

Mécanisme de rémunération de la capacité électrique : évaluation des paramètres des prochaines enchères

Rapport final – 19/01/2024



Table des matières

- 0. Périmètre du projet et méthodologie
- 1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer
- 2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement
- 3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères
- 4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres
- 5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée
- 6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

0. Périmètre du projet et méthodologie

Table des matières

0. Périmètre du projet et méthodologie

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer
2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement
3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères
4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres
5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée
6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Compass Lexecon a été mandaté par SPF Economie pour apporter son soutien à l'évaluation du CRM¹, en vue des prochaines enchères d'octobre 2024

Le Conseil des ministres a chargé le Service Public Fédéral Economie d'évaluer le CRM en vue de la prochaine mise aux enchères en octobre 2024.

- Suite à la réunion du Conseil des ministres du 28 avril 2023, la DG Energie du SPF Economie a été chargée de réaliser une évaluation en vue des prochaines enchères Y-4 et Y-1 en octobre 2024.
- Cette évaluation doit prendre en compte :
 - les éléments visés à l'article 22 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, alinéas 2, 7, 8 et 9 ;
 - les éléments visés dans l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classification ;
 - l'examen des offres ; et
 - le résultat de l'enchère.
- L'impact sur la sécurité d'approvisionnement et sur le coût global du CRM des éléments visés à l'article 22 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 et aux articles 3 et 6 de l'arrêté royal du 4 juin 2021 sera spécifiquement examiné.

Compass Lexecon a été mandaté par SPF Economy pour apporter un soutien économique à cette mission.

Une approche en 2 étapes est suivie :

Champ d'application	Calendrier prévu pour la publication
1 Rapport d'évaluation , couvrant <ul style="list-style-type: none">• Prix maximum intermédiaire (<i>Intermediate Price Cap</i>, ou IPC)• Seuils d'investissement• Procédure de derogation	<ul style="list-style-type: none">• Janvier 2024, après présentation au Groupe de Travail Adéquation
2 Rapport technico-économique pour consultation, couvrant les autres caractéristiques du CRM, y compris : <ul style="list-style-type: none">• Sanctions• Facteurs de réduction• Volume des ventes aux enchères• Opt-out IN/OUT	<ul style="list-style-type: none">• Rapport de consultation publié le 12 février 2024• Consultation du 12 février au 8 mars 2024• Rapport final en mars 2024

Une approche structurée a été suivie pour proposer des évolutions pertinentes pour l'IPC, la procédure de dérogation et les seuils d'investissement



Echanges avec les acteurs



Echanges internes / expertise
Compass Lexecon



Analyse des pratiques internationales



Développement de propositions d'ensembles de scénarios cohérents d'évolution des paramètres



Première phase d'analyse, discussions et échanges sur ces propositions de scénarios
Sélection des scénarios



Développement et raffinement des scénarios cohérents
Analyse d'impact qualitative et quantitative

CREG

economie

SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

**COMPASS
LEXECON**

Les scénarios ont été définis et analysés en étroite collaboration entre Compass Lexecon, le SPF Economie et la CREG.

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer

Table des matières

0. Périmètre du projet et méthodologie

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer

2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement

3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères

4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres

5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée

6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

La Belgique a mis en place en 2021 un mécanisme de rémunération de capacité devant être évalué en vue des enchères d'octobre 2024

Le mécanisme de capacité en Belgique a été mis en place en 2021

- La Belgique a mis en place en 2021 un mécanisme de rémunération de la capacité (ou CRM) afin d'accompagner le développement de capacités flexibles dans un contexte de décommissionnement de capacités thermiques et nucléaires.
- Le CRM vise à rémunérer les détenteurs de capacités électriques pour la partie de leurs coûts qui n'est pas couverte par les revenus sur les marchés de l'énergie, autrement appelée *missing money*.
- Cette rémunération vise à encourager l'investissement dans les capacités actuelles et futures et assurer qu'un volume suffisant de capacité est disponible sur le marché afin d'éviter les risques de sécurité d'approvisionnement.
- Des enchères Y-4 et Y-1 ont lieu tous les ans en octobre.
- L'organisation du CRM est notamment régie par deux arrêtés royaux, l'arrêté royal du 28 avril 2021 et l'arrêté royal du 4 juin 2021.
- Deux projets de modification de ces arrêtés royaux sont en cours de rédaction.

Le conseil des Ministres a chargé SPF Economie d'une évaluation du CRM en vue des prochaines enchères d'octobre 2024

- La DG Energie du SPF Economie a reçu pour mission suite au conseil des Ministres du 28 avril 2023 une évaluation en vue des prochaines enchères Y-4 et Y-1 d'octobre 2024.
- Cette évaluation tiendra compte notamment :
 - des éléments visés à l'article 22 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, paragraphes 2, 7, 8 et 9 ;
 - des éléments visés dans l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement ;
 - de l'examen des offres ; et
 - du résultat des enchères.
- L'impact sur la sécurité d'approvisionnement et sur le coût global du CRM des éléments visés à l'article 22 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 et aux articles 3 et 6 de l'arrêté royal du 4 juin 2021 y seront spécifiquement examinés.

Le CRM belge fonctionne sur le principe du “*pay-as-bid*”, et les offres sont retenues à la suite d’une enchère compétitive

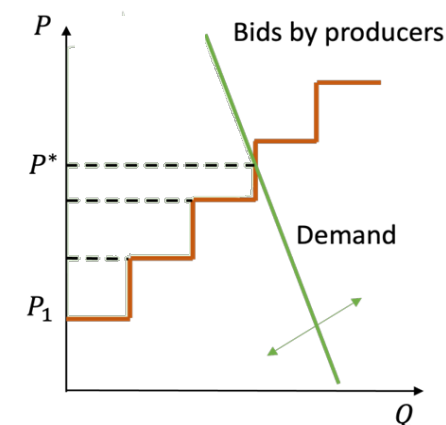
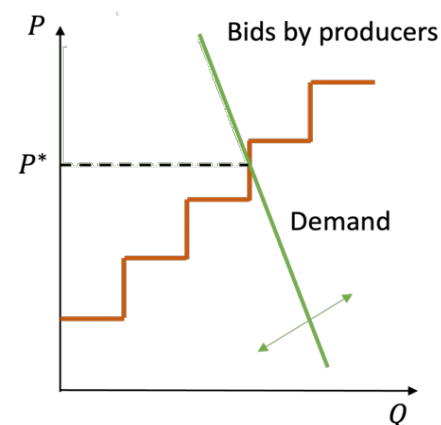
La sélection des offres repose sur une mise aux enchères et sur un algorithme de *clearing*

- Les unités ayant passé la procédure de préqualification soumettent leurs offres les engageant à signer un contrat de capacité si elles sont sélectionnées par l'algorithme de *clearing* de la mise aux enchères.
- Chaque offre est considérée avec son volume en MW, son prix en €/MW/an et la durée de son contrat de capacité pour un nombre donné de périodes de fourniture (une période de fourniture = une année).
- Toutes les offres « soumises » sont prises en considération par l'algorithme de mise aux enchères.
- Les offres liées aux unités assignées à la catégorie de capacité d'un an sont également limitées au Prix Maximum Intermédiaire, déterminé par la Ministre avant la mise aux enchères.
- La durée maximale du contrat de capacité est accordée par la CREG pour chaque unité.
- L'algorithme sélectionne la combinaison d'offres qui maximise le surplus économique pour la période de fourniture spécifiée dans la mise aux enchères.

La rémunération est sur le modèle « *pay-as-bid* »

- Chaque CMU sélectionnée est rémunérée à hauteur de l'offre soumise lors de la mise aux enchères, dans la limite des caps de prix.

Enchère « *Pay-as-clear* » versus « *Pay-as-bid* »

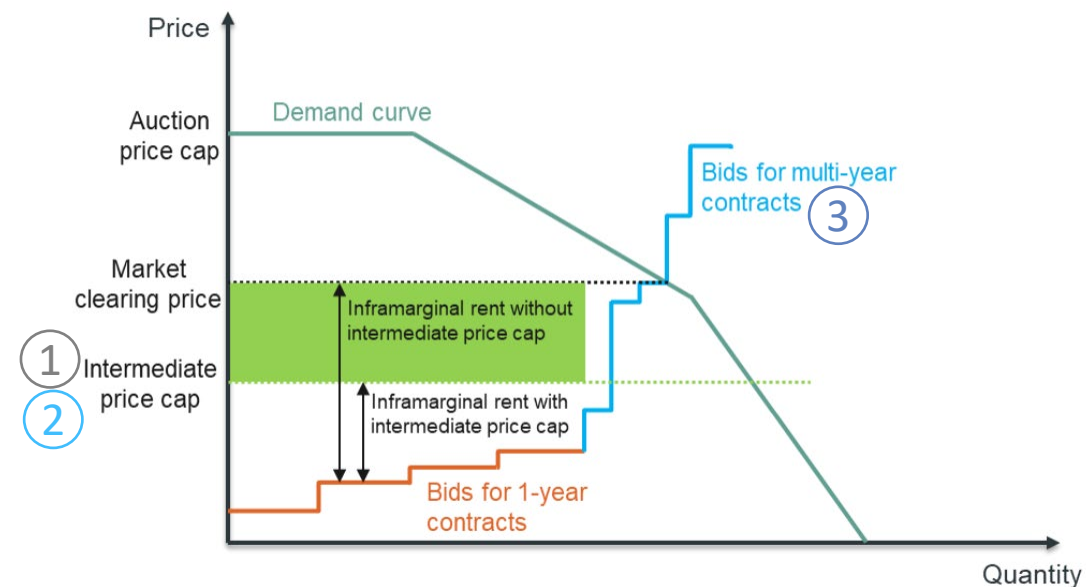


L'évaluation du CRM doit porter sur la révision de différents mécanismes applicables aux capacités existantes

En particulier, l'évaluation du design du CRM doit porter sur les éléments de design suivant :

- ① Calibration du **prix maximum intermédiaire (IPC)**
- ② Conditions d'accès au CRM au regard des **possibilités de demandes de dérogation à l'IPC**
- ③ Conditions d'obtention d'un **contrat pluriannuel** fondées sur les investissements éligibles

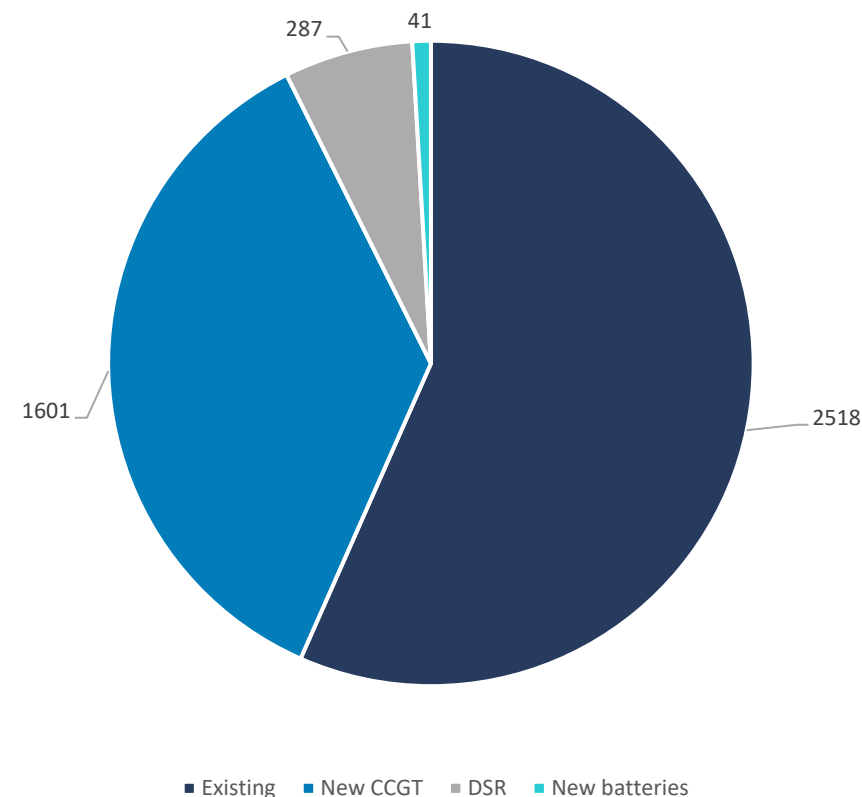
Illustration du fonctionnement du CRM belge



Les centrales gaz CCGT ont été les principales bénéficiaires de la première enchère du CRM, dont 57% des contrats ont été attribués à des capacités existantes

- La première enchère (tenue en octobre 2021 pour 2025/26) a octroyé 66% de la capacité cible, et a sécurisé 4.5GW de contrats de capacité (sur les 7.3GW correspondant au critère d'adéquation).
- 2.5GW de capacité ont été réservés pour l'enchère AL-1 en 2024 (dont par exemple 1GW de capacité étrangère), ce qui représente un volume important restant à sécuriser (DSR? batteries?).
- Cette enchère a en particulier permis de sécuriser 1.6GW de nouveaux investissements, via des contrats 15 ans. L'enchère s'est avérée très concurrentielle (1.6 GW de nouvelles capacités sélectionnées sur 4 GW soumis).
- Le prix d'offre retenue moyen pondéré par le volume s'élève à 31.7k€/MW/an, et l'offre la plus chère retenue est de 50k€/MW/an.
- Le coût des capacités contractées lors de la première enchère belge (AL-4 2025/26) s'élève à 141m€, ce qui laisse supposer que le coût total, après enchère d'ajustement, se situera en deçà des estimations initiales des autorités belges (entre 238-253 millions €/an).
- Les nouveaux investissements soutenus à travers cette première enchère correspondent presque exclusivement à des centrales gaz CCGT (2 centrales pour 97% de la nouvelle capacité lauréate), et très marginalement à du stockage par batteries (2%).
- La majorité des centrales existantes sont également des centrales gaz CCGT, complétées par des centrales gaz OCGT, du CHP et du DSR. L'IPC est de 20k€/MW/an, et le bid moyen des centrales soumises à l'IPC est égal à 19,9k€/MW/an.

