Le réseau de transport d'électricité

Règlements financiers, paramétrage et sujets divers

Groupe de travail n°11 – Refonte du mécanisme de capacité

17 juillet 2024

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)

1. Modalités d’organisation des enchères

2. Règlements financiers et régime de pénalités

3. Méthodologie de paramétrage des prix plafond intermédiaires et des contrats pluriannuels

4. Modalités de participation transfrontalière

5. Prochaines étapes

1 Modalités d’organisation des enchères : retours des acteurs sur la note de juin 2024

A la suite du dernier GT, RTE a reçu divers retours de la part des acteurs

- **11 retours écrits** ont été reçus par RTE (et 2 autres ont été transmis sans support) :

Acciona Energía	**EDF**	**Energy Pool**	**Luciole**	**TotalEnergies**	**La Plateforme Verte**	**Voltalis**
Alpiq	**Ekwateur**	**ENGIE**	**NW**	**Octopus Energy**	**UNIDEN**	

- Comme demandé lors du GT n°10, les retours portaient majoritairement sur les modalités d'organisation des enchères, mais de nombreux autres sujets ont également été abordés, dont RTE prend note

- **Une courte majorité d'acteurs privilégie la variante B sans qu'un consensus ne se dégage** (un acteur n'a par ailleurs pas émis de position claire) :

Variante A **2 enchères market-wide**	**Variante B** **1ère enchère market-wide et** **2e enchère promouvant les flexibilités**
3 acteurs (+ 1 acteur défavorable aux deux variantes mais privilégiant la A)	5 acteurs (+ 2 acteurs privilégiant la variante B sans exclure la A)

Divers aménagements des modalités d'organisation des enchères ont été suggérés

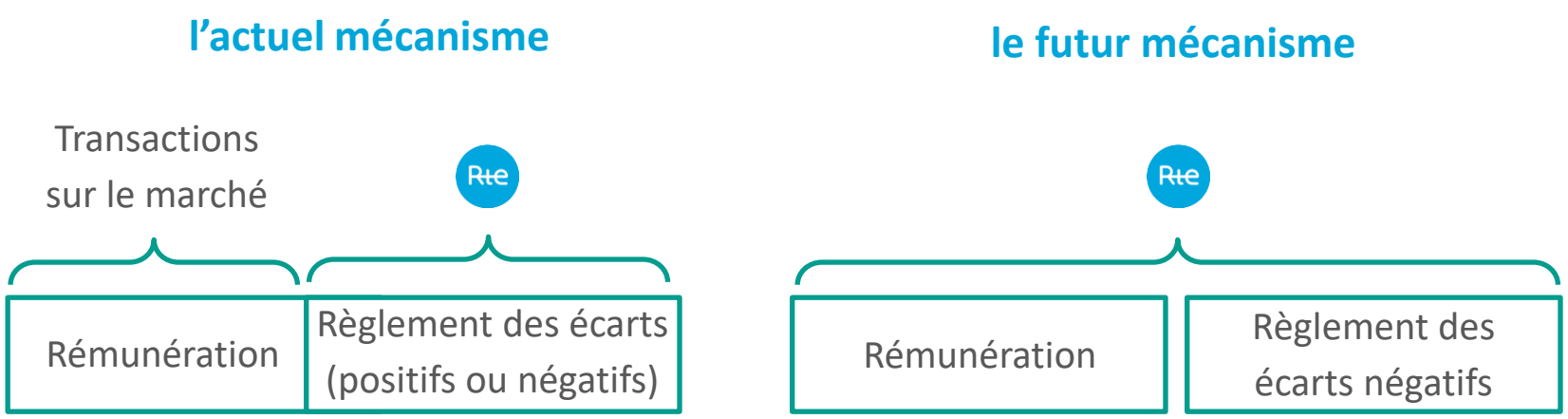
- Plusieurs acteurs s'interrogent sur la compatibilité de la variante B avec le principe de neutralité technologique, d'autres soulignent qu'elle ne serait pas optimale économiquement et qu'elle augmenterait le coût du mécanisme
- Certains craignent que la variante A menace le développement des effacements (potentielles rétentions de capacité)
- Un acteur s'inquiète que le volume réservé dans la variante B sur la base d'objectifs publics soit trop élevé, et souligne qu'une enchère proche de l'hiver ne convient pas au stockage par batteries
- En outre, les suggestions suivantes ont été émises:
  - Intégrer l'hydraulique et EIF aux « flexibilités » dans la variante B
  - Etudier une sous-variante avec 2 enchères PL-1, l'une market-wide et l'autre réservée aux flexibilités (soit 3 enchères au total)
  - Pouvoir revoir le volume de l'enchère PL-1 à la hausse ou à la baisse, quel que soit le modèle choisi
  - Dans la variante B, permettre aux flexibilités de participer à la 1ère enchère si elles le souhaitent
  - Définir le volume réservé à l'enchère PL-1 dans la variante B bien à l'avance et le fixer *a minima* à hauteur des objectifs définis dans la PPE
  - Réserver un volume aux flexibilités sur les 2 enchères

2 Règlements financiers et régime de pénalités

Le processus de règlement financier change de nature au sein du futur mécanisme

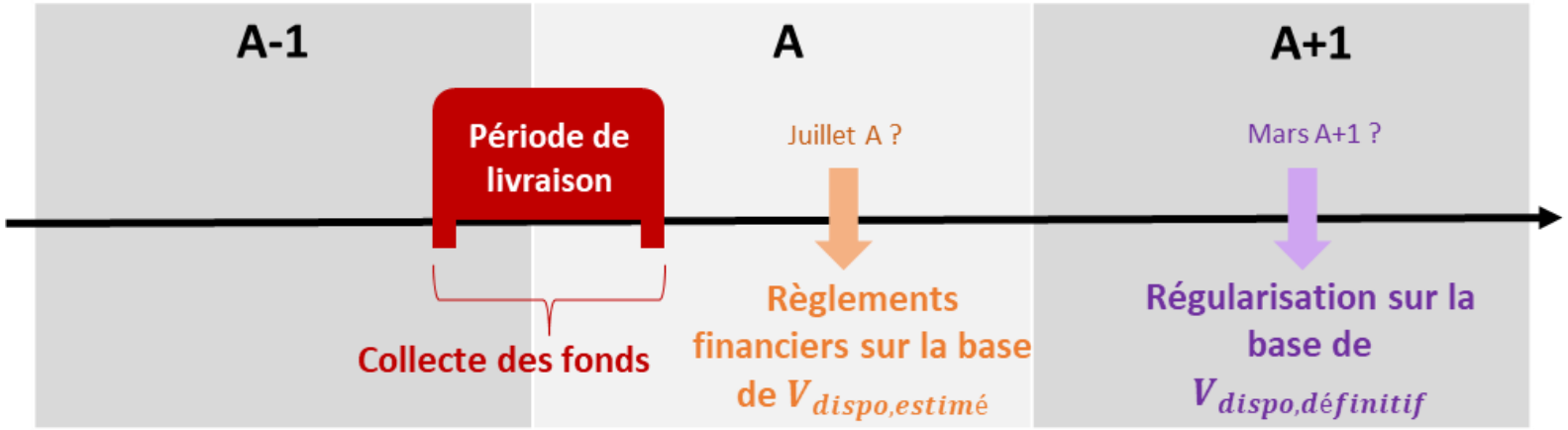
- Au sein de l'actuel mécanisme, les « règlements financiers » consistaient uniquement en la pénalisation des écarts de l'acteur (et au paiement de divers frais). La rémunération quant à elle découlait de la valorisation des garanties de capacité sur le marché
- Dans le futur mécanisme, les règlements financiers combineront ces deux fonctions, en :
  i. rémunérant les exploitants en fonction de leur disponibilité réelle
  ii. pénalisant, le cas échéant, les écarts entre les engagements de disponibilité et la disponibilité réelle, sans rémunérer les écarts positifs

Flux financiers pour un exploitant dans :



Les règlements financiers seraient réalisés au plus vite à l'issue de la période de livraison et une fois les fonds collectés

- **Les règlements financiers se tiendraient quelques mois après la PL**, par exemple en juillet, sur la base du V_{dispo} calculé à cette échéance
- La rémunération et l'éventuelle pénalisation des écarts seraient « nettées » en un seul flux financier, afin d'éviter de multiples flux de sens contraire et la complexité opérationnelle associée
- Une régularisation aurait lieu approximativement douze mois après la PL sur la base du V_{dispo} définitif
- **En contrepartie d'un versement de la rémunération à l'issue de la PL seulement,** RTE travaille à un formalisme contractuel offrant les meilleures garanties pour les investisseurs et présentera ultérieurement les solutions envisageables



Rappel : récapitulatif des différents volumes

Mécanisme actuel :

- NCC initial
- NCC évolué
- NCC post-rééquilibrage
- NCE estimé
- NCE définitif

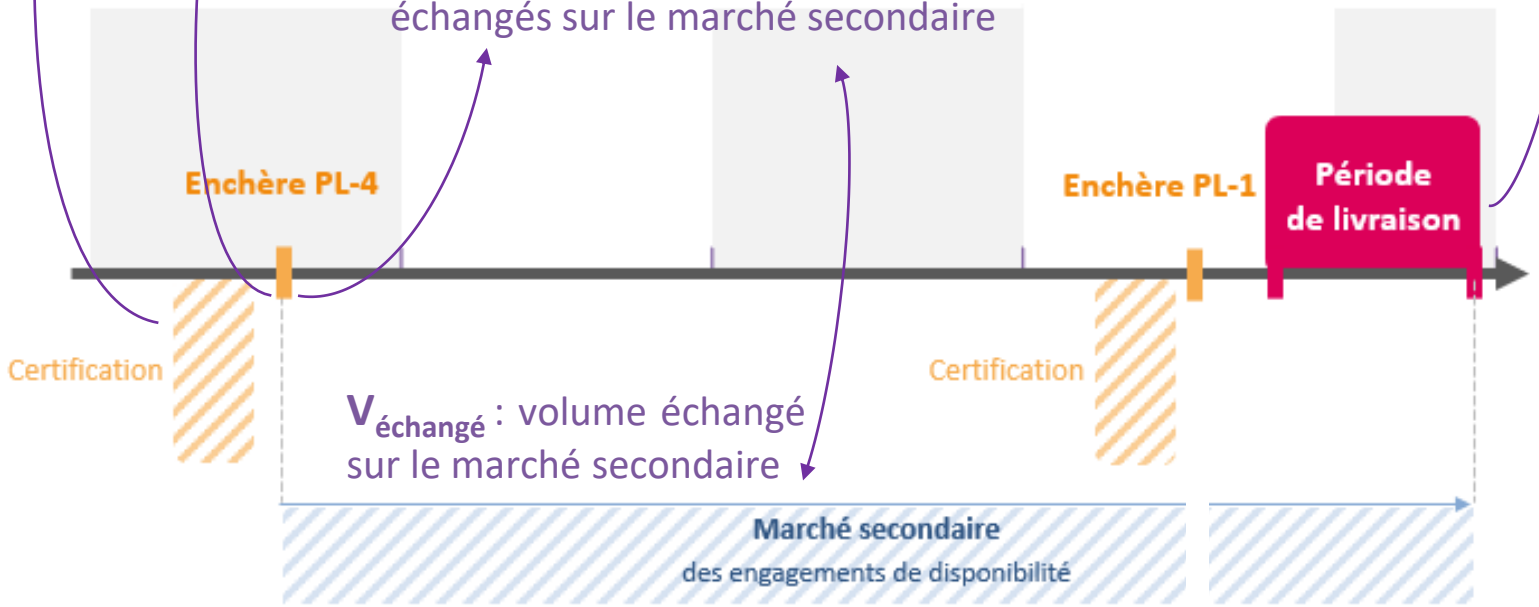
Futur mécanisme :

$V_{certifié}$: volume calculé lors de la certification

$V_{enchère}$: volume retenu à l'enchère

V_{dispo} (estimé et définitif) : disponibilité mesurée

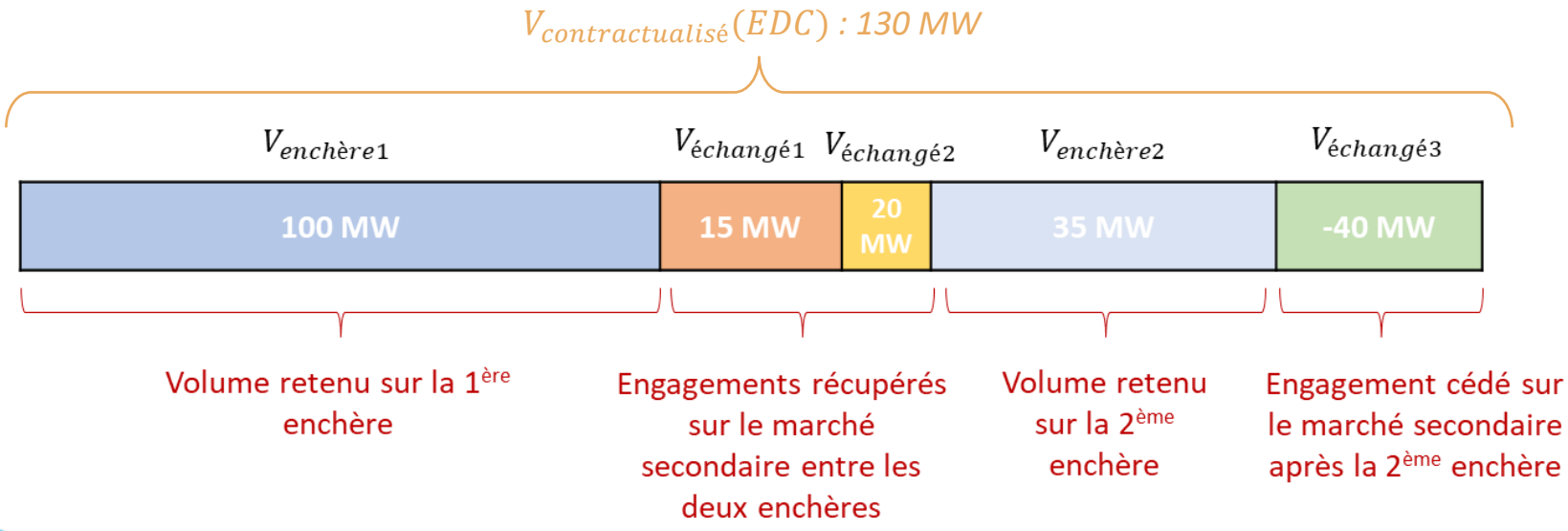
$V_{contractualisé}$: engagement de disponibilité formé des volumes retenus sur les enchères et des volumes échangés sur le marché secondaire



