

MIDI MINATEC

Quelles réformes du marché de l'électricité?

Jacques PERCEBOIS

Professeur (Emérite) à l'Université de Montpellier

Doyen Honoraire de la Faculté d'Economie

Directeur du CREDEN

Grenoble, 18 novembre 2022

Nucléaire 69,0%

Hydraulique 12,0%

Éolien 7,0%

Solaire 2,7%

Bioénergies 1,9%
(biogaz, biomasse, déchets ménagers)

Gaz 6,3%

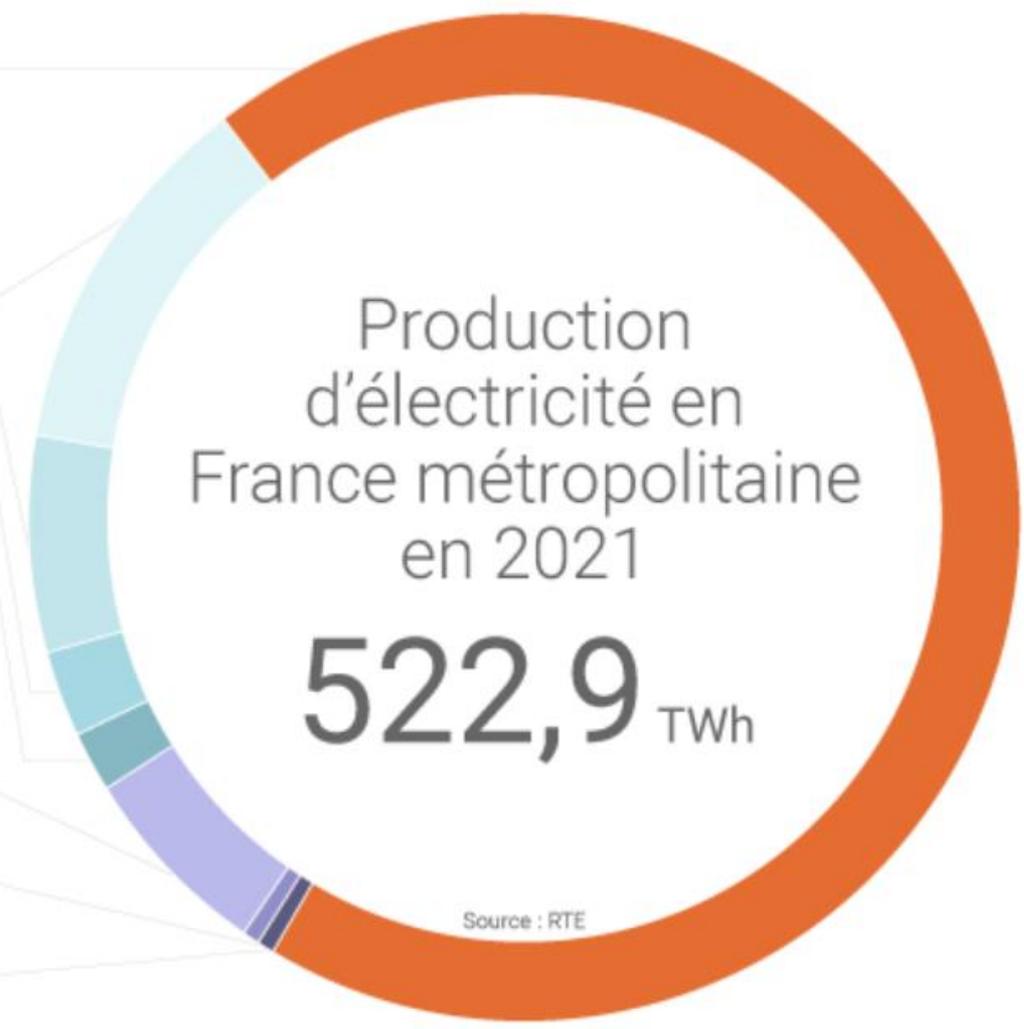
Charbon 0,7%

Fioul 0,4%

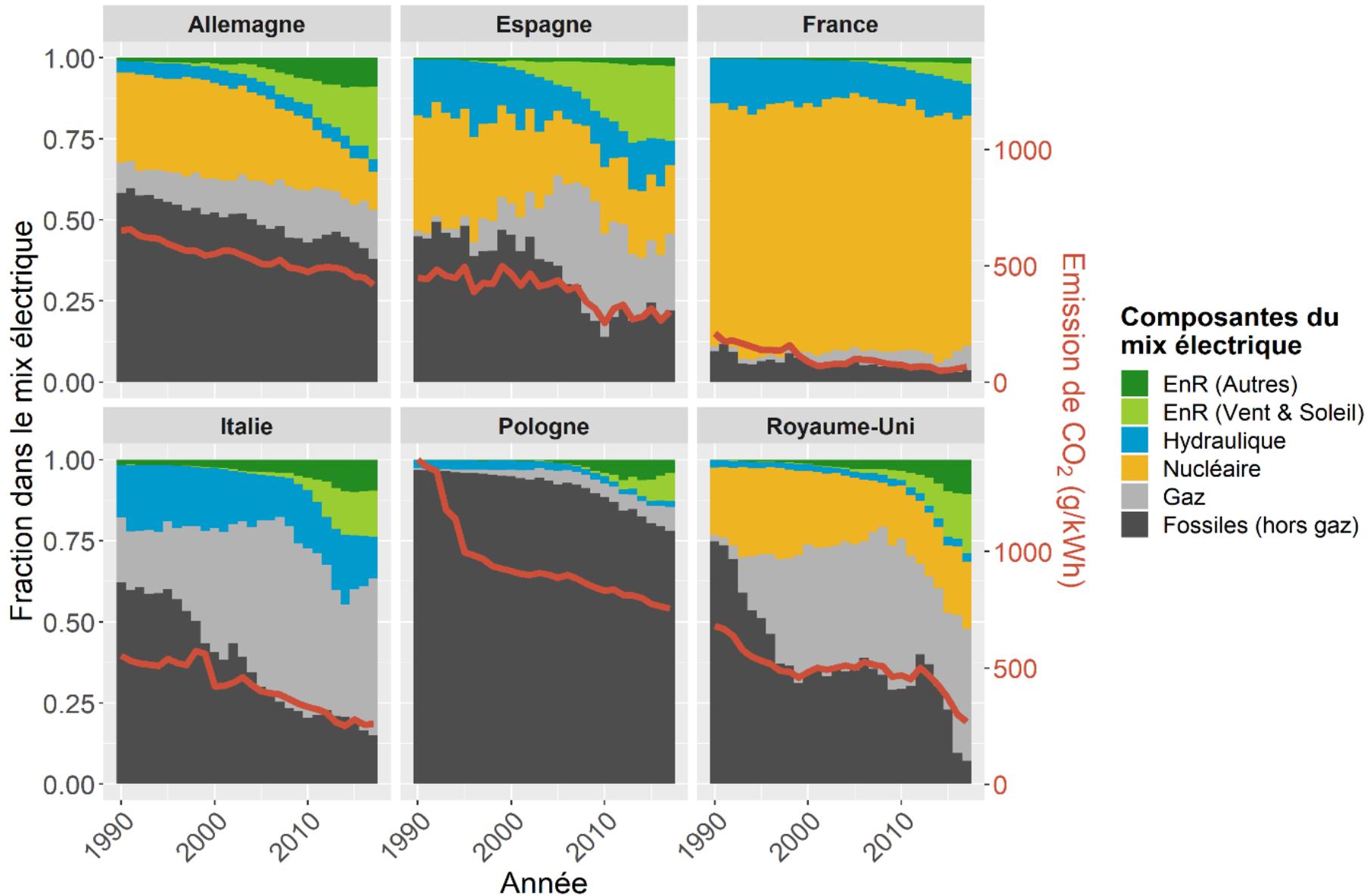
Production
d'électricité en
France métropolitaine
en 2021