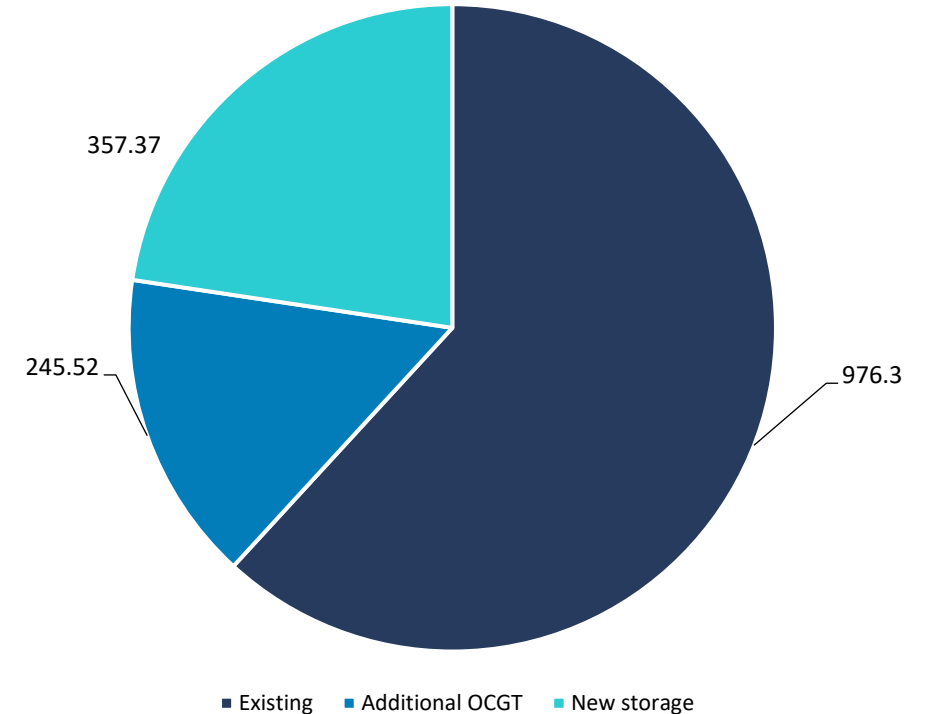
Répartition des contrats de capacité lors de la première enchère tenue en 2021 (AL-4, 2025/26) (MW)



Après une deuxième enchère sans contractualisation, les centrales gaz OCGT pour les centrales existantes, et les batteries 4 heures ont été les principales bénéficiaires de la troisième enchère du CRM

- Aucune capacité n'a participé à la deuxième enchère, tenue en octobre 2022.
- La troisième enchère (tenue en octobre 2023 pour 2027/28) a octroyé 1.6 GW de contrats de capacité, répartis sur 22 unités.
- Le prix d'offre retenue moyen pondéré par le volume s'élève à 36.4k€/MW/an, et l'offre la plus chère retenue est de 70k€/MW/an.
- Le prix moyen pondéré des offres sujettes à l'IPC est de 25.8k€/MW/an, soit très proche de l'IPC (26k€/MW/an).
- 100% de la capacité soumise a été sélectionnée.
- Parmi les capacités retenues, 62% sont des capacités existantes soumises à l'IPC, 15% ont obtenu un contrat 3 ans, et 23% ont obtenu un contrat 15 ans.
- Les nouveaux investissements soutenus à travers cette première enchère correspondent presque exclusivement à des actifs de stockage (95% de la nouvelle capacité lauréate correspond à du stockage 4 heures).
- La majorité des centrales existantes sont des centrales gaz OCGT, complétées par des centrales gaz CCGT, du CHP et du DSR.
- Respectivement 69,94 % et 30,06 % du volume total d'Opt-out notifié ont été classés dans les catégories « IN » et « OUT ». Le volume d'Opt-out IN est de 5,5 GW, dont la moitié correspond à des CCGT.

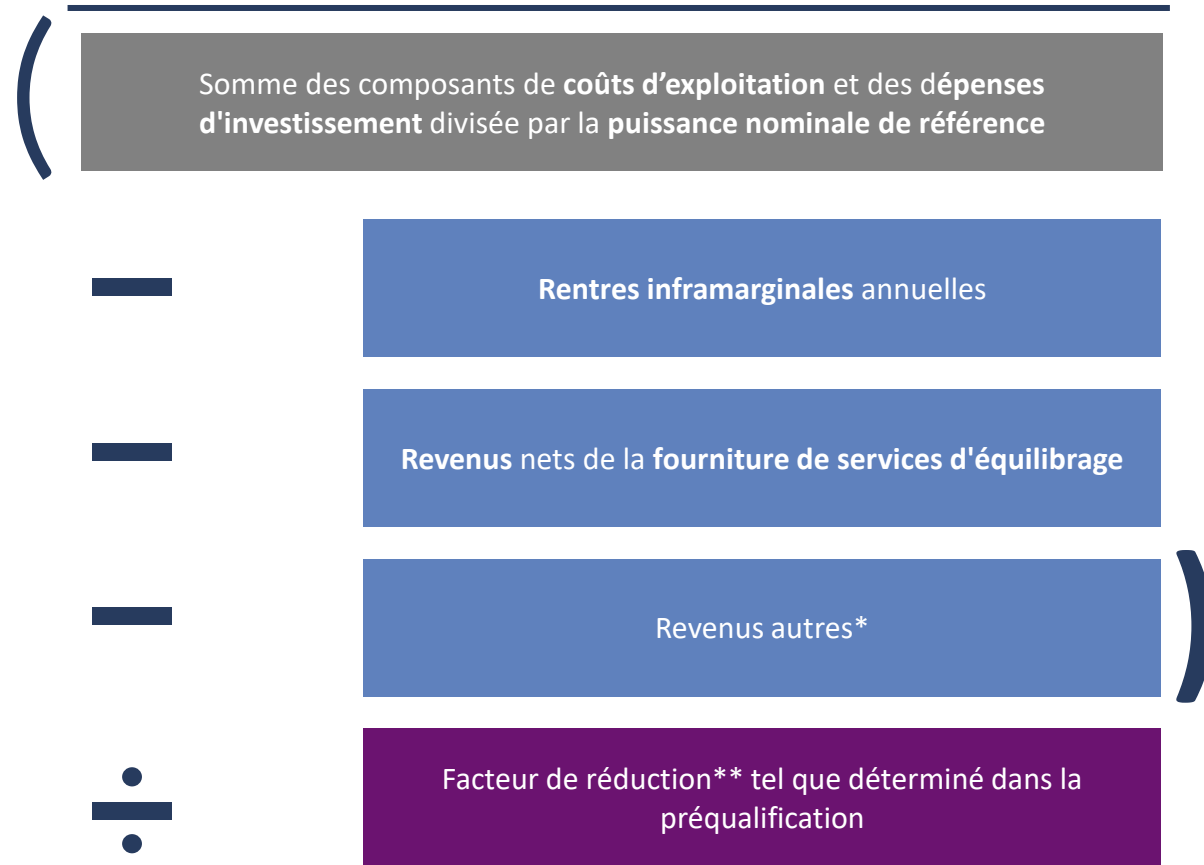
Répartition des contrats de capacité lors de la troisième enchère tenue en 2023 (AL-4, 2027/28) (MW)



① Le prix maximum intermédiaire (« IPC ») est actuellement fixé au niveau du *missing money* le plus haut parmi les centrales existantes

- Les unités bénéficiant de contrats d'un an n'ont pas ou peu de coûts d'investissement à couvrir. Il est donc prévu d'appliquer un plafond de prix intermédiaire (IPC) afin d'éviter les bénéfices exceptionnels.
- L'IPC (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le *missing money* le plus élevé parmi les technologies existantes.
- Le calcul du *missing money* des technologies existantes est lui basé sur une estimation des coûts et revenus annuels des capacités, réalisée par Elia sur la base de rapport tiers pour ce qui concerne les coûts d'exploitation et les dépenses d'investissement.

Schéma de principe de calcul du *missing money* pour la détermination de l'IPC



②

L'article 22 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 précise les conditions de demande et d'évaluation d'une dérogation à l'IPC

Demande de dérogation

Un demandeur de dérogation est autorisé à demander, pour chaque mise aux enchères après 2021 à laquelle il souhaite participer une **dérogation au prix maximum intermédiaire**.

Cette demande comprend au moins les éléments suivants :

Estimation de coûts

Coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance

Coûts fixes liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison pertinents

Dépenses d'investissements* récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique ou à une augmentation de la puissance de référence nominale

Dépenses d'investissements non récurrentes annualisées pertinentes pour la fourniture du service

Frais de démarrage ou les coûts d'activation fixes

Estimation des revenus

autres que les rentes inframarginales annuelles et les revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage

Estimation des restrictions opérationnelles liées à l'exploitation qui ont un impact sur la fourniture du service

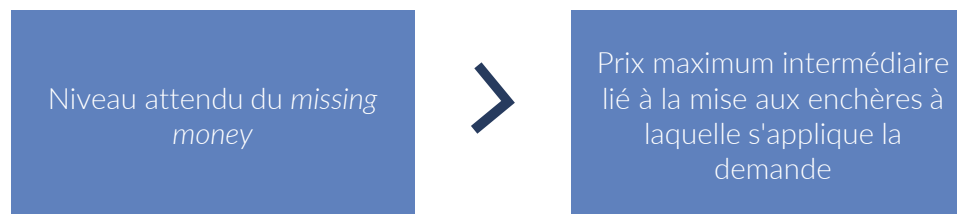
Estimation et calcul précis du *missing money*

Evaluation de la demande de dérogation

Le gestionnaire de réseau fournit à la commission, par voie électronique, le *missing money* attendu qu'il a calculé, sur la base de la formule présentée sur la slide précédente.

La commission prend une décision en ce qui concerne le bien-fondé de chaque demande de dérogation.

La commission accepte la dérogation au prix maximum intermédiaire si :



Si la **demande est acceptée par la commission**, le demandeur de dérogation a le droit de soumettre des **offres dans la mise aux enchères** à laquelle s'applique la demande, qui sont **limitées au *missing money***.

* Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, les dépenses de financement, en ce compris le coût moyen pondéré du capital, la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement et le coût annualisé qui en découle.

③

L'article 3 de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixe les coûts d'investissement éligibles pour le classement d'une capacité

Seuls les coûts d'investissement directement liés à la disponibilité sur le CRM seront pris en compte pour déterminer l'éligibilité aux contrats pluriannuels

La durée standard des contrats est de **1 an**.

Sur dérogation de la CREG, basée sur des **critères portant sur les coûts d'investissement**, des contrats de capacité d'une durée maximale de 3, 8 et 15 ans peuvent être accordés.

La CREG détermine les seuils d'investissements

Pour définir le seuil d'investissement minimum (en €/MW installé), la CREG utilise comme référence les **coûts d'investissement annualisés de la technologie du nouvel entrant la plus compétitive**.

Nombre maximum de périodes de fourniture de capacité	Seuil d'investissement en €/kW
15 ans	360
8 ans	239
3 ans	106

Critères d'acceptabilité des investissements éligibles

Estimation de coûts d'investissement éligibles pour les capacités existantes pour offrir de la capacité additionnelle

Dépenses nécessaires pour permettre à la capacité de se mettre en conformité avec de nouvelles normes dans le cadre de la préqualification

Dépenses nécessaires pour augmenter la puissance nominale de référence de la capacité ou la durée de vie technique de l'installation

Pour les capacités étrangères directes, les dépenses nécessaires au raccordement de l'unité à un réseau relevant de la zone de réglage belge

Les dépenses ci-dessus doivent être des dépenses en **capital, initiales, non-récurrentes**, relatives à un investissement commandé à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité, nécessaires à la fourniture de la capacité dès la première période de fourniture*, relatives à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité.

*Pour les périodes de fourniture débutant au 1^{er} novembre 2025 et 2026, par dérogation sont considérés éligibles les dépenses d'investissement commandées au plus tard un an avant la date de publication des résultats de la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture.

2. Principales critiques formulées lors des entretiens

Table des matières

0. Périmètre du projet et méthodologie

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer

2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement

3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères

4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres

5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée

6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques



Les entretiens avec les parties prenantes ont permis d'identifier les principales questions relatives à la méthode de calcul de l'IPC¹

Principaux points de critique		Principales questions soulevées
1.1	Étendue des coûts pris en compte	<p>Quel est le périmètre des coûts pertinents ?</p> <ul style="list-style-type: none">• Les coûts comparables entre les centrales ?• Les coûts uniquement liés à la capacité physique ?• Tous les postes nécessaires à la mise à disponibilité de la centrale, y compris <i>overheads</i> ?
1.2	Méthode d'annualisation des dépenses d'investissement de maintenance lourde	<ul style="list-style-type: none">• Quel type de contrat pour sécuriser les investissements de maintenance lourde ?• Quelle durée d'amortissement pour les investissements de maintenance lourde ?• Quelle modélisation pluriannuelle peut-elle être mise en place ?
1.3	Calcul des revenus de l'énergie	<ul style="list-style-type: none">• Quel scénario de modélisation pour les revenus du marché de l'énergie ?• Quels marchés et quelle méthodologie de calcul pour les revenus de l'équilibrage ?• Les revenus liés à la valeur d'option issus des ventes à termes sont-ils pris en compte dans la modélisation d'Elia ?

[1] *Intermediate Price Cap*, ou Prix Maximum Intermédiaire.



Les entretiens avec les parties prenantes ont permis d'identifier les principaux problèmes liés à l'introduction d'IPC différenciés

Principaux points de critique		Principales questions soulevées
2	Neutralité technologique des IPC	<ul style="list-style-type: none">• La mise en place de plusieurs IPC, différenciés par technologie, permet-elle d'éviter les <i>windfall profits</i> tout en préservant des conditions concurrentielles sur le marché ?• La complexité introduite par la multiplicité des IPCs compense-t-elle les bénéfices associés ?



Les entretiens avec les parties prenantes ont permis d'identifier les principales questions relatives à la procédure de dérogation

Principaux points de critique		Principales questions soulevées
3.1.	Périmètre des coûts pris en compte	<ul style="list-style-type: none">• Quelle cohérence des coûts entre calcul de l'IPC et procédure de dérogation ?• Quelle méthode d'annualisation des investissements récurrents non-annuels ?• Avec quel taux d'actualisation ?• Le CMPC¹ et la durée d'amortissement doivent-ils prendre en compte des contraintes spécifiques à l'actif/à l'acteur ?
3.2.	Calcul des revenus	<ul style="list-style-type: none">• Harmonisation des calculs de revenus ?• Quel rôle pour le calcul par Elia ? Si simple benchmark, comment déterminer les revenus pertinents à partir de ce benchmark pour la CREG ?• Quels recours/conséquences quand le <i>missing money</i> calculé par le demandeur est supérieur à celui déterminé par Elia ?

[1] Coût Moyen Pondéré du Capital.



