

*Fondation Tuck*  
*Idées IFPEN*

# Quelle réforme pour le marché de l'électricité?

**Jacques PERCEBOIS**

Professeur (Emérite) à l'Université de Montpellier  
Doyen Honoraire de la Faculté d'Economie  
Directeur du CREDEN

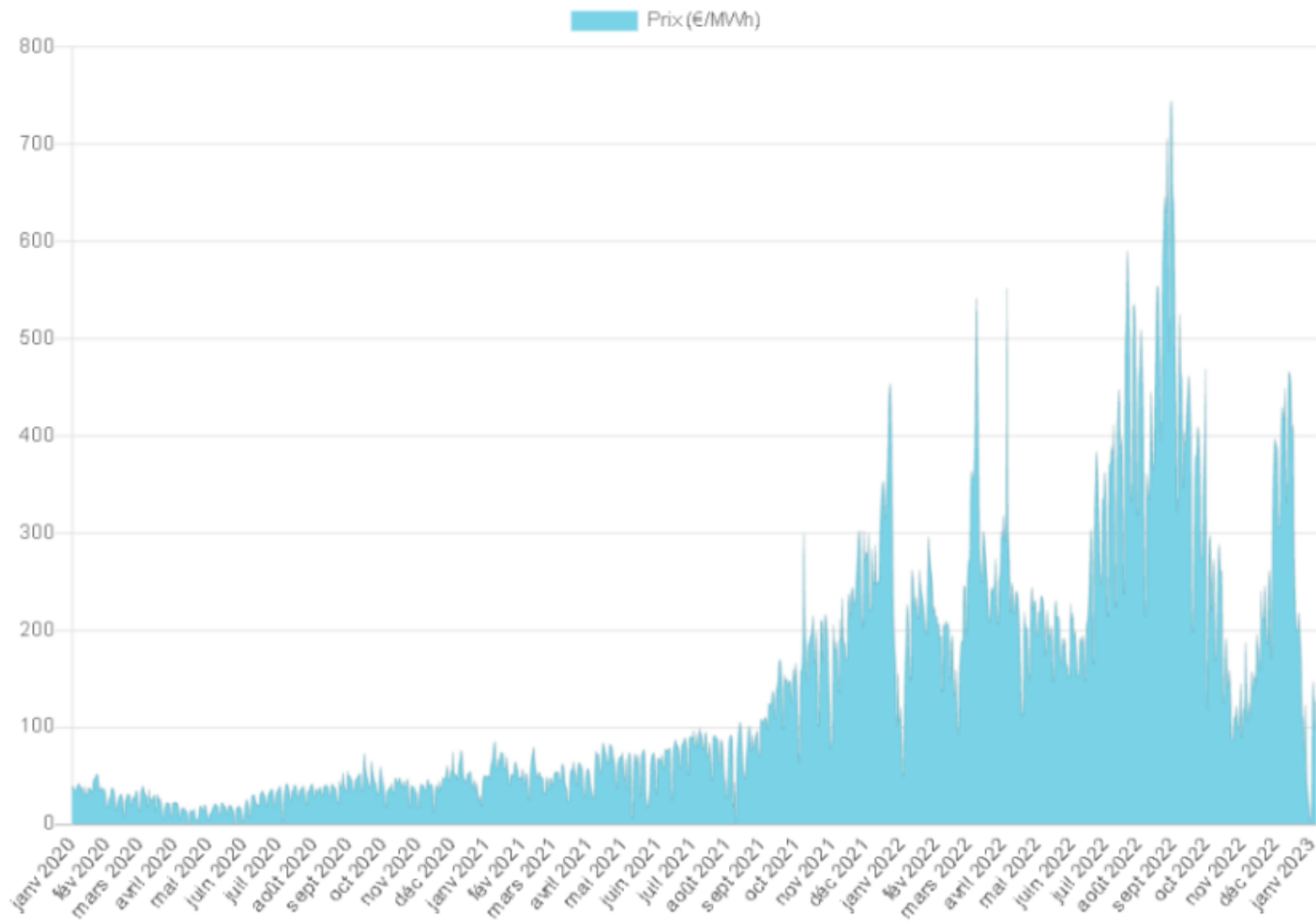
Rueil-Malmaison, 30 janvier 2023

## **Situation en 2022-2023 en Europe**

**Les 2 raisons (INDEPENDANTES) de l'envolée des prix de gros sont:**

- 1) la hausse du prix du gaz sur le marché international dans un contexte de relative pénurie et de craintes de pénurie (logique d'un prix égal au coût marginal de la centrale marginale à gaz)**
- 2) le manque de capacité de production pilotable d'électricité en Europe; manque d'eau dans les barrages, absence d'éolien par grand froid, de soleil aux heures de pointe et aussi moindre disponibilité du nucléaire en France (la France est importatrice nette d'électricité une grande partie du temps en 2022). On a fermé beaucoup de capacités pilotables entre 2005 et 2020 en Europe (centrales nucléaires et thermiques classiques)**

## Prix spot de l'électricité en euros/MWh (source EPEX spot)



## Corrélation entre le prix de gros et la disponibilité du parc nucléaire 2<sup>ème</sup> semestre 2022? (source rapport Kannas et Richon, Mastère OSE, Ecoles des Mines de Paris, 2023)



