

Avis final du SPF Economie - Direction générale de l'énergie sur la proposition 2064 de la CREG relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité

17 avril 2020

Tables des matières

1. Contexte	3
2. Analyse de la proposition CREG	3
2.1. Chapitre 1 de la proposition finale	4
2.2. Chapitre 2 de la proposition finale	4
2.3. Chapitre 3 de la proposition finale	6
2.4. Chapitre 4 de la proposition finale	6
2.5. Chapitre 5 de la proposition finale	9
2.5.1 Argumentaires PwC.....	10
2.5.2. Argumentaires FEBEG.....	12
2.5.3. Argumentaire de Centrica.....	15
2.6. Conclusion	15
3. Méthode adaptée de calcul des paramètres pour déterminer la quantité de capacité achetée 15	
3.1. Consultation	15
3.2. La méthode adaptée.....	16

Avis final du SPF Economie - Direction générale de l'énergie sur la proposition 2064 de la CREG relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité

1. Contexte

La loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant sur la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacités (ci-après la «loi CRM») prévoit dans son article 7undecies §2 que le gestionnaire de réseau établit des rapports annuels avec un calcul du volume nécessaire et avec une proposition de paramètres d'enchères « sur la base d'une méthode fixée par le Roi, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché et après avis de la commission »

Cependant, le Règlement Électricité 2019/943, en application depuis le 1er janvier 2020, stipule que l'État membre approuve « les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité » sur la base d'une proposition du régulateur.

Le Comité de suivi CRM (Direction générale de l'Énergie, CREG, Elia et Cabinet de la Ministre de l'Énergie) a dès lors décidé en 2019 déjà que ce n'est pas Elia, tel que défini par la loi CRM, mais la CREG, tel que défini par le Règlement Électricité, qui élaborerait une méthode pour déterminer les paramètres de volume.

La Ministre et la DG Énergie ont reçu de la CREG le 18 mars 2020 la proposition de projet 2064 pour déterminer les paramètres de volume, suivie par une proposition finale le 24 mars 2020. La proposition de projet se base en grande partie sur la note (Z)2024 de la CREG qui a été transmise le 20 décembre 2019 à la Ministre.

La CREG a organisé une consultation publique sur cette note (Z)2024 du 22 novembre 2019 au 6 décembre 2019 inclus. Du 13 au 20 mars 2020 inclus, la CREG a organisé une consultation publique concernant les chapitres 4 et 5 de sa proposition de projet sur les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité. Les résultats de cette deuxième consultation ont été envoyés à Madame la Ministre de l'Énergie ainsi qu'à la DG Energie du SPF Economie le 24.03.2020 ; ils seront publiés ultérieurement sur le site de la CREG.

La DG Energie a transmis le 1er avril un avis sur la proposition de la CREG à la Ministre. Le présent document est une actualisation de cet avis, tenant compte des résultats de la consultation publique que la DG Energie a menée du 23 au 27 avril 2020 sur l'avant-projet d'arrêté royal.

2. Analyse de la proposition CREG

La proposition finale de la CREG comprend 5 chapitres. Seul le chapitre 5 contient la méthodologie relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité et reprend en grande partie les principes et la méthodologie déjà proposés dans la note (Z) 2024. Les nouveaux chapitres 3 et 4 traitent des autres étapes préliminaires du processus de détermination des paramètres. La DG Energie ne comprend pas cet ajout et le considère comme hors du pouvoir de proposition de la CREG et hors du contexte de la demande de la Ministre du 19.02.2020¹ visant à proposer une méthodologie de calcul de volume.

¹Extrait de la lettre de la Ministre « Suite à la note (Z)2024 que vous m'avez transmise le 20 décembre 2019 concernant les paramètres de détermination du volume pour le CRM, et vu l'entrée en vigueur du Clean Energy Package (en particulier le Règlement 2019/943, art 25.4) au 01.01.2020, pouvez-vous me fournir, ainsi qu'à mon Administration, une proposition de méthodologie de calcul de volume ? »

2.1. Chapitre 1 de la proposition finale

Les trois premiers chapitres de la proposition décrivent le contexte de la proposition et ne nécessitent aucune analyse supplémentaire. En ce qui concerne le chapitre 1 de la proposition, qui traite du cadre juridique, le SPF Economie regrette que la CREG, en sélectionnant la législation et les passages pertinents, ait supprimé un passage très important de la loi CRM (Loi CRM article 7undecies, § 2 - partie soulignée omise par la CREG):

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des rapports et des avis visés aux alinéas 1er et 4, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 3, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an, augmentée de la marge d'incertitude prévue dans le calcul du volume initial effectué par le gestionnaire du réseau dans le rapport visé au 1° de l'alinéa 1er. »

Cette partie soulignée est cependant essentielle car elle stipule que le Ministre doit pouvoir donner une instruction pour organiser des enchères avec des paramètres garantissant d'assurer la sécurité d'approvisionnement. La DG Energie ne comprend pas comment la CREG a pu déterminer la méthode de fixation des paramètres de la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité sans tenir compte de cet objectif. La non prise en compte de cet objectif explique certainement beaucoup des commentaires suivants.

2.2. Chapitre 2 de la proposition finale

Le chapitre 2 concerne la consultation des parties prenantes, c'est-à-dire :

ELIA, FEBEG, FEBELIEC, RENT-A-Port et D. Woitrin

1) Différentes remarques importantes d'ELIA sur la proposition de la CREG concernent :

“Elia believes the methodology to be proposed by the CREG should focus on the determination of the volume ('demand curve') to be contracted in the framework of the CRM. Elia would also like to remind the CREG that the 'need for a CRM' and the 'CRM calibration' are two different aspects. As the 'CRM need' is demonstrated, and once the mechanism is approved by the European Commission, this mechanism will be in place for the duration for which the approval is granted. For each auction, different 'calibration parameters' need to be calculated. One of them is the 'demand curve' and the associated volume to be procured in each auction. Those parameters will be calculated using specific calculations and reports.”