Les entretiens avec les parties prenantes ont permis d'identifier les principales questions relatives à l'éligibilité des coûts d'investissement des centrales électriques aux contrats à long terme

Principaux points de critique		Principales questions soulevées
4.1	Les capacités existantes ne peuvent pas prétendre à des contrats long-terme	<ul style="list-style-type: none">• Quels investissements devraient pouvoir ouvrir la possibilité de contrats long-terme ? Sur la base de quelle assiette de coûts d'investissement les capacités existantes devraient-elles pouvoir prétendre à des contrats de long-terme ?• Quels seuils d'investissement pour autoriser la participation des capacités existantes qui ne sont pas en fin de vie technique ?• L'octroi de contrats de long-terme aux capacités existantes doit-il être assorti d'un IPC pour limiter le pouvoir de marché ?
4.2	Critères de fin de vie technique	<ul style="list-style-type: none">• Le critère de fin de vie technique fondé sur la notification est-il trop contraignant ? Quel intérêt économique ?

3. Pratiques internationales notables pour les paramètres des enchères

Table des matières

0. Périmètre du projet et méthodologie

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer

2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement

3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères

4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres

5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée

6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Les éléments de design du CRM Belge couverts dans cette étude ont été comparés aux pratiques internationales dans les CRM étrangers comparables, afin d'enrichir les travaux de conception de scénarios d'évolution

L'IPC, le mécanisme de dérogation et les seuils d'investissements mis en place en Belgique ont été comparés aux pratiques internationales dans les CRM étrangers comparables, afin d'enrichir les travaux de conception de scénarios d'évolution

- En particulier, les CRM Européens comparables au mécanisme belge, notamment ceux comprenant une demande centralisée définie administrativement, ont été étudiés : les mécanismes britanniques, italiens, polonais, irlandais.






Cette comparaison des pratiques internationales vise ainsi à décrire les principes d'élaboration des paramètres visés par le présent rapport (assiette de coûts, définition des seuils d'investissement, etc) mais ne permet pas de conclure quant à la transposition directe de ces paramètres au cas belge (notamment en termes de niveau des paramètres).

- Ceci nécessiterait en effet une étude approfondie des contextes propres à chaque pays, ainsi que des objectifs poursuivis par les autorités dans la fixation des paramètres.

Tandis que les offres et/ou les niveaux de rémunération des centrales existantes sont encadrés dans tous les CRM centralisés en Europe, le niveau du plafond de prix calculé en Belgique est plus bas que dans les autres pays

Dans tous les CRM en Europe, des mécanismes ont été introduit pour encadrer le pouvoir de marché des centrales existantes, à travers de plafonds d'offre et / ou de rémunération

- La Belgique et l'Italie (pendant une période transitoire) sont toutefois les seuls pays à directement encadrer les revenus à travers des *price cap*
- Tandis que l'IPC calculé en Belgique est plus bas que les autres *price cap* et *bid cap* introduits dans les autres pays, la plupart des autres pays Européens n'ont pas introduit de procédure de dérogation (hormis l'Irlande)

Pays	Plafond pour les centrales existantes	Montant	Méthodologie de calcul	Procédure de dérogation
BE 	<i>Price & Bid cap</i> , dans des enchères <i>pay-as-bid</i>	26 €/de-rated kW/an	Estimation de <i>missing money</i> des centrales existantes	Oui
IT 	<i>Price cap</i> , dans des enchères <i>pay-as-clear</i>	33 €/de-rated kW/an ¹	Coûts O&M fixes annuels des CCGT (à l'exclusion des coûts d'amortissement).	Non
PL 	<i>Bid cap</i> , dans des enchères <i>pay-as-clear</i>	~41 €/de-rated kW/an ²	Moyenne des couts O&M fixes des centrales existantes (essentiellement charbon)	Non
IE 	<i>Bid cap</i> , dans des enchères <i>pay-as-clear</i>	~55 €/de-rated kW/an ³	0.5 x Net CONE	Oui
GB 	<i>Bid cap</i> , dans des enchères <i>pay-as-clear</i>	~29€/de-rated kW/an ⁴	0.5 x Net CONE	Non

Note et sources: [1] Main auction for delivery 2024, [2] [T-4 Auction for delivery 2028](#) Hypothèse 1 EUR = 4.5 PLN, [3] [T-4 Auction for delivery 2027/28](#), [4] [T-4 Auction for delivery in 2027/28](#) Hypothèse 1.15 EUR = 1 GBP.



L'Italie a mis en place un plafond de prix intermédiaire pour les capacités existantes fondé sur les coûts des CCGT, afin de s'assurer qu'elles puissent rester dans le système tout en encadrant le pouvoir de marché



Objectif:

- Protéger les consommateurs contre d'éventuels manques de concurrence dans les enchères ou des abus de pouvoir de marché de la part des participants.



Application concrète:

- Plafond d'offre pour la capacité existante dans une enchère *pay-as-clear*
- Pendant la première phase de mise en œuvre du CRM (modèle actuellement en vigueur), ce plafond est appliqué comme un **plafond de prix** – les capacités existantes reçoivent au maximum le plafond de prix, même lorsque le prix de clearing de l'enchère est supérieur
- **A terme**, dans le Modèle cible / Phase de Mise en Œuvre complète, le plafond d'offre s'appliquera, et les capacités existantes recevront un prix de capacité supérieur au plafond d'offre seulement si de nouvelles capacités sont contractées, à un prix supérieur à ce plafond d'offre.



Méthodologie de calcul du plafond de prix

- Fourchette initiale pour le plafond de prix: 25 - 45 €/kW/an.
- Base de calcul: coûts d'exploitation fixes annuels des centrales à gaz à cycle combiné (à l'exclusion des coûts d'amortissement).
 - Plafond communiqué par l'ARERA à Terna chaque année
- Justification: la CCGT est la technologie non intermittente la plus répandue dans le parc de production italien → important de maintenir les incitations pour que ces capacités restent sur le marché.
- Evolution du plafond: possibilité d'ajustement sur la base du retour d'expérience des enchères précédentes → révision si le nouveau plafond de prix calculé est < 25 €/kW/an ou > 45 x 1.2 €/kW/an.
- Montant: **33€/kW/an**.

La méthode de calcul de *missing money* dans le cadre de la procédure de dérogation en Irlande diffère de celle utilisée par la CREG

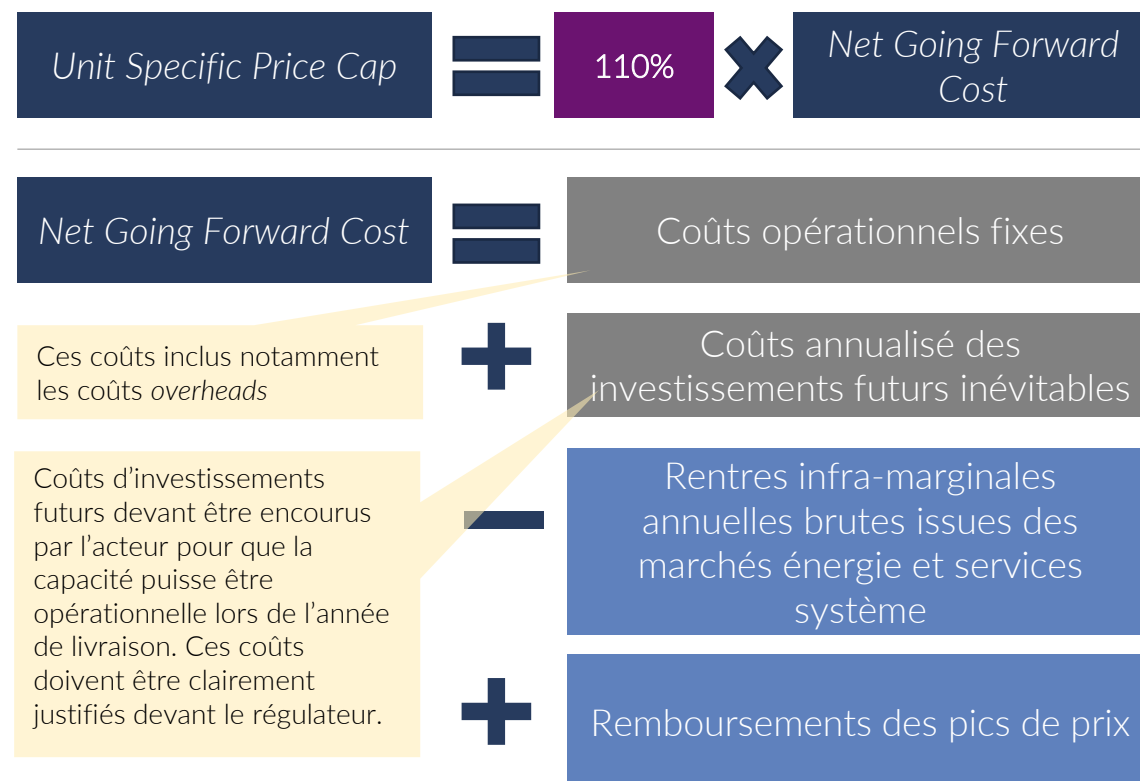
En Irlande, les capacités existantes sont soumises à un plafond d'offre, mais peuvent faire une demande d'exemption auprès du régulateur si leurs coûts nets sont supérieurs.

- Le cas échéant, le régulateur effectue un calcul de *Net Going Forward Costs* (NGFCs) sur la base des éléments transmis par l'acteur de marché, et peut lui attribuer un plafond d'offre spécifique (*Unit Specific Price Cap* – USPC), si le NGFC calculé est supérieur au plafond intermédiaire de l'enchère (~55 €/de-rated kW/an).

Ce calcul de *missing money* diffère de la Belgique sur plusieurs points.

- Marge d'erreur : Prise en compte d'une marge d'erreur de 10% par rapport à l'estimation du régulateur (marge également prise en compte dans l'estimation du Net CONE).
- Annualisation : La période d'annualisation pour les projets d'investissements est fixée au cas par cas par le régulateur (entre 5 et 10 ans). La période d'annualisation peut toutefois être plus courte, si les acteurs de marché sont en mesure de convaincre le régulateur, par exemple en cas de limites d'émissions induisant une fin de durée de vie anticipée de l'actif.
- Inclusion des coûts overhead : Les coûts *overhead* relatifs à la capacité à laquelle la demande fait référence sont inclus dans le calcul.

Schéma de principe de calcul du *Net Going Forward Cost* du *Unit Specific Price Cap* dans le cadre de la demande de dérogation au plafond d'offre








Les seuils d'investissements actuels dans le CRM belge sont en ligne avec ceux des autres CRMs centralisés en Europe

Les niveaux seuils d'investissements en Belgique, utilisés pour l'attribution des contrats pluriannuels, sont plutôt en ligne avec les seuils des autres CRMs en Europe

- Pour les contrats long terme (10-15 ans), la moyenne dans les autres CRM se situe autour de **350€/de-rated kW**, tandis que le contrat belge de 15 ans est accessible pour **383€/ de-rated kW** (pour une centrale CCGT)
- Le seuil belge pour les contrats 3 ans est plus hauts que le seuil polonais mais plus bas que le seuil britannique

Tandis que certains acteurs de marché considèrent les seuils d'investissements trop élevés en Belgique, ces derniers sont similaires aux autres pays Européens.





- Il convient cependant de considérer quelle technologie est la plus compétitive dans chaque pays ainsi que les assiettes de coûts éligibles (cf. slide suivante).

Pays	Durée des contrats	Seuil CAPEX	Méthode de calcul	Capacité CCGT ayant un de-rating factor de 94%
BE 	3 ans	106	Seuils établis de façon à correspondre à des charges annuelles d'investissement identiques au seuil 15 ans Coûts d'investissement annualisés de la technologie du nouvel entrant la plus compétitive.	113
	8 ans	239		255
	15 ans	360		383
PL 	5 ans	89 ¹	Pas d'explication identifiée, à part « <i>based on a list of technologies, to ensure technological neutrality</i> » Seuil 5 ans en ligne avec les investissements de rénovation d'une centrale charbon	
	15 ans	533 ¹		
IE 	10 ans	300 ²	40% des coûts d'investissement du meilleur nouvel entrant	
IT 	15 ans	200 ³	40% des couts d'investissement du meilleur nouvel entrant	
GB 	3 ans	190 ⁴	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	

- Ces valeurs sont calculées pour comparaison avec les autres CRM.
- Dans le CRM Belge, le seuil est exprimé en MW nominaux plutôt qu'en MW réduits (« derated ») comme dans les autres CRM en Europe.

Le CRM belge définit toutefois les coûts éligibles pour les contrats pluriannuels de manière plus restrictive que dans les pays Européens

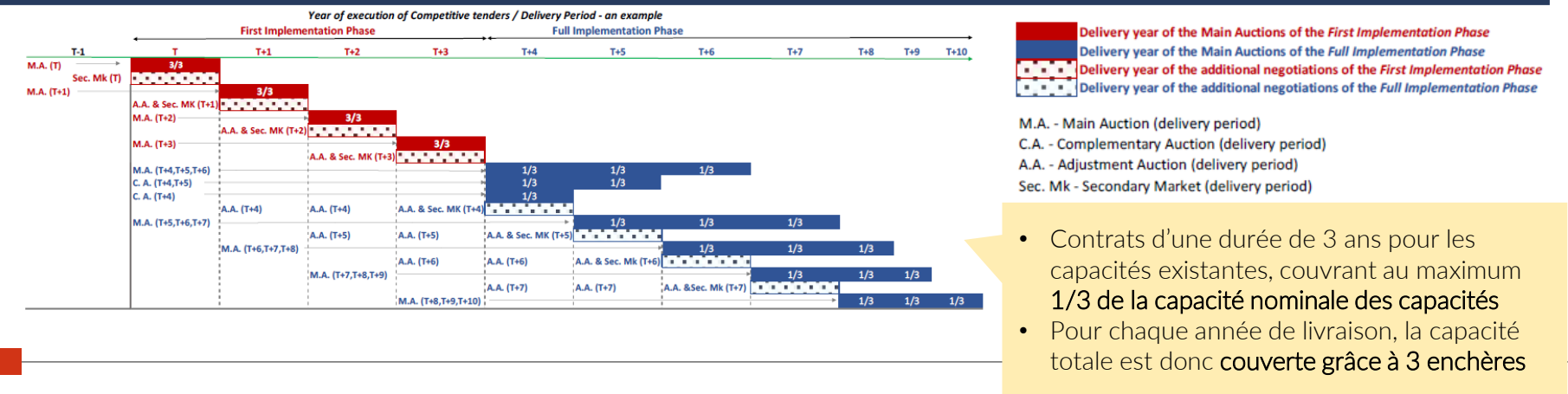
- Dans les autres CRMs, aucune distinction n'est faite entre coûts récurrents et non récurrents: toutes les dépenses en capital pour des éléments techniques sont incluses dans l'assiette éligible.
- De plus, la Belgique est le seul pays requérant une annonce de fermeture (fin de durée de vie) pour les dossiers d'investissements concernant les centrales existantes: les capacités subissant des maintenances lourdes sont donc éligibles à des contrats pluriannuels, sous réserve de respect du seuil d'investissement.