Impact de la disponibilité du nucléaire sur le prix de l'électricité

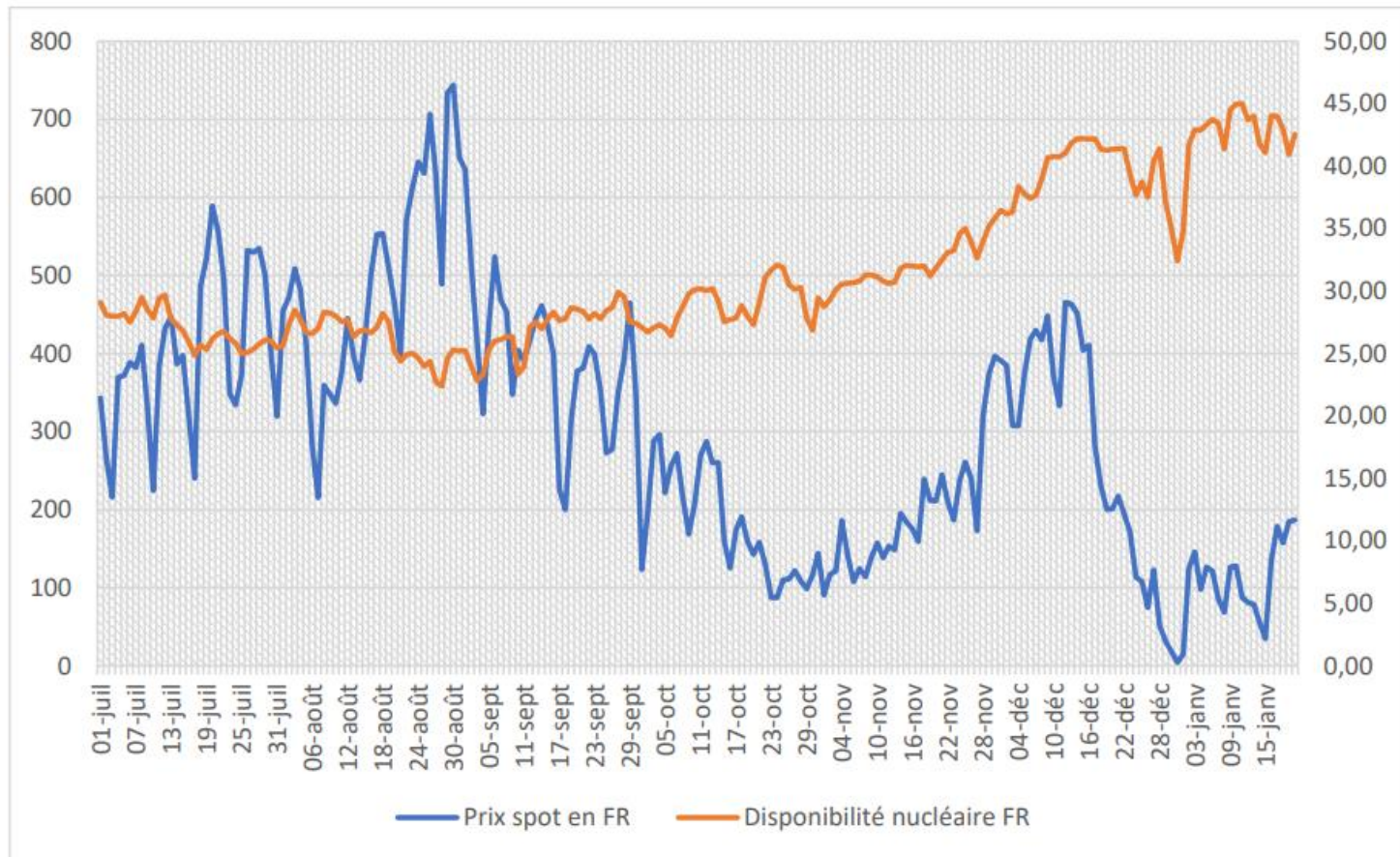
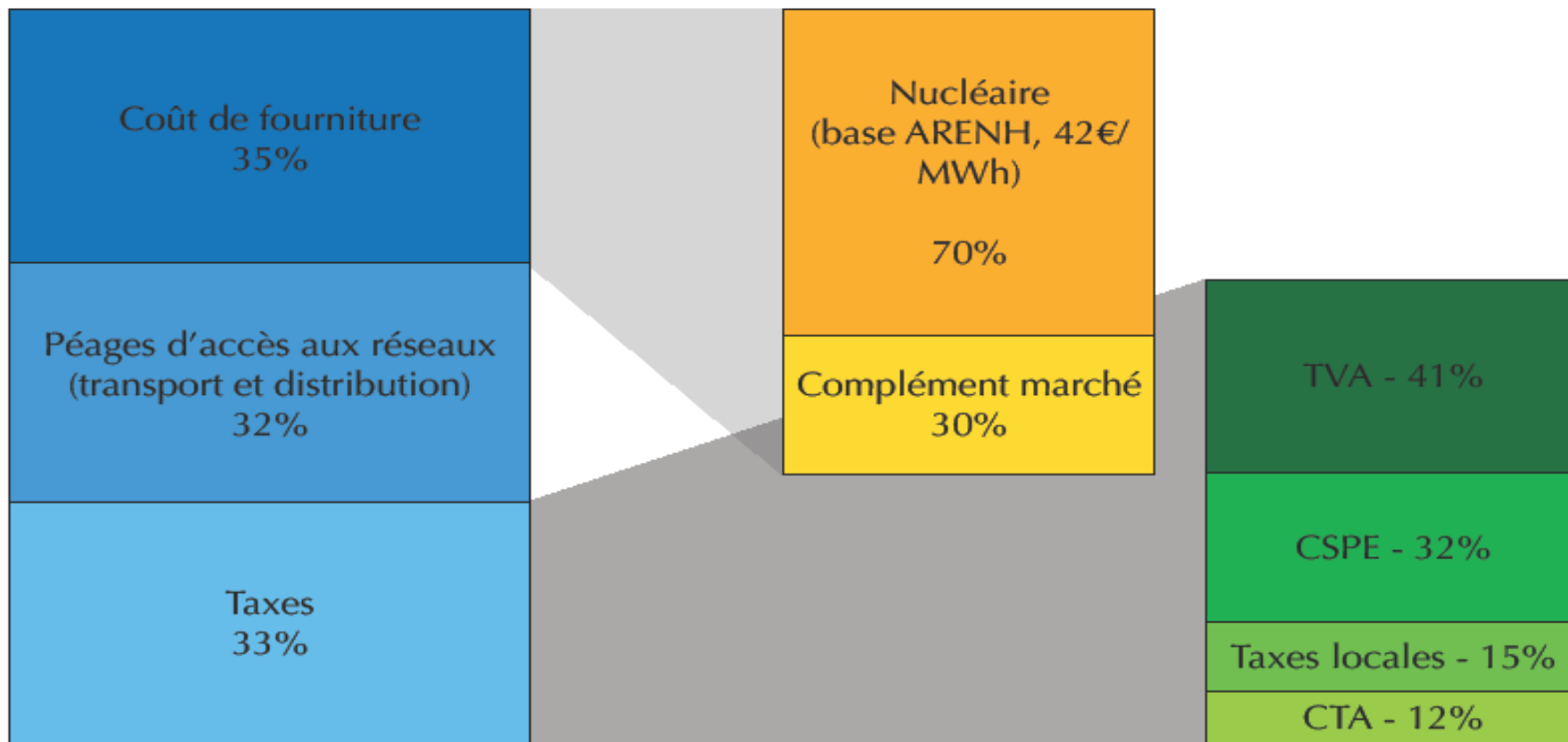


Figure 14 - Évolution des prix spot en fonction de la disponibilité du parc nucléaire (Y. KANNAS, co-auteur du présent rapport, d'après les données RTE, 2023)

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

*Situation antérieure à la guerre en Ukraine*

*ne pas confondre TRV et prix en OM (offre de marché) qui peut être fixe sur une certaine période ou indexé sur le prix de gros*



## Structure du TRV

### *Principe de contestabilité*

Moyenne des prix de gros en 2022 pour estimer le complément marché: 369 euros/MWh sur 12 mois et 410 euros/MWh sur les 2 derniers mois

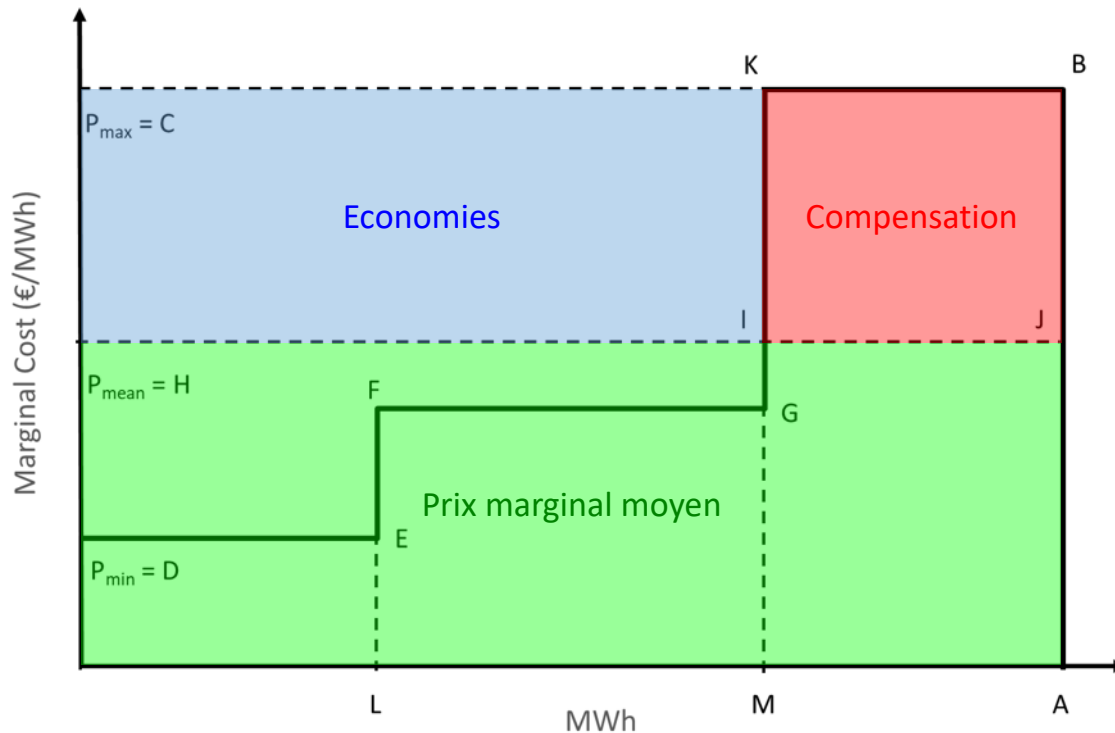
***La hausse devrait être de 99% TTC au 1/2/2023 mais elle sera plafonnée à 15% (bouclier tarifaire) (source CRE)***

| Structure              | Mix électrique | Avant écrêtement | Après écrêtement |
|------------------------|----------------|------------------|------------------|
| Part nucléaire         | 70%            | 67%              | 45%              |
| Part complément marché | 30%            | 33%              | 55%              |
| Total                  | 100%           | 100%             | 100%             |

