

Conférence à la Sfen

Le marché de l'électricité en France:
Questions en débat

Jacques PERCEBOIS

Professeur (Emérite) à l'Université de Montpellier

Doyen Honoraire de la Faculté d'Economie

Directeur du CREDEN

Lyon, 16 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

(biogaz, biomasse, déchets ménagers)

1,9%

Gaz

6,3%

Charbon

0,7%

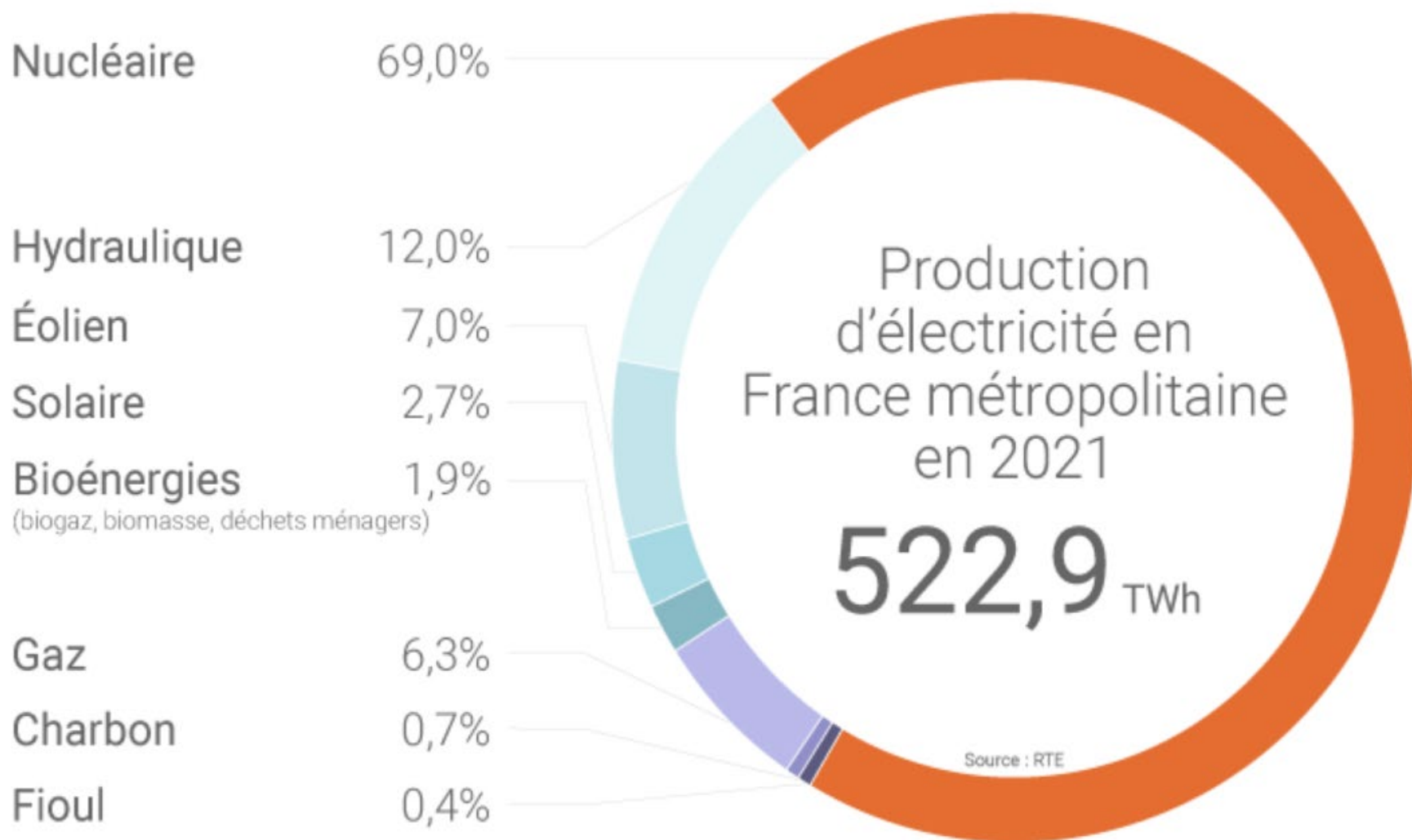
Fioul

0,4%

Production
d'électricité en
France métropolitaine
en 2021

522,9 TWh

Source : RTE



Prix de gros et prix de détail

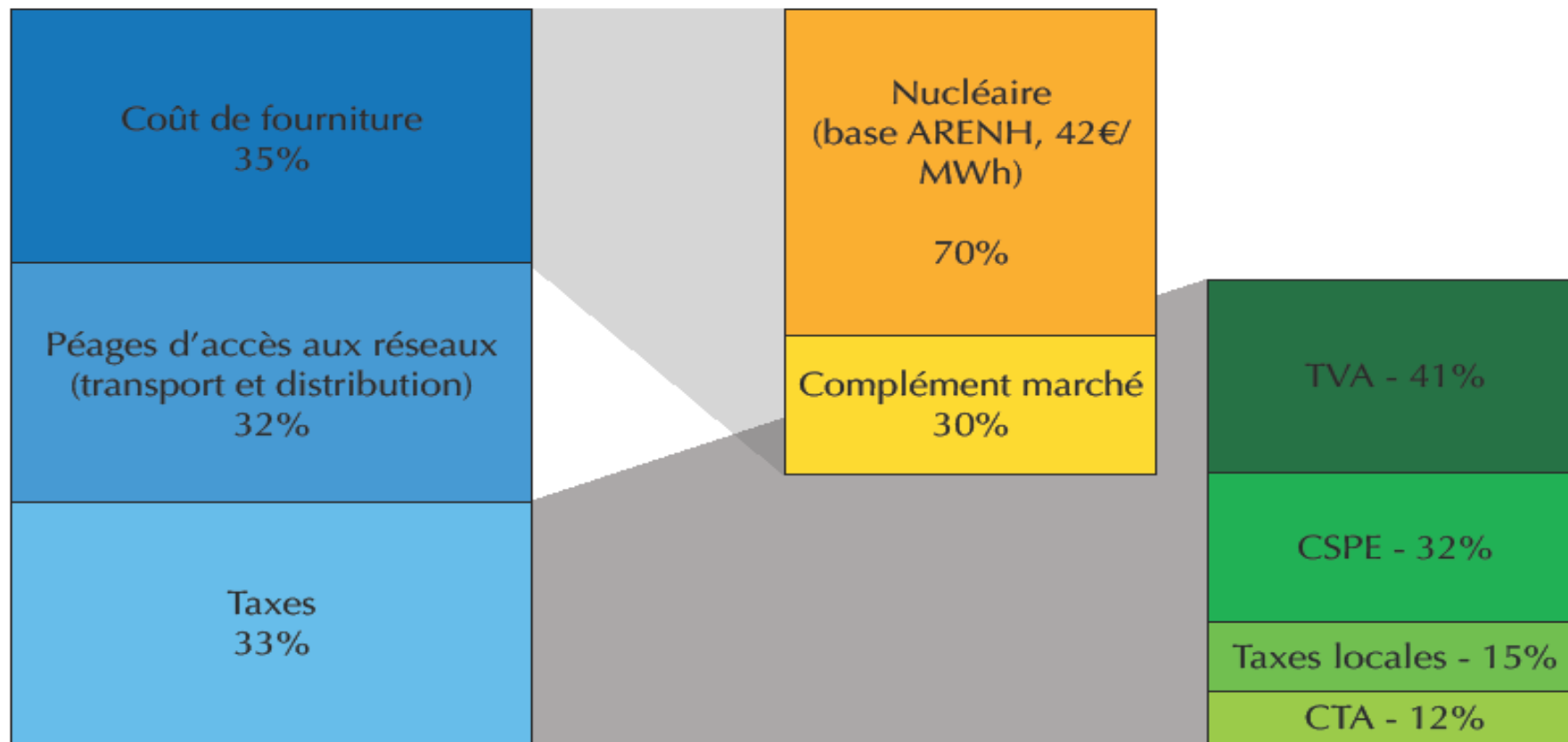
1. Bien dissocier prix de gros et prix de détail: les prix de gros s'envolent sur le marché européen (*on est passé de 40 euros/MWh en moyenne en 2020 à 250 euros en moyenne fin 2021-début 2022*); pour les prix de détail il faut tenir compte du coût des réseaux et des taxes et distinguer 2 cas: le TRV 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 fallait 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..