Pays	Conditions d'éligibilité des dépenses d'investissement pour les centrales existantes
BE 	<ul style="list-style-type: none">- 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 	<ul style="list-style-type: none">- 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 <p>(Les capacités existantes avec des travaux de rénovation sont seulement éligibles à des contrats 5 ans)</p>
IE 	<ul style="list-style-type: none">- L'assiette de coûts (<i>Total project spend</i>) 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 "refurbishmment" et "repowering")
GB 	<ul style="list-style-type: none">- L'assiette de coûts (<i>Total project spend</i>) 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 <i>refurbishmenent</i> et <i>repowering</i>)- 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

L'attribution de contrats pluriannuels pour capacités existantes, sans critère d'investissement, est une réalité et/ou en cours de réflexion dans plusieurs autres pays européens (1/2)


Pays	Éléments clés de design – contrats pluriannuels	Argumentaire utilisé lors de l'introduction	Éléments de REX
Italie <div></div>	<p>La durée standard des contrats pour les capacités existantes lors des enchères AL-4 est de 3 ans. Ces dernières ne peuvent cependant offrir lors des enchères au maximum 1/3 de leur capacité nominale</p> <ul style="list-style-type: none">Chaque enchère principale AL-4 est ainsi censée couvrir 1/3 de la demande de capacité anticipée pendant les 3 années de livraison considérées.La capacité totale livrée pendant une année donnée est contractualisée au cours de 3 enchères AL-4 successives.L'introduction de ces contrats 'partiels' pluriannuels n'est cependant pas prévue pendant la première phase d'implémentation du mécanisme, durant laquelle les capacités existantes sont seulement éligibles à des contrats de 1 an.La durée des contrats pendant les enchères d'ajustement AL-3, AL-2, et AL-1 est cependant de 1 an.	<ul style="list-style-type: none"><u>Limitation du pouvoir de marché des centrales existantes.</u> La taille des offres des centrales existantes est limitée à 1/3 de la capacité: augmentation de la liquidité /compétition dans les enchères, de la probabilité de sélectionner des capacités différentes dans chaque zone pour une année de livraison donnée.	<p>Éléments de REX non disponibles: Le CRM Italien est encore en période transitoire. Ces contrats pluriannuels n'ont pas encore été introduits</p>

Fonctionnement « en cascade » des enchères de capacité en Italie



La méthodologie italienne permet de donner de la visibilité sur les revenus futurs, et de sécuriser en partie les revenus futurs dans le cadre d'investissements de maintenance, tout en limitant le pouvoir de marché des centrales existantes.

L'attribution de contrats pluriannuels pour capacités existantes, sans critère d'investissement, est une réalité et/ou en cours de réflexion dans plusieurs autres pays européens (2/2)

Pays	Éléments clés de design – contrats pluriannuels	Argumentaire utilisé lors de l'introduction	Éléments de REX
<div>Grande-Bretagne</div> 	<p>Le gouvernement souhaite introduire des contrats de 3 ans sans critère d'investissement, suite à une consultation en 2023:</p> <ul style="list-style-type: none"> Seules les capacités DSR et les nouvelles capacités seraient toutefois éligibles – les contrats pluriannuels sont conçus pour stimuler les investissements dans de nouvelles capacités selon le Gouvernement. Un critère d'émission serait également pris en compte (100gCO2/kWh) afin de s'assurer que ces contrats bénéficient à des capacités bas-carbone.¹ <p>Des acteurs de marché ont toutefois proposé d'inclure les capacités existantes effectuant des travaux, par ex. de rénovation, d'extension de durée de vie.</p> <ul style="list-style-type: none"> Cette option a cependant été écartée par les autorités, qui estiment que les seuils d'investissement pour l'attribution de contrats de 3 ans sont suffisamment bien calibrés pour permettre aux travaux de rénovation d'accéder à des contrats pluriannuels. 	<ul style="list-style-type: none"> Décarbonation: permettre des investissements dans des capacités bas-carbone, à faible intensité capitalistique – notamment des capacités DSR offertes par des agrégateurs. Sécurité d'approvisionnement: Réduire l'exposition du système aux disruptions sur le marché du gaz, en diversifiant le mix électrique. 	<p>Eléments de REX non disponibles: Ces contrats pluriannuels n'ont pas encore été introduits</p>

- Cette approche sans critère de seuils d'investissement permet de faciliter l'octroi de contrats pluriannuels pour des capacités dont le projet répond à des seuils d'émission.
- La pertinence d'une telle option dépend toutefois des objectifs du CRM: sécuriser des investissements de décarbonation ? Créer des conditions plus favorables pour les investissements décarbonés que pour les investissements fossiles ?

Note: [1] Ce critère est calibré pour permettre à des capacités thermiques CCUS avec un taux de capture de ca.73% d'obtenir ces contrats

Source: [Department for Energy Security & Net Zero \(2023\) Capacity market – Consultation on proposals to improve security of supply and align with net zero \(Phase 2\) and call for evidence on Ten-year Review](#), [Capacity Market 2023 Consultation: Government Response](#), [Capacity Market 2023: Consultation](#), Décision de la Commission du 7.2.2018 sur l'aide d'Etat SA.42011 – (2017/N) : Italie – Mécanisme de rémunération de la capacité

4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres

Table des matières

0. Périmètre du projet et méthodologie

1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer

2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement

3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères

4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres

5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée

6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Suite aux discussions entre les acteurs du marché, Compass Lexecon, SPF Economie et la CREG, plusieurs scénarios ont été envisagés



En raison de l'interdépendance entre les différents paramètres, nous avons défini des scénarios cohérents d'évolution des paramètres permettant de proposer des évolutions cohérentes de l'architecture de marché. Ces scénarios sont présentés dans cette section et évalués dans les sections suivantes, dans le but de développer des recommandations.

Scénarios d'évolution de l'IPC, de la procédure de dérogation et des seuils d'investissement

0.1

Amélioration de la cohérence entre la procédure de dérogation et l'IPC pour les calculs de *missing money*

0.2

Amélioration de la cohérence entre les coûts et les revenus pour les calculs de *missing money*

1

Toutes les dépenses d'investissement sont éligibles à des contrats pluriannuels, attribués sur la base de seuils d'investissement recalculés et non soumis à l'IPC

2

Toutes les dépenses d'investissement sont éligibles à des contrats pluriannuels dont la durée correspond à la période d'amortissement de l'investissement, soumis à l'IPC

3

Toutes les dépenses d'investissement peuvent faire l'objet de contrats de trois ans, sans seuil d'investissement, soumis à l'IPC

4

IPC différenciés par technologie

Proposition 0.1 – Les éléments retenus pour le calcul du *missing money* doivent être alignés entre l'IPC et la dérogation

Proposition 0.1



Amélioration de cohérence des catégories de coûts entre procédure de dérogation et IPC pour les calculs de *missing money*

Alignement des catégories de coûts entre procédure de dérogation et IPC (à l'exception des dépenses en capital non initiales non récurrentes prises en compte dans la dérogation).

Critère d'éligibilité des investissements pour l'octroi de contrats LT

Pas de changement

Calibration des seuils d'investissement

Pas de changement

Calibration de l'IPC

- Prise en compte de l'ensemble des catégories de coûts et autres éléments servant au calcul du *missing money*: coûts fixes de l'achat d'électricité, coûts administratifs (frais généraux, ou *overhead*) liés à l'activité de production, taxes locales, durée de vie/dépréciation du CAPEX, puissance nominale de référence, gestion de portefeuille (à l'exclusion du trading à moyen et long terme), *gas logistics optimisation*.
- Aligner les catégories de coûts considérées entre la calibration de l'IPC et la procédure de dérogation.

Dérogation à l'IPC

- Alignement avec les catégories retenues pour la calibration de l'IPC.

Tous les éléments de coûts nécessaires à la mise à disponibilité de la centrale doivent être pris en compte de façon symétrique dans le calcul de l'IPC et dans la procédure de dérogation

Catégorie	Afry 2022	Proposition d'évolution suite à l'évaluation
Coût d'approvisionnement électricité	Non inclus dans les FOM, considérés partiellement dans les VOM ¹	Inclure ces coûts car ils sont directement nécessaires à la mise à disponibilité de la centrale.
Optimisation logistique gaz	Non mentionné Pour les coûts de transport : hypothèse de 0 € (Afry 2022, page 13)	Inclure ces coûts car ils sont spécifiques à l'approvisionnement en gaz sur le réseau Belge, et donc portés nécessairement par les opérateurs d'unités de production au gaz (la calibration doit cependant être basée sur les coûts moyens nécessaires pour équilibrer l'approvisionnement en gaz à travers des contrats de réservation de capacité de stockage – et non les coûts de règlement des écarts).
Coûts administratifs, frais généraux (overheads)	Inclus, % des coûts EPC (Afry 2022, page 12)	<ul style="list-style-type: none"> Clarifier la définition des <i>overhead</i> à prendre en compte : coûts administratif/frais de structure/frais généraux directement liés à la mise à disponibilité de l'actif de production. La définition doit se fonder sur le rapport Entras². IPC: modifier le mode d'estimation des coûts: sondage/moyenne/benchmark international pour estimer les coûts en valeur absolue et non relative. Dérogation: <ul style="list-style-type: none"> Inclure ces coûts dès lors que l'acteur peut, à l'aide d'une comptabilité analytique, justifier d'un lien entre ces coûts et l'activité de production (avec une clé de répartition) Limite: 1,2x le montant retenu pour la calibration de l'IPC (encadrement par la CREG) Exclure les coûts <i>overhead</i> qui ne sont pas liés à l'activité de production/ne sont pas attribués à l'actif.
Gestion portefeuille (placement dans les marchés et optimisation)	Inclus, % des coûts EPC (Afry 2022, page 12)	<ul style="list-style-type: none"> Clarifier les coûts qui sont directement liés à l'activité de production et à la mise à disposition de la centrale à l'exclusion des coûts associés au trading moyen/long-terme.* Comme pour les coûts administratifs, approche <i>bottom-up</i> pour déterminer les coûts pour la calibration de l'IPC.
Taxes locales	Non inclus	Inclure ces coûts car ils sont directement nécessaires à la mise à disponibilité de la centrale.
CAPEX maintenance	Inclus, provision pour charges et prime de risque (Afry 2022, page 12)	Pas de modification.

*Day-ahead, équipe Dispatch, équipe Scheduling, équipe Intraday trading, équipe Ancillary and TSO-activities, équipe portfolio management and partnership (data quality management, asset representation, commodity management hedge strategy, maintenance planning, report on positions and results), équipe Finance, équipe Settlement.

[1] FOM : Fixed Operation and Maintenance costs, VOM : Variable Operation and Maintenance costs [2] Entras, Cost of Capacity for calibration of the Belgian CRM.

Dans la procédure de dérogation, le dispatch et la durée de vie des investissements doivent prendre en compte des contraintes propres à la centrale permettant de refléter la situation spécifique du projet

Catégorie	CRM 2023	Proposition d'évolution suite à l'évaluation
Dispatch pour le calcul des revenus	<ul style="list-style-type: none"> Dispatch et revenus calculés par Elia pour chaque catégorie d'actifs pour la calibration de l'IPC Dispatch et revenus calculés par Elia pour déterminer le <i>missing money</i> à utiliser afin d'octroyer ou non chaque demande de dérogation Le <i>missing money</i> calculé par l'acteur (y compris sur un dispatch différent) détermine le <i>bid cap</i> dans les enchères. 	<ul style="list-style-type: none"> Pour les demandes de dérogation, prise en compte de contraintes majeures s'appliquant aux centrales: capacité « effective » < capacité nominale de référence, dès lors que l'opérateur en fait la demande argumentée.
Durée de vie des investissements de maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Calibration: fondée sur les calculs d'Afry d'une provision pour charge assortie d'une prime de risque représentative d'une durée d'amortissement > 3 ans Dérogation: amortissement réévalué par la CREG sur le fondement des heures de fonctionnement résultant du dispatch modélisé par Elia 	<ul style="list-style-type: none"> Pour la calibration de l'IPC: alignement avec le rapport Entras, le nombre d'heures de fonctionnement annuelles/le nombre de démarrages détermine la durée d'amortissement d'un investissement de grand entretien moyen dont les coûts sont issus du rapport Afry ou du rapport Entras (en cours de rédaction). Pour les demandes de dérogation, prise en compte de contraintes majeures s'appliquant aux centrales : arrêt des permis, contraintes réglementaires locales conduisant à une interdiction d'exploiter, arrêt planifié, contraintes techniques majeures → La CREG doit retenir les amortissements proposés si des justifications sont apportées par des documents officiels internes ou externes étayant le dossier.
CMPC utilisé	<ul style="list-style-type: none"> Calibration: premium de risque issu du rapport du Pr. Boudt Dérogation: valeur de CMPC déterminé par le ministère au 15/09 précédant l'enchère appliquée à la durée de l'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> Calibration: pas de changement Dérogation: pas de changement, le ministère doit fournir un CMPC normatif avec une méthodologie représentative du niveau de risque de l'industrie du fait des difficultés associées à la mise en œuvre pratique d'un contrôle au cas par cas des CMPC utilisé par chaque projet.

Proposition 0.2 – Symétrie entre les coûts et les revenus pour le calcul de *missing money*

Proposition 0.2



Amélioration de la correspondance coûts et revenus pour les calculs de *missing money*

Révision des catégories de coûts et de revenus pour prendre en compte toute la valeur des centrales, et toutes les catégories de coûts associées à leur fonctionnement/optimisation.

Critère d'éligibilité des investissements pour l'octroi de contrats LT

Pas de changement

Calibration des seuils d'investissement

Pas de changement


Calibration de l'IPC

- Pas de changement sur le périmètre des revenus d'équilibrage: pas de prise en compte des revenus issus de l'activation des services d'équilibrage.
- Le calcul des revenus d'Elia n'inclut pas les revenus de l'optionnalité. Ainsi, les coûts de couverture et de dispatching à moyen et long terme ne doivent pas être pris en compte.

