Contribution d'Elia à la consultation publique de la CREG ((PRD)2086) portant sur son projet de proposition relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X.

Elia Transmission Belgium – 10 juillet 2020

Contenu

Introduction **3**

1. Remarques sur la proposition de la CREG **5**

1.1. Liste des technologies éligibles 6

1.2. Détermination du facteur de correction X 13

1.3. Autres remarques sur la proposition de la CREG 15

2. Suggestions concrètes de valeurs intermédiaires **16**

2.1. Liste des technologies éligibles 16

2.2. Détermination du CONE par technologie 16

2.3. Détermination du facteur de correction X 17

3. Conclusion **20**

Introduction

De manière générale, l'introduction ainsi que les § 1 « Cadre légal » et § 2 « antécédents » du projet de proposition de la CREG situent et rappellent bien le cadre de cette proposition.

Elia souhaite toutefois ajouter quelques éléments qui n'y sont pas repris.

D'abord, au sein du Comité de suivi, il y a eu plusieurs discussions sur le planning des différentes étapes à réaliser par les différents membres du Comité, avec pour objectif que la Ministre puisse prendre une décision sur le scénario et les valeurs intermédiaires au plus tard le 21 juillet 2020. Les membres du Comité de suivi ont convenu ensemble de ce planning, qui a ensuite été présenté par la DG Energie du SPF Economie aux acteurs de marché lors de la TF CRM du 5 mai dernier. Nous constatons que le planning de la CREG dévie des échéances fixées dans ce planning. En effet, il était initialement prévu que la proposition de valeurs intermédiaires soit adressée à la Ministre pour le 30 juin, proposition devant être précédée d'une consultation publique et accompagnée d'un rapport de consultation.

Elia est bien consciente des délais serrés qui ont été fixés pour réaliser les différentes étapes prévues dans la proposition d'arrêté royal, mais tient à souligner l'importance de respecter les différentes échéances convenues afin de ne pas mettre en danger la réalisation des prochaines étapes nécessaire à l'organisation de la première enchère CRM. En tenant compte de l'échéance de la consultation publique fixée par la CREG au 13 juillet à minuit, nous insistons fortement pour que la CREG soumette sa proposition très rapidement à la Ministre de l'Energie, afin que celle-ci dispose d'un temps raisonnable pour prendre sa décision avant le 21 juillet. Chaque jour pris par la CREG pour analyser le résultat de la consultation amputera mécaniquement le temps disponible à la Ministre pour prendre sa décision.

En second lieu, la CREG réfère, à juste titre, à l'article 5 de la proposition d'arrêté royal qui prévoit une collaboration entre la CREG et Elia sur la proposition de valeurs intermédiaires soumise à consultation publique. Cependant, la CREG mentionne uniquement l'e-mail reçu d'Elia le mardi 30 juin (midi) comme réaction aux « *principaux aspects de fond de ses observations concernant le projet de proposition* », transmis par la CREG le vendredi 26 juin en fin d'après-midi. Elia rappelle qu'elle a collaboré bien davantage qu'au travers du seul e-mail du 30 juin, en réagissant régulièrement, rapidement et d'une manière constructive aux différentes demandes de la CREG. Elia a visé à fournir la documentation et les données demandées par la CREG dans des délais courts afin de faciliter au maximum le travail de la CREG.

Elia accueille positivement le fait que la CREG ait pris en compte ces considérations dans le cadre de la proposition de note, notamment via le point (76). En effet, au travers de cette contribution, Elia soutient l'ouverture créée par la CREG d'exclure le *market response* de la liste des technologies, étant donné qu'aujourd'hui déjà, les conditions mentionnées dans la proposition de décision de la CREG sont rencontrées.

Elia estime cependant que les remarques formulées auraient mérité d'être développées davantage et constate que certaines remarques et suggestions partagées préalablement avec la CREG ne sont pas prises en compte dans la proposition.

Vu les courtes échéances associées aux prochaines étapes, Elia a décidé de participer à cette consultation publique afin de fournir le plus concrètement possible des suggestions à prendre en compte lors de la proposition finale de la CREG.

Cette contribution n'est pas à considérer comme confidentielle et sera partagée par Elia avec l'ensemble des membres du Comité de Suivi.

1. Remarques sur la proposition de la CREG

Dans cette section, Elia donne plus d'information et argumentation quant aux remarques déjà fournies à la CREG. En effet, Elia a des remarques quant à la sélection de la réponse du marché (« market response ») comme technologie de référence (voir §1.1) ainsi que sur la méthodologie relative à la détermination du facteur de correction X (voir §1.2). De plus, Elia note quelques remarques secondaires au §1.3.

Elia estime que la proposition de la CREG devrait inclure l'ensemble des nouvelles technologies éligibles proposées à l'exception du *market response*. La prise en compte de cette dernière technologie risque en effet de porter atteinte, d'une part, à la capacité de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement défini dans la loi et, d'autre part, à la participation des autres technologies reprises dans la liste des technologies éligibles proposées par la CREG (remettant dès lors en cause le principe de neutralité technologique poursuivi).

