Le réseau de transport d'électricité

Fondamentaux économiques du futur mécanisme de capacité

Groupe de travail n°3 – Refonte du mécanisme de capacité

29 juin 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Ordre du jour

1. Fondamentaux théoriques du mécanisme actuel
2. Assurer une bonne formation du futur prix de la capacité
3. Assurer une juste allocation de la rémunération capacitaire
4. Appel à contributions et prochaines étapes

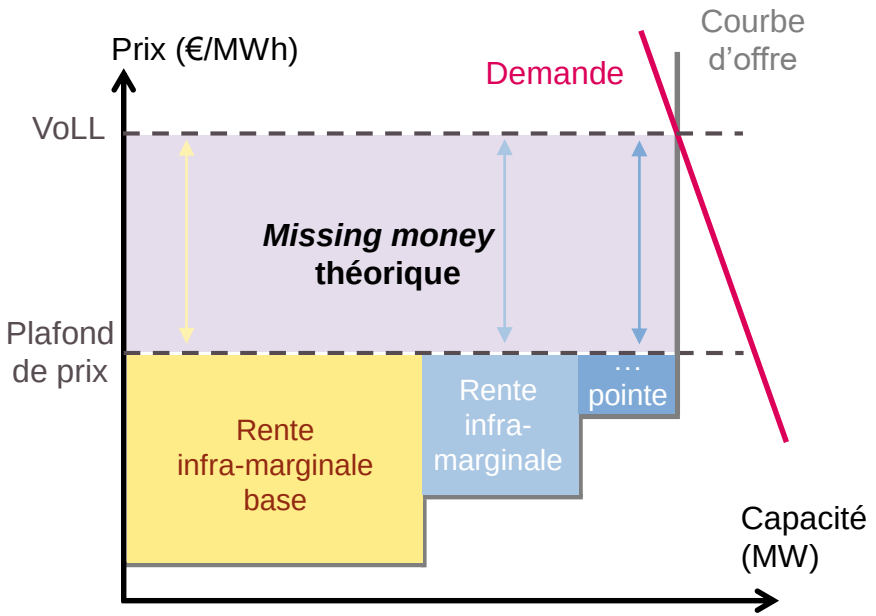
1 Fondamentaux théoriques du mécanisme actuel

Un mécanisme de capacité pensé comme un complément du marché de l'énergie

- En théorie, dans une structure de mix optimale et sous des hypothèses de concurrence pure et parfaite, un marché *energy-only* suppose, en espérance, sur le long terme, une couverture exacte des coûts complets d'un actif par ses revenus issus du marché de l'énergie.

- Or, certaines imperfections de marché (ex : existence d'un plafond de prix inférieur au coût de l'énergie non distribuée (VoLL)) réduisent le niveau des rentes infra-marginales censées apparaître en situation de pénurie et peuvent entraver la couverture de leurs OPEX fixes (*missing money*).

- De plus, les incertitudes des revenus sur le marché énergie combinées à l'aversion au risque des acteurs entravent la réalisation des investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (cycles d'investissement).



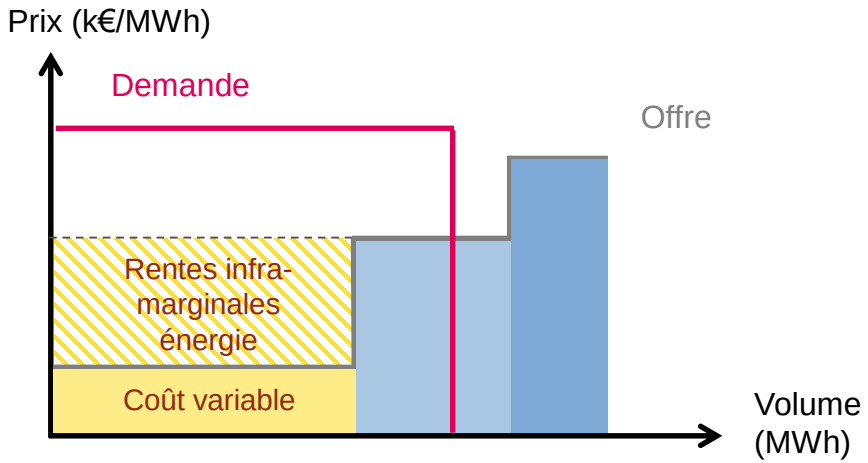
En situation de pénurie, les rentes infra-marginales issues du marché de l'énergie sont limitées par le plafond de prix

- En complément du marché de l'énergie, un mécanisme de capacité a donc été établi pour pallier ces imperfections en permettant aux actifs nécessaires à la sécurité d'approvisionnement de couvrir leurs coûts de fonctionnement et de s'assurer de leur disponibilité en période de pointe.

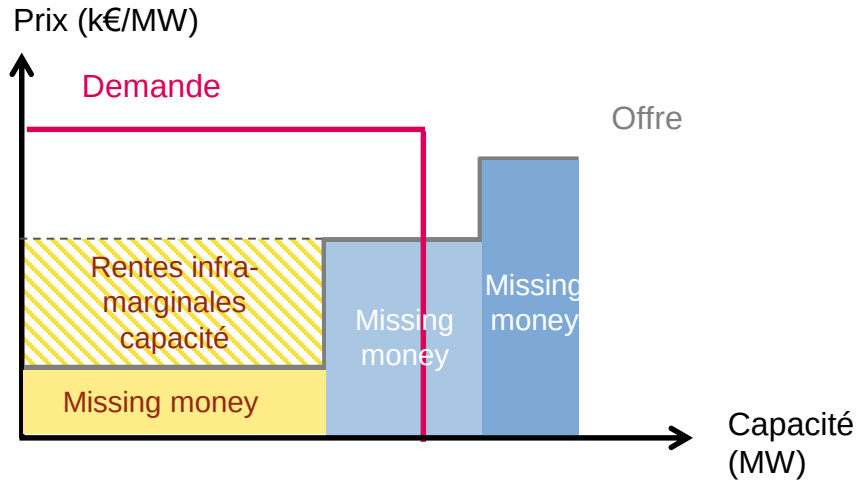
Le choix d'un mécanisme de capacité « *market-based* »

- Dès l'origine, il est recherché une symétrie entre le *design* du mécanisme de capacité et celui du marché européen de l'énergie, afin d'assurer la meilleure insertion du premier dans le second :
  - *Capacity-wide* : toutes les capacités participant au marché de l'énergie participent au mécanisme
  - Décentralisé : les acteurs sont responsables de leur équilibre (prévisions et stratégies individuelles, écarts)
  - *Pay-as-clear* : toutes les capacités fournissant le même bien, elles doivent percevoir la même rémunération pour leur contribution à la sécurité d'approvisionnement, il en résulte un prix unique pour la sécurité d'approvisionnement

- Le mécanisme de capacité est donc conçu selon la même logique que les marchés « énergie » et laisse la possibilité d'avoir des rentes infra-marginales capacitaires.



Marché de l'énergie



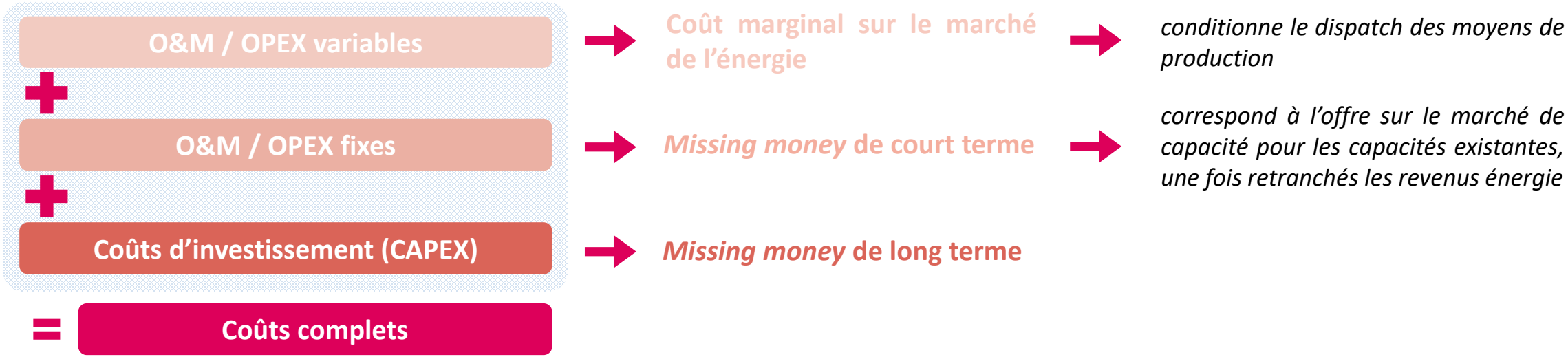
Marché de la capacité

Les revenus capacitaires peuvent participer à la couverture de plusieurs types de coûts

- En conséquence, les capacités existantes sont offertes au niveau de leurs coûts d'opération et de maintenance (O&M ou OPEX) fixes qui conditionnent leur maintien en fonctionnement (courbe « en escalier »). Les coûts d'investissement (CAPEX) n'entrent pas en jeu dans cette stratégie d'offre sur le marché de capacité. Néanmoins, les rentes infra-marginales capacitaires perçues peuvent contribuer à leur couverture.

- La stratégie d'offre des nouvelles capacités s'établit quant à elle au niveau de la couverture de leurs coûts complets – une fois retranchées les prévisions de revenus sur les marchés énergie et capacité sur la durée de vie du projet, permettant en principe la prise de décision à l'investissement.

