



Modifier l'architecture du marché de l'électricité pour mieux investir et décarboner

Document de travail

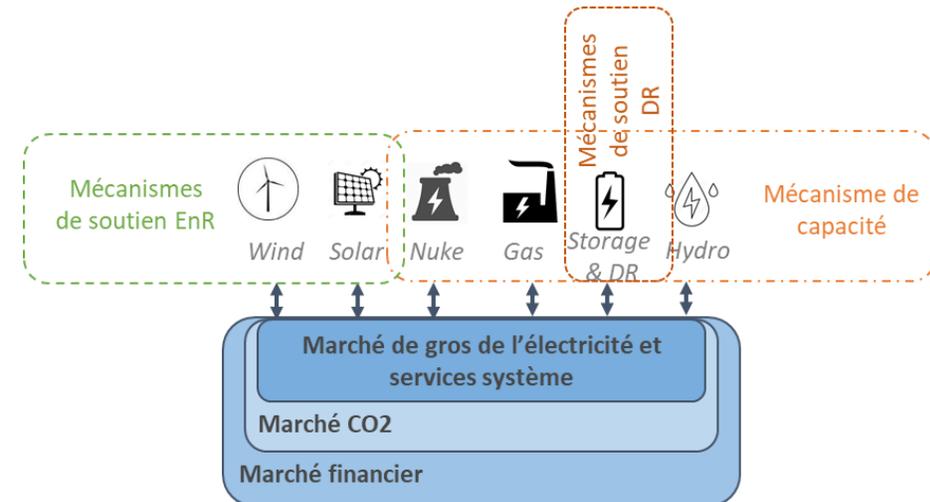
Séminaire chaire MPDD - Scénarios d'une France «renouvelable» : de 0 à 100 %

EDF R&D – Simon Quemin & Marcelo Saguan

24 juin 2021

Consensus sur les besoins d'évolution de l'architecture de marché actuelle

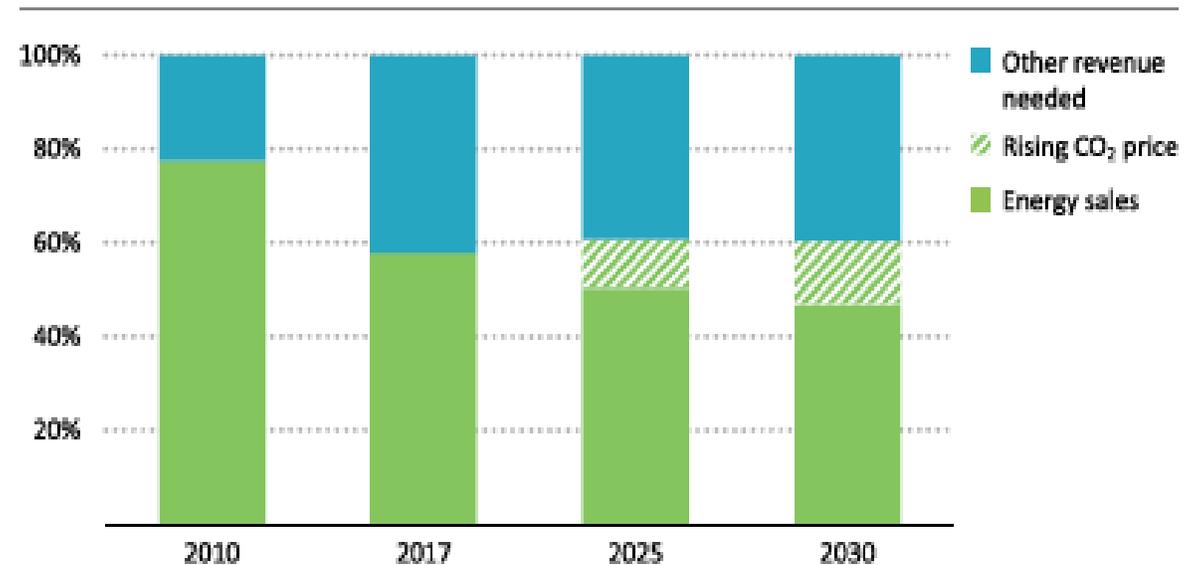
- L'architecture de marché actuelle = une superposition ad-hoc et incohérente de plusieurs couches de régulation et de marché
- Comment en est-on arrivé là ?
 - Régime de marché mis en œuvre dans les années 1990 (focus sur la concurrence et le prix de court terme)
 - Le besoin d'une politique énergétique (ré-)apparaît dès les années 2000 (climat/ETS, paquet 3x20, subventions EnR, EE, ...)
- La solution espérée est devenue un problème
 - Le marché de court terme est utile pour l'optimisation du dispatching
 - Mais la profonde déconnexion investissements – marché est source de difficultés ...
 - ... qui ne peuvent qu'aller croissant avec les implications d'un mix décarboné et le nécessaire rôle d'une main visible



Un enjeu majeur : la couverture et la minimisation des coûts des investissements nécessaires pour la décarbonation

- Le couverture et la minimisation des coûts déconnectées du marché ?!
- Partage des risques → coût du capital : un facteur essentiel
- Le problème dépasse largement la question de l'ajustement du parc / défaillance

Figure 10.21 ▸ Share of long-run generation costs covered by energy sales in the European Union, historical and in the New Policies Scenario

