

Secteur électrique:
A la recherche d'une solution efficace combinant
planification et marché

Dominique FINON

Directeur de recherche émérite au CNRS

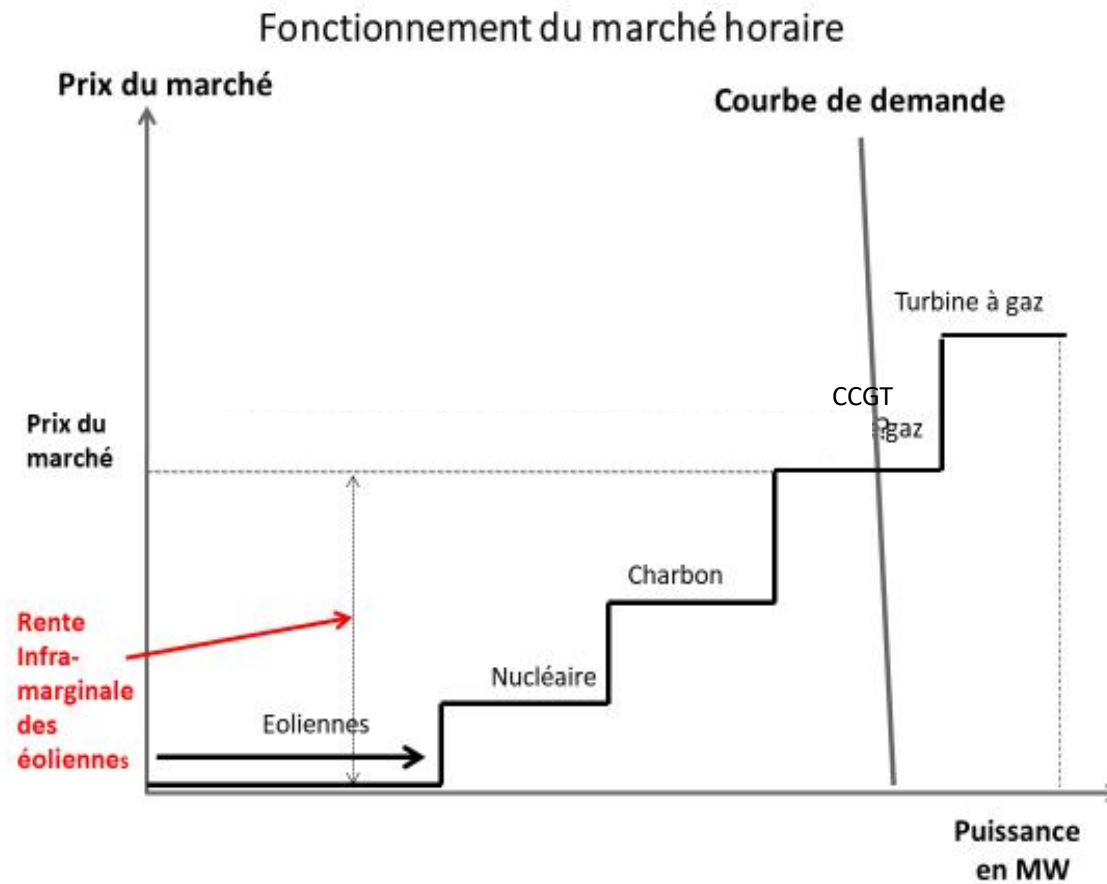
Ecole d'été de l'association Sauvons le Climat

Sainte Croix, 20 octobre 2022

Sommaire

- Partie 1. Les problèmes posés par le market design basé sur des marchés à pas horaires
- Partie 2. Incompatibilité entre le marché de l'électricité et le nucléaire
- Part 3. Incompatibilité entre le marché de l'électricité et les capacités EnRi
- Partie 4. Une voie de réforme radicale des marchés européens de l'électricité

Partie 1. Les problèmes posés par le market design basé sur des marchés à pas horaires



Market imperfections & Market failures

Why price volatility ? Why the coupling with gas price?

- Structure in hourly markets (with poor links between them) = volatility
- Hourly price aligned with fuel cost of marginal plant called by the market
- No link with full cost of the marginal plant
- No link of the average annual price with the average production cost by the mix

Incompleteness of markets :

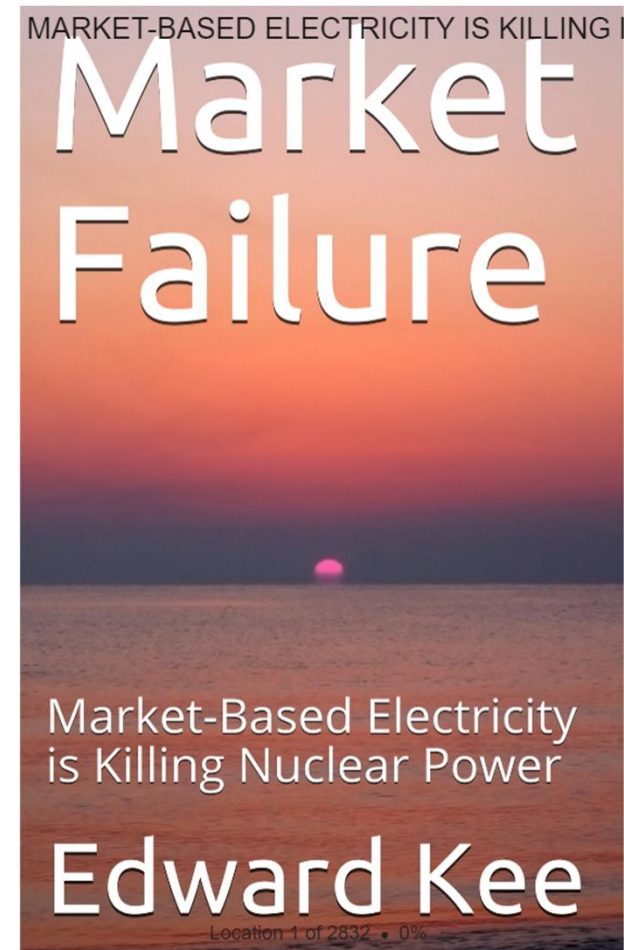
- Financial markets are unable to evaluate specific risks of power market risk
- No long term financial products (mainly 3 months)