Par ailleurs, ELIA fait référence à la « Contribution d'Elia à la consultation publique concernant le projet de note (Z)2024 de la CREG relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité. » de laquelle, des remarques importantes ne sont pas prises en compte dans la proposition finale de la CREG et peu argumentées dans son rapport de consultation. Citons à titre d'exemples :

“CREG's draft note in using 'near-scarcity hours' in an Energy-Only Market (EOM) scenario might by definition underestimate the target volume to be contracted and is not consistent with the overall CRM goal and other parts of the CRM design as envisaged by the legislator.”

“The upward balancing reserve capacity requirements should be taken into account for calculating the target volume for the CRM.”

“CREG’s approach is a novelty with regards to what is done in other CRMs in which the objective of ensuring adequacy is reached via constructing demand curves around a ‘target capacity’ instead of via a pre-defined budget.”

“More specifically for Belgium, there is new capacity needed in order to meet the defined reliability standard. This need is not decreasing in the long run as confirmed by different studies.”

“The missing money of new capacity (i.e. of the best new entrant technology) is defined by the Net-CONE (fixed costs reduced by the expected market revenues). A well designed ‘demand curve’ should ensure that the point defined by the ‘target volume’ and the Net-CONE can be reached.”

“The ‘budget approach’ from the CREG leads to a capacity value [€/kW] which is lower than the expected range for Net-CONE. This would lead - by definition - to underprocurement of capacity and hence would fail in meeting the reliability standard for Belgium’s resource adequacy.”

“CREG proposes to choose the scenario or sensitivity giving the lowest capacity requirements as basis for the calculations.” et “The final scenario choice should be left to the Belgian authorities responsible for the security of supply of the country after public consultation of the scenario parameters”.

2) Différentes remarques importantes de la FEBEG sur la proposition de la CREG sont préoccupantes :

En ce qui concerne la première partie, la FEBEG indique que « Considering that the Belgian state is ultimately responsible for the Security of Supply we consider that FPS Economy’s position should be adopted in the methodology to apply for adequacy studies awaiting the finalization of the European methodologies.»

De manière générale, « FEBEG believes the current CREG proposal should be fundamentally reviewed ». En ce qui concerne les cinq principes de la CREG (cf analyse du chapitre 5 de la proposition de la CREG, ci-dessous), la FEBEG les argumente point par point, demandant de changer globalement la méthode proposée.

Dans la mesure où la FEBEG est la fédération des entreprises électriques et gazières du pays et que ce sont des acteurs incontournables pour participer aux différentes enchères du CRM afin d’assurer la sécurité d’approvisionnement du pays, leur adhésion au processus du CRM - au moins partielle - doit être assurée pour que le mécanisme envisagé porte ses fruits et atteigne ses objectifs.

La CREG répond en quelques lignes à la réponse de consultation de FEBEG et balaie les arguments d’un revers de la main (il est impossible de satisfaire tout le monde), sans réponse point par point aux différentes préoccupations.

3) Les remarques de M. Woitrin, ingénieur civil expert reconnu en électricité en Belgique et ancien directeur de la CREG vont également dans le même sens :

Citons les conclusions de son rapport, « Ce projet de note (PRD)2024 peu amendée depuis sa première version, doit donc être revu fondamentalement. Sans quoi, elle risque de devenir/rester inutile. »

« L’urgence est maintenant de finaliser le dossier officiel avec la Ministre et le faire approuver au plus tôt par la nouvelle Commission Européenne avec le maximum de chances de succès. Les mois sont comptés. Ceci devrait permettre la mise en oeuvre du CRM belge dans les meilleurs délais et par là, garantir notre sécurité d’approvisionnement après la fermeture des centrales nucléaires en 2025. »)

4) En revanche, les commentaires de FEBELIEC et de Rent-a-Port sont positifs ; ils soutiennent la proposition de la CREG.

2.3. Chapitre 3 de la proposition finale

Au chapitre 3, la CREG donne un aperçu des différentes étapes nécessaires entre l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité et la détermination des paramètres du volume à acheter lors d'une enchère CRM et cadre la proposition dans ce processus.

2.4. Chapitre 4 de la proposition finale

Ce chapitre concerne la méthodologie de détermination du volume nécessaire et de détermination des données de base, même, si ce chapitre dans les faits développe plutôt la phase précédant la détermination des paramètres. En effet, la CREG demande, dans ce chapitre, qu'une nouvelle évaluation du besoin soit réalisée. La DG Energie rejette une nouvelle fois cette demande et confirme, sur base des éléments ci-dessous, le besoin en un mécanisme pour combler le GAP.

Selon la CREG, il faut évaluer l'adéquation des ressources et identifier un éventuel problème de sécurité d'approvisionnement sur la base de simulations de différents scénarios. Selon la CREG, cette évaluation doit correspondre méthodologiquement à l'évaluation nationale de l'adéquation effectuée conformément à l'article 24 du règlement Electricité. La CREG est d'avis qu'il est important de procéder à une nouvelle évaluation pour diverses raisons après l'approbation par la Commission européenne du mécanisme belge de rémunération de la capacité mais avant l'instruction d'organiser la première enchère. En l'absence d'une méthodologie européenne approuvée et publiée, la CREG propose de baser la méthodologie sur la méthodologie utilisée par Elia dans son étude de juin 2019 « Adequacy and flexibility for Belgium 2020-2030 »⁸, complétée et tenant compte des commentaires formulés par la CREG dans son étude n° 1957 .

Le débat sur le besoin effectif de mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération avait déjà été ré-ouvert en juillet 2019 ; c'est pourquoi la Ministre de l'Énergie avait chargé la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan d'analyser les remarques soulevées par la CREG dans son étude 1957 et de statuer clairement et rapidement sur l'existence – ou non – d'un besoin de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La note <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf> de la DG Energie confirmait bien le besoin. Cette note avait ensuite été envoyée par la Ministre à la Commission européenne, le 4 octobre 2019. Les différents commentaires et demandes d'adaptations émis par la CREG y avaient été argumentées l'un après l'autre. La DG Energie concluait que « Sur la base de la littérature évoquée ci-avant indiquant un besoin de hauteur similaire à celui repris par le GRT (universités, organismes indépendants, etc) », elle confirmait sur base de l'étude « Adequacy and flexibility for Belgium 2020-2030 » qu' « il existe bien un besoin en nouvelles capacités en 2025 et que le seul “energy only market” ne pourra pas attirer les investissements dans les capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. »

Par la suite, la CREG a procédé dans sa note (Z)2050 à des analyses complémentaires de la méthodologie utilisée par Elia et demandait par ailleurs que :

- Le test de viabilité économique doit être effectué pour chacune des simulations pour lesquelles une simulation d'adéquation a été effectuée.