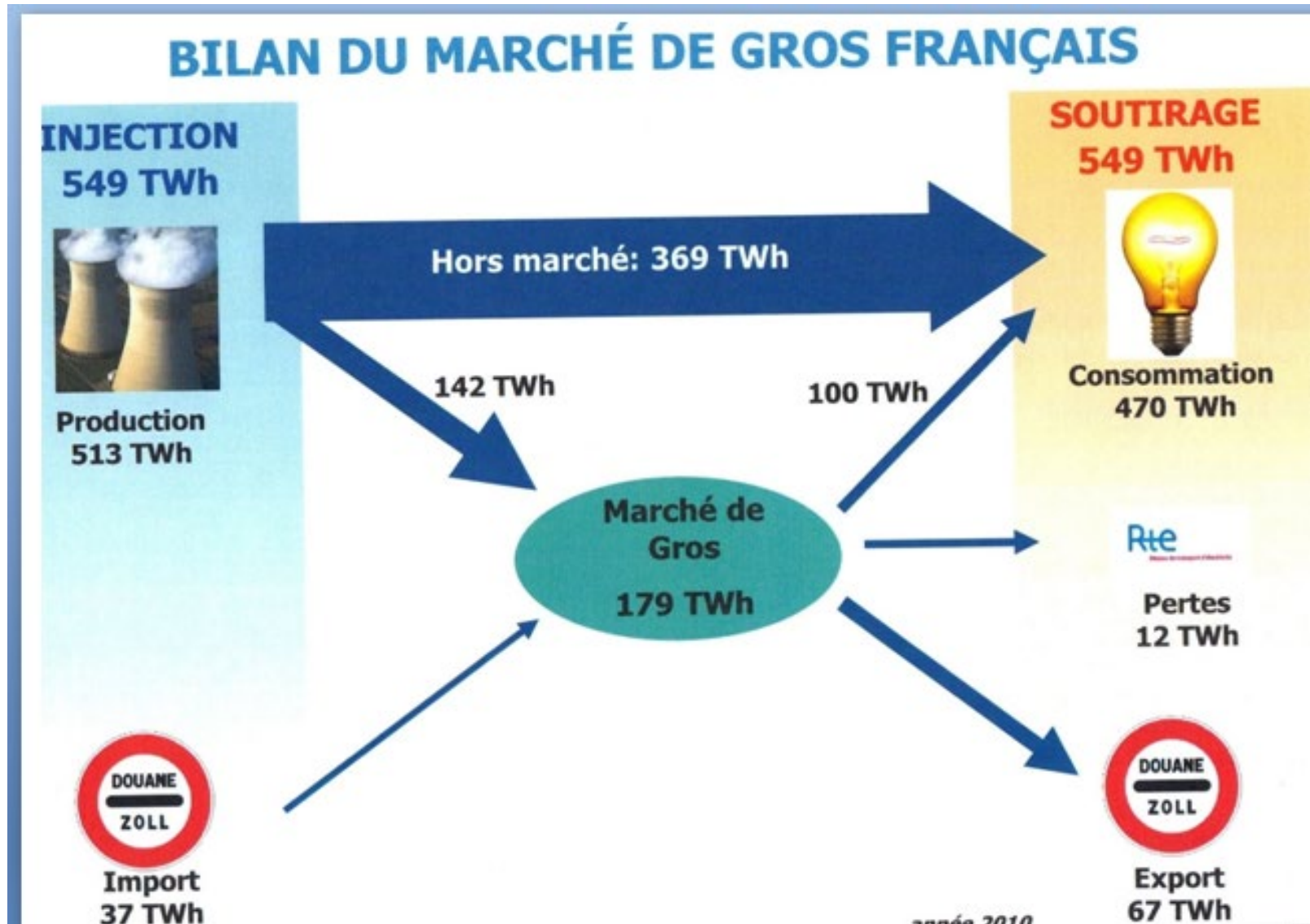
Principe de « contestabilité » du TRV

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)
550

— 2020 — 2021

Max pointe 2021= 518,14 €/MWh



Source : EPEX

MARCHÉ DU CO₂



**Prix spot de l'électricité
en euros/MWh**

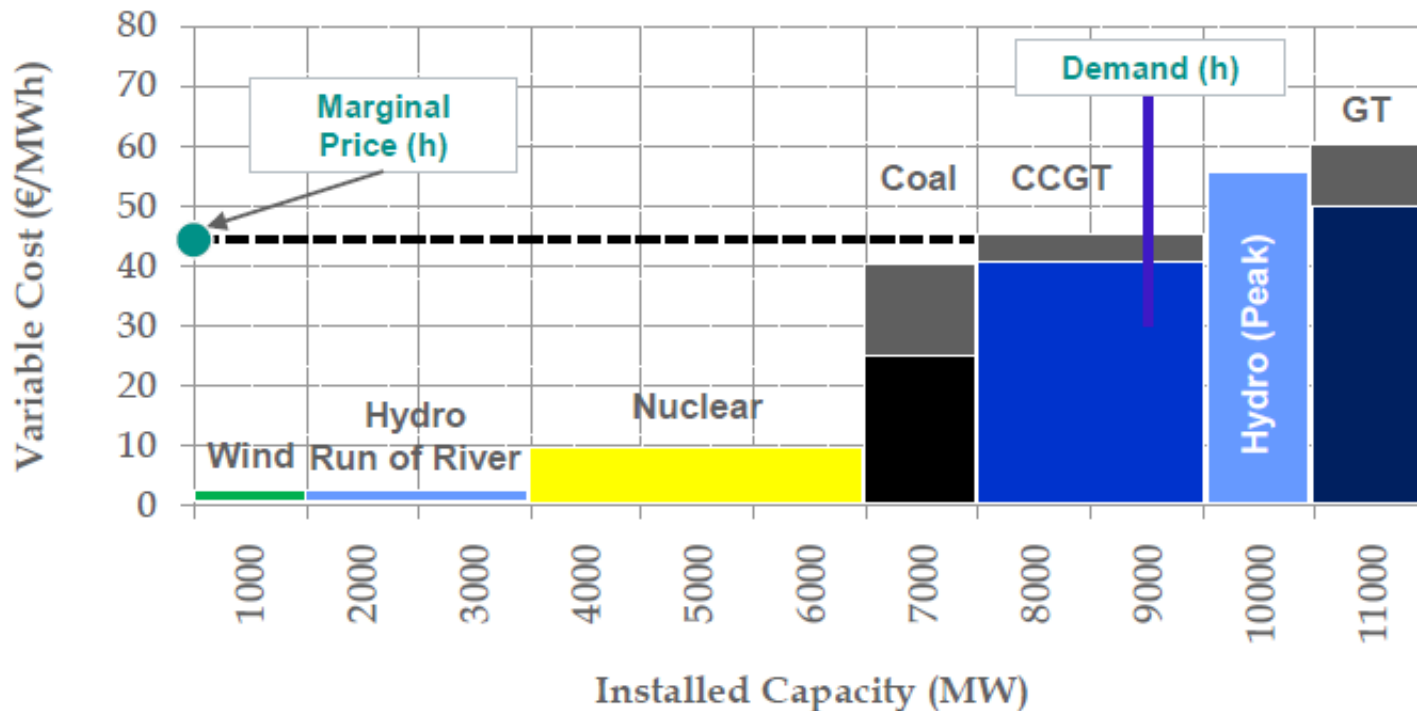
Rappel: 700 euros/MWh correspond à 70 centimes d'euro par kWh

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 »**

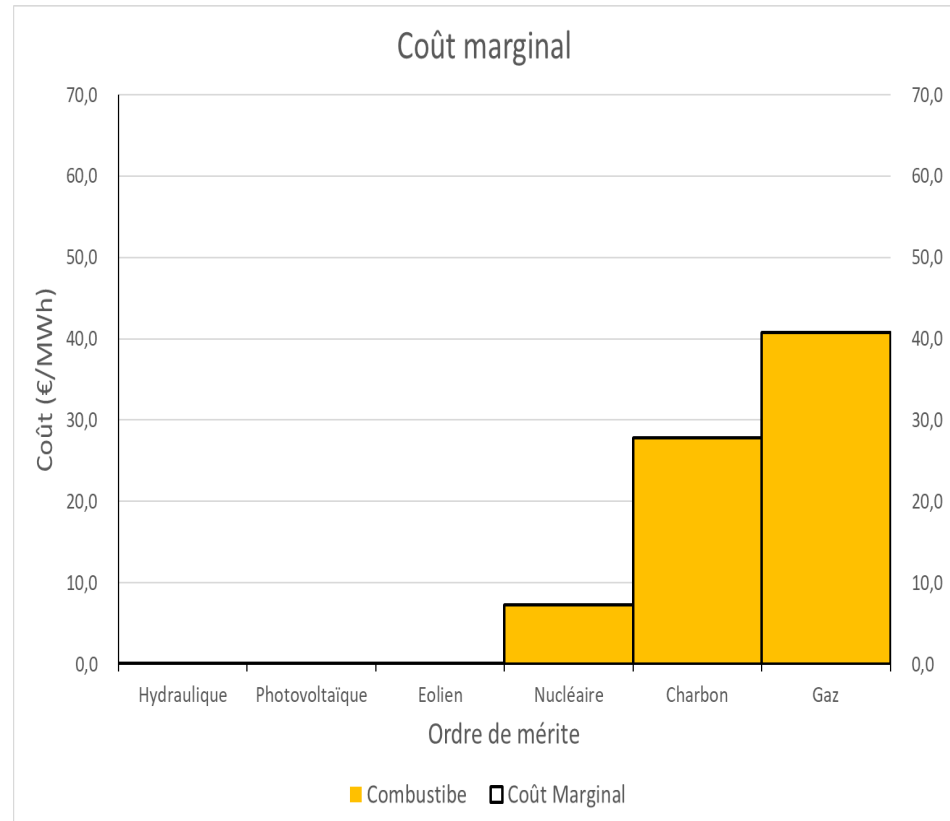
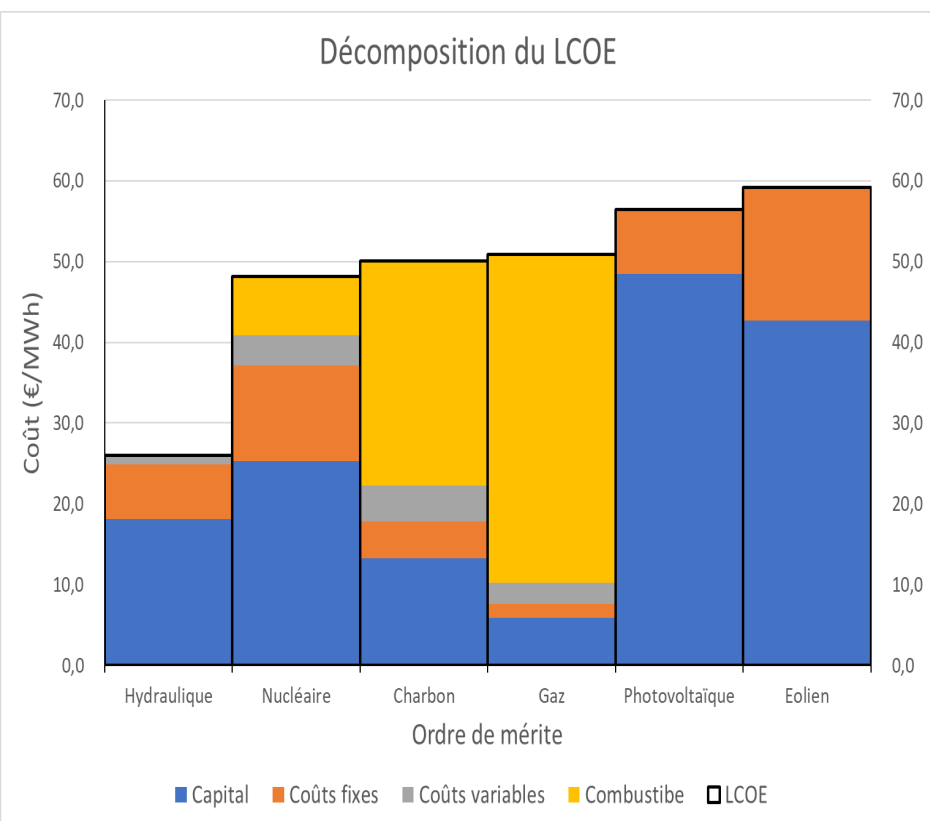
**On appelle les centrales dans l'ordre des coûts marginaux croissants
(ne pas confondre coût marginal et coût moyen)**

- 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)



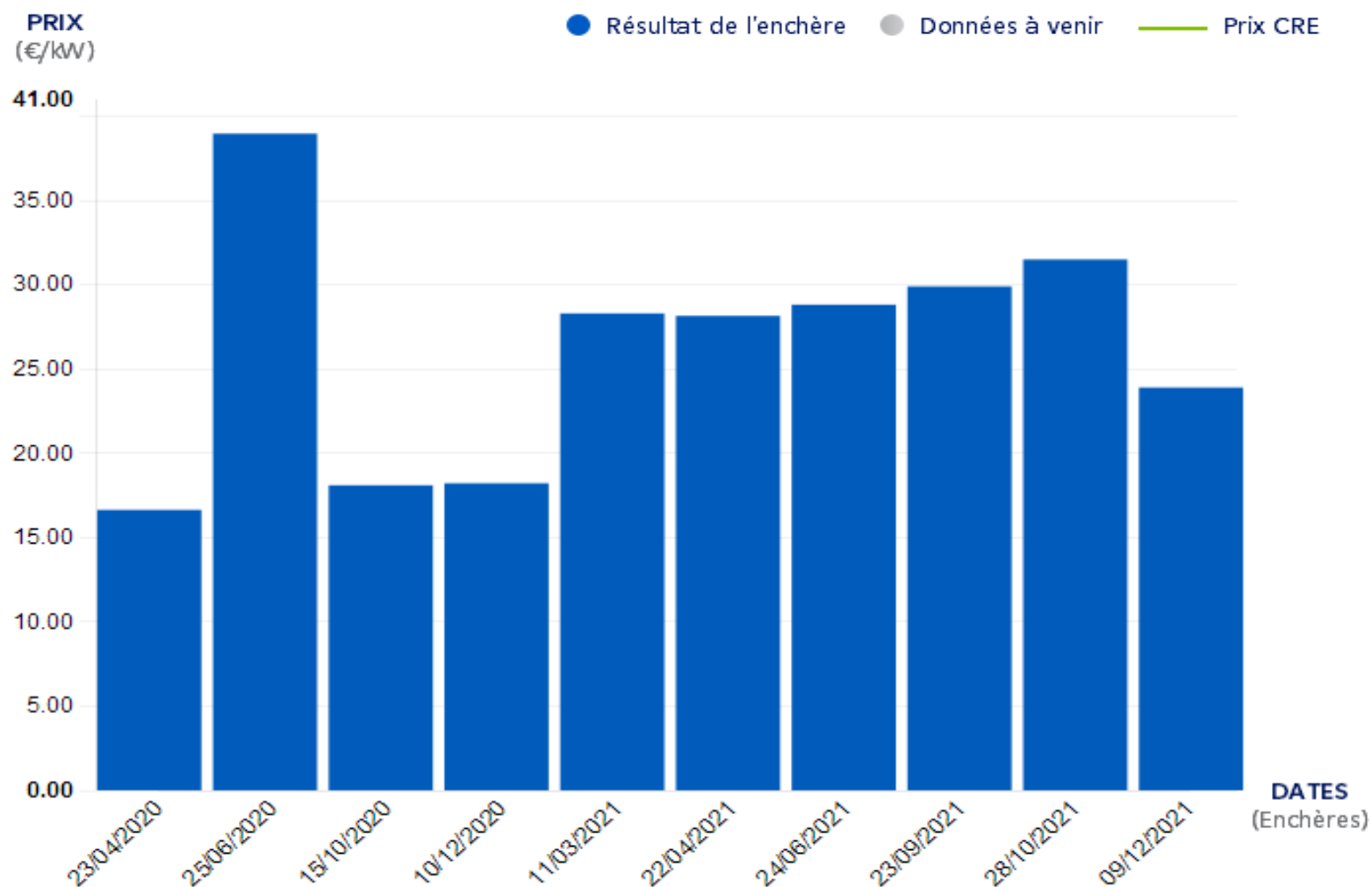
- Graphe de gauche : coût moyen actualisé de l'électricité
- Graphe de droite : coûts liés au seul combustible.