Failures to trigger investment by the market

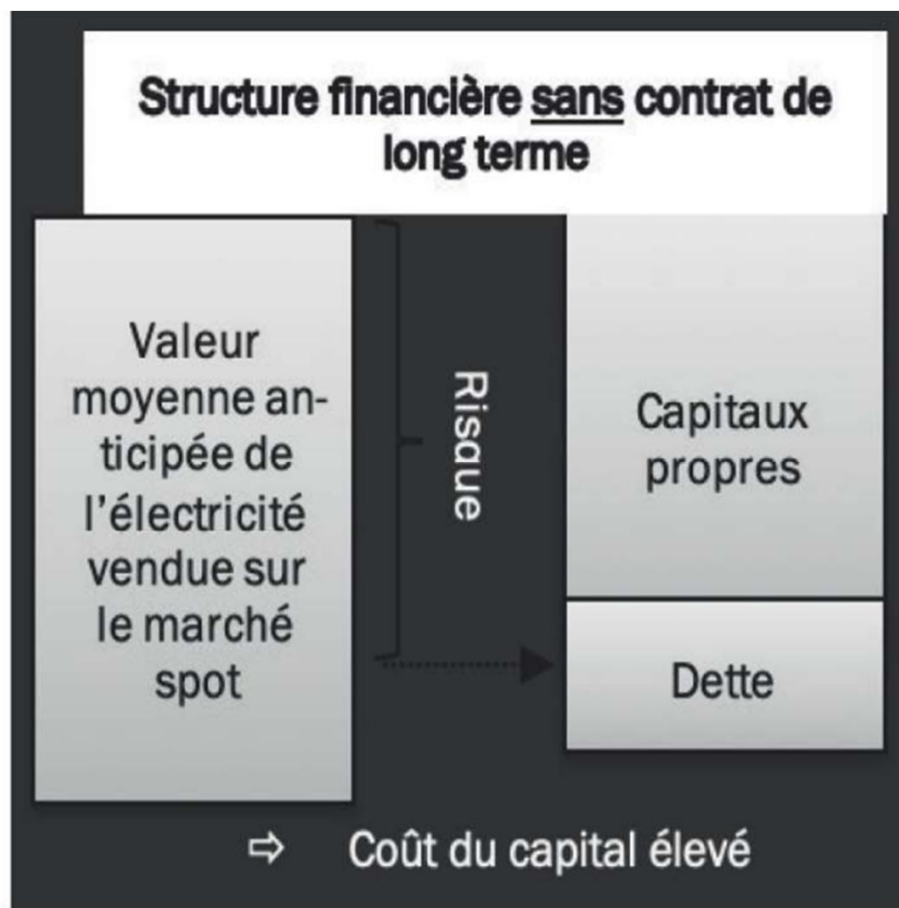
- Not any correspondance between short term prices and long term price signal
- Volatility of Infra marginal rents to recover capital and fixed costs (volatility, long term uncertainty)
- Carbon price by ETS not credible on long term

Partie 2. Incompatibilité entre marché de l'électricité et nucléaire

- Très capitalistique
 - avec coût combustible réduit
 - Recouvrement dépend rentes horaires sur 30 ans
- Risque-prix considérable
 - Volatilité des prix et de la rente horaire
 - Quid du prix du carbone?
 - Incertitude (effets inattendus sur 30 ans, politique publique, etc.)
- Le besoin d'arrangements de long terme pour investir en production

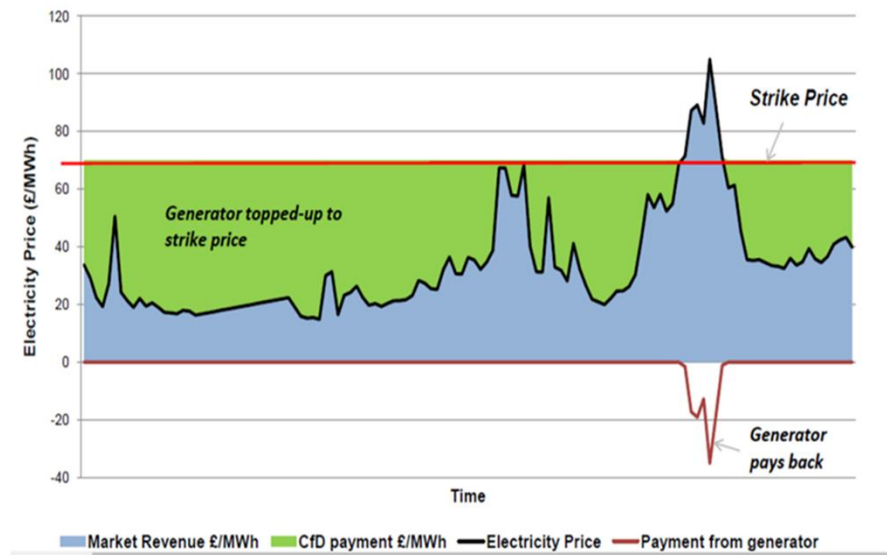


Importance des contrats de long terme pour sécuriser les revenus, quelles que soient les technologies bas carbone