# 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; inefficace en cas de tension sur l'offre
- **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'Énergie n° 662, 2022)

# 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.



# Les solutions envisagées pour réformer le marché

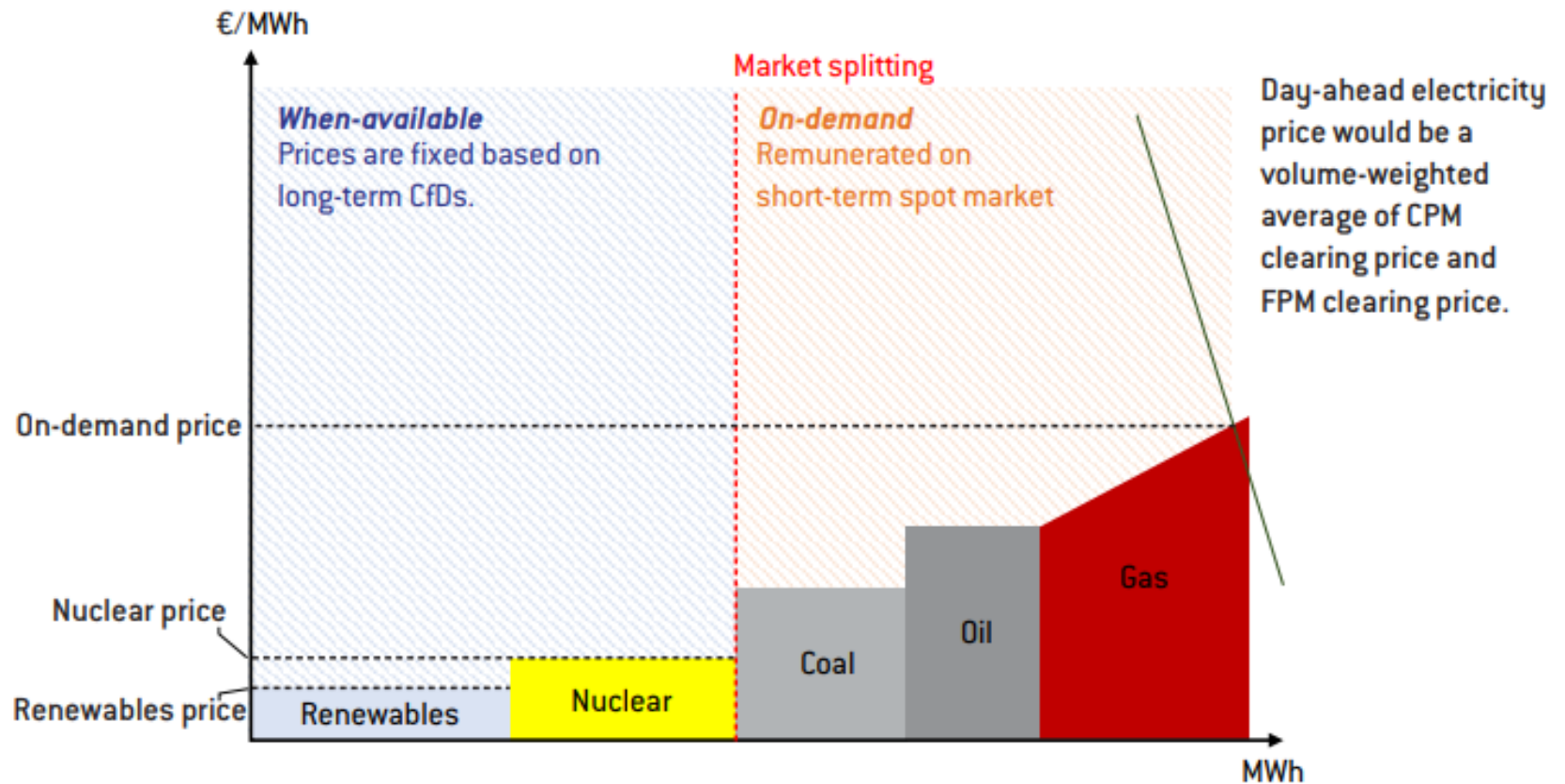
- **Solution 4. Plafonner le prix du gaz utilisé dans la production d'électricité.**
  - L'Etat subventionne le gaz utilisé comme combustible dans les centrales à gaz ce qui réduit leur coût marginal donc le prix de gros de l'électricité mais c'est coûteux; effet pervers pour les autres consommateurs 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). Plafond à 180 euros/MWh?
  - **Solution proposée par la Commission européenne.**
  