522,9 TWh

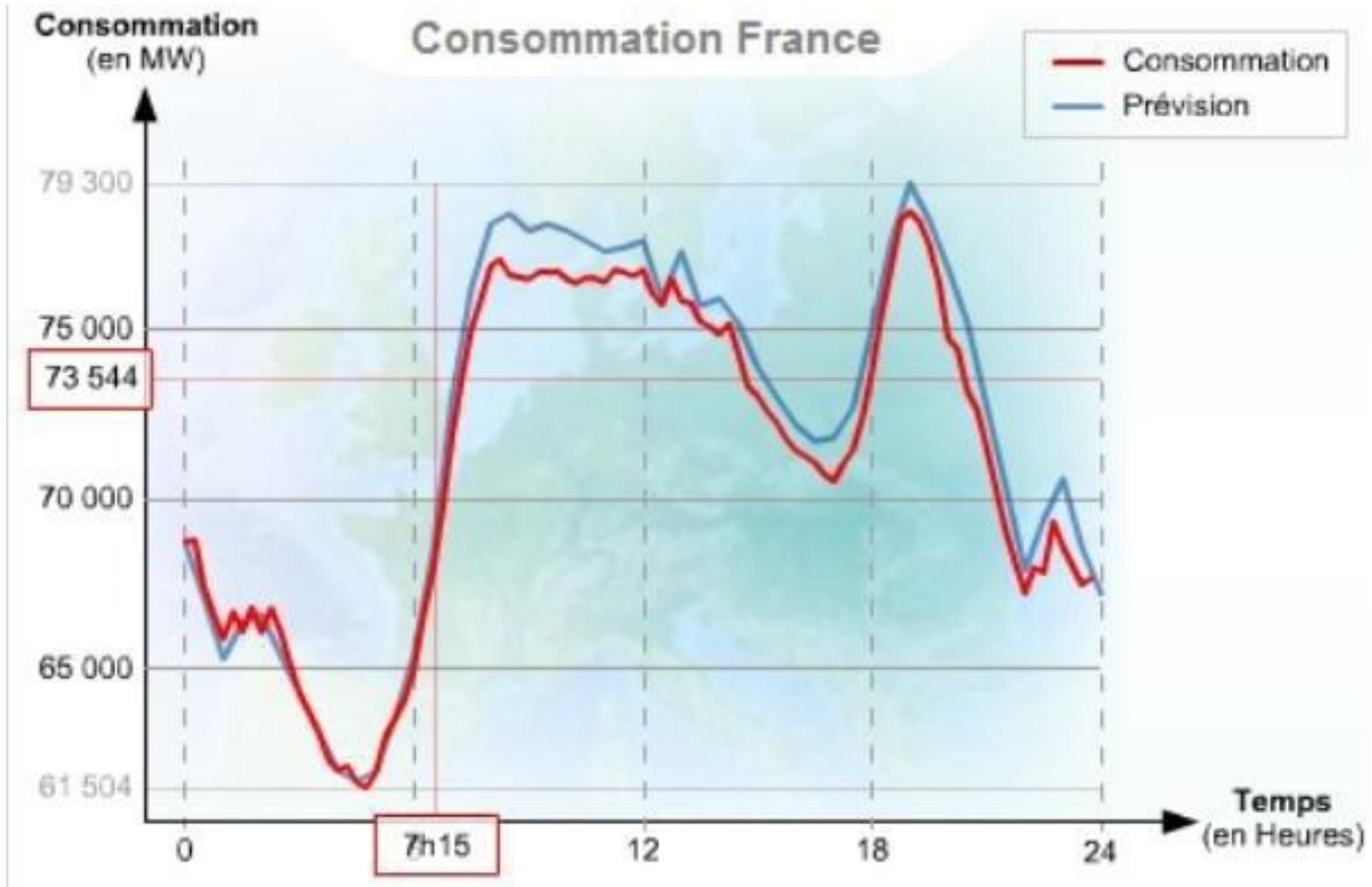
Source : RTE



Mix électrique des 6 pays les plus peuplés de l'U.E. (1990-2018) : la décarbonation est inégale en Europe
 (source: Percebois-Pommeret, REE, n°3, juillet-août 2020)



Daily load curve in France (MW /hour)

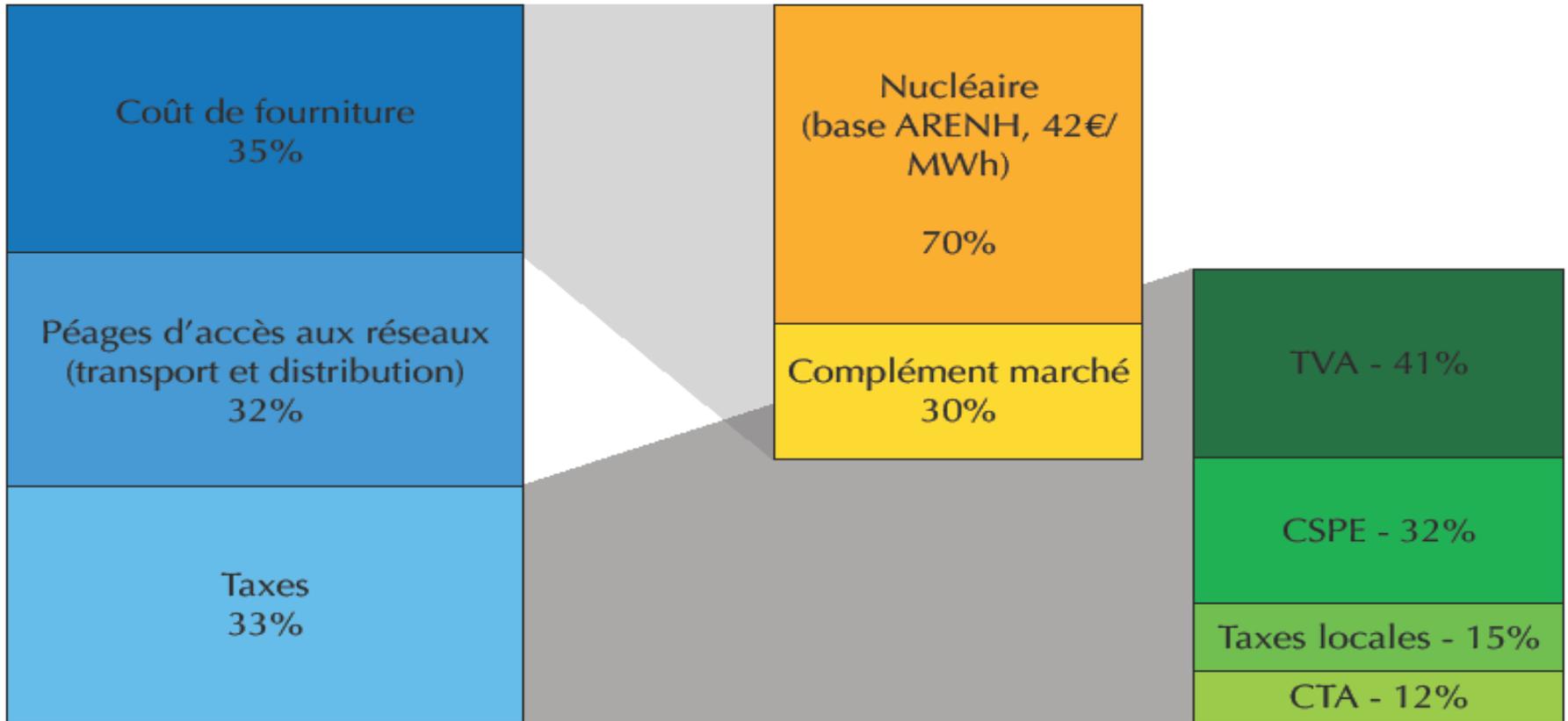


Structure du prix du kWh (TRV) en France : principe de départ mais tenir compte aussi..

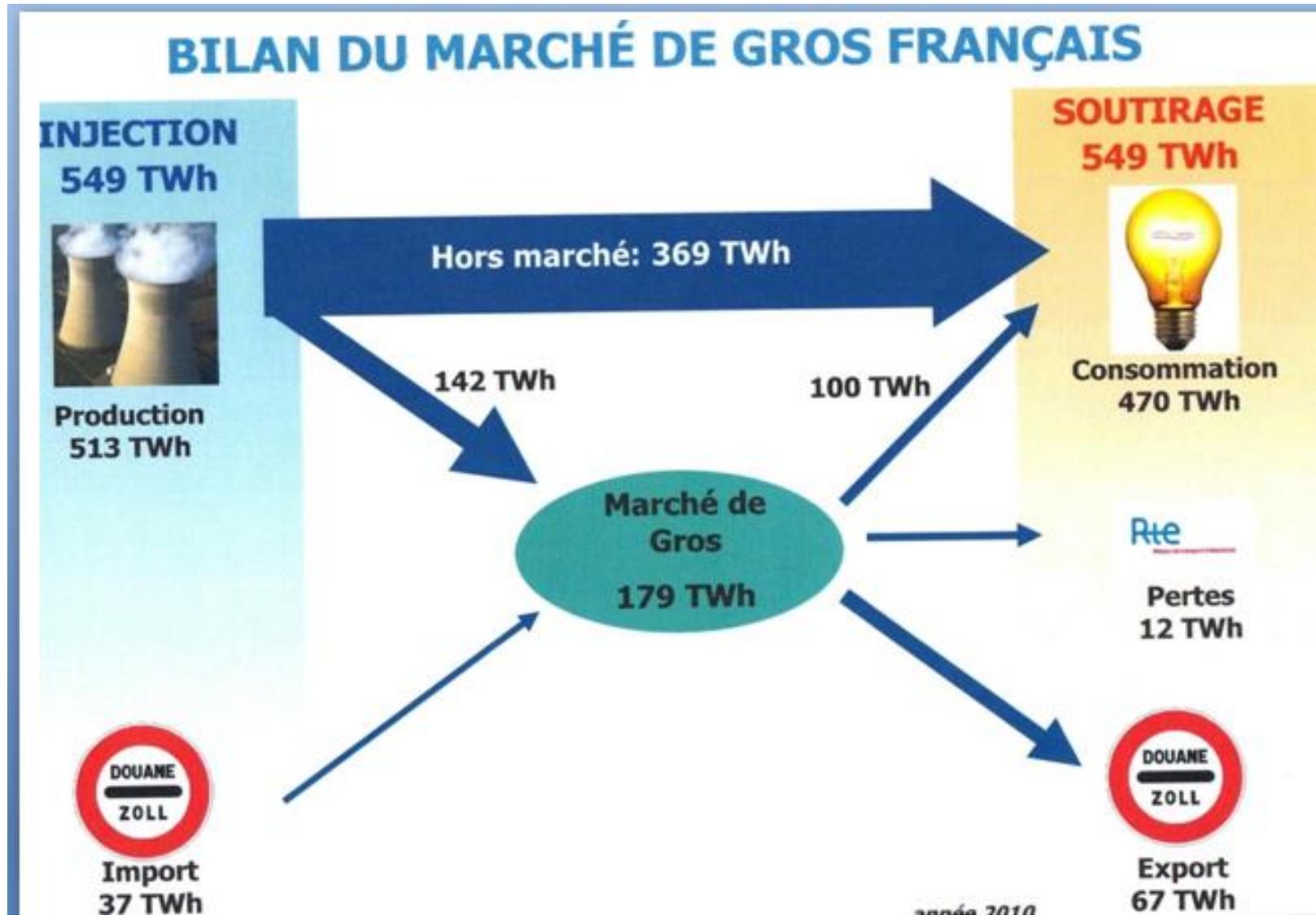
Principe de « contestabilité » du TRV

Mécanisme de l'écrêtement des droits ARENH

ce qui réduit le poids de l'ARENH dans 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 »)