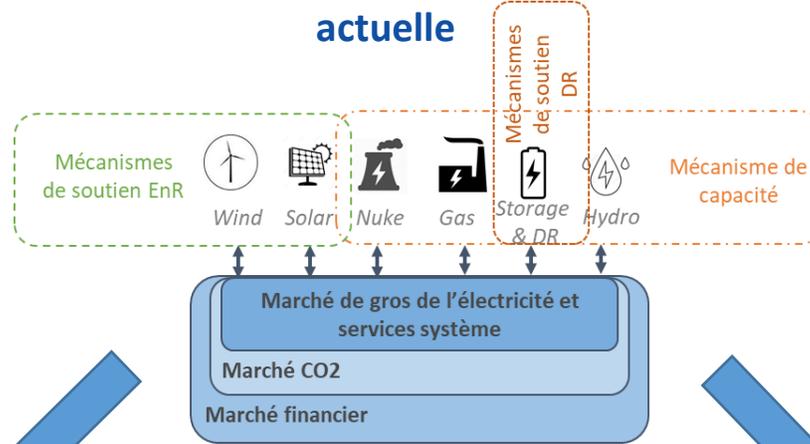


The widening gap between the value of electricity sales and total generation costs raises questions about the ability of some competitive markets to attract timely investment

Source : AIE, WEO 2018

Dans quelle direction aller ?

Architecture de marché actuelle

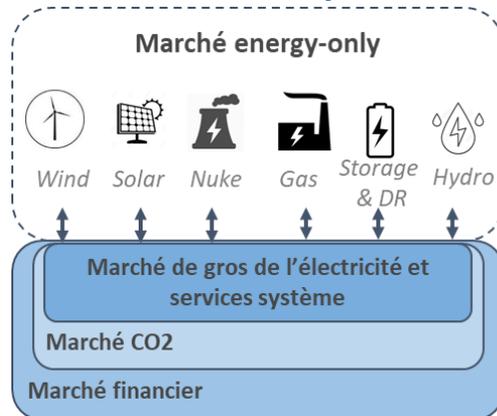


Superposition ad-hoc/incohérente de plusieurs couches

- Interactions indésirables et non-anticipées entre mécanismes (e.g., mécanismes de soutien EnR vs. marché CO2)
- Forts impacts sur la formation du prix de l'électricité (volatilité, quasi-impossibilité de prévision à LT)

Consensus : architecture non adaptée aux enjeux de la TE

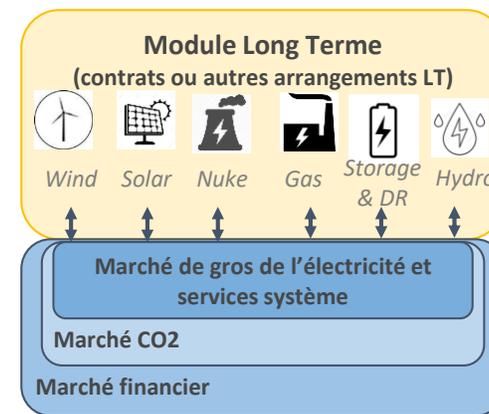
Architecture cible au niveau européen



Vision = il y aurait 'trop' de régulation dans l'architecture actuelle (et pas assez de « scarcity pricing »)

- Cible = marché energy-only où le prix de marché CT doit guider les
- décisions CT (production, dispatch)
 - décisions LT d'investissement et de déclassement

Marché hybride : module LT articulé au marché CT



Module de LT (contrats ou autres arrangements) couvrant les différentes technologies
 → Découplage (au moins partiel) des décisions d'investissement et de fermeture du prix de CT
 → Mécanismes d'appels d'offres pour mettre en œuvre les choix énergie-climat et susciter moindre coût / innovation

- **L'architecture de marché cible EU est-elle à la hauteur des enjeux de long terme ?**
 → **Si non, quelles sont les évolutions possibles ?**