- **Solution 6. Adopter un double marché de gros (ENR versus centrales pilotables).**
  - **Solution proposée par la Grèce**

# 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

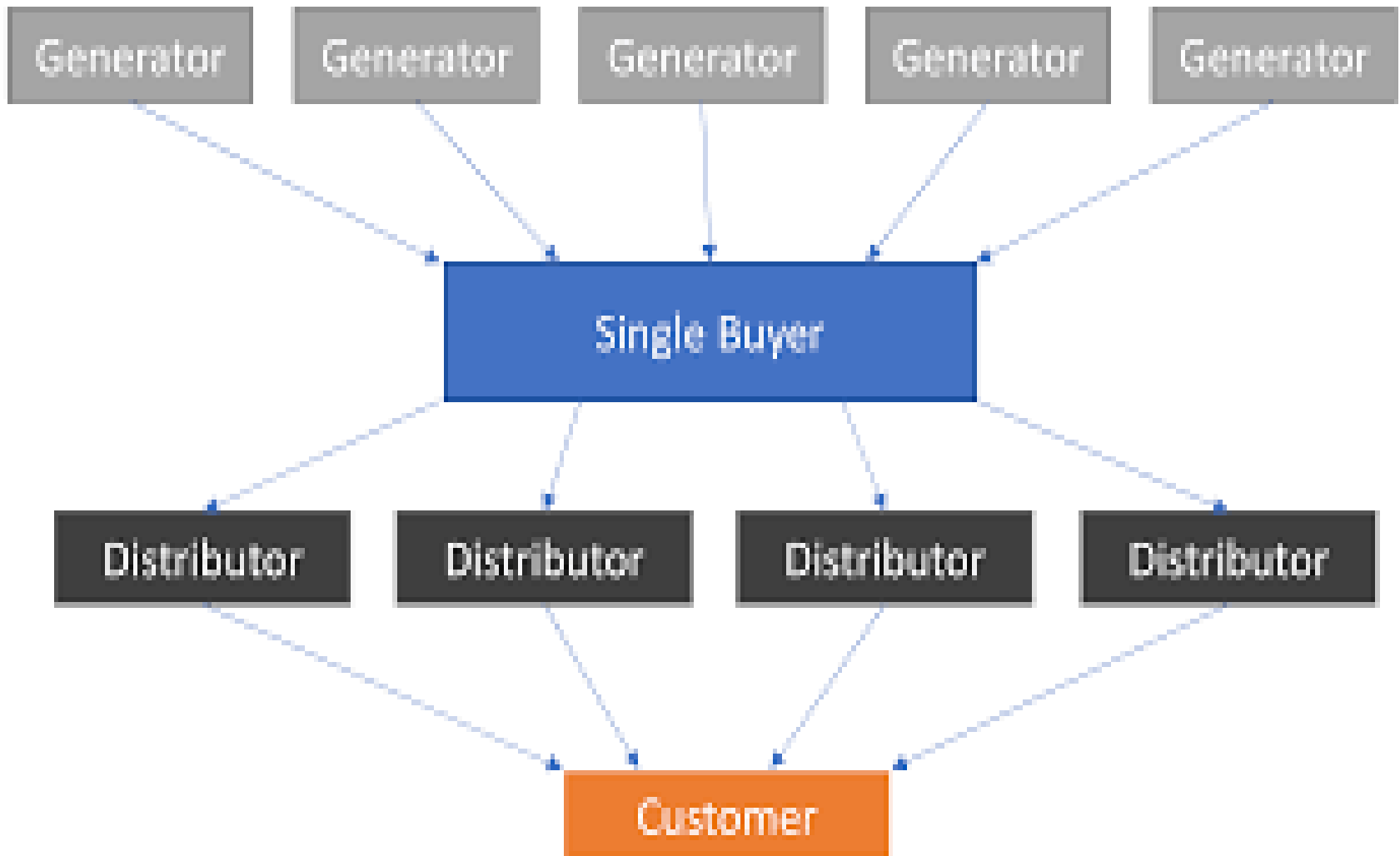


Source: Bruegel.