Rappel : l'engagement de disponibilité total de l'acteur sera matérialisé par le calcul d'un $V_{contractualisé}$

- Le $V_{contractualisé}(EDC)$ représente **le volume total de l'engagement de disponibilité d'une EDC donnée** en MW
- Sommé à la maille du périmètre de l'acteur, **il sert de référence au calcul de l'éventuel écart total** de cet acteur
- Les $V_{contractualisé}(EDC)$ sont mis à jour à la suite de chaque enchère et de chaque transaction effectuée sur le marché secondaire et notifiée à RTE. Ils correspondent donc à un empilement de volumes associés à différents prix

Exemple de calcul de $V_{contractualisé}$ d'une EDC :



$$V_{contractualisé}(EDC) = V_{enchère1} + V_{échangé1} + V_{échangé2} + V_{enchère2} + V_{échangé3}$$

$$V_{contractualisé}(EDC) = 100 + 15 + 20 + 35 - 40 = 130\ MW$$

La formule de calcul des règlements financiers adopterait une forme inspirée des règles de l'actuel mécanisme et simplifiée

Sous une forme simplifiée (détail ci-après), l'équation des règlements financiers prendrait la forme suivante :

Rémunération | **Pénalisation de l'écart**

$$RF = \sum_{EDC} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix) \times \tau_{dispo} - k \times PRPE \times \sum_{EDC} Ecart$$

Rémunération théorique de l'acteur basée sur son engagement de disponibilité (en pratique, empilement de volumes potentiellement contractualisés à différents prix)

$$\tau_{dispo} = \frac{\sum_{EDC} V_{dispo,EDC}}{\sum_{EDC} V_{contractualisé,EDC}}$$

Terme calculé à la maille du périmètre total de l'acteur pour proportionner sa rémunération à sa disponibilité réelle

Les écarts positifs n'étant pas valorisés, le terme serait plafonné à 1

Ecart serait calculé à la maille du périmètre du TPC (foisonnement des écarts entre EDC)

La valeur du coefficient *k* varierait en fonction de l'écart de l'acteur (ou du système)

NB : PRPE = prix de référence de pénalisation des écarts

Vue détaillée du terme de rémunération

En l'absence d'application d'un prix plafond intermédiaire (cas où le *clearing* s'établit à un niveau inférieur, ou cas d'une EDC non soumise au prix plafond intermédiaire), le terme de rémunération prendrait la forme suivante :

$$Rémunération = \sum_{EDC} \left(\left(V_{enchère1}(EDC) + V_{échangé1}(EDC) \right) \times Prix_{\text{enchère1}} + \left(V_{enchère2}(EDC) + V_{échangé2}(EDC) \right) \times Prix_{enchère_2} \right) \times \tau_{dispo}$$

Volume retenu sur la 1ère enchère

Volumes échangés sur le marché secondaire et initialement retenus sur la 1ère enchère

Volume retenu sur la 2e enchère

Volumes échangés sur le marché secondaire et initialement retenus sur la 2e enchère

$$\min\left(1, \frac{\sum_{EDC} V_{dispo,EDC}}{\sum_{EDC} V_{contractualisé,EDC}}\right)$$

rémunérés au prix de la 1ère enchère

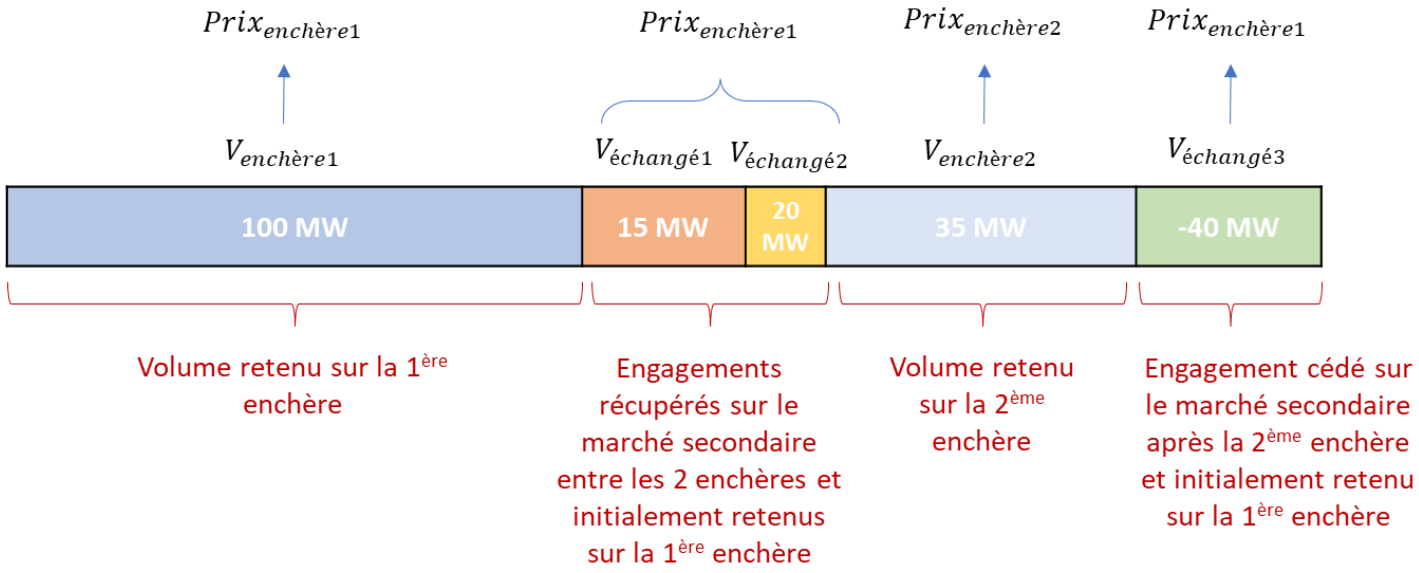
rémunérés au prix de la 2e enchère

Exemple de terme de rémunération dans le cas d'un « empilement » de volumes contractualisés à différents prix

- A chaque volume constituant le volume contractualisé total de l'acteur peut potentiellement être associé un prix différent, selon les actions de l'acteur (offre sur une seconde enchère, transaction sur le marché secondaire, etc.)