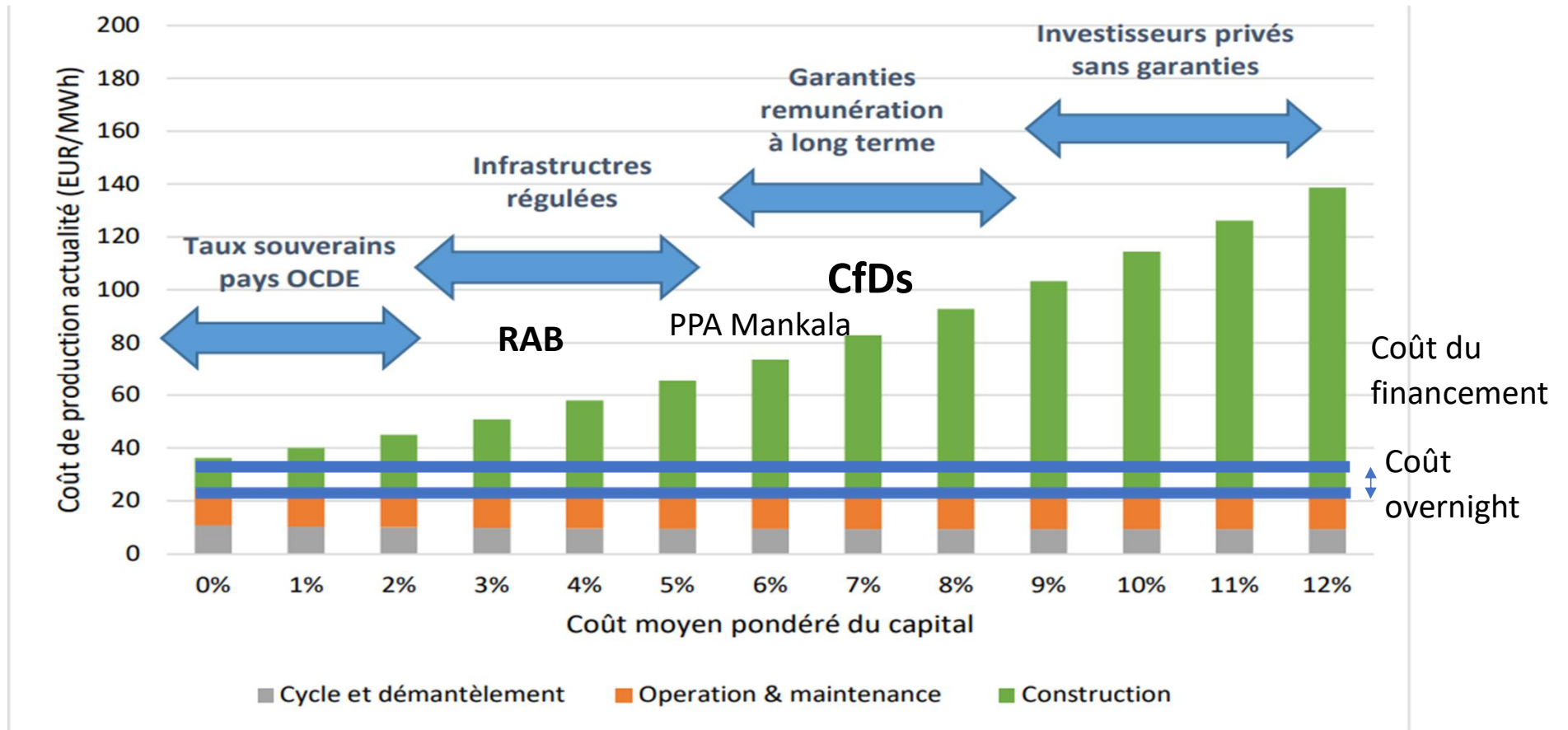


Les différents types de contrats de garanties de revenus (couverture de risque)

- Contrats de type PPA à prix fixés
 - Difficile à développer de façon générale
 - Encore plus dans le cas du nucléaire
 - Cas des coopératives d'achat de type Mankala (OKIII) taux 5%, dette 75%
- Contrats pour difference ou CfDs (contrat HPC sur 35 a)
 - Double option avec strike price négocié
 - Le producteur se voit compenser la différence entre 1 prix de marché et 2 strike price si $1 < 2$ ou il reverse la différence si $1 > 2$
 - Risque construction sur investisseur
 - WACC 9% pour HPC, capitaux propres EDF/CGN
- Contrat en Base d'Actifs régulés
 - Risque de construction sur l'acheteur (consommateurs)
 - Revenus dès la période de construction
 - Dette 80-90%. Wacc possible vers 3-4%



Effet du coût du capital sur le LCOE nucléaire



Part 3. Incompatibilité entre le marché de l'électricité et les capacités ENRi

Problèmes des ENRi pour investir par le marché:

- Coût variable nul et part des coûts fixes à recouvrer à 100%
- CAPEX élevé, donc exposition très élevée au risque-prix
- productions variables entraîne volatilité accrue des prix qui complique l'investissement

Comme pour le nucléaire, besoin d'encadrement des investissements par contrats de long terme de garanties de revenus

- soit par PPA entre particuliers (le gros acheteur a un prix garanti pour les MWh intermittents, mais quid pour ses compléments)
- soit par CfDs avec l'Etat (prix de référence garantis)