Dérogation à l'IPC


- Revenus calculés par Elia
- Toutes les catégories de coûts (FOM) identifiées et prises en compte dans la calibration de l'IPC doivent être prises en considération pour la demande de dérogation.

Proposition 1 – Le mécanisme d’octroi des contrats pluriannuels pourrait être inspiré des autres CRM européens

Proposition 1	
	Eligibilité de toutes les dépenses en capital à l’obtention de contrats pluriannuels, octroyés sur la base de seuils d’investissements recalculés, et non soumis à l’IPC
Toutes les dépenses en capitales (sans distinction récurrents/initiales) sont éligibles à l’obtention de contrats de long-terme, sous réserve de respect des seuils d’investissement, sur le modèle des mécanismes britanniques, polonais et irlandais.	
Critère d’éligibilité des investissements pour l’octroi de contrats LT	Toutes les dépenses en capital, sans nécessité d’annonce préalable de fermeture.
Calibration des seuils d’investissement	Le seuil d’investissement de 3 ans est calibré sur la base d’une hypothèse de dépense d’investissement de repowering / major overhaul – de la même manière que dans le mécanisme britannique
Calibration de l’IPC	Théoriquement, les dépenses en capital pour des investissements >3ans sont exclues du calcul de calibration de l’IPC des contrats de capacité de 1 an: baisse du calcul de l’IPC (toutefois, nécessité d’une période de transition pour les capacités ayant investi sur le fondement d’un IPC calibré comme précédemment).
Dérogation à l’IPC	Les dépenses en capital pour des investissements >3ans sont exclues du calcul de <i>missing money</i> pour la dérogation à l’IPC des contrats 1 an.

Proposition 2 – Des contrats pluriannuels soumis à l’IPC pourraient être octroyés aux centrales existantes réalisant des travaux de maintenance, dont la durée serait en ligne avec la durée d’amortissement de l’investissement

Proposition 2



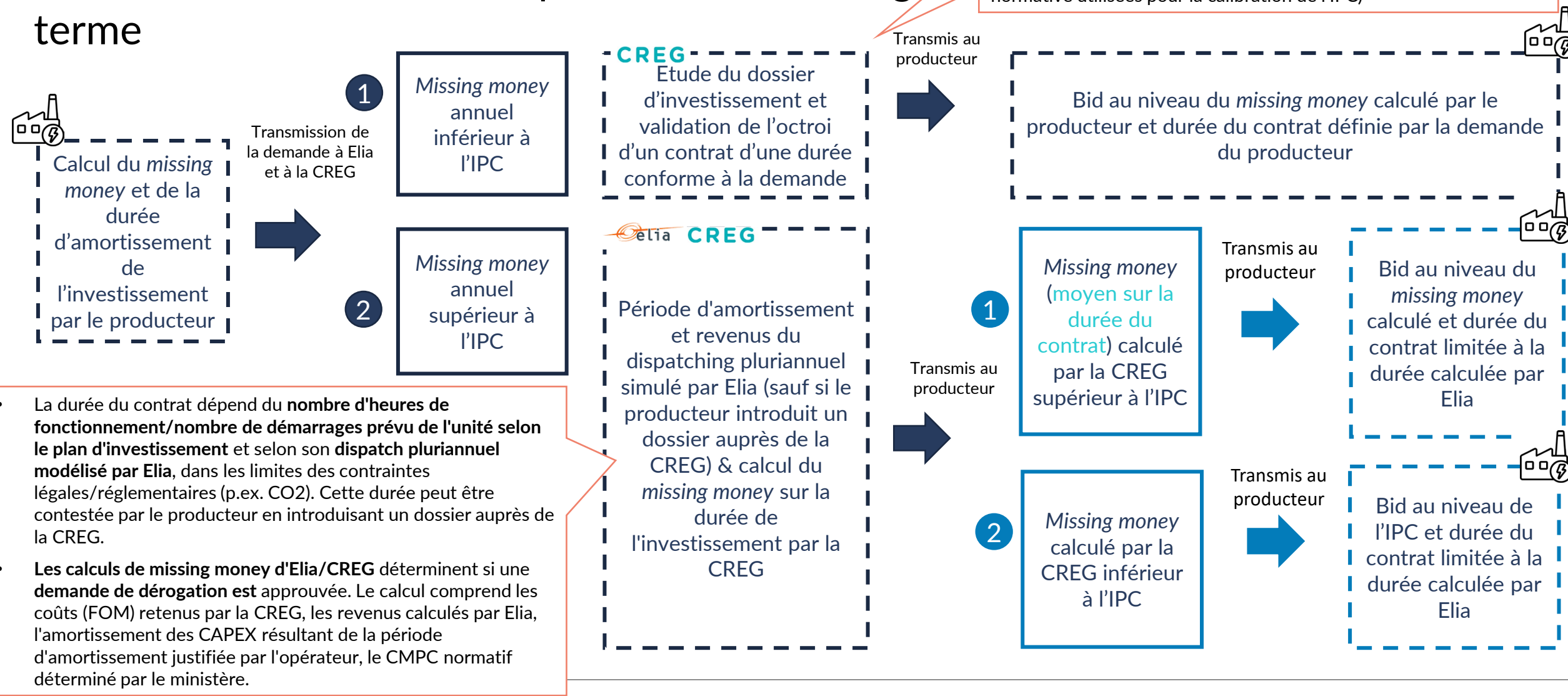
Eligibilité de toutes les dépenses en capital à l’obtention de contrats pluriannuels, dont la durée correspond à la durée d’amortissement de l’investissement, soumis à l’IPC

Toutes les dépenses en capitaes (sans distinction récurrents/initiales) sont éligibles à l’obtention de contrats de long-terme. Les centrales existantes ne sont pas soumises aux seuils d’investissement, mais obtiennent des contrats dont la durée correspond à la durée d’amortissement de l’investissement.

Les centrales restent soumises à l’IPC, et utilisent le processus de dérogation pour l’obtention d’une rémunération supérieure.

Critère d’éligibilité des investissements pour l’octroi de contrats LT	Toutes les dépenses en capital pour des investissements >3 ans, sans nécessité d’annonce préalable de fermeture. Le mécanisme actuel d’octroi des contrats long terme pour les nouvelles capacités est maintenu, sans modification des seuils d’investissement.
Calibration des seuils d’investissement	Durée du contrat non liée aux seuils, mais à la durée d’amortissement de l’investissement (déterminée à partir des contrats du producteurs garantissant un certain nombre de lancements/d’années de bon fonctionnement) → granularité annuelle, approche à l’échelle de l’unité.
Calibration de l’IPC	Pas de changement
Dérogation à l’IPC	La durée d’amortissement calculée par Elia fixe la limite supérieure de la durée du contrat, tandis que la durée d’amortissement calculée par l’opérateur est prise en compte lors de la décision : si les producteurs demandent une durée d’amortissement plus courte parce qu'ils effectuent plus de démarrages, ou font face à des contraintes spécifiques, ils peuvent l'obtenir en soumettant leur dossier à la CREG. Si une dérogation est accordée, le <i>missing money</i> calculé au cours de la procédure de dérogation détermine le plafond de l'offre.


Proposition 2 - Précisions sur le processus de soumission d'une demande pour un contrat long-terme



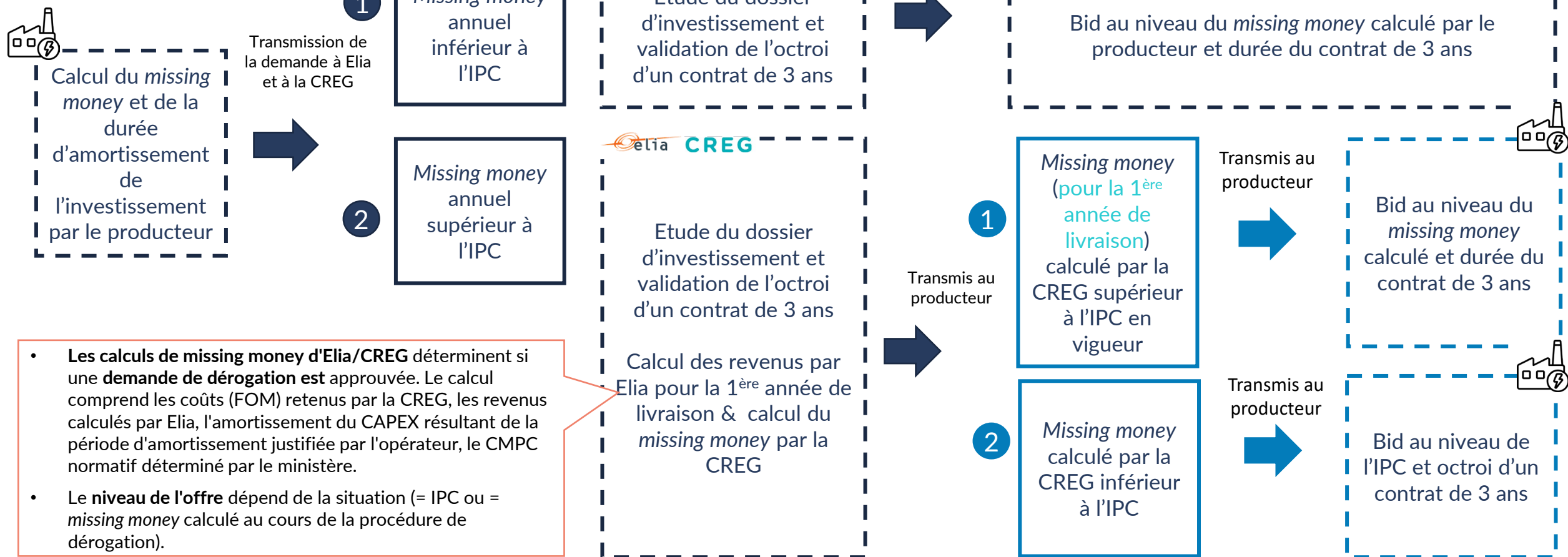
Proposition 2 – La durée du contrat est déterminée par le dossier et les éléments techniques présentés par le porteur de projet

Catégorie	Changements proposés à la suite de l'évaluation
Informations générales	<ul style="list-style-type: none">La durée du contrat est déterminée sur la base<ul style="list-style-type: none">des garanties du constructeur associées au projet de grand entretien/investissement : un certain nombre de démarrages/heures de fonctionnementde la modélisation du dispatch par EliaToutefois, la durée du contrat est déterminée par le producteur si elle est inférieure à celle calculée par Elia.
Principales contraintes liées à la procédure de dérogation	<ul style="list-style-type: none">En cas de demande de dérogation suite à la demande de contrat à long terme, le producteur peut introduire un dossier auprès de la CREG pour tenir compte des contraintes majeures s'appliquant à la centrale, telles que des critères de décarbonisation ou des permis arrivant à échéance (cf Proposition 0.1).Les calculs d'Elia servent de référence pour les revenus et de borne supérieure pour la durée d'amortissement / du contrat.Nécessité pour la CREG de tenir compte des données techniques spécifiques à l'investissement concerné.
Considérations pratiques	<ul style="list-style-type: none">En cas de demande de contrat à long terme par une capacité existante, les informations fournies par le producteur couvrent à la fois les informations actuellement incluses dans le dossier d'exemption et le dossier d'investissement.Les informations doivent préciser le niveau de performance que l'investissement permettra d'atteindre (par exemple, heures de fonctionnement, gains d'efficacité, nombre de démarrages).
Cohérence avec les seuils actuels pour les installations existantes	<ul style="list-style-type: none">Maintenir les deux processus en parallèle, avec un choix entre les deux de la part des acteurs:<ul style="list-style-type: none">Si <i>major overhaul</i> uniquement, les acteurs se tournent vers cette propositionSi <i>major overhaul</i> fait partie d'un ensemble d'investissements plus large éligible à des contrats long terme « classiques » au sens de l'Arrêté du 4 juin 2021 → seuils applicables et contrats de 3, 8 ou 15 ans selon le niveau d'investissement

Proposition 3 – Des contrats de 3 ans soumis à l’IPC pourraient être octroyés aux centrales existantes réalisant des travaux de maintenance

Proposition 3	
	Eligibilité de toutes les dépenses en capital à l’obtention de contrats de 3 ans, sans seuils d’investissement, soumis à l’IPC
<p>Cette proposition correspond à une version simplifiée de la proposition 2</p> <p>Toutes les dépenses d’investissement (qu’elles soient récurrentes ou initiales) sont éligibles à des contrats à long terme d’une durée par défaut de 3 ans. Les centrales existantes ne sont pas soumises aux seuils d’investissement, mais bénéficient de contrats de 3 ans, à condition que les travaux de maintenance permettent de prolonger l’exploitation d’au moins 3 ans.</p> <p>Les centrales restent soumises à l’IPC et utilisent la procédure de dérogation pour obtenir une rémunération plus élevée.</p>	
Critère d’éligibilité des investissements pour l’octroi de contrats LT	Toutes les dépenses en capital pour des investissements de plus de 3 ans, sans qu’il soit nécessaire d’annoncer au préalable la fermeture de la centrale. La durée du contrat n’est pas liée à des seuils, mais est automatiquement de 3 ans, à condition que les travaux de maintenance permettent de prolonger l’exploitation d’au moins 3 ans (c’est-à-dire que le nombre d’heures d’exploitation supplémentaires autorisées par les travaux de maintenance dépasse 3 fois l’hypothèse normative d’heures d’exploitation annuelles fournie par Elia dans le rapport de calibration). <p>Le mécanisme actuel d’octroi des contrats long terme pour les nouvelles capacités est maintenu, sans modification des seuils d’investissement.</p>
Calibration des seuils d’investissement	Durée du contrat pour les capacités existantes non liée aux seuils, pas de changement dans la méthode de calibration.
Calibration de l’IPC	Pas de changement
Dérogation à l’IPC	Offre au niveau du <i>missing money</i> calculé lors de la procédure de dérogation.

Proposition 3 – Processus de soumission d'une demande pour un contrat de 3 ans



Proposition 4 – Des IPC différenciés par technologie pourraient être introduits

Proposition 4	
	IPC différenciés par technologies
	<p>Introduction d'un IPC par technologie limitant les <i>windfall profits</i> pour les installations existantes avec <i>missing money</i> < IPC.</p> <p>Objectif : une meilleure calibration des IPC sans crainte de voir les <i>windfall profits</i> augmenter.</p>
Critère d'éligibilité des investissements pour l'octroi de contrats LT	Pas de changement
Calibration des seuils d'investissement	Pas de changement
Calibration de l'IPC	Calibration par technologie fondée sur la <i>missing money</i> la plus élevée pour chaque technologie pour les contrats de 1 an, en accord avec la proposition 1.
	<p>Pas de modification du rôle d'Elia: calcul de la missing money la plus élevée pour chaque groupe de technologies.</p> <p>Pour le Ministère, détermination de deux (ou davantage) seuils à partir du rapport de calibration d'Elia.</p>
Dérogation à l'IPC	Pas de changement, dérogation pour chaque groupe de technologie sur la base de l'IPC calculé pour cette technologie.