- L'utilisation des années climatiques historiques (actuellement 33 hivers climatiques par Elia de 1982 à 2015) devrait prendre en compte les effets du changement climatique.

La DG Energie a élaboré l'argumentaire suivant par rapport à la note CREG (Z) 2050 et en particulier à ces deux points :

Premièrement,

La DG Energie du SPF Economie ne souhaite pas rouvrir ce débat auquel elle a déjà apporté réponse en concluant en ces termes dans sa note du 02/10/2019² : « En conclusion, la DG Energie du SPF Economie reconnaît la pertinence et la nécessité de l'introduction d'un modèle d'investissement dans les études d'adéquation, comme le stipule l'art 23 de l'Electricity Regulation. Néanmoins, les récentes discussions qui ont eu lieu, tant au niveau national qu'au niveau européen, démontrent que l'exercice est complexe. Ceci s'explique par la multitude d'éléments qui guident les choix des investisseurs mais aussi par les spécificités liées au marché de l'électricité qui rendent les théories économiques difficilement applicables. La DG Energie du SPF Economie constate qu'il n'existe, à ce jour, aucune méthodologie consensuelle, permettant de faire du modèle d'investissement un outil d'aide à la décision. Par conséquent, la DG Energie ne peut évaluer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, que sur la base des résultats issus des modèles d'adéquation présentés dans les différentes études dont il est fait état en début d'exposé ».

Ces développements s'appuient également sur la note du Bureau Fédéral du Plan annexe à la note <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf> : « *Analysis of the CREG comments on the Elia A&F study* », September 2019, Danielle Devogelaer, dd@plan.be: « *The point to at least look at the average instead of the P50 can be a valuable suggestion. In cases of risk averse behaviour it indeed can be a strategy of generators (suppliers) to rather opt for the median (mean (average)), although there are actors that state that they do not look at neither the median, nor the mean, but are asked to, amongst a variety of scenarios, choose "the most likely one". The point is: the decision to invest in power production capacity is an individual decision of the market actor which is based, amongst other things, on their own profit prospects. Consulting the financial sector on this point might be revealing.* »

La DG Energie du SPF Economie constate cependant que malgré les critiques adressées au modèle d'investissement par le Régulateur, malgré le fait que les améliorations avancées par ce dernier ne sont pas toutes recevables (prises en compte des revenus hors marché pour les CHP, pris en compte du seul Pmoyen), et malgré le fait qu'il n'est fait d'aucune mention aux hypothèses de l'étude d'Elia qui pourraient contrebalancer les résultats avancés par la CREG (cfr 2.3.3 de la note du BFP³ qui considère que la demande totale de 88,8 TWh en 2030 prise en compte dans l'étude du GRT est « humble » par rapport aux hypothèses prises dans d'autres études similaires), la CREG se base malgré tout sur les résultats issus du modèle d'investissement de l'étude d'Elia pour affirmer que la sévérité du manque d'énergie diminue après 2025.

Deuxièmement,

« La DG Energie du SPF Economie reconnaît que les observations de la CREG concernant la répartition des heures de LOLE en fonction des années climatiques étudiées sont tout à fait intéressantes. L'impact devra être analysé et éventuellement pris en compte lors de la prochaine étude.

Si la prise en compte du changement climatique dans des études d'adéquation à long terme semble nécessaire, il n'en demeure pas moins un exercice complexe. En effet, à en croire la littérature, nombreuses sont les incertitudes sur les effets potentiels de ce changement climatique tant au niveau belge qu'au niveau européen. Aujourd'hui, on s'accorde pour dire que les effets affecteront⁴ :

- la demande d'électricité suite à l'augmentation des températures provoquant un effet inverse en fonction des saisons : en règle générale, des étés plus chauds entraînent une augmentation de la

² <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

⁴ Golombek, Kittelsen, Haddeland ; « Climate change : impacts on electricity market in Western Europe », 2012

demande des systèmes de refroidissements électriques, tandis que des températures plus élevées en hiver réduisent la demande de chauffage électrique ;

- la production hydroélectrique suite à une modification des précipitations et des températures : à la fois l'afflux annuel et la répartition de l'afflux entre l'été et l'hiver vont changer. Ces changements auront un impact sur la production d'hydroélectricité ainsi que sur l'investissement dans les réservoirs, et donc sur la quantité d'eau transférée entre les saisons ;
- l'efficacité annuelle moyenne des centrales pour la production thermiques qui aura tendance à diminuer : ces technologies utilisent de l'eau pour refroidir les équipements techniques, et donc des températures d'eau plus élevées (suite à une augmentation des températures de l'air), réduiront l'efficacité énergétique - c'est ce qu'on appelle l'effet Carnot (Carnot et al. 1890).

L'article de Golombek démontre la complexité de la prise en compte des effets du changement climatique sur le marché de l'électricité: *"Whereas the summer cooling effect suggests an increase in electricity demand, the summer inflow effect (less applicable precipitation in most countries) and the lower thermal efficiency effect have the opposite impact on electricity supply. All three effects put, however, upward pressure on summer electricity prices. Similarly, the winter demand effect (less heating) and the thermal efficiency effect tend to decrease winter production, whereas the inflow winter effect (more usable precipitation) has the opposite effect. The plant efficiency effect should imply higher winter prices, while lower winter prices should follow from reduced winter demand and increased winter inflow."*

Au vu des éléments avancés, la DG Energie du SPF Economie insiste sur le fait que le changement climatique ne se matérialisera pas seulement par une diminution des vagues de froid en hiver comme le fait entendre les derniers articles de presse⁵.