Par cette contribution, Elia souhaite démontrer le bien-fondé des remarques mentionnées au point 76 de la proposition (PRD)2086 de la CREG en confirmant l'hypothèse que « *si l'étude et les simulations d'Elia montrent que la réponse du marché n'a pas un potentiel suffisant pour permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, le coût net de la deuxième meilleure technologie soit pris en compte lors de l'établissement de la courbe de la demande* » et en fournissant une analyse plus détaillée relative à la détermination du facteur de correction X.

En tout état de cause, Elia ne souhaite évidemment pas remettre en question la participation du *market response* au CRM. Elia est bien entendu d'avis que le *market response* peut et doit faire partie de la solution au problème de sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La non prise en compte du *market response* dans la liste des technologies éligibles, telle qu'Elia la suggère, n'a pas d'impact quant à sa participation effective aux enchères mais est nécessaire, selon Elia, vu le caractère non-standardisé de cette technologie et son potentiel limité, surtout dans le cadre de l'enchère Y-4. Son écartement permettrait, selon Elia, l'accès au CRM à un plus grand nombre de technologies. Ce faisant, le potentiel de nouvelles capacités dans le marché serait augmenté, permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

Dans la présente contribution, Elia réagit uniquement sur les éléments de la proposition de la CREG qu'elle juge nécessaire d'adapter afin de tendre à une bonne calibration du CRM.

1.1. Liste des technologies éligibles

La liste des technologies éligibles prend en considération les turbines gaz-vapeur (« CCGT »), les moteurs à gaz, (« IC gas engine »), la réponse du marché (« market response »), les turbines à gaz à cycle ouvert (« OCGT ») et la cogénération (« CHP »).

L'objectif de cette liste de technologies est de déterminer la technologie avec le « missing money » le plus bas parmi la liste réduite de technologies, ce qui correspond au coût net d'un nouvel entrant nécessaire à la calibration du point B de la courbe de la demande. Le point B vise à garantir l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement. Ce « missing money » est obtenu, conformément à l'article 10 de la proposition d'arrêté royal, en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles estimées gagnées sur le marché de l'énergie pour chaque technologie de référence ainsi que par les revenus estimés gagnés sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

Elia se réfère notamment au point (12) de la note de la CREG selon lequel *« (232) | Les mesures d'aide devraient être conçues de manière que toutes les capacités pouvant contribuer de manière effective à remédier à un problème d'adéquation des capacités de production participent auxdites mesures (…)* » et « *a) | la participation de producteurs utilisant différentes technologies et d'opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, comme la gestion de la demande, des interconnexions et des solutions de stockage. Sans préjudice du point (228), cette participation peut être restreinte uniquement si les qualités techniques nécessaires pour remédier au problème d'adéquation des capacités de production sont insuffisantes.* ». Cela signifie, d'une part, que toutes les technologies contribuant à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique devraient pouvoir avoir accès au mécanisme et, d'autre part, que la participation de la gestion de la demande pourrait être restreinte si elle ne dispose pas des caractéristiques techniques nécessaires pour répondre totalement au problème d'adéquation, sans remettre en cause le fait que le *market response* peut (et doit) faire partie de la solution.

Cet élément est mentionné par la CREG au point (76) de la proposition (PRD)2086 qui mentionne que « *En ce qui concerne le choix du coût net à appliquer dans la courbe de la demande, la CREG estime acceptable que, si l'étude et les simulations d'Elia montrent que la réponse du marché n'a pas un potentiel suffisant pour permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, le coût net de la deuxième meilleure technologie soit pris en compte lors de l'établissement de la courbe de la demande.* »

À ce stade, dans le contexte de cette consultation publique, Elia ne s'exprime pas quant à la pertinence des propositions de la CREG par rapport à une utilisation du CONE pour la détermination future de la norme de fiabilité (« reliability standard »). Néanmoins, Elia tient à souligner que l'objectif visé par la calibration de la courbe de la demande doit être gardé à l'esprit. Cet objectif doit être clairement distingué de l'objectif visé dans le cadre de la détermination d'une norme de fiabilité (« reliability standard ») pour laquelle la notion de CONE est également utilisée. Comme déjà évoqué ci-dessus et mentionné dans les inputs d'Elia lors de la phase de collaboration avec la CREG, la courbe de la demande doit réconcilier plusieurs principes. Entre autres, elle ne peut pas mettre en

péril la neutralité technologique du CRM. Elia rappelle aussi que la Régulation (EU) 2019/943 ne stipule ni comment une courbe de la demande d'un CRM doit être calibrée, ni que la valeur du CONE utilisée pour définir la norme de fiabilité doit être la même que celle utilisée pour la calibration de la courbe de la demande et inversement.

Selon Elia, la compétitivité potentielle du *market response* ne devrait pas remettre en cause l'objectif visé par la sélection de la technologie de référence.

Afin de démontrer la nécessité d'exclure cette technologie de la liste de référence, Elia se base sur les paramètres utilisés par la CREG dans sa note (PRD)2086 et repris dans le Tableau 1.

Technologies	CAPEX [€/kW/y]	FOM [€/kW/y]	Investment economic lifetime [years]	CONE [€/kW/y]	DRF [%]	Derated CONE CREG [€/kW$_d$/y]
IC Gas engines	500	10	15	66.6	92%	72
CCGT	750	15	20	88.6	91%	97
OCGT	500	5	20	54.0	88%	62
CHP	750	50	20	123.6	94%	132
Market Response	20	5	10	7.9	60%	13

Tableau 1: Paramètres pour la détermination du derated CONE.