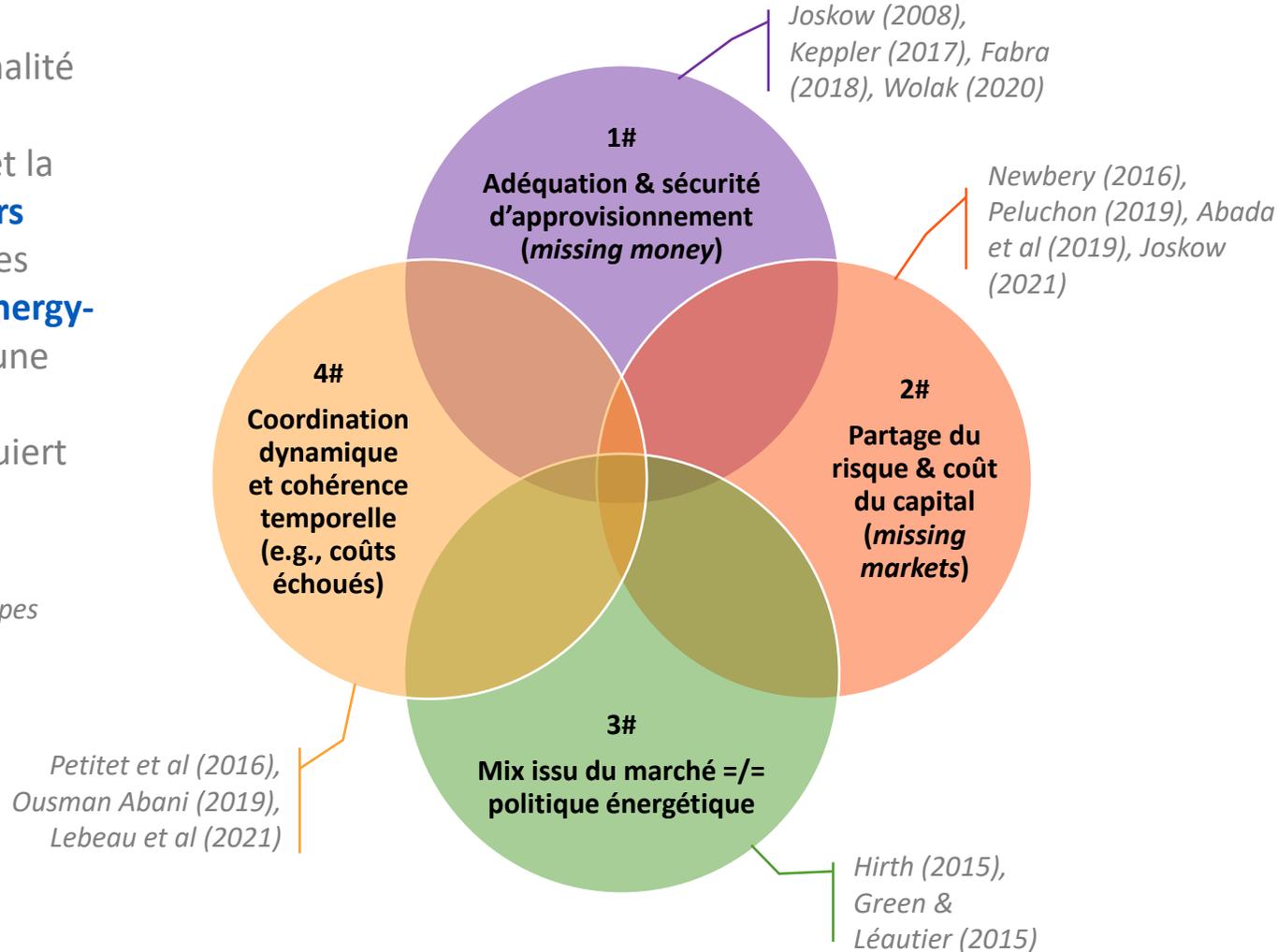
Messages principaux / plan de la présentation

- 1. L'architecture de marché cible au niveau européen – le paradigme *energy-only* – n'est pas adaptée aux défis long terme de la transition énergétique**
→ *quatre problèmes insurmontables quand on passe de la théorie à la pratique*
- 2. Les marchés « hybrides » comme solution la plus prometteuse**
→ *combinaison cohérente et résiliente de mécanismes de régulation et de marché*
- 3. Quel marché hybride pour la France et pour l'Europe ? Plusieurs questions en suspens...**
→ *e.g. articulation court-terme/long-terme, articulation amont/aval, planification, ...*
- 4. ...mais des travaux en cours dans le cadre de la chaire European Electricity Markets**

1. Energy-only : quatre problèmes quand on passe de la théorie à la pratique

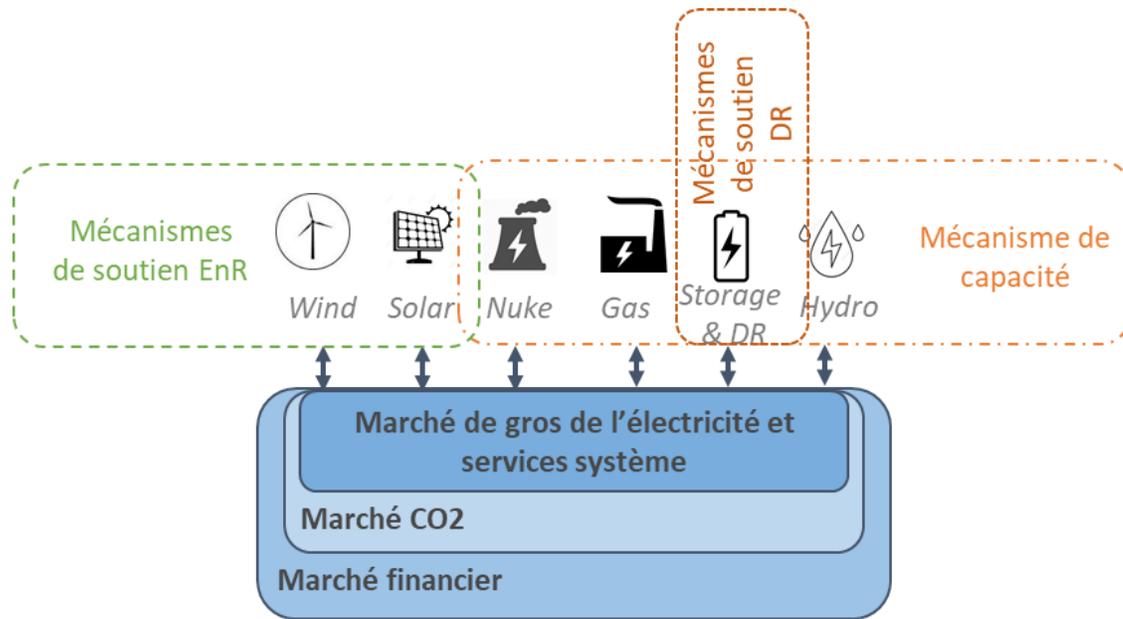
- **En théorie**, l'optimalité des choix d'investissement et la **couverture de leurs coûts** sont garanties dans un marché **energy-only**, même avec une forte proportion d'EnR*... mais requiert des **hypothèses héroïques**

*Voir par exemple Crampes (2018).