La DG Energie du SPF Economie souhaite, à ce stade, rappeler quelques éléments qui lui semblent importants concernant la prise en compte des années 1984-1985 et 1986-1987 dans les études d'adéquation d'Elia :

- la base de donnée utilisée dans le cadre de l'étude Adequacy&Flexibility d'Elia est la *Pan European Climate Database* (PECD). L'utilisation de cette base de données permet d'assurer une certaine consistance avec les autres études européennes (notamment la *Mid-term Adequacy Forecast*). La PECD a été développée par ENTSO-E, en collaboration avec la DTU university du Danemark. Remettre en cause l'utilisation et/ou la pondération de certaines années climatiques revient à mettre en cause les résultats de toutes les précédentes études d'adéquation du GRT et d'ENTSO-E qui ont fait appel à cette base de données ;
- Elia a utilisé le même modèle qu' ENTSO-E dans la *MAF study*. Il s'agit du modèle TRAPUNTA⁶. Celui-ci permet de créer des profils de demande horaires pour toute l'Europe. On peut lire dans l'étude de juin 2019 et dans la MAF 2019 que *"TRAPUNTA allows to easily perform electric load prediction starting from data analysis of historical time series (electric load, temperature, climatic variables and other). TRAPUNTA adjusts load time series using TSOs bottom-up scenarios that reflect future evolution of the market (e.g., penetration of heat pump, electric vehicles, batteries). The forecast model reads a diverse set of data sources (historical load profiles, temperature time series, heat pumps, electric vehicles, etc.) and can provide multi-year demand forecasts in hourly resolution. TRAPUNTA is a fundamental input to European adequacy studies performed by ENTSO-E. With regard to the past modeling approach, its utilization brings several advantages as (...) better treatment of historical profiles used in the forecasting process (correction of holiday periods, exceptional events, etc.)";*

⁵<https://www.lesoir.be/274947/article/2020-01-23/la-creg-pense-quil-faut-moins-de-capacite-en-raison-dhivers-plus-clements-2>

⁶ Temperature REgression and IoAd Projection with UNcertainty Analysis

- l'art. 7bis de Loi Electricité prescrit l'utilisation du LOLE et du LOLE95, en l'absence d'autres normes. Le LOLE95 est défini comme étant « *un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement exceptionnelle* ». Au vu de cette définition, il semblerait que la prise en compte d'années climatiques statistiquement exceptionnelles soit nécessaire ;
- des mesures de lutte contre le changement climatique sont en cours à travers toute l'Europe.

Par ailleurs, le DG Energie note que dans la note « *Reactie op consultatie "Capaciteitsvergoedingsmechanisme : parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald* » », ODE est sur la même longueur d'onde que la DG Energie⁷.

En conséquence de tous les éléments avancés, la DG Energie du SPF Economie rejoint la CREG lorsque celle-ci soutient une meilleure prise en compte des années climatiques historiques afin de refléter le mieux possible les effets potentiels du changement climatique sur l'adéquation du système électrique belge ; ceci sera fait dès que des éléments scientifiques seront disponibles. Néanmoins, la DG Energie du SPF Economie insiste sur le fait que ceci ne remet pas en cause les résultats de l'étude Adequacy&Flexibility d'Elia, ni les études MAF d'ENTSO-E et les décisions qui ont fait suite à ces résultats.»

Que la CREG se rassure, des méthodologies européennes sont en cours de développement. Aussi, la DG Energie du SPF Economie s'étonne d'un tel acharnement de la part du régulateur sachant que la majorité des points avancés jusqu'à présent dans la note 2050 ont déjà fait l'objet de discussions et de réponses de la part de la DG Energie du SPF Economie, acteur responsable de la sécurité d'approvisionnement du pays (cfr note d'octobre 2019).

2.5. Chapitre 5 de la proposition finale

Ce chapitre décrit la méthodologie visant à déterminer les paramètres pour le volume à acheter. Selon la CREG, cinq principes doivent être respectés par les paramètres qui déterminent le volume des achats :

1. L'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité permet de respecter la ou les normes de fiabilité, au coût le plus bas possible et à un coût proportionnel
2. La méthodologie permettant de déterminer les paramètres fixant le volume des achats dans le mécanisme de capacité doit être en mesure de traiter efficacement les problèmes de fiabilité croissants et décroissants (adequacy concern)
3. L'enchère de capacité organisée quatre ans à l'avance (enchère T-4) n'est nécessaire que pour pouvoir attirer une capacité avec un temps de préparation plus long (plus d'un an)
4. En raison de la neutralité technologique, il ne peut y avoir aucune discrimination entre les différentes technologies lors de l'enchère de capacité
5. Le mécanisme de rémunération de la capacité ne peut pas conduire à une sur-subvention de la capacité

⁷ "We kijken uit naar de publicatie van de door de CREG gevraagde analyse over klimaatverandering en koude winters. Het is duidelijk dat als klimaatverandering effectief invloed zou hebben op de ernst van toekomstige koude perioden, de bepaling van de klimaatjaren die voor de nationale toereikendheidstoets worden gebruikt, dienovereenkomstig zou kunnen worden aangepast. De instructie om deze aan te passen moeten de nationale autoriteiten geven, na een objectieve beoordeling van een panel van klimaatdeskundigen. Gelukkig is binnen België ruim voldoende internationaal erkende expertise aanwezig."

Ensuite, elle décrit en détail :

- le choix de scénario
- la norme de fiabilité
- la fixation du volume pour l'année de fourniture
- la fixation du volume réservé pour l'enchère T-1
- la méthode d'établissement de la courbe de demande pour les enchères

Différentes analyses appuient notre proposition d'un avant-projet d'arrêté alternatif, conformément à la demande de Madame la Ministre.

2.5.1 Argumentaires PwC

Premièrement, le consultant de la DG Energie du SPF Economie, **PwC**, a rédigé le document suivant :

Extrait de l'« Etude PwC (interne), Observations relatives au document de consultation publique de la CREG (PRD)2024 du 21 novembre 2019⁸ »

Ces principes de la CREG ont été analysés par le consultant de la DG Energie, PwC, qui a émis les remarques suivantes dans une note interne à l'attention du SPF Economie:

La fixation du volume et la répartition entre les enchères T-4 et T-1

1. La CREG préconise de retenir le scénario avec le volume d'enchère total le plus faible afin de fixer le volume à réserver en T-1 (Item n°76). Comme indiqué supra, cette approche consiste à considérer que la situation entre la prévision prenant place l'année précédant l'enchère T-4 et l'année précédente l'enchère T-1 évoluera plus favorablement (i.e. que le volume de capacité initialement estimé nécessaire pour l'année de livraison se réduit au fil des années) que ne le prévoit le scénario central de référence. Dans la mesure où ce scénario de référence doit refléter l'estimation prospective la plus probable de la capacité nécessaire à la satisfaction de la norme de fiabilité, il n'y pas de raison objective de considérer un scénario dans lequel le besoin de capacité pour l'année de livraison serait moindre (ou supérieur d'ailleurs).