# Les solutions envisagées pour réformer le marché

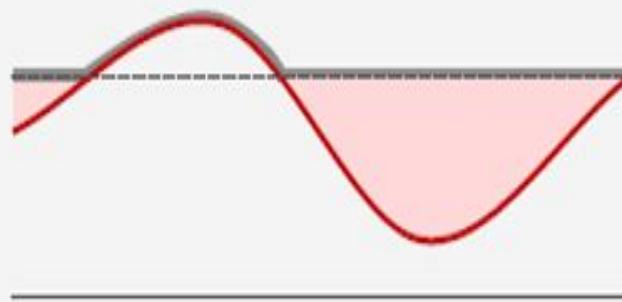
- **Solution 7. Mettre en place un mécanisme d'Acheteur Unique comme cela avait été envisagé au début de la libéralisation. *Régulation ex ante***
  - Le gestionnaire procède par appels d'offres et négocie des contrats de long terme avec les différents producteurs. Les prix s'alignent alors sur le coût 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 d'appoint (y compris pour l'intra-day et les échanges aux frontières)
  - **Système actuellement incompatible avec la législation européenne sur la concurrence (ATR?)**
- **Solution 8. Généraliser les contrats pour différences (CfD). *Régulation ex post***
  - Tous les producteurs vendent sur le marché de gros mais seules les centrales utilisant des combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) reçoivent le prix du marché calé sur le coût du combustible marginal; les autres centrales (à forte proportion de coûts fixes) récupèrent seulement leur coût moyen (avec un taux de rendement du capital investi) selon une logique de « contrat pour différences » ou de complément de rémunération qui peut être positif ou négatif. Il s'agirait d'un CfD bilatéral. Notons que le coût marginal des centrales fossiles est aujourd'hui bien supérieur au coût moyen des centrales nucléaires ou renouvelables (système proche du marché dual mais en 1 étape et non 2)

## Single Buyer (Acheteur Unique)



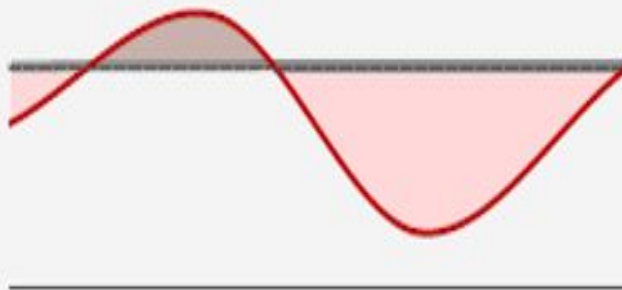
# Contrat pour différences

## Contract for difference (CfD)



- Un producteur et la contrepartie du CfD conviennent d'un **strike price**
- Si le prix de marché est inférieur au strike price, la contrepartie du CfD doit payer au producteur la **différence entre le strike price et le prix de marché**
- Si le prix de marché est supérieur au strike price, le producteur touche le prix de marché

## Contract for difference bilatéral (CfD bilatéral)



- Mécanisme identique au CfD classique dans la situation où le prix de marché est inférieur au strike price
- Si le prix de marché est supérieur au strike price, le **producteur doit reverser la différence entre le strike price et prix de marché à la contrepartie du CfD**

— Prix de marché    — Prix touché par le producteur    - - - Strike price    ■ Paiement par la contrepartie    ■ Paiement par le producteur

# 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*) . **A terme quand la décarbonation du mix électrique sera achevée il n'y aura plus de centrales à forte proportion de coûts variables (combustible)**
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. La réforme du marché de l'électricité est liée au choix du financement des nouveaux investissements: Cfd? Système de la BAR (RAB)? P.P.A.?

3<sup>e</sup>  
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

deboeck **B**  
SUPERIEUR