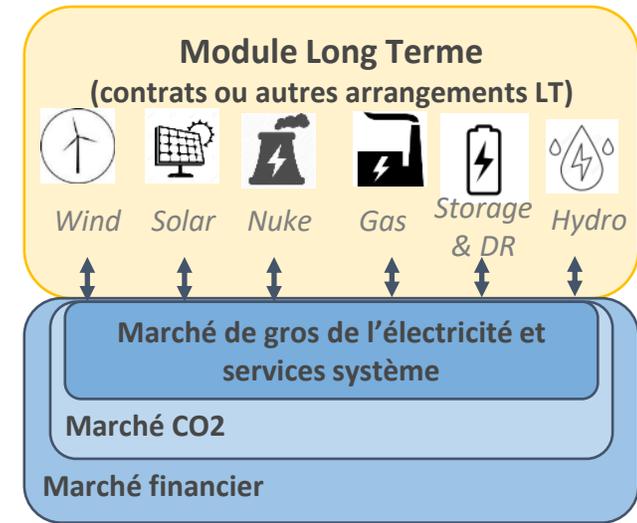
- **En pratique**, il existe au moins **quatre problèmes** induisant des choix inefficaces et/ou une **couverture des coûts insuffisante** → l'analyse séparée permet un bon diagnostic même si ces problèmes sont interdépendants
- Ces problèmes ne sont pas nouveaux mais la **pénétration croissante des ENR** et la nécessité d'**investissements fortement capitalistiques** qu'annoncent les différents scénarios de **transition énergétique** vont significativement les **exacerber** (e.g., marges concentrées sur un nombre très réduit d'heures donc de plus en plus volatiles et aléatoires)

2. Les « marchés hybrides » comme solution la plus prometteuse



Architecture de marché actuelle

Une superposition ad-hoc/incohérente de plusieurs couches de régulation et de marché



« Marché hybride »

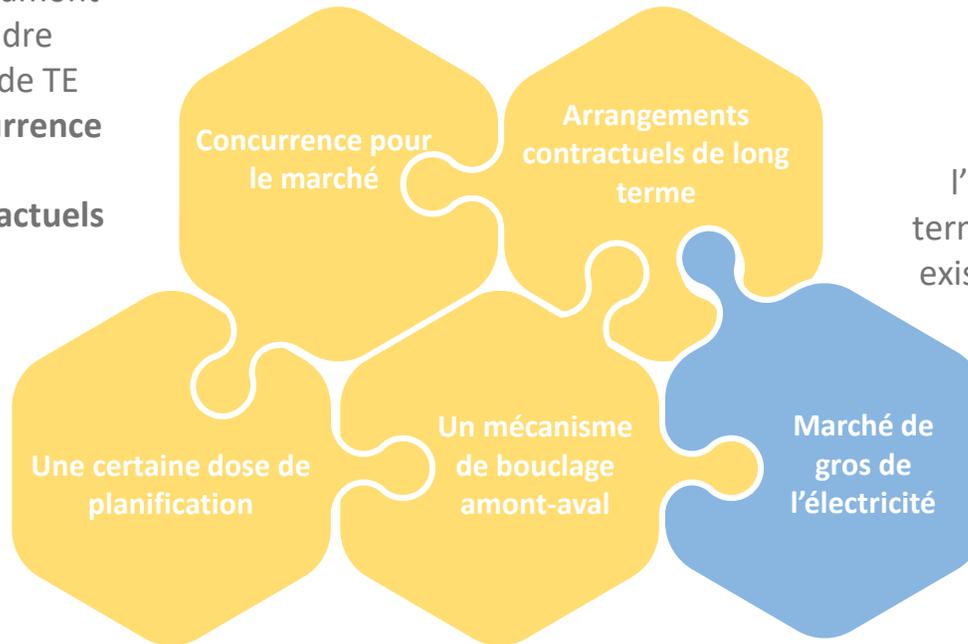
Combinaison cohérente et résiliente* de mécanismes de régulation et de marché

(Newbery 2016, Finon & Roques 2017, Wolak 2020, Joskow 2019, 2021)

2. Qu'entend-on par « marchés hybrides » ?

Penser une architecture hybride, c'est plusieurs **blocs structurants** à assembler

Conditions de réalisation des investissements amont pour réussir au moindre coût les trajectoires de TE (**planification, concurrence pour le marché, arrangements contractuels de long terme**)



Bouclage amont-aval : recouvrement des compensations versées dans le cadre des arrangements contractuels de long terme

Articulation avec l'optimisation de court terme (i.e. emploi des actifs existants) : **rôle du marché de gros**

Conception et mise en œuvre cohérentes

Problèmes d'un marché court terme energy-only (exacerbés par la décarbonation)

#1 Adéquation & *missing money*

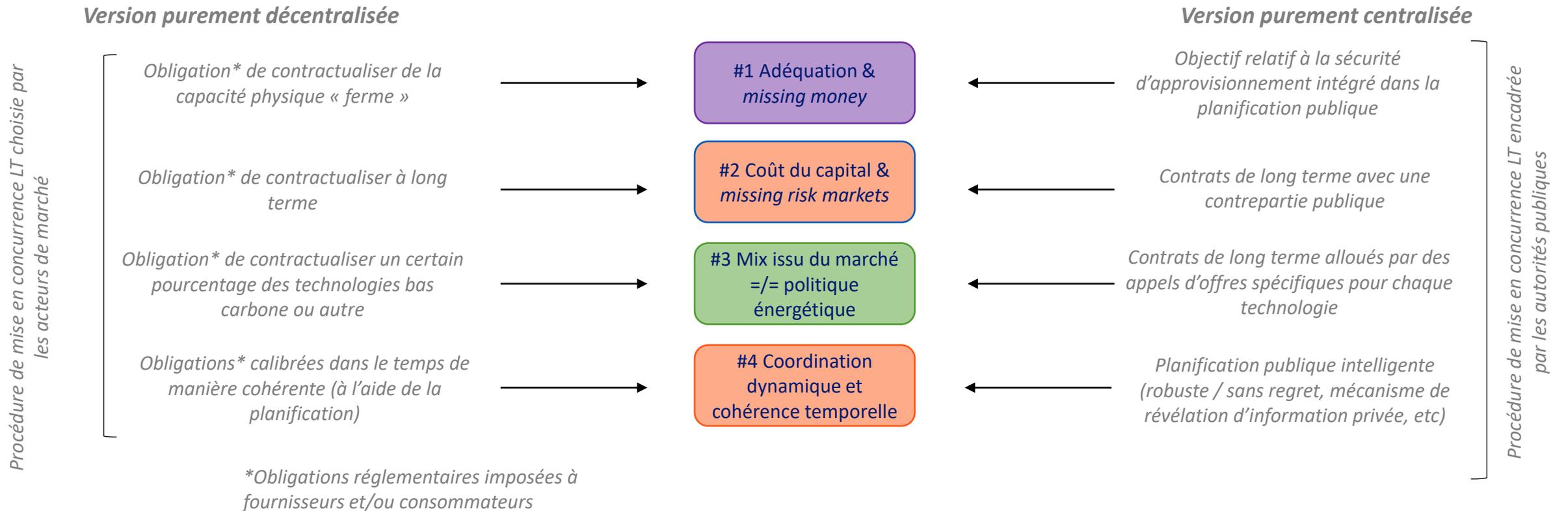
#2 Coût du capital & *missing risk markets*

#3 Mix issu du marché \neq politique énergétique

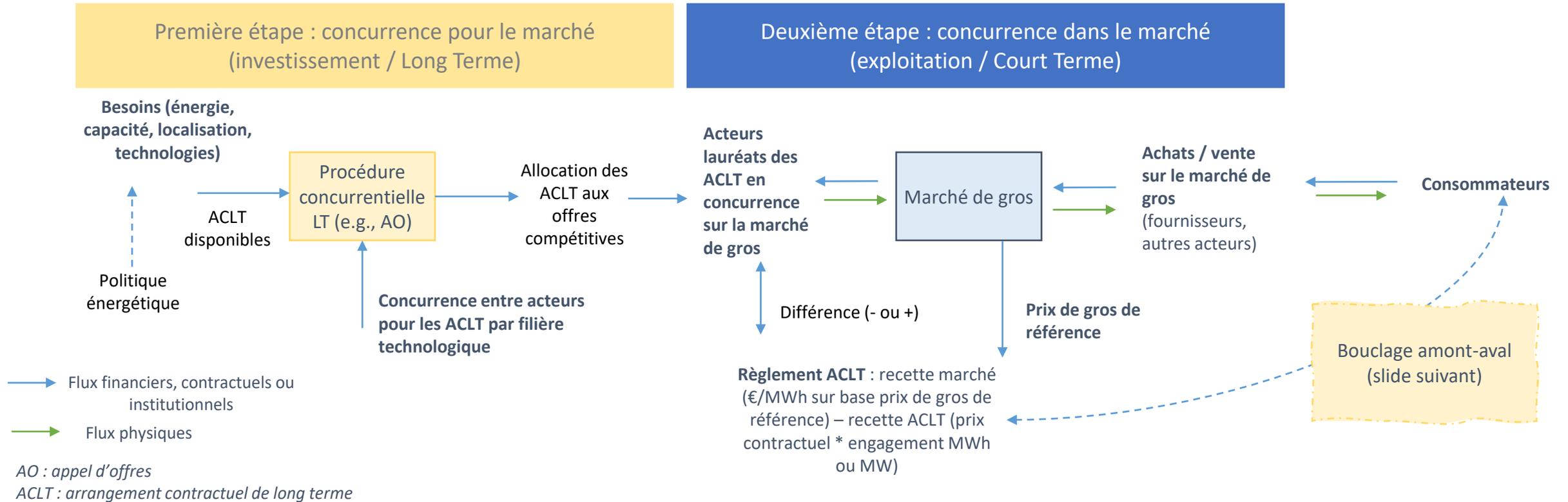
#4 Coordination dynamique et cohérence temporelle