2. Le volume estimé nécessaire pour une année de livraison est destiné à tenter de satisfaire la norme de fiabilité pour cette année de livraison et à viser à satisfaire ce même critère sur un grand nombre d'années. Lorsque ce volume estimé anticipativement comprend une part de capacité non disponible (ou du moins non identifiée comme telle) sur le marché, l'analyse conclut que de nouvelles capacités sont nécessaires, ce qui conduit à organiser une enchère dans un délai (enchère T-4) permettant à de telles capacités de se rendre disponibles (construction, mise en service). Lorsque ce besoin de nouvelles capacités est identifié, il résulte du constat un manque de capacités disponibles sur le marché. Sur base de ce constat, il est donc pertinent d'organiser une enchère T-4 pour s'assurer que les capacités nécessaires seront disponibles sur le marché durant l'année de livraison, afin de tenter de satisfaire la norme de fiabilité au cours de cette année notamment. Pour les nouvelles capacités, l'organisation d'enchères peut conduire (en fonction des seuils déterminés par la CREG) à leur octroyer des contrat pluriannuels.

3. La conclusion de contrats pluriannuels peut conduire à une situation sub-optimale s'il apparaît que la norme de fiabilité pourrait être satisfaite sans la contribution des capacités disponibles correspondantes pour une ou plusieurs années de livraison ultérieures à l'année de livraison pour lesquelles elles ont été initialement contractées. Il faut tout d'abord noter que s'agissant d'une estimation anticipative pour une année postérieure à l'année de livraison il est d'autant plus incertain de prévoir l'occurrence d'un tel cas de

⁸ La note complète "Etude PwC (interne), Observations relatives au document de consultation publique de la CREG (PRD)2024 du 21 novembre 2019" peut être remise sur demande explicite, le cas échéant

figure. Ensuite, si cette contractualisation pluriannuelle de capacité dans le cadre des enchères résulte de l'analyse objective et du scénario de référence en découlant, elle reflète une contrainte inévitable au respect de la norme de fiabilité. En effet, la satisfaction de cette norme de fiabilité ne peut être atteinte sans cette nouvelle capacité, et la non sécurisation en T-4 des capacités identifiées comme nécessaires en espérant - soit qu'elles ne soient plus nécessaires, -soit de les sécuriser en T-1 (sous forme de capacités existantes non prévues dans le scénario ou non identifiées précédemment) serait le reflet d'une gestion non responsable de la problématique de la sécurité d'approvisionnement (dans le sens où l'on accepterait alors un risque structurel de ne pas satisfaire la norme de fiabilité lors de l'année de livraison).

4. L'enchère est organisée en T-4 pour permettre le cas échéant à de nouvelles capacités de participer. En pratique cette enchère T-4 peut également être utilisée pour contractualiser une partie de la capacité nécessaire pour l'année de livraison parmi les capacités existantes, même si ces capacités existantes pourraient - en principe - également être contractualisées dans le cadre de l'enchère T-1.

L'objectif d'une répartition entre T-4 et T-1 vise à aboutir à la sécurisation du volume de capacité cible pour l'année de livraison en conduisant des enchères concurrentielles. Le caractère concurrentiel, destiné à limiter le coût du CRM conduit à envisager des enchères avec un nombre de participants suffisant, tant pour l'enchère T-4 que pour l'enchère T-1. Pour un volume cible déterminé (destiné à satisfaire la norme de fiabilité), on peut en théorie envisager deux approches contrastées :

	T-4	T-1
Approche 1	% Volume relativement important	% Volume (solde) relativement faible
Approche 2	% Volume relativement faible	% Volume (solde) relativement important

Un benchmark avec d'autres pays possédant un CRM dont le design est relativement similaire à la Belgique conclut à un plus grand volume de capacité alloué en T-4 qu'en T-1 (i.e. Approche 1 dans le tableau ci-dessus). C'est notamment le cas au Royaume-Uni (49,2 GW en T-4 vs. 4,9 GW en T-1)⁹.

5. Dans son approche, la CREG préconise de déterminer le volume à réserver pour l'enchère T-1 en considérant les technologies ayant un coût marginal égal au prix plafond sur le marché et en calculant le nombre d'heures de fonctionnement des capacités correspondantes (par bloc de 100 MW) pour combler le "volume gap" identifié par ELIA. Selon l'approche retenue, la CREG propose de réserver un volume pour l'enchère T-1 égal au volume de capacité dont le nombre d'heures de fonctionnement est inférieur à 200 h, ce qui conduit, sur base des données disponibles dans l'étude ELIA (cf. Annexe I de la Note), à réserver un volume significatif pour l'enchère T-1 (+/- 6 GW en 2025 et 2028 et +/- 8 GW en 2030).

Ce choix des technologies présentant un coût marginal (élevé) égal au plafond de prix sur le marché conduit naturellement à une faible nombre d'heures de fonctionnement et dès lors à une réservation d'un volume considérable pour l'enchère T-1. Dans sa note, la CREG n'explique pas les raisons qui la conduisent au choix des technologies présentant ce coût marginal particulier (égal au plafond de prix de marché) pour ce qui concerne la détermination du volume à réserver pour l'enchère T-1.

L'application du principe de proportionnalité

L'application du principe de proportionnalité tel que décrit par la CREG (Item n°87) soulève deux questions.

Premièrement, le respect strict de la formule de proportionnalité ($\text{Cost CRM} \leq \text{VOLL} * \text{EENS}$) préconisé par la CREG n'est pas nécessairement compatible avec le respect strict de la norme de fiabilité. Cette incompatibilité potentielle [...] peut être résumée comme suit :

- La norme de fiabilité est, par définition, l'espérance mathématique (moyenne statistique sur un grand nombre d'expérience) d'un événement statistique (durée de coupure par an, énergie non distribuée sur une année). S'agissant d'adéquation, la satisfaction de cette norme est fonction de la capacité (MW) disponible sur le marché.