Afin d'estimer le « missing money », il y a lieu d'évaluer les revenus des différentes technologies, tant sur le marché de l'énergie que sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage. Ces valeurs peuvent être estimées sur base du point (74) de la note de la CREG. Pour les *CCGT* et *OCGT*, seules les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie sont prises en considération. Elles sont basées sur les figures 4-44 et 6-22 de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia publiée en juin 2019. Elia estime que les scénarios qui y sont mentionnés sont les plus représentatifs par rapport à l'étude de calibration du CRM pour l'enchère T-4 de la période de livraison 2025-26 du fait qu'il s'agit de scénarios garantissant que le critère de sécurité d'approvisionnement soit respecté. Pour les *IC Gas Engine* et *Market Response*, le P50 des revenus peut être considéré comme proche de zéro, vu les valeurs déjà atteintes à la Figure 4-15 (scénario non-adéquat) de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia publiée en juin 2019. Pour ces technologies, seuls les revenus gagnés sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage sont pris en compte. Finalement, la catégorie *CHP* n'est pas prise en considération dans cet exemple, vu l'absence de données pertinentes. Elle ne remet cependant pas en cause les conclusions de l'analyse vu la valeur de CONE obtenue pour cette catégorie.

Technologies	Market Revenues [€/kW$_d$/y]			Ancillary services revenues [€/kW$_d$/y]		
	LOW	MID	HIGH	LOW	MID	HIGH
CCGT	20	35	50	/	/	/
OCGT	0.5	1	5	/	/	/
IC Gas Engine	/	/	/	3	3,5	4
Market Response	/	/	/	2	2,5	3

Tableau 2 : Estimation des revenus par technologie[1]

Sur base de cette estimation, une fourchette pour le « missing money » de chaque technologie peut être déterminé (Figure 1).

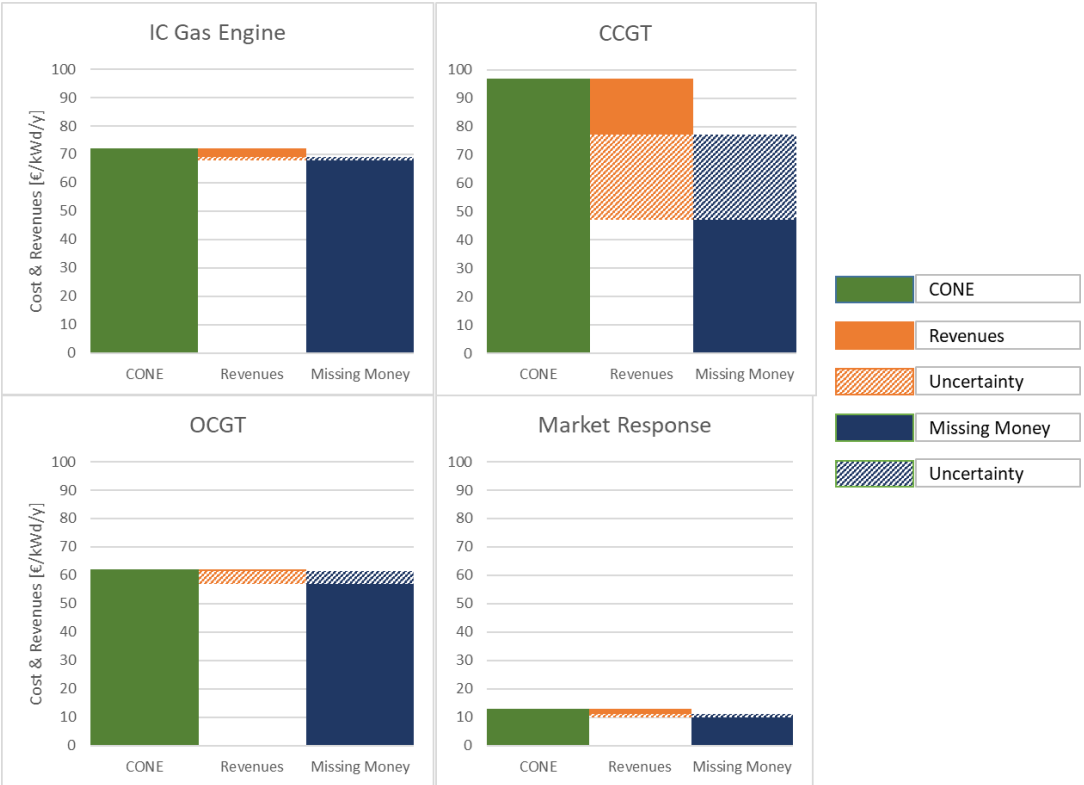

Figure 1: Détermination du "missing money" estimé par technologie

Sur base de cette estimation, sans autre considération prise en compte, la probabilité est élevée que le *market response* soit considérée comme la technologie de référence sur base de la méthodologie définie à l'article 10 de la proposition d'arrêté royal et que son « missing money » soit utilisé pour calibrer le point B de la courbe de la demande. En effet, l'ordre de grandeur du « missing money » du *market response* est significativement inférieur à celui des autres technologies de la liste des technologies éligibles.

