



PARIS SCHOOL OF ECONOMICS  
ÉCOLE D'ÉCONOMIE DE PARIS



École des Ponts  
ParisTech

Séminaire Nasse

# Tarification de l'électricité

29 septembre 2022

Autorité  
de la concurrence







# PLAN DE LA PRÉSENTATION

1. **Introductions**
2. **Tarification sur les marchés de gros**
  - le point de vue de l'économiste
  - le point de vue de la juriste
3. **Tarification sur les marchés de détail**
  - le point de vue de l'économiste
  - le point de vue de la juriste
4. **Conclusions**



Tarification de l'électricité

# Introductions



# 1. Rappels économiques



# Le manuel de micro-économie...

- Dans les manuels d'économie, des biens ou services ne sont **strictement identiques** que s'ils sont échangés en un lieu, une date et sous des conditions donnés.
- Dans la très grande majorité des cas, ce degré de précision est **superflu** car:
  - Le bien peut être **stocké** facilement à un coût négligeable.  
Exemple: entrepôt.
  - Et/ou les consommateurs sont **flexibles** quant à la date exacte d'achat, et la « technologie » pour exploiter cette flexibilité est particulièrement simple d'utilisation.  
Exemple: files d'attente.



(source: commons.wikimedia.org)

- On parle ainsi de « marché du livre » et pas de « marché du livre acheté le 29 septembre à 10h15 par beau temps à Bercy ».

# ...et l'électricité

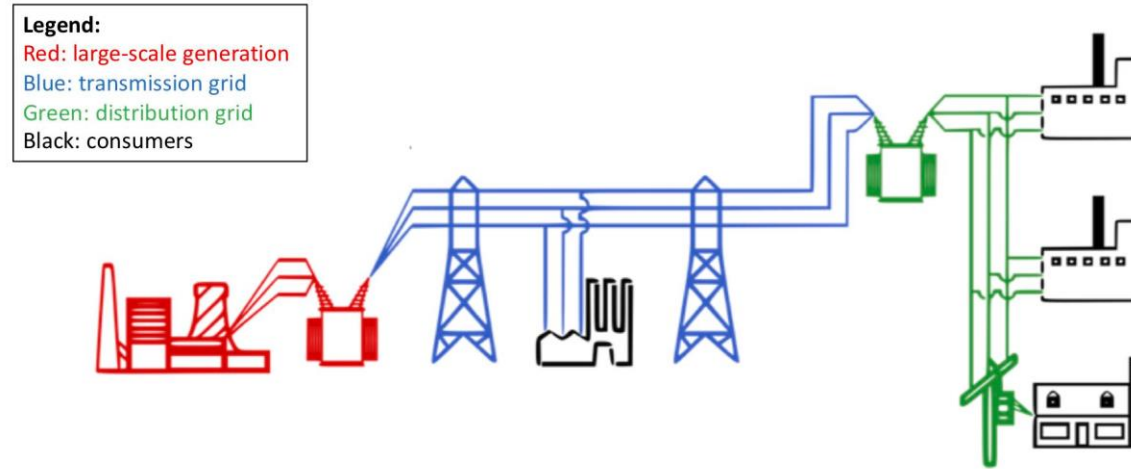
- Cette simplification n'est pas possible pour l'électricité:
  - les **capacités de stockage** sont limitées.  
Exemple: il faudrait près de 30,000 Tesla megapack pour stocker la production annuelle d'une tranche nucléaire.
  - la demande est **instantanée** et doit être satisfaite car l'**équilibre offre-demande** doit être assuré à tout instant.
- Echanger de l'électricité (via les marchés ou de façon administrée) demanderait en théorie d'utiliser des **centaines de millions de prix différents**.

## Ordre de grandeur pour la France:

8760 heures/an X 12 intervalles de 5 min/heure X ~4000 nœuds sur le réseau de transport = plus de 400 millions pour une seule année.

- La théorie économique définie à ce niveau de granularité est la même depuis des décennies (tautologies mathématiques).
- Une application stricte de cette théorie était cependant impossible historiquement. De par les **inerties institutionnelles**, les marchés de gros (cf. partie 2) comme de détail (cf. partie 3) continuent de reposer sur d'importantes **simplifications** et **approximations** qui vont désormais au-delà des réelles contraintes technologiques.

# Segments de l'industrie électrique



- **Production:** ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000 mais fortement concentré (nucléaire, hydraulique) et administré (EnR).
- **Transport:** monopole de RTE sur la construction et la maintenance des lignes, mais aussi l'exploitation et la planification.
- **Distribution:** monopole naturel au niveau local (Enedis et ELD).
- **Fourniture:** ouvert à la concurrence mais maintien de tarifs réglementés.

**Facture** = Énergie + Réseau + Taxes

# Prix « idéal » de l'électricité - Court terme

Pour un parc de centrales et un réseau électrique donnés, le prix « idéal » théorique d'un des biens « électricité » correspond aux **coûts variables de la centrale que l'on appellerait s'il fallait augmenter la production de 1 kWh.**

Cette **centrale « marginale »** peut varier en fonction:

- du **jour et de l'heure** où la livraison d'électricité a lieu.
- des **aléas** qui se sont réalisés (e.g. disponibilité effective des centrales).
- de la **localisation** sur le réseau (e.g. si la capacité d'export vers la Bretagne est saturée, la centrale marginale pour une livraison à Brest se trouve en Bretagne et pas dans le reste de la France).

Ce système de prix génère à court-terme des **rentes**:

- pour les centrales qui produisent mais ne sont pas marginales.
- pour le gestionnaire de réseau s'il y a des congestions (+ pertes quadratiques, négligées dans ce qui suit).



# Investissements à long-terme

- A l'**optimum de long-terme**, l'espérance des rentes de court-terme couvre exactement les coûts d'investissements dans les centrales et le réseau si ces coûts sont proportionnels à la capacité installée.
- En théorie, cet optimum peut-être atteint indifféremment par:
  - par un **planificateur** omniscient, rationnel, omnipotent et bienveillant.
  - par un **marché parfaitement concurrentiel**: pas de barrière à l'entrée, pas d'exercice de pouvoir de marché.
- En raison de la complexité esquissée plus haut, aucune de ces deux approches ne peut en pratique être mise en œuvre parfaitement.
- L'histoire de l'industrie électrique est donc rythmée par des arbitrages entre des **mécanismes de marché imparfaits** (comportements anticoncurrentiels, signaux prix trop simplifiés) et une **régulation imparfaite de monopoles** (rentes informationnelles, inefficacités de gestion).

# Dimension temporelle

Si on laisse de côté la dimension spatiale, il est utile de distinguer (de façon peu rigoureuse) **trois horizons temporels**, auxquels sont associés des risques de nature distinctes:

- le **très court terme**, c'est-à-dire la période entre la livraison et environ 1 heure avant.

Risque principal: aléas (e.g. indisponibilité fortuite).

Mécanisme actuel: marchés intraday & temps réel (s'ils existent), mécanismes de réserves.

- le **court-moyen terme**, de 1h à quelques mois avant la livraison.

Risque principal: utilisation inefficace du parc de centrales existant.

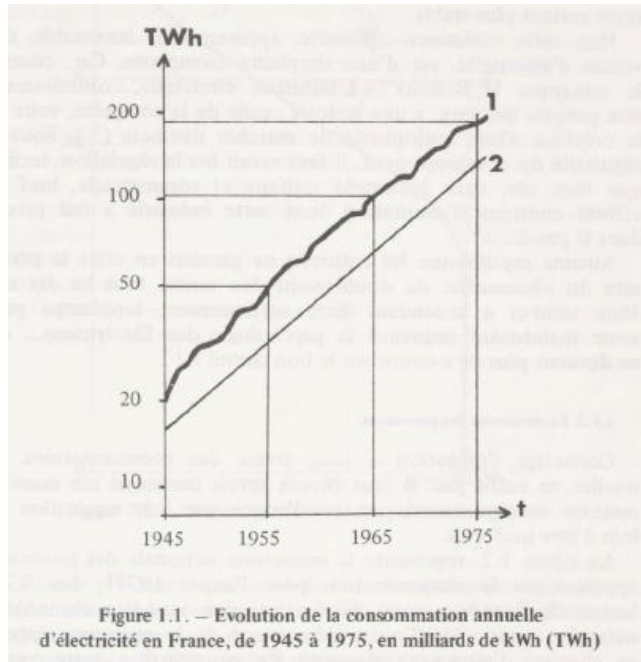
Mécanisme actuel: marchés day-ahead.

- le **moyen-long terme**, de 1 an à plusieurs années de la livraison.

Risque principal: sous-capacité ou sur-capacité des moyens de production; mix énergétique sous-optimal pour servir le profil de consommation observé.

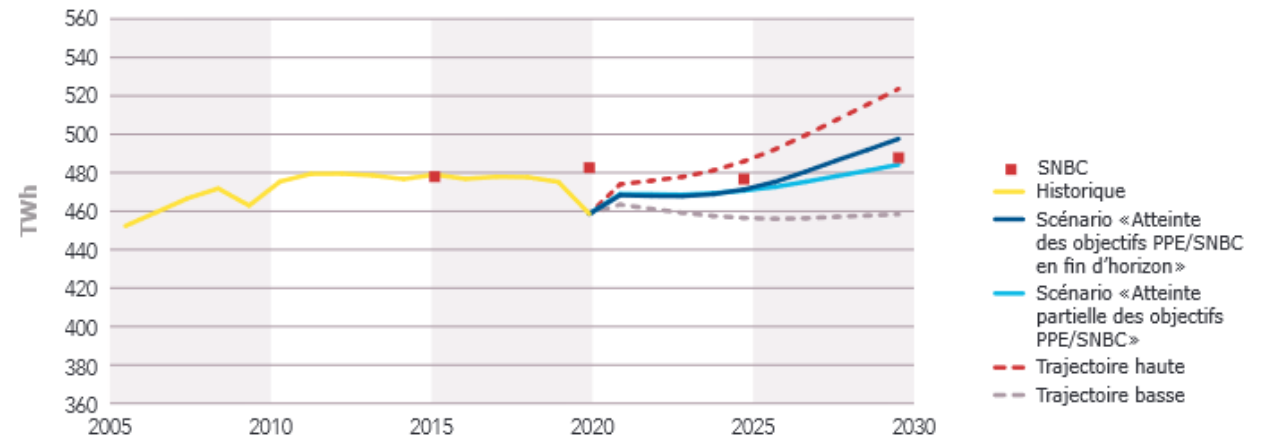
Mécanisme actuel: produits de couverture annuels et mécanisme de capacité.

# Prédictions de long-terme et transition



(source: Monnier, 1982)