Centrales électriques

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

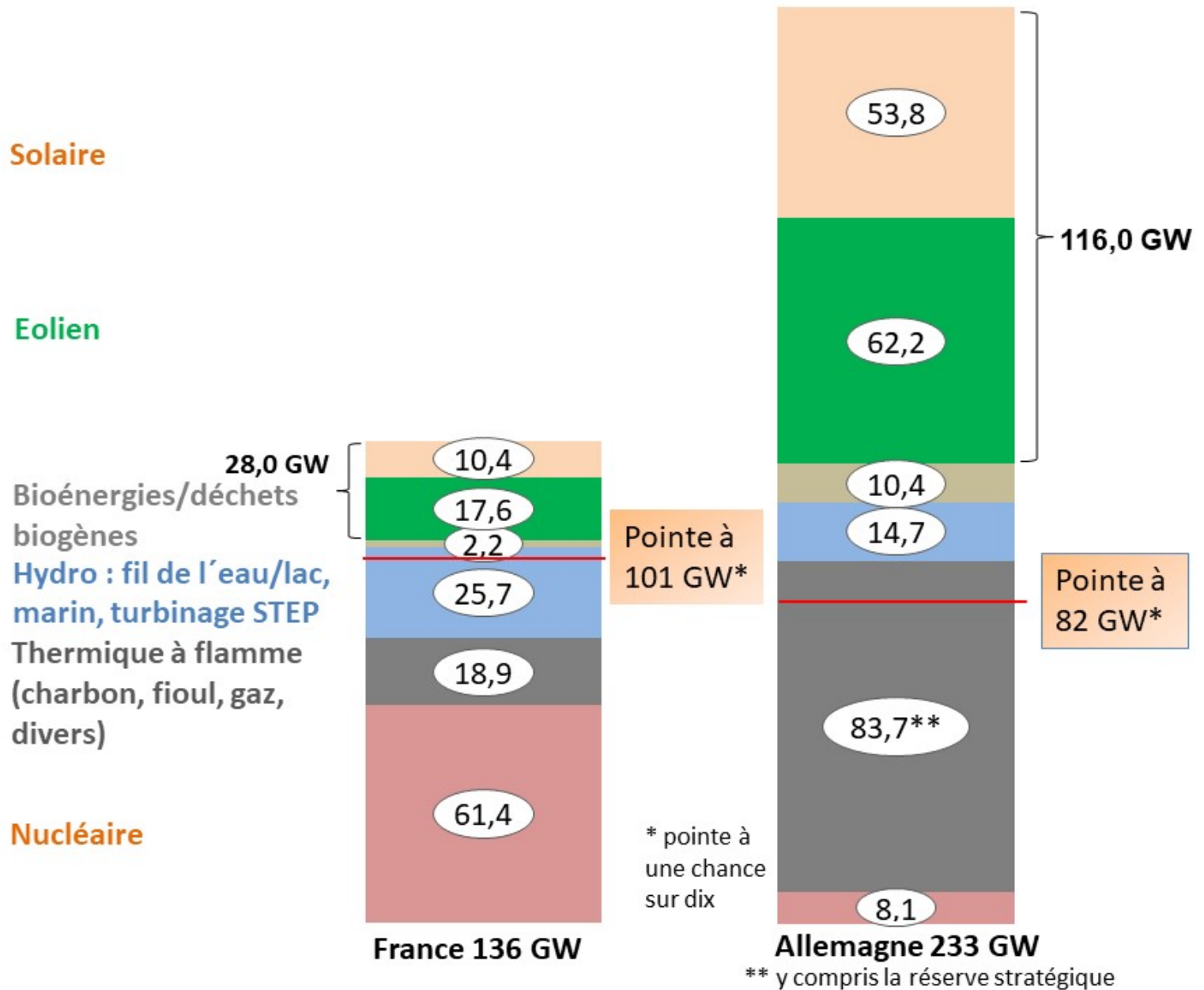
source	Décarbonée?	Pilotable?
Thermique (fioul, charbon, gaz)	NON	OUI
Hydraulique (barrages)	OUI	OUI
Nucléaire	OUI	OUI
Renouvelables (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau) (hors stockage compétitif à grande échelle)	OUI	NON

Marché de capacité enchères en 2021 pour 2022 (source CRE)



PREC : prix de la dernière enchère sur l'année de livraison

Parc électrique en France et en Allemagne



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

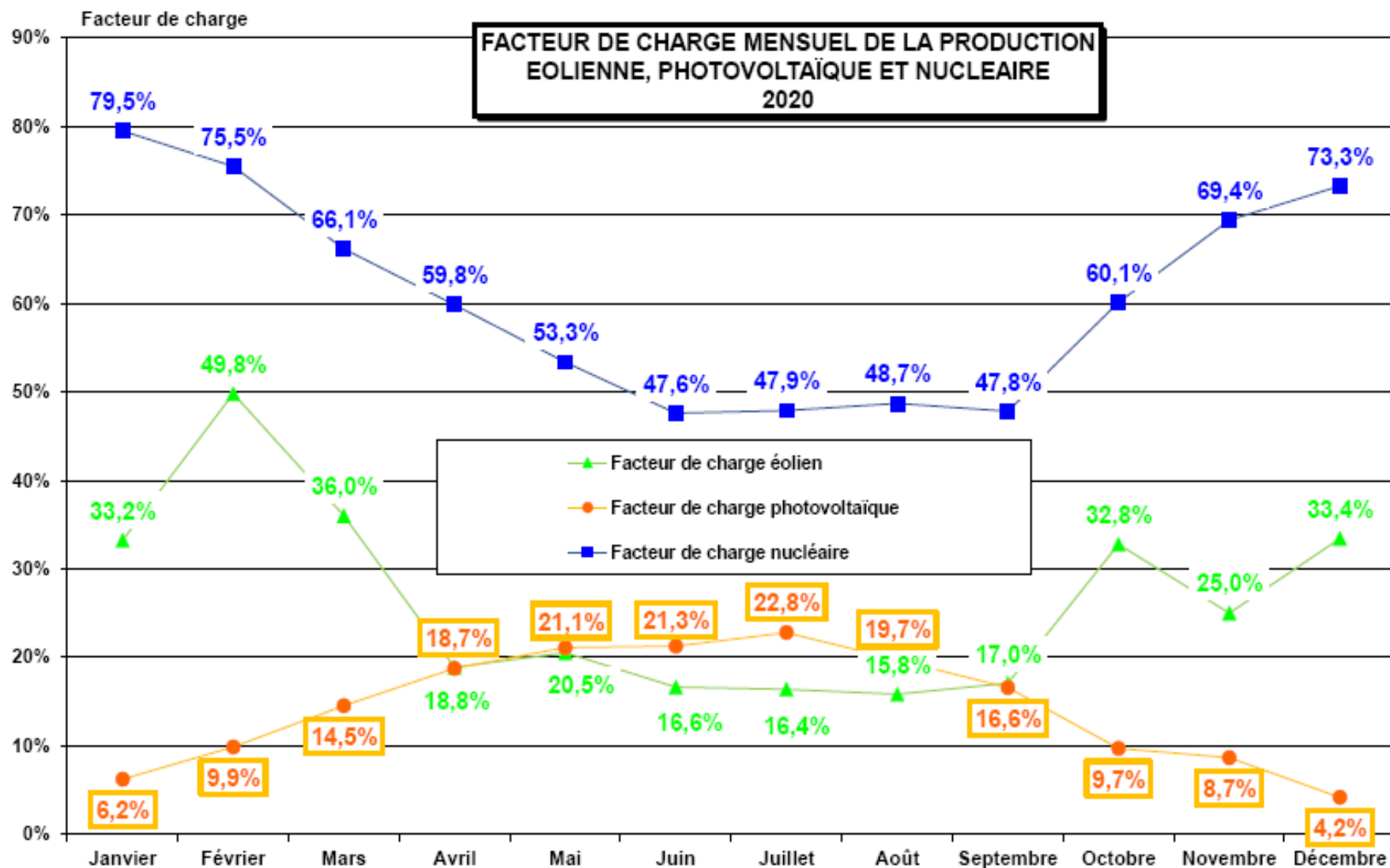
BAISSE 2020-2005 = 34 650 MW

Le math France-Allemagne (cf JP Perves et JPercebois , PNC)

2019	Production TWh	puissance installée GW	CO2 émis Mt CO2éq	Puissance intermittente	Prix du MWh pour les familles
Allemagne	604	215	805	116	304
France	537	135	19	26	175
<i>Ratio Allemagne/France</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>	<i>42,4</i>	<i>4,5</i>	<i>1,7</i>