[1] Les valeurs reprises sont exprimés en kW « dératé ».

De ce fait, le net-CONE pour la calibration du point B sera fixé par le « missing money » du *market response* et le prix maximum – vu la valeur proposée pour le facteur de correction X – a une probabilité élevée d'être inférieur au « missing money » estimé des autres technologies éligibles. La combinaison de ces éléments empêchera de facto ces autres technologies de participer au CRM (Figure 2).

Le principe de neutralité technologique serait dès lors fortement remis en cause car l'ensemble des nouvelles technologies de la liste des technologies éligibles de la CREG serait exclu du CRM à l'exception du *market response*.

Elia estime que la calibration de la courbe de la demande ne devrait pas induire que la position concurrentielle plus avantageuse d'une catégorie exclue la participation d'autres technologies, pourtant nécessaire à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement. L'objectif à poursuivre doit être de permettre la participation d'un ensemble de technologies nécessaires à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement, à sélectionner au travers une compétition réaliste entre les différentes technologies.

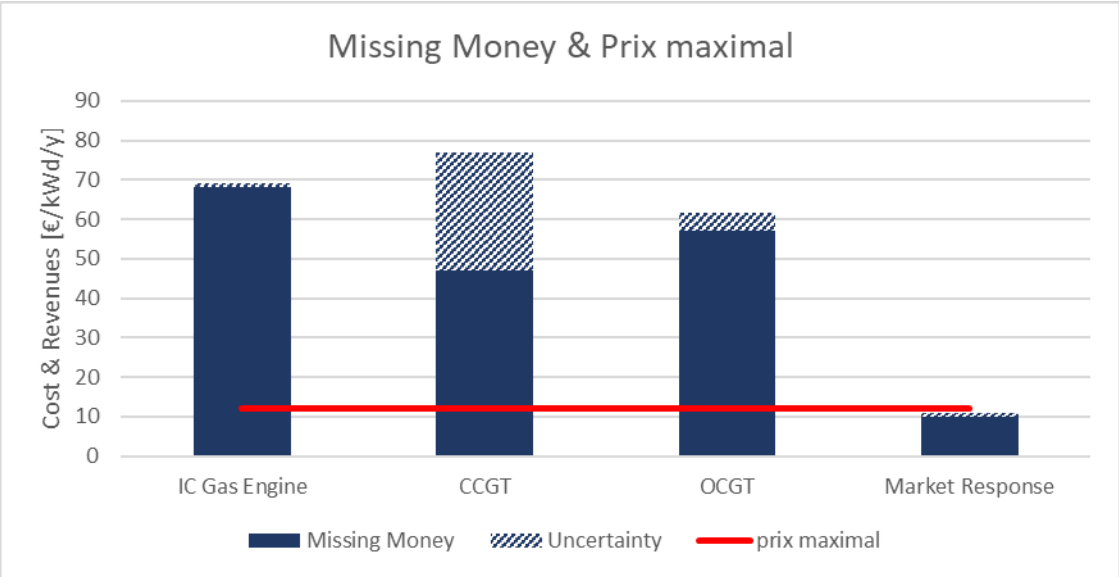

Figure 2 : Estimation du prix maximal par rapport à l'estimation du « missing money » de différentes technologies

La proposition de la CREG risque de mener à un prix maximal inférieur au prix maximal intermédiaire.

D'une part , comme mentionné à la Figure 2, sur base de la proposition de la CREG, le prix maximal devrait être de l'ordre de 12€/kW$_d$/year. D'autre part, la méthodologie applicable pour la détermination du prix maximum intermédiaire pour les technologies existantes risque de mener à une valeur supérieure au prix maximal.

La « *Résolution demandant au Gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia* », approuvée

le 1er juillet 2020[2] par la Commission Climat de la Chambre, mentionne au §6, b. *« [le Parlement] invite le gouvernement à veiller à ce que le projet de CRM devant être mis en place (…) prévoie une distinction entre les limites de prix entre les contrats d'une durée d'un an et les contrats pluriannuels et veille à ce que la limite de prix pour les contrats d'une durée d'un an découle d'une méthodologie adéquate conduisant à un niveau bien inférieur aux limites de prix applicables aux contrats pluriannuels. Cette limite de prix ne pourra pas dépasser 20 EUR par kW, sauf s'il peut être démontré, après consultation de la Chambre des représentants, qu'une limite de prix plus élevée est inévitable dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, ou pour limiter le coût total du mécanisme.* ».

Il est invraisemblable que, lors de la première enchère, le prix maximal soit inférieur au prix maximal intermédiaire applicable aux catégories de capacité associées à un contrat de capacité couvrant une seule période de fourniture de capacité, notamment vu le besoin démontré en nouvelle capacité. Comme le prix maximal s'applique aussi aux capacités avec un contrat couvrant une seule période de fourniture de capacité, leur participation au mécanisme de capacité serait rendu impossible s'il s'avère que leur « missing money » est plus élevé que celui de la référence de *market response* sélectionnée. Ceci augmenterait encore le besoin en capacités en *market response* à trouver (cf. infra).

