

Proposition

(C)2630

31 août 2023

Proposition de scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026

Établie en application de l'article 3, § 6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Législation nationale	4
1.1.1. Loi électricité	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021.....	6
1.2. Le Règlement électricité.....	7
2. Antécédents	10
3. Rapport de consultation et recommandation d’Elia	11
3.1. Rapport de consultation d’Elia	11
3.2. Recommandation d’Elia	11
3.2.1. Recommandation du scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026.....	11
3.3. Informations complémentaires présentées au WG Adequacy le 25 août 2023	12
4. Proposition de scénario de référence pour l’enchère T-1	14
4.1. Remarques préalables.....	14
4.2. Remarques concernant la recommandation d’Elia	14
4.3. Données et hypothèses pour le scénario de référence	15
4.3.1. Ensemble de données de base pour la Belgique.....	15
4.3.2. Données utilisées pour les autres pays	15
4.4. Sensibilités.....	16
4.4.1. Disponibilité du nucléaire en France.....	17
4.4.2. La demande d’électricité.....	17
4.4.3. Réponse de la demande (demand side respons)	21
5. Décision	22

INTRODUCTION

1. La présente proposition a été faite en application de l'article 3, § 6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 et comprend la proposition d'ensemble des données et hypothèses à retenir et qui, ensemble, constituent le scénario de référence pour l'enchère T-1 en 2024 couvrant la période de fourniture 2025-2026.
2. La présente proposition se compose de cinq chapitres. Le premier chapitre traite du cadre légal. Le deuxième chapitre énonce les antécédents. Le troisième chapitre contient une brève discussion du rapport de consultation et de la recommandation d'Elia. Le quatrième chapitre contient la proposition de scénario de référence de la CREG. Le cinquième chapitre comporte la conclusion.
3. La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 31 août 2023.

1. CADRE LÉGAL

1.1. LÉGISLATION NATIONALE

1.1.1. Loi électricité

4. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») a été adoptée afin de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité. Cette loi crée un cadre général en vue de l'introduction d'un mécanisme de capacités à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés royaux et règles du marché

5. L'article 7undecies, § 1^{er}, de la loi électricité établit le principe de base des mises aux enchères périodiques et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité :

« Un mécanisme de rémunération de capacité est instauré.

Le mécanisme de rémunération de capacité fonctionne par le biais de mises aux enchères récurrentes en vue de l'octroi de la rémunération de capacité.

Le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible. »

6. L'article 7undecies, § 2, de la loi électricité prévoit :

« Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché, et avis de la Direction générale de l'Energie.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres, autres que ceux visés à l'alinéa 1er, nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché, et après avis de la commission.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission.»

7. L'article 7undecies, § 3, de la loi électricité prévoit :

« Sur base des paramètres et de leurs méthodes de calcul déterminés par le Roi conformément au paragraphe 2, alinéa 1er, le gestionnaire du réseau établit un rapport contenant les calculs nécessaires pour établir la proposition visée au paragraphe 4.

Sur la base de la méthode fixée par le Roi en application du paragraphe 2, alinéa 2, le gestionnaire du réseau établit également une proposition pour les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) et le prix d'exercice pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, ainsi que pour le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

Au plus tard le 15 novembre de chaque année, le rapport et la proposition du gestionnaire du réseau visés aux alinéas 1er et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Énergie.

Au plus tard le 1er février de chaque année suivante, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'alinéa 2. »

8. L'article 7undecies, § 4, de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1er février de chaque année suivante, la commission soumet au ministre une proposition contenant les valeurs spécifiques des paramètres, déterminant le volume de la capacité à prévoir, visés au paragraphe 2, alinéa 1er, en vue de l'organisation des mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, et en remet une copie à la Direction générale de l'Énergie et au gestionnaire du réseau. La commission établit cette proposition après application de la méthode de calcul visées au paragraphe 2, l'alinéa 1er, et sur base des calculs du rapport établi par le gestionnaire du réseau visé au paragraphe 3, alinéa 1er. Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant 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. »

9. L'article 7undecies, § 5, de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1er mars de chaque année, la Direction générale de l'Énergie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission visée au paragraphe 4. »

10. L'article 7undecies, § 6, de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des propositions et avis visés aux paragraphes 3, 4 et 5, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 7, 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, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée, 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.

(...) »

11. L'article 7undecies, § 6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7undecies, § 7, de la loi électricité en ce qui concerne la détermination du niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). En ce qui concerne la norme de fiabilité, l'article 7undecies, § 7, de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.

Sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Énergie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité. Les dispositions de l'article 7bis, § 2, s'appliquent comme critère de fiabilité, jusqu'au moment où le Roi a déterminé le critère de fiabilité en vertu de cet alinéa.

La Direction générale de l’Energie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission, est désignée comme l’autorité compétente pour établir l’estimation unique du coût de l’énergie non distribuée, visée à l’article 11 du Règlement (UE) 2019/943, et, pour la première fois, dans les six mois suivant la publication de la proposition approuvée, visée à l’article 23, alinéa 6, de celui-ci. Chaque estimation unique, établie par la Direction générale de l’Energie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

La Direction générale de l’Energie est désignée pour déterminer le coût qu’un nouvel entrant, visé à l’article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l’électricité. Le coût qu’un nouvel entrant est approuvé par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

Pour l’établissement du rapport, des avis, des propositions et de la décision visés aux paragraphes 2 à 6, il est tenu compte de la norme de fiabilité en vigueur au 15 septembre de l’année précédant celle de la mise aux enchères. »

1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021

12. En exécution de l’article 7undecies, §§ 2, 3 et 6 de la loi électricité, l’arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l’organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l’octroi d’une dérogation individuelle à l’application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité a été adopté.

13. L’article 2 de l’arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit ce qui suit :

« § 1er. Le gestionnaire du réseau établit son rapport et sa proposition visés à l’article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 et tels que décrits à l’article 7, § 2, sur la base d’un scénario de référence, visé à l’article 3, § 7, et les valeurs intermédiaires, visées à l’article 4.

§ 2. La commission formule sa proposition visée sur la base de l’article 7undecies, § 4, sur la base de ce même scénario de référence et les mêmes valeurs intermédiaires. »

14. En ce qui concerne la détermination du scénario de référence, l’article 3 de l’arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

« § 1er. Le gestionnaire de réseau effectue, en collaboration avec la Direction générale de l’Energie et en concertation avec la commission, une sélection d’un ou de plusieurs scénarios et sensibilités selon les étapes décrites à l’article 4, §§ 2 à 4 inclus.

§ 2. À partir de l’évaluation européenne, visée à l’article 23 du Règlement (UE) 2019/943, et / ou de l’évaluation nationale visée à l’article 24 du Règlement (UE) 2019/943, les plus récemment disponibles au moment de la sélection, un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés. Cette sélection comprend au moins le scénario de référence central européen visé à l’article 23, 1er alinéa, 5, b) du Règlement (UE) 2019/943. Tant que lesdites évaluations ne sont pas encore disponibles, une sélection est effectuée à partir d’autres études disponibles.

§ 3. Les données et hypothèses à partir desquelles lesdits scénarios et sensibilités ont été établis, sont mises à jour sur la base des informations pertinentes les plus récentes.

§ 4. En outre, d'autres sensibilités qui peuvent avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, peuvent être définies, y inclus des événements en dehors de la zone de réglage belge.

§ 5. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles ils ont été établis, sont soumis à une consultation publique telle que visée à l'article 5.

§ 6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 5, § 2, 1° et 2°, la commission rédige une proposition pour le Ministre de l'ensemble des données et hypothèses à retenir, qui constituent ensemble une proposition de scénario de référence.

La Direction générale de l'Energie formule un avis sur cette proposition.

§ 7. Compte tenu de la proposition de la commission, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie, le Ministre décide, par arrêté délibéré en Conseil des ministres depuis la décision prise en 2021, au plus tard le 15 septembre de l'année précédant les enchères, de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence. Le Ministre peut déroger à la proposition de la commission moyennant motivation adéquate. »

1.2. LE RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ

15. Pour la sélection des scénarios et des sensibilités, l'arrêté royal du 28 avril 2021 renvoie aux articles 23 et 24 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 relatif au marché intérieur de l'électricité (ci-après : le « règlement électricité »).

16. L'article 23 du règlement électricité porte sur l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources d'électricité et prévoit ce qui suit :

« 1. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne identifie les difficultés d'adéquation des ressources en évaluant l'adéquation globale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, au niveau de l'Union, au niveau des États membres et au niveau de chaque zone de dépôt des offres, si nécessaire. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne a lieu chaque année pendant une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation.

2. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est réalisée par le REGRT pour l'électricité.

3. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet au groupe de coordination pour l'électricité créé au titre de l'article 1er de la décision de la Commission du 15 novembre 2012 (21) et à l'ACER un projet de méthode pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne basé sur les principes visés au paragraphe 5 du présent article.

4. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent au REGRT pour l'électricité les données dont il a besoin pour réaliser l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne. Le REGRT pour l'électricité réalise l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne chaque année. Les producteurs et les autres acteurs du marché fournissent aux gestionnaires de réseau de transport des données concernant les prévisions d'utilisation des moyens de production, compte tenu de la disponibilité des ressources primaires et des scénarios appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande.

5. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est basée sur une méthode transparente qui garantit que l'évaluation :

a) est réalisée au niveau de chacune des zones de dépôt des offres et couvre au moins tous les États membres ;

b) est basée sur des scénarios centraux de référence appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive, de la mise sous cocon, des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et d'interconnexion électrique et des sensibilités appropriées relatives aux phénomènes météorologiques extrêmes, des conditions hydrologiques et des variations des prix de gros et du prix du carbone ;

c) contient des scénarios distincts reflétant le degré différent de probabilité de la survenance de difficultés d'adéquation des ressources auxquelles les différents types de mécanismes de capacité sont destinés à répondre ;

d) tient dûment compte de la contribution de toutes les ressources, y compris les possibilités existantes et futures pour la production, le stockage d'énergie, l'intégration sectorielle, la participation active de la demande, l'importation et l'exportation et leur contribution à une gestion souple du système ;

e) anticipe l'incidence probable des mesures visées à l'article 20, paragraphe 3 ;

f) inclut des variantes sans les mécanismes de capacité existants ou prévus et, le cas échéant, avec de tels mécanismes ;

g) est basée sur un modèle de marché utilisant, le cas échéant, l'approche fondée sur les flux ;

h) applique des calculs probabilistes ;

i) applique un outil de modélisation unique ;

j) inclut au minimum les indicateurs suivants visés à l'article 25 : — la prévision d'énergie non desservie (« expected energy not served »), et — la prévision de perte de charge (« loss of load expectation ») ;

k) recense les sources d'éventuelles difficultés d'adéquation des ressources, et détermine notamment s'il s'agit d'une contrainte du réseau, d'une contrainte des ressources, ou les deux ;

l) prend en considération le développement réel du réseau ;

m) garantit que les caractéristiques nationales de la production, de la flexibilité de la demande et du stockage d'énergie, la disponibilité des matières premières et le niveau d'interconnexion sont correctement pris en considération.

6. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer :

a) le coût de l'énergie non distribuée ;

b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir (« cost of new entry ») pour la production ou la participation active de la demande; et

c) la norme de fiabilité visée à l'article 25. La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables.

7. Les propositions visées aux paragraphes 3 et 6 pour le projet de méthode, les scénarios, les sensibilités et les hypothèses sur lesquels elles sont fondées, et les conclusions de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne en vertu du paragraphe 4 font l'objet d'une consultation préalable avec les États membres, le groupe de coordination pour l'électricité et les parties prenantes concernées et sont soumises à l'approbation de l'ACER selon la procédure définie à l'article 27. »

17. L'article 24 du règlement électricité porte sur les évaluations nationales de l'adéquation des ressources d'électricité et prévoit ce qui suit :

« 1. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale incluent les scénarios centraux de référence visés à l'article 23, paragraphe 5, point b).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). En pareil cas, les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent :

a) se fonder sur des hypothèses, en tenant compte des caractéristiques spécifiques de l'offre et de la demande nationales d'électricité ;

b) utiliser des outils et des données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité aux fins de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne.

En outre, les évaluations des adéquations des ressources à l'échelle nationale, en évaluant la contribution des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre à la sécurité d'approvisionnement des zones de dépôt des offres qu'ils couvrent, utilisent la méthode prévue à l'article 26, paragraphe 11, point a).

2. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et, le cas échéant, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne et l'avis de l'ACER visés au paragraphe 3 sont rendus publics.

3. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale identifie une difficulté d'adéquation concernant une zone de dépôt des offres que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne n'a pas identifiée, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale contient les motifs de la divergence entre les deux évaluations de l'adéquation des ressources, notamment le détail des sensibilités utilisées et les hypothèses sous-jacentes. Les États membres publient cette évaluation et la transmettent à l'ACER.

Au plus tard dans un délai de deux mois à compter de la date de la réception du rapport, l'ACER rend un avis indiquant si les divergences entre l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne sont justifiées.

L'organe chargé de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale tient dûment compte de l'avis de l'ACER et, le cas échéant, modifie son évaluation. Lorsqu'il décide de ne pas tenir pleinement compte de l'avis de l'ACER, il publie un rapport assorti d'une motivation détaillée. »

18. L'article 25(4) du règlement électricité prévoit également :

« Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. »

2. ANTÉCÉDENTS

19. Les 24 mars et 7 avril 2023, Elia a organisé des réunions de concertation sur les scénarios, les données et les analyses de sensibilité avec la Direction générale de l'énergie et la CREG.

20. Le 14 avril 2023, Elia a présenté lors d'un WG Adequacy #18 les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 et de l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

Elia a organisé une consultation publique en la matière du 18 avril 2023 au 19 mai 2023.

21. Le 16 juin 2023, Elia a soumis les réponses à sa consultation publique lors du WG Adequacy #20.

22. Le 20 juin 2023, Elia a publié le rapport de consultation et les réponses non confidentielles sur son site Internet (voir annexe 1).

23. Le 21 juin 2023, Elia a transmis à la CREG le rapport de consultation publique ainsi qu'un rapport de consultation confidentielle.

24. Le 25 août 2023, le WG Adequacy #21 a notamment inclus les résultats de la prévision de la demande d'électricité présentés par Climact.

25. Le 28 août 2023, Elia a fourni quelques précisions supplémentaires sur la projection de la demande d'électricité.

3. RAPPORT DE CONSULTATION ET RECOMMANDATION D'ELIA

3.1. RAPPORT DE CONSULTATION D'ELIA

26. Le rapport de consultation d'Elia couvre les deux enchères organisées en 2024, à savoir la quatrième enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 et la première enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026. Le rapport se compose de trois chapitres. Le premier chapitre revient sur le cadre légal et réglementaire, le deuxième chapitre comporte la recommandation d'Elia sur le choix du scénario de référence pour les deux enchères et le troisième chapitre donne un aperçu des réponses reçues lors de la consultation publique et de la réaction d'Elia à celles-ci.

27. Dans le cadre de la consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère T-1 pour la période de fourniture 2025-2026 et de l'enchère T-4 pour la période de fourniture 2028-2029 (ci-après : « la consultation publique », trois réponses ont été réceptionnées par Elia : deux réponses non-confidentielles (Febeg et Febeliec) et une réponse confidentielle. Le rapport de consultation d'Elia comporte un aperçu de toutes les réponses non-confidentielles reçues et la réaction d'Elia à ces réponses.

3.2. RECOMMANDATION D'ELIA

28. Elia recommande de prendre en compte l'ensemble des données du scénario présenté en annexe du rapport de consultation comme point de départ. Ce jeu de données a été construit sur la base de la dernière étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2022). Elia propose de mettre à jour ce jeu de données initial afin de prendre en compte les dernières informations disponibles sur les zones belges et européennes ainsi que les commentaires des acteurs du marché reçus lors du processus de consultation publique.

29. En outre, Elia recommande d'intégrer dans ce jeu de données un certain nombre de sensibilités afin de constituer le scénario de référence.

3.2.1. Recommandation du scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026

30. Elia suggère de ne pas tenir compte des prix des carburants et du CO2. Elia précise que les prix doivent être ajustés si des évolutions significatives des prix à terme sont observées avant la décision du ministre.

31. En ce qui concerne la demande d'électricité en Belgique, Elia suggère de tenir compte des dernières prévisions économiques qui seront publiées par le Bureau fédéral du Plan. La demande d'électricité en résultant sera déterminée à l'aide de l'outil de prévision de la demande totale « BECalc » développé en collaboration avec Climact pour le SPF Environnement. Cette prévision de la demande sera présentée lors d'une réunion du WG Adequacy en août 2023.

32. En ce qui concerne les règles basées sur les flux (CEP), Elia propose d'appliquer le minRAM de 70 % pour tous les pays.

33. Elia propose en outre de ne pas facturer les arrêts des unités thermiques, à l'exception des fermetures annoncées au titre de l'article 4bis.

34. En ce qui concerne la disponibilité des unités nucléaires en France, Elia suggère d'utiliser les dernières données REMIT et de les ajuster en fonction de la production annuelle attendue selon les prévisions d'EDF.

35. Pour estimer la Demand Side Response, Elia propose d'inclure les résultats de l'étude E-Cube en cours dans le scénario de référence. Les résultats de l'étude seront présentés lors d'une réunion du WG Adequacy en août 2023.

36. En ce qui concerne les risques en dehors de la Belgique, Elia propose ce qui suit :

- considérer les unités nucléaires Heysham 1 et Hartepool comme disponibles ;
- ne considérer aucune restriction à l'exportation ;
- tenir compte de toute annonce ou étude pertinente susceptible d'avoir un impact sur l'ensemble des données des autres pays.

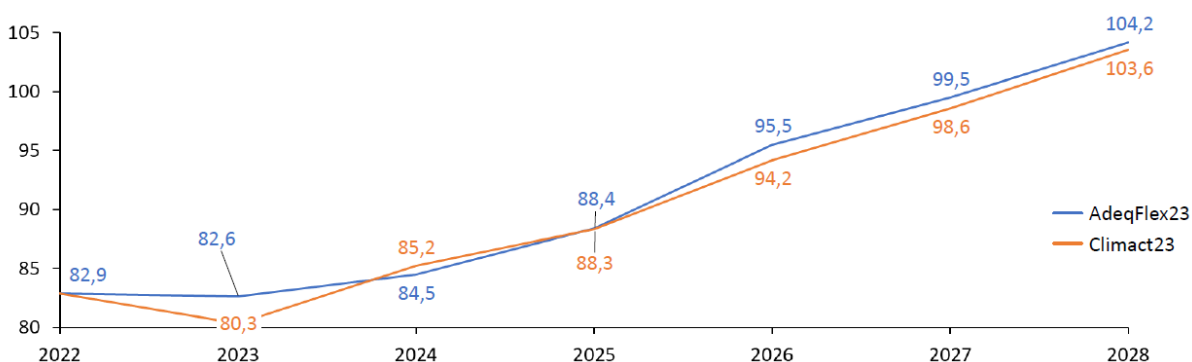
3.3. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES PRÉSENTÉES AU WG ADEQUACY LE 25 AOÛT 2023

37. Lors du WG Adequacy du 25 août 2023, la mise à jour de la demande d'électricité a été présentée par Climact et l'étude DSR a été présentée par E-Cube, comme proposé dans le rapport de consultation (voir numéros 31 et 35). La CREG renvoie à la présentation disponible sur le site Internet d'Elia pour des informations plus détaillées¹.

38. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la demande totale d'électricité présentée par Climact.

Comparison of Adequacy & Flexibility 2023 and Climact 2023 exercices

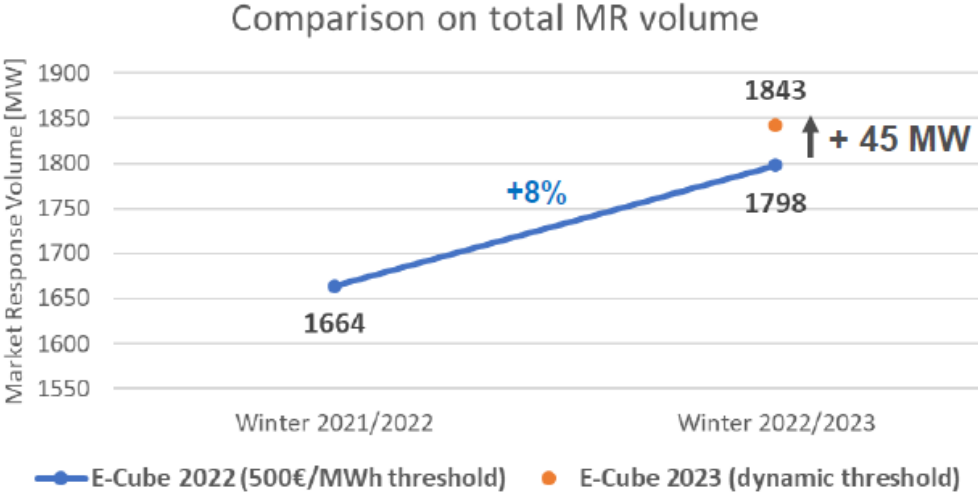
Final electricity consumption - total
[TWh]



- Demand destruction has been considered to match Elia's best estimate of the total load (July 23)
- Demand destruction impacts considered constant during the entire trajectory from year 2023 onwards

¹Voir le site d'Elia : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-adequacy/2023/20230825/25082025_wg_adequacy_v1.pdf

39. L'étude d'E-Cube induit un volume de 1843 MW de réponse au marché pour l'hiver 2022-2023. Elia propose de maintenir cette valeur constante pour la période 2023-2028 (voir figure ci-dessous). Elia propose d'utiliser ce volume sur l'ensemble de la période.



4. PROPOSITION DE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE POUR L'ENCHÈRE T-1

4.1. REMARQUES PRÉALABLES

40. L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit en son article 3, §6, que la commission rédige une proposition pour l'ensemble des données et hypothèses à retenir, qui constituent ensemble la proposition de scénario de référence. Un seul ensemble de données et hypothèses, et donc un seul scénario, doit ainsi être proposé par la commission. En d'autres termes, il n'est pas possible de proposer des scénarios alternatifs ou des analyses de sensibilité pour un scénario particulier. Cette approche est inhabituelle dans le cadre des simulations de sécurité d'approvisionnement.

41. La CREG estime qu'il serait justifié et utile de simuler plusieurs scénarios, en nombre limité, le choix du scénario à retenir étant fait au plus près du début des enchères, ce qui permettrait de tenir compte des évolutions les plus récentes du marché de l'électricité.

42. Dans la présente proposition, conformément à l'article 3, § 6, de l'arrêté royal du 28 avril 2021, la CREG formule une proposition de scénario de référence.

4.2. REMARQUES CONCERNANT LA RECOMMANDATION D'ELIA

43. La CREG note que la recommandation d'Elia sur le scénario de référence renvoie, pour certaines hypothèses, aux résultats d'analyses futures, qui ne seront présentés que lors du WG Adequacy du 25 août 2023. Les analyses portent sur les paramètres suivants :

- l'évolution de la demande d'électricité (Climact) ;
- l'évolution de la réponse à la demande (E-cube).

La CREG reconnaît qu'il est important d'essayer de tenir compte des données les plus récentes disponibles dans le scénario de référence. La réalisation d'analyses dont les résultats ne sont connus que peu avant la décision du ministre, implique que ces aspects « échappent » à la consultation publique d'Elia. De plus, en raison du délai trop court entre la publication des résultats (25 août 2023 - éventuellement quelques jours plus tôt) et l'arrêté ministériel (à prendre le 15 septembre 2023, ce qui nécessite néanmoins un minimum d'impératifs administratifs et de coordination), la CREG (qui dispose d'un pouvoir de proposition) et éventuellement la Direction générale de l'énergie (qui dispose d'un pouvoir consultatif) ne peuvent exercer pleinement leur compétence, étant donné qu'il ne reste plus de temps pour l'analyse, et encore moins pour la discussion, les nouveaux calculs ou les corrections des résultats.

La CREG rappelle également que ces paramètres, et en particulier la demande d'électricité, ont un impact considérable sur les résultats des simulations du gestionnaire de réseau. Selon l'étude d'adéquation et de flexibilité de juin 2023, l'augmentation de la demande d'électricité entre 25/26 et 28/29 semble être beaucoup plus importante pour la Belgique que pour la plupart des pays voisins :

- France : +5%
- Allemagne : +8%.
- NL : +14%
- GB : +7%

- Espagne : +1 %
- Italie : +7%
- Pologne : +7%
- Danemark : +22%
- **BE (selon l'étude A&F de 88,4 à 104,2) : + 18%.**

La CREG demande donc que les procédures et les délais soient revus afin de donner à chaque autorité le temps d'exercer ses compétences dans des délais raisonnables.

44. Elia suggère en outre d'utiliser les dernières données REMIT pour la disponibilité des unités nucléaires françaises. Si les prévisions d'EDF ne sont pas disponibles à la date à laquelle le ministre doit fixer le scénario de référence, Elia propose d'utiliser 330 TWh.

45. Étant donné que le ministre doit fixer le scénario de référence pour le 15 septembre 2023 en tenant compte de la proposition de la CREG, de l'avis de la Direction générale de l'énergie sur cette proposition et des recommandations du gestionnaire de réseau, la CREG devrait idéalement transmettre sa proposition de scénario de référence au ministre et à la Direction générale de l'énergie pour la mi-juillet. En raison de l'indisponibilité des paramètres nécessaires (voir point 43), il a été convenu au sein du comité de suivi CRM que la CREG formulerait sa proposition après la publication des analyses manquantes.

4.3. DONNÉES ET HYPOTHÈSES POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

4.3.1. Ensemble de données de base pour la Belgique

46. Il est important de tenir compte des attentes relatives à la disponibilité/l'indisponibilité, au cours de la période de livraison 2025-2026, des unités nucléaires qui font l'objet de l'accord de prolongation de la durée de vie. Sur la base des informations que la CREG a reçues du cabinet du ministre compétent en matière d'énergie, la CREG propose, contrairement à la recommandation du gestionnaire de réseau, de considérer les unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3 comme disponibles pendant les mois d'hiver de l'année d'approvisionnement.

47. La CREG note que l'ensemble des données de base mentionne les deux grandes unités TGV qui ont fait l'objet d'un contrat dans le cadre de la vente aux enchères T-4 en 2021 (et du Re-run en 2022). La CREG estime qu'il convient de tenir compte de toutes les unités sous contrat CRM, pour lesquelles un contrat couvrant la période de fourniture prévue a été conclu. Elia a confirmé le 28 juillet 2023 que tel était bien le cas.

4.3.2. Données utilisées pour les autres pays

48. Elia recommande d'utiliser le jeu de données ERAA 2022.

49. La CREG constate que les données proposées pour les pays voisins diffèrent de celles reprises sur le site Internet d'ENTSO-E concernant l'ERAA 2022². La CREG estime que tous les événements, annonces et décisions susceptibles d'avoir un impact significatif sur les données des pays voisins peuvent être répertoriés sous la forme d'un annexé au rapport de consultation et de la recommandation. Ce tableau doit contenir un minimum d'informations (date, source, pays, paramètres potentiellement concernés, description, impact possible sur les données, prise en compte ou non avec une justification suffisante).

50. Ce problème a été soumis à Elia. Elia confirme les résultats de la CREG, mais affirme que les écarts sont dus à la mise à jour des paramètres spécifiques à chaque pays. Elia se réfère à la liste des principales sources pour les mises à jour qui figurait dans la note explicative de la consultation publique. Toutefois, Elia affirme que les données par pays de l'ERAA 2022 ne peuvent pas être publiées ni même partagées avec la CREG en raison de la nature confidentielle de ces informations. Cette position est pour le moins regrettable. En l'absence de mise à jour des données ERAA2022, la CREG estime que le tableau explicatif (voir numéro précédent) peut être mis à disposition au plus tard lors de la publication du rapport de calibration.

51. La CREG constate en outre que la demande d'électricité du Royaume-Uni contient une erreur matérielle, à savoir 31 TWh au lieu de 316 TWh.

52. De plus, la CREG observe que les données de contribution pour l'ERAA 2023 sont déjà disponibles sur le site Internet d'ENTSO-E (voir <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>). En réponse à une question de la CREG à ce sujet, Elia a déclaré que les données de l'ERAA2023 n'ont pas encore été validées et qu'elles ne peuvent donc pas être utilisées. La CREG ne sait pas exactement quand ces données ERAA 2023 seront validées, mais la publication du rapport ERAA 2023 est prévue pour le mois de novembre 2023. Étant donné que le rapport de calibration d'Elia est attendu pour le 15 novembre 2023 et qu'il ne simule qu'un seul scénario pour chaque enchère, et en dépit du fait que les deux rapports (ERAA 2023, d'une part, et les rapports de calibration, d'autre part) ne couvrent pas le même domaine, la CREG estime qu'il devrait encore être possible d'utiliser le jeu de données ERAA 2023.

53. La CREG suggère d'utiliser les données les plus récentes dans la mesure du possible. Si le jeu de données ERAA 2023 est validé avant le 16 septembre 2023, ce jeu de données devrait être utilisé. Si le jeu de données ERAA 2023 ne peut être utilisé, il convient d'utiliser le jeu de données ERAA 2022 mis à jour en tenant compte des commentaires visés aux points 0 à 51.

4.4. SENSIBILITÉS

54. La CREG note que la recommandation d'Elia énumère de nombreuses (8) analyses de sensibilité, bien que, sur le fond, seul un nombre limité d'écarts par rapport au jeu de données de base soit proposé.

55. Les analyses de sensibilité suivantes semblent être sans objet, étant donné que leur description correspond aux données de base :

- Prix des carburants et du CO₂ ;
- 70%min RAM ;

² <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

- Fermetures d'unités thermiques pour la vente aux enchères de l'année Y-1 ;
- Stockage de l'électricité à petite échelle ;
- Autres risques étrangers.

56. Les sensibilités de contenu sont expliquées ci-dessous.

4.4.1. Disponibilité du nucléaire en France

57. Sur la base des informations disponibles, la CREG estime que les problèmes de disponibilité des unités nucléaires françaises restent d'actualité à court terme. En ce qui concerne la détermination de l'indisponibilité nucléaire pour les centrales nucléaires françaises, une mise à jour des dernières données REMIT disponibles s'impose.

58. La CREG propose que cette mise à jour de l'indisponibilité nucléaire française ne prenne en compte que la période hivernale 2025-2026 (à savoir à partir du 1er novembre 2025). Cette méthodologie adaptée a déjà été appliquée par la Direction générale de l'énergie lors de la préparation de la vente aux enchères LCT. Sur la base de cette méthodologie, la CREG propose donc de tenir compte d'une indisponibilité supplémentaire de 4,6 GW.

4.4.2. La demande d'électricité

59. La demande d'électricité est un paramètre important, qui a un impact majeur sur les paramètres de volume de la courbe de demande et, par conséquent, sur le coût du mécanisme de compensation de la capacité. La CREG estime dès lors que la détermination de ce paramètre mérite une analyse préliminaire approfondie. Or, le temps disponible entre la publication de l'étude Climact (25 août 2023) et la date limite de publication d'une décision délibérée en Conseil des ministres (15 septembre 2023) est tout à fait insuffisant pour permettre aux différentes instances (la CREG qui doit formuler une proposition de scénario de référence et la Direction générale de l'énergie qui dispose d'un pouvoir consultatif) de procéder à une analyse approfondie. Lors du comité de suivi CRM, la date du 31 août 2023 a été fixée comme date butoir pour la transmission, par la CREG, de la proposition de scénario de référence au ministre et à la Direction générale de l'énergie.

De plus, ce timing serré ne permet pas d'obtenir des clarifications ou des informations supplémentaires, et encore moins des analyses complémentaires, après avoir pris connaissance de l'étude de Climact. La CREG a pu obtenir quelques éclaircissements de la part d'Elia le 28 août 2023, mais, en raison de l'indisponibilité de Climact, il n'a pas été possible de répondre à court terme à toutes les questions (principalement celles concernant les résultats intermédiaires quantitatifs).

La CREG constate en outre que l'évolution de la demande d'électricité proposée lors du WG Adequacy du 25 août 2023 n'a pu être soumise aux acteurs du marché lors de la consultation publique d'Elia.

La raison principale de cette publication tardive réside dans le fait que les prévisions économiques du Bureau fédéral du Plan ne sont disponibles que fin juin et sont prises en compte dans les simulations de prévision de la demande d'électricité de Climact.

La CREG estime que ce problème de calendrier doit être résolu le plus rapidement possible (par exemple en modifiant le calendrier pour la détermination du scénario de référence ou en disposant des données nécessaires des prévisions économiques du Bureau fédéral du Plan avant leur publication officielle) afin d'éviter que cette situation ne se répète lors de la définition des scénarios de référence pour les prochaines ventes aux enchères.

60. La CREG estime que les informations fournies lors du WG Adequacy du 25 août 2023 sont insuffisantes. L'impact sur la demande d'électricité de chaque paramètre ajusté (par rapport à une analyse précédente) et l'évolution de la demande d'électricité par secteur doivent être calculés et publiés pour chaque année de la période considérée.

61. La CREG reconnaît que la prévision de la demande d'électricité est un exercice difficile, même dans des conditions « normales ». Les circonstances exceptionnelles de ces dernières années (crise du Covid suivie de la guerre en Ukraine), combinées à un point de basculement vers une électrification fortement accrue et à une plus grande incertitude quant à l'évolution future des prix, rendent cet exercice encore plus difficile.

62. Par rapport à l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia de juin 2023 (l'analyse précédente de Climact), seul un nombre limité de paramètres a changé :

- Mise à jour avec les perspectives macroéconomiques du Bureau fédéral du Plan ;
- Mise à jour des prévisions de prix (4/07/2023) ;
- L'élasticité des prix est retardée d'un an dans la catégorie des « Bâtiments »³ ;
- Ajustements mineurs lors de l'étalonnage du modèle.

La mise à disposition de l'impact quantitatif de chacun de ces paramètres sur la demande d'électricité permettrait certainement de mieux comprendre le résultat final présenté par Climact. La CREG constate que l'introduction du report d'un an de l'élasticité des prix pour le secteur « bâtiments » est une intervention nouvelle qui, n'ayant pas fait l'objet d'une consultation, n'a été décidée qu'après la consultation (éventuellement lors de l'analyse des premiers résultats de Climact).

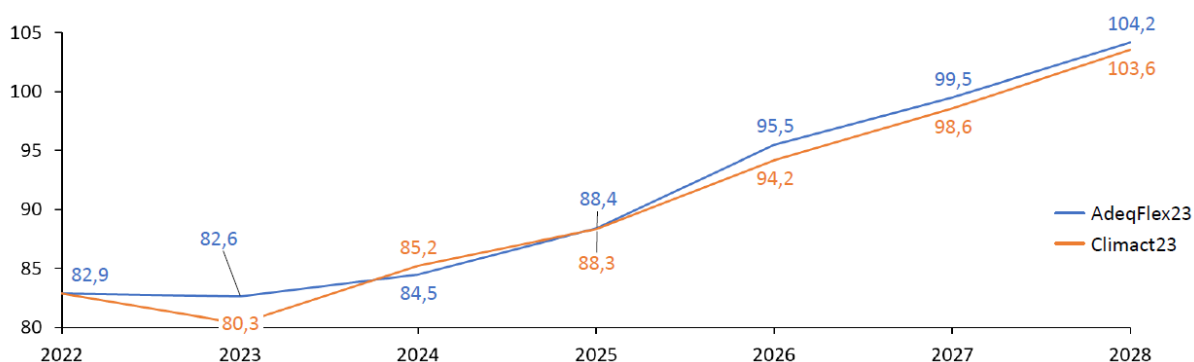
Cette introduction des paramètres susmentionnés a induit dans l'analyse de Climact une demande d'électricité de 82,4 TWh pour 2023, alors que la meilleure estimation actuelle d'Elia, basée sur les 7 premiers mois de 2023, est une demande totale d'électricité de 80,3 TWh. La différence inexplicée de 2,1 TWh a été considérée comme une destruction de la demande et est soustraite de la prévision de Climact pour l'ensemble de la période étudiée (2023-2028).

Le résultat après cette correction est illustré dans la figure ci-dessous (puisée dans le rapport de consultation d'Elia).

³ Cette catégorie comprend la consommation non industrielle (applications, cuisine, chauffage, refroidissement, eau chaude, éclairage, serveurs, etc.)

Comparison of Adequacy & Flexibility 2023 and Climact 2023 exercices

Final electricity consumption - total
[TWh]



- Demand destruction has been considered to match Elia's best estimate of the total load (July 23)
- Demand destruction impacts considered constant during the entire trajectory from year 2023 onwards

La CREG constate que l'effet combiné du report de l'élasticité des prix pour le secteur « bâtiments » et de la destruction de la demande envisagée, implique que l'évolution de la demande finale correspond étroitement à la demande d'électricité utilisée dans l'étude d'adéquation et de flexibilité.

Par rapport à l'évolution historique de la demande d'électricité, l'évolution future prévue peut au moins être considérée comme une rupture de tendance, déclenchée principalement par l'hypothèse d'une électrification rapide. La CREG souhaite attirer l'attention sur le fait que la rapidité de l'électrification est remise en question par certains acteurs du marché.

63. La demande d'électricité qui en résulte se caractérise par une forte augmentation de la demande d'électricité au cours des trois prochaines années (+17,3 % entre 2023 et 2026, avec des augmentations annuelles de +6,1 %, +3,6 % et +6,6 % respectivement). Climact explique ces augmentations par les hypothèses d'électrification, d'une part, et la prévision de prix de détail de l'électricité plus bas (réduits de quelque 450€/MWh en 2022 à 250€/MWh à partir de 2023), d'autre part.

Les hypothèses d'électrification résultent de la dernière étude d'Elia sur l'adéquation et la flexibilité.

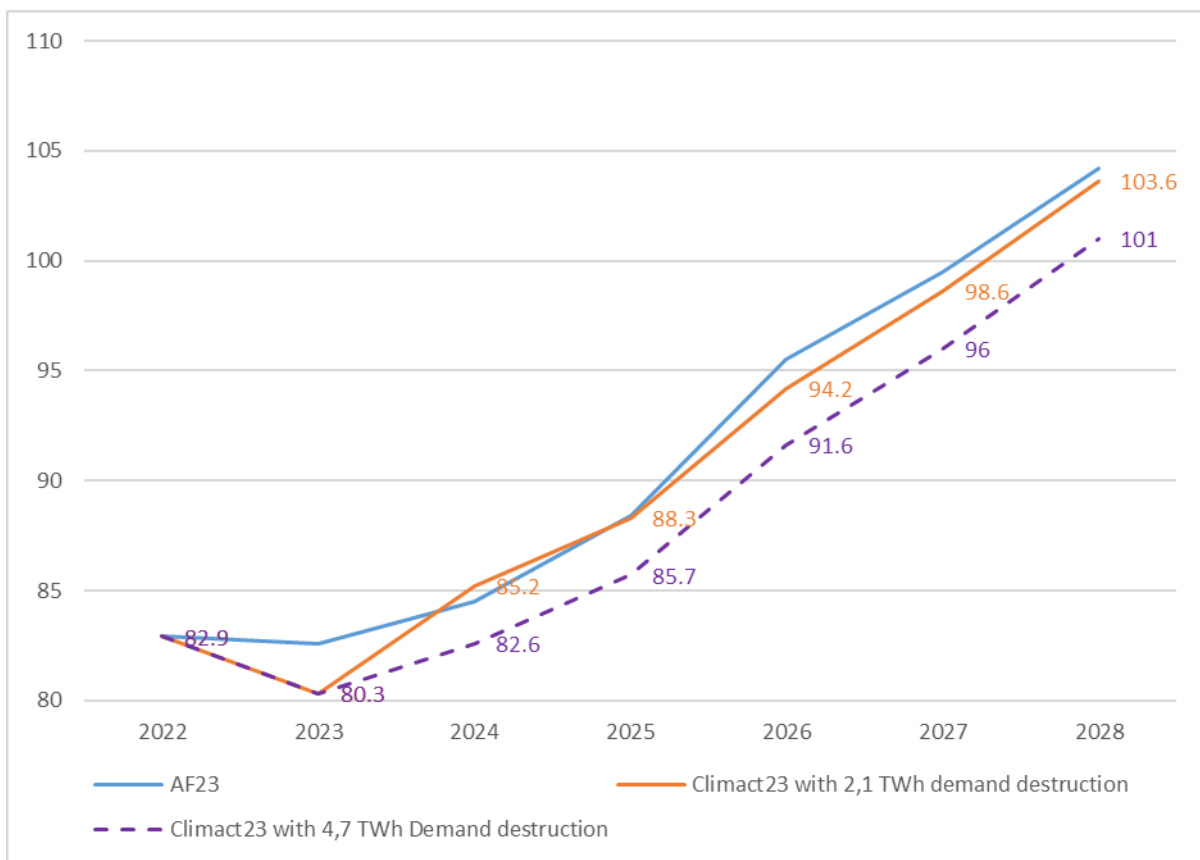
De plus, la forte augmentation entre 2023 et 2024 s'explique en partie par le décalage de l'élasticité des prix dans le secteur des « bâtiments ». En effet, la baisse du prix de l'électricité en 2023 ne se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité qu'à partir de 2024.

Dans le cadre du délai limité de l'analyse, la CREG souhaite attirer l'attention sur l'impact du décalage d'un an de l'élasticité des prix dans le secteur « bâtiments ». Cette correction méthodologique n'était pas incluse dans la consultation publique et n'a pas été dûment justifiée lors du WG Adequacy. La CREG estime que l'introduction du report de l'élasticité pour le secteur « bâtiments » doit être étayée au moins qualitativement et quantitativement par une analyse complète. Le secteur « bâtiments » comprend essentiellement la consommation non industrielle (applications, cuisine, chauffage, refroidissement, eau chaude, éclairage, serveurs, etc.) En 2022, l'augmentation des acomptes et la hausse des prix de l'électricité ont suscité beaucoup d'attention de la part des médias. Il est difficile de supposer que tous les clients résidentiels ont attendu leur facture finale avant d'adapter leur comportement.

64. La CREG propose de ne pas appliquer ce délai d'un an et de permettre ainsi au secteur « bâtiments », comme au secteur industriel et comme les simulations l'ont fait dans le passé, de réagir sans délai aux variations de prix. Cela a deux conséquences :

- L'augmentation de la consommation d'électricité entre 2023 et 2024 sera moins prononcée ;
- Le résultat de la consommation d'électricité s'élèvera, selon l'analyse Climact, à 85 TWh en 2023 plutôt qu'à 82,4 TWh. La différence inexpliquée considérée comme une destruction de la demande s'élèverait alors à 4,7 TWh plutôt qu'à 2,1 TWh. Cela signifie que l'évolution de la demande sur l'ensemble de la période affiche encore un recul de 2,6 TWh.

65. Cet ajustement situe la demande d'électricité pour 2028 à 101 TWh, ce qui représente toujours une augmentation significative par rapport à l'estimation d'Elia de 80,3 TWh en 2023. La figure ci-dessous illustre l'évolution de la demande de l'AF23 et de Climact 2023, complétée par la correction de la courbe de demande de Climact (à savoir que la correction implique que le secteur des « bâtiments » réagit aux variations de prix (comme tel est le cas pour l'industrie) la même année et tient compte d'une destruction de la demande de 4,7 TWh (soit la différence en 2023 entre 85 TWh et 80,3 TWh)).



66. Toutefois, il n'est pas exclu que la différence inexpliquée (avant de tenir compte du report de l'élasticité pour le secteur des bâtiments) ait une autre cause, qui réside dans les paramètres et les élasticités utilisés, voire dans le modèle même. En effet, l'électrification prévue connaît une croissance sans précédent et il est possible que cette évolution induise des résultats dépassant les limites de confiance du modèle (ou des paramètres le composant).

67. La CREG se demande également si la destruction de la demande envisagée doit être considérée comme constante durant la période étudiée. La destruction de la demande peut également être considérée comme un pourcentage de la demande totale d'électricité. Une analyse approfondie aurait donc été nécessaire, mais la CREG comprend également que le calendrier serré n'a pas permis une telle analyse. La CREG estime qu'il serait utile de calculer les résultats quantitatifs plus détaillés de l'étude Climact, non seulement pour les prévisions de demande futures, mais également pour la mise

à jour de l'été 2023. La CREG recommande également d'entamer dès à présent les analyses susmentionnées afin d'éviter d'être de nouveau confronté l'année prochaine à une situation similaire à celle que nous connaissons aujourd'hui.

68. Vu la grande incertitude concernant l'évolution de la demande d'électricité, la CREG recommande de ne pas se limiter à l'heure actuelle à une seule évolution de la demande d'électricité dans un scénario de référence. La CREG recommande d'envisager une modification du cadre réglementaire pour permettre cette possibilité.

Étant donné qu'une surestimation de la demande d'électricité a un impact direct sur les paramètres de volume de la courbe de demande, et peut donc potentiellement avoir des conséquences financières importantes, la CREG préconise dans tous les cas un suivi étroit de l'évolution de la demande d'électricité et du degré d'électrification. Un étalonnage annuel basé sur les dernières données disponibles est nécessaire.

69. La CREG propose de tenir compte de la courbe de demande « Climact avec destruction de la demande de 4,7 TWh », telle qu'illustrée dans le graphique ci-dessus, pour le scénario de référence.

4.4.3. Réponse de la demande (demand side respons)

70. Les résultats de l'étude E-cube présentés lors du WG Adequacy du 25 août 2023 aboutissent à un volume DSR de 1843 MW. Elia propose de maintenir ce volume constant pendant la période considérée.

71. La CREG reconnaît que l'estimation du volume DSR est un exercice difficile, mais recommande à Elia de poursuivre le développement et l'amélioration de la méthodologie d'estimation du DSR en collaboration avec les acteurs du marché.

72. Étant donné que le volume estimé de DSR ne cesse d'augmenter d'année en année, même si la demande d'électricité diminue, la CREG remet en question la recommandation d'Elia de considérer une valeur constante de 1843 MW pour le DSR sur l'ensemble de la période d'étude. Compte tenu de la prévision d'une demande d'électricité en forte augmentation, principalement due à l'électrification rapide, la CREG propose que le volume de 1843 MW DSR pour l'hiver 2022/2023 soit augmenté pour les périodes à venir en fonction de l'évolution de la demande.

5. DÉCISION

73. En vertu de l'article 3, §6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, la CREG formule la présente proposition.

74. La CREG propose de retenir la recommandation d'Elia, adaptée avec les modifications proposées aux numéros 46, 53, 58, 69, 72, comme scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

////

Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction