

Colloque « L'énergie, un bien commun de l'Humanité? »

Palais du Luxembourg (Paris 17 et 18 mars 2023)

Session Le marché européen est-il la réponse adéquate?

Les projets de réforme du marché de l'électricité

Jacques Percebois

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

Le contexte: la hausse du prix du gaz

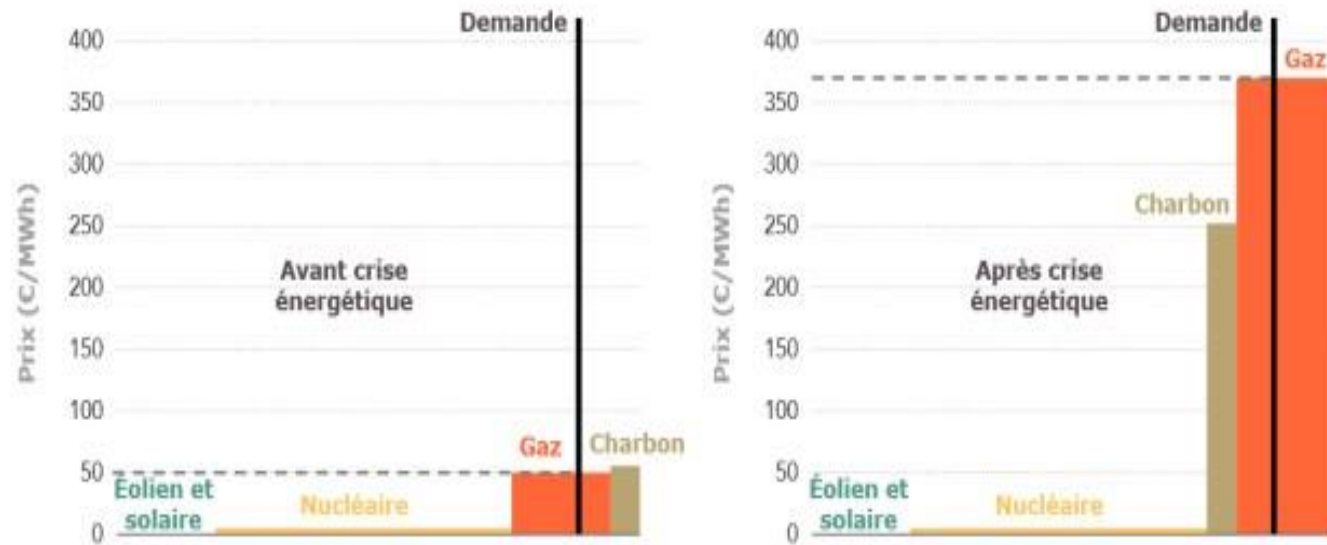
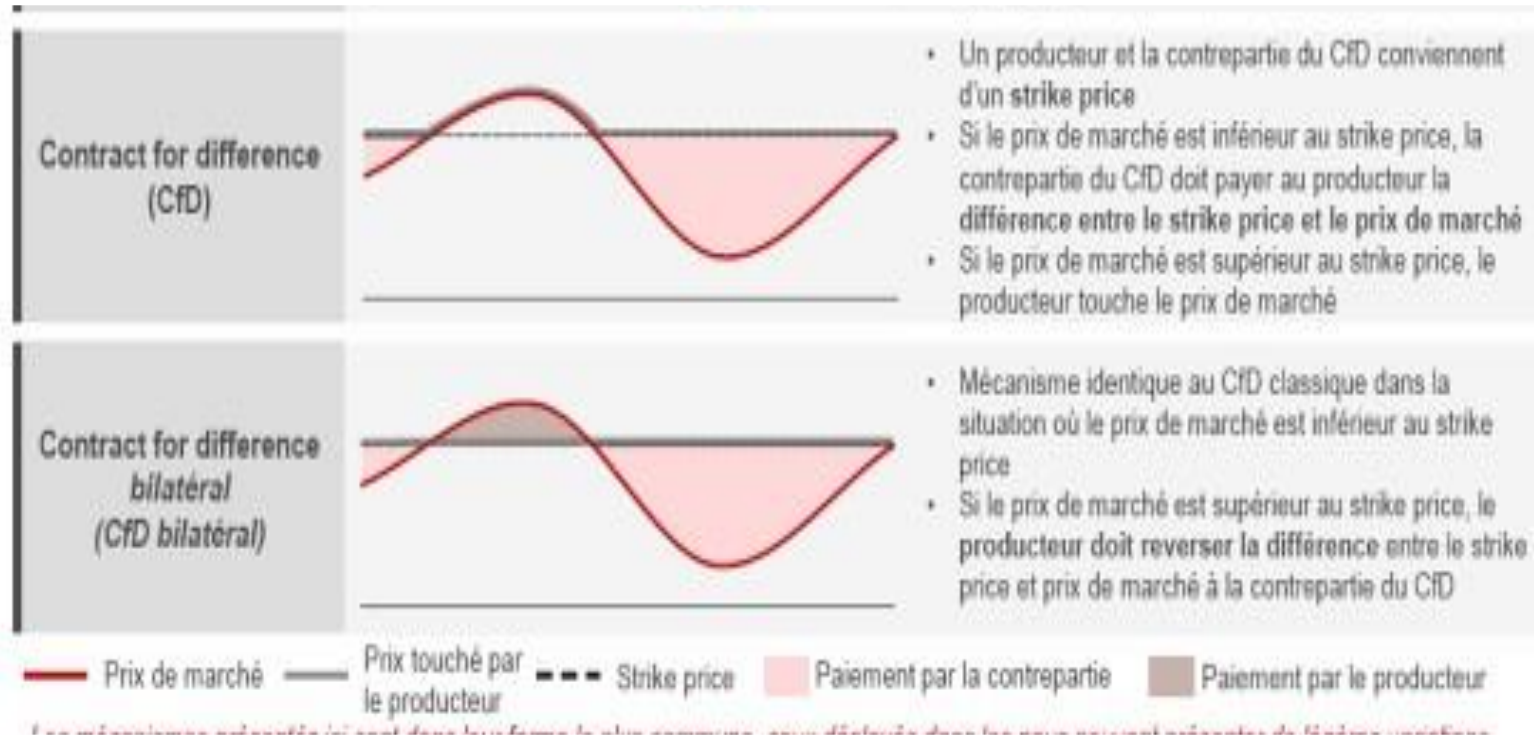


Figure 13 - l'impact de l'envolée des prix de gaz sur le prix de l'électricité (RTE 2023b)

Les projets en compétition

- **Solution 1: opter pour des enchères à prix demandé (pay as bid) et non plus à prix-limite (pay as clear).**(cela ne fonctionne pas en situation de sous-capacité car les producteurs anticipent le prix-limite)
- **Solution 2 : opter pour un merit order fondé sur la moyenne pondérée des coûts marginaux** (cela permettrait de faire chuter la rente infra-marginale mais c'est complexe)
- **Solution 3 : mettre en place un marché de gros dual ;** avec un prix de l'électricité en partie assis sur le coût moyen des centrales à forte proportion de coûts fixes (nucléaire et renouvelables) et en partie sur le coût marginal des centrales à forte proportion de coût variable (énergies fossiles utilisant charbon et gaz)
- **Solution 4 : taxer la rente infra-marginale (windfall profits)** (pour la redistribuer aux consommateurs)
- **Solution 5 : opter pour un système étendu de contrats pour différences (CfDs pour Contracts for Differences).** (même système que celui du **complément de rémunération** utilisé pour les renouvelables ; ce complément de rémunération peut être positif ou négatif selon le niveau du prix de gros ; système également utilisé pour le financement de la centrale nucléaire Hinkley Point au Royaume-Uni). Notons qu'avec les CfDs le marché de gros conserve toute sa place puisque la régulation se fait ex post et non ex ante : le producteur vend sur le marché mais c'est son revenu qui, après-coup, est capé (cf schéma ci-après ; source Sfen).
- **Solution 6 : mettre en place un Acheteur Unique.**(appels d'offre centralisés avec contrats de long terme passés avec les producteurs sélectionnés ; les fournisseurs négocient également des contrats à long terme avec leurs clients)
- **Solution 7 : mettre en place un monopole (public) intégré** (on sort du marché européen de gros ce qui n'exclut pas un marché pour les interconnexions aux frontières ; c'est en pratique dénoncer les Directives voire certains Traités européens donc politiquement peu probable dans une Europe qui croit aux vertus de la concurrence)

Contrats pour différences (CfDs)



Les solutions probables

- Le système vers lequel on semble s'orienter en Europe devrait être celui d'un développement du système des contrats pour différences (CfDs) qui aurait le mérite aux yeux de ses défenseurs de concilier deux objectifs : le maintien *ex ante* d'un marché de gros avec des prix de marché horaires qui par nature seraient volatils, d'une part, la fixation d'un prix d'équilibre *ex post* calé sur le coût moyen pondéré du parc électrique national. Ces CfDs ne seraient pas obligatoires mais facultatifs et un arbitrage serait fait par les producteurs entre vente sur le marché spot et vente via des CfDs.
- Le système vers lequel on semble s'orienter en France serait celui d'une généralisation (obligatoire ?) des CfDs pour les énergies à forte proportion de coûts fixes (nucléaire et renouvelables), et d'une vente sur le marché de gros de court terme pour les énergies à forte proportion de coûts variables (énergies fossiles).
- Cela garantirait aux centrales nucléaires et renouvelables de pouvoir récupérer leurs coûts fixes et aux centrales thermiques fossiles de récupérer le coût du combustible puisque le prix de gros est en général calé sur le coût variable de ces dernières. Comme en France le nucléaire et les renouvelables représentent plus de 90% de la production d'électricité cela permettrait de maintenir des prix stables pour le consommateur.
- *A terme ces CfDs (qui constituent une régulation ex post des prix spot) pourraient se transformer en contrats de long terme OTC (Over the Counter), donc sans passer par le marché spot, ce qui aurait pour effet d'assécher ce marché spot. Car, si la quasi-totalité de la production d'électricité est vendue in fine à un prix fixe, quel est l'intérêt de passer par un marché de gros ? On pourrait négocier ce prix directement dans le cadre de contrats à long terme entre le gestionnaire de réseau et les producteurs... On retomberait alors sur un système proche de l'Acheteur Unique.*