La technologie de référence devrait être suffisamment standardisée et disposer d'un potentiel suffisant afin de garantir la sécurité d'approvisionnement

En partant du postulat que le *market response* est sélectionné comme technologie de référence sur base des paramètres pris en compte par la CREG et de l'application de la méthodologie fixée dans la proposition d'arrêté royal, la plupart des nouvelles technologies ne seront pas en mesure de participer au CRM, dont l'ensemble des technologies reprises dans la liste des technologies éligibles par la CREG à l'exception du *market response*.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, il est important que le point B de la courbe de la demande puisse être techniquement atteint. Il est dès lors nécessaire que la courbe de la demande soit construite de telle sorte que les paramètres de volume et de prix associés au point B permettent de contracter suffisamment de nouvelle capacité.

Sur base de la proposition de la CREG, seul le *market response* serait alors envisagé pour contracter la nouvelle capacité requise. Or, ce besoin de nouvelle capacité a été démontré, entre autres, dans l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia publiée en juin 2019.

[2] https://www.dekamer.be/FLWB/PDF/55/1220/55K1220004.pdf

En prenant comme référence un facteur de réduction de 60% appliqué pour le *market response* (hypothèse très optimiste), cela signifie qu'un volume énorme de « nouveau » *market response* serait nécessaire pour répondre au critère de sécurité d'approvisionnement. En effet, en considérant un « gap » de 2 à 4GW, un volume de *market response* de 3,3 à 6,7 GW serait nécessaire, en plus des 2GW (*market response shedding & shifting*) déjà considéré dans le scénario proposé dans le cadre de la consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-2026. Un volume total de *market response* (capacités existantes/prévues et nouvelles) compris entre 5 et 9 GW, soit quasiment la moitié voire les trois quarts de la consommation de pointe belge, n'est manifestement pas réaliste. Ce point avait déjà été formulé dans le cadre de la réponse d'Elia à la consultation publique de la CREG sur le projet de note (Z)2024.

Vu les limitations liées aux caractéristiques techniques du *market reponse* et le risque pour les autres technologies de ne pas être en mesure de participer au CRM, Elia estime que le risque pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est élevé du fait de l'impossibilité de contracter le volume nécessaire en nouvelle capacité. De ce fait, les conditions mentionnées dans le point 76 du projet de proposition de la CREG sont rencontrées et le *market response* devrait être écarté de la liste des technologies éligibles pour la détermination de la technologie de référence.

A nouveau, ce choix ne remet pas en question la participation du *market response* au CRM. L'écartement du *market response* de la liste des technologies éligibles n'a pas d'impact quant à sa participation aux enchères mêmes. Son écartement permettrait, selon Elia, l'accès au CRM à un plus grand nombre de technologies afin que le potentiel de nouvelles capacités dans le marché soit suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La concurrence entre ces technologies va finalement déterminer le mix final retenu.

De plus, il est à noter que l'étude Fichtner réalisée conjointement par la CREG et Elia excluait le *market response* comme technologie de référence de par son caractère hétérogène. Les acteurs du marché ont également souligné la difficulté d'estimation homogène des coûts.

Le *market response* peut (et doit) faire partie de la solution mais ne peut raisonnablement pas être à lui-seul la solution.

L'utilisation d'une technologie pour laquelle le potentiel est « illimité » serait plus appropriée pour la calibration de la courbe de la demande, de manière similaire à ce qui est réalisé dans d'autres CRM, comme cela sera mis en évidence dans le point qui suit.

Un benchmark avec d'autres pays disposant d'un CRM montre que le prix maximal obtenu serait significativement inférieur.

Afin d'effectuer cette comparaison, deux paramètres seront pris en considération : la détermination du prix maximal au niveau du design de la courbe de la demande et le dernier prix obtenu à l'issue des enchères du CRM[3,4]. Les valeurs sont reprises au Tableau 3.

Country	Auction	Prix maximal [€/kW/y]	Clearing Price [€/kW/y]
Ireland	2023-24 Y-4	138.45 (1,5 x net-CONE)	46.15
Italy	2022-23 Y-4	75	75
UK	2023-24 Y-4	~83 (1,5 x net-CONE)	~18
Poland	2024-25 Y-5	~100 (1,5 x net-CONE)	59.7

Tableau 3 : Benchmark par rapport aux CRM existants à l'étranger

Au vu des valeurs fixées pour le prix maximal dans les enchères des CRM à l'étranger et les valeurs des prix obtenus à l'issue des enchères, une valeur de prix maximal à ~12€/kW/an basée sur le *market response* est une estimation trop faible pour attirer le volume nécessaire en nouvelle capacité.

En conclusion, sans remettre en cause la pertinence du *market response* pour répondre aux besoins de sécurité d'approvisionnement de la Belgique, cette catégorie devrait être écartée de la liste des technologies car elle ne permet pas de garantir le principe de neutralité technologique et induit un risque pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Les conditions mentionnées par la CREG dans le point 76 de sa proposition sont en effet remplies pour l'écarter.

[3] BloombergNEF

[4] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/865480/Open_letter_from_BEIS_to_National_Grid__February_2020.pdf

1.2. Détermination du facteur de correction X

Le second élément clé selon Elia est lié au facteur de correction X proposé par la CREG. Un facteur de correction X de 1,1 est proposé, ce qui induit une courbe de la demande très inélastique et un prix maximum très bas, notamment par rapport aux autres pays où un CRM est implémenté, pour lesquels ce facteur est en général plutôt de l'ordre de 1,5 à 2.