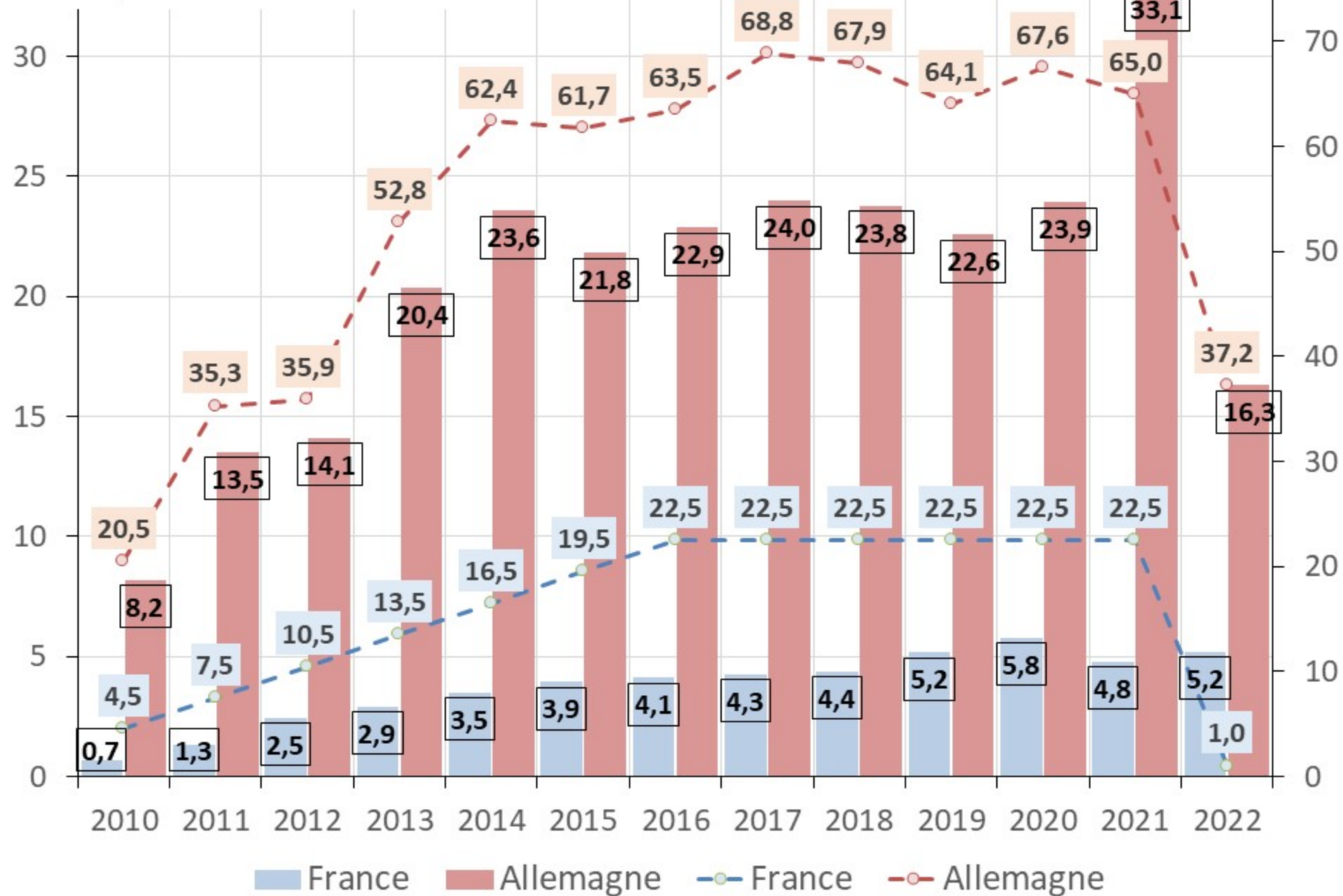
Impacts des ENR (éoliennes et PV) sur le marché

- 1. L'éolien bénéficie de prix d'achat garantis (FIT) ou d'un complément marché qui coûtent cher au consommateur final
- 2. L'éolien exerce des *effets d'éviction* sur le nucléaire obligé à faire du « suivi de charge » donc de compenser l'intermittence des renouvelables (d'où un manque à gagner)
- 3. La prise en compte du coût du stockage-déstockage des énergies intermittentes c'est-à-dire des coûts « système » renchérit le prix de revient du kWh (coût de la flexibilité) mais cela n'est pas pris en compte dans la fixation des prix sur le marché(cf étude RTE ou étude Percebois-Pommeret)



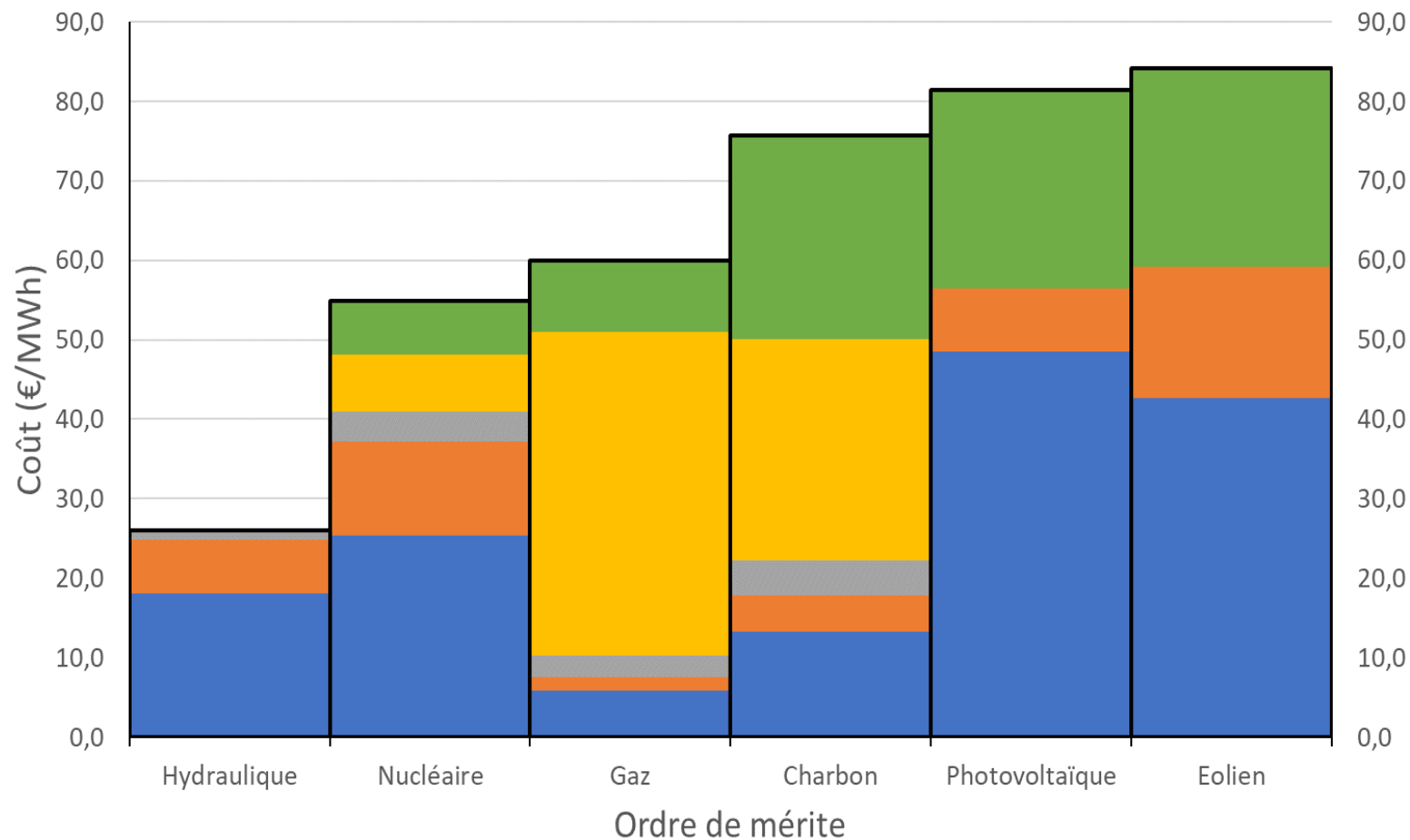
Soutien aux énergies renouvelables
électriques en Md€

