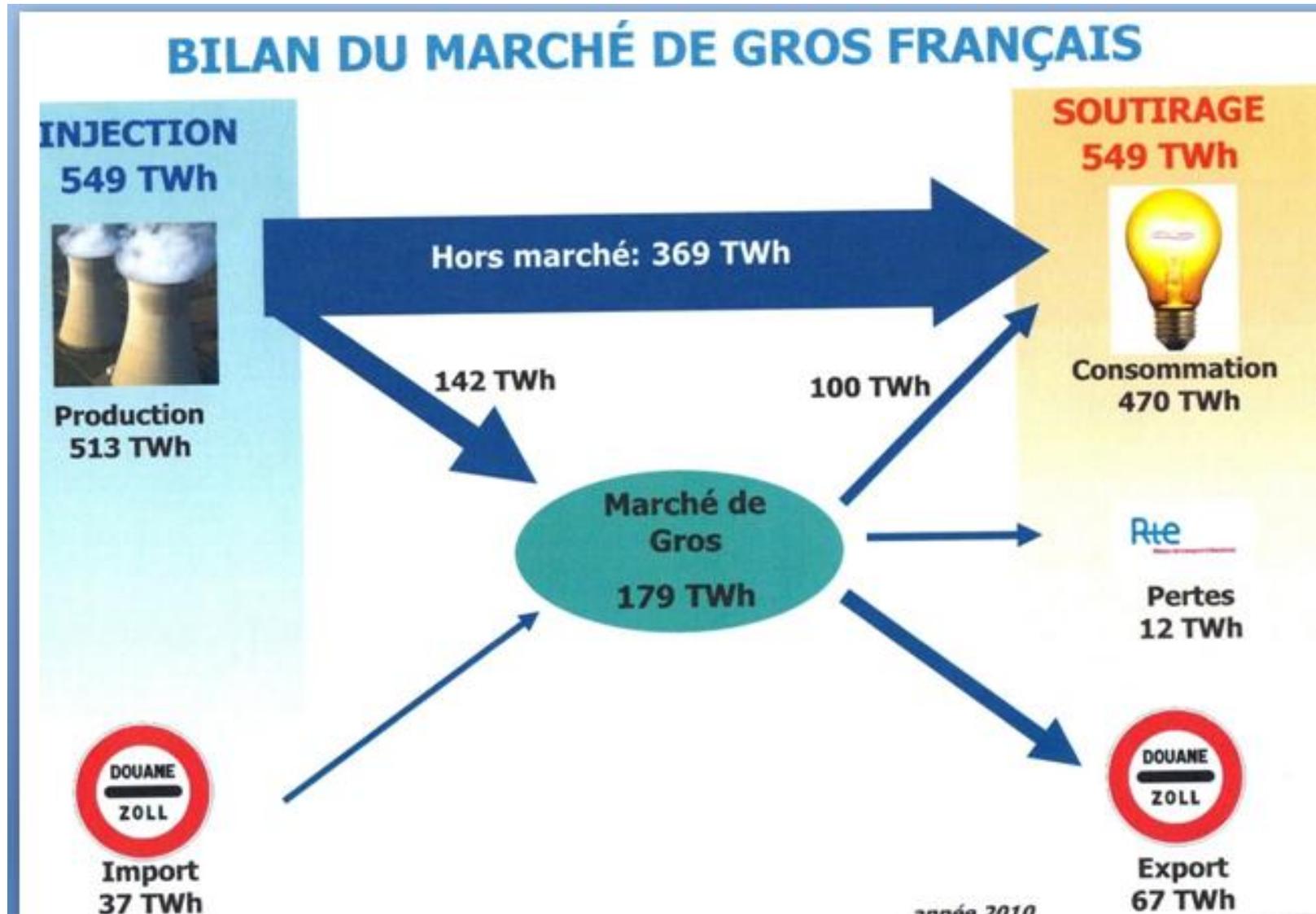
Principe de « contestabilité » du TRV

Mécanisme de l'écrêtement des droits ARENH

ce qui réduit le poids de l'ARENH ans le TRV



Marché de gros de l'électricité (environ 1/3 des injections se fait via le spot)
(un prix chaque heure sur la base du coût marginal de l'équipement marginal cad du coût de fonctionnement de la dernière centrale appelée: enchères dites « à prix-limite »)



Conjonction de facteurs explicatifs

- 1. Forte demande d'électricité (températures basses en décembre 2021)
- 2. Fermeture de centrales pilotables en Europe (nucléaires en France, au charbon ou au gaz en Allemagne etc)
- 3. Faible injection d'électricité éolienne (anticyclone sur l'Europe)
- 4. Centrales nucléaires à l'arrêt (maintenance et grand carénage)
- 5. Très forte augmentation du prix du gaz en Europe qui impacte le coût de fonctionnement des centrales à gaz, souvent marginales dans le *merit order* (cela concerne tous les pays de l'U.E. du fait des interconnexions)
- 6. Forte augmentation du prix du CO2
- 7. Prix sur le marché de capacité (cela renchérit le MWh de 3 à 4 euros environ)

FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN POINTE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière
en €/MWh)

— 2020 — 2021

Max pointe 2021= 518,14 €/MWh



Source : EPEX

MARCHÉ DU CO₂



Prix spot de l'électricité en euros/MWh

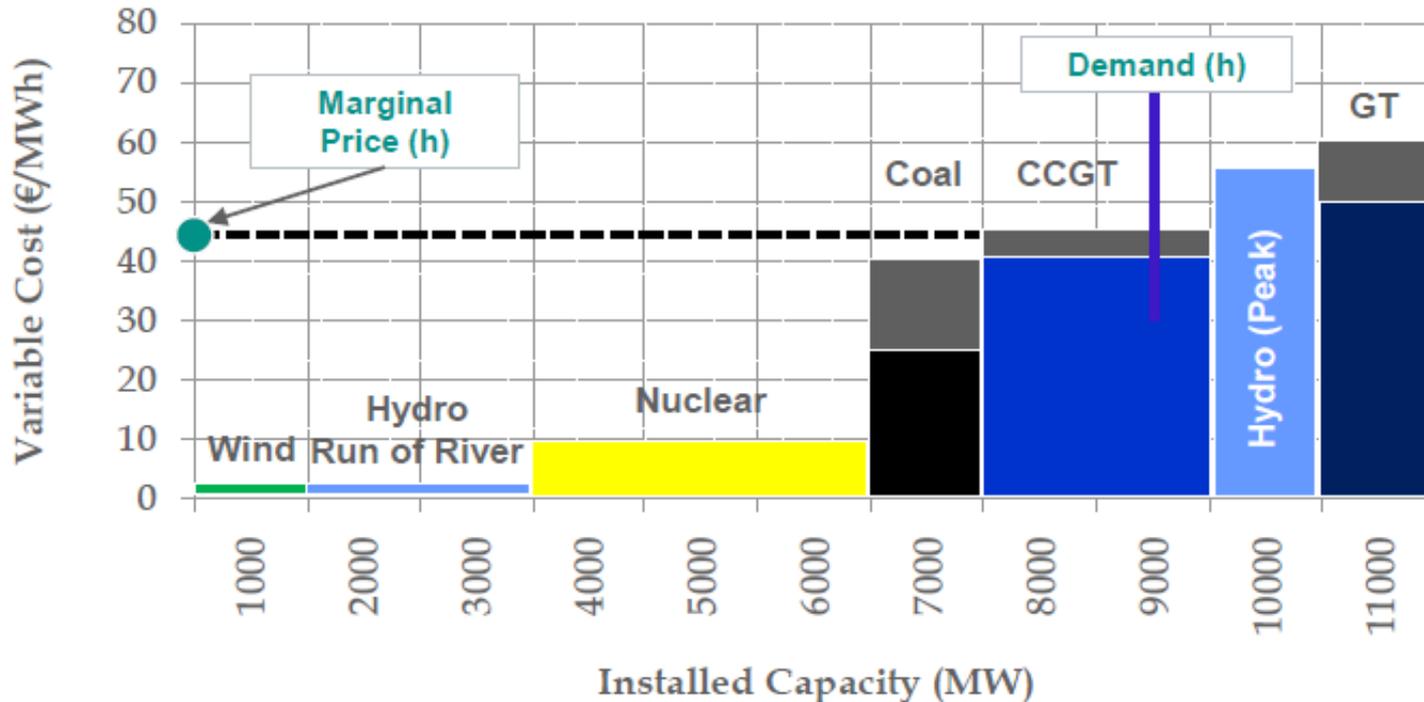
Rappel: 700 euros/MWh correspond à 70 centimes d'euro par kWh

dates	France	Allemagne	Angleterre
20 février 202 à 19h	136	77	252
8 mars 2022 à 19h Le pétrole vaut 125 \$/baril et le gaz 212 euros/MWh après un pic à 340 euros/MWh	700	700	850
9 mars 2022 à 19h	605	605	621
12 mars 2022 à 19h	290	235	355

La formation des prix de l'électricité (cas du monopole comme cas du marché de gros) logique dite du « merit order »

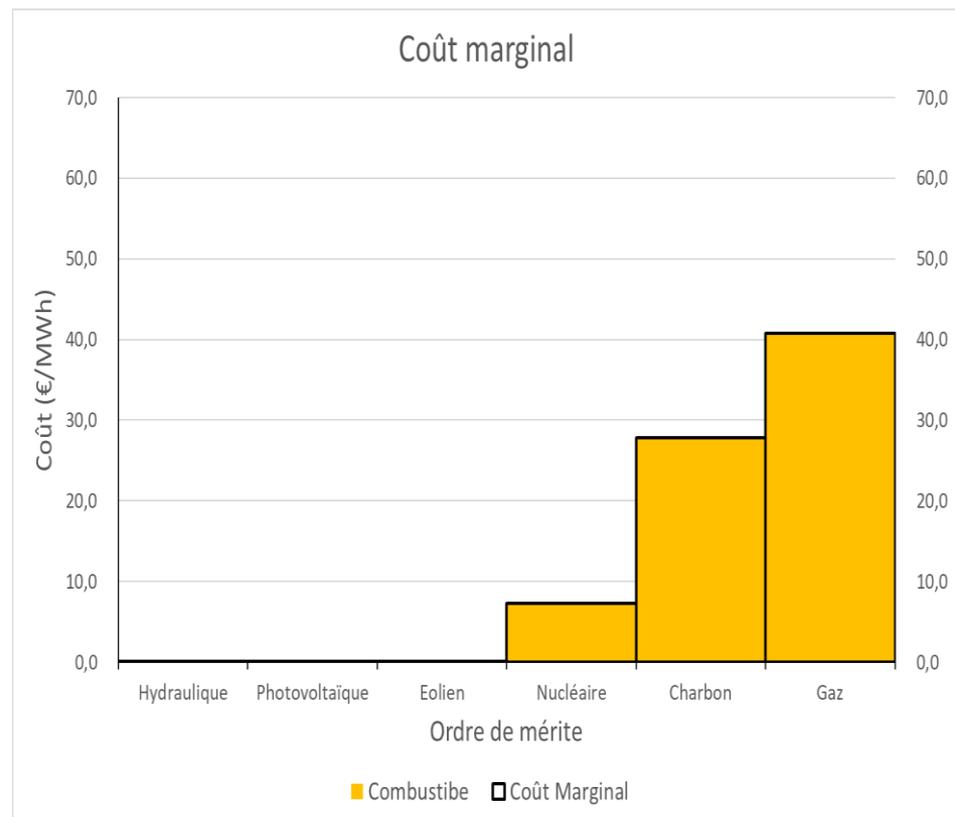
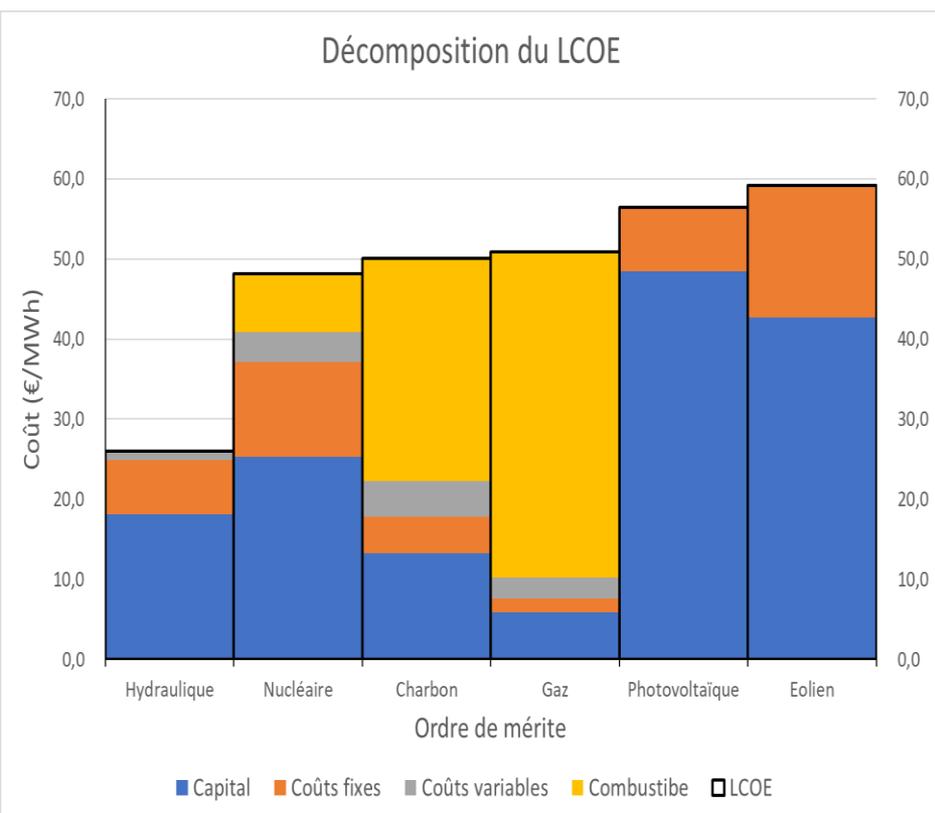
On appelle les centrales dans l'ordre des coûts marginaux croissants
(ne pas confondre coût marginal et coût moyen)

- 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

Ordre de mérite : Coût moyen & Coût marginal (source webinaire Percebois-Pommeret)



- Graphe de gauche : coût moyen actualisé de l'électricité
- Graphe de droite : coûts liés au seul combustible.