Comme mentionné dans la section 2.1, un facteur de correction X bas combiné avec un net-CONE déterminé sur base du « missing money » du *market response*, exclu une grande partie des nouvelles technologies qui pourraient participer à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

Sur base de l'article 10, §9 de la proposition d'arrêté royal, la valeur du facteur de correction X « *tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage* ». Elia est d'avis que le facteur de correction X ne doit pas seulement prendre en compte la variabilité des différents paramètres pour chaque technologie mais également la variabilité inter-technologie afin de déterminer, in fine, une valeur unique.

En appliquant ce principe sur base des valeurs fournies au point (74) de la proposition de la CREG, un facteur de correction X pourrait être défini en prenant le rapport entre le net-CONE moyen pour l'ensemble des technologies éligibles proposées par la CREG et le net-CONE de la technologie avec le «missing money» le plus bas, qui sera utilisé pour calibrer le point B de la courbe de la demande. Cet exercice est illustré à la Figure 3.

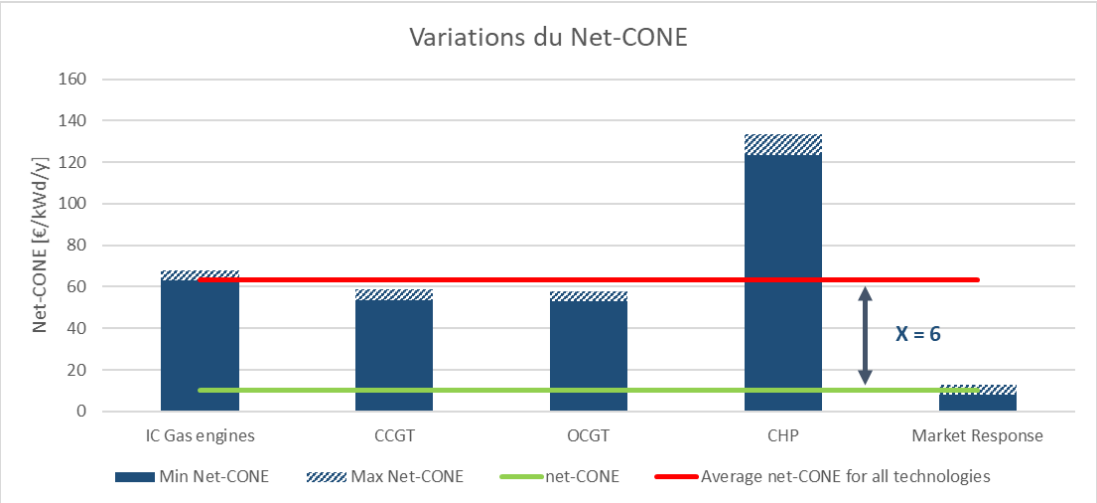

Figure 3 : Détermination du facteur de correction X

En prenant en compte cette méthodologie alternative, le facteur de correction X serait égal à 6. Cette valeur est nettement trop élevée par rapport à ce qui est requis mais elle traduit, à nouveau, le fait que l'utilisation du *market response* comme technologie de référence fixe une référence trop basse par rapport à l'ensemble des technologies éligibles proposées par la CREG qui pourraient participer au CRM en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Une valeur de net-CONE associée à un facteur de correction X très élevé induira une courbe de la demande avec une très forte pente car le volume maximum au prix maximum, correspondant à l'abscisse du point A, devra être calibré avec un critère de sécurité d'approvisionnement multiplié par le facteur de correction X, soit 18h (6 x 3h) de LOLE si on considère le critère de sécurité d'approvisionnement actuellement défini dans la loi. Outre les difficultés liées à la calibration d'un scénario à ce critère extrême, cela signifie que la courbe de la demande a de fortes chances d'être calibrée de telle sorte que la capacité dont le « missing money » est important ne soit pas en mesure de participer aux enchère à cause du caractère extrêmement élastique de la courbe de la demande, ce qui induirait, à nouveau, un risque pour la sécurité d'approvisionnement.

En conclusion, le facteur de correction X devrait être déterminé sur base d'une analyse globale de la liste des technologies éligibles et d'une valeur de net-CONE permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Sur base des design mis en place dans d'autres pays, un facteur de correction X dont la valeur se situerait autour de 1,5 est plus approprié.

1.3. Autres remarques sur la proposition de la CREG

- Elia n'a pas d'objection par rapport à la valeur de WACC proposée par la CREG. Elia rappelle en effet que la valeur de WACC de 7,5% est utilisée dans l'étude Adequacy & Flexibility publiée en juin 2019 lorsque les investissements sont réalisés dans un design de marché pour lesquels les revenus sont davantage prévisible et stable, comme par exemple dans le cas d'un marché de l'énergie couplé à un CRM.

- Elia estime que le facteur de réduction associé au *market response* (60%) est trop élevé par rapport aux estimations réalisées à la Figure 4-5 de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia publiée en juin 2019.