Situation en 2022 en Europe

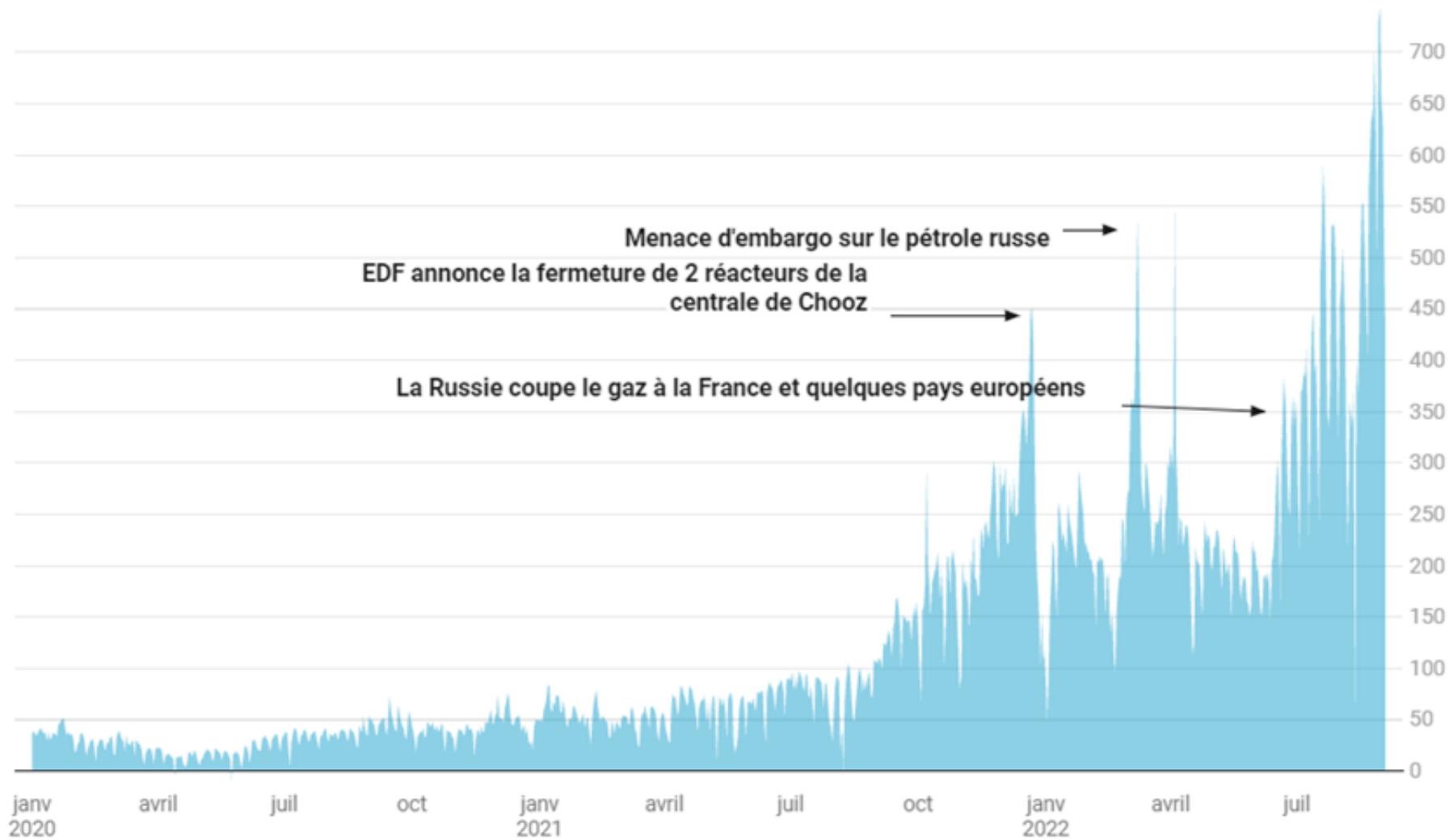
Les 2 raisons de l'envolée des prix de gros sont

- 1) la hausse du prix du gaz
- 2) le manque de capacité de production pilotable d'électricité; on ne peut pas grand-chose sur la première mais on peut agir sur la seconde (investir!)

Comme l'électricité ne se stocke pas (à grande échelle dans des conditions économiques) il faut prévoir une marge de puissance pour éviter la défaillance donc accepter la surcapacité en puissance installée (prime d'assurance). Le marché préfère la sous-capacité à la surcapacité pour des raisons de rentabilité (éviter les « stranded costs » ou coûts échoués). Mais la sécurité d'approvisionnement requiert d'opter plutôt pour la surcapacité.

Prix de l'électricité sur le marché de gros (Epex Spot France)

■ Prix en euros / MWh

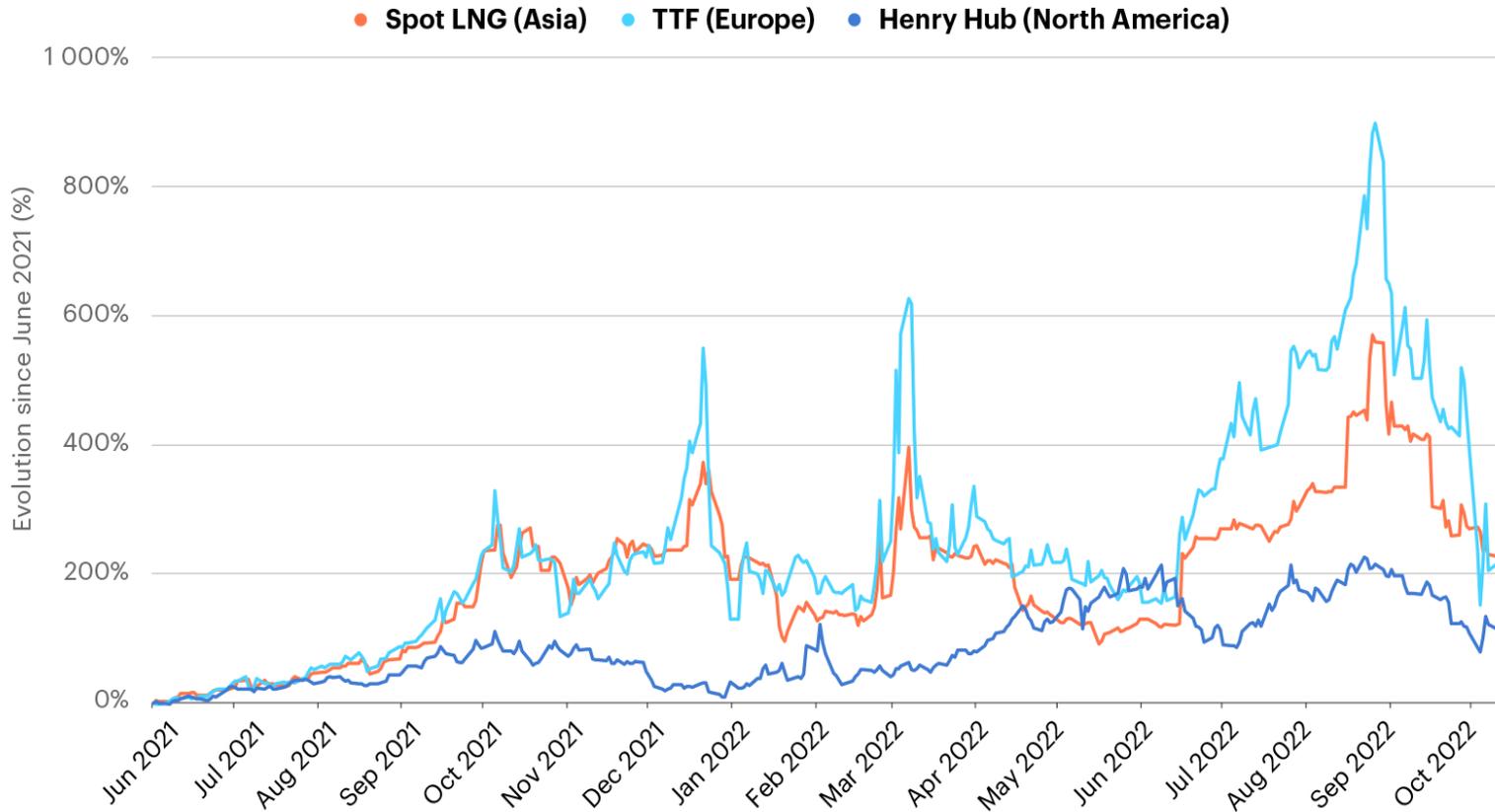


Prix mis à jour du lundi au vendredi à partir de 14h.