5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée

Table des matières

- 0. Périmètre du projet et méthodologie
- 1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer
- 2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement
- 3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères
- 4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres
- 5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée**
- 6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Ces scénarios d'évolutions sont évalués à l'aune des critères économiques permettant d'apprécier leurs effets sur le marché belge

Critères d'analyse

- | | |
|---|--|
| 1 | Respect des principes de conception du mécanisme: simplification, robustesse, neutralité technologique |
| 2 | Impact sur la sécurité d'approvisionnement en électricité |
| 3 | Impact sur la concurrence dans le marché de l'énergie |
| 4 | Impact sur les coûts du mécanisme pour les consommateurs |

Critères
prioritaires

Pour chaque proposition, nous présentons également, à titre informatif, les pratiques internationales comparables.

Pour chacun des critères d'analyse, une « note » d'impact sera donnée lors de la phase détaillée : Impact : 

La proposition 0 est robuste, permet un calcul plus représentatif et cohérent du *missing money*, avec une mise en œuvre relativement simple

Révision envisagée	Proposition 0: Clarification des catégories de coûts et de revenus prises en compte pour la calibration de l'IPC et le <i>missing money</i> de la procédure de dérogation
Commentaire	<ul style="list-style-type: none"> Les éléments de la Proposition 0 doivent permettre de clarifier les catégories de coûts et paramètres utilisés pour le calcul normatif de l'IPC et du <i>missing money</i> de la procédure de dérogation.
Pratiques internationales comparables	<ul style="list-style-type: none"> Pas de données publiques suffisantes pour faire une comparaison utile.
Respect des principes de conception	<p>Simplicité:</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif: seules les catégories de coûts O&M et de revenus utilisées pour la calibration de l'IPC devront être considérées pour la procédure de dérogation. Les durées d'amortissements des dépenses en capitale de maintenance et les CMPC associés sont discutés en proposition 1. <p>Robustesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif: l'ensemble des coûts nécessaires à la mise à disposition de la centrale, à son opération et à son placement dans les marchés de référence de l'électricité sont considérés. Les coûts <i>overheads</i> (Legal, administration, services RH, régulation, etc) ne sont pris en compte dans le calcul de <i>missing money</i> que dans la mesure où l'acteur est capable de justifier d'une comptabilité analytique faisant clairement apparaître la part des activités de production au sein de ses coûts. La CREG pourra refuser l'inclusion d'une partie de ces coûts <i>overheads</i> dans la mesure où ils excèdent un benchmark défini (par ex. 1.2x le niveau de ces coûts considéré dans la calibration).
Impact sécurité d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif: meilleure représentation des coûts et des revenus des acteurs et donc du <i>missing money</i>, contribuant à renforcer les incitations du mécanisme
Impact concurrence	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif: meilleure représentation des coûts et des revenus des acteurs et donc du <i>missing money</i>, améliorant la capacité à concourir de l'ensemble des acteurs vis-à-vis de l'IPC.
Impact sur les coûts du mécanisme	Impact négatif: certains éléments de coûts non pris en compte par le passé vont avoir un effet haussier

La mise en œuvre de la **proposition 1** est simple et robuste, mais il existe un risque important pour les coûts du CRM

Révision envisagée	Proposition 1: Eligibilité de toutes les dépenses en capital à l'obtention de contrats pluriannuels, octroyés sur la base de seuils d'investissements recalculés, et non soumis à l'IPC
Commentaire	<ul style="list-style-type: none"> • Permettrait de baisser l'IPC pour les centrales existantes à contrat annuel tout en garantissant un revenu capacitaire sur 3 ans ou plus aux centrales existantes avec dépenses de maintenance lourde (<i>major overhaul</i>) • Les opérateurs de capacité n'auraient plus à annoncer de fermeture définitive
Pratiques internationales comparables	<ul style="list-style-type: none"> • En ligne avec les autres CRM (par ex. IE, GB, PL)
Respect des principes de conception	<p>Simplicité:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impact positif : simplification des dossiers et règles d'éligibilité des coûts. Limitation des recours aux dérogations • Impact négatif : potentiel besoin de mesures transitoires / de dérogation pour les centrales ayant réalisés des investissements de maintenance sur l'hypothèse d'octroi de contrats 1 an avec un IPC prenant en compte un premium de risque associé à des investissements >3 ans (e.g. Centrale de Seraing Luminus) <p>Robustesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impact positif : règles compatibles avec de potentiels investissements de décarbonation, au-delà des simples critères d'éligibilité dans le CRM
Impact sécurité d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"> • Impact positif : sécurise les investissements de maintenance lourde pour les centrales existantes, et favorise leur maintien et leur disponibilité effective dans les années à venir, en ligne avec les hypothèses d'Elia dans l'étude AdeqFlex, assure une vision claire de la capacité disponible sur le marché à moyen terme, crée des incitations de long-terme, également pour la nouvelle capacité
Impact concurrence	<ul style="list-style-type: none"> • Impact positif : création d'un <i>level playing field</i> pour les centrales faisant face à de lourdes maintenances • Impact négatif : potentiels risques de gaming, en cas d'augmentation du besoin de capacité et d'enchère non concurrentielle, diminution de la liquidité des enchères, mise en concurrence directe des centrales existantes avec maintenance et des centrales nouvelles
Impact sur les coûts du mécanisme	<p>Impact positif :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réduction des primes de risques pour les capacités réalisant des investissements, et donc potentiellement des bids <p>Impact négatif :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risque de sur-contractualisation, en cas de diminution rapide du besoin de capacité d'une année de livraison à l'autre (par ex. ralentissement de la demande) • Risque de bid supérieur au missing money réel en cas d'augmentation du besoin de capacité, et d'enchère non concurrentielle

La proposition 2 affecte négativement la simplicité et la robustesse du CRM, mais présente des avantages en termes de concurrence et de contrôle des coûts du mécanisme

Révision envisagée	Proposition 2: Eligibilité de toutes les dépenses en capital à l'obtention de contrats pluriannuels, dont la durée correspond à la durée d'amortissement de l'investissement, soumis à l'IPC.
Commentaire	<ul style="list-style-type: none"> Contrats de durées multiples, obtenus sur demande faite à la CREG sans critères de seuils d'investissement. Limite les <i>windfall profits</i> en cas de concurrence limitée sur le marché. Cette solution permet d'assurer une couverture des coûts pour les maintenances lourdes, tout en maintenant un IPC en ligne avec ces coûts.
Pratiques internationales comparables	<ul style="list-style-type: none"> Aucun autre CRM (par ex. IE, GB, PL) ne permet aux capacités existantes d'obtenir des contrats long-terme sur la base d'une procédure ad hoc et sans référence aux seuils d'investissement. .Aucun CRM n'a introduit d'IPC pour des contrats long-terme pour les centrales réalisant des investissements de maintenance.
Respect des principes de conception	<p>Simplicité :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : simplification des dossiers et règles d'éligibilité des coûts, gestion de l'unité sur le long-terme, granularité annuelle permet une cohérence opérationnelle. Impact négatif : accroissement de l'implication de la CREG et d'Elia, problème de lisibilité des règles, distinction entre les capacités existantes et nouvelles, multiplication des durées de contrats, <p>Robustesse :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : règles compatibles avec de potentiels investissements de décarbonation, au-delà des simples critères d'éligibilité dans le CRM, grande flexibilité en l'absence de seuils fixés au préalable Impact négatif : potentiels litiges sur la durée d'amortissement, accroissement du travail et du rôle de la CREG
Impact sécurité d'appro.	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : sécurise les investissements de maintenance lourde pour les centrales existantes, et favorise leur maintien et leur disponibilité effective dans les années à venir, en ligne avec les hypothèses d'Elia dans l'étude AdeqFlex, assure une vision claire de la capacité disponible sur le marché à moyen terme, crée des incitations de long-terme, également pour la nouvelle capacité
Impact concurrence	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : création d'un <i>level playing field</i> pour les centrales faisant face à de lourdes maintenances, le calcul de revenus et du bid cap par Elia lors de la procédure de dérogation garantit un <i>level playing field</i> avec les centrales qui restent soumises à l'IPC. Par rapport à la solution 1: limite le risque de gaming en cas d'augmentation du besoin de capacité et d'enchère non concurrentielle, et permet d'améliorer le <i>level playing field</i> avec les nouvelles centrales. Impact négatif : diminution de la liquidité des enchères, coexistence de deux approches (nouvelles centrales et centrales existantes), pression concurrentielle exercée par les centrales existantes avec maintenance sur les nouvelles centrales pour l'obtention de contrats pluriannuels
Impact sur les coûts du mécanisme	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : réduction des primes de risques pour les capacités réalisant des investissements, et donc potentiellement des bids. Par rapport à la proposition 1: permet de contrôler davantage la rémunération des centrales en rénovation et donc le coût du mécanisme Impact négatif : risque de sur-contractualisation, en cas de diminution rapide du besoin de capacité d'une année de livraison à l'autre (par ex. ralentissement de la demande)

La proposition 3 offre une alternative relativement simple par rapport à la proposition 2, tout en gardant des avantages en termes de concurrence et de contrôle des coûts du mécanisme

Révision envisagée	Proposition 3: Des contrats de 3 ans soumis à l'IPC pourraient être octroyés aux centrales existantes réalisant des travaux de maintenance
Commentaire	<ul style="list-style-type: none"> Cette solution permet d'assurer une visibilité pluriannuelle pour les capacités existantes sur la couverture des coûts pour les maintenances lourdes, tout en maintenant un IPC en ligne avec ces coûts. La mise en œuvre de cette solution serait de plus relativement simple par rapport à la proposition 2, plus complexe
Pratiques internationales comparables	<ul style="list-style-type: none"> Aucun autre CRM ne permet aux capacités existantes d'obtenir des contrats long-terme sur la base d'une procédure ad hoc et sans référence aux seuils d'investissement. Aucun CRM n'a introduit d'IPC pour des contrats long-terme pour les centrales réalisant des investissements de maintenance.
Respect des principes de conception	<p>Simplicité :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : simplification des dossiers et règles d'éligibilité des coûts, gestion de l'unité sur le long-terme Impact négatif : accroissement de l'implication de la CREG, distinction entre les capacités existantes et nouvelles pour la mécanique d'octroi des contrats pluriannuels <p>Robustesse :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : règles compatibles avec de potentiels investissements de décarbonation, au-delà des simples critères d'éligibilité dans le CRM Impact négatif : potentiels litiges sur la durée d'amortissement si des contrats pluriannuels sont refusés, accroissement du travail et du rôle de la CREG
Impact sécurité d'appro.	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : sécurise les investissements de maintenance lourde pour les centrales existantes, et favorise leur maintien et leur disponibilité effective dans les années à venir, en ligne avec les hypothèses d'Elia dans l'étude AdeqFlex, assure une vision claire de la capacité disponible sur le marché à moyen terme, crée des incitations de long-terme, également pour la nouvelle capacité
Impact concurrence	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : création d'un <i>level playing field</i> pour les centrales faisant face à de lourdes maintenances, le calcul de revenus et du bid cap par Elia lors de la procédure de dérogation garantit un <i>level playing field</i> avec les centrales qui restent soumises à l'IPC. Par rapport à la solution 1: limite le risque de gaming en cas d'augmentation du besoin de capacité et d'enchère non concurrentielle, et permet d'améliorer le <i>level playing field</i> avec les nouvelles centrales. Impact négatif : diminution de la liquidité des enchères, coexistence de deux approches (nouvelles centrales et centrales existantes), pression concurrentielle exercée par les centrales existantes avec maintenance sur les nouvelles centrales pour l'obtention de contrats pluriannuels
Impact sur les coûts du mécanisme	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : réduction des primes de risques pour les capacités réalisant des investissements, et donc potentiellement des bids. Par rapport à la proposition 1: permet de contrôler davantage la rémunération des centrales en rénovation et donc le coût du mécanisme Impact négatif : risque de sur-contractualisation, en cas de diminution rapide du besoin de capacité d'une année de livraison à l'autre (par ex. ralentissement de la demande)

La mise en place d'IPC's différenciés par technologie dans la proposition 4 a pour principal avantage une réduction des coûts du CRM

Révision envisagée – Ensembles cohérents	Proposition 3: IPCs différenciés par technologies
Commentaire	<ul style="list-style-type: none"> Assurer un meilleur calibrage de l'IPC pour la technologie qui présente le missing money le plus élevé sans crainte de voir les windfall profits augmenter. Problèmes d'implémentation pratique compte tenu du faible nombre d'unité/de données: problème de calibration, problème d'anonymisation, problème de concurrence.
Pratiques internationales comparables	La mise en place d'IPC différenciés par technologie n'a été observée dans aucun autre pays en Europe.
Respect des principes de conception	<p>Simplicité :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : calcul des IPC ne semble pas créer de travail supplémentaire, Impact négatif : Elia considère la mise en œuvre pratique complexe, et la mesure augmente la probabilité de recours à une dérogation. <p>Robustesse :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : flexibilité donnée au mécanisme en cas de divergence croissante entre les missing money des différentes technologies Impact négatif : mécanisme plus exposé à des contestations (dérogations), mécanisme plus exposé à des défauts de calibration, mécanisme évoluant vers un paiement capacitaire sans mise en concurrence des unités, avec un calcul de rémunération pour chaque unité. <p>Neutralité technologique :</p> <ul style="list-style-type: none"> Impact positif : inchangé si la calibration est bien réalisée Impact négatif : risque en cas de mauvaise calibration pour certaines technologies
Impact sécurité d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"> Impact potentiellement négatif si un nombre croissant d'unités doit passer par une dérogation qui leur est refusée Impact neutre si chacun des IPC est bien calibré et permet d'assurer que les unités requises entrent dans le marché
Impact concurrence	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : supprime les windfall profits et en créant un « <i>level playing field</i> » Impact négatif : la création de « sous-groupes » de quelques unités a un impact négatif sur la concurrence entre les unités et sur les incitations à faire des offres en dessous de l'IPC au sein de chacune des enchères.
Impact sur les coûts du mécanisme	<ul style="list-style-type: none"> Impact positif : lorsque le niveau de concurrence est initialement bas, et que les technologies offrent à l'IPC, baisse des coûts car les technologies ayant un missing money relativement faible sont limitées par leur propre IPC et non plus par un IPC calibré sur une technologie ayant un missing money élevé Impact négatif : si le niveau de concurrence est initialement haut et que les technologies bident à leur missing money, la création de sous-groupes peut faire monter le niveau des bids en limitant la profondeur de marché dans chacun des sous-groupes

La première phase d'analyse permet de retenir les propositions 2, 3 et 4 pour analyse détaillée, notamment en raison de leur impact positif sur les coûts du CRM et la concurrence



Echanges entre
Compass Lexecon, le
SPF et la CREG



Objectifs principaux :

- Maintenir un niveau de concurrence effectif entre les capacités nouvelles et existantes, en prenant en compte les spécificités de chaque technologie
- Contrôler les coûts du CRM

Synthèse du criblage

Révision envisagée – Ensembles cohérents	Proposition 0 – Principes généraux	Proposition 1 – Similaire aux autres CRMs	Proposition 2 – Contrats pluriannuels granulaires	Proposition 3 - Contrats 3 ans	Proposition 4 – IPC différentiés par technologie
Respect des principes de conception					
Impact sécurité d'approvisionnement					
Impact concurrence					
Impact sur les coûts du mécanisme					

La proposition 0 est
retenue d'emblée

Analyse détaillée des propositions 2, 3 et 4.

6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Table des matières

- 0. Périmètre du projet et méthodologie
- 1. Contexte et éléments de design du CRM à évaluer
- 2. Principales critiques associées à l'IPC, à la procédure de dérogation et aux seuils d'investissement
- 3. Pratiques internationales notables concernant les paramètres des enchères
- 4. Définition de scénarios cohérents d'évolution des paramètres
- 5. Première phase d'analyse et sélection des scénarios pour l'analyse détaillée
- 6. Analyse détaillée des scénarios d'évolution pertinents à l'aune des critères économiques

Suite aux conclusions de la première phase d'analyse, nous analysons en détail les propositions 2, 3 et 4 au regard des critères retenus, dans le but de développer nos recommandations

Propositions retenues pour la phase d'analyse détaillée

Proposition 2 – Contrats pluriannuels granulaires

Proposition 3 - Contrats 3 ans

Proposition 4 – IPC différenciés par technologie

Critères d'analyse

Respect des principes de conception du mécanisme: simplification, robustesse, neutralité technologique



Impact sur la sécurité d'approvisionnement en électricité

Impact sur la concurrence dans le marché de l'énergie

Impact sur les coûts du mécanisme pour les consommateurs

Nous présentons également, pour certains de ces critères, des questions pratiques liées à la faisabilité de la mise en place de la proposition au regard des compétences/prérogatives/outils à disposition des différents acteurs en Belgique.

Proposition 2 - L'éligibilité de toutes les dépenses en capital à l'obtention de contrats pluriannuels, soumis à l'IPC, permet de garantir un revenu capacitaire sur une durée supérieure à 3 ans



Commentaire

- Garantir un revenu capacitaire sur une durée supérieure à 3 ans, égale à la durée d'amortissement de leur investissement, aux centrales qui envisagent des dépenses de maintenance lourde (*major overhaul*).
- Les opérateurs de capacité n'auraient plus à annoncer de fermeture définitive



Le principe de la mesure est différent de celui des contrats long-terme dans les autres pays européens



- **Éligibilité des dépenses en capital en ligne avec les autres CRM** (par ex. IE, GB, PL) : dans les autres CRMs, aucune distinction n'est faite entre coûts récurrents, non récurrents et non-initiaux: toutes les dépenses en capital pour des éléments techniques sont incluses dans l'assiette éligible.
- **La méthodologie belge permet l'accès à un contrat long terme en cas de *major overhaul***, ce qui est beaucoup plus spécifique que la prise en compte automatique de toutes les dépenses en capital.
- **Ainsi, cette procédure ne serait pas alignée avec les mécanismes étrangers et serait plus complexe** : l'application d'un IPC aux centrales existantes pour des contrats pluriannuels n'est pas une réalité dans les autres pays européens. Cas italien à suivre avec l'application, à terme, de contrats pluriannuels pour les centrales existantes couplé à une modification de l'application de l'IPC (qui concrètement supprime l'application de l'IPC pour les existantes).

Proposition 2 - La mise en place de ces contrats pose un certain nombre de questions pratiques pouvant détériorer la simplicité du mécanisme

Simplicité

Impact positif

- Simplification des règles d'éligibilité des coûts
- Simplification de la gestion de l'unité sur le long terme, en évitant une demande de dérogation annuelle pendant plusieurs années
- La granularité annuelle permet une cohérence opérationnelle entre la durée du contrat et la durée d'amortissement

Impact négatif

- Rôle accru d'Elia, potentiel besoin de mettre à jour les outils de modélisation, de définir un scénario de référence pluriannuel et d'allonger la période de travail d'Elia pour permettre les calculs de revenus pluriannuels
- Rôle accru de la CREG, augmentation des recours à la procédure de dérogation/octroi contrat long-terme les premières années
- Introduit une distinction complémentaire entre capacités existantes et capacités nouvelles
- Multiplication des durées de contrats long-terme
- Lisibilité des règles comparées aux standards internationaux (incitations à investir)



Questions pratiques

- Enjeu de modélisation pour pouvoir estimer correctement la période d'amortissement des investissements en question → possibilité de modéliser la centrale sur une année et de reproduire cette modélisation ?
- Nécessité éventuelle de modifier la loi pour inclure d'autres durées de contrat que 3, 8 et 15 ans.

Impact:



Proposition 2 - L'impact sur la robustesse du mécanisme est globalement positif, mais est soumis aux contentieux et litiges

Robustesse

Impact positif

- Règles compatibles avec de potentiels investissements de décarbonation, au-delà des simples critères d'éligibilité dans le CRM
- Grande flexibilité en l'absence de seuils fixés au préalable: pas besoin de changer le mécanisme et les paramètres sauf si contentieux sur la durée d'amortissement

Impact négatif

- Potentiels litiges sur la durée d'amortissement entre la CREG et les acteurs
- Analyse détaillée du dossier d'investissement, étude au cas par cas → accroissement du travail et du rôle de la CREG



Questions pratiques

- Importance accrue du calcul d'Elia dans la procédure de dérogation avec un calcul des revenus et de la durée d'amortissement directement retenus. Si ce calcul est assez robuste aujourd'hui, cela ne pose pas de problème d'implémentation. Sinon, enjeu d'amélioration de la robustesse du calcul et nouvelle méthode à mettre en place.

Note: Pas d'impact identifié sur la neutralité technologique, ce point ne fait pas l'objet d'une analyse détaillée.

Impact:

Proposition 2 - L'impact sur la sécurité d'approvisionnement est positif pour plusieurs raisons



Assure la disponibilité effective et la qualité des centrales existantes

- Sécurise les investissements de maintenance lourde pour les centrales existantes, et favorise leur maintien et leur disponibilité effective dans les années à venir, en ligne avec les hypothèses d'Elia dans l'étude AdeqFlex
- Les acteurs réalisent les investissements en temps voulu et ne font pas tourner des centrales à l'efficacité dégradée



Assure une vision claire de la capacité disponible sur le marché à moyen terme

- Les calculs d'Elia permettent de proposer une durée d'amortissement maximum. Sur cette base, les acteurs peuvent se placer volontairement en dessous (par exemple, si la centrale est proche de la fin de vie ou en cas de contraintes de permitting (cf Proposition 0.1)
- Permet d'avoir une vision claire, sur plusieurs années, des unités qui seront présentes sur le marché et de leurs contraintes



Crée des incitations de long-terme, également pour la nouvelle capacité

- Dans une situation de prolongation du CRM au-delà de la durée des contrats des nouvelles centrales, incitations pour les acteurs à investir dans de nouvelles centrales en sachant que ce mécanisme existe

Proposition 2 - Le niveau de concurrence est amélioré, avec la création d'un *level playing field* tant pour la rémunération que pour la procédure de dérogation



Amélioration de la concurrence avec la création d'un *level playing field* pour les centrales faisant face à de la maintenance lourde

- Octroi d'un contrat pluriannuel dont la durée est directement liée à la durée d'amortissement → granularité et équivalence des règles s'appliquant à chaque investissement



L'IPC permet de maintenir un *level playing field* avec les nouvelles centrales, mais la coexistence de deux approches pose question

- Maintien d'un IPC: *level playing field* avec les nouvelles centrales (niveau d'investissement largement plus important et soumises à des règles plus contraignantes pour les contrats pluriannuels).
- Question de la possibilité de coexistence de deux approches (seuils v. procédure): risque de favoriser les centrales existantes avec des contrats avec une granularité annuelle par rapport à de nouveaux entrants type DSR / batteries (contrats 3/8/15 ans).



Le calcul de revenus et du *bid cap* par Elia lors de la procédure de dérogation garantit un *level playing field* avec les centrales qui restent soumises à l'IPC

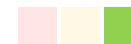
- Elia calcule, dans son rapport de la calibration, les revenus par technologie utilisés dans le calcul de l'IPC
- Calcul normatif par Elia dans la procédure de dérogation à l'IPC permet d'assurer un traitement équivalent aux centrales demandant une dérogation en raison d'un *major overhaul*.



Diminution de la liquidité des enchères

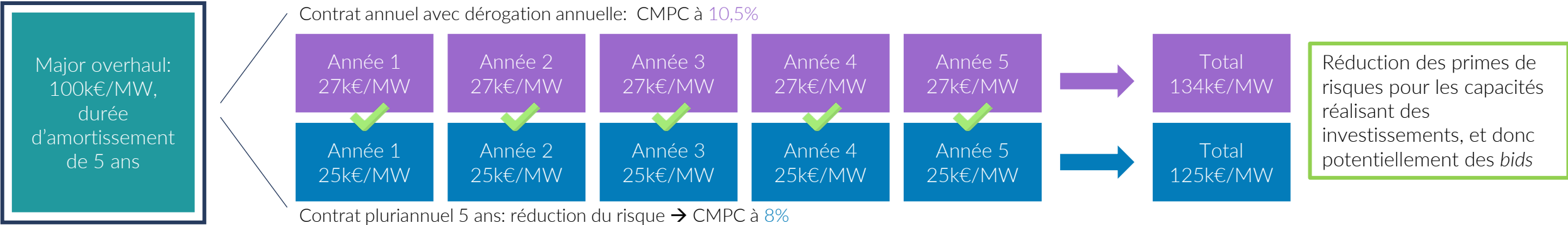
- Contrats long-terme diminuent la liquidité des enchères annuelles et ainsi la concurrence (*lock-in* de capacités existantes).

Impact:

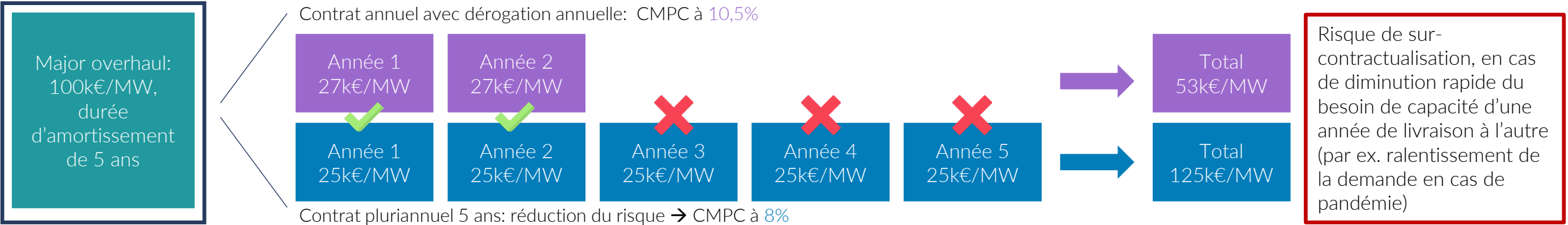


Proposition 2 - L'impact sur le coût du mécanisme dépend de la réduction de la prime de risque associée et du risque de lock-in

1) Sans problème de lock-in: centrale nécessaire à la couverture de la demande pendant 5 ans



2) Avec problème de lock-in: centrale non nécessaire à la couverture de la demande à partir de l'année 3



Les hypothèses retenues par Elia dans le dernier Adeqflex placent la Belgique dans le 1^{er} cas à priori. C'est-à-dire un système à la demande de pointe croissante où les capacités existantes sont estimées nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la trajectoire de demande dépend de nombreux facteurs et est incertaine.

Proposition 3 - Des contrats de 3 ans soumis à l'IPC pourraient être octroyés aux centrales existantes réalisant des travaux de maintenance



Commentaire

- Cette solution permet d'assurer une visibilité pluriannuelle pour les capacités existantes sur la couverture des coûts pour les maintenances lourdes, tout en maintenant un IPC en ligne avec ces coûts.
- La mise en œuvre de cette solution serait de plus relativement simple par rapport à la proposition 2, plus complexe. Elle simplifie les dossiers de demande de contrats pluriannuels, et le rôle d'Elia et de la CREG.
- Certains acteurs ont toutefois noté que la durée d'amortissement de certains travaux de maintenance pouvait dépasser 3 années: dans ce cas, le contrat 3 ans pourrait être complété par des contrats de 1 an. Cela ne complexifie pas le mécanisme par rapport à la situation existante.



Pratiques internationales

- Aucun autre CRM ne permet aux capacités existantes d'obtenir des contrats long-terme sur la base d'une procédure ad hoc et sans référence aux seuils d'investissement.
- Aucun CRM n'a introduit d'IPC pour des contrats long-terme pour les centrales réalisant des investissements de maintenance.

Proposition 3 - Cette proposition offre une alternative plus simple par rapport à la proposition 2, tout en poursuivant les mêmes objectifs de sécurisation des investissements de maintenance

Simplicité

Impact positif

- Simplification des règles et des calculs à réaliser par Elia, par rapport à la proposition 2
- Simplification des règles d'éligibilité pour l'octroi des contrats pluriannuels
- Simplification de la gestion de l'unité sur le long terme, en évitant une demande de dérogation annuelle pendant plusieurs années

Impact négatif

- Rôle accru de la CREG, augmentation des recours à la procédure de dérogation/octroi contrat LT les premières années
- Introduit une distinction complémentaire entre capacités existantes et capacités nouvelles
- Lisibilité des règles comparées aux standards internationaux (incitations à investir)



Questions pratiques

- Sur quel critère/comment justifier de manière simple et robuste que la durée d'amortissement est effectivement supérieure à 3 ans ? Avec des critères de nombre d'heures de fonctionnement supplémentaires par rapport aux hypothèses normatives d'Elia ? De nombre de démarrages ?
- Pas de problème avec le processus législatif puisque la loi mentionne déjà une durée de 3 ans pour les contrats long terme.