- Ce prix peut correspondre au prix de l'enchère sur laquelle ce volume a été initialement retenu, y compris pour les échanges sur le marché secondaire (le prix « suit » le volume) ou, le cas échéant, au prix plafond intermédiaire

Exemple de calcul de la rémunération d'une EDC :



$$Rémunération = \left((V_{enchère1} + V_{échangé1} + V_{échangé2} + V_{échangé3}) \times Prix_{enchère1}\right) + (V_{enchère2} \times Prix_{enchère2})$$

$Prix_{enchère1}$ = 30 k€/MW

$Prix_{enchère2}$ = 20 k€/MW

(le $Prix_{enchère}$ pouvant ici être le prix de *clearing* de l'enchère ou le prix plafond intermédiaire)

$$Rémunération = \left((100 + 15 + 20 - 40) \times 30\right) + (35 \times 20) = 3{,}55\ M€$$

Vue détaillée du terme de pénalisation éventuelle des écarts

$$Pénalisation = k \times PRPE \times Ecart$$

avec $Ecart = \max\left(0, \sum_{EDC}(V_{contractualisé,EDC} - V_{dispo,EDC})\right)$

L'écart est calculé à la maille du périmètre complet du TPC

Au lieu de reconduire le principe d'un règlement financier au prix administré en cas d'écart global supérieur à -2 GW, il serait possible de **faire varier la valeur du coefficient *k*** pour refléter :

- une tension sur la sécurité d'approvisionnement (écart agrégé de tous les TPC supérieur à une valeur à définir ou insuffisance d'offres sur les enchères centralisées)
- un écart individuel important (supérieur à une valeur à définir)

Concrètement, le coefficient *k* (qui pourrait, comme aujourd'hui, être fixé à 0,2) pourrait ainsi par exemple être doublé (*k* = 0,4) afin de renvoyer des incitations plus fortes dans de telles configurations

La pénalisation d'éventuels écarts reposerait sur un prix de référence à définir

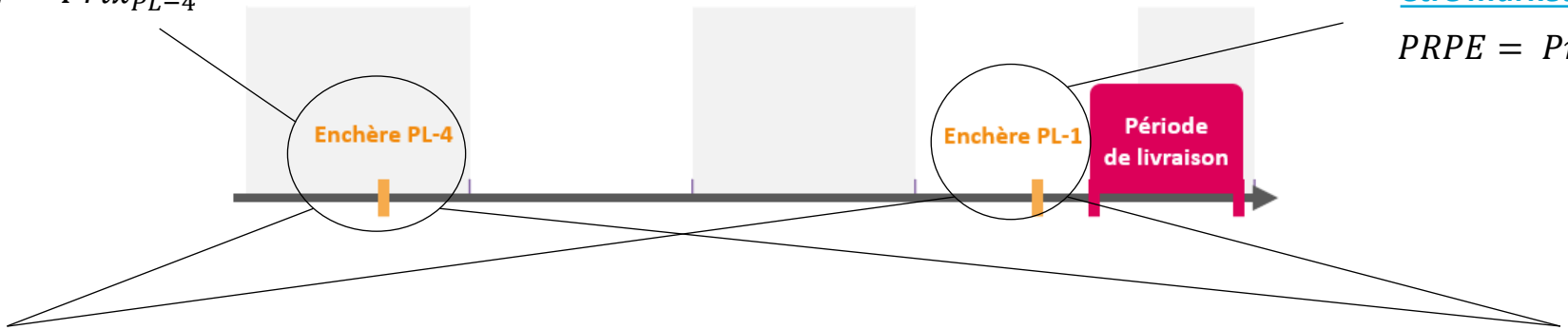
RTE avait mis en débat lors du GT n°8 différentes options pour définir un tel prix de référence, mais aucune ne semblait plébiscitée par les acteurs ayant fait part de retours à ce sujet auprès de RTE

Option 1 : le prix de référence des pénalités est celui de l'enchère PL-4

$$PRPE = Prix_{PL-4}$$

Option 2 : le prix de référence des pénalités est celui de l'enchère PL-1 (qui pourrait ne pas être *market-wide*)

$$PRPE = Prix_{PL-1}$$



Option 3 : le prix de référence des pénalités est le plus élevé des deux enchères

$$PRPE = Max\,[Prix_{PL-4};\ Prix_{PL-1}]$$

Le prix de référence pourrait être fixé à un niveau plus bas pour les capacités existantes, pour prendre en compte la présence du plafond intermédiaire

Option 4 : le prix de référence des pénalités est la moyenne pondérée par les volumes des prix des deux enchères