Graphique: Selectra • Source: Nord Pool Group • [Insérer](#) • Créé avec [Datawrapper](#)

Evolution of key regional natural gas prices since mid-2021

IEA analysis



MARCHÉ DU CO₂



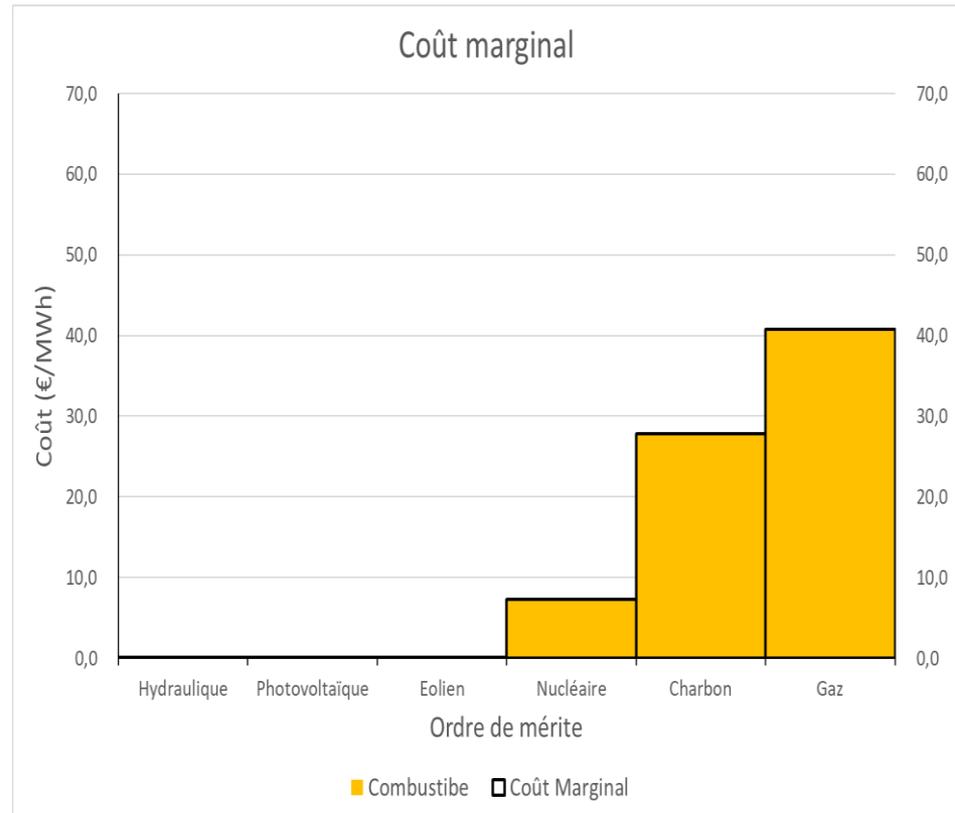
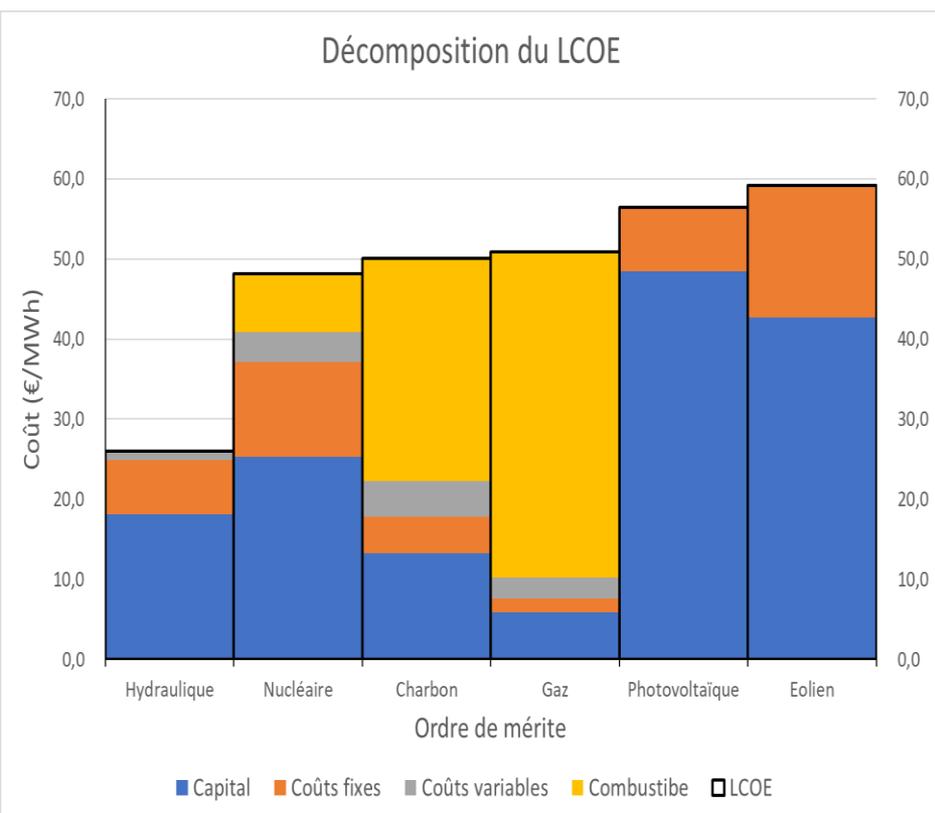
RTE France Nuclear Generation MW

— 2013 — 2014 — 2015 — 2016 — 2017
— 2018 — 2019 — 2020 — 2021 — 2022



The Daily Shot[®]

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

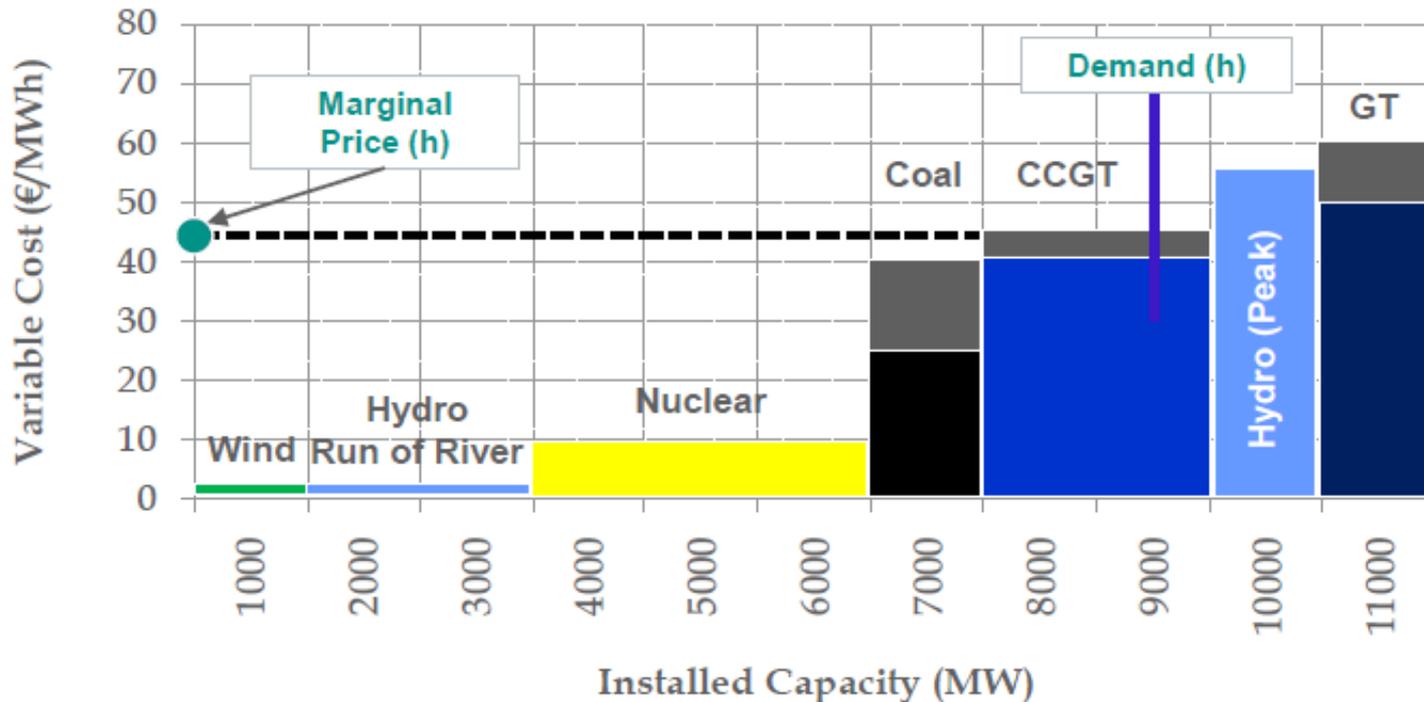


- Graphe de gauche : coût moyen actualisé de l'électricité
- Graphe de droite : coûts liés au seul combustible.