2. Les « marchés hybrides » : centralisé vs. décentralisé

Plusieurs déclinaisons possibles entre deux extrêmes pour traiter les problèmes du marché energy-only



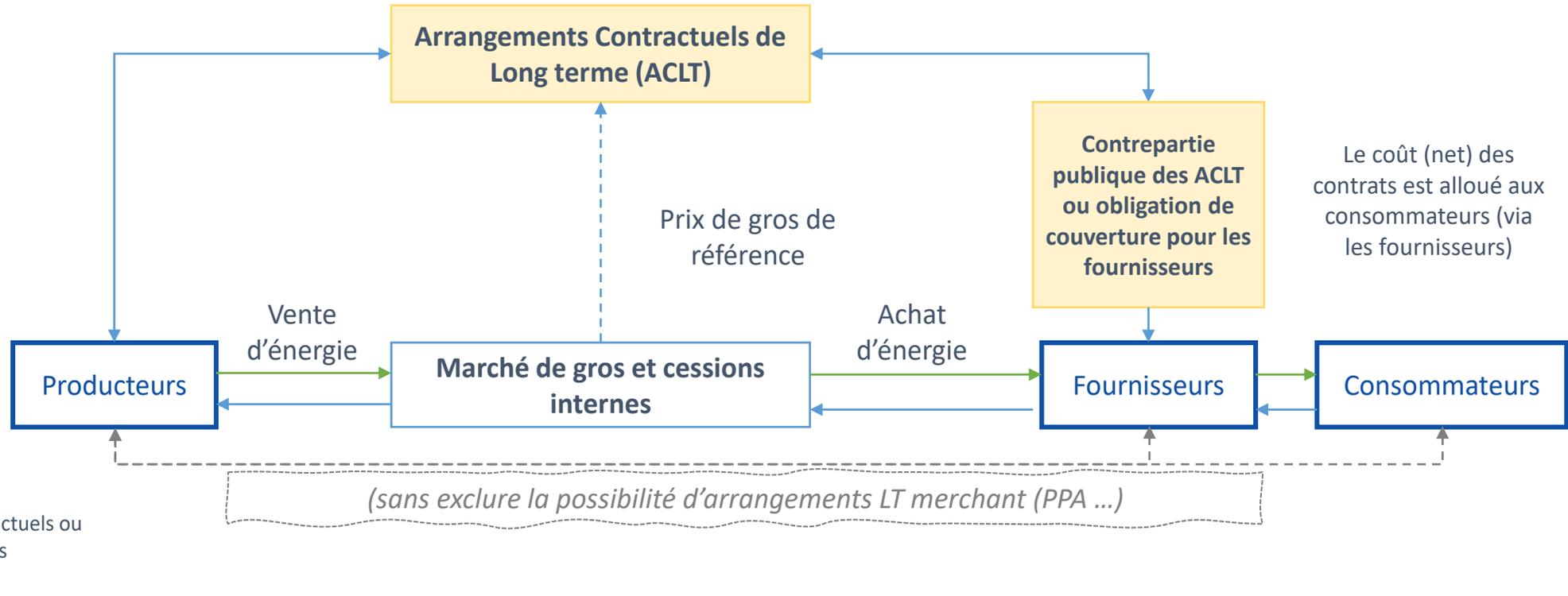
2. Les « marchés hybrides » : focus articulation court-terme long-terme



Quelle articulation entre le module de long terme et le marché de court terme ?

→ bien examiner l'arbitrage entre partage/réduction des risques et 'distorsions à court terme'

2. Les « marchés hybrides » : focus articulation amont aval



Quelle articulation pour le module de long terme entre l'amont et l'aval ?

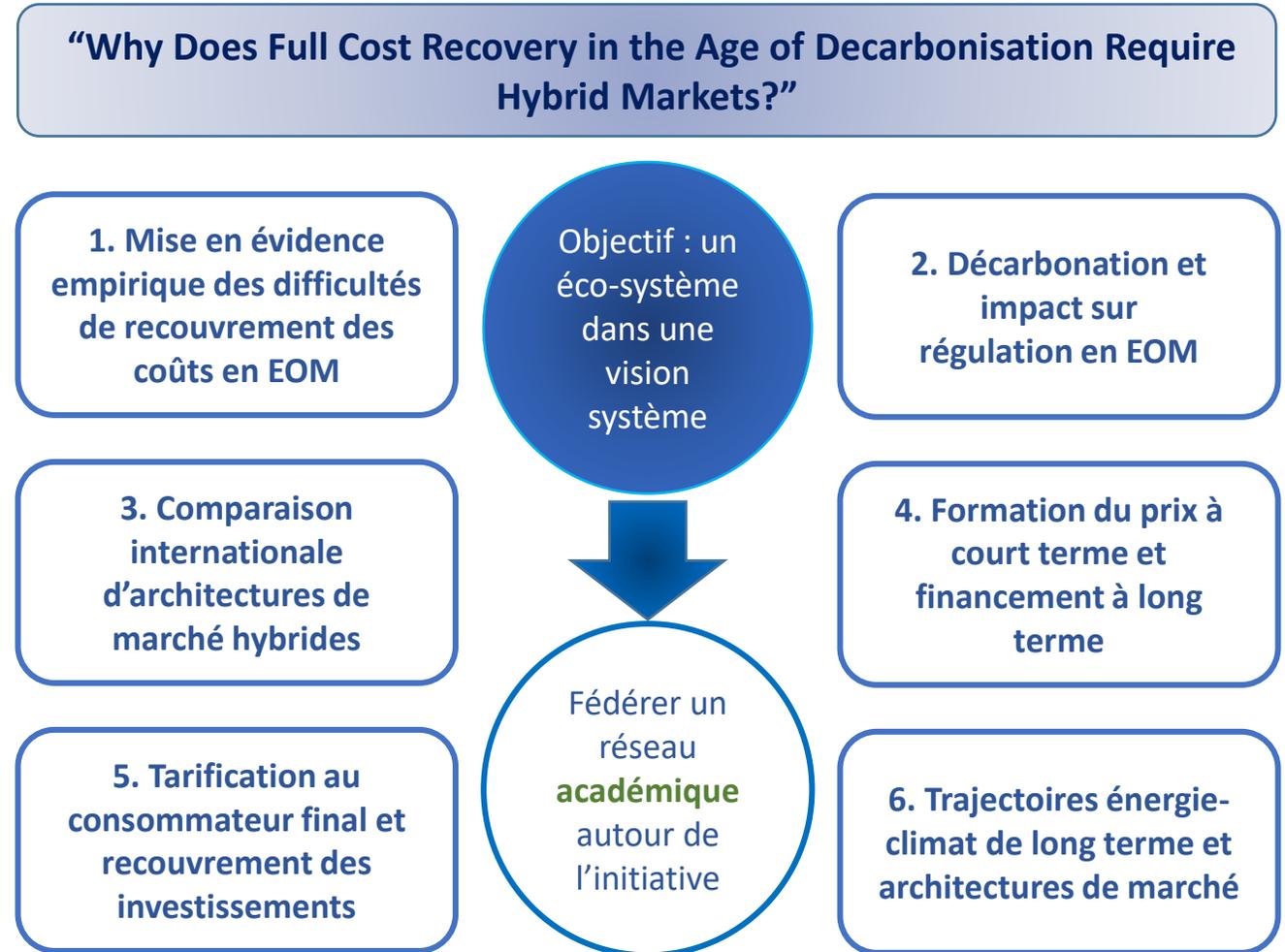
→ l'allocation des coûts (équilibre budgétaire) et des risques à l'aval doit être efficace et équitable, notamment dans un contexte où les investissements nécessaires à l'aval sont conséquents

3. Quel marché hybride pour la France et l'Europe ? Des questions en suspens

- *Quel degré de centralisation du marché hybride ?*
- *Quel design pour les arrangements contractuels de long terme ?*
- *Quel(s) traitement(s) contractuels pour les capacités existantes vs. nouvelles ?*
- *Quelle articulation entre l'amont et l'aval ?*
- *Quel type de planification (e.g., à regret minimal) étant donnée l'incertitude de long terme tout en garantissant une visibilité suffisante pour les investisseurs et limitant le biais au surinvestissement ?*
- ...

4. Les travaux académiques sur les marchés hybrides dans le cadre de la CEEM

- Chaire European Electricity Markets (CEEM)
 - Lancée en 2012 à l'Université Paris Dauphine
 - Objectif : ancrer en France un lieu de réflexion sur les question d'économie du secteur électrique dans une logique d'économie appliquée
 - Partenaires : EDF, RTE, Epex Spot, Total Direct Energie
- Programme de recherche « Financing long-term investment in hybrid electricity markets »
 - Lancé en 2020 : nouvelle initiative visant à jeter les bases d'un écosystème européen d'économistes de l'énergie sur les questions de market design de long terme
 - 6 groupes de travail autour des marchés hybrides
 - Conférence internationale juin 2021 avec la participation de P. Joskow & D. Newbery



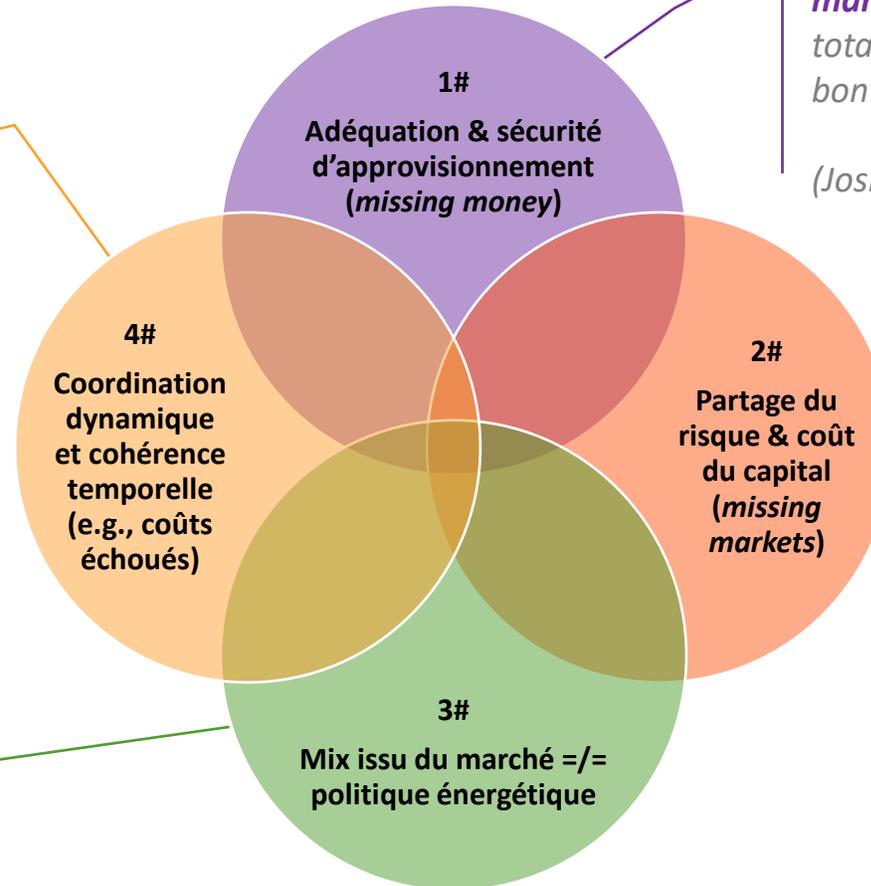


MERCI

1. Energy-only : quatre problèmes quand on passe de la théorie à la pratique

Du fait de l'**irréversibilité** de certaines décisions et de la **rationalité limitée** des acteurs de marché (e.g., biais d'anticipation), un marché energy-only ne fournit pas la **coordination dynamique** adéquate des investissements et génère des problèmes de couverture des coûts (e.g., **coûts échoués**) et des **cycles de sur/sous-investissement**.

(Petitet et al 2016, Ousman Abani 2019, Lebeau et al 2021)



En présence d'**externalités d'adéquation** et/ou de **prix plafond explicites/implicites**, la **rémunération issue du marché energy-only est insuffisante** pour recouper la totalité des coûts des capacités requises pour assurer le bon niveau de sécurité d'approvisionnement.

(Joskow 2008, Keppler 2017, Fabra 2018, Wolak 2020)

Du fait de l'**incomplétude du marché pour la couverture des risques de long terme**, (i.e., les instruments LT n'émergent pas de manière spontanée), les risques portés par les investisseurs dans le marché energy-only sont élevés, ce qui **augmente leur coût du capital** → le problème de **rémunération energy-only** s'en trouve aggravé voire éloigné d'un mix de production efficace.

(Newbery 2016, Peluchon 2019, Abada et al 2019)

Un marché energy-only **ne garantit pas une rémunération adéquate pour les capacités souhaitées par les pouvoirs publics** qui outrepassent les seuls fondamentaux de marché, e.g. **politiques industrielle et d'innovation** (e.g., EnR), contraintes sociales et défaillance des mécanismes de décarbonation.

(Hirth 2015, Green & Léautier 2015)

Annexe : plusieurs options partielles et insuffisantes...

Problèmes d'un marché court terme energy-only (exacerbés par la décarbonation)	Marchés CT améliorés (e.g., scarcity pricing)	Mécanismes de capacité (+ marché CT pour dispatch)	Mécanismes de soutien EnR (+ marché CT pour dispatch)
#1 Adéquation & missing money	✓	✓	✗
#2 Coût du capital & missing risk markets	✗	✓ <i>Seulement si contrats capacité LT</i>	✓ <i>Seulement pour EnR</i>
#3 Mix issu du marché =/= politique énergétique	✗	✗	✓ <i>Seulement pour EnR</i>
#4 Coordination dynamique et cohérence temporelle	✗	✗	✗

Références

- Abada, I. & de Maere d’Aertrycke, G., Ehrenmann, A. & Smeers, Y. (2019). What Models Tell us about Long-Term Contracts in Times of the Energy Transition. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 8(1): 163–81.
- Crampes, C. (2018). L’intégration des EnR remet-elle en cause la tarification à la Boiteux ? Séminaire EDF
- Green, R. & Léautier, T-O., (2015). "Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets," TSE Working Papers 15-591, Toulouse School of Economics (TSE).
- Hirth, L. (2015). The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *The Energy Journal*, Vol. 36, N°1.
- Fabra, N. (2018). A Primer on Capacity Mechanisms, *Energy Economics* 75, 323-335.
- Joskow, P.L., (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design. *Utilities Policy* 16 (3), 159–170.
- Joskow, P.L., (2019). Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale. *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 35, Number 2, 2019, pp. 291-331
- Joskow, P.L., (2021). "From Hierarchies to Markets in Electricity and Partially Back Again: Responding to Deep Decarbonization Commitments and Security of Supply Criteria," May 31, 2021. MIT CEEPR Working Paper WP 2021-008.
- Keppler J-H. (2017). Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms: Security of Supply Externalities and Asymmetric Investment Incentives, *Energy Policy*, vol. 105, p. 562-570.
- Lebeau A., et al (2021). Long-term issues with the energy-only market design in the context of electricity decarbonisation. Insights from a system dynamics simulation model. Conférence IAEE 2021
- Newbery, D., (2016). Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy* 2016; 94:401–10.
- Ousman Abani, A. (2019). Electricity market design for long-term capacity adequacy in a context of energy transition. PhD
- Peluchon, B., (2019). Market design and the cost of capital for generation capacity investment. CEEM working paper.
- Petitet, M., Finon D., Janssen T. (2016). Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market. *The Energy Journal*, 2016, vol. Volume 37, issue Number 4
- Wolak, F. (2020). Market Design in a Zero Marginal Cost Intermittent Renewable Future.