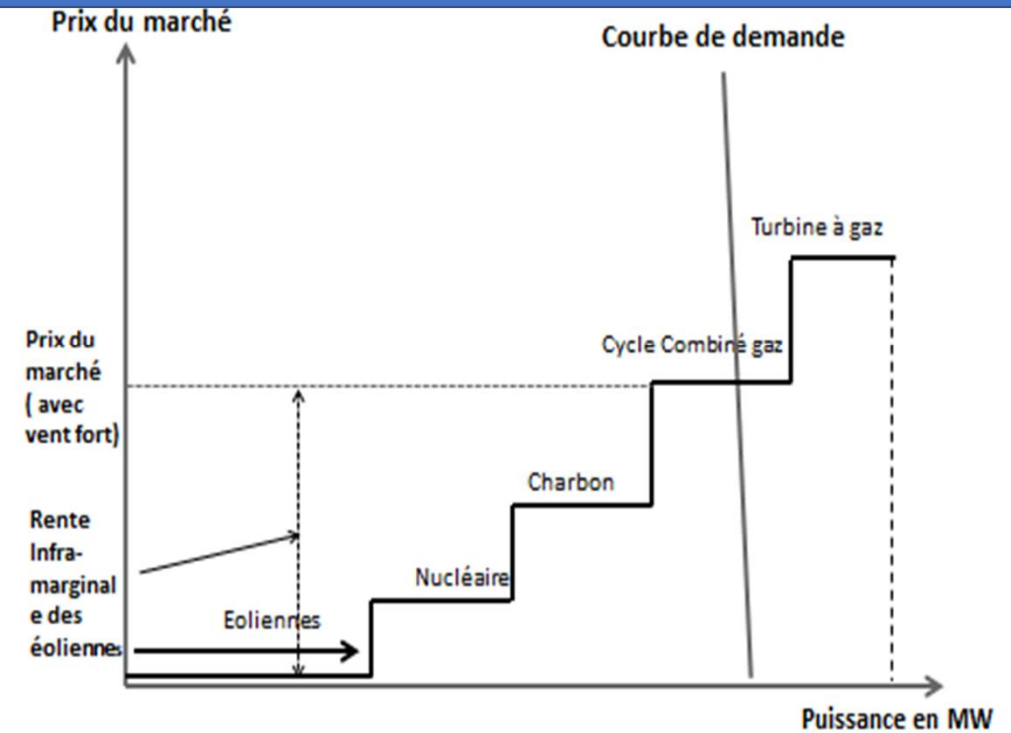
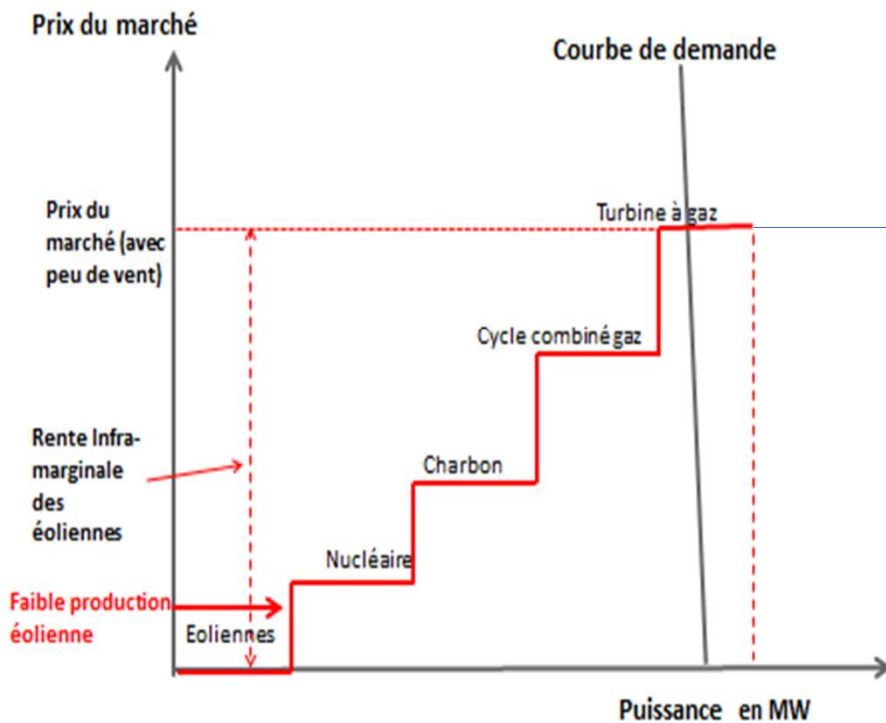
Mais pas de prise en compte des coûts de systèmes et de la baisse de valeur des MWh de chaque nouvelle unité ENRi

- Devraient payer leurs coûts de système de court terme (rebalancing locaux et central) et de long terme (adjonction sources flexibles, réseaux, etc).
- Plus les investisseurs installent de MW, plus le prix moyen annuel baisse

Effet du développement des EnRi sur la décroissance des rentes horaires et du prix moyen annuel

Ordre de mérite du système avec faible capacité éolienne

Ordre de mérite du système avec forte capacité éolienne



Il existe un seuil optimal d'installation de capacités éoliennes et de solaire PV

Jeu classique d'une autorégulation des investissements dans chaque technologie sur le marché électrique (exemple: avec le nucléaire, on s'arrêterait à 70-75%)

Au fur et à mesure des installations de MW d' ENRi par le marché , baisse de la valeur économique du MW marginal

- baisse des prix horaires de gros (ils produisent sans lien avec le prix horaire)
- hausse des coûts de systèmes par MW ENR marginal installé

Détermination par le marché de la part optimale des ENRi:

seuil d'installations pour lequel la valeur économique du MW ENR supplémentaire ne peut plus rembourser le coût d'investissement et ses frais fixes d'un développeur

Il peut être déterminé par un modèle d'optimisation très fin à forte granularité horaire

Prise en compte des effets de l'introduction de sources flexibles (stockages, TàG, etc.) sur la valeur des productions des EnRi