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

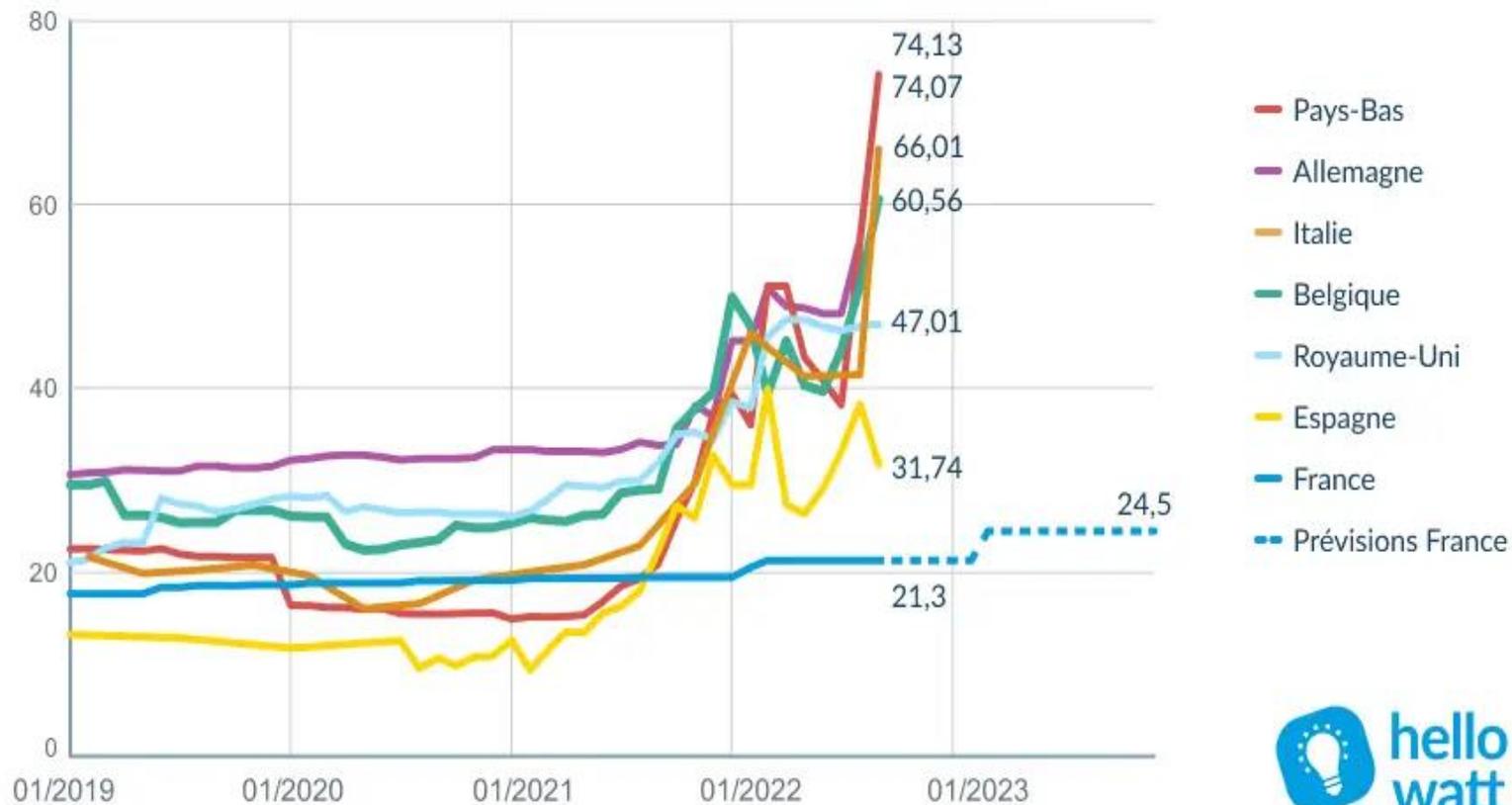
On appelle les centrales dans l'ordre des coûts marginaux croissants
(ne pas confondre coût marginal et coût moyen)

- 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

Évolution du prix de l'électricité en Europe (c€/ kWh)

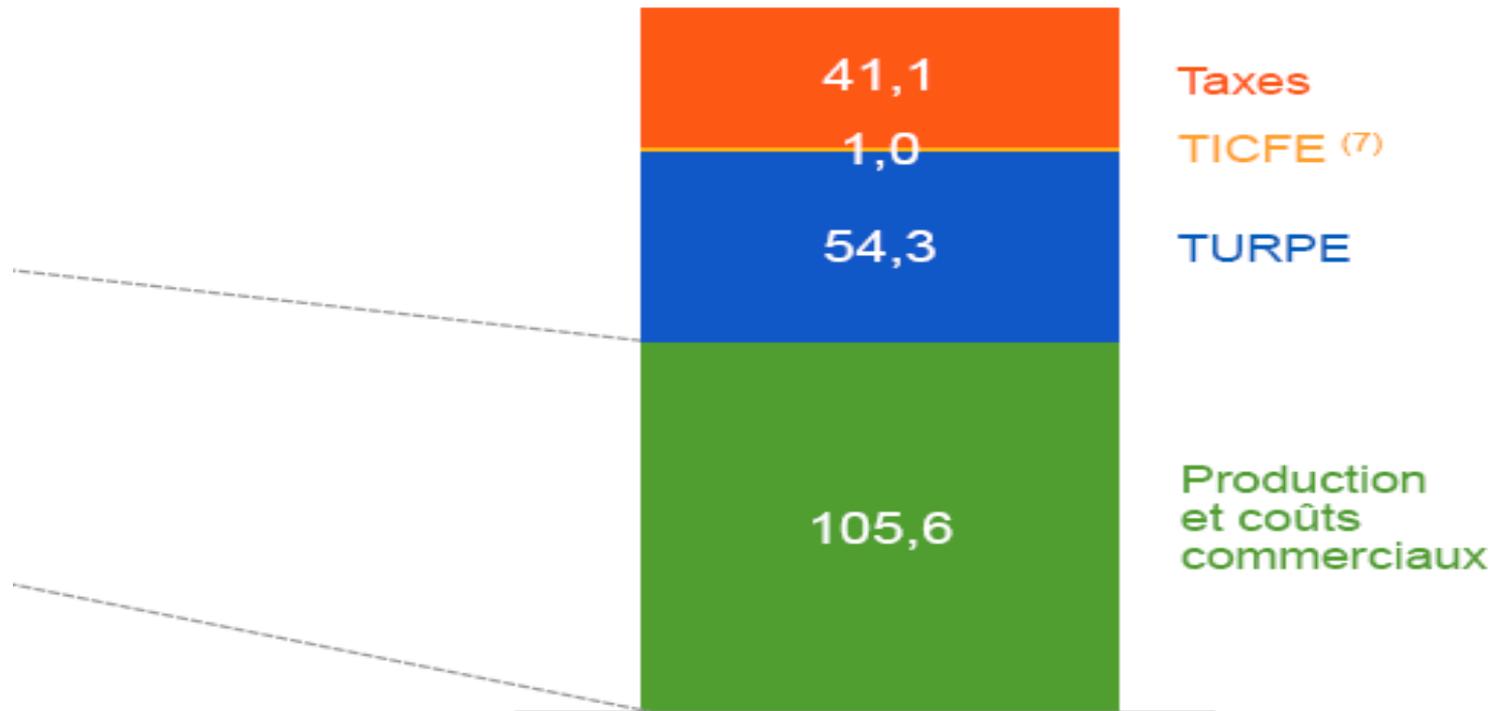


Prix du kWh TTC en 2022 (TRV)

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)