Figure 12 Trajectoires d'évolution de la consommation



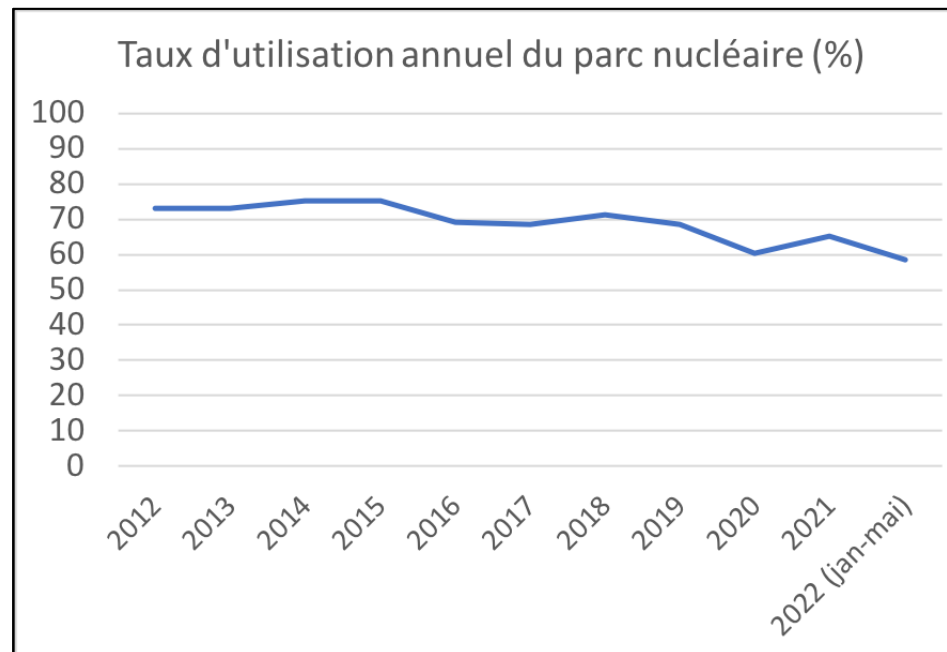
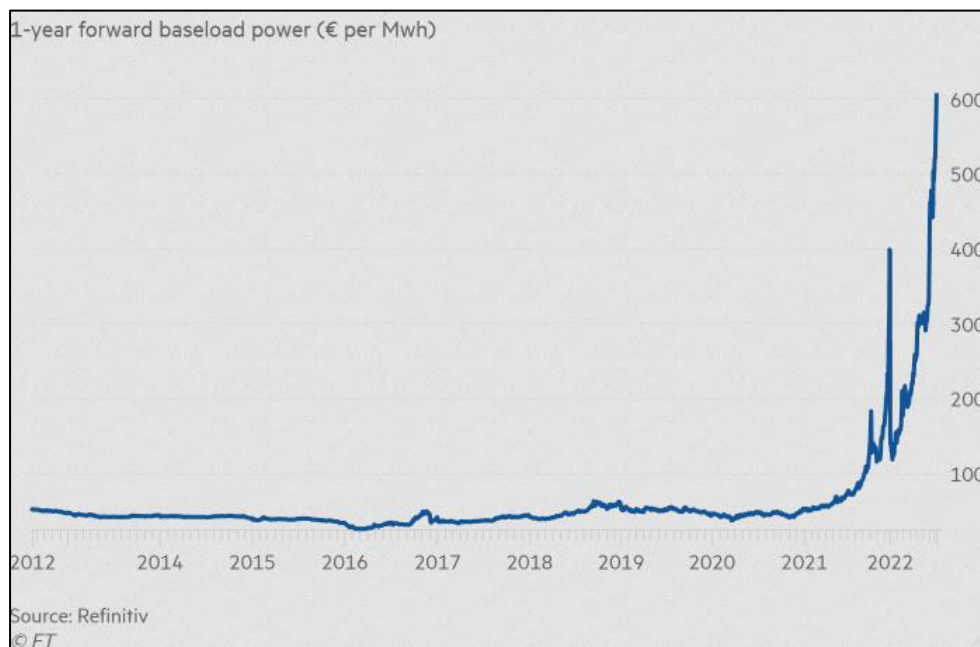
(source: RTE, BP 2021)

Les erreurs de prévision sont la norme depuis les années 1980, indépendamment de la structure de l'industrie électrique:

- **Cas du monopole:** sur-dimensionnement du parc nucléaire (motivé en partie par la prolongation de tendance de la Figure de gauche).
- **Organisation actuelle:** risque de rationnements très élevé cet hiver malgré l'existence d'un mécanisme de capacité.



# Quelques ordres de grandeur de la crise actuelle



# 2. Rappels juridiques



Rappels juridiques

# Un peu d'histoire

**L'électricité** : un produit de première nécessité, qui constitue un poste de coût conséquent et quasi-incompressible à court terme pour les consommateurs résidentiels et professionnels

## Des monopoles nationaux aux marchés intérieurs de l'énergie :

- Avant les années 1990 :
  - En Europe : des marchés nationaux confiés à des opérateurs historiques
  - En France : la loi du 8 avril 1946, une activité de service public, une entreprise publique, un monopole public de la production, de l'acheminement et de la commercialisation de l'électricité
- Après les années 1990 :
  - En Europe : la libéralisation des secteurs de réseaux (communications électroniques, transports et énergie)
  - En France : la transposition des directives européennes et l'ouverture progressive du secteur de l'électricité à la concurrence





Rappels juridiques

# Les paquets « Energie »

L'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz :

- Le premier paquet « Energie » : les directives de 1996 (électricité) et 1998 (gaz), devant être transposées pour 1998 (électricité) et 2000 (gaz)
- Le deuxième paquet « Energie » : les directives de 2003, devant être transposées pour 2004, et certaines dispositions n'entrant en vigueur qu'en 2007
- Le troisième paquet « Energie » : les textes de 2009, pierre angulaire de la mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie, devant être transposées pour 2011
- Le quatrième paquet « Energie » de 2019, « *Energie propre pour tous les Européens* » :
  - directive « électricité » (2019/944/UE)
  - trois règlements : le règlement sur l'électricité (2019/943/UE), le règlement sur la préparation aux risques (2019/941/UE) et le règlement instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) (2019/942/UE)



Rappels juridiques

# Les transpositions

L'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz :

- En France, depuis 2000, plusieurs lois ont transposé les directives européennes :
  - la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
  - loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières
  - loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique
  - loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie
  - **loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME**
  - loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation
  - ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944
- **Le code de l'énergie**

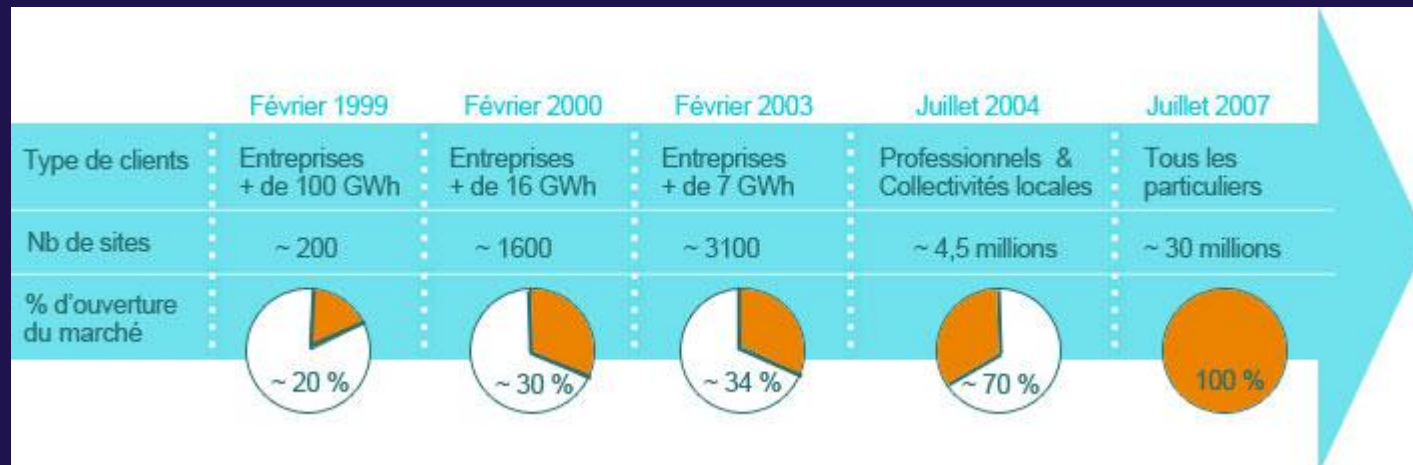


Rappels juridiques

# Le principe : la liberté

## Les libertés consacrées :

- pour les entreprises : liberté d'établissement des fournisseurs d'électricité, liberté de prestation de services, dont la liberté des prix
- pour les consommateurs : liberté de choix du fournisseur d'électricité



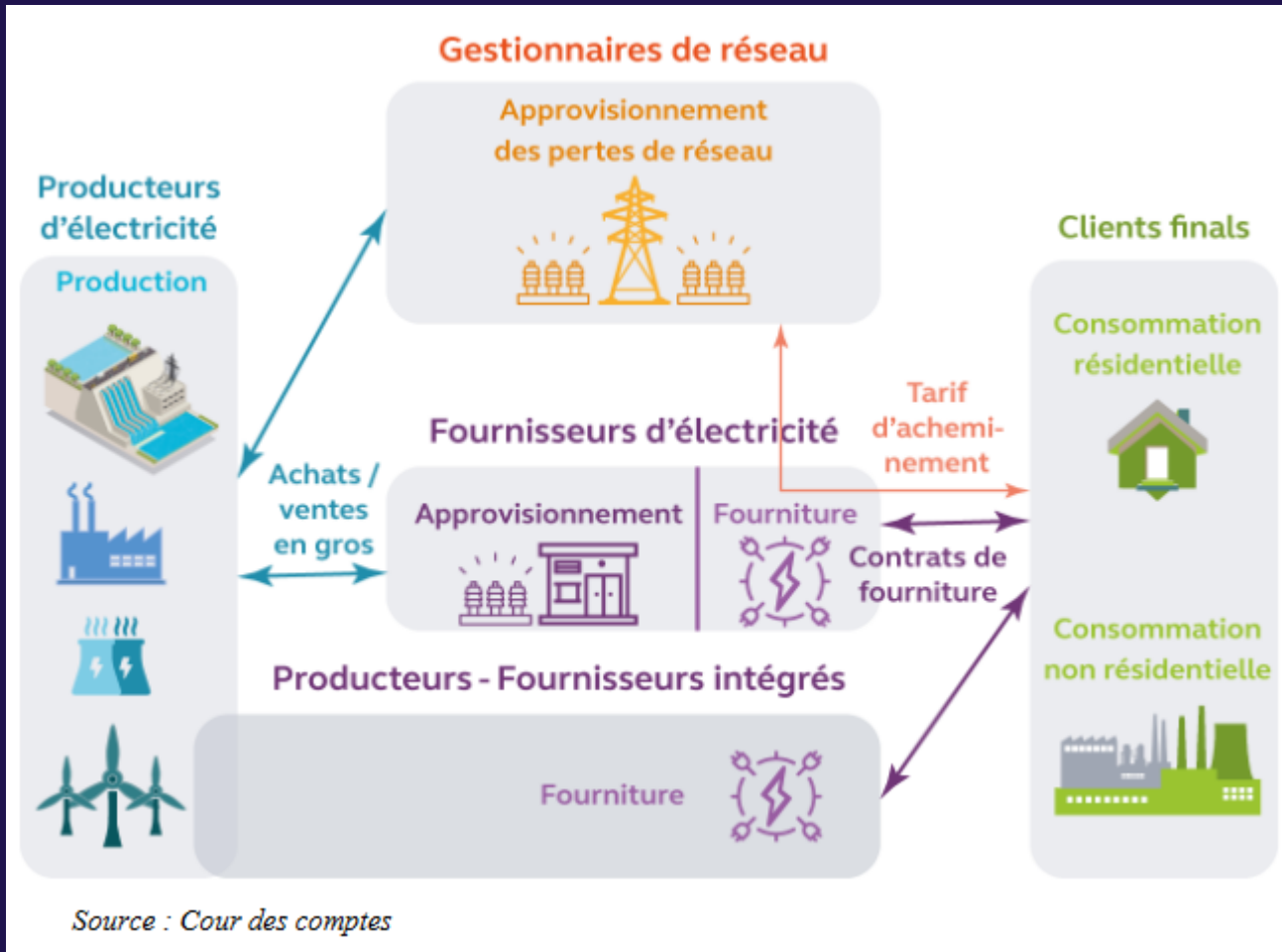
[https://www.energie-info.fr/fiche\\_pratique/louverture-du-marche-de-lelectricite-et-du-gaz-naturel-a-la-concurrence/](https://www.energie-info.fr/fiche_pratique/louverture-du-marche-de-lelectricite-et-du-gaz-naturel-a-la-concurrence/)





Rappels juridiques

# Le principe : la liberté



Rappels juridiques

# Les exceptions

**L'encadrement par la puissance publique des marchés ouverts :**

- La nécessaire régulation des marchés libéralisés :
  - création d'autorités de régulation sectorielle, dont, en 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et, en 2019, l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)...
  - ...dont la mission est de veiller au bon fonctionnement des marchés ouverts et, notamment, d'assurer un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution, aux fournisseurs d'électricité
- En France, les interventions de l'Etat dans la fixation des prix :
  - sur les marchés de gros : l'ARENH
  - sur les marchés de détail : les TRV