Taxe CSPE et EEG-Umlage en €/MWh

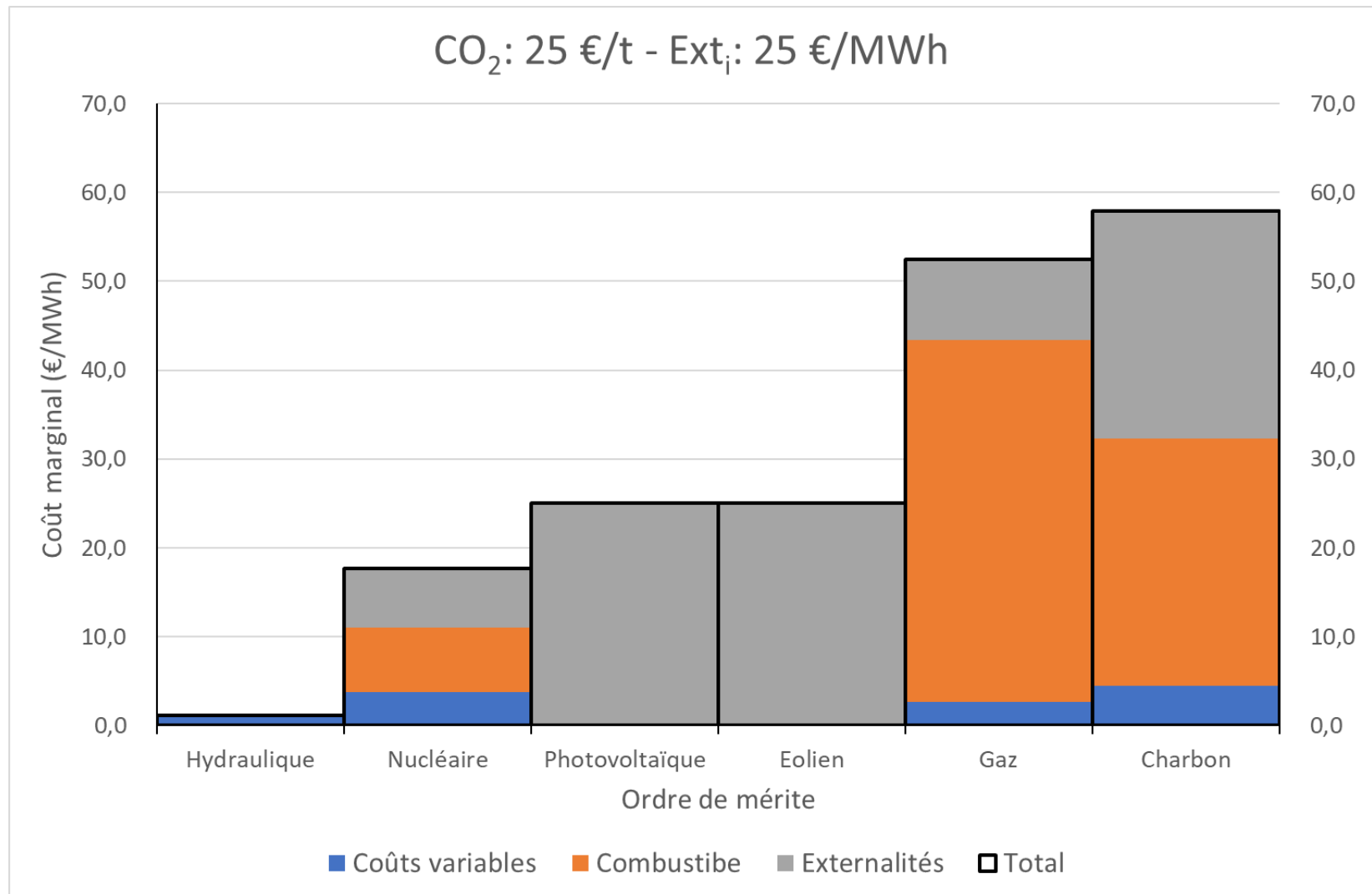


LCOE avec coûts « système » source webinaire Percebois-Pommeret

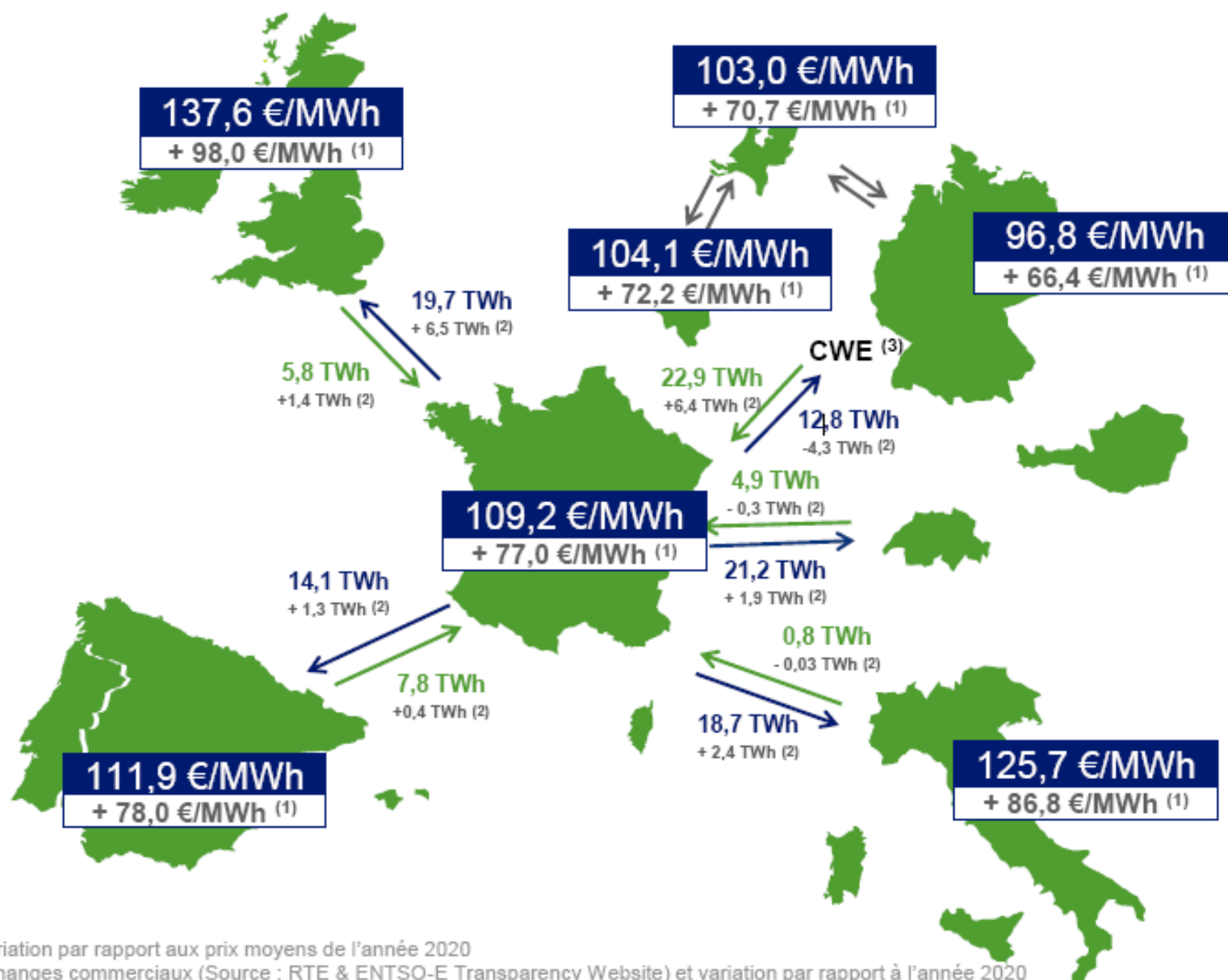
CO₂: 25 €/t - Ext_i: 25 €/MWh



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



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2021



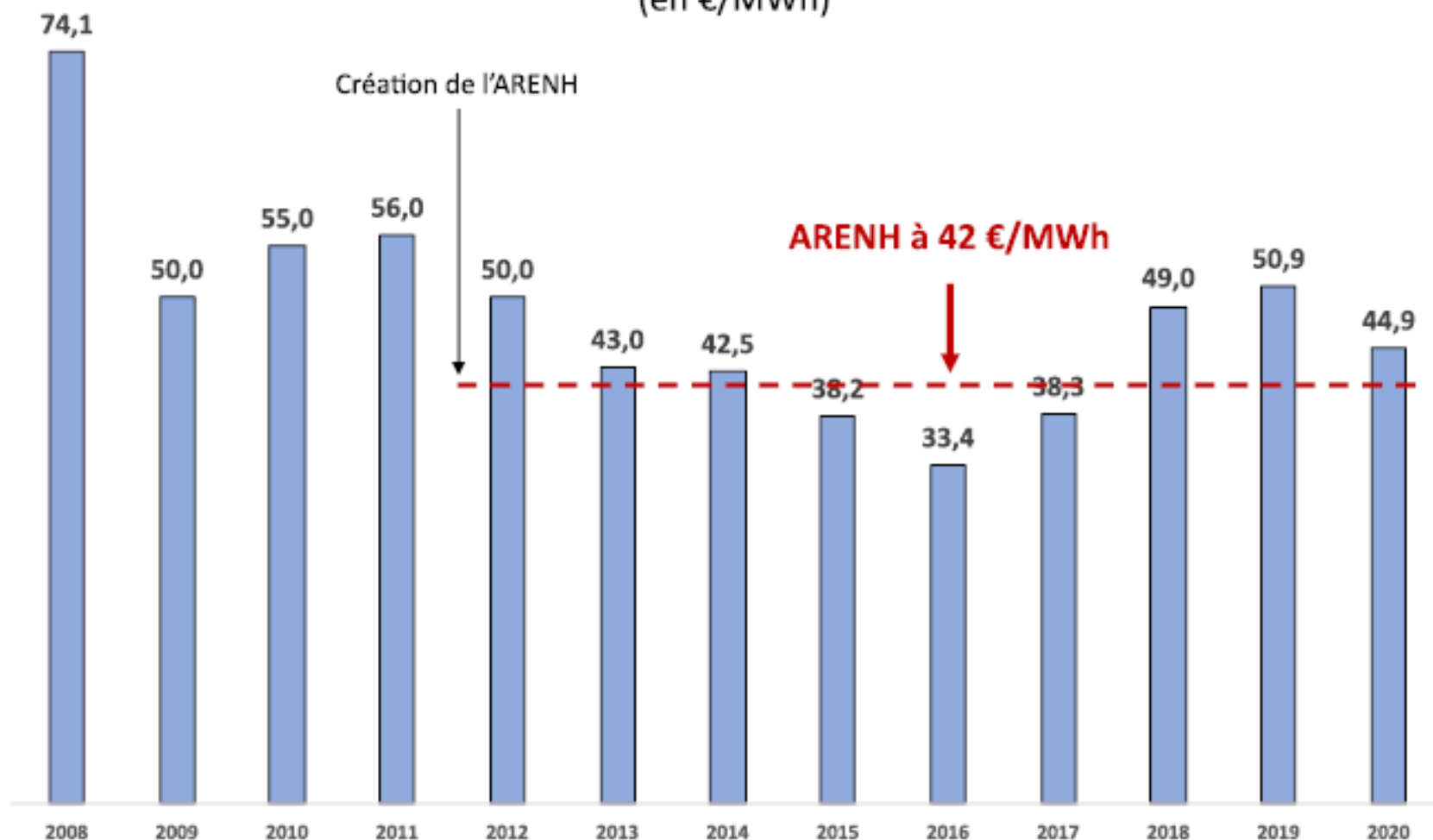
Les outils de la flexibilité électrique (coûts dits « système »)

- 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?**

Moyennes annuelles du prix de l'électricité sur le marché de gros à terme,
pour une livraison à n+1
(en €/MWh)



Evolution des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs (en TWh)