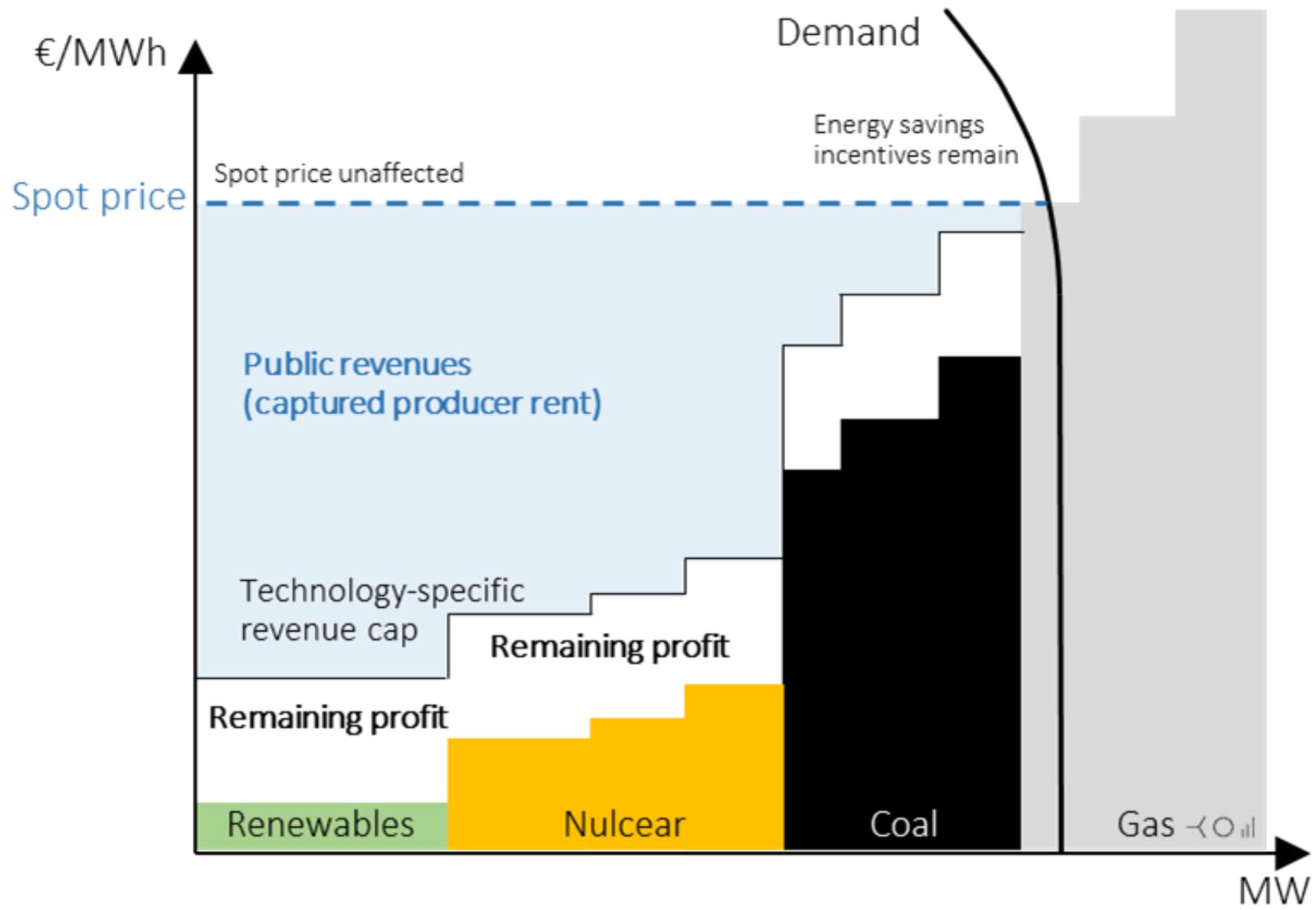
(6) Compte tenu des arrondis, le total n'est pas rigoureusement égal à la somme des composantes.

(7) Ex CSPE

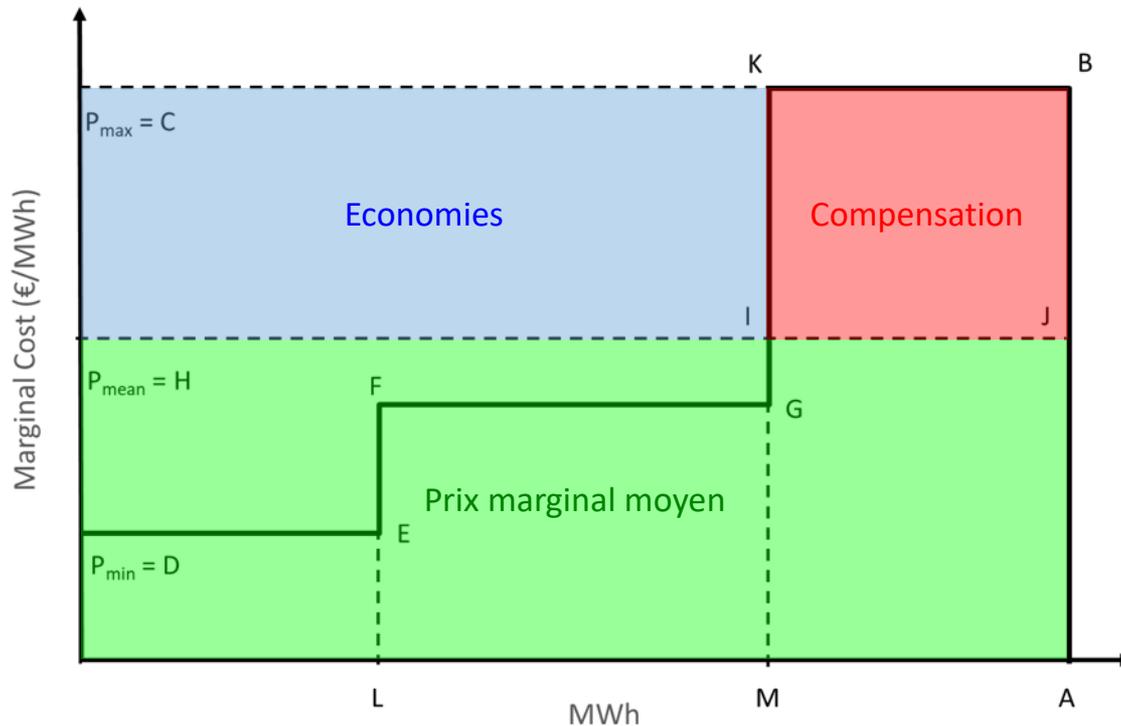
Les solutions envisagées pour réformer le marché

- **Solution 1. Maintien de la fixation des prix de gros sur la base des coûts marginaux mais incitations à réduire fortement la demande d'électricité**
 - à défaut d'augmenter l'offre on réduit la demande (« destruction de demande »)
- **Solution 2. Mettre en œuvre des enchères du type pay as bid sur le marché de gros.**
 - Chaque producteur annonce le prix qu'il souhaite (en général fondé sur le coût marginal, c'est-à-dire le coût de fonctionnement de sa centrale) mais au lieu de percevoir le prix limite, c'est-à-dire le prix calé sur le coût marginal de la centrale marginale, il perçoit le prix qu'il a demandé. Le régulateur peut ensuite fixer un prix pour le consommateur résultant de la moyenne des prix accordés aux producteurs, en commençant par les moins exigeants. Il faut s'assurer que les producteurs, anticipant la « malédiction du vainqueur », ne gonflent pas artificiellement leurs enchères
- **Solution 3. Pratiquer un « merit order » fondé sur la moyenne pondérée des coûts marginaux.**
 - Cette solution est accompagnée d'une compensation éventuelle pour les centrales marginales dont les coûts sont supérieurs à cette moyenne (cf J Percebois et Stanislas Pommeret Revue de l'Energie n° 662, 2022)

**Solution 2. Merit-order « pay as bid » mais avec un complément de rente.
Instauration d'un « revenu-cap » pour les centrales infra-marginales (cf Hirth)**



Solution 3. Prix d'équilibre = moyenne horaire pondérée des coûts marginaux (J. Percebois et S. Pommeret)



MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

Jacques Percebois*, Stanislas Pommeret**

98210

Mots-clés : marché de l'électricité, marché du gaz, coût marginal, merit order, TRV

Sur le marché de gros de l'électricité le prix d'équilibre se fixe chaque heure sur la base du coût marginal de la dernière centrale appelée, une centrale à gaz une bonne partie du temps. L'envolée des prix du gaz depuis fin 2021 explique dès lors largement la hausse du prix de l'électricité. Cet article propose de réformer le système en optant pour une fixation des prix sur la base de la moyenne horaire des coûts marginaux avec, pour les centrales dont le coût marginal est supérieur à cette moyenne, une compensation financière couvrant la différence. Cela permettrait de limiter le montant du «complément marché» dans le calcul du tarif réglementé de vente (TRV) payé par le consommateur final.

Le consommateur français d'électricité, en particulier celui qui bénéficie encore du tarif réglementé de vente (TRV) fixé par les pouvoirs publics sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), a du mal à comprendre pourquoi le prix qu'il paie est, une bonne partie du temps, calé sur le prix international du gaz naturel importé, alors que la part du gaz dans la production d'électricité française ne dépasse guère 6 à 7%. La structure de la production d'électricité de la France était en 2021 la suivante : 69 % d'origine nucléaire, 12 % d'origine hydraulique, 6,3 % issus du gaz naturel, 0,7 % du charbon, 0,4 % du fioul, le solde, 11,6 %, étant fourni par des renouvelables (solaire, éolien et biomasse).