Proposition 3 - Comme pour la proposition 2, l'impact sur la robustesse du mécanisme est globalement positif, mais est soumis aux contentieux et litiges

Robustesse

Impact positif

- Comme pour la proposition 2, règles compatibles avec de potentiels investissements de décarbonation, au-delà des simples critères d'éligibilité dans le CRM.
- Gain de robustesse par rapport à la proposition 2, car la fixation de la durée de contrat à 3 ans permet d'éviter les potentiels litiges sur la durée d'amortissement entre la CREG et les acteurs.
- Le mécanisme reste flexible car il n'y a pas de seuil à atteindre pour être éligible.

Impact négatif

- Potentiels litiges entre la CREG et les acteurs sur le nombre d'heures de fonctionnement issu des calculs d'Elia.



Questions pratiques

- Sur quel critère/comment justifier de manière simple et robuste que la durée d'amortissement est effectivement supérieure à 3 ans ? Avec des critères de nombre d'heures de fonctionnement supplémentaires par rapport aux hypothèses normatives d'Elia ? De nombre de démarrages ?

Note: Pas d'impact identifié sur la neutralité technologique, ce point ne fait l'objet d'une analyse détaillée.

Impact:

Proposition 3 - Par rapport à la proposition 2, la durée des contrats fixée à 3 ans apporte un risque supplémentaire sur la sécurité d'approvisionnement, mais l'impact sur la concurrence de la mesure est largement positif

Sécurité d'approvisionnement

Impacts positifs

- Comme pour la proposition 2, l'impact sur la sécurité d'approvisionnement est largement positif.
- La durée fixe des contrats, de 3 ans, assure une vision claire de la capacité disponible sur le marché à moyen terme, crée des incitations de long-terme, également pour la nouvelle capacité.

Impacts négatifs

- Par rapport à la proposition 2, incertitude pour l'acteur sur la couverture complète du *missing money* si la durée d'amortissement de l'investissement est supérieure à 3 ans, et que des contrats ultérieurs sont requis.

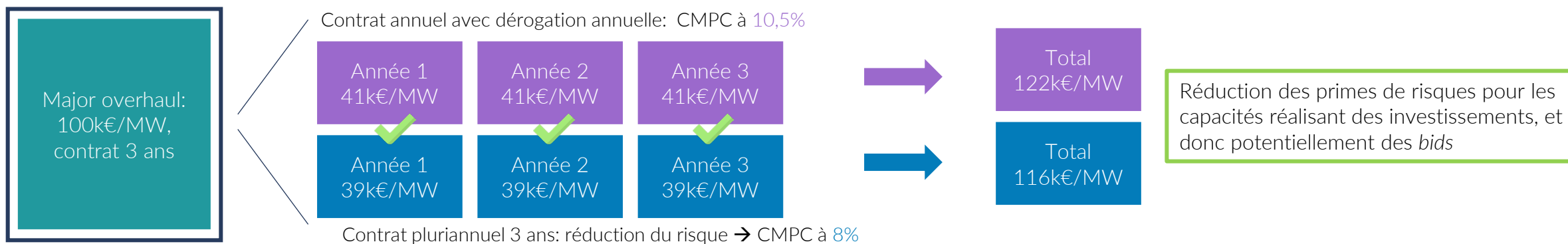
Concurrence

Impacts positifs

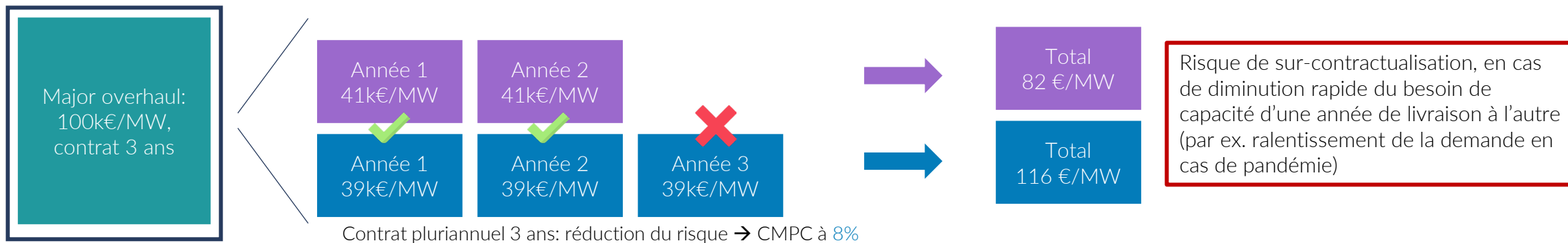
- Comme pour la proposition 2, amélioration de la concurrence avec la création d'un *level playing field* pour les centrales faisant face à de la maintenance lourde.
- La durée limitée à 3 ans des contrats permet d'alléger l'effet et le risque de *lock-in* par rapport à la proposition 2.
- La durée limitée à 3 ans des contrats permet aussi, par rapport à proposition 2, de limiter l'impact sur la pression concurrentielle par rapport aux nouvelles centrales, éligibles à des contrats 8 et 15 ans.

Proposition 3 - Comme pour la proposition 2, l'impact sur le coût du mécanisme dépend de la réduction de la prime de risque associée et du risque de *lock-in*

1) Sans problème de lock-in: centrale nécessaire à la couverture de la demande pendant 3 ans

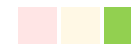


2) Avec problème de lock-in: centrale non nécessaire à la couverture de la demande à partir de l'année 3



Les hypothèses retenues par Elia dans le dernier Adeqflex placent la Belgique dans le **1^{er} cas à priori**. C'est-à-dire un système à la demande de pointe croissante où les capacités existantes sont estimées nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la trajectoire de demande dépend de nombreux facteurs et est incertaine.

Impact:



Proposition 4 - Des IPCs différenciés par technologie limitent les windfall profits et les coûts du CRM, mais la mise en œuvre pratique pose question



Commentaire

- Permet d'assurer un meilleur calibrage de l'IPC pour la technologie qui présente le *missing money* le plus élevé sans crainte de voir les *windfall profits* et les coûts du mécanisme augmenter.
- Problème d'implémentation pratique compte tenu du faible nombre d'unité/de données:
 - Problème de calibration
 - Problème d'anonymisation
 - Problème de concurrence au sein de chaque sous-groupe



Pratiques internationales

- La mise en place d'IPC différenciés par technologie n'a été observée dans aucun autre pays en Europe.

Proposition 4 - Si le calcul des IPC ne semble pas créer de travail supplémentaire, Elia considère la mise en œuvre pratique complexe

Simplicité

Impact positif

- Les *missing money* par technologie sont déjà calculés par Elia dans le rapport de calibration → pas de travail supplémentaire pour Elia pour proposer des valeurs

Impact négatif

- Travaux nécessaires à la validation par le ministère des multiples IPCs calibrés par Elia
- Augmente la probabilité de recours à une dérogation → plus de travail administratif pour la CREG et Elia



Questions pratiques

- De possibles difficultés de mise en œuvre associées au maintien d'incitations économiques sur le marché, création de sous-groupes non-concurrentiels

Proposition 4 - La mesure a un impact négatif sur la robustesse du mécanisme, avec le risque d'une transformation de sa nature

Robustesse

Impact positif

- Flexible en cas de divergence croissante entre les *missing money* des différentes technologies

Impact négatif

- Mécanisme plus exposé à des contestations du fait de la possible multiplication des procédures de dérogations
- Mécanisme plus exposé à des défauts de calibration du fait de la multiplication des IPCs, avec un risque accru de révision des règles
- Mécanisme évoluant vers un paiement capacitaire sans mise en concurrence des unités, avec un calcul de rémunération pour chaque unité



Questions pratiques

- L'IPC avait été débattu lors de la notification Aide d'Etat, et la procédure de dérogation avait été imposée comme mesure de mitigation → une modification de l'IPC s'appliquant différemment aux technologies pourrait nécessiter une re-notification devant la Commission européenne.
- Risque de non-acceptation par la Commission européenne avec un mécanisme fonctionnant comme un paiement de capacité en cas de traitement à l'échelle de l'unité ou en cas de capacité offrant à l'IPC.

Proposition 4 - La mesure améliore la neutralité technologique, mais cela est soumis à un risque d'erreur

Neutralité technologique

Impact positif

- Inchangée si la calibration des IPC est bien réalisée : conditions de rémunération propres, en ligne avec le *missing money*, permettent aux technologies de rester sur le marché sans distinction.

Impact négatif

- Risque en cas de mauvaise calibration de l'IPC pour certaines technologies (à la hausse ou à la baisse)



Questions pratiques

- Risque de non-acceptation par la Commission européenne en raison du traitement différencié des unités par technologie.

Proposition 4 - L'impact sur la sécurité d'approvisionnement et sur la concurrence est mitigé, avec un risque réglementaire croissant

Sécurité d'approvisionnement

Une bonne calibration des IPC permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement

- Impact neutre si chacun des IPC est bien calibré et permet d'assurer que les unités requises entrent dans le marché

Risque administratif via le recours accru à la procédure de dérogation

- Impact potentiellement négatif si un nombre croissant d'unités doit passer par une dérogation qui leur est refusée

Concurrence

Au sein du marché : limite les windfall profits

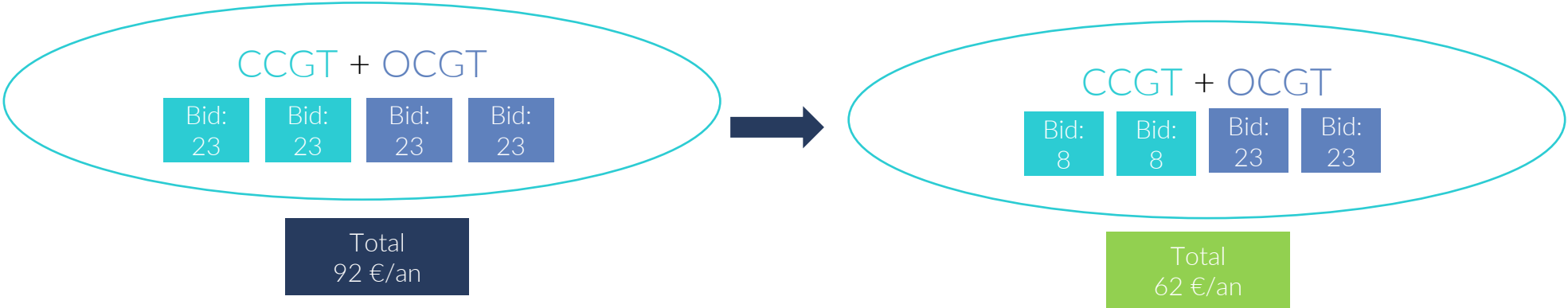
- Impact positif en supprimant les windfall profits et en créant un « level playing field » entre centrales existantes

Au sein des enchères : concurrence limitée au sein de « sous-groupes »

- La création de « sous-groupes » de quelques unités a un impact négatif sur la concurrence entre les unités et sur les incitations à faire des offres en dessous de l'IPC au sein de chacune des enchères.

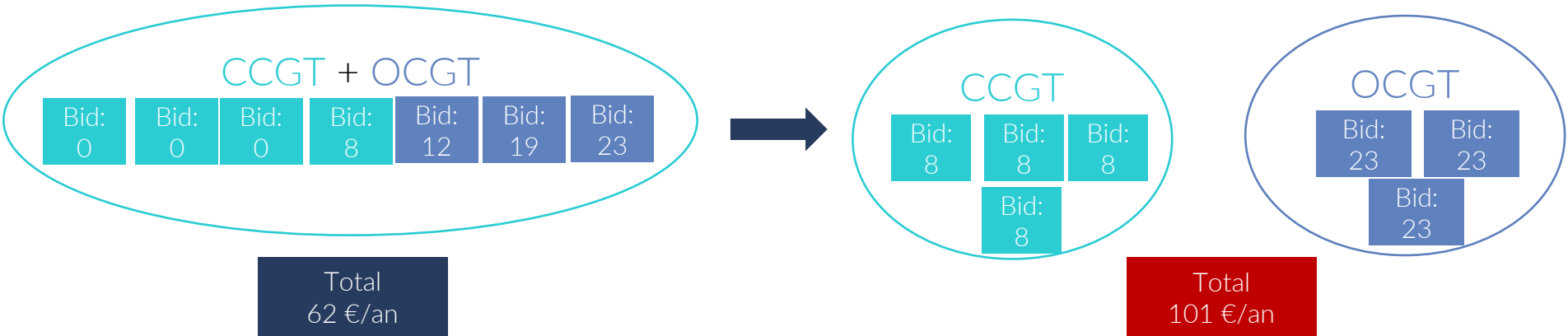
Proposition 4 - L'impact sur le coût du CRM dépend du degré de concurrence sur le marché

Niveau de concurrence initialement bas : tous les *bids* à l'IPC, hypothèse normative une centrale = 1 MW – *situation actuelle, à confirmer avec l'enchère Y-1*



Baisse du coût:
Technologies ayant un missing money relativement faible sont limitées par leur propre IPC et non plus par un IPC calibré sur une technologie ayant un missing money élevé

Niveau de concurrence initialement haut: *bids* à la hauteur de la *missing money* des centrales, hypothèse normative une centrale = 1 MW – *sur le long-terme, la mesure pourrait avoir un impact négatif sur les coûts*



Augmentation des coûts:
passage d'un marché concurrentiel à la création de sous-groupes avec un niveau de concurrence faible → tous les bids à l'IPC

L'analyse détaillée confirme l'intérêt des contrats pluriannuels soumis à l'IPC et d'une révision des coûts et revenus associée à la calibration de l'IPC

Synthèse de l'analyse multicritère

Révision envisagée – Ensembles cohérents	Proposition 0 – Principes généraux	Proposition 1 – Similaire aux autres CRMs	Proposition 2 – Contrats pluriannuels granulaires	Proposition 3 - Contrats 3 ans	Proposition 4 – IPC différenciés par technologie
Respect des principes de conception					
Impact sécurité d'approvisionnement					
Impact concurrence					
Impact sur les coûts du mécanisme					

La proposition 2 est maintenue

La proposition 3 est une version simplifiée de P2

La proposition 4 est exclue

Conclusions

- Les propositions 0 et 2 sont les principales recommandations formulées à la suite de l'analyse détaillée.
- Pour des raisons de simplification, la proposition 3 pourrait être mise en œuvre à la place de la proposition 2.