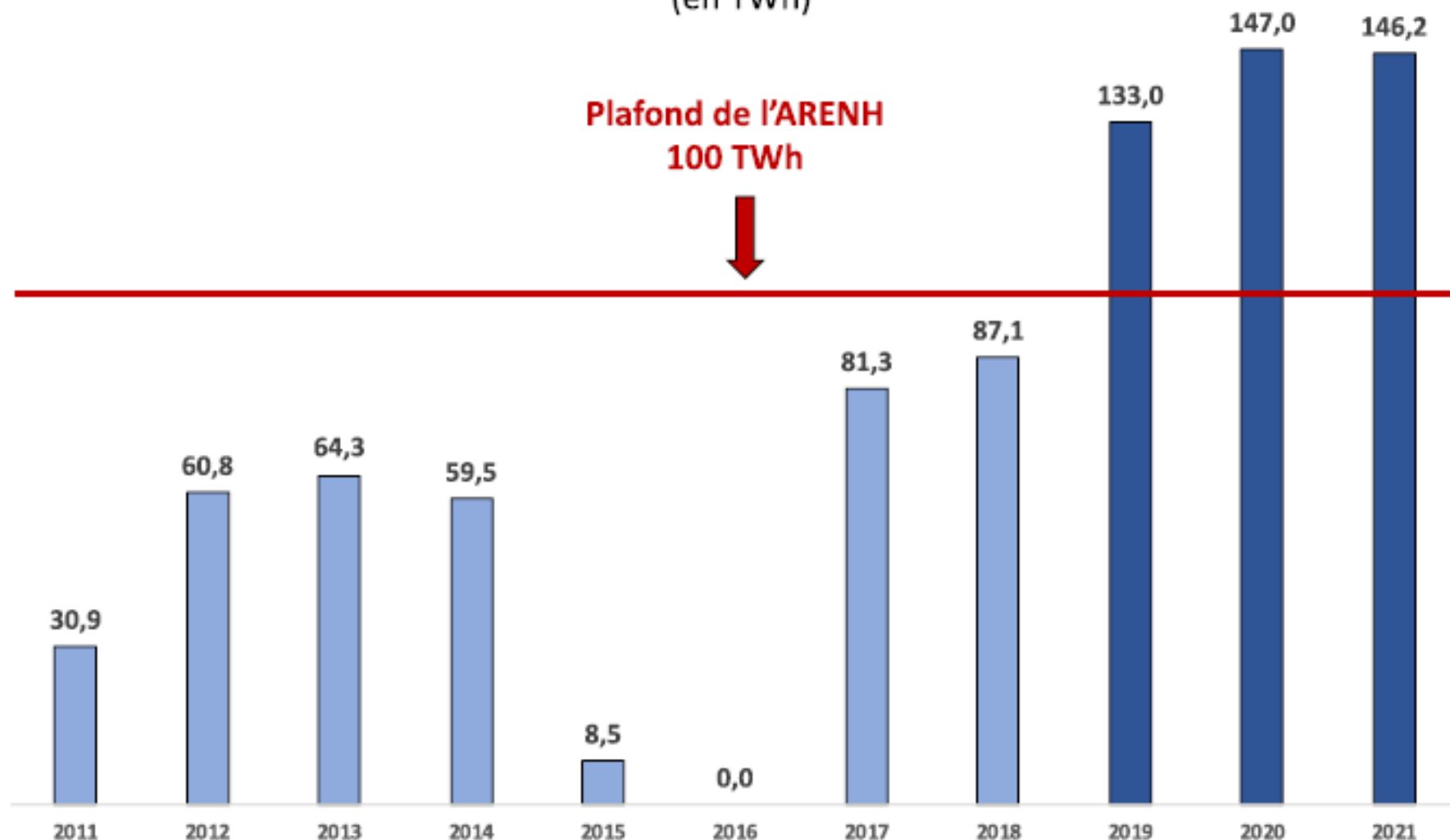
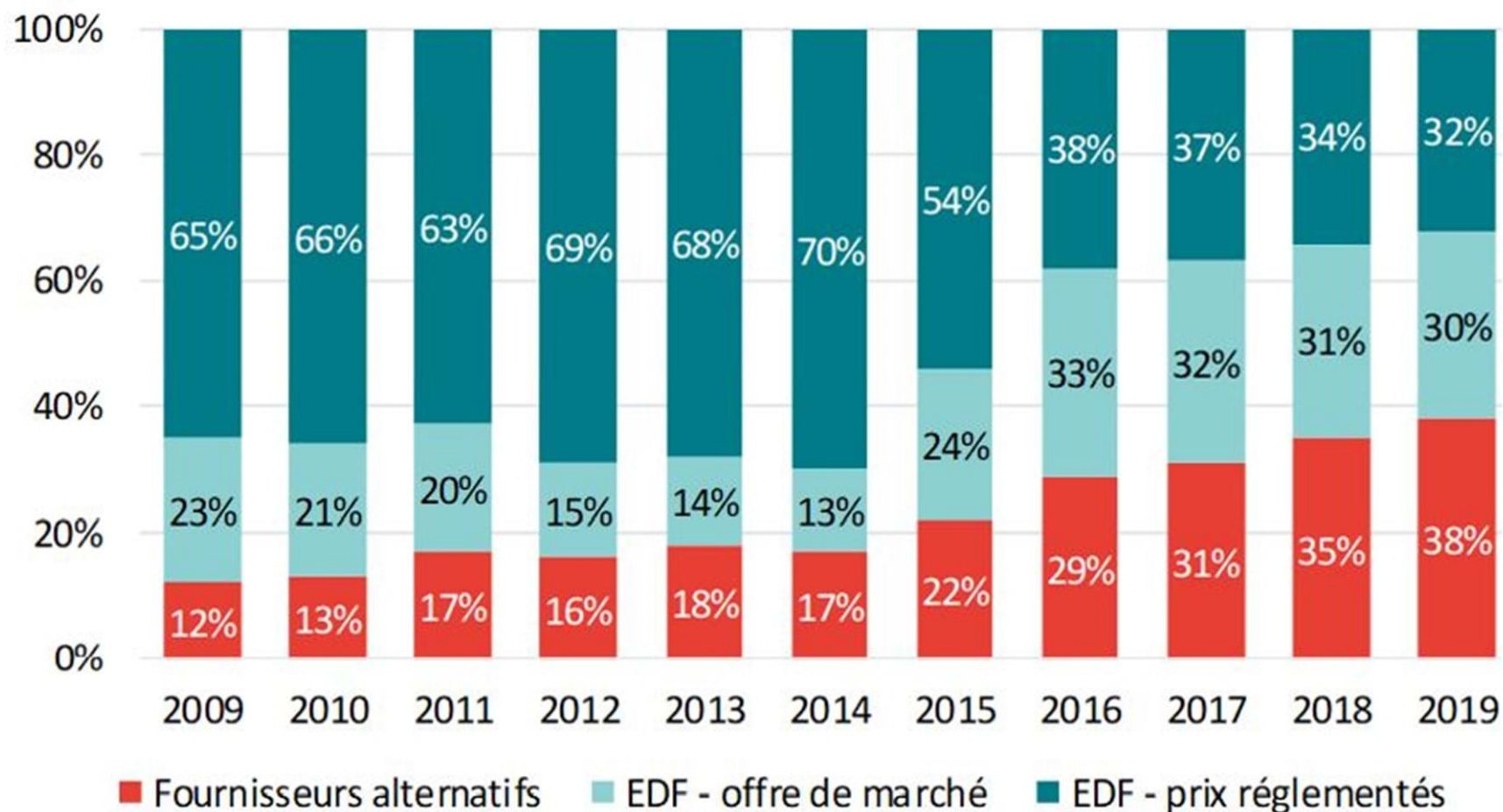
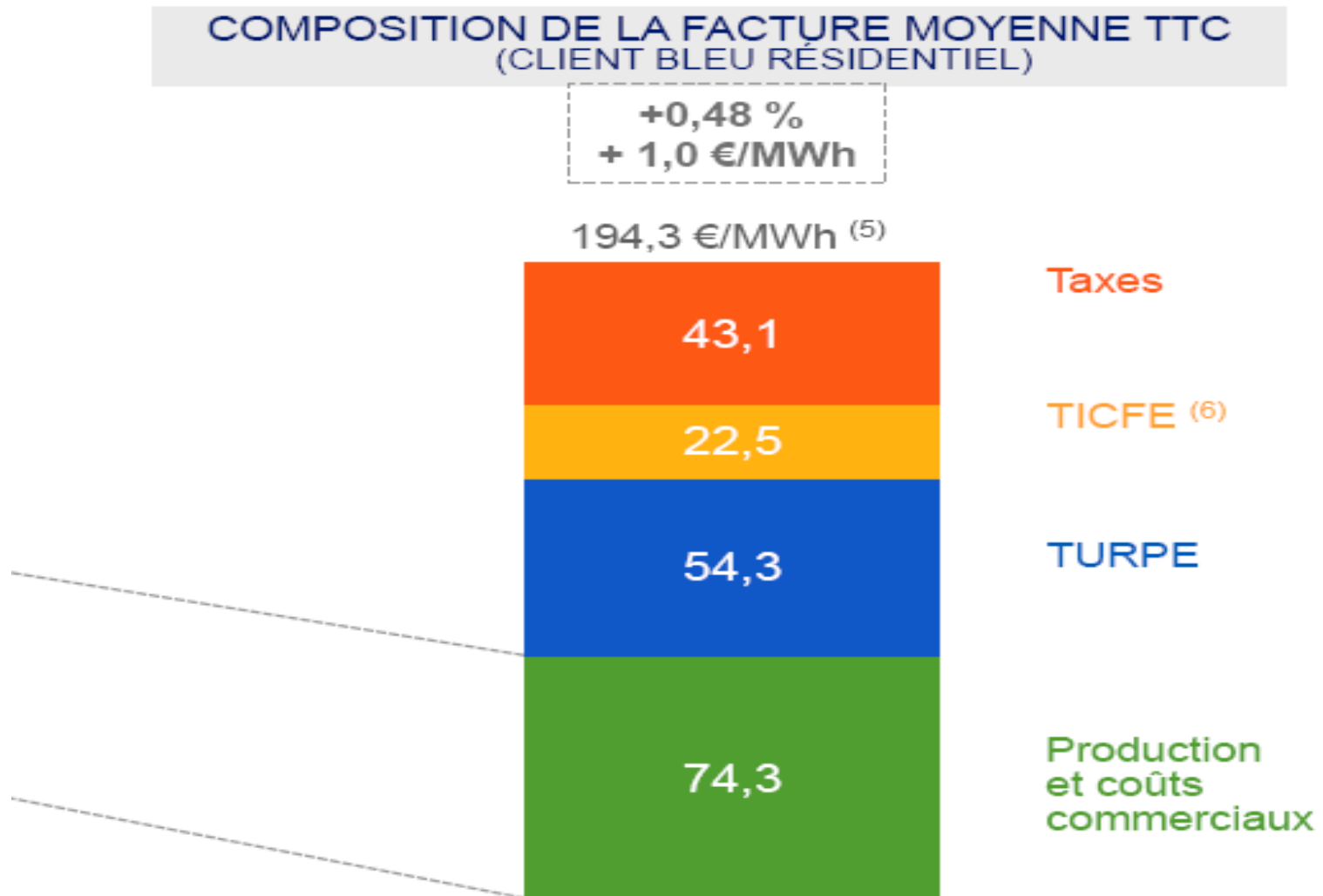


Figure 2 **Part de marché d'EDF sur le marché de détail**



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

Prix du kWh TTC en 2021 (TRV)



(3) Y compris le coût des obligations CEE

(4) Solde de la sur-couverture 2018 + rattrapage lié au gel tarifaire de début 2019 + coût commerciaux 2020

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

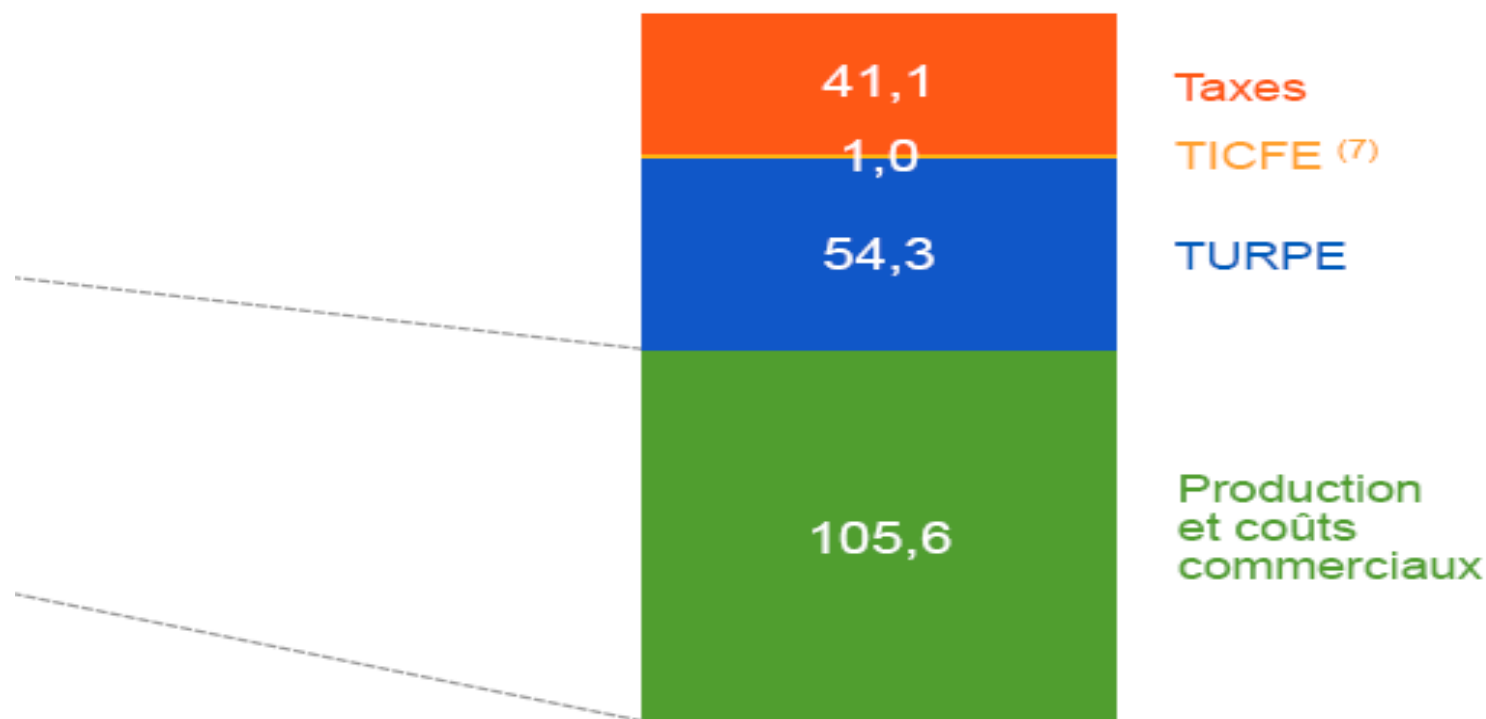
(6) Ex CSPE

Prix du kWh TTC en 2022 (TRV)

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

+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

Destination de l'ARENH en 2022

Destinataires	Volumes en TWh
Fournisseurs alternatifs (vol normal)	100 (à 42 euros/MWh)
Fournisseurs alternatifs (vol exceptionnel)	20 (à 46,2 euros/MWh)
RTE et Enedis (compensation des pertes de réseaux)	25 (à 42 euros/MWh)
Total	145 (production nucléaire prévisible en 2022: 300 TWh, contre plus de 400 en 2012)

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'écèlement* sur ces droits Arenh en cas de dépassement du plafond de 100 TWh
- Le *taux d'écèlement* 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 écèlement)
- 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 »)

Mesures pour limiter la hausse du TRV à 4% en 2022

- 1. La hausse aurait dû être de 35% TTC soit 44% HT; limiter la hausse à 4% va coûter 16 milliards d'euros
- 2. L'Etat prend à sa charge 50% de ce coût en faisant passer la TICFE de 22,5 euros/MWh à 0,5 euro/ MWh (ou 1euro selon les consommateurs) soit une « perte » fiscale de 8 milliards d'euros environ;
- 3. EDF prend à sa charge le solde du coût soit 50% en augmentant le volume d'ARENH (électricité nucléaire vendue à prix coûtant de 42 euros le MWh depuis le 1^{er} janvier 2012 et non au prix du marché de gros) ce qui permet à ses concurrents de limiter le coût du « complément marché » et par ricochet ce qui permet de limiter un peu le « complément marché » du TRV puisque la part du nucléaire dans le calcul du TRV va augmenter un peu. Le prix de l'ARENH pour les 20 TWh de nucléaire supplémentaires est en contrepartie un peu revalorisé passant de 42 à 46,2 euros/MWh. EDF devrait appliquer le même principe à ses « offres de marché »
- Comme EDF a vendu une partie de cette électricité nucléaire sur le marché à terme (à un prix plus faible que les prix actuels sur le spot, de l'ordre de 90 euros/MWh ?) EDF devra acheter ces 20 TWh d'électricité sur le spot, à un prix élevé (200 à 250 euros/MWh), pour respecter cet engagement. Coût pour EDF: entre 3 et 4 milliards d'euros
- A cela s'ajoute le manque à gagner lié à la non revalorisation intégrale du TRV, soit environ 4 milliards d'euros. Ce manque à gagner manquera lorsqu'il faudra procéder au financement des nouveaux investissements

Quelles réformes pour l'ARENH?

- **Solution 1. Suppression de l'ARENH (en 2025 voire dès 2022); l'ARENH a permis aux alternatifs de conquérir une large part du marché français donc le mécanisme a rempli sa mission (50% en volume de la consommation des professionnels et 26% de celle des particuliers fournis en 2021 par les alternatifs)**
- **Solution 2. Augmentation du volume de l'ARENH (150 TWh soit 40% voire 50% du nucléaire mais avec un prix revalorisé... à 50 euros/MWh minimum). *Problème*: la « spirale de la mort »... à chaque fois que les alternatifs vont gagner des parts de marché il faudra augmenter le volume d'ARENH... jusqu'à quand et jusqu'à quel niveau?**
- **Solution 3. Mettre en place un mécanisme de *corridor* (le nucléaire historique est vendu au prix du marché mais avec un prix-plafond et un prix -plancher; système généralisable à terme au nouveau nucléaire); le prix n'est pas fixe mais sa volatilité est faible. Irréaliste avec la volatilité actuelle**
- **Solution 4. Sauter le pas et opter pour 100% d'ARENH: *toute la production* de nucléaire est vendue à un prix régulé.... Cela doit être vrai pour EDF aussi d'où le projet de réforme du statut d'EDF (EDF « bleu » vend le nucléaire à EDF « vert » comme à ses concurrents). Le nucléaire devient une *essential facility*. Le problème c'est le risque du démantèlement d'EDF (avec risque d'OPA sur EDF « vert » et risque de faire d'EDF « bleu » un « actif échoué » à terme)**

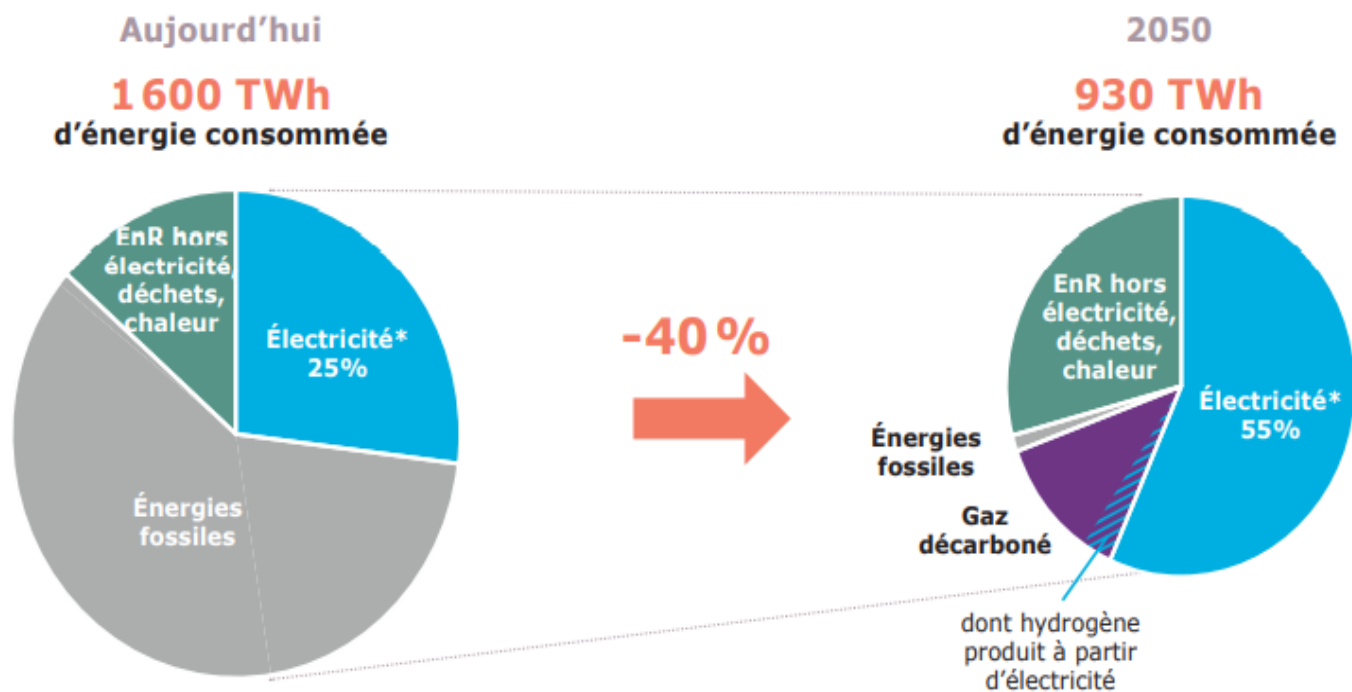
Les 4 questions au cœur des débats actuels

- **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

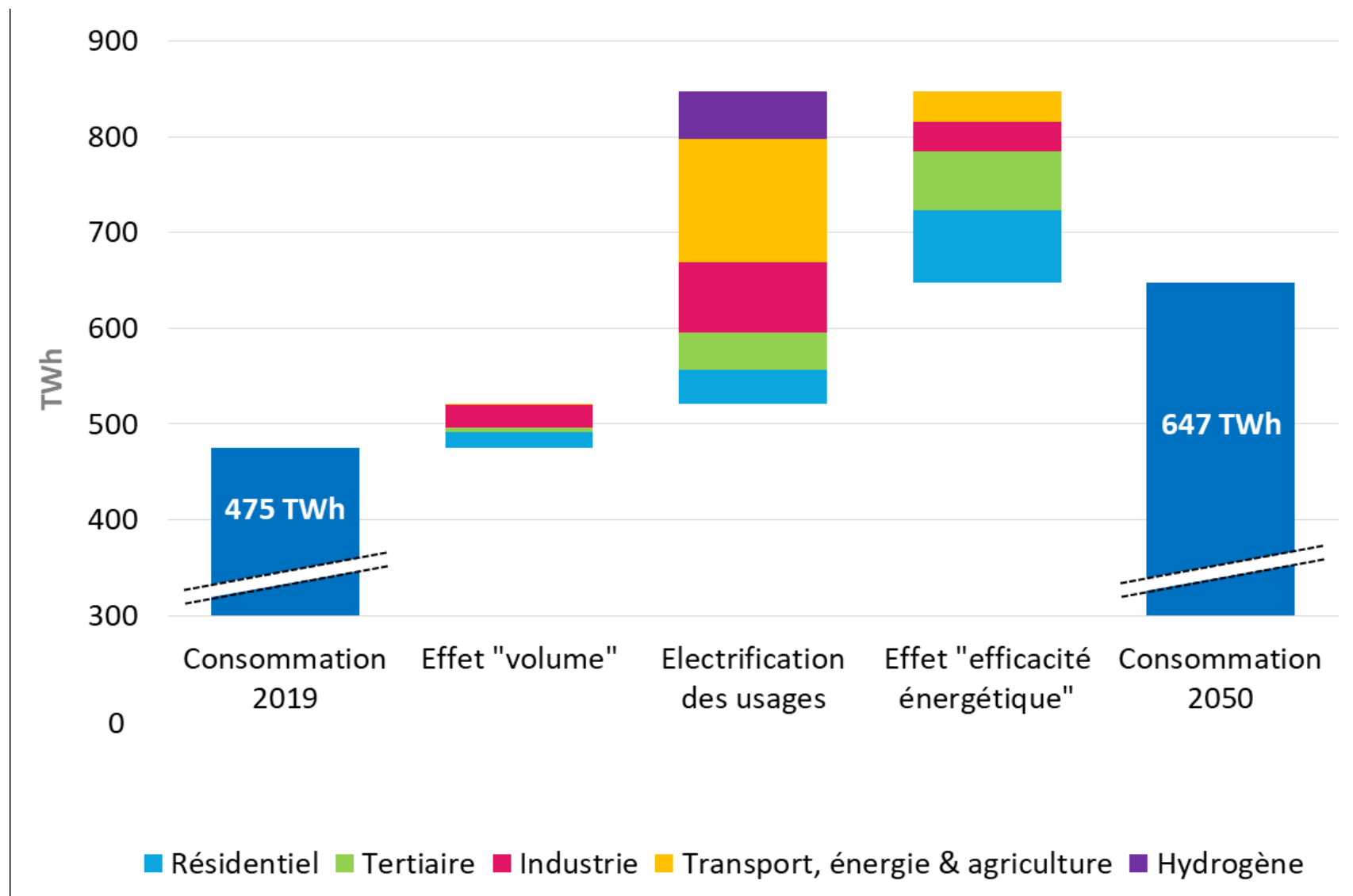
Figure 2

Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



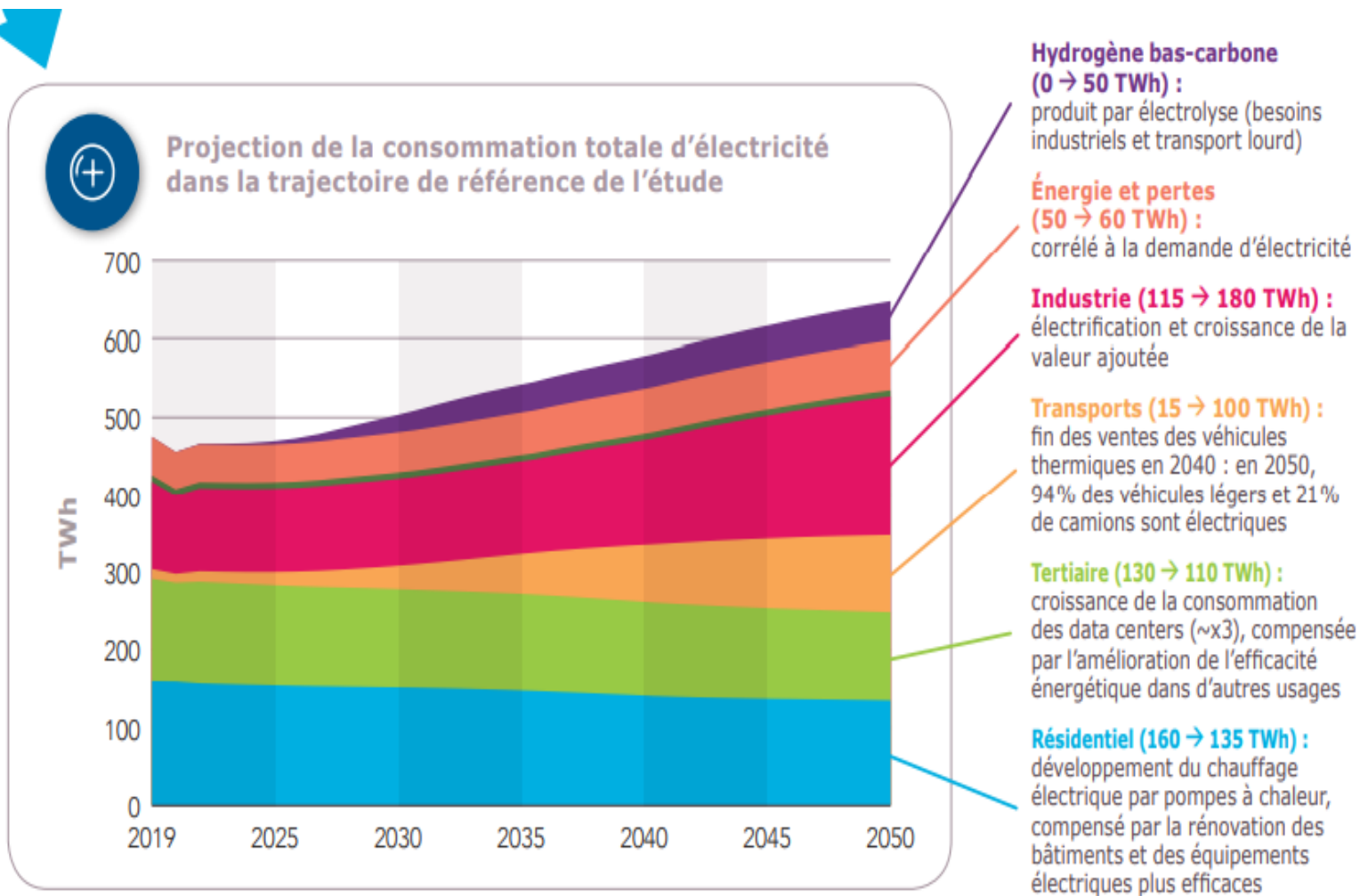
* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)
Consommation finale d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