$$PRPE = Moyenne_{volume}\,[Prix_{PL-4};\ Prix_{PL-1}]$$

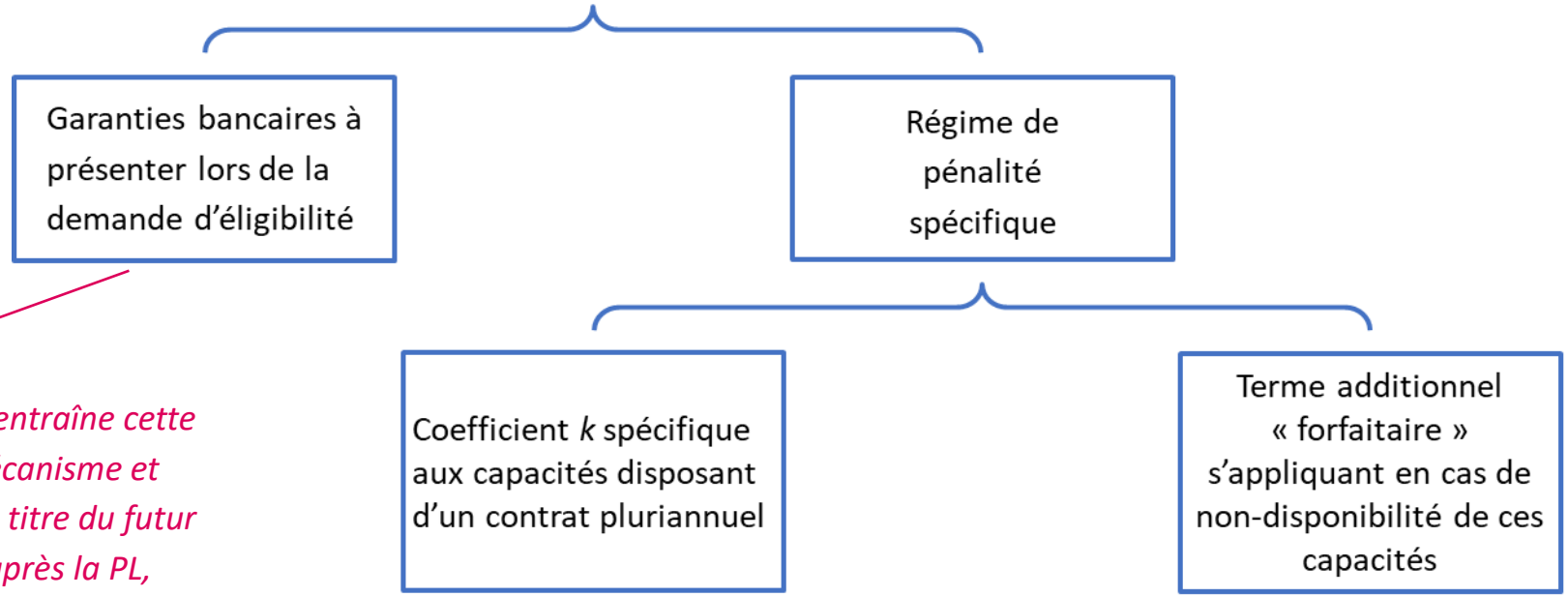
Comme le PREC aujourd'hui, ce prix de référence aura *in fine* vocation à être défini par la CRE

Un régime de pénalités particulier en contrepartie du bénéfice d'un contrat pluriannuel

La possibilité pour une capacité éligible d'obtenir un contrat pluriannuel implique d'engager la collectivité à la rémunérer à un prix fixe pendant plusieurs années

Cet engagement de long terme peut justifier que la collectivité cherche, en contrepartie, à se couvrir spécifiquement contre le risque que ces capacités n'apparaissent pas *in fine*.

Exemple de mesures possibles qui pourraient s'appliquer aux capacités disposant d'un contrat pluriannuel :



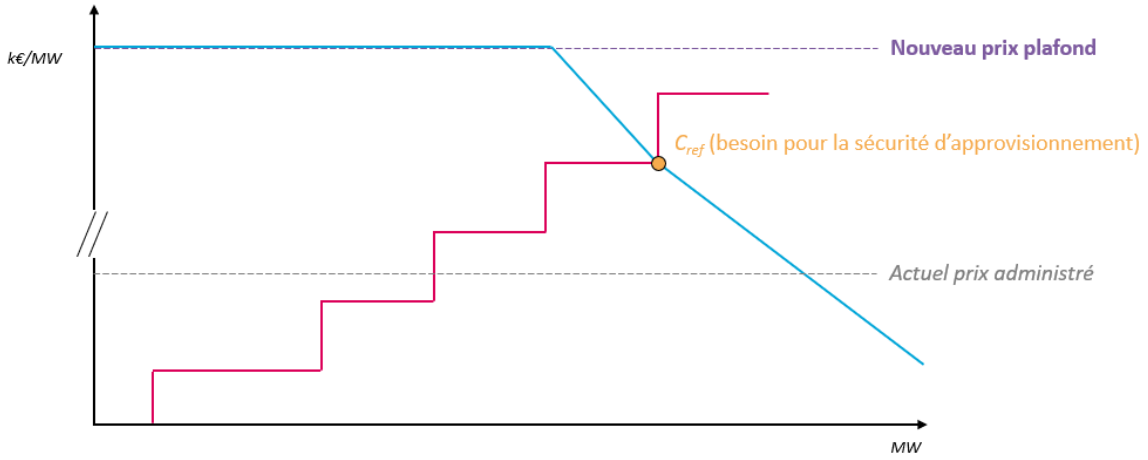
Compte tenu (i) des difficultés qu'entraîne cette exigence prévue par l'actuel mécanisme et (ii) du fait que la rémunération au titre du futur mécanisme ne sera versée qu'après la PL, elle n'a pas vocation à être reconduite

3 Méthodologie de paramétrage des prix plafond intermédiaires et des contrats pluriannuels

Rappel du schéma proposé et de l'articulation des prix plafonds

- Le besoin de nouvelles capacités identifié par le Bilan prévisionnel 2023 durant l'horizon du futur mécanisme et les filières susceptibles d'y répondre (pouvant être relativement capitalistiques) nécessitent que le prix de la capacité puisse s'établir à un niveau couvrant le coût d'investissement annualisé de la dernière nouvelle capacité nécessaire

- Le prix plafond général du futur mécanisme pourra ainsi être amené à être défini à un niveau plus élevé qu'actuellement (depuis l'AL 2020, le prix administré est fixé à 60 k€/MW du fait du besoin modéré de nouvelles capacités et des filières susceptibles de le combler (effacements) dans la temporalité (non-nominale) des enchères)