Tarification de l'électricité

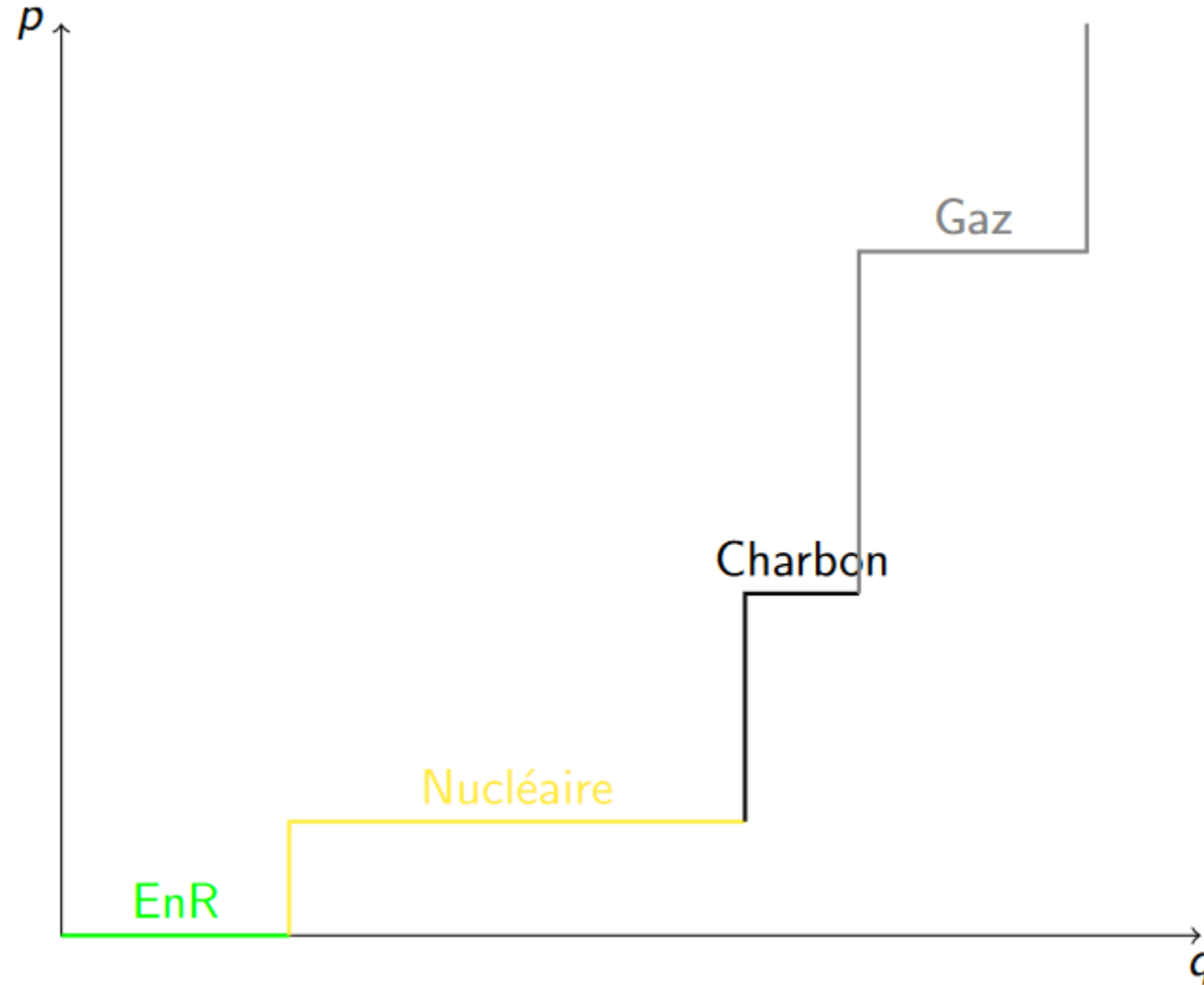
# Sur les marchés de gros



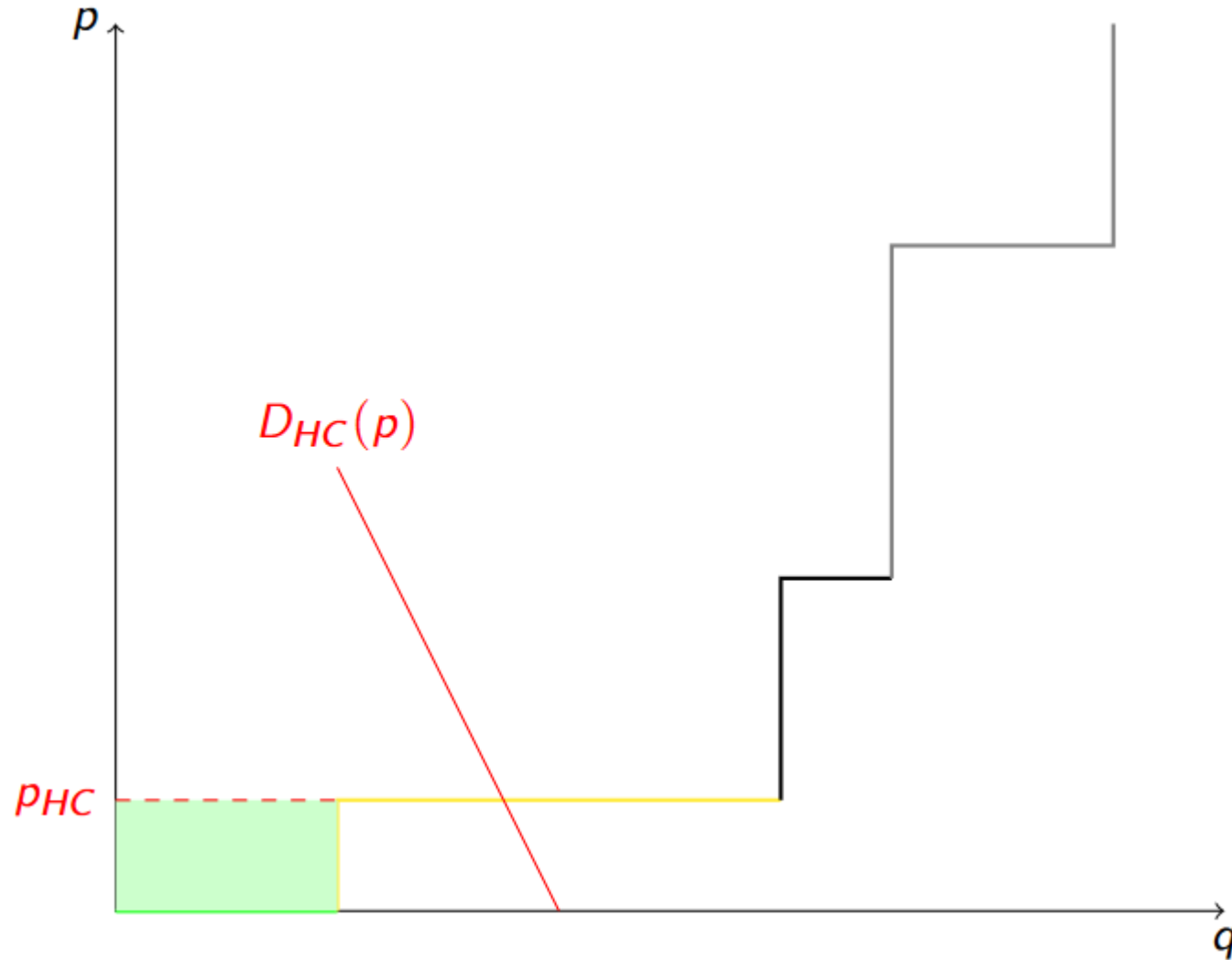
# 1. Le point de vue de l'économiste



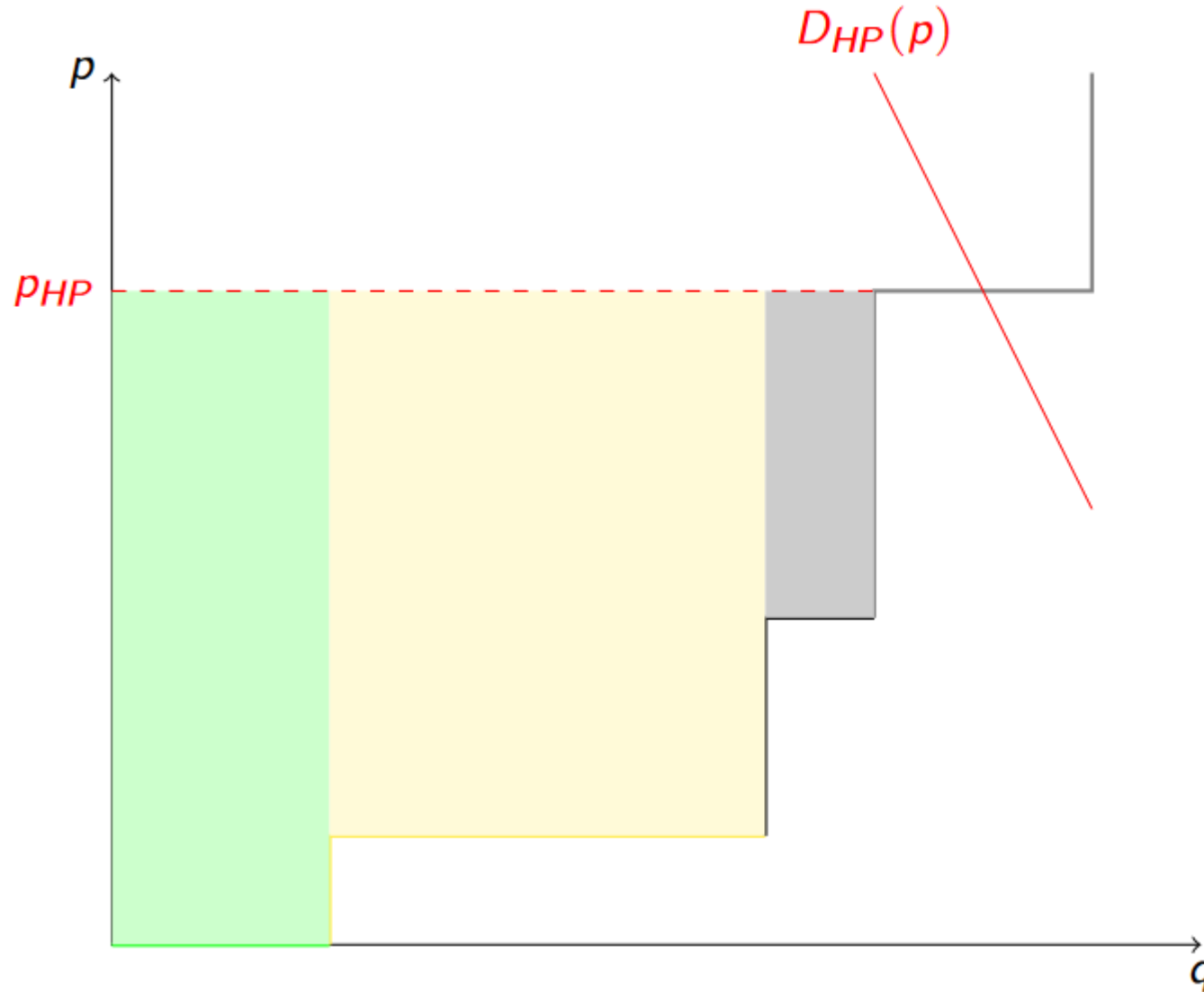
# Théorie - Court terme



# Théorie - Court terme

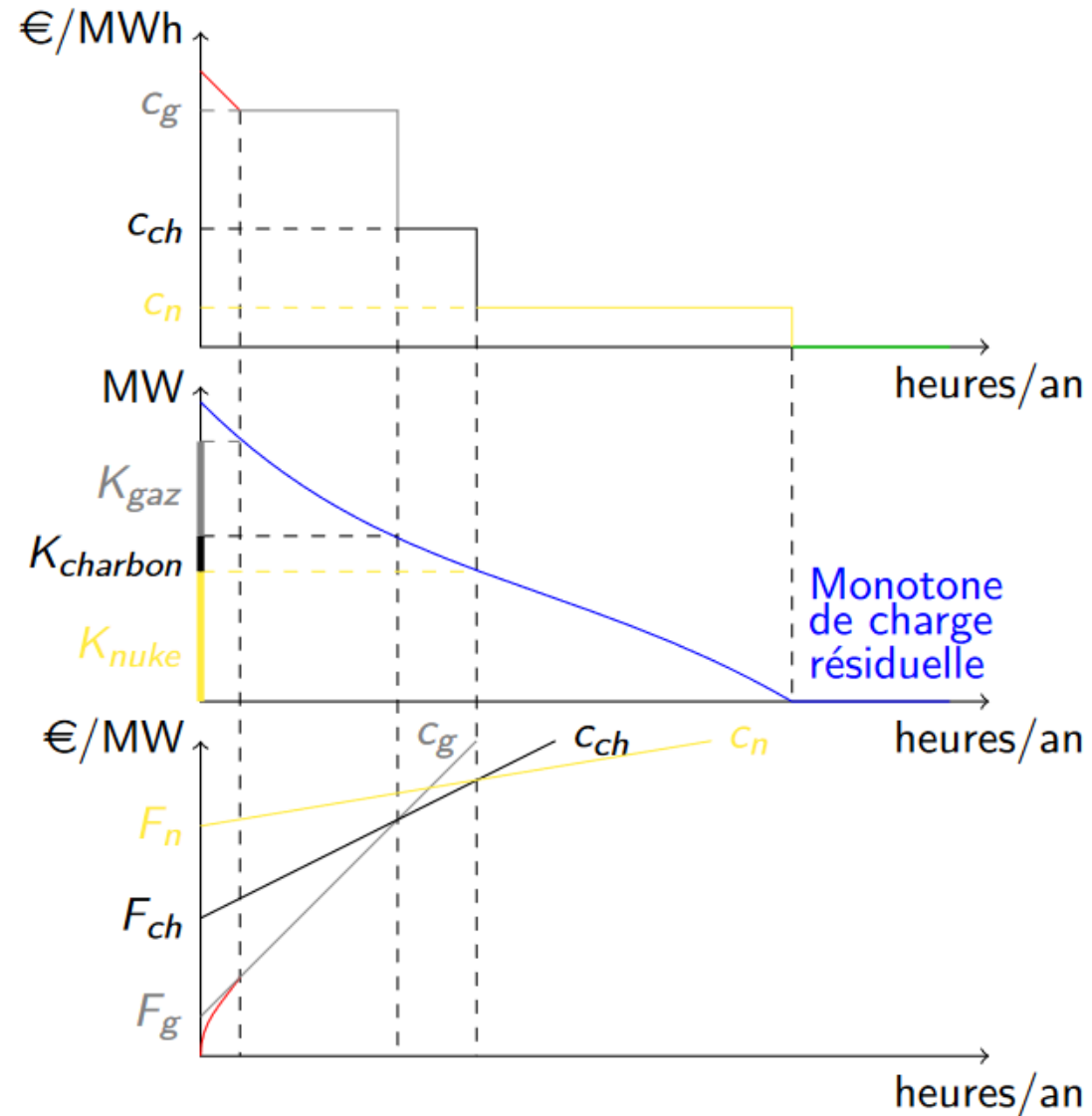


# Théorie - Court terme





# Théorie – Long terme



# Limites reconnues des marchés de gros actuels

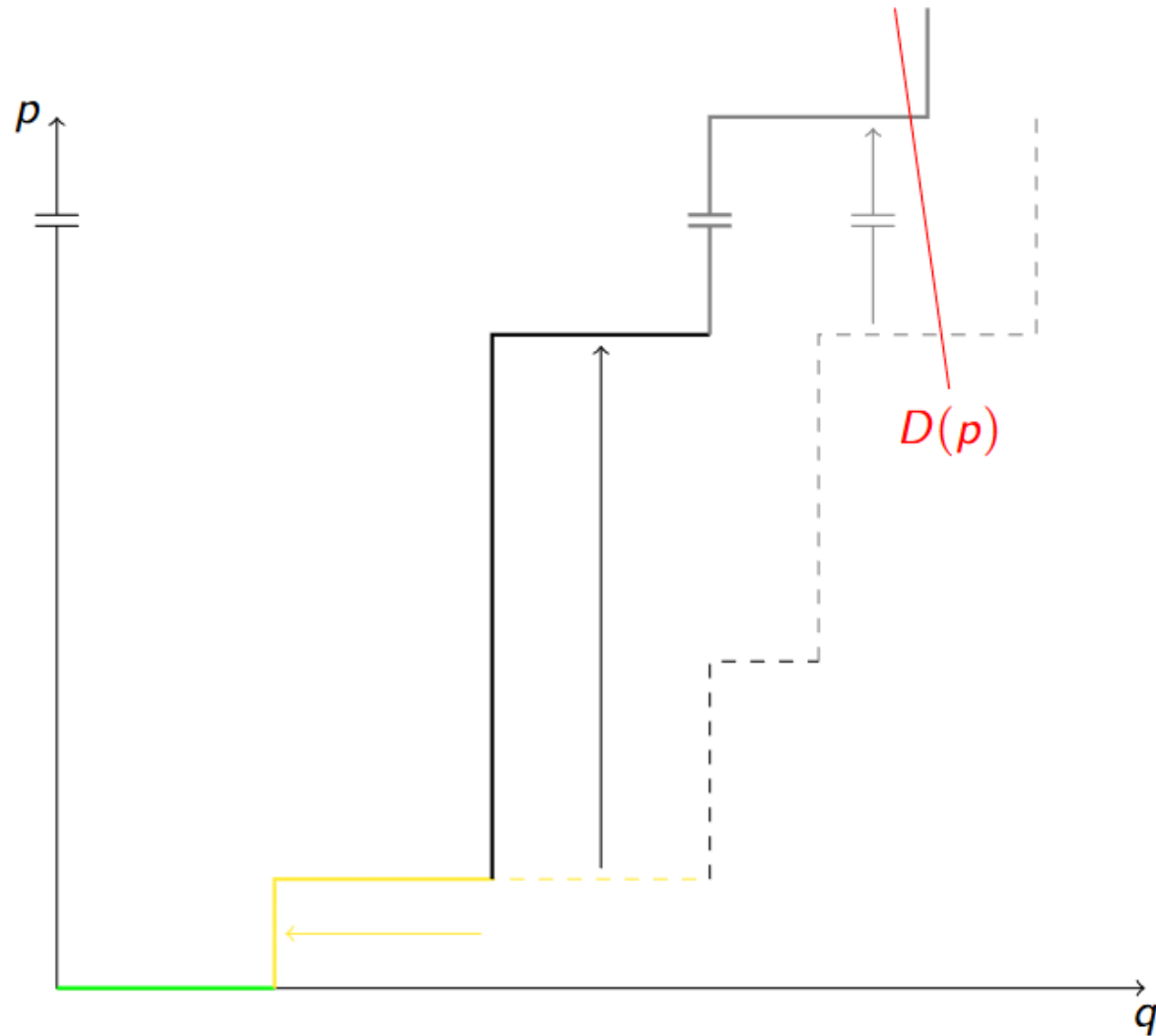
Certaines générales:

- **Pouvoir de marché:**
  - demande très inélastique, en partie artificiellement si une grande partie des consommateurs finaux ne sont pas exposés aux prix spots.
  - producteurs en situation dominante et entrée compliquée voire impossible dans certaines technologies (nucléaire, grands barrages).
- Couverture du **risque de long-terme**:
  - marchés financiers incomplets (absence de liquidité pour les produits long-terme, voire pas de marché du tout pour les maturités longues).
  - interventionisme public en période de prix élevés.
- Diffusion des responsabilités vis-à-vis d'un risque de **blackout**.

D'autres plus spécifiques à l'Europe, notamment:

- absence d'un marché temps réel.
- prise en compte imparfaite des non-convexité des coûts.
- contraintes réseaux traitées hors marché (design zonal).

# Crise actuelle très simplifiée



# Les marchés de gros sont-ils obsolètes?

Regards croisés:

« Les [prix] sont faits pour dire les coûts, comme les horloges pour dire l'heure. »



« Le marché européen de l'énergie a un défaut majeur : l'alignement des prix de l'électricité sur les prix du gaz. C'est un véritable problème économique pour les Français et des millions d'Européens, mais aussi pour la compétitivité de nos entreprises. Il faut changer cela ! »



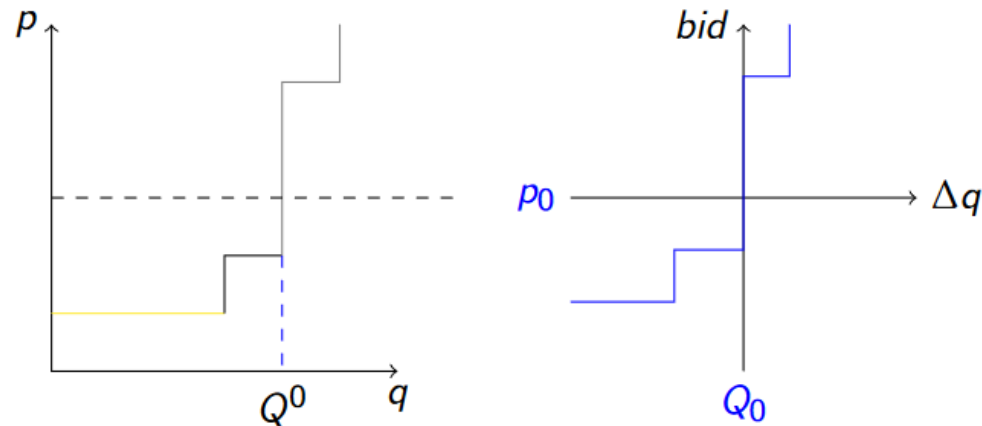
- A court-moyen terme (DA jusqu'à Cal+1), les **marchés de gros jouent actuellement leur rôle** en ce qu'ils reflètent une situation objectivement très tendue, ainsi qu'une confiance toute relative dans la communication des pouvoirs publics (e.g. annonces initiales d'une baisse des prix au printemps 2022).
- Pour autant, il existe de **réelles limitations au design actuel des marchés**, qui appellent un certain nombre de **questionnements**.



# Des producteurs augmentent-ils artificiellement les prix?

Les **comportements anti-concurrentiels** sont très compliqués à mettre en lumière (et les données non-accessibles aux acteurs académiques).

- Absence de **dispatch centralisé**:



- Pas de correspondance explicite entre les courbes d'offres et les unités effectivement appelées: mesures de contrôle *ex ante* quasi-impossibles, analyses *ex post* très complexes.
- Comportements opportunistes possibles (et de plus en plus documentés) sur les mécanismes administrés de court terme, par exemple du fait de l'absence de prise en compte des contraintes réseaux (**INC/DEC game**).

# Les rentes inframarginales de court-terme sont-elles « légitimes »?

- **En théorie** « oui » puisqu'elles récompensent le « pari gagnant » des producteurs qui ont investi dans des technologies dont les coûts sont décorrélés du gaz.
  - **En pratique** l'investissement dans ces technologies s'est fait quasiment exclusivement « hors marché » (nucléaire, hydraulique, renouvelables).
  - En outre, dans la situation symétrique où le pari s'était révélé perdant (années 2010), des **mécanismes de capacité** ont été mis en place pour compenser les pertes des producteurs.
  - Le calcul exact d'éventuels « **effets d'aubaine** » doit cependant tenir compte des **positions financières des acteurs**, notamment dans la mesure où une partie significative de la rente nucléaire est mécaniquement redistribuée via l'ARENH.
- Pour la crise actuelle, cette problématique relève d'**arbitrages politiques**, sous réserve que le mécanisme choisi pour s'approprier les rentes ne vienne pas interférer avec un dispatch économiquement efficace des centrales.

# Peut-on mieux gérer les risques de long-terme?

- Les producteurs comme les consommateurs appellent de leurs vœux une certaine stabilité du prix **moyen** de l'électricité. Si on laisse de côté la problématique de l'intégration verticale:
  - les **producteurs sont « longs »** et donc désireux de se couvrir contre des baisses structurelles de prix, notamment lors de nouveaux investissements.
  - les **fournisseurs/consommateurs sont « courts »** et souhaitent donc se prémunir contre de fortes hausses.
- Plutôt qu'exploiter cette complémentarité via l'intermédiation de produits financiers, deux mécanismes administrés co-existent sans lien entre eux:
  - Côté producteurs: le mécanisme de capacité assure une part de revenus fixes, mais les enchères (et en particulier le niveau de capacité demandé) sont administrées par RTE.
  - Côté consommateurs: l'ARENH est censé assurer un prix fixe sur une part importante de la consommation, mais crée artificiellement un risque volume important à un mois du début de la période de livraison (cf. écrêtement de fin 2021).