Baisse prix moyens annuels au fur et à mesure de la pénétration des EnRi

Effets d'ordre de mérite

Autocorrélation des productions Eoliennes/PV

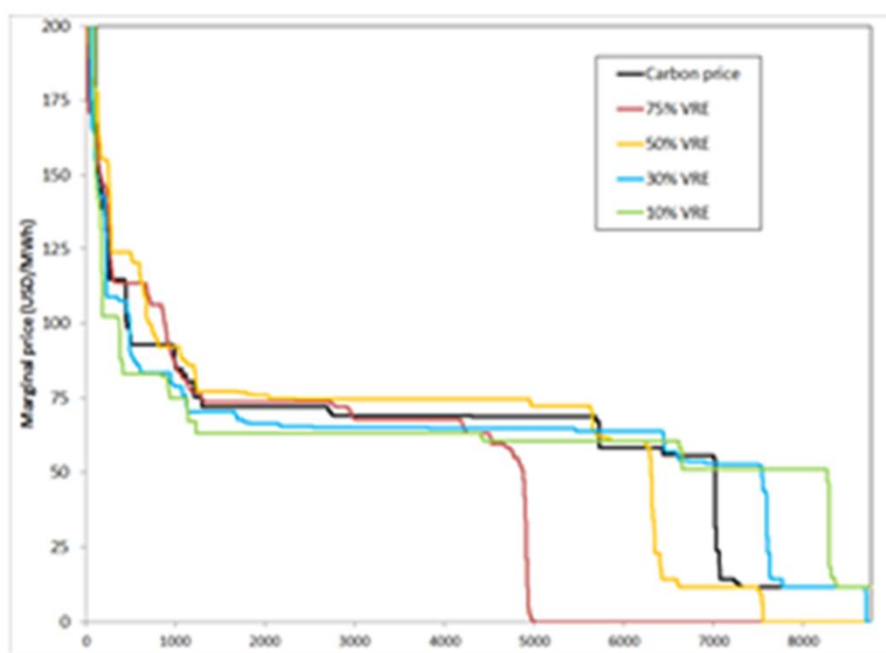
Exercice NEA-OECD (Cometto Keppler 2019)

Heures avec un prix nul apparaissent avec un taux de pénétration de 30 %.

Plus de 1200 heures à 50% EnRi

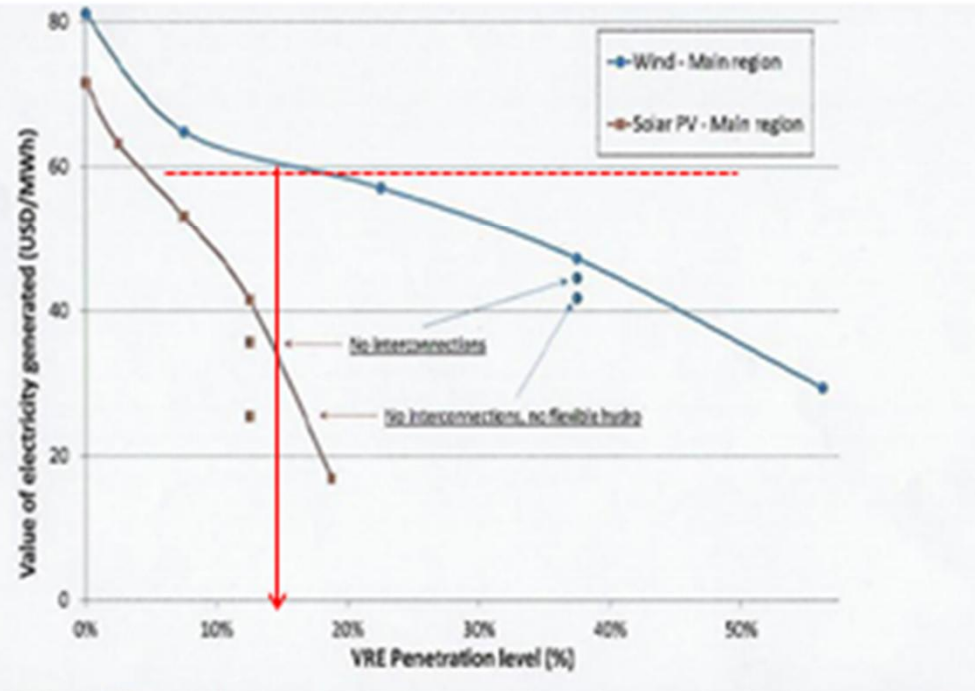
plus de 3750 heures à 75% EnRi.

NB augmentation des heures de prix élevés



From cost..... to value

- Décroissance de la valeur des productions de chaque nouvel équipement VRE
- Plus rapide pour le PV que l'éolien
- Arrêt de l'investissement « par le marché » quand la valeur est < prix de revient moyen LCOE
- **Détermine parts VRE dans le mix optimal**



Dans un système créé en « greenfield » où l'on peut faire du nucléaire (5000€/kW),

- Part optimale du PV moins de 5% et
- Part optimale de l'éolien moins de 15% (exercice NEA-MIT de 2019)

Quid alors du développement des EnRi permis par des CfDs ?

Pourquoi continuer à soutenir les EnRi qui seraient à 40€ ou 50€/MWh ?

Le soutien est apporté aux ENRi de deux façons par les CfDs:

- Une commune aux CfDs nucléaire: C'est une garantie contre risque de marché (risque prix) pour l'investisseur
- **Une jamais reconnue: c'est une garantie de revenus uniforme pour chaque MWh produit**
 - **alors que la valeur de chaque MWh est très différente d'une heure à l'autre et**
 - **qu'elle baisse d'une année sur l'autre**

Implication 1 : Les développements de capacité ENR-Var par ce type de dispositif échappent à l'auto-régulation du marché.

Implication 2: Ils désoptimisent le mix , ce qui entraîne un coût supplémentaire par rapport au mix optimal (ce qu'on appelle un « coût d'opportunité »)

- Ils baissent la valeur des revenus à attendre des capacités investies dans d'autres technologies
- Ils faussent la fixation des prix horaires et les signaux de prix de long terme pour les autres technologies

Recommandation: Nécessité d'un pilote à horizon long pour définir rationnellement les trajectoires de mix

Partie 4. Une voie de réforme radicale des marchés européens de l'électricité

Les objectifs d'une réforme à définir (accélération transition, investissement en flexibilité, protection des consommateurs)

Partir des contraintes d'investissement dans les technologies bas carbone (nucléaire et ENRs) dans la conception d'un nouveau modèle de marché.

Retrouver la cohérence du régime du monopole de service public pour définir les choix d'investissement et arriver à des prix alignés sur les coûts de long terme (optimisation = prix minimisés et stable)

3.1. Face to electricity prices crisis, which present answers?

On the short term

- Beliefs in efficiency of market design (ACER, Commission with REPowerEU)
 - In first step, only compensatory measures (energy check, tariff shield, etc.)
 - Later on, emergency market interventions : Superprofit tax (24 September)
 - Revenue cap on infra-marginal technologies (e.g. RES , nuclear, coal) at 180 €/MWh
 - To finance compensatory measures

On long term

- Different awareness of the need to change the market design
 - In countries with few gas generation : To avoid « absurd pricing » driven by narrow coupling of elec and gas prices (E.Macron). But no proposal
 - Objective : to protect industrial and small consumers against extreme price risk
 - Ursula v.d. Leyen: « Need of **huge reform**: Market organisation was designed for systems with few RES... ». Commission is working on....
 - Objective: to accelerate transition with low carbon investment and storage

Three challenging objectives for an exhaustive reform

- Maintaining hourly markets to ensure short-term coordination inside the system and with the other systems (market efficiency)
- Decoupling short term price signals and long term signals for investment in low carbon technologies
 - **Revenue guarantee contracts** for sharing risks of investing in new equipment
- Insuring the consumer protection with quite stable retail prices **by their alignment with long-term costs,**
 - while keeping some price variability to incite consumers' reactivity

Former corrections of the imperfections of the market design

The particular cases of peaking units and low carbon technologies (« collective goods » behind)

Addition of patches to the “Energy Only Market” without consistency

1. Capacity remuneration mechanisms in view of the **security of supply** by capacity adequacy

- Long reluctance of the EU Commission
- Member states have chosen their own design
- Some CRMs are based on capacity contracts with government

2. Long term revenue guarantee for renewables (innovation, **low carbon**)

- Before commercial maturity, feed in tariffs (with their cost financed by a tax per MWh)
- **After commercial maturity (competitiveness) , auctioning of financial contracts (CfD type) for wind, solar PV, for covering price risks**

To generalize these mechanisms in view of consistency and technological neutrality

2. How to cover the three objectives ?

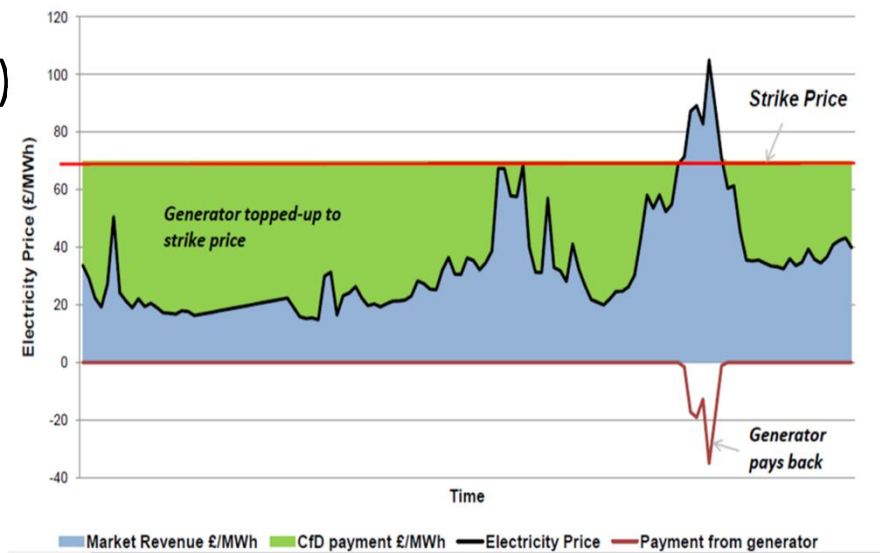
The Long Term Central Buyer model

1. Creation of a public entity in charge of contracting and auctioning

- Long-term contracts with new low carbon assets, but also with existing assets
- In order to preserve EU wholesale spot markets, **contract design is financial** :

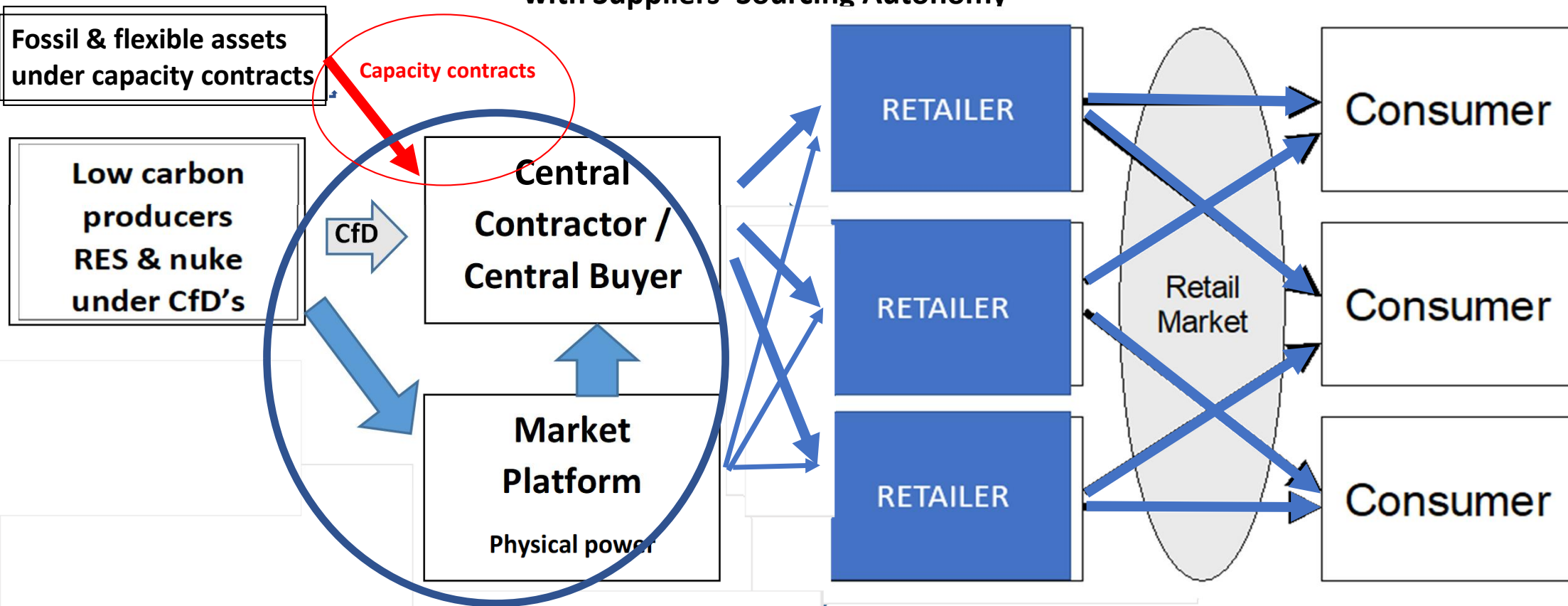
“Contract for difference” (CfD)

- Auctioning of contracts (strike price)
- Each equipment sell their production on the spot market
- Central contractor is central buyer of MWh's



Model of Long-Term Central Buyer

with Suppliers' Sourcing Autonomy



In grey : financial transactions

In blue: physical transactions

In red: capacity contracts

2. Capacity contracting with fossil equipment (back up) and flexibility sources (storage)

Collective goods: Central buyer contracts in view of SoS (capacity adequacy) and system stability

Auctioning of contracts with equipment in relation to flexibility services and guarantees of availability in critical periods

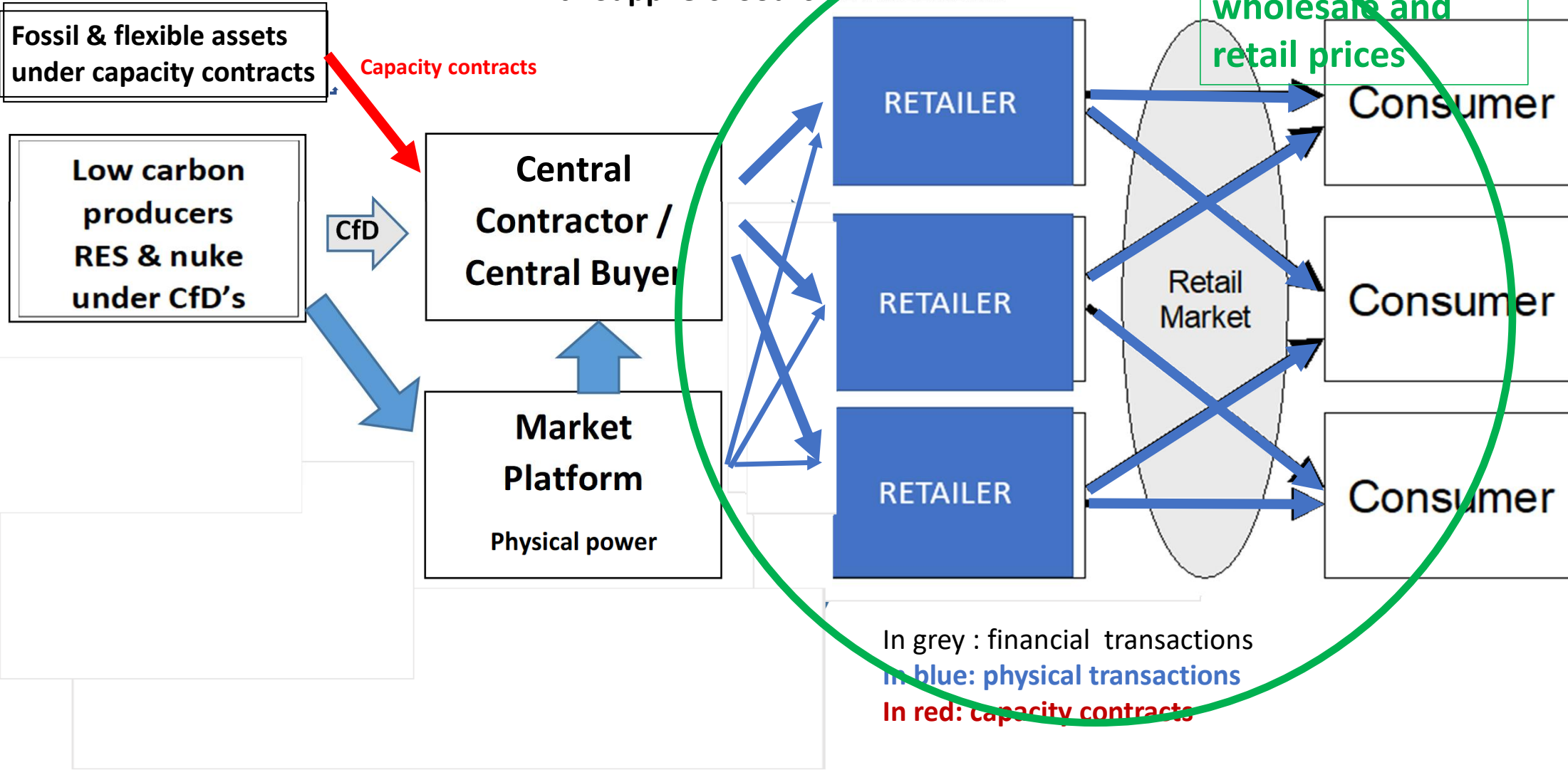
- Energy revenue guarantees not relevant
- Contracts for capacity remuneration (annuity covering the capital cost)

Integration in capacity remuneration mechanism (CRM) in countries with CRM based on auctioned forward capacity contracts

Model of Long-Term Central Buyer

with Suppliers' Sourcing Autonomy

Relation between
wholesale and
retail prices



Relation between wholesale and retail prices

- Central buyer = position to control long term costs of every unit
 - It pays spot price + cost of CfD (strike price - spot prices) per MWh
- It assumes the major part of retailers' sourcing
 - Transparent mode of **transfer pricing based on long term costs**
 - Regulator's guidelines on the mode of pricing of different energy blocks

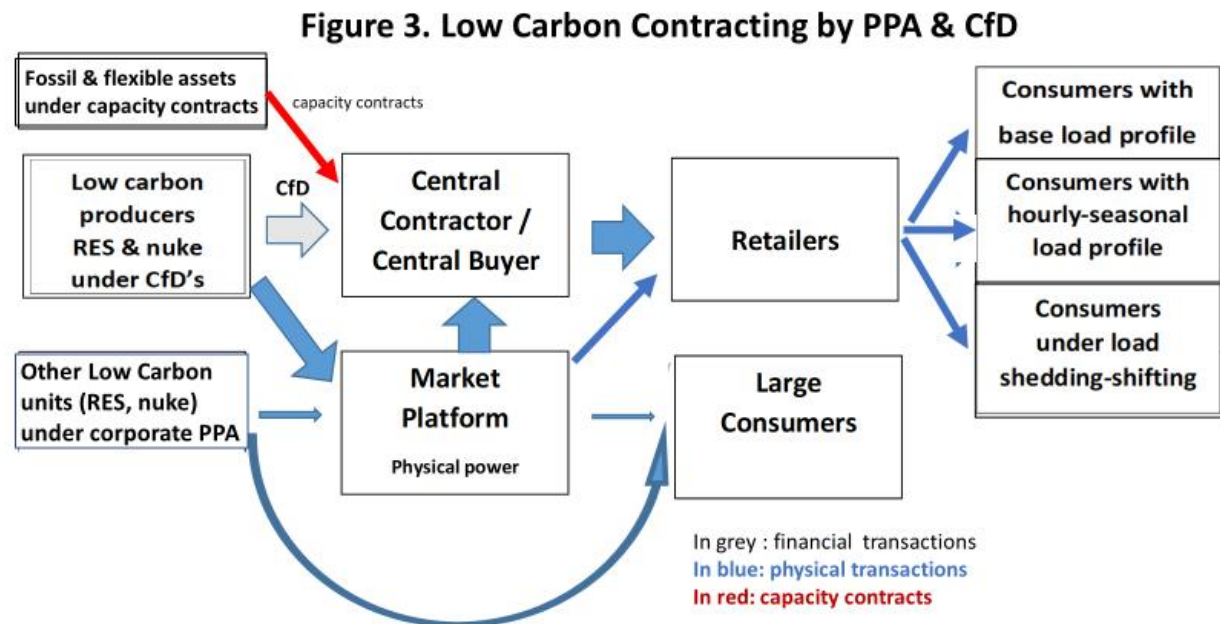
Competition between retailers

- Acquisition of complementary sourcing on the spot market
 - (mainly during price spikes and tension between supply and demand)
- Ability to match their different sourcing with their price offer to different load profile
- Incentive to develop demand response contracts

Option for low carbon generators and customers to be outside the umbrella of the Central Buyer

PPAs between low carbon developers (RES, nuclear) and large buyers (in search of stable prices and « green image » in case of RES unit)

Questions: How to maintain full scope coordination for cost minimization?



Need of a strong governance for long term choices

Need of **rational planning of investments** in the technology mix at the national level

- Inconsistency of the EU energy climate policy based on RES objectives (political criteria)
- Ignorance of other low carbon technologies
- No role for carbon price

Need of a **strict coordination** between deployment of variable RES and those of flexibility sources

Special public agency with large competences in modelling of complex power systems (impartiality in the advice to government)

Conditions

Explicitly recognition of the **pre-eminence of planning upon market** for long-term coordination

Delegate the governance of the long term to Member States (sovereignty Art. 194 (2) TFEU)

Conclusion

- Central Buyer model = achievement of both objectives of acceleration of the transition and consumers protection
- Evident compatibility with EU rules:
 - Upstream competition on the wholesale market and downstream competition on the retail markets
 - Market integration of the systems through spot markets
- But two problems ... with these rules
 - 1. Disconnection of retail prices from wholesale spot prices (article 5.2)
 - 2. Model not compatible with cross contracting between the “central buyer” and large external buyers

which falls within the exercise of national sovereignty (art 184 (2))

(the same for the recognition of the legitimacy of national planning)