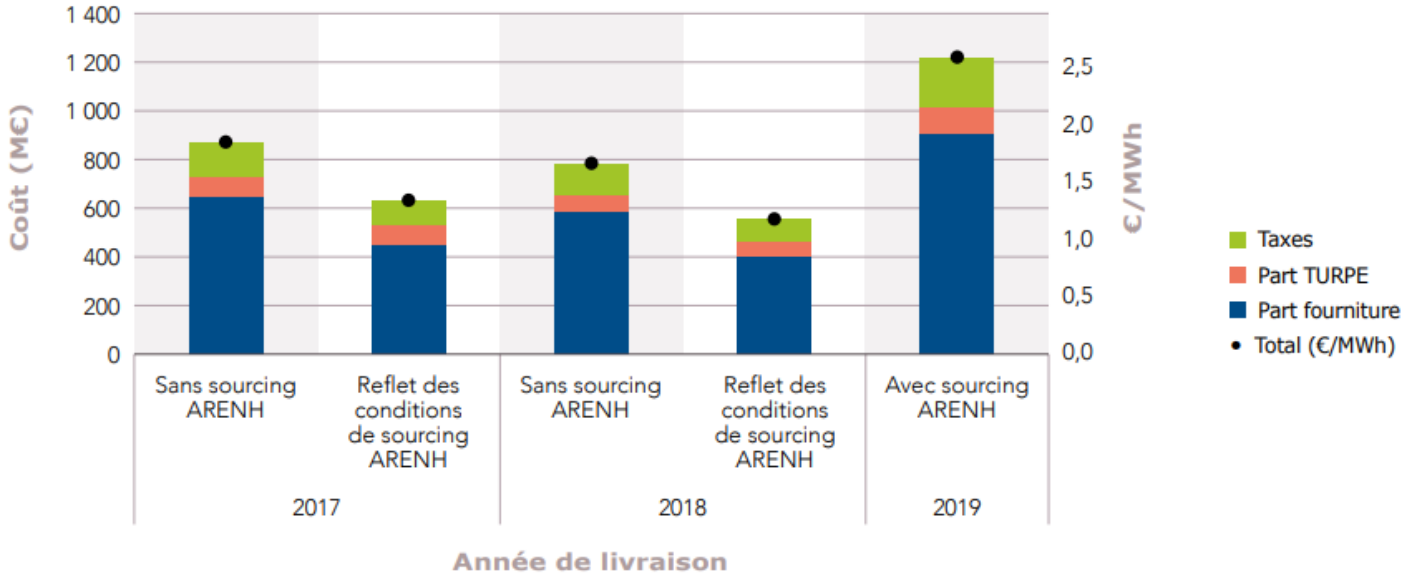
- Toutefois, certaines rentes infra-marginales capacitaires peuvent ne pas correspondre à la couverture de ces coûts mais reflètent seulement une situation de rareté découlant d'une structure de mix non optimale.



Afin d'en limiter le coût, le mécanisme de capacité s'accompagne d'un dispositif de redistribution des revenus qu'il octroie

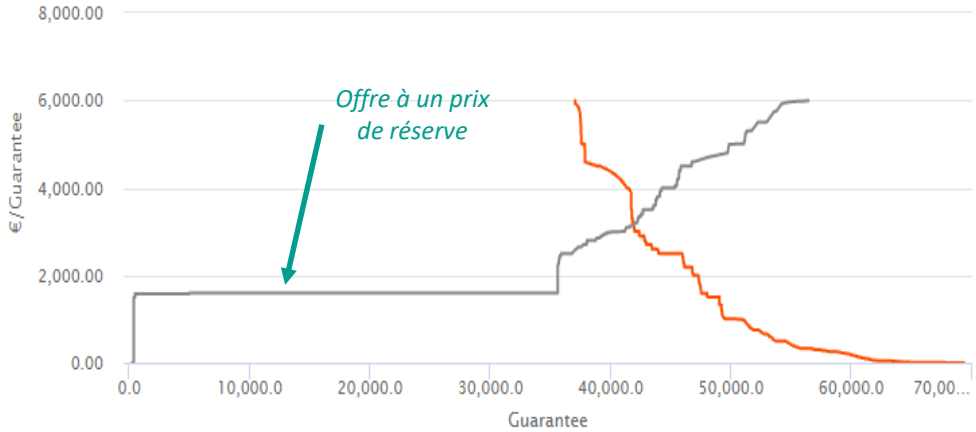
- L'aspect *capacity-wide* et le fonctionnement en *pay-as-clear* du mécanisme répondaient donc à l'objectif de concevoir un dispositif de marché créant le moins possible de distorsions, en laissant les éventuels besoins de redistribution être opérés par d'autres dispositifs.

- L'interaction du mécanisme avec le dispositif ARENH a en effet permis de limiter le coût du mécanisme en assurant la redistribution des revenus capacitaires de la filière nucléaire : les fournisseurs alternatifs obtiennent en effet les garanties de capacité associées au profil d'énergie livré au titre de l'ARENH.



La mise en œuvre des remèdes imposés par la Commission européenne a pu concourir à s'écarter de ces fondamentaux

- En réponse aux craintes de la Commission tenant au risque d'une faible liquidité sur ce nouveau marché, le mécanisme tel qu'approuvé comprend un nombre important d'enchères en amont de chaque AL.
- Parallèlement, compte-tenu de la forte concentration du marché français, des mesures asymétriques ont également été introduites (obligation pour les acteurs ayant un portefeuille de plus de 3 GW d'offrir un certain volume de garanties à un rythme donné).
- Combinées à la liberté de couverture des acteurs, **l'ensemble de ces mesures conduisent à fractionner l'expression de l'offre et de la demande et à rendre incertain le niveau de leur rencontre**.
- Comme relevé par la CRE dans son rapport de surveillance sur les marchés de gros (2018), *« certains exploitants ont par conséquent été conduits à proposer leurs garanties de capacité à un prix de réserve, au niveau de leur estimation du 'prix théorique'»,* ce qui complexifie et rend moins transparente la formation du prix.



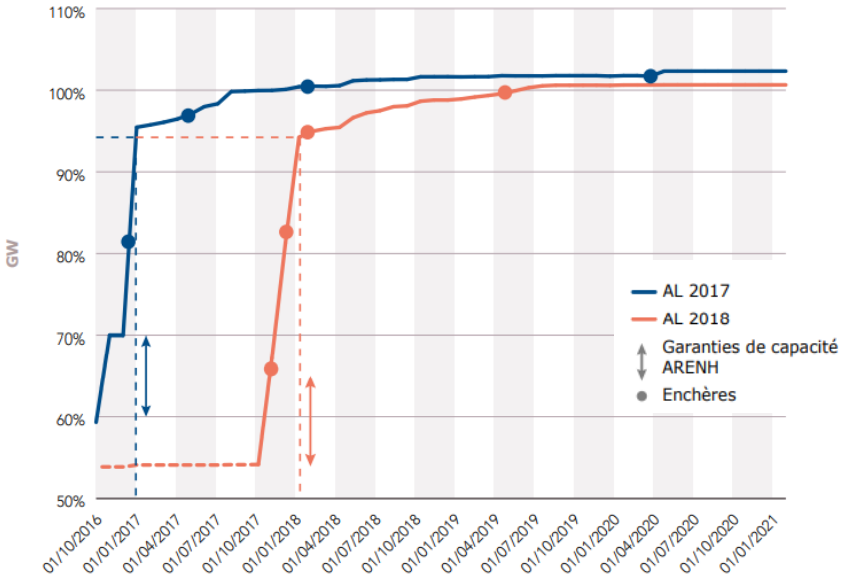
Courbe d'offre et de demande sur une enchère de garantie de capacité (Source : EPEX SPOT)

La combinaison de ces remèdes et de la temporalité du mécanisme a conduit à ce qu'une partie des capacités ne soit pas sécurisée avant l'année de livraison

- L'analyse du REX révèle que, compte-tenu de la liberté de couverture qui leur est offerte par l'architecture du mécanisme actuel, les acteurs obligés n'ont pas couvert la totalité de leur pré-estimation d'obligation avant le début de l'AL : pour les AL 2017, 2018 et 2019, une partie notable de la demande (~ 5 GW) n'était en effet pas encore couverte au 1er janvier AL et restait à couvrir au cours de l'AL.

- Il en résulte que les revenus capacitaires de certaines capacités – pourtant nécessaires à la sécurité d'approvisionnement – ne sont pas sécurisés en amont de la période de livraison.

- Cet enjeu avait fait l'objet d'une instruction spécifique fin 2021 afin de déterminer s'il était susceptible d'être résolu rapidement dans le cadre du mécanisme actuel. Au regard de la complexité à laquelle aurait conduit une mise en œuvre dans ce cadre contraint, il a été décidé d'y apporter une solution dans le cadre de la refonte du mécanisme.



Rythme de couverture des acteurs obligés pour les AL 2017 et 2018

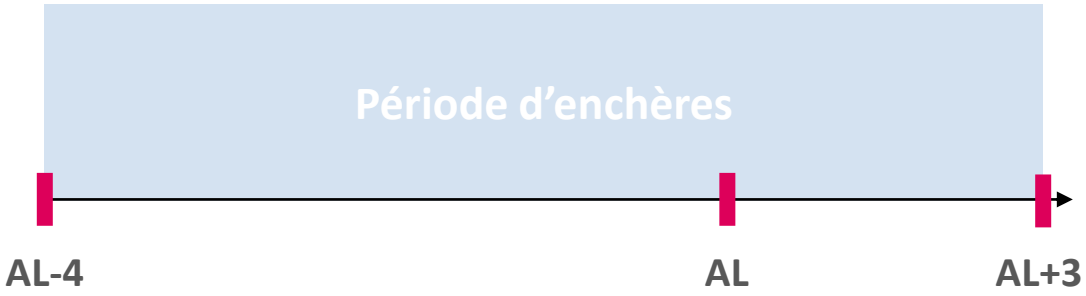
2 Assurer une bonne formation du futur prix de la capacité

La sécurisation des capacités nécessaires avant le début de la période de livraison doit constituer le paradigme du futur mécanisme

- Afin d'éviter la reconduction des problématiques rencontrées dans le cadre du mécanisme actuel, il est nécessaire que l'ensemble des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soit *a minima* engagé contractuellement avant le début de la période de livraison, de façon à les « sécuriser ».

- Il pourrait en effet être distingué – en particulier dans une architecture dans laquelle le besoin serait défini par une entité centralisée – cette **contractualisation** (i.e. la sélection et l'engagement à l'issue des enchères) du **financement des capacités** : l'achat effectif pourrait ainsi intervenir ultérieurement mais les exploitants dont les capacités ont été retenues à l'issue des enchères seraient alors assurés de percevoir un revenu capacitaire.

- Cela implique *a priori* une expression de l'intégralité de la demande avant le début de la période de livraison et donc l'absence d'enchères à compter de cette échéance.