# Autres problématiques

- **Coûts de l'équilibrage:**
  - Les marchés de gros en Europe considèrent qu'un bien « électricité » est la promesse effectuée la veille de livrer un kWh à une heure donnée.
  - Sur le strict plan économique, un bien « électricité » est un kWh échangé en temps réel, lorsque la livraison a réellement lieu.
  - Du fait de cette simplification, les actions prises entre la veille et le temps réel ne sont pas nécessairement efficaces, et le sont d'autant moins que les aléas pouvant se produire sont nombreux.
- **Incitations à la localisation des producteurs et des gros consommateurs:**
  - Les coûts de réseaux représentent près d'un tiers de la facture des consommateurs résidentiels, et sont en très nette augmentation.
  - Par exemple, bien que le coût des congestions reportées sur le réseau de transport français soit très faible (quelques dizaines de millions d'euros par an), RTE a plus que triplé ses investissements annuels, passant d'environ 500M€ en 2005 à 1857M€ pour 2022. L'opérateur a en outre annoncé vouloir augmenter encore davantage ses dépenses à l'avenir.
  - De tels niveaux d'investissements interrogent sur la pertinence de voir les marchés s'abstraire des contraintes physiques du réseau.



# En conclusion

Les **marchés de gros** européens tels qu'actuellement conçus:

- Donnent des **signaux dans l'ensemble pertinents à court/moyen-terme** dans la mesure où:
  1. ils permettent d'utiliser plutôt efficacement le parc de centrales existantes ;
  2. ils reflètent relativement fidèlement les situations d'abondance ou de pénurie.
  - En revanche, l'efficacité des garde-fous pour lutter contre les abus de position dominante peut interroger.
- N'ont pas été à même d'assurer une relative stabilité des prix moyens, et ce malgré la mise en place de mécanismes administrés très lourds *avant* la crise (ARENH, marché de capacité). Une réforme des **signaux long-terme** semble donc nécessaire, en privilégiant si possible une architecture plus résiliente aux chocs et un partage des risques qui responsabilise les acteurs de marché (plutôt qu'un transfert de risques vers l'Etat et le contribuable).
- Sont très largement perfectibles pour ce qui de la gestion du **très court-terme** et de la prise en compte des contraintes réseaux, à la fois sur le plan de la stricte efficacité allocative et de la prévention de l'exercice de pouvoir de marché.

# 2.

## **Le point de vue de la juriste**

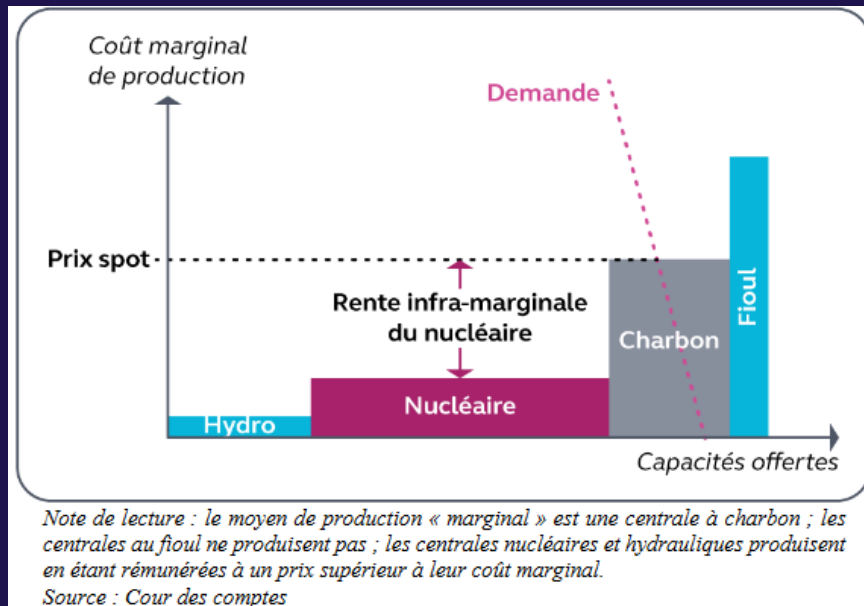


Le point de vue de la juriste

# Principe/Exception

**Le principe : la libre fixation des prix de gros de l'électricité sur le marché**

- les différents moyens de production (thermiques, nucléaires, hydrauliques, éoliens, etc.) proposent à chaque instant leur électricité à un prix égal à leur coût marginal de production
- la demande est satisfaite, en priorité, par les moyens de production aux coûts marginaux les plus faibles, et le prix est fixé au niveau du coût marginal du dernier moyen de production, parmi ceux nécessaires à la satisfaction de la demande et classés par coût marginal



Le point de vue de la juriste

# Principe/Exception

**Une exception française** : l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

- une spécificité française : 70 % de nucléaire dans le mix énergétique et la production nucléaire relève, en France, d'un monopole public
- la réponse du législateur : la création de l'ARENH par la loi NOME de 2010
  - les objectifs poursuivis :
    - faire bénéficier le consommateur de la compétitivité du parc électronucléaire historique français
    - stimuler la concurrence sur le marché aval de la fourniture au détail d'électricité
    - stimuler la concurrence sur le marché amont en favorisant les investissements dans les installations de production
  - le dispositif : droit des nouveaux entrants à un accès, à un tarif régulé, à l'énergie électrique issue du parc historique de production nucléaire d'EDF, dans la limite d'un volume global annuel (le « plafond ARENH »)





Le point de vue de la juriste

# Principe/Exception

**L'autorisation donnée par la Commission européenne :**

Décision du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État n° SA.21918 mise à exécution par la France - Tarifs réglementés de l'électricité en France, §167 :

*« La Commission estime que la réforme portée par la loi n° 2010-1488 aura un impact favorable sur le marché intérieur européen, en ce qu'elle favorise l'entrée de nouveaux concurrents et le maintien de ceux qui y sont actifs. L'accès régulé à l'énergie nucléaire à hauteur du plafond conséquent de 100 TWh devrait contribuer, en parallèle avec le couplage progressif des marchés à l'intérieur de l'Union européenne et le développement des interconnexions, au développement de la concurrence conduisant à une pression sur les prix en France et dans les autres États membres. »*



Le point de vue de la juriste

# L'ARENH, mode d'emploi

**Les textes** : articles L. 336-1 et s., L. 337-13 et s., et R. 336-1 à 336-44 du code de l'énergie

**Les bénéficiaires** : tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental, notamment – 81 fournisseurs en 2021

**Les volumes alloués** : 100 TWh, initialement – à comparer aux 432 TWh consommés en France en 2019, dont 160 TWh pour les ménages, 138 TWh pour le secteur tertiaire et 115 TWh pour l'industrie

**Le tarif régulé** :

- les volumes ARENH sont consentis à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires
- 42€/MWh, initialement ; ce prix est censé refléter les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF mises en service avant le 8 décembre 2010

**La mise en œuvre** : cessions annuelles de volumes d'électricité issus de la production nucléaire, sous le contrôle de la CRE (deux guichets par an)

**La durée** : période transitoire allant du 1<sup>er</sup> juillet 2011 au 31 décembre 2025



Le point de vue de la juriste

# L'ARENH, mode d'emploi

**La demande d'ARENH est optionnelle** : les fournisseurs ont la faculté d'approvisionner leur clientèle aux conditions de prix du marché de gros, quand celles-ci sont plus favorables que le prix de l'ARENH, et au prix de l'ARENH, dans le cas contraire

**Les fluctuations de la demande d'ARENH :**

- **2011 à 2014** : l'ARENH a été souscrit progressivement par les fournisseurs alternatifs et a participé au développement de la concurrence sur le marché de détail

- **2014 à 2016** : les prix de gros sur les marchés libres ont baissé puis chuté, ce qui a conduit à une demande d'ARENH nulle en 2016. Dans ce contexte, cinq fournisseurs ont résilié leur accord-cadre avec EDF.

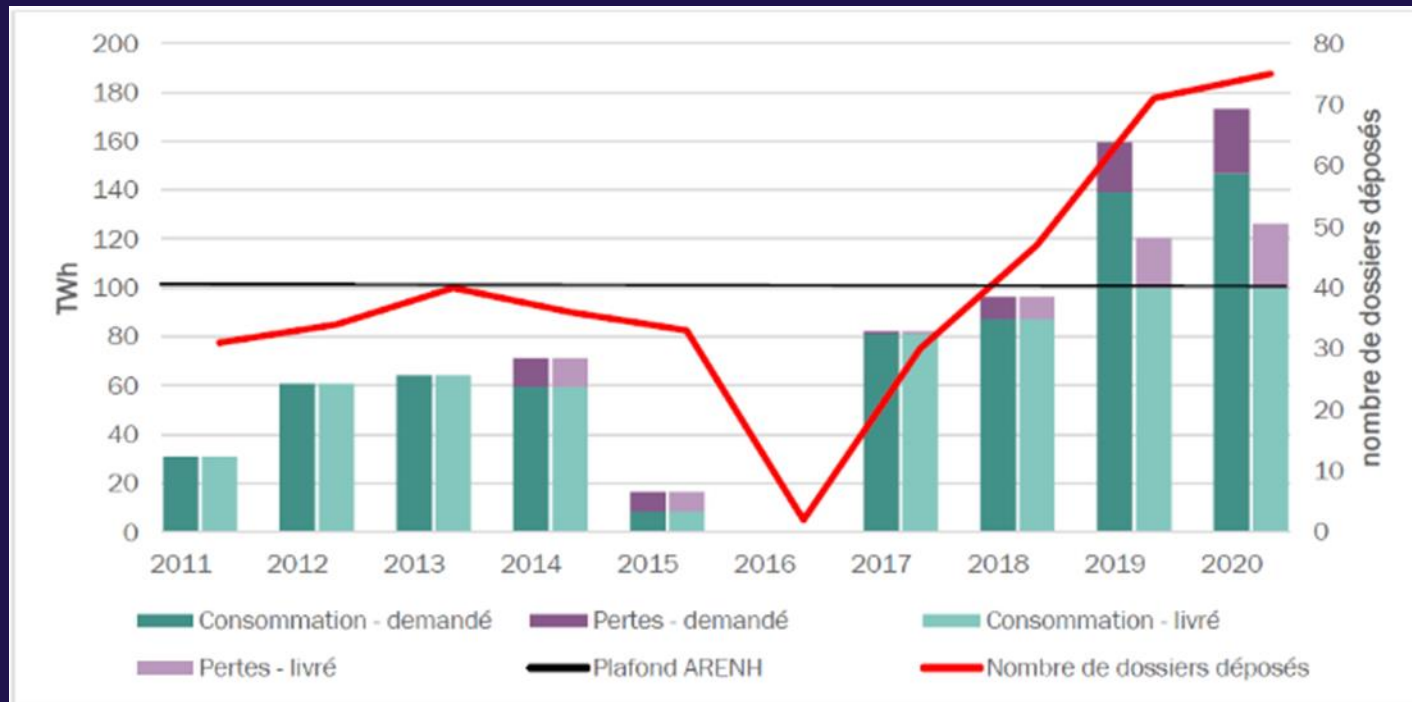
- **depuis fin 2016** :

- la remontée des prix de gros et les modalités de commandes de l'ARENH ont renouvelé la demande
- le plafond a été atteint en 2019, 2021 et, le sera en 2022
- la CRE et la plupart des opérateurs ont demandé l'accroissement de l'offre d'ARENH par l'utilisation du nouveau seuil introduit par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (150 TWh)



Le point de vue de la juriste

# L'ARENH, mode d'emploi



Source : CRE, 22 juillet 2020, « Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH »

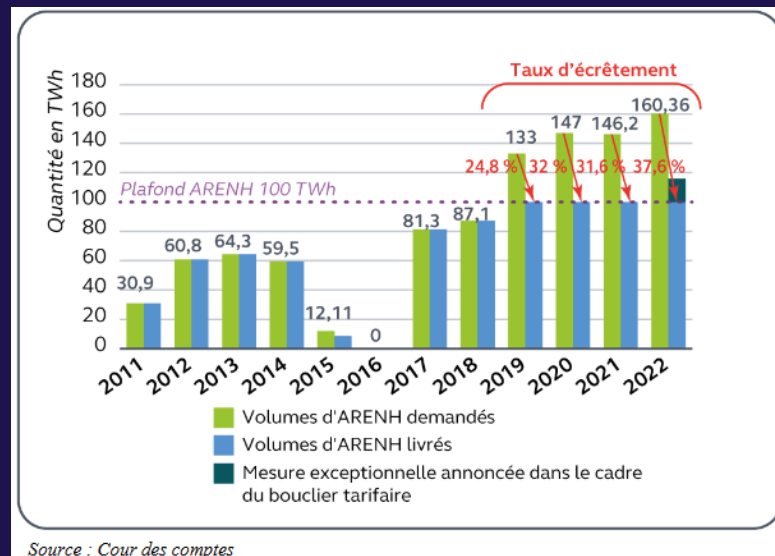


Le point de vue de la juriste

# L'ARENH +

**L'augmentation des demandes d'ARENH dans le contexte de la crise énergétique :**

- alors qu'entre janvier et mars 2021, le prix moyen avoisinait les 42,08 €/MWh, celui-ci n'a cessé de grimper et d'atteindre des records historiques (jusqu'à 407,5 €/MWh en décembre 2021)
- lors du guichet de novembre 2021, le total des demandes formulées par 81 fournisseurs a atteint, pour la première fois, plus de 160 TWh
- pour la période de livraison courant de janvier à décembre 2022, le taux d'attribution d'ARENH devait s'élever à seulement 62,48 %





Le point de vue de la juriste

# L'ARENH +

## La mesure exceptionnelle adoptée pour limiter la répercussion des hausses tarifaires sur les marchés de détail :

- décret n° 2022-342 et arrêté du 11 mars 2022 : cession de 20 TWh de volumes d'électricité additionnels, à un prix de 46,2 €/MWh

## La contestation par EDF :

- le contentieux engagé devant le Conseil d'Etat par des syndicats et des actionnaires d'EDF, puis par EDF elle-même
- Conseil d'Etat, ordonnance du 5 mai 2022 : le juge des référés a rejeté la demande de suspension en urgence, estimant que la mesure contestée présente un intérêt public et a ainsi maintenu l'augmentation des volumes vendus par EDF à ses concurrents



Le point de vue de la juriste

# L'ARENH, un bilan

## Sur les marchés de gros :

- il a permis aux nouveaux entrants d'accéder à de l'électricité de base dans des conditions proches de celles dont bénéficie EDF pour l'utilisation de ses centrales nucléaires
- mais dans un cadre limitant la quantité disponible et encadrant le prix
- mais, il est relativement fruste et générateur de tensions, d'autant plus sensibles en périodes de volatilité des prix sur les marchés

**Sur les marchés de détail :** il a contribué à améliorer les conditions de la concurrence à l'aval en permettant aux nouveaux entrants de construire des offres commerciales de fourniture d'électricité compétitives, sur l'ensemble des segments de clientèle

**Sur les investissements dans la production :** les fournisseurs ont finalement peu investi dans des moyens de production qui leur auraient permis de s'affranchir de l'ARENH et il demeure peu de concurrence sur le segment de la production (particulièrement de base)



Le point de vue de la juriste

## **L'accès à l'énergie nucléaire, quelle qualification juridique ?**

**Un service d'intérêt économique général ? Une facilité essentielle ?** Deux outils juridiques qui reviennent souvent dans le débat public, très différents mais qui peuvent, tous deux, avoir des conséquences en termes d'égal accès ou d'accès non discriminatoire

### **Un SIEG ?**

- qualification juridique apposée par l'État
- permet d'imposer des obligations de service public et d'organiser un mécanisme de compensation en échange
- permettrait à l'État d'envisager une juste rémunération de l'activité de production d'électricité nucléaire, des investissements et des risques supportés par l'opérateur historique dans la conduite de cette activité, tout en permettant un accès continu et équitable à tous les opérateurs

### **Une facilité essentielle ?**

- notion de droit de la concurrence utilisée pour caractériser un abus de position dominante
- impliquerait de réaliser un constat d'infraction
- Impliquerait, si elle était reconnue, l'obligation de donner accès à la production nucléaire aux concurrents dans des conditions transparentes, équitables et non discriminatoires, à des prix d'accès orientés vers les coûts







Tarification de l'électricité

# Sur les marchés de détail

# 1. Le point de vue de l'économiste





# A long-terme, la demande résidentielle est élastique

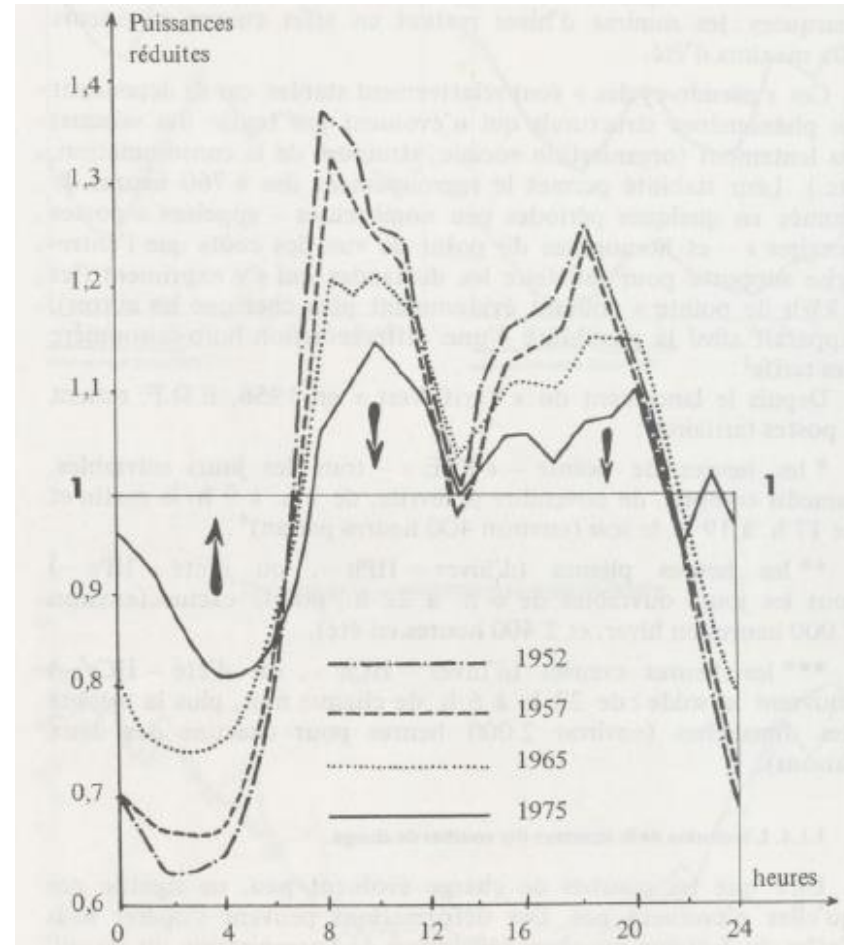


Figure 1.3. — Evolution de la courbe de charge (Puissances réduites) de 1952 à 1975

(source: Monnier, 1982)

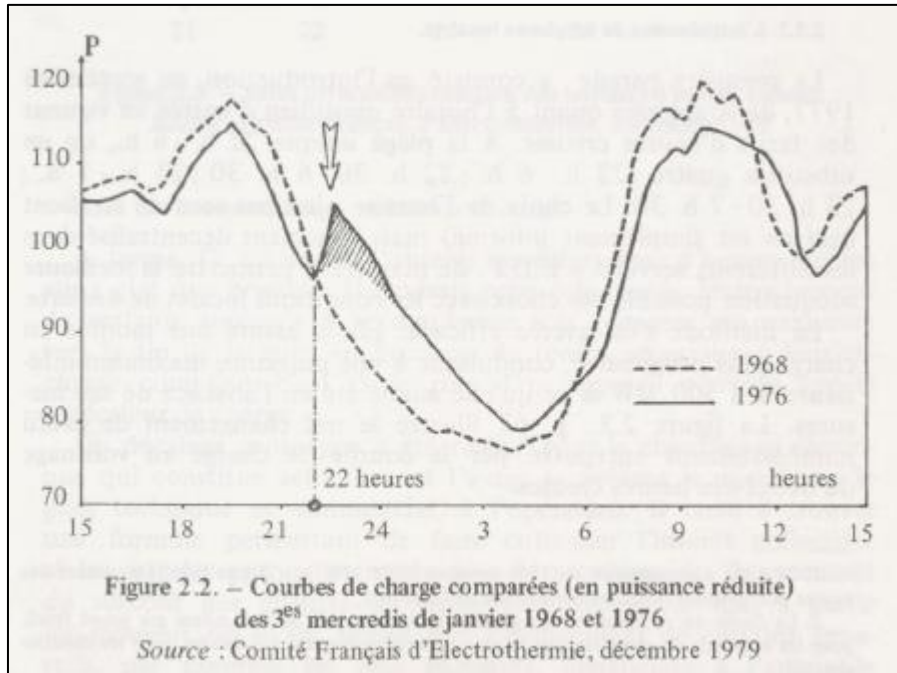
# Tarification optimale

- Le fournisseur d'énergie joue le rôle d'**interface entre les marchés de gros** (où les prix varient toutes les heures voire moins) **et les consommateurs finaux** qui sont exposés à un tarif (qui inclut en outre les coûts de réseau et les taxes).
- Sur le plan de la stricte efficacité économique, le fournisseur pourrait simplement retranscrire fidèlement les prix du marché de gros, comme dans le cas des tarifs « **real-time pricing** » (Espagne, pays scandinaves, etc.):
  - incitations vertueuses à consommer davantage lorsque les prix sont bas (e.g. forte production solaire) et moins lorsque les prix sont élevés.
  - approche optimale même quand les consommateurs sont rationnellement inattentifs (Joskow & Tirole, 2006).

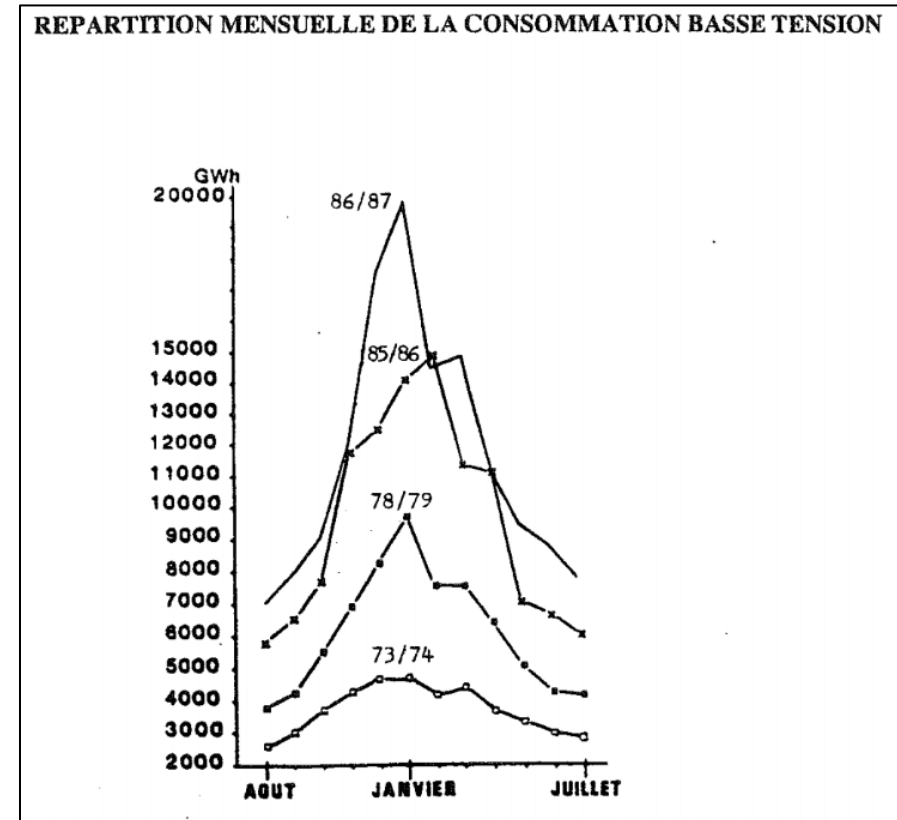
# Tarification de second-rang

- Des **tarifs dynamiques simplifiés** (HP/HC, EJP, Tempo) peuvent représenter une solution pragmatique, à condition qu'ils capturent les sources principales de variation des prix de gros. En France, il s'agit en premier lieu des variations saisonnières (connues bien à l'avance) mais aussi, et surtout, des vagues de froid (connues seulement quelques jours avant).
- En pratique, un tarif à prix constant (tarif fixe ou TRV) est systématiquement proposé, ce qui crée un problème de **sélection adverse si les tarifs ne sont pas calés en niveau**.
- Des approches souvent populaires auprès des décideurs publics, comme les **effacements explicites**, créent de surcroît des situations d'**aléa moral**.
- Sur le temps long, le maintien d'une tarification de détail qui ne retranscrit pas les signaux des marchés de gros peut se traduire par une **évolution des structures de consommations vers des profils de consommations significativement plus coûteux à satisfaire**.

# Asservissement de l'eau chaude sanitaire et développement du chauffage électrique



(source: Monnier, 1982)



(source: DGEMP, 1988)

# Rôle du fournisseur et concurrence

- Les **consommateurs finaux sont généralement averses aux fortes variations de factures**, c'est-à-dire sont disposés à payer davantage pour que le prix moyen auquel ils achètent leur électricité soit relativement stable et prévisible.
  - les fournisseurs sont donc amenés à jouer un rôle d'**assureur** en plus de leur métier de détaillant.
- En situation de **concurrence parfaite**, l'équilibre compétitif devrait donc donner lieu à une situation où:
  1. les fournisseurs se couvrent financièrement pour le profil de consommation anticipé de leur portefeuille de clients, leur permettant de s'engager sur un **prix moyen stable** un an ou plus à l'avance.
  2. les **incitations marginales transmises aux consommateurs restent alignées avec les prix de gros** pour qu'ils puissent valoriser leurs sources de flexibilités.



# Pourquoi sommes-nous en pratique très loin de cet équilibre?

## Concernant la couverture financière des risques:

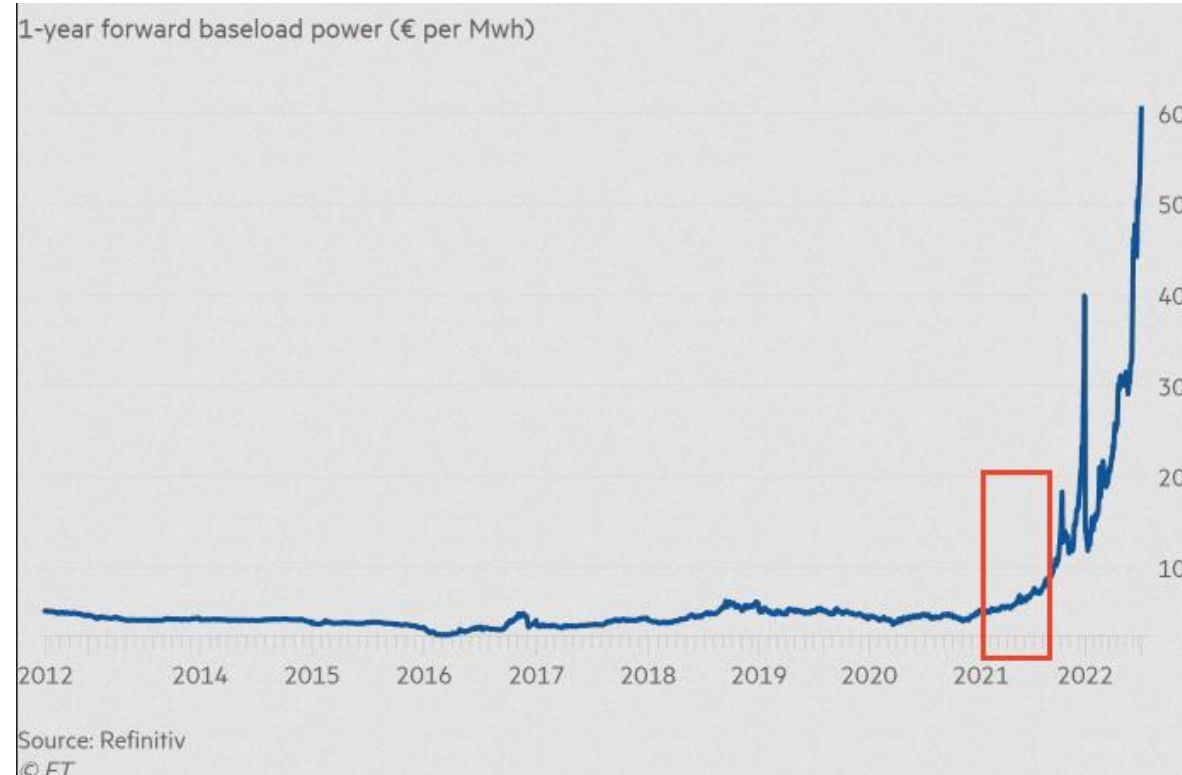
- les **TRV constituent une option concurrente**, qui bénéficie implicitement d'une assurance publique (cf. bouclier tarifaire). Il est dès lors moins risqué d'en répliquer la structure en proposant des ristournes liées à des économies de fonctionnement.
- les fournisseurs ne souhaitant pas répliquer les TRV ne peuvent pas trouver facilement de **contrepartie sur les marchés long-terme**, peu liquides en France. L'ARENH ne constitue qu'un substitut très imparfait à un contrat « calendar base » car il fait peser un risque volume très important en cas d'écrêtement.
- une alternative est de ne pas se couvrir et de se mettre en faillite en cas d'évolution défavorable du marché.

## Concernant les incitations des fournisseurs:

- les fournisseurs doivent approvisionner leur **profil simulé** de consommation, pas la consommation réalisée.
  - sauf situations exceptionnelles, les gains espérés d'une tarification dynamique (quelques dizaines d'euros/an/client) sont par ailleurs supérieurs au coût d'acquisition typique d'un client résidentiel.
  - côté consommateurs, les **faibles gains espérés et la complexité** (réelle ou perçue) de la fourniture d'électricité engendrent un fort biais de *status quo*: le tarif proposé par défaut est généralement conservé par les consommateurs.
- Une attention particulière doit donc être portée à ce que les différents biais connus (rationnels ou comportementaux) ne soient pas exploités par les fournisseurs au détriment des consommateurs.

# Rétrospective vue de l'été 2021

Si la majorité des fournisseurs avaient eu une logique de couverture financière averse au risque (e.g. au moins 95% de leur consommation couverte à 6 mois de l'échéance de livraison), il n'est pas certain qu'un bouclier tarifaire aurait été nécessaire pour 2022:



# 2.

## **Le point de vue de la juriste**



Le point de vue de la juriste

# Principe/Exception

**Le principe : la libre fixation des prix de détail de l'électricité sur le marché (offres de marché)**

**Une particularité française : le maintien des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV)**

- avant la libéralisation :
  - les TRV étaient le seul mode de tarification au détail du monopole public
  - ils étaient une tarification unique à l'échelle nationale, qui visait à limiter les prix payés par les clients finals à la stricte couverture des coûts de fonctionnement et de développement du parc de production français ainsi que du réseau électrique
- après la libéralisation :
  - article L. 121-5 du code de l'énergie : EDF et, dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution (ELD), ont la mission de service public de fournir l'électricité au tarif réglementé
  - article L. 337-4 du code de l'énergie : la CRE transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions
  - les offres de marchés côtoient les TRV : principe de réversibilité, qui garantit au consommateur ayant souscrit une offre de marché la possibilité de revenir aux TRV



Le point de vue de la juriste

# Les TRV, mode d'emploi

## Les différentes catégories de clients :

- les catégories de clients sont fondées sur certaines caractéristiques de fourniture, notamment le réseau de raccordement, la puissance souscrite et les profils de consommation
- jusqu'à fin 2015, trois TRV ont coexisté :
  - le TRV Bleu (particuliers, collectivités et petites entreprises)
  - le TRV Jaune (entreprises)
  - le TRV Vert (usines et entreprises à très forte consommation)
- depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 : disparition des TRV Jaune et Vert, afin, notamment, de se conformer aux engagements pris devant la Commission européenne
- extinction progressive des TRV Bleu pour certaines catégories de clients. Depuis le 31 décembre 2020, les TRV sont maintenus uniquement :
  - pour les particuliers
  - pour les propriétaires uniques et les copropriétés d'un immeuble unique à usage d'habitation
  - pour les TPE et les petites structures publiques, employant moins de 10 personnes et/ou dont le chiffre d'affaires annuel ne dépasse pas 2 millions €





Le point de vue de la juriste

# Les TRV, mode d'emploi

## La fixation du prix :

- la loi NOME de 2010, a prévu de remplacer la méthode de calcul des TRV, jusqu'alors fondée sur le principe de la couverture des coûts comptables d'EDF, par une méthode dite d'empilement des coûts
- exposé des motifs :
  - la garantie de « *contestabilité du marché* » nécessite une mise en « *cohérence entre le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et les tarifs réglementés de vente* »
  - « *Cela suppose donc que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs finals soient progressivement, et au plus tard en 2015, construits par addition des coûts d'approvisionnement en électricité, du prix régulé pour la part d'accès régulé à l'électricité de base et du coût du complément de la fourniture intégrant la garantie de capacité, des coûts d'acheminement, des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération raisonnable. Ainsi, par construction, les fournisseurs alternatifs pourront faire des offres innovantes et compétitives par rapport aux offres réglementées en optimisant l'approvisionnement complémentaire en électricité, les services associés aux offres de fourniture, et les coûts commerciaux.* »





Le point de vue de la juriste

# Les TRV, mode d'emploi

La méthode d'empilement des couts et les briques de couts :



Le point de vue de la juriste

# Les TRV, mode d'emploi

**Les contentieux devant le Conseil d'Etat :** la méthode de calcul des TRV a fait l'objet de recours devant le Conseil d'État, de la part d'associations de consommateurs et de nouveaux entrants

**Deux décisions du 6 novembre 2019 :**

- « *Ces dispositions, éclairées par les travaux préparatoires de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dont elles sont issues, ont pour objet de **permettre le développement d'une concurrence tarifaire effective** sur le marché de détail de l'électricité »*

- **UFC – Que choisir et CLCV :** « *En prévoyant, [...], que le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique doit être calculé en tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique susceptible d'être cédé par la société EDF, le **pouvoir réglementaire s'est borné, sans excéder sa compétence, à préciser les modalités d'application de la loi, afin de permettre le maintien d'une concurrence tarifaire effective** sur le marché de détail dans l'hypothèse d'une atteinte de ce volume maximal »*

- **Engie et Anode :** « *si un opérateur entrant sur le marché ne peut reproduire une stratégie d'approvisionnement progressif sur une période aussi longue, l'article L. 337-6 du code de l'énergie **ne prévoit pas que les tarifs réglementés de vente de l'électricité couvrent les coûts d'entrée spécifiques exposés par un nouvel opérateur, pourvu qu'ils ne créent pas de barrière à l'entrée sur le marché** »*



Le point de vue de la juriste

# Les TRV, un bilan

La concurrence entre offres et de marché et TRV :

- **Clients éligibles au TRV** : clients résidentiels et petits sites non résidentiels ; importants en nombre de sites (98,6 %) ; moins en données de consommation (46 %)

	Pourcentage de nombre de sites	Pourcentage en consommation
Sites résidentiels	86,7 %	38 %
Petits sites non résidentiels	11,9 %	9 %

Source CRE, Observatoire du 1<sup>er</sup> trimestre 2021

- **Sur les clients éligibles au TRV** : les fournisseurs historiques détiennent une part de marché encore importante, même si les autres fournisseurs disposaient, en 2021, d'une part de marché de l'ordre de 30 %

Parts de marchés	Petits sites non résidentiels	Sites résidentiels
Alternatifs	33 %	29 %
Historiques offres de marché	33 %	4 %
TRV	34 %	67 %

Source CRE, Observatoire du 1<sup>er</sup> trimestre 2021



Le point de vue de la juriste

# Les TRV, un bilan

**Les différents objectifs poursuivis par les TRV :**

- un objectif de cohésion sociale et territoriale
- un objectif de stabilité des prix
- un objectif de sécurité d'approvisionnement

Dans sa **décision du 8 mai 2018, Engie et ANODE**, concernant la compatibilité des TRV avec le droit de l'Union, le Conseil d'État a validé un seul objectif d'intérêt général, celui de **la stabilité des prix**, sans se prononcer sur les deux autres objectifs d'intérêt général invoqués par le Gouvernement, la sécurité d'approvisionnement et la cohésion sociale et territoriale

Le Conseil d'État n'a pas eu l'occasion de se prononcer depuis lors sur le bien-fondé de l'objectif de stabilité des prix au regard du droit de l'Union et, spécialement, des dispositions de la directive n° 2019/944



Le point de vue de la juriste

# Les TRV, un bilan

Or, la directive n° 2019/944 a introduit de nouveaux critères, qui durcissent les possibilités d'intervention des Etats dans la fixation des prix :

- les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité « *aux clients résidentiels et aux microentreprises* » ne peuvent avoir que pour « *but d'assurer une **période transitoire** permettant d'établir une concurrence effective entre les fournisseurs pour les contrats de fourniture d'électricité et de **parvenir à une fixation pleinement effective des prix de détail de l'électricité fondée sur le marché** (...)* » (paragraphe 6 de l'article 5).
- le considérant n° 23 de la directive précise que les États membres « *devraient* » limiter leurs interventions tarifaires aux seules **circonstances exceptionnelles** : « *Les circonstances en question pourraient se produire, par exemple, en cas de forte limitation des approvisionnements, se traduisant par des **prix de l'électricité nettement plus élevés que la normale**, ou en cas de **défaillance du marché** lorsque les interventions des autorités de régulation et des autorités de concurrence se sont révélées inopérantes.* »





Le point de vue de la juriste

# Les TRV, dans la crise

Dans le contexte de crise, actuel, les TRV ont été, avec l'ARENH+, l'un des principaux instrument du bouclier tarifaire, aux côtés du chèque énergie :

- le 30 septembre 2021, le Gouvernement a annoncé vouloir mettre en place un bouclier tarifaire afin de limiter à 4 % la hausse du TRV entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2022
- la loi de finances pour 2022 a prévu la possibilité, pour le Gouvernement, de :
  - réduire le niveau de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (« TICFE »)
  - s'opposer à la proposition tarifaire de la CRE, si celle-ci conduisait à une hausse supérieure à 4 % TTC après baisse de la TICFE, et de fixer par arrêté un niveau des TRV inférieur afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix
- par un arrêté du 28 janvier 2022, le Gouvernement s'est opposé à la proposition tarifaire de la CRE et a fixé un barème correspondant à une augmentation de 4 % TTC en moyenne, équivalent à une augmentation de 38 €/an sur la facture d'un client résidentiel et de 60 €/an pour un client professionnel, au lieu de, respectivement, 330 €/an et 540 €/an, en l'absence de mesures





Le point de vue de la juriste

# Les TRV, dans la crise

**Dans le contexte de crise, actuel, les TRV ont été, avec l'ARENH+, l'un des principaux instruments du bouclier tarifaire, aux côtés du chèque énergie :**

- début janvier 2022, le Gouvernement a, par ailleurs, annoncé qu'EDF devrait de manière exceptionnelle, pour l'année 2022, céder 20 TWh d'ARENH supplémentaires, cette décision visant à contenir la hausse des TRV en réduisant la part de l'écrêtement dans les coûts sous-jacents





Tarification de l'électricité

# Conclusions



# 1. Perspectives économiques



# Repenser la gestion du risque de long-terme

- La combinaison « mécanisme de capacité & ARENH » n'a pas joué son rôle assurantiel au cours de cette crise:
  - le prix moyen d'approvisionnement a explosé et des risques de pénuries sont anticipés pour cet hiver.
- Côté fournisseurs:
  - l'interventionisme politique dans les trajectoires d'évolution des factures énergétiques, incarné par le maintien des TRV et l'existence de l'ARENH, décourage fortement toute **gestion active du risque** à l'aide de produits financiers de couverture.
  - **responsabiliser les fournisseurs**, en reconnaissant leur rôle essentiel d'assureur des consommateurs finaux, requiert cependant des évolutions significatives: taux de couverture minimal, régulation prudentielle, etc.
- Côté producteurs:
  - en l'absence de demande significative de couverture des fournisseurs, le **marché des contrats long-terme est peu liquide**.
  - les coûts de financement des investisseurs sont donc plus élevés, ce qui renchérit les conditions d'entrée (qu'elle soit libre ou planifiée par l'Etat).

# Pouvoir de marché sur les marchés de gros

Les conditions d'une **concurrence** saine et transparente n'ont pas réellement été mises en place sur les marchés de gros:

- **Concentration:** HHI de la production d'électricité > 6000. Un marché est souvent considéré comme concentré lorsque le HHI excède 2000. Un duopole symétrique atteint « seulement » un HHI de 5000.
- Le **parc nucléaire** représente les trois quarts de la production: les gains d'efficacité à exploiter plusieurs centrales justifient-ils un exploitant unique de 56 tranches? En l'absence de point de comparaison, comment s'assurer:
  1. que le faible taux d'utilisation constaté (~70%) n'est pas partiellement anti-concurrentiel?
  2. que les récents problèmes de disponibilité ne relèvent pas en partie d'inefficacités de gestion?
- Les données recueillies lors des enchères sur les marchés spots ne facilitent pas l'identification des comportements anti-concurrentiels et sont complexes d'accès.

# Les dimensions négligées

- Les marchés de gros sont construits autour d'un sous-jacent défini comme la « livraison d'électricité en France à une heure donnée le lendemain ».
- Ce bien n'est pas le **sous-jacent fondamental** tel que défini dans la théorie économique. En particulier:
  - les **aléas** se produisant entre la veille et la livraison ne sont pas gérés de la manière la plus efficace (mécanismes *ad hoc* non harmonisés, pas de co-optimisation entre la fourniture d'énergie et de réserves, etc.).
  - l'absence de prise en compte des **contraintes physiques des réseaux** de transport nationaux:
    1. conduit à la prise de marges d'exploitation importantes;
    2. facilite les stratégies anti-concurrentielles;
    3. ne fournit pas d'incitation particulière à une bonne localisation des nouveaux moyens de production ou des gros consommateurs;
    4. risque en conséquence d'induire un sur-investissement dans le réseau de transport.
- De telles simplifications étaient pragmatiques et engendraient relativement peu d'inefficacités au début des années 2000. Ce n'est plus le cas aujourd'hui, notamment avec la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes.



# Incitations données aux consommateurs finaux

- Si les consommateurs finaux ont toujours été **flexibles** au moins à long-terme, ils le seront encore davantage à l'avenir: véhicules électriques, batteries individuelles, panneaux solaires, etc.
- Dans ce contexte, le maintien de distorsions importantes dans les tarifs peut avoir des conséquences significatives. Outre le cas historique du chauffage électrique:
  - un niveau de taxation important couplé à un TURPE péréqué et en augmentation (2/3 de la facture au total) peut donner lieu à de fortes divergences entre la **rentabilité privée et la valeur sociale d'une installation solaire résidentielle**.
  - la mobilisation de flexibilités relativement simples à automatiser (e.g. asservissement de batteries, délai de la recharge des véhicules électriques) pourrait permettre des **économies d'investissement de réseau**, à condition que les **méthodes de planification** évoluent en conséquence.
- Les **consommateurs industriels** pourraient quant à eux tirer parti d'un signal prix plus granulaire (spatialement et temporellement) couplé à une stratégie de couverture financière.

# Protection des consommateurs et finances publiques

- La mise en place du **bouclier tarifaire** marque un échec des TRV et de l'ARENH à protéger de manière satisfaisante les consommateurs finaux contre des hausses rapides et substantielles de factures.
- Le coût du bouclier tarifaire aurait cependant être fortement réduit avec un **ciblage plus précis des aides publiques**.
- Cependant, la corrélation entre le revenu d'un ménage et sa consommation énergétique est très loin d'être parfaite (efficacité énergétique du logement, temps passé à la maison, etc.).
- Un ciblage des aides suppose donc de **pouvoir croiser des données fiscales et des données de consommation observées**.
- Malgré la finalisation du déploiement de Linky, ces données ne sont à ce jour pas accessibles pour les administrations publiques ou les chercheurs.

# 2.

## **Pistes de réflexions juridiques**



Pistes de réflexion juridiques

# Les mesures de crise

**Les mesures mises en place au niveau de l'Union européenne depuis l'automne 2021 :**

le 13 octobre 2021, la Commission européenne a publié une Communication sur la lutte contre la hausse des prix de l'énergie, dans laquelle elle a listé des mesures de court et de long terme permettant aux États membres de « *faire face à l'impact immédiat de la hausse actuelle des prix et renforcer encore la résilience face aux chocs futurs* » COM(2021) 660 final :

- fournir une aide d'urgence au revenu aux consommateurs en situation de précarité énergétique
- autoriser des reports temporaires de paiement des factures
- mettre en place des garde-fous afin d'éviter les coupures du réseau
- prévoir des réductions temporaires et ciblées des taux de taxation pour les ménages vulnérables
- fournir des aides aux entreprises ou aux industries
- intensifier les contacts internationaux dans le domaine de l'énergie afin de garantir la transparence, la liquidité et la flexibilité des marchés internationaux
- enquêter sur tout comportement anticoncurrentiel éventuel sur le marché de l'énergie

**Mesures annoncées tout au long de l'année, notamment, lors du début de la guerre en Ukraine, y compris la refonte des règles de fonctionnement du marché intérieur**



Pistes de réflexion juridiques

# Les mesures de crise

**Dernièrement** : les mesures d'urgence de Bruxelles face à la hausse des prix – texte envoyé le 19 septembre aux vingt-sept délégations des Etats membres :

- la baisse obligatoire de la consommation d'électricité en période de pointe fixée à 5 % ; ces pics de consommation seraient définis comme les 10 % des heures à plus forte consommation entre le 1<sup>er</sup> décembre 2022 et le 31 mars 2023
- la limitation du revenu des producteurs d'électricité dits « inframarginaux » (production renouvelable, nucléaire, lignite, etc.) à 180 euros par MWh, mais les Etats pourraient choisir un plafond plus haut pour les techniques de production ayant des coûts de fonctionnement plus élevés, comme les centrales à charbon. Pour les centrales hybrides, mêlant ENR et « sources conventionnelles », les États seraient libres d'imposer le plafonnement
- la contribution exceptionnelle sur les revenus des producteurs fossiles pourrait être remplacée par une « mesure équivalente » instaurée au niveau national
- le mécanisme européen de financement des ENR, serait ajouté aux bénéficiaires des sommes ainsi recueillies

**La Commission européenne présentera, la semaine du 26 septembre, de nouvelles propositions face à la hausse des prix**





Pistes de réflexion juridiques

# Les mesures de crise

**Les mesures mises en place au niveau national depuis l'automne 2021 :**  
chèque énergie, bouclier tarifaire, ARENH+

**Dernièrement :**

- annonce du versement de nouveaux chèques énergie de 100 à 200 euros pour les foyers les plus modestes
- annonce d'une hausse du prix du gaz et de l'électricité plafonnée à 15 % en 2023 : le Gouvernement a annoncé la semaine dernière la prolongation en 2023 du bouclier tarifaire, qui comprendra une hausse limitée des tarifs du gaz et de l'électricité de 15 % pour les ménages, les petites entreprises et les petites communes, ce qui devrait correspondre à une hausse moyenne des factures de l'ordre de 25 euros par mois pour les ménages qui se chauffent au gaz, au lieu d'environ 200 euros par mois sans bouclier tarifaire, et à une augmentation moyenne de l'ordre de 20 euros par mois pour les ménages qui se chauffent à l'électricité au lieu de 180 euros par mois sans bouclier tarifaire



Pistes de réflexion juridiques

# A moyen/long terme

Les évolutions à venir sont difficiles à anticiper puisque les institutions européennes ont annoncé envisager de revoir les règles de fonctionnement du marché intérieur

Néanmoins, quelques pistes de réflexions sont envisageables :

- **sur l'ARENH :**
  - l'ARENH est un mécanisme transitoire
  - il faudra donc que les pouvoirs publics réalisent dès que possible une réforme de niveau législatif, permettant de remplacer l'ARENH
  - en clarifiant et conciliant les objectifs économiques et environnementaux liés à l'énergie
  - en instaurant une régulation sectorielle pérenne et transparente de l'accès au productible nucléaire français, mettant les opérateurs fournisseurs sur un même pied d'égalité



Pistes de réflexion juridiques

# A moyen/long terme

- **sur les TRV :**
  - si l'on devait conserver les TRV, il faudrait en clarifier les objectifs dans la mesure où l'objectif de cohésion sociale, tout comme celui de stabilité des prix, paraissent difficilement conciliables avec un objectif de concurrence tarifaire effective
  - si le Gouvernement devait décider de supprimer progressivement les TRV ou devait y être contraint par le droit de l'Union, il faudrait mener une réflexion très en amont sur les mesures législatives et réglementaires qu'il conviendrait de mettre en place afin de protéger les consommateurs les plus fragiles ou les moins informés, comme la **mise en place de l'obligation pour tout fournisseur de proposer une offre simple** ou la mise en place d'un **tarif de première nécessité**