- Le CRM visant par nature la rémunération de la capacité nécessaire pour satisfaire la norme de fiabilité, le respect de cette dernière donne lieu à un coût, fonction du volume de capacité.
- Sauf dans le cas où cette norme de fiabilité serait définie spécifiquement de sorte à respecter cette borne de coût, le coût du CRM, fonction du volume de capacité, n'est pas nécessairement inférieur et ne peut être limité par une borne qui serait calculée en fonction du coût du non-respect (ponctuel) de cette norme tel que valorisé par le consommateur (VOLL * ENS).

Deuxièmement, on notera que la VOLL est une notion complexe, fonction de nombreux paramètres: catégorie de client, caractère annoncé ou non de la non-livraison, contexte, moment, durée et éventuellement fréquence de la non-livraison, etc. Dans un contexte d'adéquation des ressources, la norme de fiabilité telle qu'envisagée par le CEP (Article 25) est fixée par l'Etat Membre et exprimée sous forme d'une "prévision d'énergie non desservie" et d'une "prévision de perte de charge".

Dans sa formule de proportionnalité (Item n°87), la CREG multiplie l'ENS (Énergie Non Servie, en fait la réduction d'ENS imputable au CRM) par le paramètre VOLL. Pour ce qui concerne la VOLL, la CREG indique qu'il s'agit de la valeur de la charge perdue (Value of Lost Load) pour les catégories d'utilisateurs qui ont d'abord été touchées par une éventuelle activation du plan de délestage.

A noter que :

- i. la valeur VOLL en question n'est pas déterminée à ce stade et que la méthode de calcul de celle-ci reste à définir.
- ii. Le plan de délestage actuellement prévu est mis en oeuvre par groupes de postes HT (Haute Tension) et qu'il n'est pas techniquement possible à ce jour de cibler structurellement et précisément les catégories d'utilisateurs avec la VoLL la plus faible.

En conclusion,

La méthode d'établissement de la courbe de demande doit être conduite indépendamment et en faisant abstraction de la courbe d'offre s'établissant par ailleurs. Dans ce contexte:

- i. Le principe de proportionnalité décrit dans la Note ne permet pas nécessairement de respecter la norme de fiabilité fixée ex-ante .
- ii. Le prix de clearing et le volume résultant de l'enchère doivent correspondre à l'intersection des courbes de demande et d'offre.

Une approche budgétaire conduisant à contracter soit :

- plus de capacité que le volume correspondant à cette intersection des courbes d'offre et de demande revient à rémunérer des détenteurs de capacité au-delà de ce que les consommateurs sont prêts à payer en fonction de l'utilité marginale qu'ils retirent de ces unités complémentaires.
- moins de capacité que le volume correspondant à cette intersection des courbes d'offre et de demande conduit à ne pas satisfaire la demande exprimée par les consommateurs et revient à accepter une norme de fiabilité inférieure à celle fixée ex-ante .

Dans ce contexte une modification de la courbe de demande consisterait à induire les consommateurs à accepter une utilité marginale inférieure à celle exprimée dans la courbe de demande initiale. [...] »

2.5.2. Argumentaires FEBEG

Ensuite, la **FEBEG** (cf. chapitre 2 de la proposition de la CREG ci-dessous) émet les commentaires suivants sur les cinq principes de la CREG:

- Principe 1 (L'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité permet de respecter la ou les normes de fiabilité, au coût le plus bas possible et à un coût proportionnel)

“FEBEG disagrees to a large extent with several elements mentioned by CREG in its note (Z)2024 and in particular with the following statements:

- « La CREG rappelle que les lignes directrices européennes sur les aides d'État datent de 2014 ». According to FEBEG, this does not mean they are not relevant anymore. FEBEG notes that CREG does not provide any alternative legislation.

- « La CREG note que la FEBEG ne fournit pas d'arguments qui sapent le concept de proportionnalité ». FEBEG referred clearly to the EEAG guidelines and the Clean Energy Package and explained how, on the ground of “proportionality”, CREG introduces a fixed budget which makes it impossible to achieve the target level of reliability. However, this is the first part of principle 1 and the first objective of any CRM.

- « Les arguments de la FEBEG sont centrés en partie sur le caractère innovant de ce concept ».

This is not the case and FEBEG notes that CREG only reacted on a selected number of arguments put forward by FEBEG. In particular, FEBEG insists once again that it is incorrect to consider a CRM only based on costs and not considering the benefits. Those benefits are clearly presented in the Adequacy report of ELIA.

- « En pratique, cela signifie des critères pour EENS et LoLE. La CREG considère donc que seule l'application du critère LoLE, tel que proposé par la FEBEG, est contraire à la disposition précitée de l'article 25, paragraphe 3. FEBEG only explained why the proposed approach does not ensure that the LOLE criteria is respected.

La DG Energie du SPF Economie ajoute que l'article 18 de la “Proposal for a Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry for generation, or demand response, and the Reliability Standard in accordance with Article 23 of the Regulation¹⁰ (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)” prévoit que les ‘Conditions of Validity of the Reliability Standard definition:

1. According to IEM Regulation Article 25 (3), the Reliability Standard “shall be expressed as ‘expected energy not served’ and ‘loss of load expectation’”. Contrary to the Main Reliability Standard expressed in terms of a target LOLE according to the formula provided in paragraph 7, there is no economic justification for a reliability target based on the total value of EENS. An economically optimal Reliability Standard should rely on the incremental variation of EENS (i.e. the LOLE) and not the total EENS. For the same LOLE target, EENS may vary significantly depending on the supply/demand characteristics.

2. In absence of an economically justified target level of EENS, ENTSO-E recommends to use a reliability standard based solely on LOLE as defined in Article 17.’

La consultation publique de ENTSO-E s’est terminée ; l’analyse et les ajustements des méthodologies se terminent. Un envoi à ACER est prévu dans un mois, après le 17 avril 2020. Ensuite ACER a ensuite trois mois pour réviser et/ou approuver les méthodologies.

- « La CREG estime que les risques d'un délestage non annoncé en raison d'un problème d'adéquation sont très faibles ». CREG did not provide any argument for the assertion.”

- Principe 2 (La méthodologie permettant de déterminer les paramètres fixant le volume des achats dans le mécanisme de capacité doit être en mesure de traiter efficacement les problèmes de fiabilité croissants et décroissants)

¹⁰ https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/proposal-for-voll-cone-and-reliability-standard-me/supporting_documents/191205_Methodology%20for%20VoLL%20CONE%20and%20reliability%20standard_public%20consultation.pdf

“In addition to the comments made by FEBEG previously, FEBEG disagrees with the perfect foresight approach of CREG referring to only one scenario. In addition FEBEG duly notes that CREG acknowledges the costs and risks associated to the CRM : “Même si le design du CRM devait réussir à faire baisser le prix à zéro au cas où le besoin disparaît, ce dont la CREG doute, car il y aura toujours des coûts associés aux obligations et aux risques inhérents au CRM, les contrats CRM à long terme existants entraîneront des coûts inutiles qui devront être supportés par le consommateur ». According to FEBEG, it should be a key priority of CREG to address those costs and risks to avoid them as much as possible.

Secondly, it is rather paradoxical that on one hand CREG is extremely concerned about the cost of the CRM while on the other hand, if there is no need for capacity as argued by CREG, CREG fully discounts the effect that the result of the auction should be rather low.”

- Principe 3

“In addition to the comments made by FEBEG previously, FEBEG wishes to add following comment. Regarding the proposition made by CREG to split the volume to contract through the T-4 and T-1 volume, FEBEG takes the opportunity to mention that – contrary to what has been insinuated by CREG in the note (Z)2024 published in December 2019 (paragraph 96) – a large part of the volume to be contracted in the British CRM is done so in the T-4 auction following the DG Comp decision C(2019) 7610. The correct interpretation of the DG Comp decision on the British CRM is that at least 50% of the volume reserved for the T-1 (and not the full volume to be contracted through the CRM) should be contracted in this T-1 auction (for instance, in the case the adequacy concern would have been reduced between the T-4 and T-1 auction).”

- Principe 4 (L'enchère de capacité organisée quatre ans à l'avance (enchère T-4) n'est nécessaire que pour pouvoir attirer une capacité avec un temps de préparation plus long (plus d'un an))

“FEBEG reiterates its comments of the first consultation and, in particular, that the options to build new capacity after the auction T-1 do exist but are rather limited in terms of absolute volumes (e.g. for many types of capacities, a permit is needed for which the procedures last more than 1 year).

DG Comp has also confirmed the need to organize T-4 auctions in the UK capacity market decision on 24/10/2019 (7610) referring to the EEAG Guidelines as basis : “Some interested parties suggested the elimination of T-4 auctions or the organisation of additional weekly auctions or of T-2 auctions.

However, the organisation of T-4 auctions is necessary to ensure compliance with paragraph (226) of the EEAG, i.e. allow sufficient lead time for new investments. The Commission agrees with the UK’s argument (see recital (188)) that the need for T-2 auctions on top of T-4 and T-1 auctions is not justified. Moreover, weekly auctions would not provide the adequate long-term investment signal necessary to reach the CM objectives”.

- Principe 5 (Le mécanisme de rémunération de la capacité ne peut pas conduire à une sur-subvention de la capacité)

“FEBEG reiterates its comments of the first consultation¹¹. FEBEG wonders how such a principle which according to CREG is “impossible to apply 100%” is useful for the bidders. FEBEG members believe in a competitive process to avoid “over-compensation”.

¹¹ “CREG states that the CRM should not lead to a compensation above the missing money. While FEBEG agrees with the principle, the following considerations should be taken into account: the CRM should not lead to a compensation below the missing money neither, eventually resulting in full-scale regulation of capacity prices and losing the advantages of a strong competition. [...] More fundamentally, FEBEG considers it as challenge to evaluate the assessment of missing money of the market parties. For FEBEG this is mainly due to uncertainty making it impossible to estimate ex-ante or even ex-post “the” missing money as it is also based on market participant’s assessment of risks and opportunities in the market.”

2.5.3. Argumentaire de Centrica

Il s'agit de la réponse de Centrica à la consultation publique sur une méthodologie définissant les paramètres déterminant la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité de la DG Energie (du SPF Economie).

La réponse [confidentielle dans le cadre de la consultation CREG] de Centrica à la consultation à la proposition de la CREG était : "Ainsi que présenté dans sa réponse à la consultation menée par la CREG fin 2019, CBS considère que la proposition de la CREG de courbe de demande sous forme de « budget » présentait de forts risques d'incompatibilité avec les éléments de design même du CRM tel que prévu en Belgique, compromettant les chances de mise en place d'un dispositif à même de répondre au besoin. En effet, de par (i) l'aspect market-wide du dispositif, (ii) des vases communicants entre les revenus issus du marché de l'énergie et du CRM matérialisés par le dispositif de pay-back, et (iii) l'impossibilité de monitorer l'ensemble des offres soumises par les participants au CRM, CBS considérait que cette approche budget aurait conduit à drainer une grande partie du financement vers des capacités avec peu ou pas de missing money, ne laissant plus suffisamment de financement disponible pour les capacités réellement requises pour résoudre le problème d'adequacy."

2.6. Conclusion

Compte tenu des résultats de la consultation publique de la CREG sur sa note 2024 et des réactions des acteurs du marché telles que communiquées lors des différentes réunions du groupe de travail CRM, acteurs de marché, développeurs de projets potentiels, dont l'adhésion minimale doit être assurée, et après analyse par la DG Energie, il a été conclu que la méthode telle que proposée par la CREG propose des garanties insuffisantes quant à l'atteinte de l'objectif du CRM, à savoir «assurer le niveau requis de sécurité d'approvisionnement», à tout moment et ce, conformément à la loi.

C'est pourquoi la DG Energie, à la demande de la Ministre, a développé une méthode adaptée de calcul des paramètres de volume.

3. Méthode adaptée de calcul des paramètres pour déterminer la quantité de capacité achetée

La méthode élaborée par la DG Énergie est en ligne avec d'autres CRM européens et conforme à la loi CRM, à ses objectifs et à la législation européenne en vigueur en la matière. Elle tient notamment compte des résultats de la consultation publique de la CREG sur sa note 2024 et des réactions des parties prenantes du marché telles que communiquées lors des différentes réunions de la Task Force CRM.

La méthode adaptée a été formulée en tant qu'avant-projet d'Arrêté royal. Étant donné le lien entre les deux, la méthode adaptée a été intégrée dans l'avant-projet d' « Arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité » déjà élaboré précédemment par le gestionnaire du réseau. Faisant suite à la nouvelle méthode et au processus connexe, quelques modifications ont également été apportées à cet avant-projet d'AR déjà publié précédemment.

Du 23 mars 2020 au 27 mars 2020, à la demande de la Ministre du 5 mars 2020, la DG Energie a tenu une consultation publique sur toutes les modifications de cet avant-projet d'arrêté royal (c'est-à-dire les nouveaux éléments et les adaptations qui en découlent de l'arrêté royal précédemment publié). Huit réponses ont été reçues – voir annexes 1 et 2. Suite à la consultation publique, l'avant-projet a été modifié – voir annexes 3 et 4 pour la version finale de l'avant-projet de l'Arrêté royal.

3.1. Consultation

La DG Energie a mené une consultation publique sur la méthode adaptée entre le 23 et le 27 mars 2020, y compris. Huit parties prenantes ont réagi :

1. Centrica Business Solutions
2. CREG
3. Elia
4. Febeg
5. Febeliec
6. ODE
7. Rent-A-Port Green Energy NV et SRIW-Environnement SA
8. D. Woitrin

Le rapport de consultation se trouve en annexe 1. Les réactions dans leur intégralité se trouvent en annexe 2 (excepté une partie d'une des réaction mentionnée comme confidentielle par une des parties prenantes).

De la consultation, il peut être déduit qu'une majorité des parties prenantes soutient la méthode adaptée et rejette la méthode proposée par la CREG. Cette appréciation positive vient autant du gestionnaire de réseau que des producteurs et des gestionnaires de la demande. Toutefois quelques modifications ponctuelles sont proposées : dans le rapport de consultation, il est fait mention de manière détaillée de celles-ci et l'avant-projet d'arrêté royal est adapté lorsque c'est possible.

Dans l'annexe 3, les modifications sont mises en évidence par « track-changes ». Dans l'annexe 4, la version finale de l'avant-projet d'AR est présentée ; il s'agit de l'AR après consultation présenté en version « clean » qui est la proposition finale de la DG Energie.

3.2. La méthode adaptée

En bref, les principales nouveautés et modifications apportées par l'avant-projet de AR sont les suivantes :

Chapitre 1 : définitions

→ *Quelques modifications purement légistiques ou techniques*

Chapitre 2 : Détermination du scénario de référence et des valeurs intermédiaires pour calculer la quantité de capacité à acheter et les paramètres des enchères

→ *Le régulateur rédigera une proposition aussi bien pour le scénario de référence, sur la base duquel le volume de capacité à acheter et les paramètres des enchères seront calculés, que pour deux valeurs intermédiaires (le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X).*

→ *Pour les deux, un processus de gouvernance est décrit, lequel prévoit la participation nécessaire des acteurs du marché, de la DG Énergie et du gestionnaire du réseau. La décision finale incombe, tel que défini par la loi, au Ministre.*

→ *La sélection du scénario de référence se fera par étapes, partant de l'ERAA ou du NRAA (« European/National Resource Adequacy Assessment »), mais avec la possibilité d'en mettre à jour ou d'en adapter les données ou hypothèses si jugé opportun.*

Chapitre 3 : Rapport du gestionnaire de réseau

→ *Sur la base du scénario de référence retenu et des valeurs intermédiaires, le gestionnaire du réseau effectue les simulations et calculs nécessaires conformément aux méthodologies déterminées au niveau européen à cet égard et conformément aux méthodologies décrites dans l'AR.*

→ *Les résultats de ces calculs sont repris dans un rapport qui (1) contiendra les données d'entrée nécessaires pour le régulateur en vue de l'élaboration de sa proposition concernant les paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter, et (2) les propositions du gestionnaire du réseau*

pour les autres paramètres des enchères (i.e. facteurs de réduction, prix maximal intermédiaire, prix de référence et prix d'exercice).

Chapitre 4 : Paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter

*→ Sur la base des calculs reçus et conformément aux méthodologies décrites dans l'AR, le régulateur développe ensuite une proposition pour les paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter.
→ Ces paramètres forment ensemble une courbe de demande qui satisfait les critères de la sécurité d'approvisionnement et qui permet d'atteindre, à la fin des deux enchères pour la même année de livraison, l'optimum économique du système caractérisé par le fait que le LOLE multiplié par la valeur de l'énergie non distribuée attendue soit égale au coût brut d'un nouvel entrant.*

Chapitre 5 - 8

→ Les chapitres suivants sont repris de la proposition telle qu'élaborée précédemment par Elia, moyennant quelques modifications. Celles-ci concernent principalement des adaptations purement littéraire, juridiques ou techniques (par ex. adaptation des numéros des articles auxquels il est fait référence, en conséquence des chapitres nouvellement insérés).

→ Les adaptations de contenu concernent :

- art. 23, §3 : fourniture d'une méthodologie pour le calcul du prix de référence pour des capacités étrangères indirectes.*
- art. 26 : ajout d'une disposition transitoire, étant donné qu'il ne sera pas nécessairement possible de suivre le processus standard et le planning standard pour la première enchère.*

La DG Énergie estime qu'en prévoyant que le régulateur propose aussi bien le scénario de référence et les deux valeurs intermédiaires, que la courbe de demande, une réponse est donnée à la condition de l'article 25.4 du Règlement Électricité selon lequel l'État membre approuve les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sur la base d'une proposition du régulateur. Le scénario de référence et les deux valeurs intermédiaires sont en effet déterminantes pour le reste du processus et les paramètres finaux.

La DG Énergie estime en outre que (1) du fait que le Ministre prend la décision finale concernant le scénario de référence à retenir et les deux valeurs intermédiaires et (2) du fait qu'une méthodologie adaptée et décrite clairement soit prévue pour la courbe de demande, que le régulateur suivra lors de la proposition des paramètres de volume, le Ministre pourra déterminer des paramètres qui respectent les critères d'approvisionnement, conformément à la loi. De cette façon, une réponse est également donnée aux inquiétudes de plusieurs acteurs du marché à ce sujet.