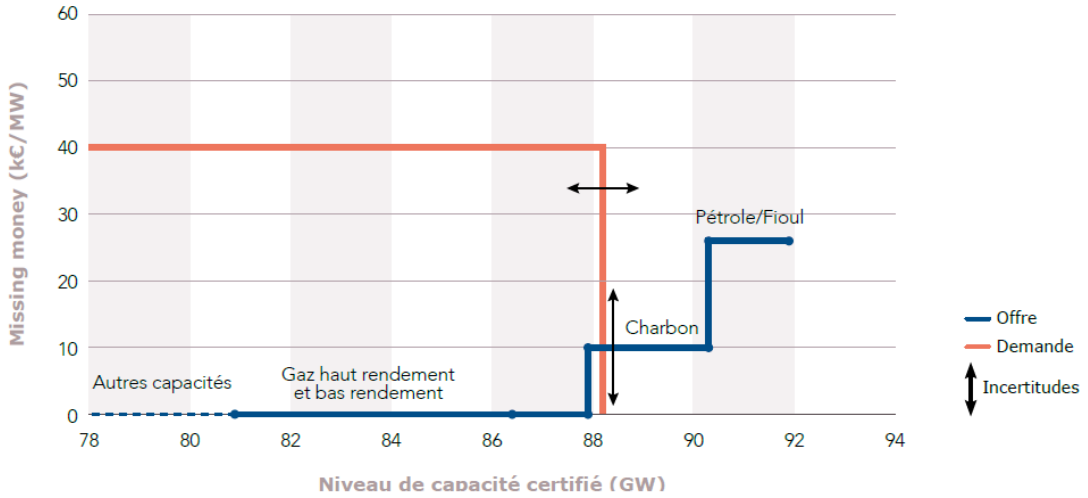
Fonctionnement actuel



Fonctionnement du futur mécanisme de capacité

Une parfaite lisibilité de la formation du prix suppose une unicité de la rencontre de l'offre et de la demande qui ne pourrait être assurée en pratique

- En théorie, une formation du prix parfaitement lisible supposerait, dans l'idéal, que l'ensemble de l'offre et de la demande se rencontrent en une unique enchère.
- Tous les acteurs participant à l'enchère sont en principe incités à offrir leurs capacités à leur *missing money* afin qu'elles soient retenues à l'issue de l'enchère.

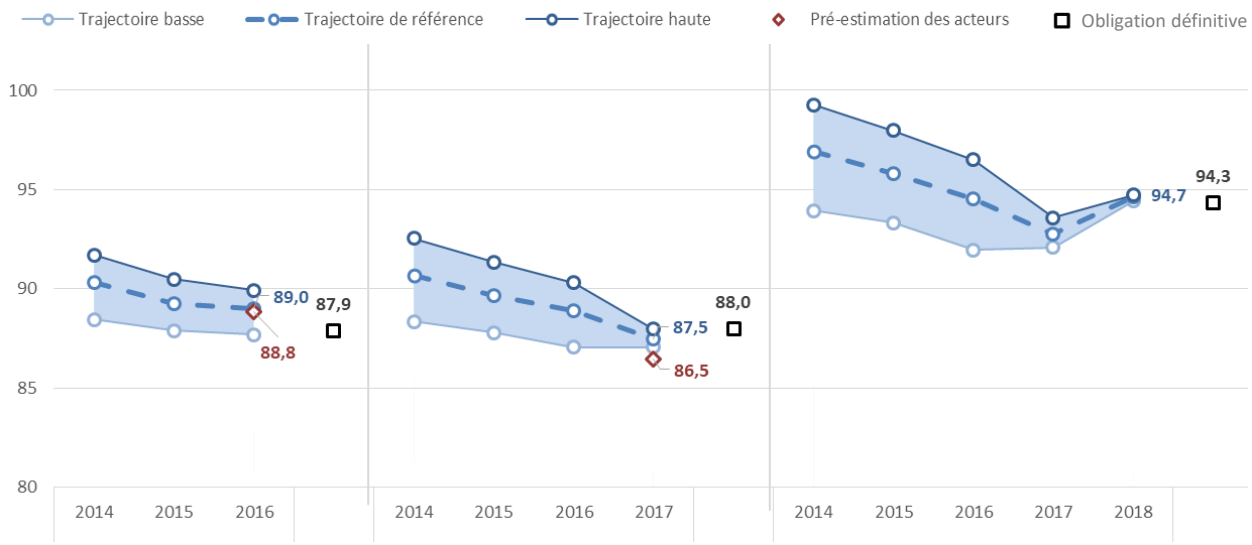


Formation théorique du prix sur une enchère unique

- Les modalités de formation du prix au sein du futur mécanisme pourraient toutefois s'écarter – au moins partiellement – de ces fondamentaux théoriques car plusieurs facteurs pourraient rendre nécessaire l'organisation d'au moins deux enchères.

Les incertitudes sur la définition du besoin à couvrir et les contraintes de certaines filières pourraient justifier l'organisation de plusieurs enchères

- D'une part, le cône d'incertitude que constitue une prévision d'obligation s'affine à mesure que l'on s'approche de l'AL : une seconde enchère plus proche de la période de livraison pourrait ainsi permettre d'ajuster le besoin.
- D'autre part, la sécurisation des revenus des capacités existantes et l'éventuelle émergence de nouveaux moyens peuvent nécessiter une enchère le plus en amont possible, tandis qu'une enchère proche de la période de livraison peut être nécessaire à certaines filières (ex : effacements).



Prévisions d'obligation AL 2017 | Prévisions d'obligation AL 2018 | Prévisions d'obligation AL 2019

- Afin de concilier ces enjeux tout en limitant les occurrences de rencontre de l'offre et de la demande, la plupart des mécanismes européens reposent sur deux enchères (AL-4 et AL-1) et un fonctionnement en année à cheval.
- Un passage en année à cheval doublé d'une enchère proche de la période de livraison pourrait offrir (i) une meilleure cohérence du mécanisme avec le BP et (ii) un levier d'ajustement du besoin au regard de l'hiver à venir.

Seriez-vous favorables à la tenue de plusieurs enchères ? Deux suffiraient-elles ? Si le mécanisme ne visait pas l'émergence de nouveaux moyens, une seule enchère suffirait-elle ? A quelle échéance les/l'organiser ? Seriez-vous favorables à un passage en année à cheval et à sa combinaison avec une enchère proche de la période de livraison ?

Si plusieurs enchères étaient organisées, répartir de façon optimale le volume à couvrir sur chacune d'entre elles devra faire l'objet d'un compromis

- La répartition optimale du besoin à couvrir sur chaque enchère nécessite d'arbitrer entre :
  - du côté de la demande, le « bon » niveau à couvrir sur les enchères en amont (estimation haute, basse, moyenne…) compte-tenu de l'éventuel risque de sous ou sur-couverture du niveau de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
  - du côté de l'offre, la nécessité d'assurer un espace économique entre les enchères pour certaines filières

Deux grands types de stratégies de répartition du besoin à couvrir pourraient alors en découler :

Ne couvrir en AL-4 que la part « certaine » du besoin, en augmentant les opportunités en AL-1 mais au risque de se sous-couvrir

Couvrir en AL-4 au-delà de la part « certaine » du besoin au risque de se sur-couvrir (si le besoin est réévalué à la baisse en AL-1) et de limiter les opportunités en AL-1

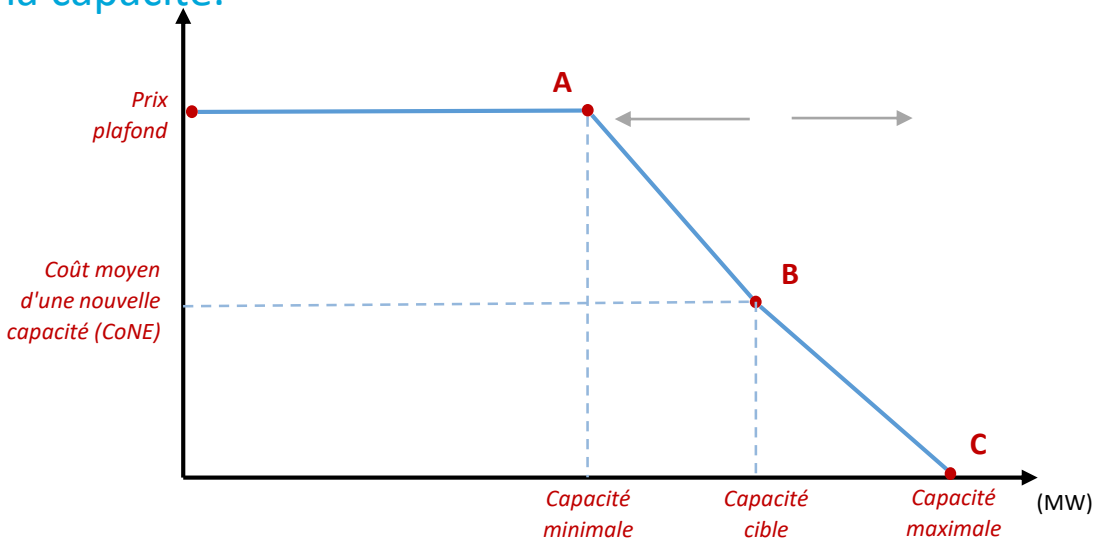
- Afin d'assurer aux effacements un espace économique suffisant, la plupart des mécanismes de capacité européens réservent en AL-4 un volume minimum à contractualiser en AL-1 (par exemple, 1,5 GW au Royaume-Uni).

Compte-tenu de ces éléments, quelle serait, selon vous, une répartition optimale de la couverture du besoin ? Hormis les enjeux de réactualisation du besoin, pensez-vous qu'il serait nécessaire de réserver un volume minimum de capacités à contractualiser en AL-1, notamment eu égard à la temporalité de développement des effacements ? Si oui, pourquoi et quel serait ce volume ?

Au-delà de sa répartition, le volume à couvrir devra être défini de façon à permettre une rencontre efficace de l'offre et la demande

- La demande théorique sur un marché de capacité devrait en principe s'établir au niveau du prix plafond et correspondre au besoin en capacités nécessaires pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.
- Toutefois, une telle définition de la demande peut générer en pratique une sensibilité importante du prix de la capacité du fait des incertitudes à la fois sur l'estimation du besoin en capacités (les écarts entre les différentes trajectoires de prévision d'obligation peuvent varier de 6 GW en AL-4 à 1,5 GW environ en AL-1) et les estimations de disponibilité des capacités. Des variations de quelques GW sur ces hypothèses peuvent faire varier le prix de la capacité d'un prix nul à l'atteinte du prix plafond.
- La forme de la courbe de demande pourrait donc intégrer une pente autour du niveau cible de capacités à sécuriser afin de réduire le risque de volatilité du prix de la capacité.

A	Volume minimal à contractualiser correspondant à un faible niveau de sécurité d'approvisionnement
B	Volume cible à contractualiser pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement de 3h/an
C	Volume maximal à contractualiser pour assurer un niveau parfait de sécurité d'approvisionnement (c'est-à-dire 0h/an de défaillance).



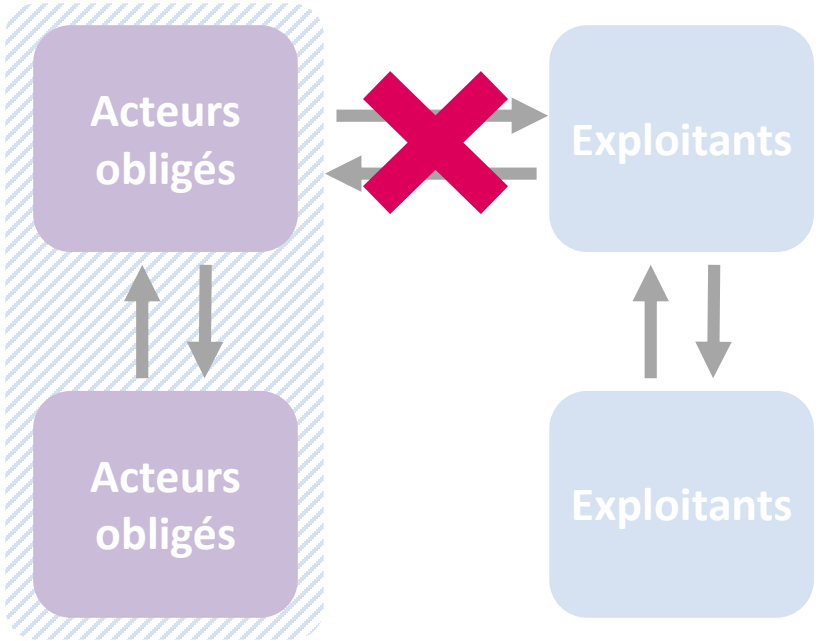
Modèle de courbe de demande

Pour concentrer la liquidité sur les enchères, la possibilité d'échanger en gré-à-gré pourrait être restreinte

- Si toutes les capacités étaient contractualisées par une entité centralisée, il ne serait *de facto* plus nécessaire aux acteurs obligés de contracter avec les exploitants, y compris en gré-à-gré. Ces échanges ne seraient alors plus permis entre ces deux types d'acteurs, améliorant ainsi la liquidité sur les enchères.

- Les échanges en gré-à-gré pourraient toutefois rester possibles :
  - entre exploitants *(marché secondaire des engagements de disponibilité)*
  - entre acteurs obligés *(seulement dans le modèle 1 où ils subsistent)*

- Une solution similaire pourrait être privilégiée même si le futur mécanisme ne reposait pas sur une contractualisation centralisée afin d'assurer une bonne lisibilité de la formation du prix.



Seulement dans le modèle 1

Dans le cas où la contractualisation du besoin en capacités ne serait pas centralisée, verriez-vous un inconvénient à la disparition d'un marché gré-à-gré entre offre et demande ?

Dans le cas inverse (modèle 1), les échanges en gré-à-gré vous sembleraient-ils devoir être conservés ? Le prix de ces échanges devrait-il selon vous être encadré afin que le consommateur supporte *in fine* le seul prix de l'enchère ?

En synthèse, plusieurs conditions pourraient permettre de limiter les écarts avec les fondamentaux théoriques

- Si quelques écarts avec les fondamentaux théoriques semblent donc nécessaires, il conviendra de les limiter strictement afin d'assurer la meilleure proximité possible entre la théorie et la formation effective du prix sur le futur marché de capacité et ainsi de garantir sa lisibilité et de sa transparence.

- Cela impliquerait par conséquent de privilégier, dans le cadre du futur mécanisme :
  - Une définition centralisée de l'ensemble du besoin en capacités à couvrir, pour donner de la visibilité sur le niveau de demande s'exprimant sur les enchères
  - Une définition du besoin élastique afin de contractualiser le volume de capacités optimal économiquement pour le système électrique – le calcul des pentes dépendra du niveau d'incertitudes à prendre en compte
  - Une limitation très importante du nombre d'enchères et une absence de possibilité d'échanger en gré-à-gré, afin de concentrer la liquidité sur ces enchères
  - Dans le cas où la participation au mécanisme serait facultative, l'obligation de déclarer les capacités ne souhaitant pas participer aux enchères (« *opt out* ») afin d'ajuster le niveau du besoin à couvrir de façon à assurer la bonne rencontre de l'ensemble de l'offre résiduelle avec la demande résiduelle

Partagez-vous ces axes de réflexions ? Considérez-vous que d'autres conditions seraient nécessaires pour assurer la lisibilité et la transparence de la formation du prix dans le futur mécanisme ?

3 Assurer une juste allocation de la rémunération capacitaire

Le mécanisme devra assurer une rémunération proportionnée du parc français

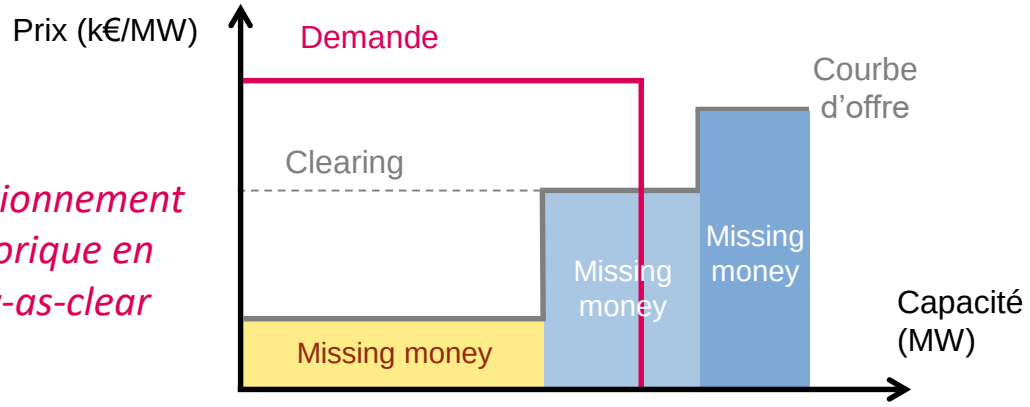
- De prime abord, une solution de facilité pourrait tendre à n'attribuer de rémunération capacitaire qu'aux seules capacités dont il est présumé qu'elles présentent un *missing money* de court terme :
  - or, la détermination *ex ante* de missing money constitue un exercice complexe
  - la rémunération capacitaire peut dans certains cas concourir à la couverture des coûts complets : toute capacité dont les coûts complets ne sont pas couverts par le marché de l'énergie pourrait ainsi rester éligible à une rémunération capacitaire
- L'enjeu pour le futur mécanisme sera donc de permettre la couverture a minima des OPEX fixes, jusqu'au coût complets, mais pas au-delà : une proportionnalité de la rémunération capacitaire des différents moyens de production et d'effacement qui concourent à la sécurité d'approvisionnement doit ainsi être assurée pour garantir un coût maîtrisé pour le consommateur.
- Les capacités soutenues ou régulées voyant leurs coûts complets couverts par un dispositif dédié, cette proportionnalité doit donc s'évaluer en tenant compte des dispositifs de soutien et des perspectives de régulation du nucléaire historique.
- Au-delà des enjeux soulevés lors du précédent GT (simplification, incitations à la disponibilité, etc.), les considérations économiques propres à chaque filière pourraient ainsi conditionner le périmètre du futur mécanisme.

Assurer une rémunération capacitaire proportionnée aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement

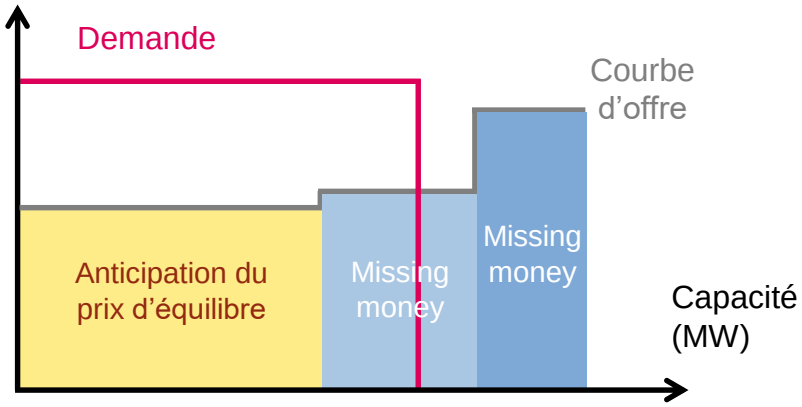
Passer d'un fonctionnement en *pay-as-clear* à un fonctionnement en *pay-as-bid* ne permettrait pas nécessairement d'atteindre les objectifs du futur mécanisme

- Les rentes infra-marginales capacitaires résultant du fonctionnement en *pay-as-clear*, le passage à un fonctionnement en *pay-as-bid* (les capacités retenues reçoivent le prix qu'elles ont offert) comme en Belgique pourrait *a priori* faciliter la maitrise de la rémunération capacitaire nécessaire pour chaque capacité.
- Un fonctionnement en *pay-as-bid* aurait toutefois pour effet d'inciter les producteurs à ne plus offrir leurs capacités à leurs *missing money* respectifs mais à l'anticipation du prix de la dernière offre retenue, de façon à maximiser leurs revenus. **Il serait ainsi moins transparent et nécessiterait alors un contrôle systématique de toutes les offres déposées pour atteindre les effets escomptés.** Faute d'un tel contrôle, un tel fonctionnement n'influerait donc pas significativement sur les rémunérations capacitaires perçues.

Fonctionnement théorique en pay-as-clear



Fonctionnement théorique en pay-as-bid



Partagez-vous ces constats ? Selon vous, serait-il préférable de conserver un fonctionnement en *pay-as-clear* ? Dans le cas contraire, quels contrôles pensez-vous nécessaire de réaliser dans un fonctionnement en *pay-as-bid* ?

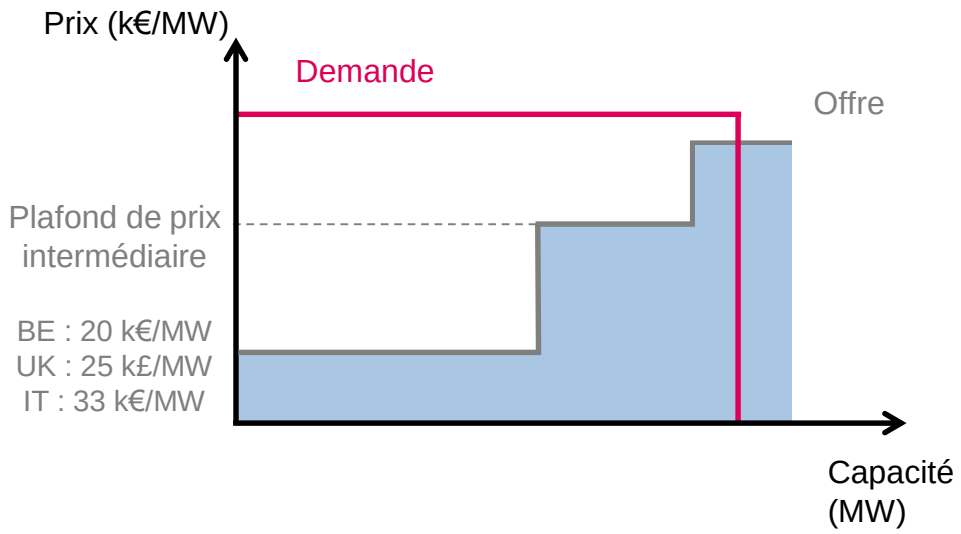
Un premier dispositif d'encadrement des revenus capacitaires a été introduit en Europe : les plafonds de prix intermédiaires

- Au-delà du plafond de prix défini pour chaque marché de capacité pour permettre l'émergence de nouvelles capacités (75 k£/MW ou 75 k€/MW), certains mécanismes de capacité européens prévoient également un plafond de prix intermédiaire pour les capacités existantes, généralement défini comme le *missing money* de court terme de la capacité existante marginale.

- Selon le mécanisme, ce plafond de prix intermédiaire peut constituer un plafond d'offre maximal , un plafond de rémunération voire les deux .

- Les mécanismes belge et italien sont donc les seuls qui permettent un encadrement effectif des revenus capacitaires (dans le mécanisme anglais, les capacités retenues perçoivent le prix de *clearing* et le plafond de prix vise uniquement à contrôler le pouvoir de marché).

- Ces plafonds sont par ailleurs compatibles avec un fonctionnement en *pay-as-clear* comme en *pay-as-bid* .



Des plafonds de prix intermédiaires pourraient être introduits dans le futur mécanisme et leur fonctionnement pourrait être adapté à l'objectif visé

- L'introduction de tels plafonds de prix intermédiaires pourrait permettre de proportionner la rémunération des capacités existantes à leur besoin strict (couverture des OPEX fixes), tout en maintenant un prix unique de la sécurité d'approvisionnement susceptible d'inciter le cas échéant au développement de nouvelles capacités.
- Ces plafonds de prix intermédiaires pourraient même être définis par technologie pour ajuster plus finement la rémunération capacitaire nécessaire aux besoins de chaque technologie, selon plusieurs approches possibles :
  - Limitation de la rémunération capacitaire à la couverture des OPEX fixes (**1**) ou des coûts complets (**2**)
  - Limitation de la rémunération capacitaire à la couverture de ces mêmes coûts mais après déduction des projections de revenus sur le marché énergie (qui peuvent contribuer significativement à la couverture de ces coûts), c'est-à-dire au missing money de court (**3**) ou de long terme (**4**).

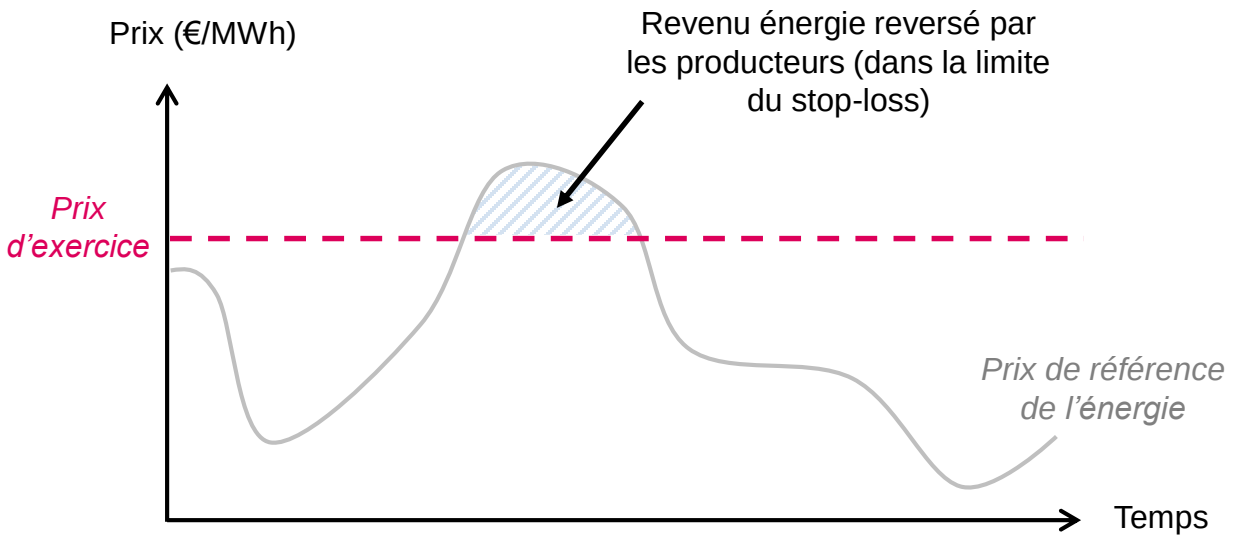


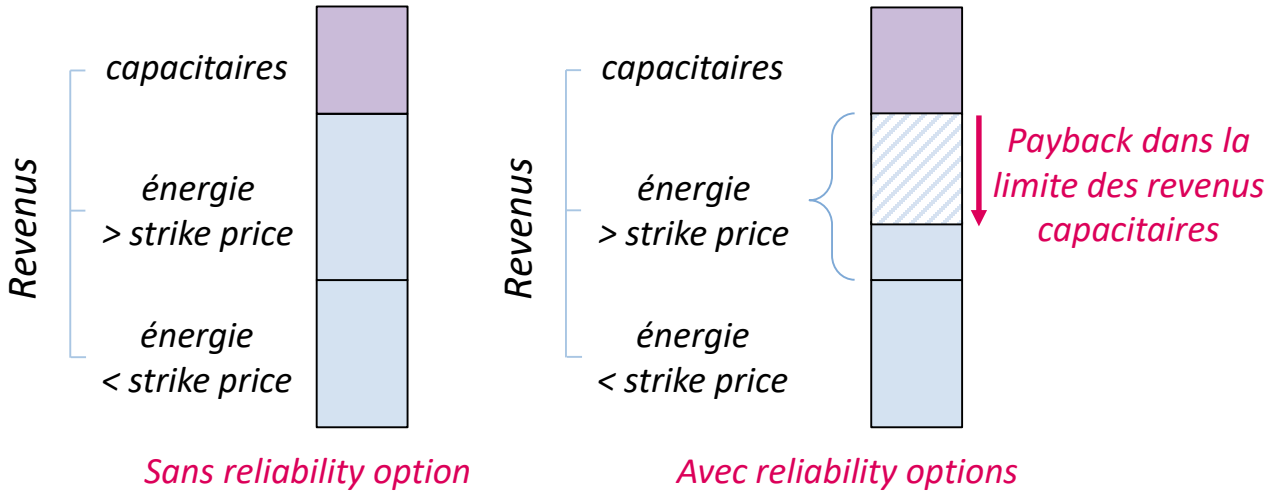
Quatre niveaux possibles de fixation des plafonds de prix intermédiaires

Seriez-vous favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires par type de technologie ? Dans l'affirmative, quel niveau vous paraîtrait adapté pour les définir ? Dans le cas contraire, considérez-vous que des plafonds de prix intermédiaires différenciant capacités existantes et nouvelles capacités seraient plus adaptés ?

Un second dispositif d'encadrement des revenus capacitaires a été introduit en Europe : les options de fiabilité (*reliability options*)

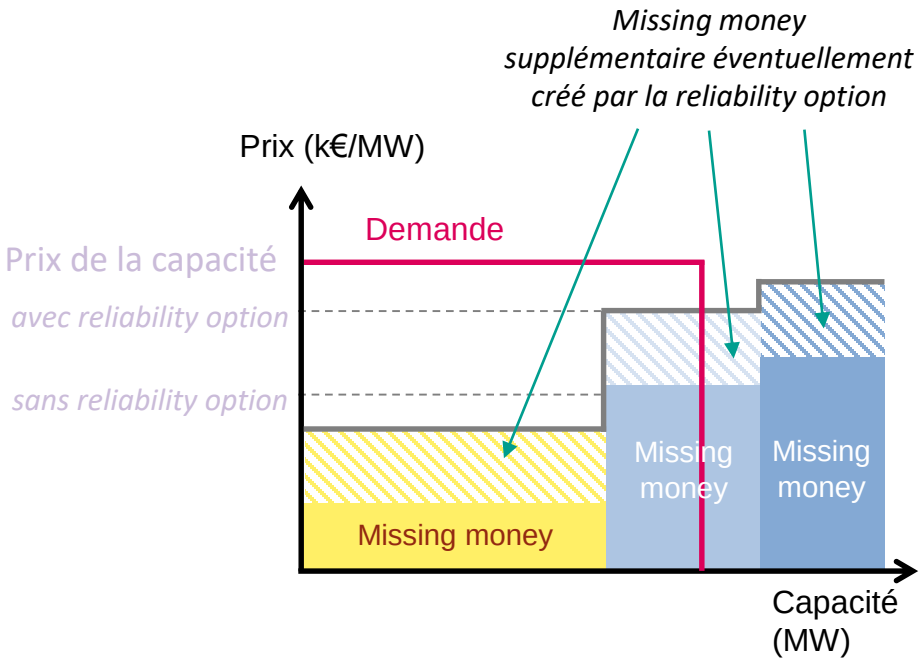
- Le principe des options de fiabilité repose sur une logique d'écrêtement des revenus considérés comme excessifs sur le marché énergie : les producteurs doivent restituer (« *payback* ») les revenus obtenus lorsque le prix de l'énergie dépasse un certain niveau à définir (prix d'exercice ou « *strike price* »).
- L'objectif est ainsi de limiter les effets d'aubaine en supprimant les revenus sur le marché énergie au-delà de ceux anticipés *a priori* par les exploitants lors de la définition de leurs offres sur le marché de capacité.
- Ce dispositif contribue également à réduire l'incertitude des exploitants sur l'estimation de leurs revenus énergie.
- Ces dispositifs sont le plus souvent assortis d'une « *stop-loss* » : le producteur ne rembourse pas plus que ce qu'il a perçu sur le mécanisme de capacité.





Un dispositif de *reliability options* pourrait également être étudié pour le futur mécanisme

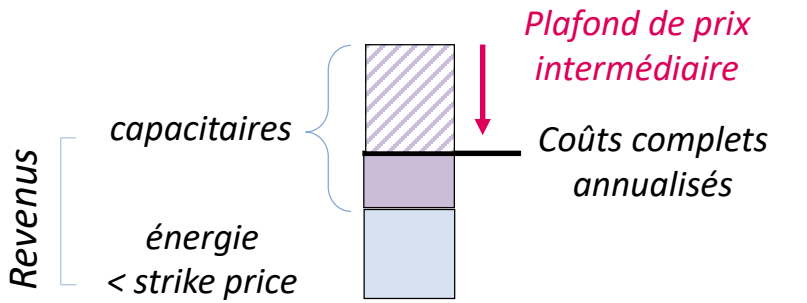
- Un dispositif de *reliability options* pourrait être introduit dans le futur mécanisme pour limiter les effets d'aubaine, réduire les incertitudes des exploitants sur l'estimation de leur *missing money* et ainsi réduire la volatilité du prix de la capacité.
- Toutefois, lorsqu'un *strike price* unique est introduit pour toutes les capacités, une *reliability option* ne permet pas de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts (OPEX fixes ou coûts complets). Elle n'affecte en effet pas les rentes infra-marginales capacitaires perçues par chaque type de capacité car, en fonction du niveau du *strike price*, les *missing money* de toutes les capacités sont soit inchangés, soit augmentent dans les mêmes proportions.
- Un ajustement plus fin de la rémunération capacitaire nécessaire aux besoins de chaque technologie nécessiterait ainsi que des *strike price* différenciés par type de technologie soient définis.



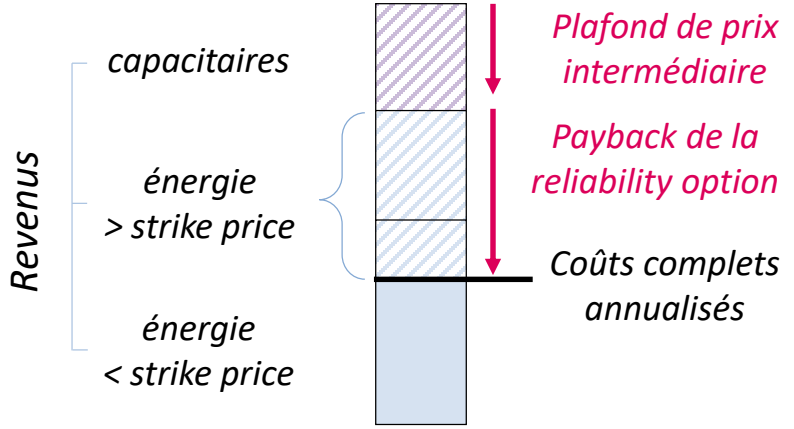
Seriez-vous favorables à l'introduction d'un dispositif de *reliability options* ? Conduirait-il selon vous à augmenter effectivement les *missing money* et, si oui, dans quelles proportions ? Vous semblerait-il plus à même que des plafonds de prix intermédiaires de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts ?

Toutefois, la rémunération proportionnée ne s'apprécie pas qu'à la lumière de la seule rémunération capacitaire

- La combinaison d'un système de *reliability options* et d'un dispositif de plafonds de prix intermédiaires pourrait garantir une rémunération capacitaire proportionnée, en permettant **une maîtrise *ex ante* du prix de la capacité et une préservation *ex post* contre les effets d'aubaine.**
- Toutefois, les enjeux de rémunération des capacités peuvent s'apprécier dans le cadre général d'un **désalignement structurel entre prix de marché et coûts**, en particulier dans un contexte de prix hauts et avec des perspectives de moyen-long terme de coûts dominés par les CAPEX des technologies bas-carbone. La même combinaison dépourvue de *stop loss* pourrait ainsi permettre au mécanisme d'assurer la proportionnalité de la rémunération des installations au niveau de **l'ensemble des revenus perçus.**



Situation de prix énergie inférieur au strike price



Situation de prix énergie supérieur au strike price

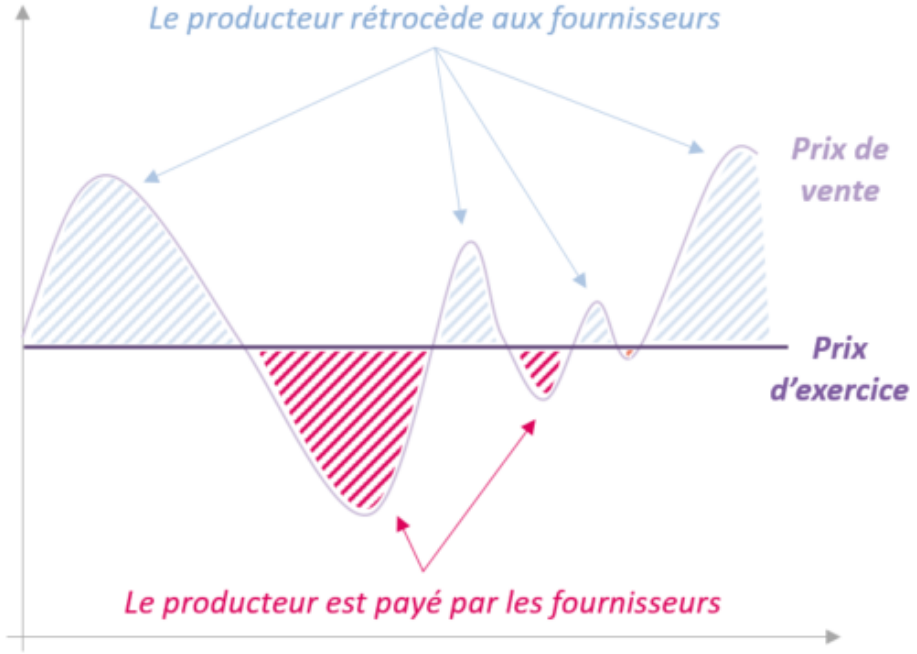
Qu'en pensez-vous ? Si cet objectif était recherché, le futur mécanisme vous semblerait-il un outil pertinent pour assurer une rémunération proportionnée des installations, au-delà de la seule rémunération capacitaire ?

Articulation entre le mécanisme de capacité et la régulation du nucléaire

Les perspectives d'évolution du cadre de régulation de la filière nucléaire nécessitent d'en envisager l'articulation éventuelle avec le futur mécanisme

- Les pouvoirs publics instruisent actuellement la possibilité d'introduire un dispositif de régulation de la production électronucléaire susceptible de succéder au dispositif ARENH après son expiration fin 2025.
- Si aucun dispositif de régulation ne succède à l'ARENH, la filière nucléaire devrait vraisemblablement participer au futur mécanisme de capacité.
- Dans le cas contraire , il est nécessaire, pour la conception du futur mécanisme, d'en étudier l'articulation avec le dispositif de régulation, qui pourrait consister en l'application d'un contrat pour différence à la production nucléaire (projet mis en consultation en 2020).





S’il était mis en œuvre, le dispositif de régulation viserait à couvrir les coûts complets du parc nucléaire existant

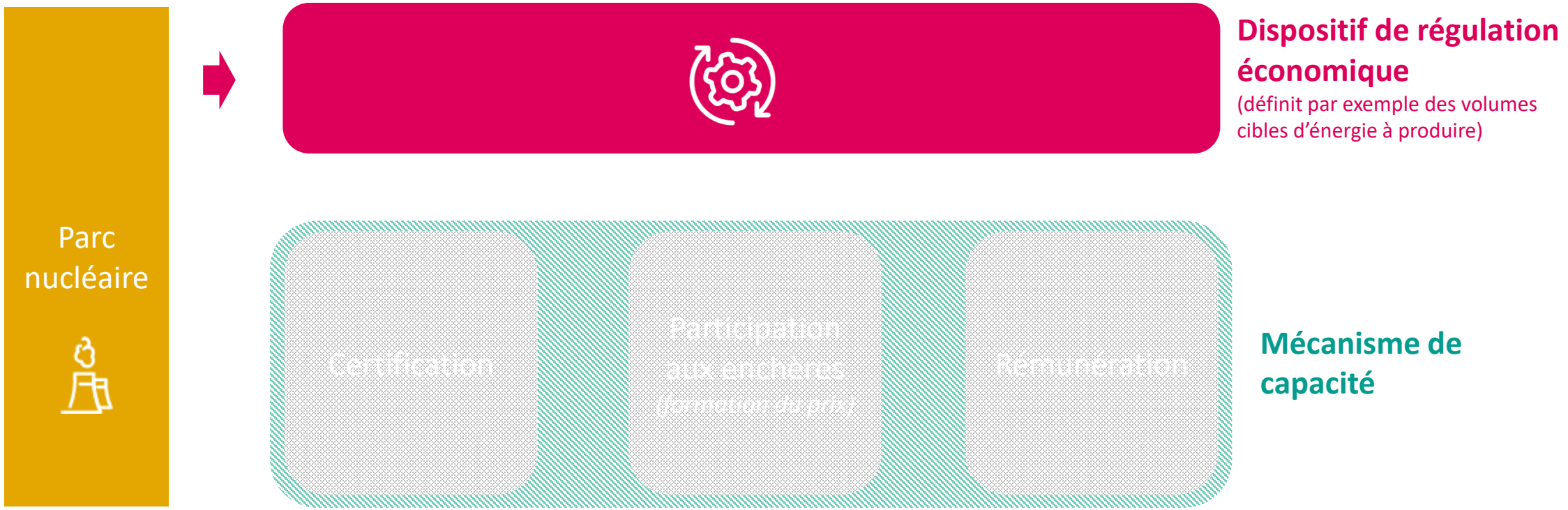
- Compte-tenu des objectifs visés par le projet de régulation, la rémunération perçue au travers du dispositif de régulation – quelle que soit sa forme finale – doit permettre la couverture des coûts complets du parc nucléaire.
- Le dispositif de régulation devrait en principe renvoyer des incitations à la disponibilité du parc nucléaire lorsque cela est utile pour le système électrique en intégrant des hypothèses de volumes cibles d’énergie à produire.
- L’enjeu de l’articulation du dispositif de régulation du nucléaire et du futur mécanisme se concentre donc sur :