  Vu que les facteurs de réduction seront déterminés ultérieurement, Elia est d'avis que les valeurs présentées dans ce rapport sont la meilleure estimation disponible à ce jour. En effet, préalablement à la réception de cette proposition, la CREG avait elle-même utilisé une valeur de 40%, correspondant à la valeur moyenne de la fourchette fournie dans l'étude. À ce stade, cette valeur reste selon Elia la plus adéquate à prendre en compte dans le cadre de cette exercice.

- Elia prend note de l'argumentaire de la CREG concernant les valeurs prises en compte pour le CAPEX, à savoir la valeur moyenne du tableau 2-63 de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia de juin 2019, à l'exception des CHP. Par contre, Elia ne comprend pas la raison pour laquelle la CREG prend en compte les valeurs minimales pour les coûts fixes d'exploitation et de maintenance (FOM) et pas également les valeurs moyennes afin de garantir la cohérence de l'ensemble des données sélectionnées.

2. Suggestions concrètes de valeurs intermédiaires

Au regard des éléments présentés au §1, Elia formule des suggestions concrètes de valeurs à proposer (et à adopter ultérieurement), basée sur les mêmes données d'entrée que celles utilisées dans la note (PRD)2086 de la CREG.

2.1. Liste des technologies éligibles

Elia propose, en application de l'article 10, §4, première étape de la proposition d'arrêté royal, de prendre en compte l'ensemble des technologies éligibles mentionnées dans la note de la CREG, à l'exception du *market response* car cette technologie présente un risque élevé de ne pas pouvoir garantir le principe de neutralité technologique ainsi que la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, ce qui serait contraire à l'objectif du CRM.

Sur cette base, cette liste doit prendre en compte les *CCGT*, les *IC gas engine*, les *OCGT* et les *CHP*.

2.2. Détermination du CONE par technologie

Concernant le CONE des différentes technologies, Elia propose, en application de l'article 10, §4, seconde étape de la proposition d'arrêté royal, de prendre les mêmes hypothèses concernant les valeurs de CAPEX, de FOM, de durée de vie économique, de facteur de réduction et de WACC (7,5%) que celles mentionnées dans la note (PRD)2086.

Les données concernant le coût brut d'un nouvel entrant sont reprises au Tableau 4.

Technologies	CAPEX [€/kW/y]	FOM [€/kW/y]	Investment economic lifetime [years]	CONE [€/kW/y]	DRF [%]	Derated CONE CREG [€/kW$_d$/y]
IC Gas engines	500	10	15	66.6	92%	72
CCGT	750	15	20	88.6	91%	97
OCGT	500	5	20	54.0	88%	62
CHP	750	50	20	123.6	94%	132

Tableau 4: Proposition d'Elia - Paramètres pour la détermination du derated CONE.

2.3. Détermination du facteur de correction X

Pour la détermination du facteur de correction X, Elia propose, en application de l'article 10, §9 de la proposition d'arrêté royal, de prendre en compte les incertitudes liées :

1. Au choix de la technologie de référence qui fixera la valeur du coût net d'un nouvel entrant ;
2. A la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant ;
3. A la variabilité des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie et des revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

Par rapport au premier critère, Elia considère l'ensemble des technologies reprises dans la liste des technologies éligibles de la CREG, à l'exception du *market response* pour les raisons évoquées précédemment.

Par rapport au deuxième critère, Elia estime qu'il y a une incertitude quant à la valeur des coûts fixes d'exploitation et de maintenance (FOM) et propose dès lors de prendre également en compte, pour la détermination du facteur de correction X, la valeur moyenne des FOM mentionnées dans le tableau 2-63 de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia de juin 2019.

Par rapport au troisième critère, Elia propose d'utiliser les valeurs de revenus proposées au Tableau 2[5].

L'ensemble de ces paramètres d'entrée pour la détermination du facteur de correction X est présenté au Tableau 5.

Technologies	Derated CONE CREG [€/kW$_d$/y]		Market Revenues [€/kW$_d$/y]		Ancillary services revenues [€/kW$_d$/y]	
	LOW	HIGH	LOW	HIGH	LOW	HIGH
IC Gas engines	72	80	0	0	3	4
CCGT	97	104	20	50	0	0
OCGT	62	66	0.5	5	0	0
CHP	132	143	20	50	0	0

Tableau 5: Paramètres d'entrée pour la détermination du facteur de correction X.

[5] Vu l'absence de données concernant les CHP, les mêmes valeurs que pour la catégorie CCGT seront prises en considération, de manière conservative.

Sur base de ces données, les valeurs de « missing money » pour chaque technologie de la liste des technologies éligibles peuvent être déterminés avec une certaine variation, conformément à l'article 10, §3 de la proposition d'arrêté royal. Ceci est illustré à la Figure 4. L'incertitude est déterminée en considérant, pour chaque technologie, une valeur haute de net-CONE basée sur un CONE élevé et de faibles revenues et une valeur basse de net-CONE basée sur un CONE bas et des revenus élevés.