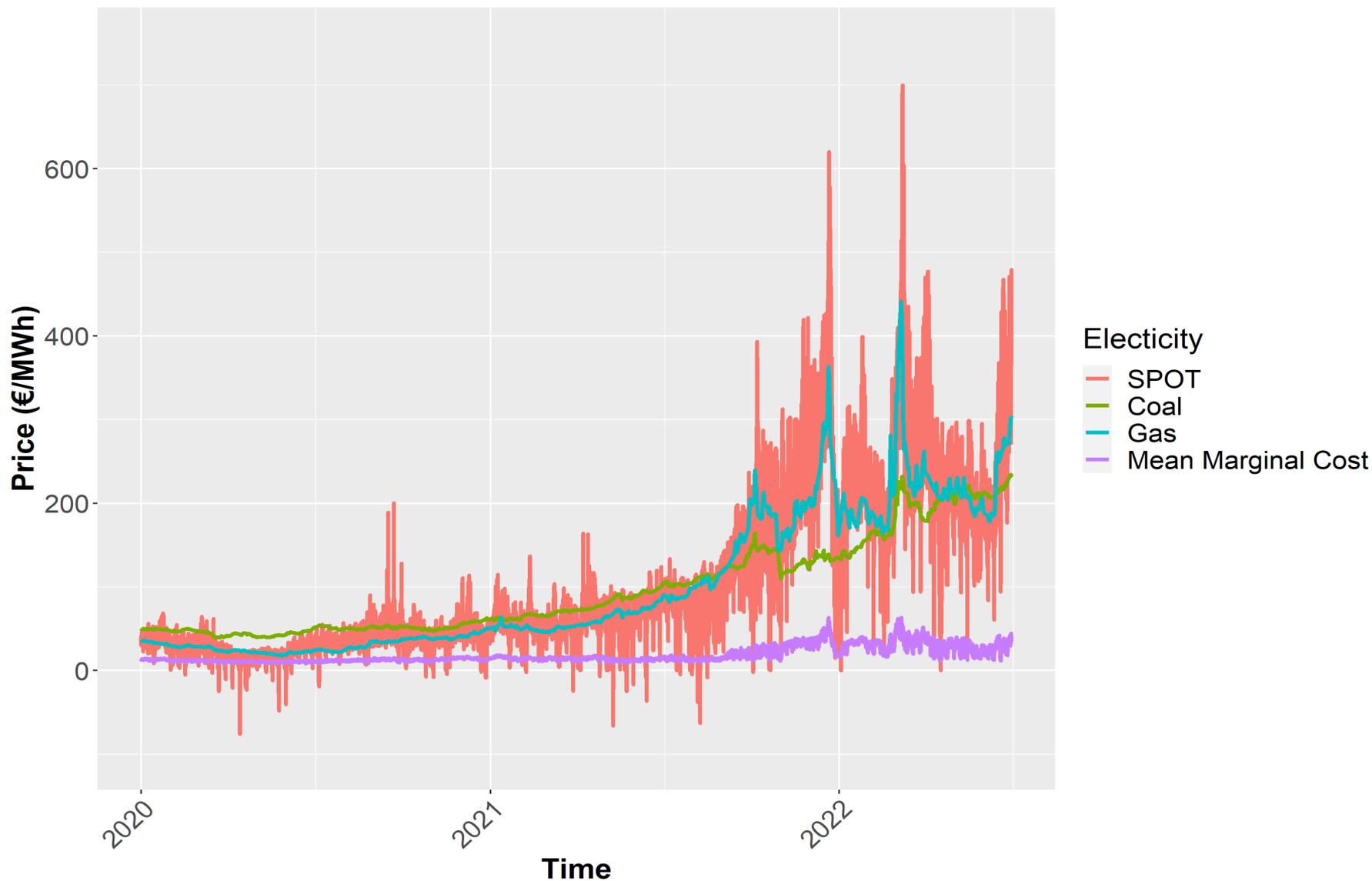
que ce TRV sera plus stable qu'un prix calé sur le marché de gros dans la mesure où il est réputé être adossé dans une large mesure à la structure du mix électrique de la France. Suite à l'envolée des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés de gros européens fin 2021-début 2022, les pouvoirs publics français ont d'ailleurs plafonné la hausse du TRV à 4 %, alors qu'elle aurait dû dépasser 35 % TTC, ce qui ne fut pas le cas des prix en offre de marché souscrits par les consommateurs professionnels et certains clients domestiques, qui, eux, ont fortement augmenté. Cet article est largement centré sur le cas particulier du TRV.

En 2022, environ 67 % des consommateurs français domestiques sont encore au TRV et leur motivation à ne pas opter pour un contrat en offre de marché avec EDF ou ses concurrents s'explique largement par la conviction

Le tarif réglementé du kilowattheure est calculé par la CRE par empilement de trois composantes qui représentent chacune un tiers environ du prix TTC : le coût de fourniture, le coût d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité, et les taxes. Le coût de fourniture dépend dans une large mesure du prix observé sur le marché de gros. C'est ce prix qui s'envole en Europe depuis plusieurs mois en raison de la très forte hausse

* Université de Montpellier.
** Société Chimique de France.

Comparaison des prix spot de l'électricité avec les coûts marginaux de l'électricité faite avec du charbon, du gaz et avec la moyenne pondérée de ces coûts marginaux entre le 1^{er} janvier 2020 et le 30 juin 2022. Hors tranches horaires au-dessus de 750 €/MWh (Percebois-Pommeret)



Calcul du tarif réglementé de vente (TRV) (augmentation prévue de 35% en 2022 mais limitée à 4%)

(source Percebois-Pommeret revue de l'Energie n°662)

Structure (chiffres 2022)	Mix électrique	TRV hors écrêtement	TRV après écrêtement
Nucléaire	70 %	67 %	42 %
Complément marché	30 %	33 %	58 %

Pour calculer le tarif réglementé de vente (TRV), il faut prendre en compte un certain nombre de contraintes qui éloignent le TRV du coût réel de production :

- **Hors écrêtement ARENH**, le complément de marché est calculé sur la base de la moyenne des 24 derniers mois (91 €/MWh) soit **58 €/MWh**
 - 67% ARENH à 42€/MWh = 28 €/MWh
 - 33% complément marché à 91 €/MWh = 30 €/MWh
- **Du fait de l'écrêtement** la part ARENH tombe à 42% et la part de marché passe de 33% à 58% et la fixation du TRV (**126 €/MWh**) aura 3 composantes :
 - 42% ARENH à 42 €/MWh = 18 €/MWh
 - 33% complément marché à 91 €/MWh = 30

€/MWh

- 25% complément marché à 311,05 €/MWh = 78 €/MWh

Le coût de fourniture hors charges d'accès aux réseaux et hors taxes aurait donc dû être de 126 euros/MWh (calculs de la CRE)

- **Si l'on opte pour la moyenne des coûts marginaux** après écrêtement :
 - 42% ARENH à 42 €/MWh = 18 €/MWh
 - 33% complément marché à 91 €/MWh = 30 €/MWh
 - 25% complément marché à 90 €/MWh = 22 €/MWh
 - Le coût de fourniture hors charges d'accès aux réseaux et hors taxes aurait été de 70 euros/MWh (calculs Percebois-Pommeret)

Les solutions envisagées pour réformer le marché

- **Solution 4. Plafonner le prix du gaz utilisé dans la production d'électricité.**
 - L'Etat subventionne le gaz utilisé comme combustible dans les centrales à gaz ce qui réduit leur coût marginal donc le prix de gros de l'électricité mais c'est coûteux; effet pervers pour les autres consommateurs de gaz et risque d'augmentation de la demande de gaz. **Solution retenue en Espagne**

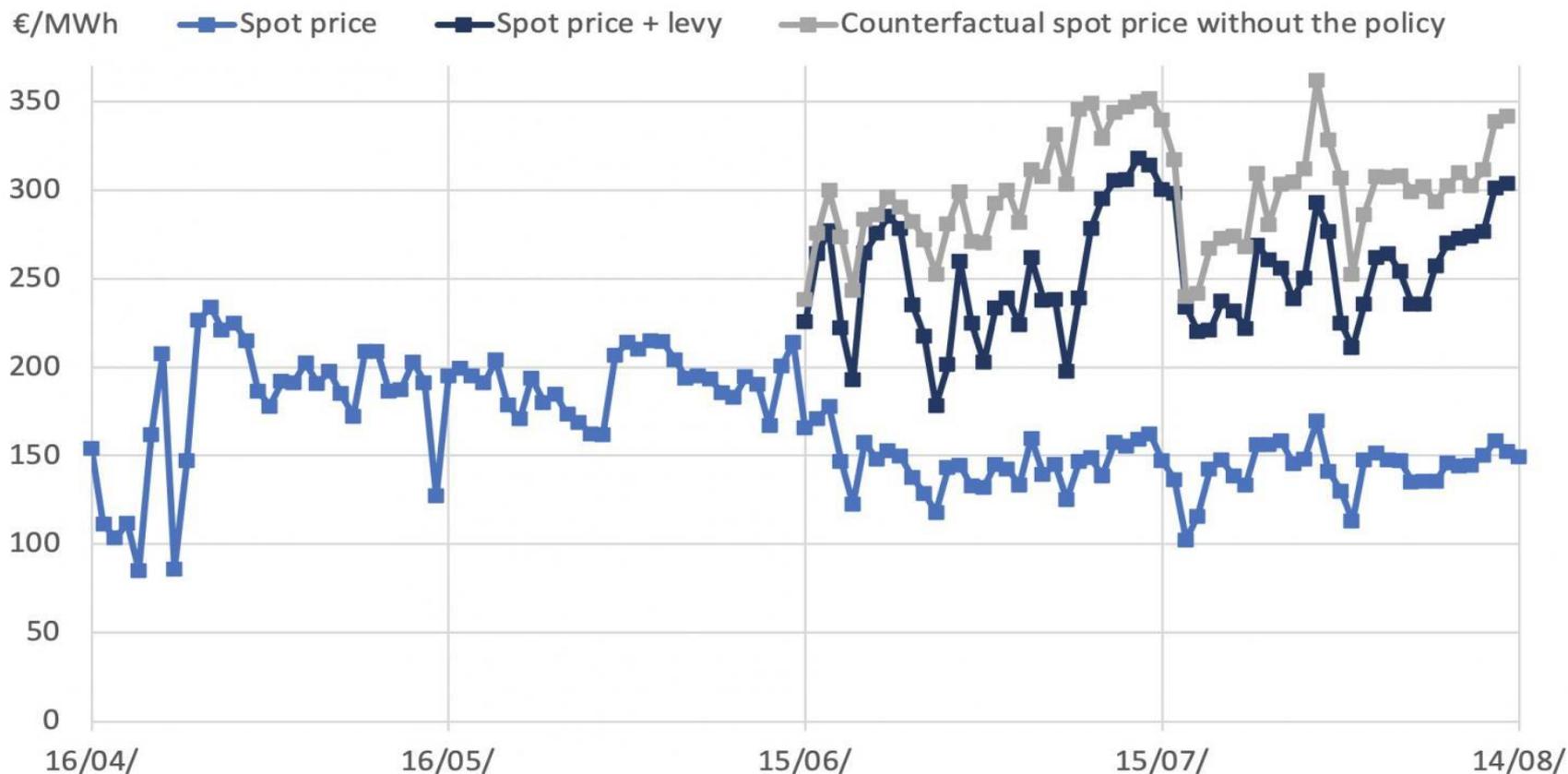
- **Solution 5. Taxer la rente infra-marginale jugée excessive du nucléaire et des renouvelables**
 - Cette taxe sera utilisée pour subventionner les consommateurs d'électricité (mais la rente est limitée dans le cas du nucléaire en France et dans celui des ENR qui bénéficient de prix garantis ou de contrats avec complément marché; aujourd'hui le complément marché est négatif). **Solution proposée par la Commission européenne.**