Centrales électriques

(l'équilibre du réseau exige un minimum de centrales pilotables pour maintenir la fréquence à 50 Hz)

source	Décarbonée?	Pilotable?
Thermique (fioul, charbon, gaz)	NON	OUI
Hydraulique (barrages)	OUI	OUI
Nucléaire	OUI	OUI
Renouvelables (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau) (hors stockage compétitif à grande échelle)	OUI	NON

Evolution des puissances pilotables en France et en Allemagne entre 2005 et 2020 (d'autres fermetures sont programmées dès 2022) Source Jean FLUCHERE

2005

	France	Allemagne
THERMIQUE A FLAMME	27 387 MW	80 365 MW
NUCLEAIRE	63 363 MW	21 439 MW
HYDRAULIQUE	15 000 MW ¹	5 000 MW
TOTAL	105 753 MW	106 804 MW

TOTAL 2005 FRANCE + ALLEMAGNE = 212 557 MW

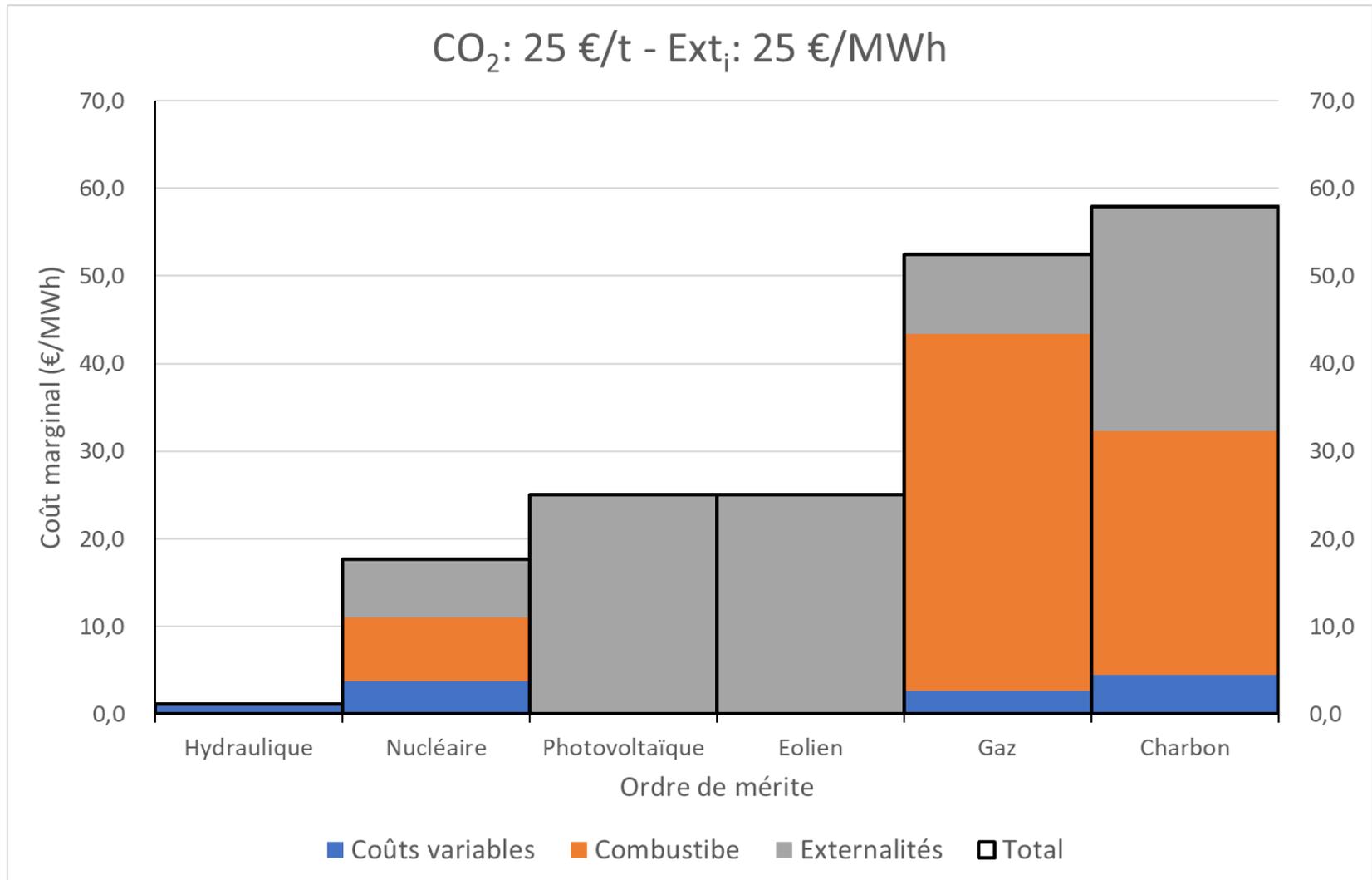
2021

	FRANCE	ALLEMAGNE
THERMIQUE A FLAMME	7 800 MW ²	67 700 MW ³
BIOMASSE	800 MW	9 000 MW ⁴
NUCLEAIRE	61 500 MW	8 107 MW
HYDRAULIQUE	15 000 MW	5 000 MW
TOTAL	92 300 MW	89 807

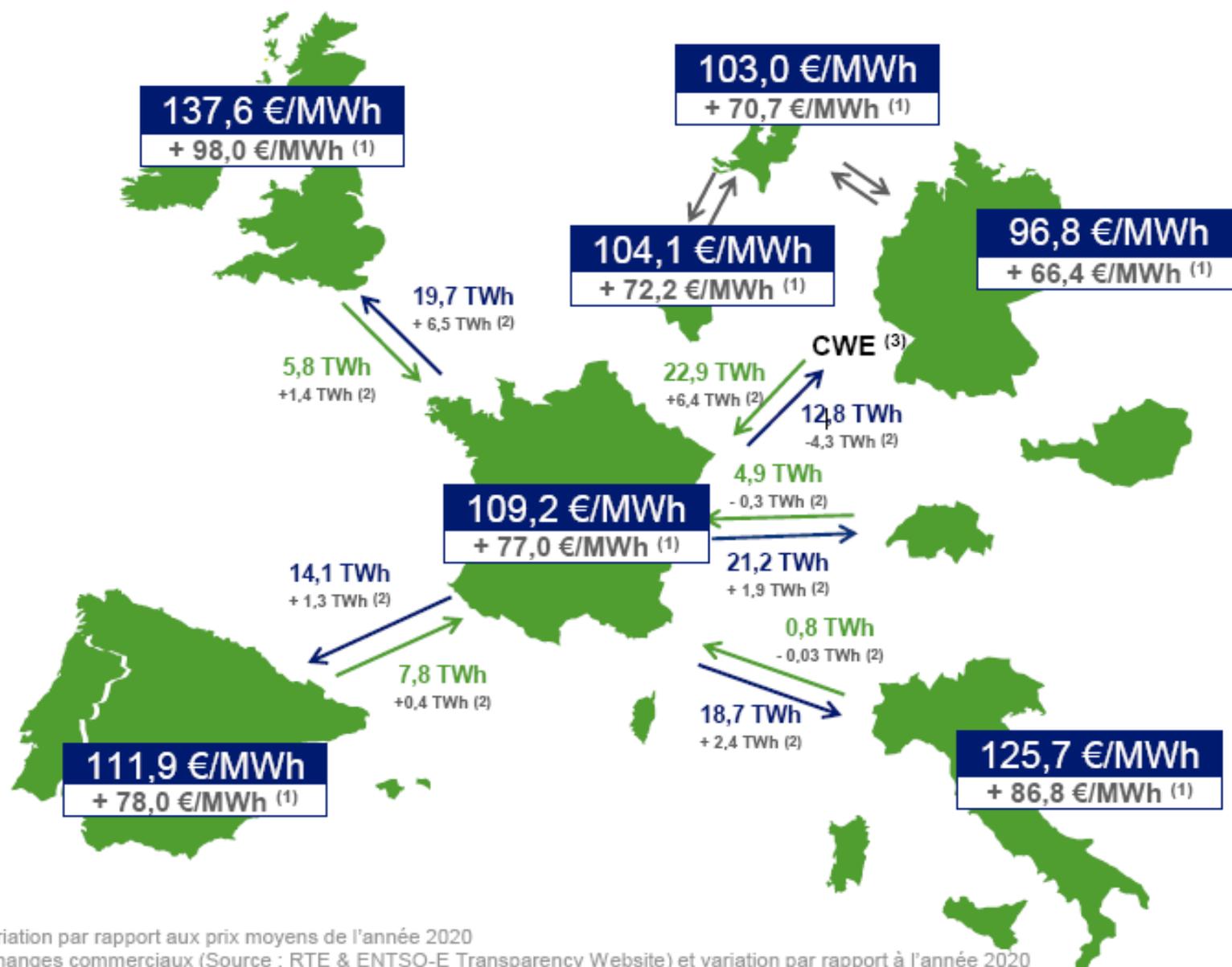
TOTAL 2020 FRANCE + ALLEMAGNE = 177 907 MW

BAISSE 2020-2005 = 34 650 MW

Merit order with externalities (Percebois/Pommeret Reflets de la Physique)



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2021



(1) Variation par rapport aux prix moyens de l'année 2020

(2) Echanges commerciaux (Source : RTE & ENTSO-E Transparency Website) et variation par rapport à l'année 2020

(3) Mise en place du mécanisme de couplage par flow-based depuis le 21 mai 2015 pour l'ensemble CWE (France, Benelux, Allemagne)

Les outils de la flexibilité électrique (coûts dits « système »)

- 1. L'effacement (via une tarification dynamique)
- 2. Le stockage par batteries (court terme)
- 3. Le stockage sous forme d'hydrogène (voire de méthane via la méthanation)
- 4. Les importations « à bien plaisir » (perspectives limitées en raison des capacités d'interconnexion et du faible foisonnement européen)... *les interconnexion, facteur de sécurité ou « cheval de Troie » des pays limitrophes?*
- 5. Le délestage (d'abord « ciblé » mais un black-out n'est pas à exclure)

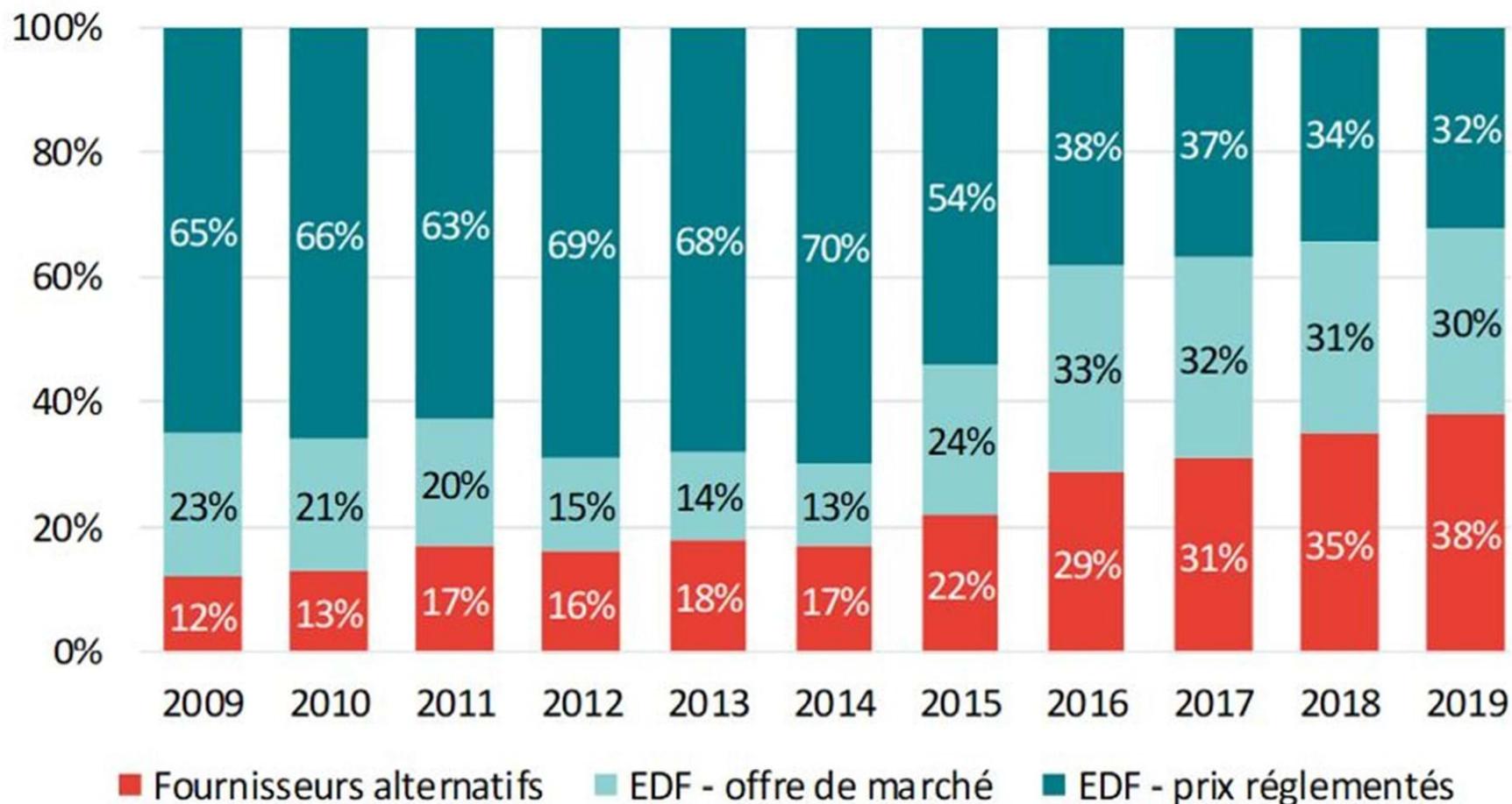
Les 4 questions au cœur des débats actuels

- **1. Pourquoi le prix des énergies fossiles (gaz) influence-t-il le prix de l'électricité dans un pays où le mix électrique est à plus de 93% décarboné?**
- **2. Quelle réforme pour l'ARENH?**
- **3. Quelle place pour le nucléaire demain?**
- **4. Comment financer les nouveaux investissements de production?**

Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

- La loi oblige EDF à vendre 100 TWh d'électricité nucléaire à 42 euros/MWh (prix « coûtant » en 2011) à ses concurrents; prix non revalorisé de puis 2011; l'objectif est d'obliger EDF à perdre des parts de marché
- En cas de dépassement de la demande d'ARENH au-delà de 100 TWh on applique une affectation au prorata (*principe dit de l'écrêtement*); le complément marché est acheté sur le spot
- Le principe dit de la *contestabilité* du TRV oblige la CRE à retenir la même proportion de complément marché dans le TRV que dans les offres de marché des concurrents.

Figure 2 Part de marché d'EDF sur le marché de détail



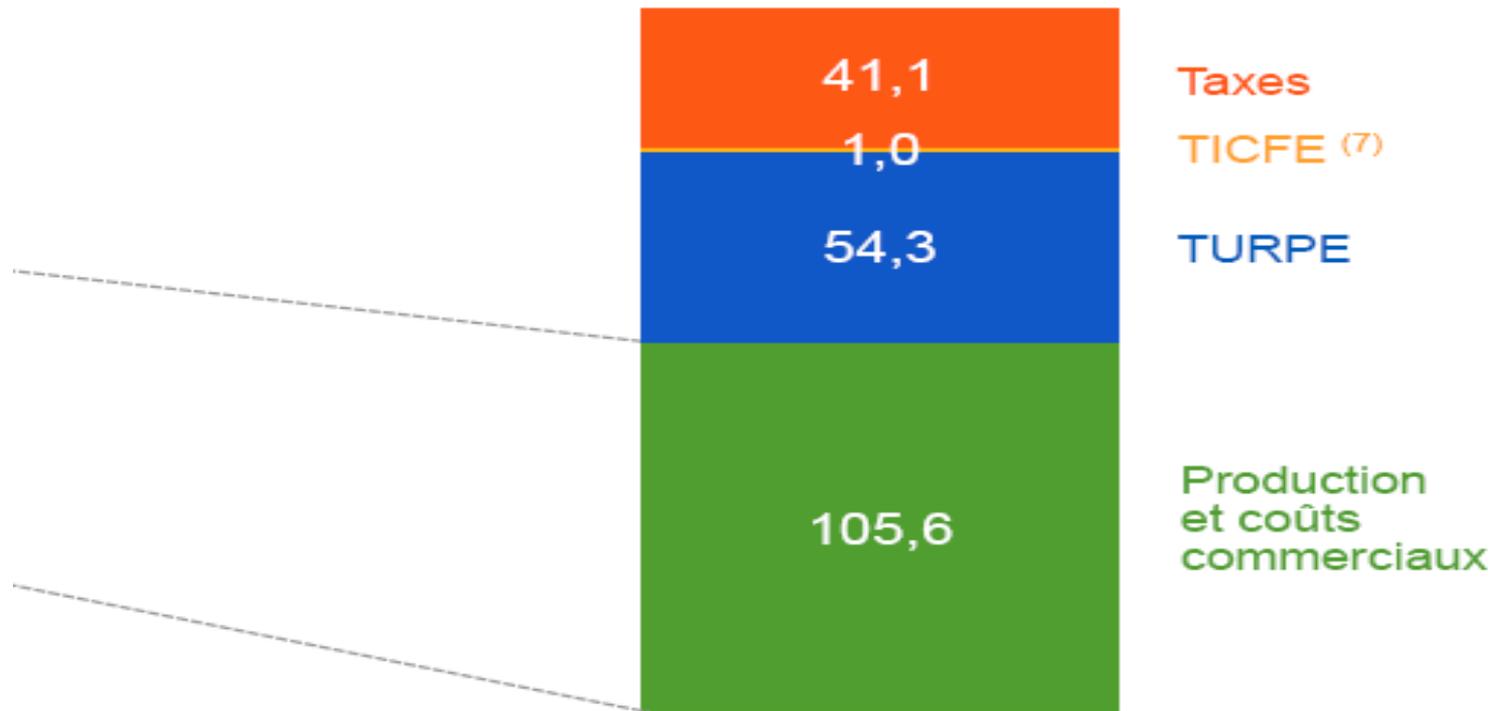
Source: Frontier Economics à partir de CRE, Observatoire des marchés de détail

Prix du kWh TTC en 2022 (TRV)

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDUEL)

+4,0 %
+7,7€ /MWh

202,0 €/MWh ⁽⁶⁾



(3) Dans le cadre du bouclier tarifaire, une partie de la hausse 2022 est reportée en 2023 pour limiter à 4% TTC la hausse moyenne du TRV Bleu Résidentiel 2022

(4) Y compris le coût des obligations CEE

(5) Coûts commerciaux 2021 + rattrapage de janvier 2021 (le rattrapage du gel tarifaire 2019 est terminé)

(6) Compte tenu des arrondis, le total n'est pas rigoureusement égal à la somme des composantes.

(7) Ex CSPE

La demande d'ARENH explose pour 2022!

- Les fournisseurs alternatifs (81) d'électricité ont demandé à bénéficier de 160,36 TWh d'électricité nucléaire à prix garanti (Arenh) pour 2022 contre 146,2 en 2021
- La CRE notifie à chaque fournisseur son allocation d'électricité au prix Arenh (*droits Arenh*) et applique un *taux d'écrêtement* sur ces droits Arenh en cas de dépassement du plafond de 100 TWh
- Le *taux d'écrêtement* pour l'année 2022 correspond à 62,5% de ces droits Arenh ($100/160 = 62,5$)
- Le solde (37,5%) devra être acheté sur le marché de gros (que ce soit le solde avant droits d'Arenh ou le solde après écrêtement)
- Du coup il faut appliquer le même pourcentage de *complément marché* pour le TRV (*principe de contestabilité* retenu par la CRE; la Commission Champsaur avait introduit le concept de « ciseau tarifaire »)

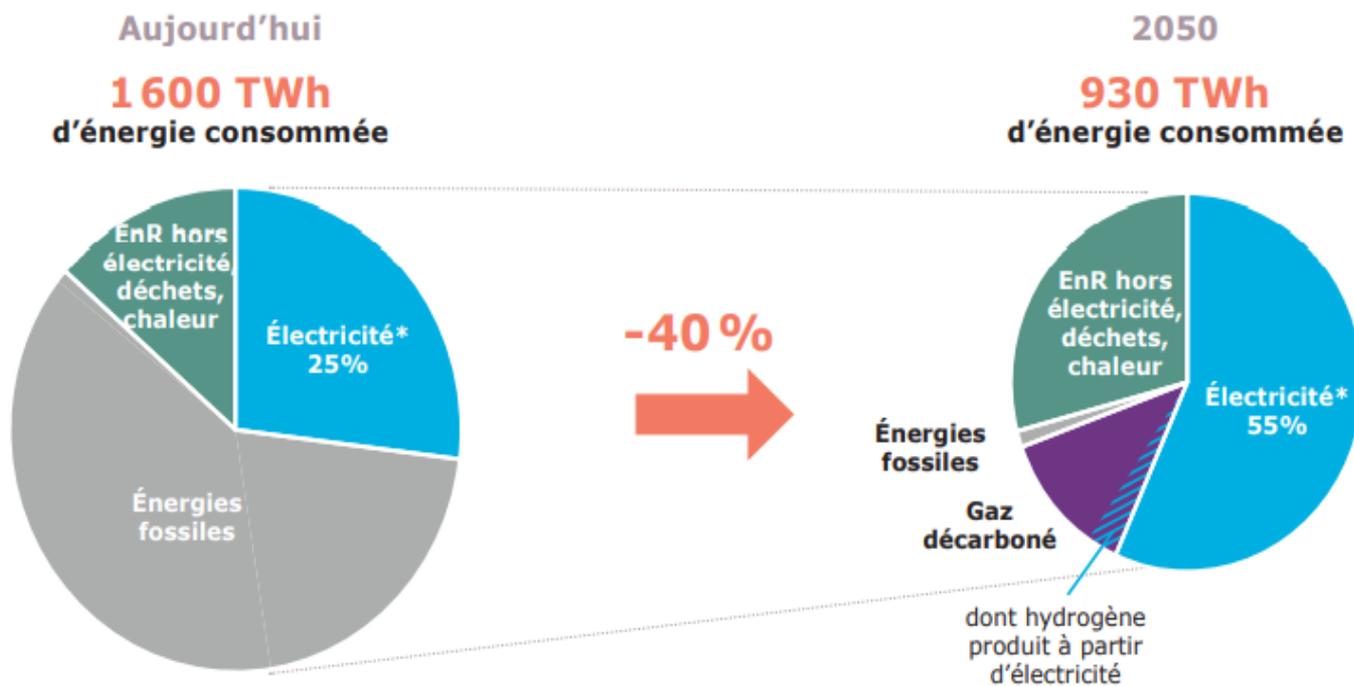
Les 4 questions au cœur des débats actuels

- **1. Pourquoi le prix des énergies fossiles (gaz) influence-t-il le prix de l'électricité dans un pays où le mix électrique est à plus de 93% décarboné?**
- **2. Faut-il aller vers 100% d'ARENH?**
- **3. Quelle place pour le nucléaire demain?**
- **4. Comment financer les nouveaux investissements de production?**

Scénarios RTE 2021

Figure 2

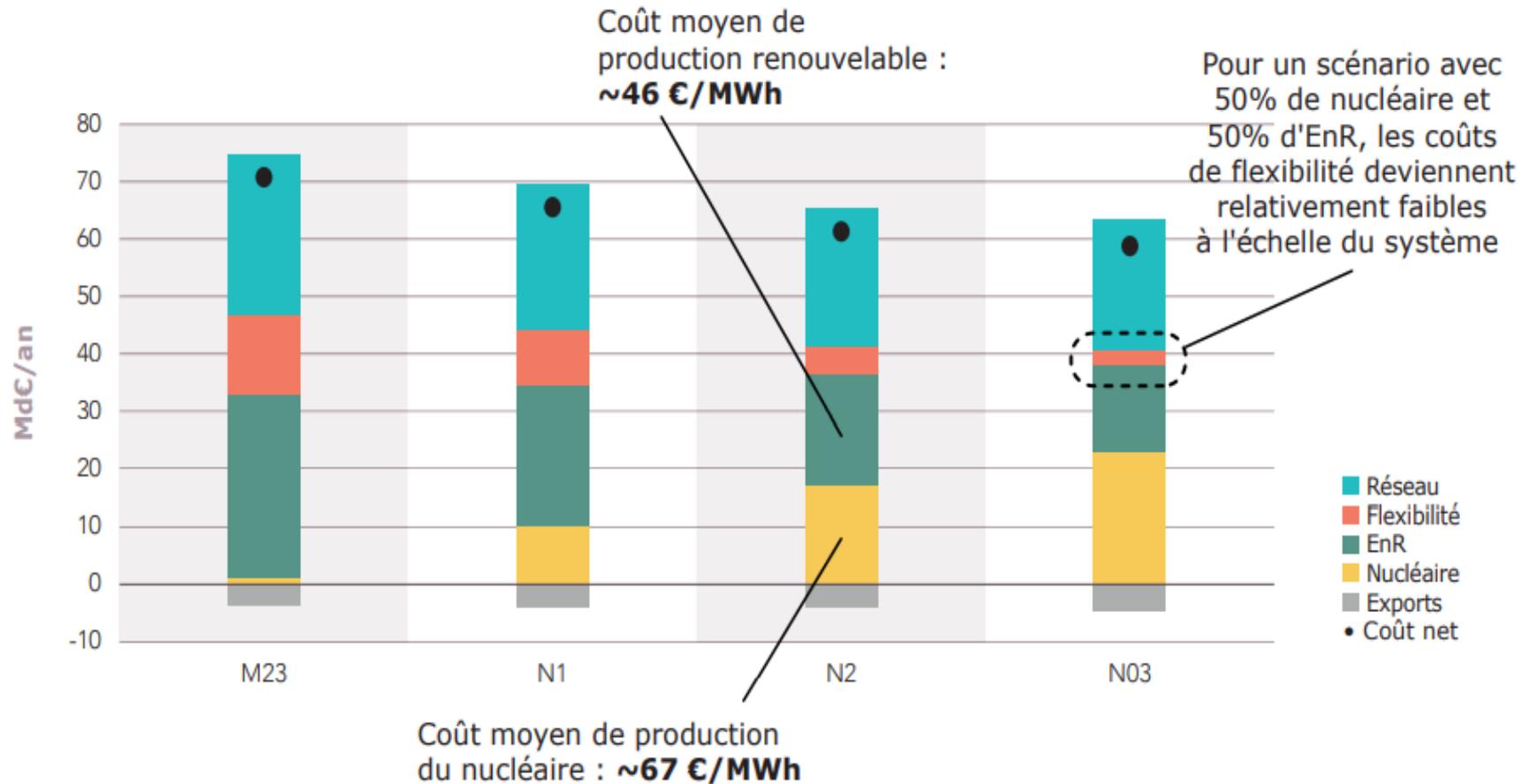
Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)
Consommation finale d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

Enseignement n° 7

Coûts complets annualisés à l'horizon 2060



* Hypothèse centrale du coût des technologies et coût du capital à 4%

**Scénarios RTE horizon 2050 (puissance en GWe)
(consommation finale d'électricité de l'ordre de 645 TWh contre 475 en 2019)**

Scénarios	Solaire	Eolien	Nucléaire historique	Nucléaire nouveau
Sortie du nucléaire	208	136	0	0
Fort dév ENR décentralisées	214	104	16	0
Fort dév ENR centralisées	125	132	16	0
Faible nucléaire	118	103	16	13
Nucléaire soutenu	90	88	16	23 (14 EPR)
Fort nucléaire (50% de la consommation Électricité)	70	65	24	27 (14 EPR + 20 SMR)

**Scénario à l'horizon 2050 implicitement retenu
lors de la conférence de presse d'E. Macron du 10/2/2022
Scénario proche d'un des scénarios de RTE (le plus favorable au nucléaire)**

**(Hypothèse: consommation finale d'électricité de l'ordre de 645 TWh contre 475 en 2019:
l'électricité représente 55% de la consommation finale d'énergie contre 25% en 2019)**

Scénario	Solaire	Eolien	Nucléaire historique	Nucléaire nouveau
« Fort nucléaire » (le nucléaire représente 50% de la consommation d'électricité)	100 GW	77 GW (dont 40 GW off-shore soit 50 parcs en mer et 35 GW on-shore)	24 Mais quelle puissance sera réellement disponible et pour combien de temps?	27 (14 EPR + 20 SMR)

Principales conclusions des 6 scénarios RTE neutralité carbone 2050

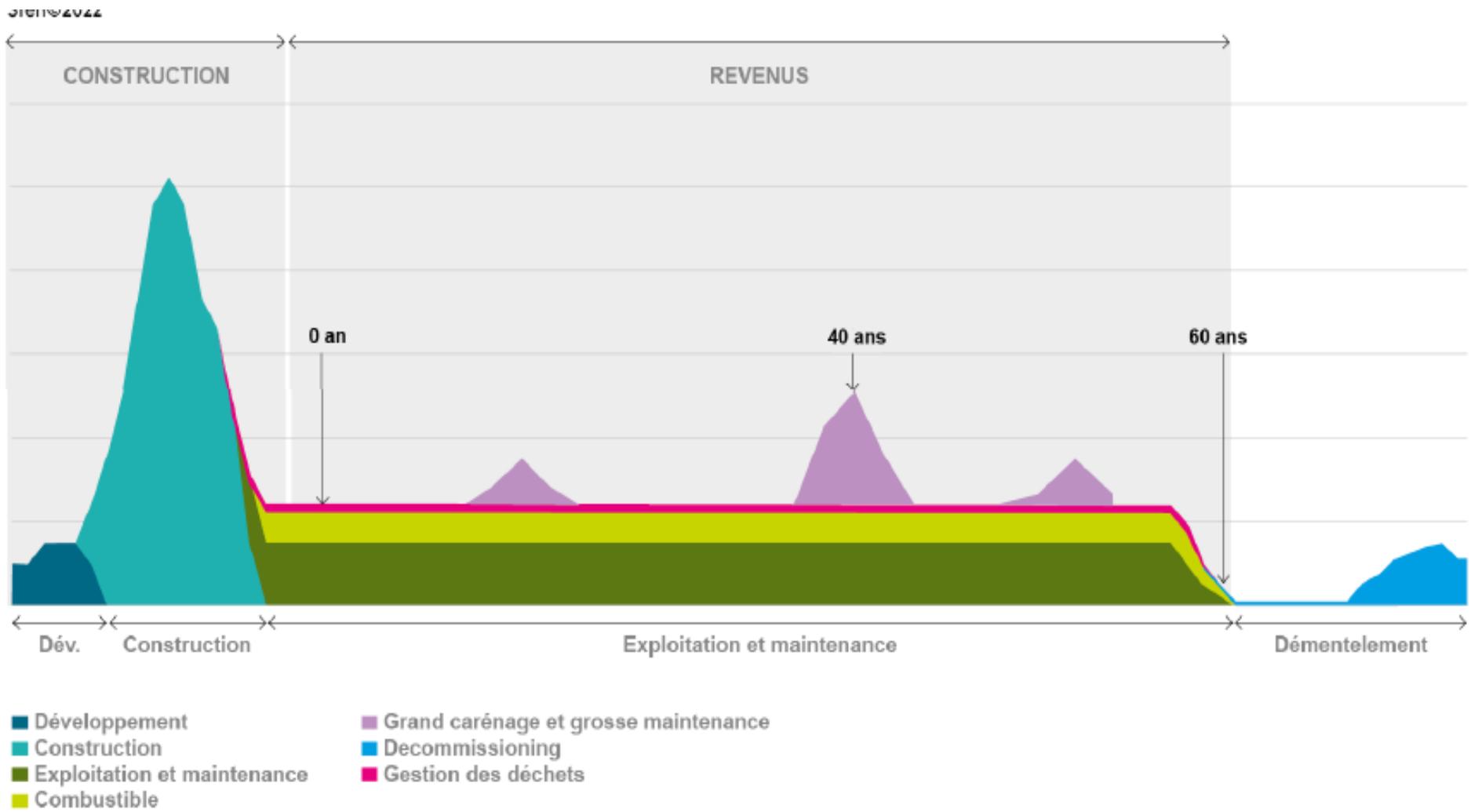
(octobre 2021)

- 1. On va de 100% ENR/50% nucléaire à l'horizon 2050 (plus d'importations de pétrole et de gaz à cet horizon donc économies au niveau de la balance commerciale) *(certains regrettent que RTE n'ait pas exploré un scénario à 60-70% de nucléaire)*
- 2. Dans tous les cas la consommation finale totale d'énergie passe de 1600 TWh aujourd'hui à 930 TWh en 2050 *(hypothèse forte d'efficacité énergétique)* (on ne raisonne plus en tep puisque les fossiles sont exclus)
- 3. L'électricité qui représente 25% de la consommation finale aujourd'hui atteindrait 55% en 2050
- 4. Dans le scénario de référence la consommation d'électricité passerait de 475 TWh aujourd'hui à 645 TWh en 2050 *(certains pensent que c'est sous-estimé; deux variantes à 554 et 752 sont néanmoins explorées)*
- 5. Le scénario le plus nucléarisé prévoit la mise en service de 14 réacteurs EPR2 et de 20 SMR ainsi que la prolongation de la durée de vie de tous les réacteurs actuellement en fonctionnement au-delà de 60 ans
- 6. Dans le scénario le plus nucléarisé on prévoit 70 GW de PV (contre 10 actuellement), de 43 GW d'éolien terrestre (contre 17 actuellement) et de 22 GW d'éolien en mer (insignifiant actuellement)...mais les projets actuels du gouvernement vont au-delà pour les ENR (100 GW de solaire et 77 GW d'éolien)
- 7. Les scénarios les plus coûteux (et les plus émetteurs de CO2 avec ACV) sont les scénarios ENR à cause des besoins de flexibilité

Les 4 questions au cœur des débats actuels

- **1. Pourquoi le prix des énergies fossiles (gaz) influence-t-il le prix de l'électricité dans un pays où le mix électrique est à plus de 93% décarboné?**
- **2. Faut-il aller vers 100% d'ARENH?**
- **3. Quelle place pour le nucléaire demain?**
- **4. Comment financer les nouveaux investissements de production?**

Profil de dépenses d'un EPR (source Sfen, Solène Métayer, 2022)



Coût moyen actualisé du MWh d'un EPR2 (LCOE, Levelized Cost Of Energy)

hypothèses: coût « overnight » 51,7 milliards pour les 6 EPR2 soit 8,61 milliards par EPR2 en moyenne; taux moyen de disponibilité: 88%

(y compris provisions mais hors charges financières; le choix du mode de financement sera donc déterminant: société ad hoc entre l'Etat et EDF? Le mode de financement a un impact sur le LCOE cf ci-après)

Coût du capital	1%	4%	7%
LCOE en euros/MWh	40	60	100

Caractéristiques	Schéma classique: emprunt/ actions/ dotations en capital/ subventions Etat	Droits de tirage PPA (Power Purchase Agreement)	Contrat pour Différences CfD (Contract for Differences)	BAR (base d'actifs régulée) RAB (Regulated Asset Base)
Principe	L'opérateur emprunte sur les marchés ou auprès des banques et peut bénéficier d'une aide de l'Etat actionnaire	Plusieurs opérateurs participent au financement et acquièrent des droits de tirage sur la production au prorata de leur apport	L'opérateur fait l'avance (emprunt) mais bénéficie d'un prix garanti de vente du kWh sur longue période une fois la centrale opérationnelle	Financement « au fil de l'eau » des investissements (passthrough) comme pour les infrastructures de réseaux

Conclusion

- **1. Le système électrique va devoir faire face à 2 contraintes dans le futur: 1)un manque de capacité pilotable notamment en pointe et 2)un excès d'électricité fatale d'origine renouvelable aux heures creuses**
- **2. Il faut réformer le fonctionnement du marché pour éviter une volatilité excessive des prix de gros et un prix de marché largement dépendant du coût des énergies fossiles (gaz) aux heures de pointe**
- **3. Il faut réformer le mécanisme de l'ARENH qui conduit à une « spirale de la mort » pour EDF (plus EDF perd des parts de marché, plus EDF doit faire face à une demande accrue d'ARENH et plus cela conduit à diminuer sa part de marché au profit des concurrents)**
- **4. Il faut arrêter de fermer des centrales pilotables en Europe (notamment nucléaires) et relancer un programme portant à la fois sur des EPR, des SMR mais aussi des réacteurs de génération IV (projet Astrid abandonné)**
- **5. La transition énergétique va être coûteuse pour le consommateur puisqu'il faut à la fois accroître le prix des énergies carbonées et investir dans des énergies décarbonées.**

«Les espèces qui survivent ne sont pas les espèces les plus fortes, ni les plus intelligentes, mais celles qui s'adaptent le mieux aux changements» *(phrase attribuée à Darwin)*

3^e
édition

Énergie

Économie et politiques

Jean-Pierre **Hansen** – Jacques **Percebois**
avec Alain **Janssens**

Préface de Marcel Boiteux
Avant-propos de Jean Tirole
Prix Nobel d'économie 2014

OUVERTURES ÉCONOMIQUES

LES +

- › Ouvrage pédagogique, issu de l'expérience de l'enseignement et de la pratique
- › Plusieurs niveaux de lecture
- › Accès aisé à la documentation



Cet ouvrage raconte l'histoire de l'énergie en prenant comme point de départ le rôle joué par quelques personnages, illustres pour certains, méconnus voire oubliés pour d'autres, et qui tous ont eu une influence majeure sur les mutations du monde de l'énergie. Ils sont des pionniers. Ils ont en commun d'avoir connu un destin tragique. Certains sont morts dans des accidents, d'autres ont été assassinés ou ont disparu dans des conditions mystérieuses.

À travers eux l'ouvrage rappelle les grands traits de l'évolution des technologies énergétiques depuis le XVII^e siècle. Il fait le lien entre les innovations de l'époque et les débats énergétiques contemporains, que ce soit dans le domaine des hydrocarbures, du charbon, dans celui du nucléaire ou des énergies nouvelles. Il présente également les débats sur la tarification de l'électricité et la gestion des réseaux.

Ce livre se lit comme un roman, avec de nombreuses anecdotes, et il se veut d'un accès facile. L'ouvrage s'adresse aux élèves des lycées, aux étudiants et élèves-ingénieurs de l'université et des grandes écoles, mais également à tous ceux que les enjeux énergétiques et environnementaux préoccupent.

Jacques Percebois est Professeur Émérite à l'Université de Montpellier. Il a enseigné dans le passé à l'Université de Grenoble et continue à enseigner aujourd'hui à Montpellier mais aussi à l'École des Mines de Paris et à l'Institut Français du Pétrole. Il est le fondateur du CREDEN et a dirigé pendant plus de 20 ans, à Montpellier, le master en Économie et Droit de l'Énergie.

Éditions Campus Ouvert
<https://editions-campusouvert.wordpress.com>
 e-mail: editions-campus-ouvert@orange.fr

Distribution: L'Harmattan



Editions
 CAMPUS
 OUVERT

22 € en France
 ISBN : 979-10-90293-87-8

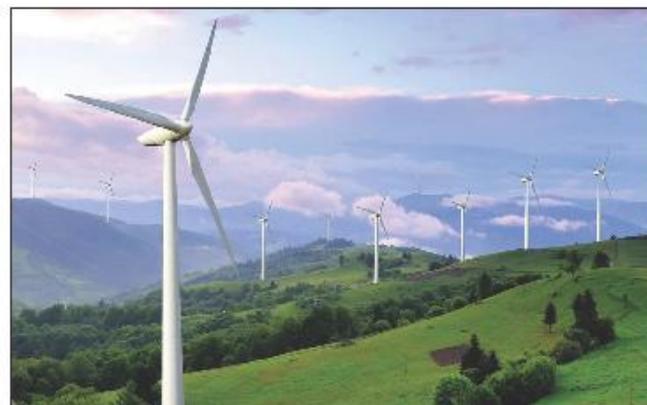


Jacques PERCEBOIS

L'ÉNERGIE racontée à travers quelques destins tragiques



Jacques PERCEBOIS



Deuxième édition revue et augmentée

L'ÉNERGIE

*racontée à travers
 quelques destins tragiques*



Editions
 CAMPUS
 OUVERT