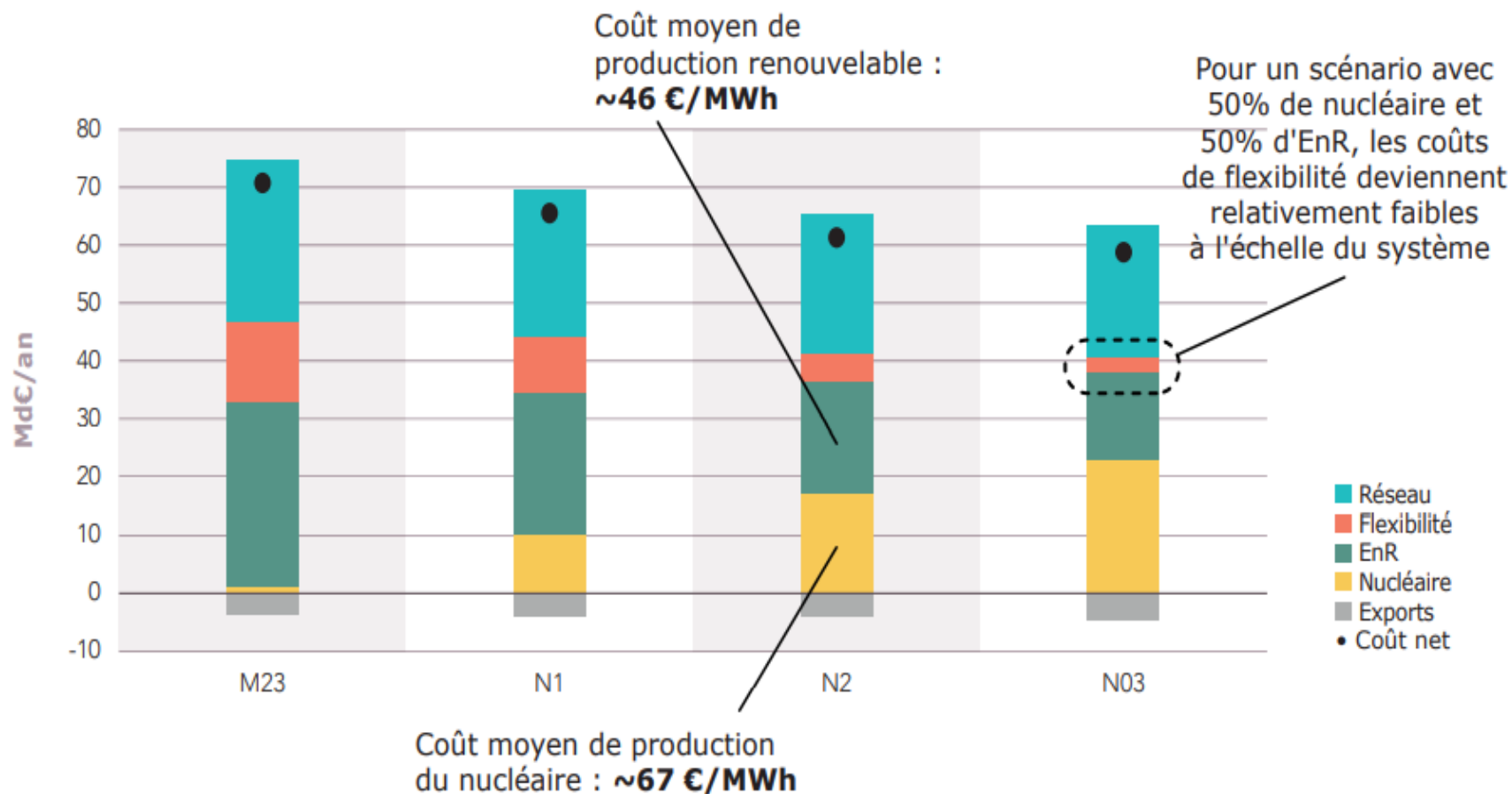
Poids respectifs de l'électrification des usages et de l'efficacité énergétique dans l'évolution possible de la consommation d'électricité en France à l'horizon 2050 (source RTE)



Evolution de la consommation d'électricité (RTE)

Traduction en
consommation
totale d'électricité =
consommation finale
+ pertes réseau
+ consommation
du secteur énergie
+ consommation
pour la production
d'hydrogène





* 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)

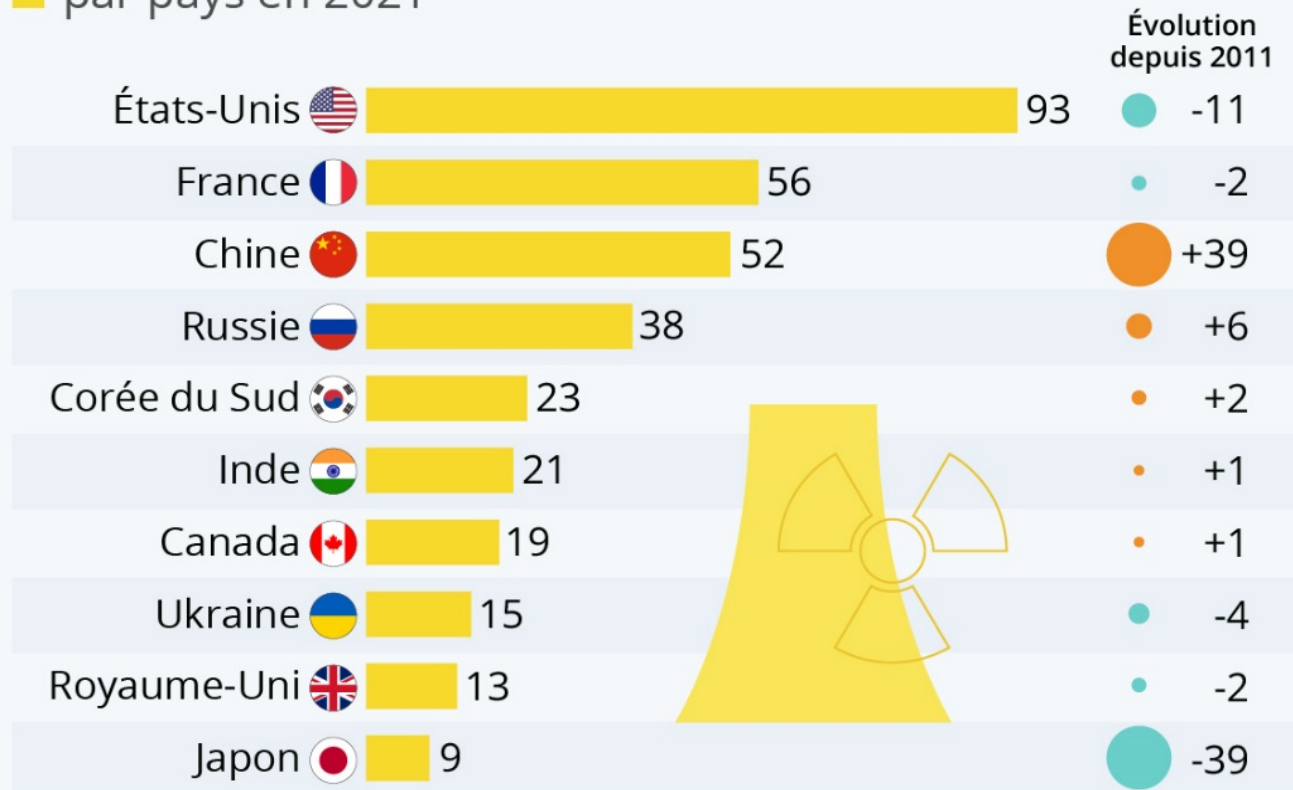
Principales conclusions des 6 scénarios RTE neutralité carbone 2050

(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 exclues)
- 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 pays avec le plus de réacteurs nucléaires

Nombre de réacteurs nucléaires en exploitation par pays en 2021



Source : World Nuclear Industry Status Report 2021



Le nucléaire en Europe (13 pays sur 27; en rouge ceux qui ont décidé de sortir; en rose ceux qui hésitent, en bleu ceux qui veulent en faire)

- **l'Espagne** (7 réacteurs, 7 121 MW)
- **la Belgique** (7 réacteurs, 5 930 MW)
- **l'Allemagne** (6 réacteurs, 8 113 MW)
- **la Suède** (6 réacteurs, 6 869 MW)
- la République tchèque (6 réacteurs, 3 932 MW)
- la Finlande (4 réacteurs, 2 794 MW)
- la Hongrie (4 réacteurs, 1 902 MW)
- la Slovaquie (4 réacteurs, 1 814 MW)
- la Bulgarie (2 réacteurs, 2 006 MW)
- la Roumanie (2 réacteurs, 1 300 MW)
- la Slovénie (1 réacteur, 688 MW)
- les Pays-Bas (1 réacteur, 482 MW).
- La France (56 réacteurs, 61 500 MW)
- **La Pologne (projet)**

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?**

La taxonomie: attention aux pièges

- *Taxonomie* (science de la classification) « verte »= classification d'activités ayant un impact favorable sur l'environnement
- *Acte délégué* = acte juridiquement contraignant émanant de la Commission européenne mais qui peut être modifié et invalidé par le Parlement européen ou le Conseil sous certaines conditions (sorte de décret)
- Cette taxonomie doit aider à trouver les financements
- Les ENR y figurent de plein droit
- Le nucléaire et le gaz avec certaines restrictions
- **Pour le gaz:** émettre moins de 270 gCO₂/kWh si permis de construire avant 2030 et moins de 100 gCO₂/kWh ensuite
- **Pour le nucléaire:** présenter des garanties pour le traitement des déchets et le démantèlement des installations. Permis de construire établi avant 2045 pour les nouvelles centrales et avant 2040 pour les travaux d'allongement de la durée de fonctionnement du parc actuel
- Ces contraintes pourraient paradoxalement inciter à accélérer le passage à la 4^{ème} génération?

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



9 791090 293878

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