- **Solution 6. Taxer la rente infra-marginale jugée excessive du nucléaire et des renouvelables**
 - Cette taxe sera utilisée pour subventionner le gaz utilisé dans les centrales.. Processus autorégulateur: cela fait baisser le prix de gros donc réduit la rente infra-marginale ce qui conduit à un équilibre au bout de quelques périodes

- **Solution 7. Introduire un prix-plafond pour le gaz**
 - Prix plafond pour le gaz (tous usages, centrales et industrie) via un système de Contracts for Differences (CfD). **Solution proposée par l'Italie**

- **Solution 8. Adopter un double marché de gros (ENR versus centrales pilotables).**
 - **Solution proposée par la Grèce**

The Spanish solution: a subsidy for gas generators.... But with a tax on electricity...the spot price on Spain's power exchange averaged €144/MWh, compared to an estimated €299/MWh without the instrument. However, consumers paid a tax of €109/MWh, so the net benefit was €46/MWh. While that seems quite a modest effect for an intervention of this size, there has been a net benefit to consumers.

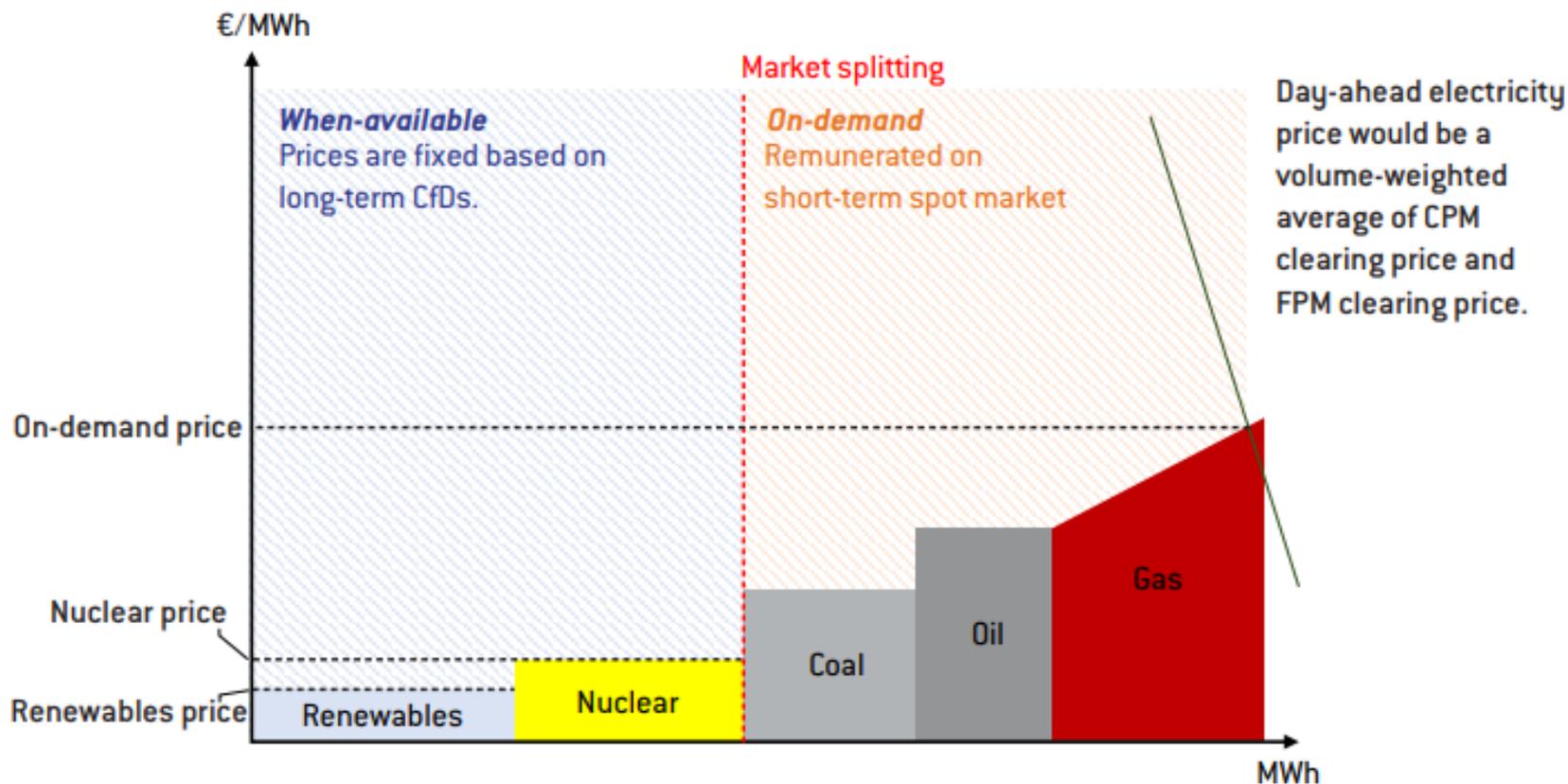


Marche dual: Capex/Opex

source Heussaf et al

« An assessment of Europe's options to reduce energy prices, Policy Contribution 17/2022, Bruegel.»

Figure 10: Illustration of the Greek market splitting proposal



Source: Bruegel.

Les solutions envisagées pour réformer le marché

- **Solution 9. Plafonner le prix de gros sur le marché de l'électricité.**
 - Ce prix est aujourd'hui plafonné à 4 000 euros/ MWh lors des enchères. L'idée serait de le plafonner à un niveau très acceptable pour le consommateur donc nettement inférieur (200 €/MWh ?) mais on court alors le risque d'un volume de capacités disponibles très insuffisant, les détenteurs de centrales à gaz refusant de participer aux enchères si le prix ne couvre pas au moins leur coût variable. Il faudrait là encore réfléchir à un mécanisme de compensation.

- **Solution 10. Mettre en place un mécanisme d'Acheteur Unique comme cela avait été envisagé au début de la libéralisation.**
 - Le gestionnaire procède par appels d'offres et négocie des contrats de long terme avec les différents producteurs. Les prix s'alignent alors sur le coût marginal à long terme (ou coût moyen) et non sur le coût variable de court terme ce qui permet de lisser les coûts dans les tarifs. Deux versions possibles 1) un système OTC (Over the Counter) donc un ensemble de contrats bilatéraux 2) maintien d'un marché de gros (y compris pour l'intra-day et les échanges aux frontières) mais avec des contrats du type CfD qui garantissent de couvrir les coûts à long terme
 - **Système actuellement incompatible avec la législation européenne sur la concurrence**

- **Solution 11. Revenir au système du monopole public (intégré ou non) adossé à une planification à long terme des investissements de production.**
 - On peut aussi opter pour un monopole privé concessionnaire de service public. C'est la conséquence d'un constat d'échec de la libéralisation. La fourniture de l'électricité est un service public qui doit respecter les trois principes de continuité, d'égalité de traitement et d'adaptabilité. La tarification peut dès lors se faire au coût moyen ou sur la base d'une différenciation horo-saisonnière des tarifs. Encore faut-il que le monopole public soit efficace et l'État régulateur vertueux et que ce dernier ne considère pas cette entreprise comme une vache à lait. Solution peu réaliste aujourd'hui?

Conclusion

Pourquoi une réforme des marchés de gros est nécessaire à terme dans tous les cas

- 1. La fixation du prix d'équilibre sur le coût marginal de la centrale marginale ne permet pas de financer les coûts fixes dans un parc constitué en majorité de renouvelables et/ou de nucléaire (*coût marginal faible voire nul sauf en période de pénurie comme aujourd'hui pour le gaz*) .**
- 2. Par nature un prix fixé par le coût variable à court terme d'une centrale ne peut pas envoyer un bon signal pour un investissement capitalistique dont la durée de vie est de plusieurs décennies**

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