L’incitation à la disponibilité transmise au producteur nucléaire sur les périodes de pointe

Le non-cumul de la rémunération issue du dispositif de régulation et de celle tirée du mécanisme de capacité, afin d’éviter les effets d’aubaine

- **Trois schémas d’articulation du dispositif de régulation avec le futur mécanisme sont donc envisageables :**
  1. une absence de participation du parc régulé au mécanisme, si l’incitation inhérente au dispositif de régulation est jugée suffisante
  2. une participation « hybride », si le dispositif de régulation ne prévoit qu’un niveau de disponibilité cible
  3. une participation complète, si le dispositif de régulation intègre une part capacitaire

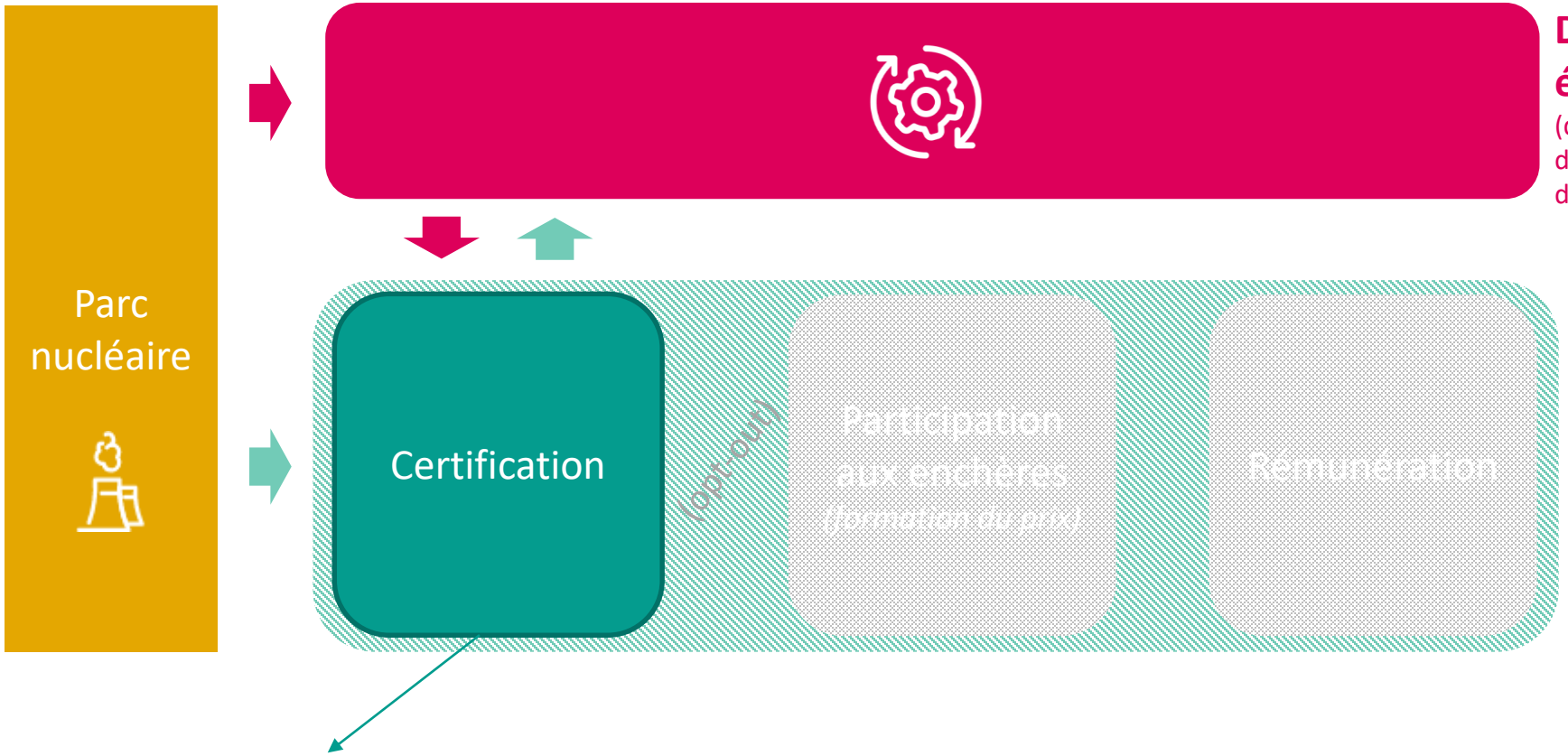
Scénario 1 : le nucléaire régulé ne participe pas au mécanisme



RTE estime la disponibilité du parc nucléaire en tenant compte des incitations délivrées par le dispositif de régulation et la déduit du besoin à couvrir

Pas d'enjeu de cumul de rémunérations

Scénario 2 « participation hybride » : le nucléaire régulé ne participe pas aux enchères



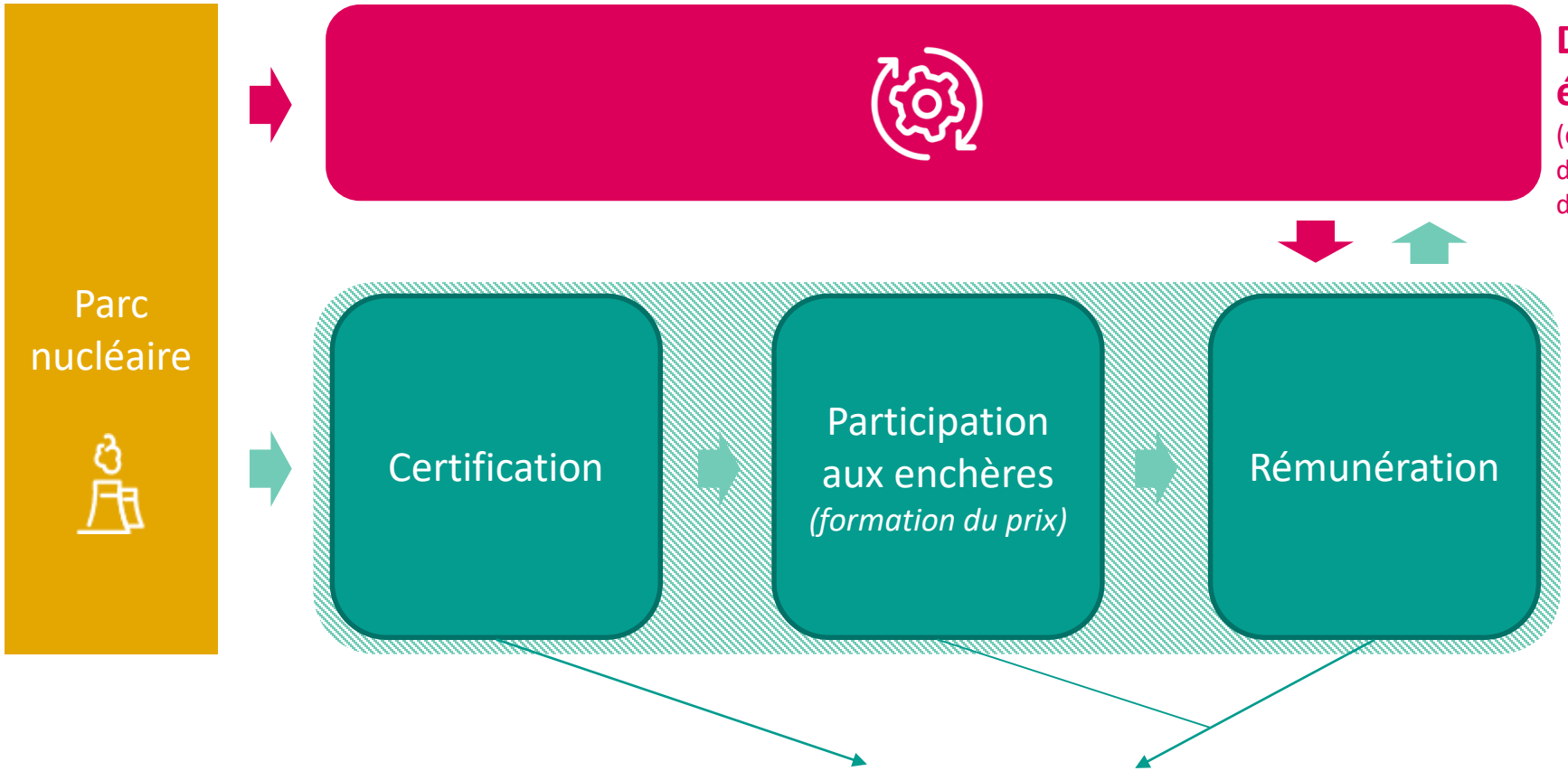
Dispositif de régulation économique
(définit par exemple des volumes cibles d'énergie à produire et un niveau cible de disponibilité)

Mécanisme de capacité

Incitation à la disponibilité :
La certification dans le mécanisme permet, via une forme de règlement des écarts, de renvoyer des incitations à la disponibilité sur les périodes de tension et de contrôler cette disponibilité par rapport à un niveau cible qui pourrait être défini par le dispositif de régulation

Pas d'enjeu de cumul de rémunérations

Scénario 3 « participation complète » : le nucléaire régulé participe pleinement au mécanisme



Dispositif de régulation économique
(définit par exemple des volumes cibles d'énergie à produire et un niveau cible de disponibilité)

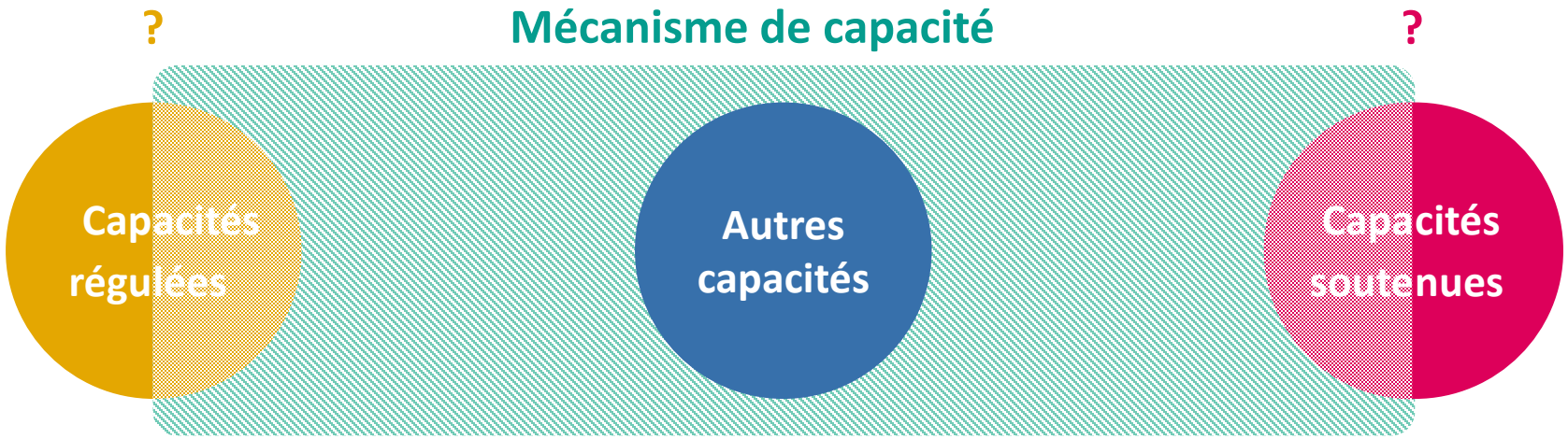
Mécanisme de capacité

Incitations à la disponibilité et non-cumul des rémunérations :
Le dispositif de régulation intègre des mesures visant à prévenir le non-cumul des rémunérations et prévoit un volume cible de disponibilité sur le mécanisme de capacité :

- L'exploitant peut valoriser sur les enchères sa disponibilité prévisionnelle
- Il est redevable du règlement financier des écarts par rapport au niveau qu'il certifie

Impacts potentiels sur le périmètre du mécanisme

Les considérations économiques propres à chaque filière pourraient conditionner le périmètre du futur mécanisme



Bien que leur viabilité économique ne dépende pas du mécanisme, elles pourraient être maintenues dans le mécanisme pour des raisons d'incitation à la disponibilité, sous réserve du non-cumul des rémunérations

Les coûts de ces capacités pouvant ne pas être intégralement couverts par le marché de l'énergie (missing money), elles seraient éligibles à une rémunération capacitaire à hauteur de la couverture de ces coûts

Bien que leur viabilité économique ne dépende pas du mécanisme, elles pourraient être maintenues dans le mécanisme pour des raisons d'incitation à la disponibilité, sous réserve du non-cumul des rémunérations

Ce constat peut être nuancé selon le caractère pilotable ou fatal de la technologie concernée.

Dans tous les cas, la question du périmètre ne se résume pas à une simple alternative « mécanisme *capacity-wide* ou réserve stratégique »

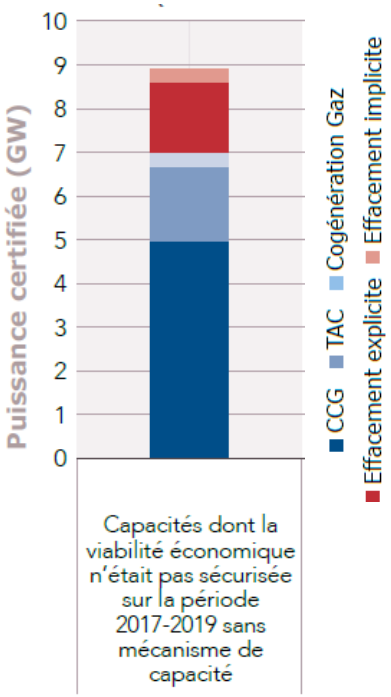
- Une réserve stratégique correspond à la « réservation », hors marché, d'un volume de capacités qui ne sera activé que lors des situations de défaillance. Elle fait donc coexister des capacités participant au marché (fonctionnement « energy-only ») et des capacités réservées n'étant activées qu'en dernier ressort.

- Elle repose sur le postulat que la réduction des capacités dans le marché augmente le niveau de défaillance, améliore leurs revenus en situation de pénurie et élimine leur *missing money* : son bon dimensionnement doit donc permettre à ces capacités de couvrir leurs coûts fixes.

- La complexité inhérente à ce dimensionnement pourrait justifier une approche prudente tenant à placer en réserve l'ensemble des capacités « à risque » (soit près de 9 GW selon les analyses menées dans le cadre du REX), pour un coût supérieur à un mécanisme de capacité.

- Ces défauts de la réserve stratégique, identifiés dès 2014, semblent par conséquent toujours valables et, sans préjuger d'une analyse technique plus poussée, la rendraient *a priori* peu adaptée au contexte français. Ce type de dispositif est d'ailleurs plus généralement utilisé pour gérer la sortie de certaines capacités vieillissantes d'un système donné.

- **Si le futur mécanisme pourrait avoir un périmètre davantage ciblé, cela n'implique dès lors pas mécaniquement qu'il relève d'une logique de réserve stratégique.**



Périmètres envisageables du futur mécanisme de capacité

Mécanisme capacity-wide avec contrôle de la rémunération

- Toutes les capacités participent au mécanisme et à la formation du prix
- Les capacités répondent aux incitations à la disponibilité renvoyées par le mécanisme sur les périodes de pointe
- Chaque technologie perçoit une rémunération différenciée et proportionnée à ses besoins (ex : *reliability options* et/ou plafonds de prix)

Mécanisme capacity-wide avec critère d'éligibilité *(ex : bénéfice ou non d'une subvention publique)*

- Seules les capacités éligibles participent
- Des incitations différentes peuvent être adressées entre capacités participantes et non éligibles
- Le coût du mécanisme diminue au profit d'une possible augmentation du coût des subventions

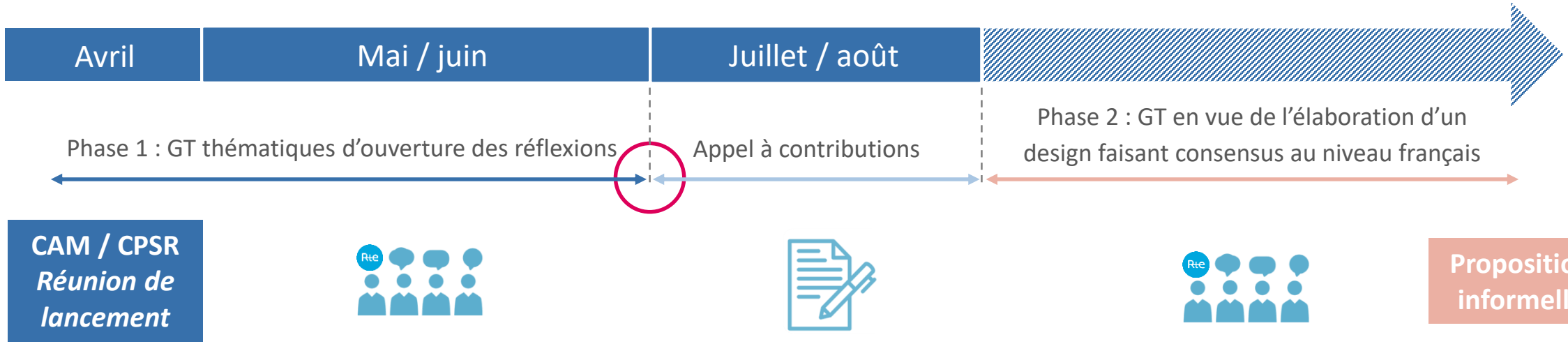
Une hybridation est possible (ex : application de *reliability options* et/ou de plafonds de prix aux capacités éligibles)

Vu d'aujourd'hui, auriez-vous une préférence ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ? Dans ces deux schémas, considérez-vous que la participation au mécanisme de capacité pourrait être rendue facultative ?

4 Prochaines étapes

Concertation : plusieurs réunions de GT au cours du T2 2022

Groupe de travail	Thème	Date
GT 1	**Profil de consommation et paysage de défaillance entre 2025 et 2035**	21 avril
GT 2	**Caractéristiques du parc de production entre 2025 et 2035**	24 mai
GT 3	**Fondamentaux économiques du futur mécanisme**	29 juin



Ouverture de l’appel à contributions



Un appel à contributions portant sur l’ensemble des questions soulevées à l’occasion des trois premiers GT sera ouvert du **13 juillet au 16 septembre 2022**. L’information de la mise à disposition du document de consultation sera diffusée par mail aux membres du GT Mécanisme de capacité.

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

Les réponses seront à déposer sur Concerte, à l’espace prévu à cet effet et auquel renverra le mail précité.



A l’issue de cet appel à contributions et d’une phase d’instruction des réponses reçues, RTE organisera un GT de restitution qui ouvrira une nouvelle phase de concertation visant à l’élaboration d’un design faisant consensus au niveau français.

Hugo Marciot
hugo.marciot@rte-france.com

Eliane Cop-Gaillot
eliane.cop-gaillot@rte-france.com

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci pour votre attention