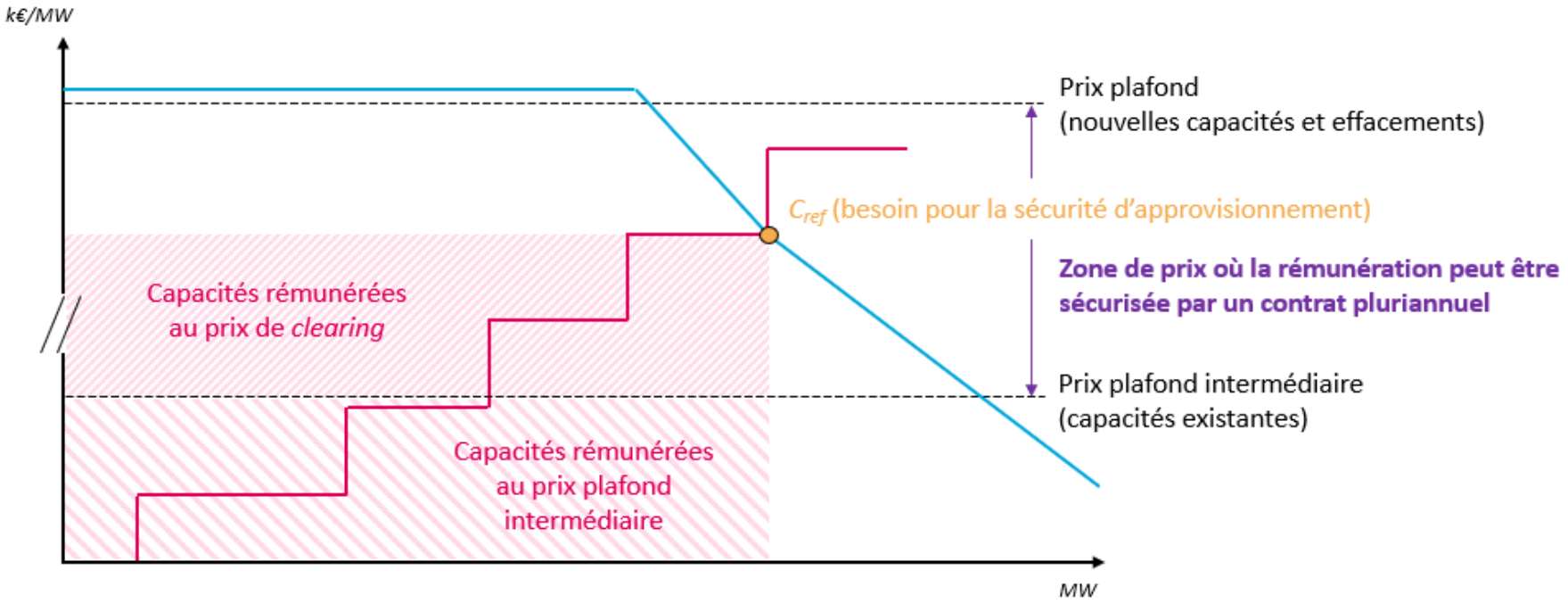


- En contrepartie, de façon à limiter les effets d'aubaine, la rémunération des capacités existantes serait limitée par un prix plafond intermédiaire, défini à hauteur du *missing money de court terme* le plus élevé.

Rappel du schéma proposé et de l'articulation des prix plafonds

- Le schéma repose ainsi sur l'application aux capacités existantes d'un plafond de rémunération intermédiaire, qui ne concernerait pas les nouvelles capacités (elles percevraient le prix de *clearing*, même s'il lui est supérieur).

- Pour celles bénéficiant d'un contrat pluriannuel, elles percevraient ce prix durant la durée du contrat.



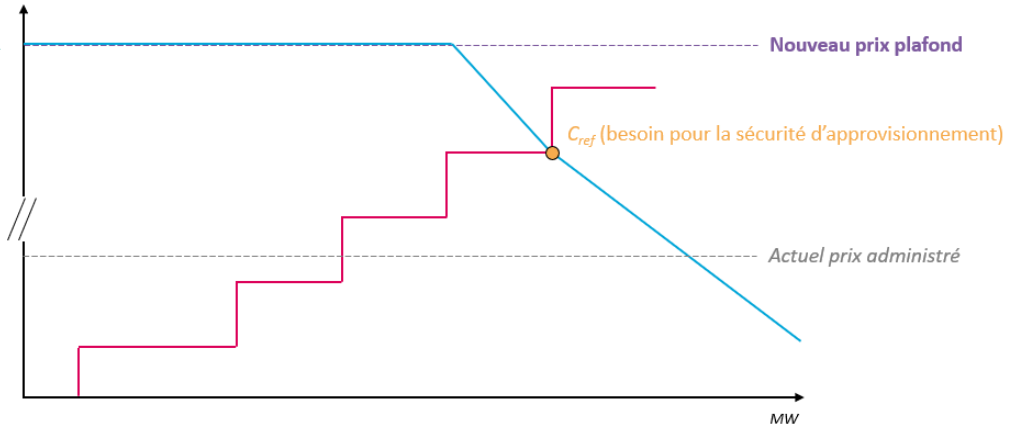
Prix plafond général et prix plafond intermédiaire

Méthodologie de définition du prix plafond général

- Parmi les approches méthodologiques possibles pour définir le prix plafond général (= prix administré), **l'approche consistant à le définir à hauteur du CoNE net, multiplié par un facteur de sécurité (par exemple 1,2) apparaît la plus pertinente** : elle permet de pallier les incertitudes (sur les revenus « énergie » et les gisements de capacités susceptibles d'assurer le besoin) et ainsi de limiter les conséquences d'éventuelles erreurs

- Ce facteur ne devrait toutefois pas conduire à dépasser le CoNE brut, de sorte que le prix plafond général serait en pratique calculé comme suit : $min(f * CoNE_{net}; CoNE_{brut})$

En pratique, ce prix plafond général constituera la borne haute de la courbe de demande centralisée :



A ce stade, la concertation porte sur des principes méthodologiques : les valeurs précises des plafonds de prix généraux et intermédiaires seront concertées ultérieurement et pourront, le cas échéant, évoluer, comme d'autres paramètres, selon le scénario retenu pour le dimensionnement

Méthodologie de définition du prix plafond intermédiaire

Le benchmark des pratiques au sein des autres mécanismes de capacité européens permet d'observer que plusieurs méthodologies existent pour définir ce plafond :

Pays	Plafond pour les centrales existantes	Montant	Méthodologie de calcul	Procédure de dérogation
BE	*Price & Bid cap*, dans des enchères *pay-as-bid*	26 €/de-rated kW/an	Estimation de *missing money* des centrales existantes	Oui
IT	*Price cap*, dans des enchères *pay-as-clear*	33 €/de-rated kW/an[1]	Coûts O&M fixes annuels des CCGT (à l'exclusion des coûts d'amortissement).	Non
PL	*Bid cap*, dans des enchères *pay-as-clear*	~41 €/de-rated kW/an[2]	Moyenne des couts O&M fixes des centrales existantes (essentiellement charbon)	Non

Source : SPF Economie

- ✚ permet de tenir compte des besoins économiques « réels » des capacités (*missing money*)
- ▬ l'estimation de *missing money* peut être complexe

- ✚ évite l'incertitude liée à l'estimation de *missing money*
- ▬ défintion par rapport à la technologie la plus répandue
- ▬ ne tient pas compte des revenus énergie

- ✚ évite l'incertitude liée à l'estimation de *missing money*
- ▬ défavorise les centrales aux coûts les plus élevés
- ▬ ne tient pas compte des revenus énergie

La méthodologie reposant sur la définition de *missing money* apparaît la plus adaptée aux objectifs du futur mécanisme

Méthodologie de définition du prix plafond intermédiaire par estimation du *missing money* le plus élevé

- RTE est déjà légalement fondé à estimer des *missing money* dans le cadre de ses études de sécurité d'approvisionnement, de façon à évaluer la nécessité d'un mécanisme de capacité (analyse de viabilité économique, prescrite par la réglementation européenne et effectuée dans le Bilan prévisionnel)

- Sur le plan méthodologique, l'estimation de *missing money* consiste à comparer les valeurs attendues de revenus et de coûts perçus par les différentes filières, et notamment les moyens de pointes

Somme des coûts d'exploitation (OPEX fixes) divisés par la puissance installée de la capacité

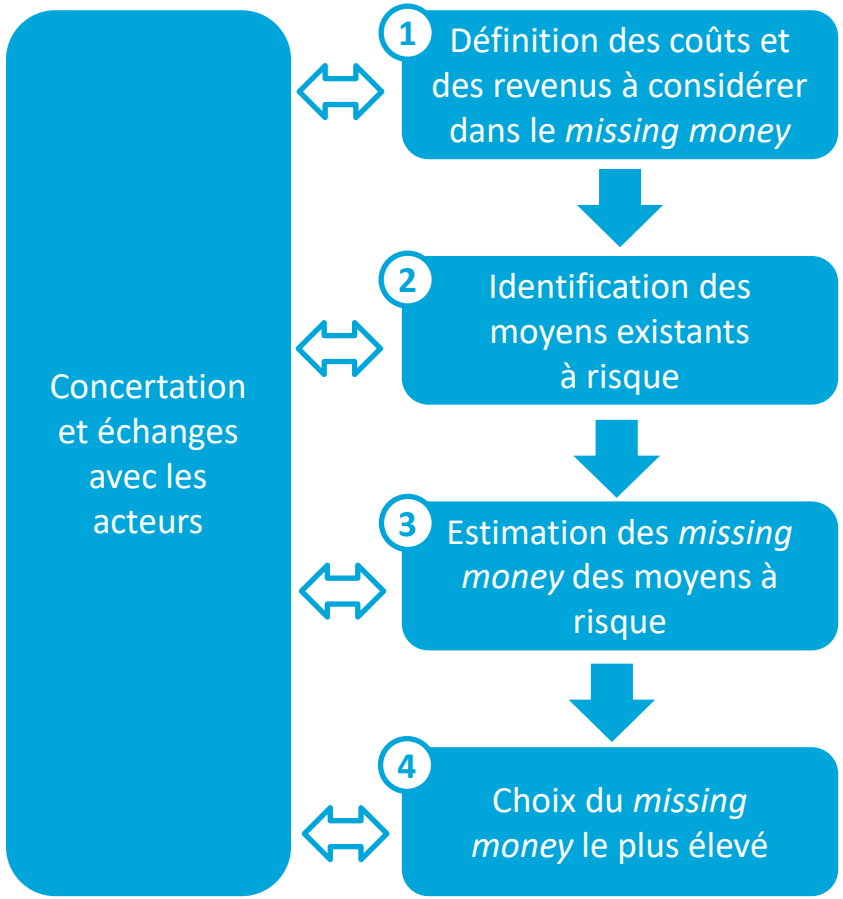
− **Rentes inframarginales annuelles**

− **Revenus issus de la fourniture de services d'équilibrage**

- La fiabilité des hypothèses de coûts est donc un enjeu important, qui renforce le besoin que des coûts réels soient déclarés lors de l'élaboration des études (concertation préalable à l'élaboration du Bilan prévisionnel, etc.)

- S'agissant des projections de revenus, il apparaît pertinent de tenir compte de la potentielle aversion au risque des exploitants, en n'intégrant pas dans ces projections les revenus considérés comme exceptionnels

Illustration de la méthode proposée pour déterminer, en concertation, le prix plafond intermédiaire



Coûts

- Coûts O&M
- CAPEX récurrents
- CAPEX non récurrents
- etc.

Revenus

- Revenus « énergie »
- Revenus services système
- Revenus infrajournaliers
- Revenus chaleurs (cogénérations)
- etc.

- TAC gaz/fioul
- CCG
- Centrales à charbon
- …

Fourchette de prix plafond intermédiaire = ~ [10; 40] k€/MW.an en fonction des hypothèses de coûts et de revenus

Contrats pluriannuels

Critères d'éligibilité envisageables pour l'obtention d'un contrat pluriannuel

- Dans le schéma proposé, le bénéfice de contrats pluriannuels pourrait être sollicité par des capacités considérées comme éligibles.

- Cette éligibilité pourrait dépendre *a minima* des critères ci-dessous :

Critère de l'actuel AOLT	• respect d'un seuil d'émission de CO_2	Seuil à fixer de façon à n'assurer l'émergence que de moyens bas-carbone ou la conversion d'actifs existants
	• ~~ne pas disposer d'un CAR avant d'avoir été sélectionné~~	Cette condition trop restrictive pour de nouveaux projets pourrait être levée
	• ne pas bénéficier d'un autre mécanisme de soutien	
	• être une nouvelle capacité, ou • faire l'objet d'une augmentation de puissance d'au moins 20%, ou	Nouvelle capacité = capacité non encore en service à une date à définir Le seuil de 20% est-il toujours pertinent ?
Nouveau critère	• faire l'objet d'un investissement dépassant un seuil à définir	Quel seuil d'investissement serait pertinent ?

Cette première liste de critères aura vocation à être ajustée ou enrichie en fonction des besoins spécifiques remontés à RTE par les porteurs de projet de nouvelles capacités ou les exploitants de capacités existantes susceptibles de faire l'objet d'investissements conséquents

Périmètre de coûts pour l'éligibilité pour l'obtention d'un contrat pluriannuel

- Comme proposé lors du GT n°8, des durées standardisées de contrats pluriannuelles seraient accessibles en fonction de seuils de coûts d'investissements.
- Concernant l'assiette de coûts pouvant être pris en compte pour ce faire, une approche pertinente pourrait consister à retenir un périmètre complet (« *total project spend* ») : toutes les dépenses en capital liées à la construction de l'actif seraient incluses dans l'assiette éligible.

Il s'agit de l'approche globalement adoptée dans la plupart des mécanismes européens (hors Belgique), dans lesquels aucune distinction n'est faite entre coûts récurrents, non récurrents ou initiaux et non-initiaux.

Pays	Conditions d'éligibilité des dépenses d'investissement
BE	- Dépenses d'investissements initiaux et non-récurrents. - Commandées à partir de la date de publication du résultat de l'enchère - Nécessaires à la construction et/ou à la fourniture d'éléments techniques physiques essentiels de la capacité; - Aux fins d'offrir au marché belge des capacités additionnelles dès la première période de fourniture. Pour les centrales existantes: correspond aux coûts relatifs au respect de nouvelles normes, à l'augmentation de la capacité ou de la durée de vie technique
PL	- Dépenses en capital pour la construction de nouveaux systèmes technologiques ou liés à des opérations sur des systèmes existants, pour des raisons technologiques, sur l'unité - La capacité doit également fournir un rapport indépendant attestant le niveau de dépense en capital (Les capacités existantes avec des travaux de rénovation sont seulement éligibles à des contrats 5 ans)
IE	- L'assiette de coûts (*Total project spend)* est définie comme l'ensemble des capex encourus afin de fournir la capacité au commencement de la première année de livraison avant le début de l'année de livraison (incluant par exemple "refurbishmnent" et "repowering")
GB	- L'assiette de coûts (*Total project spend)* est définie comme l'ensemble des capex encourus entre la date de publication des résultats et le début de l'année de livraison (incluant par exemple *refurbishmenent* et *repowering*) - Les participants doivent notamment fournir aux autorités 3 mois après le début de la première période de livraison un certificat d'un expert technique indépendant attestant du respect des seuils

Source : SPF Economie

Des durées de contrats et de seuils d'investissement hétérogènes en Europe

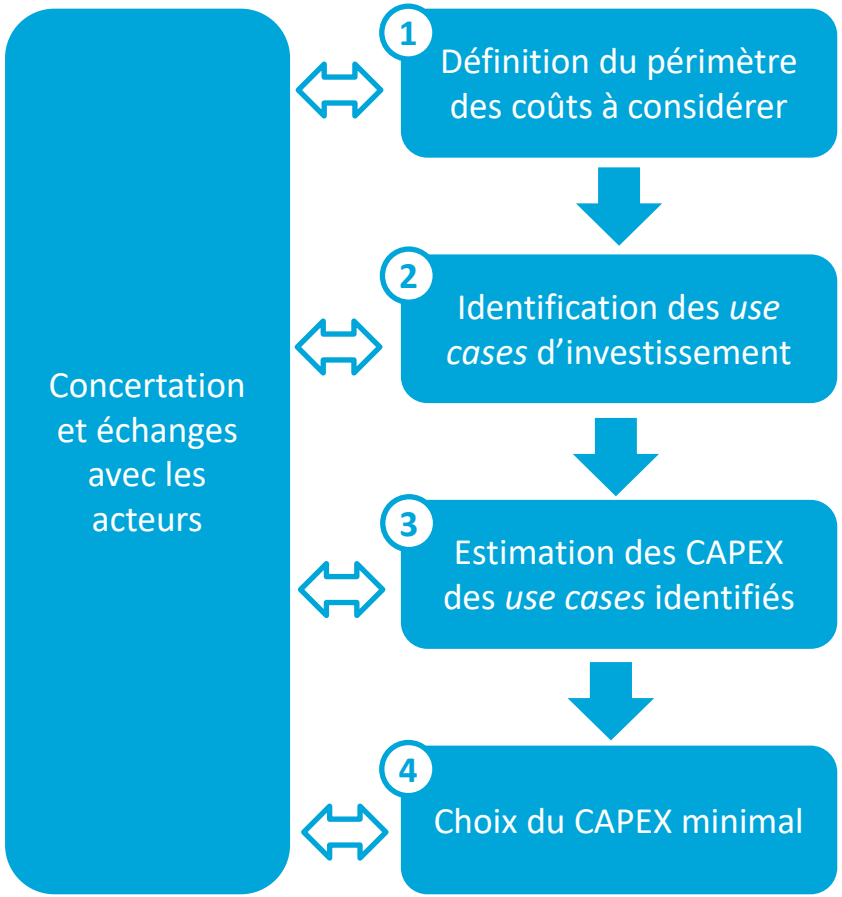
- Les niveaux de seuils d'investissements utilisés pour l'attribution des contrats pluriannuels et la durée maximale de 15 ans sont plutôt en ligne dans toute l'Europe
- En France, deux durées de sécurisation capacitaire existent déjà : 7 ans (AOLT) et 10 ans (AOE/AOFD)
- Un nombre très limité de retours sur les besoins de sécurisation des acteurs a été reçu par RTE

En l'absence d'informations suffisantes, une option peut être de conserver une durée maximale de 10 ans et une durée intermédiaire de 5 ans. Les acteurs sont invités à faire part de leurs besoins en termes de sécurisation

Pays	Durée des contrats	Seuil CAPEX		Méthode de calcul
FR	7 ans (AOLT) 10 ans (AOE/AOFD)	-	-	-
BE	3 ans	106	€/kW installé	Seuils établis de façon à correspondre à des charges annuelles d'investissement identiques au seuil 15 ans
	8 ans	239		
	15 ans	360		Coûts d'investissement annualisés de la technologie du nouvel entrant la plus compétitive.
PL	5 ans	89[1]	€/de-rated kW	Pas d'explication identifiée, à part « *based on a list of technologies, to ensure technological neutrality* » Seuil 5 ans en ligne avec les investissements de rénovation d'une centrale charbon
	15 ans	533[1]		
IE	10 ans	300[2]	€/de-rated kW	40% des coûts d'investissement du meilleur nouvel entrant
IT	15 ans	200[3]	€/de-rated kW	40% des couts d'investissement du meilleur nouvel entrant
GB	3 ans	190[4]	€/de-rated kW	Calibration initiale: Installation d'un équipement de réduction catalytique sélective sur une centrale charbon, ajustée sur l'inflation tous les ans
	15 ans	375[4]		Estimation basse des investissements d'un nouvel entrant

Source : SPF Economie

Illustration de la méthode proposée pour déterminer le seuil d'investissement pour accéder à un contrat pluriannuel de 10 ans



- « Toutes les dépenses nécessaires pour la mise en service du nouvel actif »
- …
- …

- TAC fonctionnant avec des combustibles décarbonés (e.g., bioliquide)
- Batterie 4 heures
- …
- …

- CAPEX TAC combustibles décarbonés : ~ 500-800 €/kW
- CAPEX batterie 4 heures : ~ 900-1400 €/kW
- …
- …

Seuil CAPEX contrats 10 ans : <= 500 €/kW

Exemple indicatif issu d'hypothèses du Bilan prévisionnel 2023

4 Modalités de participation transfrontalière

Modalités de participation transfrontalière

- Pour rappel, la réglementation européenne impose de permettre la **participation de capacités étrangères dans la limite de la « contribution » de chaque frontière** à la sécurité d'approvisionnement française.

- **Les enjeux de cette participation ont été détaillés lors du GT n°9, en décembre 2023. Suite à ce GT, les principes suivants pourraient être retenus :**

1. **Initier cette participation sur les frontières avec les Etats membres** (possibilité permise par le cadre européen) **en commençant par la frontière belge** (coopération déjà engagée avec Elia)

2. Parmi les deux modèles évoqués fin 2023 (pré-enchères ou enchère « creuset »), **retenir le principe de pré-enchères par frontière**

3. Prévoir des **exigences spécifiques** pour les capacités étrangères, compte tenu des difficultés inhérentes à leur contrôle (renoncement à un soutien public, accès à la seule certification standard et à des contrats annuels seulement)

4. **Encadrer leurs conditions de rémunération** (plafonner leur rémunération au *clearing* de la pré-enchère)

5. Compte-tenu des coûts de mise en œuvre de cette participation, prévoir au sein des règles un **seuil de contribution minimal pour la mettre en œuvre sur une frontière** (ratio coûts/bénéfices négatif)

5 Prochaines étapes

Le réseau
de transport
d'électricité