Figure 4: "Missing Money" pour le calcul du facteur de correction X

Le facteur de correction X peut alors être défini, de manière similaire au §1.2, comme le rapport entre le « missing money » moyen de toutes les technologies et le « missing money » le plus bas qui correspondrait au coût net d'un nouvel entrant, tel que défini dans l'article 10 de la proposition d'arrêté royal, et serait utilisé pour calibrer le point B de la courbe de la demande. En appliquant cette méthodologie, un facteur de correction X égal à 1,6 est obtenu (Figure 5).

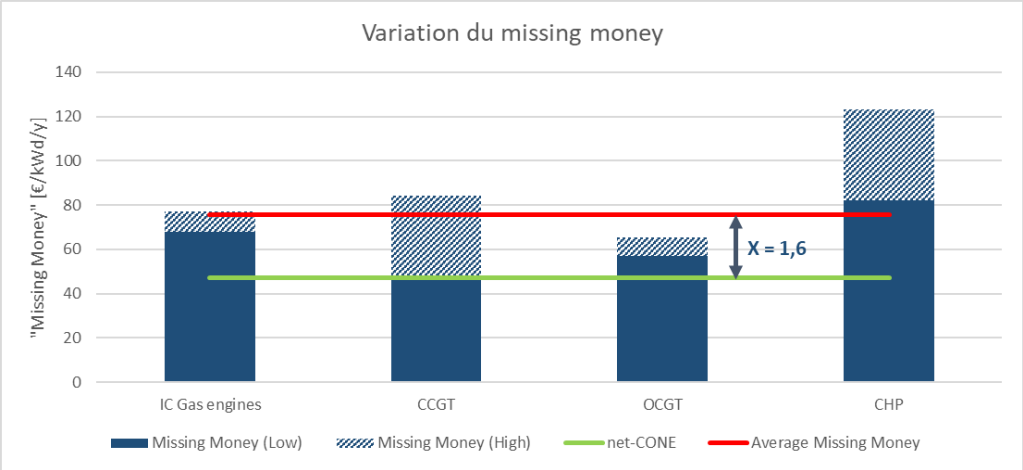

Figure 5: Variation du "missing money" pour la détermination du facteur de correction X.

Ce facteur de correction X, sur base de l'estimation d'un net-CONE de 47 €/kW$_d$/y, conduit à un prix maximum de 75,5 €/kW$_d$/y. De ce fait, cette estimation est plus en ligne que la valeur de ~12 €/kW$_d$/y qui résulte de la proposition de la CREG, avec la « *Résolution demandant au Gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia* », approuvée le 1er juillet 2020[6] par la Commission Climat de la Chambre, mentionne au §6, c. « *[le Parlement] invite le gouvernement à veiller à ce que le projet de CRM devant être mis en place (…) veille à ce que la limite de prix pour les contrats pluriannuels découle d'une méthodologie adéquate et encourage la fourniture des technologies les plus rentables. Cette limite de prix ne pourra pas dépasser 75 euros$_{2020}$ par kW, sauf s'il peut être démontré, après consultation de la Chambre des représentants, qu'une limite de prix plus élevée est inévitable dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement* ».

Si les CHP sont considérées comme ayant une faible probabilité d'être sélectionnées comme technologie de référence pour fixer la valeur du coût net d'un nouvel entrant vu la valeur élevée obtenue pour le calcul de son *derated* CONE (Tableau 4) et elles pourraient, de ce fait, être écartées de la liste des technologies éligibles pour la fixation du facteur de correction X. Dès lors, les technologies éligibles prises en considération pour la détermination du facteur de correction X seraient uniquement les CCGT, les OCGT et les moteurs à gaz. En appliquant cette méthodologie, un facteur de correction X égal à 1,4 serait obtenu.

Un facteur de correction situé entre 1,4 et 1,6 est également davantage en ligne avec les valeurs utilisées dans les CRM mis en place à l'étranger et dont les valeurs sont reprises au Tableau 3.

[6] https://www.dekamer.be/FLWB/PDF/55/1220/55K1220004.pdf

3. Conclusion

Elia demande à la CREG de prendre en compte les remarques, les justifications et les valeurs modifiées telles que mentionnées dans la présente contribution. En particulier, au travers de cette contribution, Elia soutient l'ouverture créée par la CREG d'exclure le *market response* de la liste des technologies éligibles pour déterminer le CONE, vu qu'aujourd'hui déjà, les conditions mentionnées dans la proposition de décision de la CREG (point 76) sont rencontrées.

Concrètement, la recommandation d'Elia est d'adopter les valeurs intermédiaires suivantes :

- WACC = 7,5%
- Liste des technologies éligible et *derated* CONE :
  - IC Gas Engine – 72 €/kW$_d$/year
  - CCGT – 97 €/kW$_d$/year
  - OCGT – 62 €/kW$_d$/year
  - CHP – 132 €/kW$_d$/year
- Facteur de correction X = 1,6

En synthèse, Elia ne propose que deux modifications par rapport à la proposition de la CREG: l'exclusion du *market response* de la liste des technologies éligibles et l'augmentation du facteur de correction X. Pour le reste, Elia souscrit à la proposition de la CREG.

De cette manière, toutes les technologies proposées peuvent réalistement participer au CRM (*OCGT*, *CCGT*, *market response*, *CHP*, *IC gas engines*, etc.), d'une manière similaire à ce qui se fait dans d'autres CRMs, afin d'assurer la possibilité d'attirer les capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays.