

CONTRIBUTION DE LA CREG

Contribution de la CREG à la consultation publique d’Elia sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l’enchère Y-1 pour la période de livraison 2026-2027 et l’enchère Y-4 pour la période de livraison 2029-2030

TABLE DES MATIERES

1	Remarques générales.....	2
1.1	Documents de référence.....	2
1.2	Contenu des documents de référence.....	2
2	Remarques spécifiques sur les scénarios et sensibilités.....	3
2.1	Data and assumptions for the scenario.....	3
2.1.1	Generation & Storage.....	3
2.1.2	Electricity consumption.....	5
2.1.3	Demand-Side Response.....	7
2.1.5	Cross-border market capacities.....	7
2.1.6	Other countries data.....	7
2.1.7	Methodology and Climatic years.....	7
2.1.8	Economic parameters.....	8
2.2	Sensitivities that could be integrated in the reference scenario.....	8
2.2.2	Nuclear capacity Great-Britain 1.....	8
2.2.7	Uncertainty on Belgian Turbojet units related to the CO ₂ thresholds.....	8
3	Remarques spécifiques sur les autres paramètres.....	9
3.1	Preselected capacity types.....	9
3.3	Intermediate price cap parameters.....	9

1 Remarques générales

1.1 DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

1. La CREG constate que les diapositives présentées lors de la réunion du WG Adequacy du 12 avril 2024 contiennent des informations supplémentaires par rapport aux documents soumis dans le cadre de la consultation publique. Elia considère que ces diapositives peuvent également être considérées comme un document de référence pour la consultation publique.

2. La CREG tient à souligner que toutes les informations nécessaires à la compréhension des scénarios et des sensibilités proposés par Elia doivent être incluses dans les documents soumis à consultation publique (i.e. la note explicative et le fichier Excel dans le cas de la présente consultation publique). Les diapositives présentées pendant le WG Adequacy avant le début de la consultation ne doivent pas contenir d'informations supplémentaires ou nouvelles par rapport aux documents de consultation. Les diapositives ne doivent servir que de support et ne doivent pas être utilisées comme une source supplémentaire d'informations qui sont déjà couvertes à plus de 90 % dans les documents de consultation. Toute information supplémentaire doit au moins être clairement identifiée, afin d'éviter que le répondant à la consultation n'ait besoin de chercher des informations éventuelles dans les diapositives.

1.2 CONTENU DES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

3. Dans la note explicative, Elia fait référence à de nombreuses reprises à l'ERAA 2023 et à l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034. Lorsqu'Elia fait référence à des valeurs ou des hypothèses issues de ces études, celles-ci devraient toujours être reprises dans la note explicative et dans le tableau Excel.

4. Lorsqu'Elia fait référence à des méthodologies utilisées dans l'ERAA 2023 ou dans l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034, celles-ci devraient figurer dans la note explicative de la présente consultation publique (en annexe, par exemple). La CREG est d'avis que l'accès directe des parties prenantes à ces informations (en les incluant dans la note explicative) permettrait d'améliorer la transparence sur ces méthodologies.

5. La CREG constate que l'utilisation des termes 'capacité nominale' et 'capacité installée' peut porter à confusion. En effet, dans la figure 1 (page 11), en ordonnée, il est question de capacité installée alors que la modification a justement pour but une mise à jour des capacité nominales.

2 Remarques spécifiques sur les scénarios et sensibilités

En vue de faciliter la lecture, cette partie ainsi que la suivante suivent la structure de la note explicative.

2.1 DATA AND ASSUMPTIONS FOR THE SCENARIO

2.1.1 Generation & Storage

2.1.1.1 Generation & Storage summary

6. Dans le tableau 1 (page 10 de la note explicative), la CREG note que les valeurs indiquées pour la capacité installée pour 'Large and small scale batteries' divergent de celles indiquées dans le tableau Excel et dans les figures 4 et 5. La CREG considère que les valeurs correctes sont celles reprises dans le tableau Excel et dans les figures 4 et 5.

7. Dans le tableau 'Generation & Storage summary', la CREG demande à Elia de fournir également les capacités installées **actuelles** (dernières données disponibles ou au moins les capacités installées au 31 décembre 2023) pour toutes les technologies reprises dans le tableau, en particulier pour les batteries 'large and small scale' et pour les renouvelables.

2.1.1.2 Individually modelled thermal generation

8. Concernant les capacités installées de production de gaz, Elia tient compte de la fermeture des capacités de production de Sappi Lanaken et Zwiindrecht Lanxess. La CREG est d'avis qu'Elia devrait examiner les raisons de ces mises à l'arrêt et, le cas échéant, pour l'évaluation de la demande, tenir compte de la réduction de la consommation ainsi que de l'abandon de projets futurs d'électrification.

9. Dans le tableau Excel '1.2 Ind. Mod. Thermal gen.', la CREG constate que pour l'unité « SERAING ST », ligne 74, la capacité est de 170 MW tandis que, sur le lien proposé, renvoyant sur la page des « Notifications de mise à l'arrêt ou de réduction structurelle de capacité installée », la capacité mentionnée est de 158 MW. La CREG se demande donc d'où vient cette différence.

10. De même, pour la centrale de Vilvoorde, toujours selon les « Notifications de mise à l'arrêt ou de réduction structurelle de capacité installée », il est question d'un arrêt définitif de la centrale pour une puissance de 360 MW. Or, dans le tableau Excel 1.2, il est question d'une disponibilité de 255 MW à partir du 01/10/2025.

2.1.1.3 Storage

Large-scale batteries

11. Concernant les batteries contractées dans le cadre du CRM, la CREG demande à Elia de vérifier la date de mise en service de ces batteries. En particulier, il est important de savoir si ces batteries

peuvent être mises en service avant la date de début de la première période de fourniture pour laquelle elles ont été contractées.

12. Dans le fichier Excel (feuille 1.3), il est indiqué que, pour les batteries 'large-scale', le contenu énergétique est partagé entre les batteries 2h et 4h. La CREG demande à Elia de préciser la répartition entre les deux types de capacité et de communiquer les hypothèses concernant l'évolution de cette répartition dans le temps.

13. De plus, la CREG demande à Elia de préciser la capacité minimale pour qu'une batterie soit considérée comme 'large-scale'. La CREG demande également à Elia d'indiquer si les batteries de plus de 25 MW sont considérées comme étant soumises à un programme journalier.

14. La principale hypothèse concernant l'évolution des batteries 'large scale' est que seules les nouvelles batteries contractées dans le cadre du CRM viendront s'ajouter aux capacités existantes. La CREG s'interroge sur les raisons qui pourraient empêcher le développement de batteries en dehors du CRM et demande à Elia de justifier le choix de cette hypothèse.

15. La CREG constate que la méthodologie utilisée pour évaluer la capacité disponible pour les batteries 'large-scale (**in-the-market**)' ne semble pas être la même que celle utilisée dans l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034 et détaillée au point '3.4.2.2. Large-scale batteries'. En effet, il semble que la capacité potentielle étudiée dans l'A&F n'est plus prise en compte dans l'établissement des scénarios de cette présente consultation. La CREG demande à Elia d'expliquer les raisons de ce changement de méthodologie.

16. Enfin, la CREG demande à Elia de fournir un tableau similaire à celui présenté dans la feuille 1.2 du fichier Excel reprenant, au minimum pour les batteries 'large scale', les informations suivantes :

- Capacité installée ;
- Capacité de stockage ;
- Date de mise en service.

Small-scale batteries

17. Pour les batteries 'small scale', Elia indique qu'elle considère qu'une capacité supplémentaire équivalente à 0,3 % de la capacité photovoltaïque installée existante totale sera installée (contre 0,2 % dans l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034). La CREG demande à Elia de préciser le choix de cette hypothèse d'évolution par rapport à l'étude Adequacy & Flexibility.

2.1.1.4 Renewable & profiled non-renewable

18. En ce qui concerne le développement du photovoltaïque, Elia se base sur l'augmentation observée ces trois dernières années. Cependant, la CREG se demande si une telle hypothèse est réaliste compte tenu de l'arrêt de certains dispositifs favorables au développement du photovoltaïque (par exemple, la fin du compteur qui tourne à l'envers en Wallonie) et des prix élevés de l'électricité observés en 2022 et 2023 qui ont pu pousser l'installation de capacités photovoltaïques à la hausse.

19. Pour les capacités 'profilées thermiques sans programme journalier', la CREG fait remarquer qu'il n'est pas possible de vérifier les valeurs présentées sans une liste détaillée des unités individuelles. Dès lors, la CREG demande à Elia de fournir une liste détaillée des unités individuelles

prises en compte dans l'évolution de la capacité installée de ces technologies. La liste devrait contenir les mêmes informations que celles reprises dans la feuille '1.2 Ind. mod. thermal gen.' du tableau Excel. De plus, les prévisions d'évolution des unités thermiques sans programme journalier ont été revues à la baisse sur base d'informations fournies par les DSO. La CREG s'interroge sur les raisons de cette baisse et demande à Elia de partager les informations dont elle dispose.

2.1.1.5 Forced outage rates

20. La CREG note que les valeurs prises en compte pour les taux d'interruption forcée sont celles de l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034 et qu'elles ne sont donc pas mises à jour sur base des données disponibles les plus récentes. Dès lors, la CREG demande à Elia de fournir une motivation pour le taux d'interruption forcée pris en compte pour chaque technologie. La CREG demande notamment à Elia d'indiquer comment les jours d'interruption forcée sont répartis au cours de l'année.

21. Concernant le taux d'interruption forcée du nucléaire, un taux de 20,5% pour les deux unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 est nettement supérieur aux données prises en compte dans le LTO. La CREG estime qu'un taux maximum de 10% devrait être pris en compte dans le scénario de base et demande à Elia de justifier le taux pris en compte.

2.1.2 **Electricity consumption**

22. En ce qui concerne la consommation d'électricité, les valeurs et les motivations proposées doivent être soumises à consultation. La consommation d'électricité, notamment en période de pointe, est un des éléments les plus déterminants pour les paramètres de volume dans les courbes de demande. Ainsi, la CREG regrette qu'une seule des quatre composantes (i.e. l'électrification supplémentaire à partir des véhicules électriques et des pompes à chaleur) de la consommation d'électricité soit soumise à la présente consultation publique. De plus, Elia devrait soumettre à consultation le détail de la méthodologie qu'elle compte utiliser pour déterminer la valeur de la demande en période de pointe.

23. La proposition de présenter les hypothèses mises à jour et les valeurs pour la demande d'électricité lors de la réunion du WG Adequacy du mois d'août 2024 ne peut en aucun cas remplacer un processus de consultation tel que prévu à l'article 5 de l'arrêté royal sur le volume et les paramètres¹. Ainsi, la CREG insiste pour que la procédure de consultation soit également appliquée à la consommation d'électricité et que le délai minimum d'un mois soit accordé aux parties prenantes, en tenant compte de la période des vacances d'été pendant les mois de juillet et août.

24. Cette seconde consultation publique devrait notamment porter sur les trois autres composantes de la consommation d'électricité, à savoir l'électrification supplémentaire à partir de l'industrie, les pertes de réseaux et la demande organique.

¹ 28 avril 2021 – Arrêté royal 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 la capacité

25. La CREG ne perçoit d'ailleurs par la raison pour laquelle Elia ne pourrait pas, dès à présent, consulter sur les hypothèses prises en compte en matière de pertes de réseau.

26. Enfin, concernant la détermination de la demande d'électricité, la CREG est d'avis qu'il est important d'évoluer vers une approche plus intégrée. L'approche suggérée par Elia consiste à ajouter une demande supplémentaire, résultant de l'électrification de l'industrie et des véhicules électriques/pompes à chaleur, à la demande organique et aux pertes de réseau. La CREG se demande si cette approche prend suffisamment en compte l'amélioration de l'efficacité énergétiques des applications existantes (qui sont remplacées).

27. De plus, Climact établit des projections de consommation sur base de la consommation passée. Or, cette consommation intègre progressivement les nouveaux usages. Les hypothèses prises par Climact au sujet, par exemple, de la consommation des pompes à chaleur en service sont-elles en ligne avec les hypothèses prises par Elia pour estimer la consommation des pompes à chaleur additionnelles ?

2.1.2.1 Additional electrification from industry

28. Compte tenu des annonces actuelles de réduction des capacités de production et du risque de fermeture d'entreprises, la CREG suggère que plusieurs scénarios de base soient pris en compte pour l'électrification de l'industrie. La CREG et la Ministre pourraient ainsi disposer des résultats de différents scénarios et opter pour le scénario qui correspond le mieux aux dernières perspectives.

29. La CREG est d'avis que seule une partie des projets actuels en matière d'électrification de l'industrie sera finalement réalisée et entraînera une augmentation de la demande. Ainsi, la CREG demande à Elia de préciser quel ratio de réalisation des investissements projetés par l'industrie elle compte prendre comme hypothèse pour l'électrification de ce secteur.

2.1.2.2 Additional electrification from EV and HP

30. La CREG demande à Elia de fournir les hypothèses retenues pour l'évolution du nombre de véhicules électriques et hybrides en circulation pour les différentes années cibles.

31. Page 14 de la note explicative, Elia indique que les véhicules électriques (V2G inclus) sont intégrés dans la demande d'électricité. La CREG demande à Elia de détailler les hypothèses retenues pour déterminer l'impact sur la demande des véhicules électriques pour les différentes années cibles (véhicule type pris en compte, nombre de kilomètres parcourus par an par véhicule, capacité de la batterie, etc).

32. La CREG demande également à Elia de fournir une comparaison entre les données de la Febiac et les dernières données de Statbel².

33. La CREG note que seule l'estimation de l'évolution du nombre de pompes à chaleur installées est soumise à consultation publique. Sachant qu'une part des pompes à chaleur vendues ces dernières années ont pour but d'assurer la climatisation ou le chauffage d'une piscine en été, la CREG estime

² [Parc de véhicules | Statbel \(fgov.be\)](https://www.fgov.be/fr/themes/transport/vehicules)

que seule la consommation des pompes à chaleur économiquement pertinentes pour assurer le chauffage en hiver devraient être prises en compte. Ceci pourrait être corrélé à l'âge de l'habitation et à son PEB et devrait tenir compte des systèmes de chauffage complémentaires (poêle à bois ou à pellets).

2.1.3 Demand-Side Response

34. La CREG regrette que la mise à jour de l'étude réalisée par E-Cube sur les volumes historiques ne fasse pas l'objet de la présente consultation. La CREG est d'avis qu'une session du WG Adequacy au mois d'août 2024 ne peut pas remplacer la période de consultation d'un mois exigée par la loi.

35. Ainsi, la CREG insiste pour que la procédure de consultation soit également appliquée à la 'demand-side response' et que le délai minimum d'un mois soit accordé aux parties prenantes, en tenant compte de la période des vacances d'été pendant les mois de juillet et août.

2.1.5 Cross-border market capacities

36. La CREG demande à Elia de motiver son choix de se baser sur le modèle du réseau du TYNDP 2022 plutôt que sur celui du TYNDP 2024 dans la mesure où les scénarios pour le TYNDP 2024 ont été publiquement consultés et que le rapport de synthèse de cette consultation a été publié (le réseau de référence a fait partie de la consultation publique).

2.1.6 Other countries data

2.1.6.1 Overview of the updates for neighboring countries

37. La CREG demande à Elia, dans les tables 4 à 6, d'indiquer également les valeurs actuelles (dernières données disponibles ou au moins la demande en 2023 et les capacités installées au 31 décembre 2023) ainsi que les données de l'ERAA 2023, en plus de celles proposées par Elia. Cela permettra aux parties prenantes d'analyser plus facilement les mises à jour proposées par Elia.

2.1.6.2 Sources for France

38. Pour l'enchère 2026-27/Y-1, Elia propose d'évaluer l'indisponibilité des unités nucléaires sur base de la production annuelle prévue, exprimée en TWh. Cette approche ne serait correcte que si les unités nucléaires françaises produisaient à plein régime 365 jours par an. Or, les unités de production françaises produisent en fonction de la demande et des prix de marché. Il semble donc aléatoire de déduire un nombre de MW disponibles à partir d'une projection de production annuelle exprimée en TWh.

2.1.7 Methodology and Climatic years

39. La CREG demande à Elia d'indiquer la date de la dernière mise à jour de la base de données de Météo France.

40. La base de données climatiques devrait prendre en compte le changement climatique et le réchauffement de la planète. Comme les années climatiques ne sont pas publiées, rien ne prouve que les années climatiques prospectives sont réellement représentatives. La CREG aimerait voir comment les années historiques récentes peuvent être intégrées dans la base de données climatiques.

2.1.8 Economic parameters

41. Pour qu'il soit possible de tenir compte d'un changement significatif des prix futurs des combustibles et du CO₂ survenant avant l'adoption de l'arrêté ministériel, une sensibilité à la hausse et une sensibilité à la baisse de ces paramètres devrait être prévue de façon à pouvoir disposer des résultats du scénario le plus pertinent lors de la calibration du CRM.

42. La source utilisée par Elia pour calculer les prix futurs « CO₂ » est « EEX EUA futures ». La CREG ne parvient pas à retrouver les chiffres avancés par Elia en consultant cette source. De plus, il est à noter que ces prix divergent du rapport « World Energy Outlook 2023 » au niveau de l'annexe B, Table B.2, CO₂ prices. La CREG s'interroge sur les raisons qui peuvent justifier cette différence.

2.2 SENSITIVITIES THAT COULD BE INTEGRATED IN THE REFERENCE SCENARIO

43. De manière générale, la CREG souhaite souligner que les sensibilités proposées ont bien été présentées au SPF et à la CREG mais qu'elles ne sont pas le résultat d'une discussion ou d'un accord avec les parties concernées.

2.2.2 Nuclear capacity Great-Britain 1

44. La CREG demande à Elia de motiver les raisons qui l'ont poussée à considérer une durée d'extension de deux ans pour les centrales nucléaires AGR.

45. Au-delà de la durée de l'éventuelle extension de ces centrales, une incertitude existe également quant au nombre de centrales dont la durée de vie sera effectivement prolongée. EDF souhaite prolonger les quatre centrales AGR mais cette extension pourrait concerner qu'une, deux ou trois centrales. Compte tenu de l'impact significatif de cette éventuelle extension sur les capacités de production au Grande-Bretagne, la CREG propose quatre sensibilités différentes pour la prolongation des centrales AGR :

- Sensitivité 1 : prolongation d'une centrale AGR pour une durée de deux ans
- Sensitivité 2 : prolongation de deux centrales AGR pour une durée de deux ans
- Sensitivité 3 : prolongation de trois centrales AGR pour une durée de deux ans
- Sensitivité 4 : prolongation de quatre centrales AGR pour une durée de deux ans.

2.2.7 Uncertainty on Belgian Turbojet units related to the CO₂ thresholds

46. Elia envisage la fermeture des turbojets pour les trois enchères en raison des seuils d'émissions spécifiques de CO₂ appliqués dans le cadre du CRM. Cependant, les seuils sont fixés pour cinq ans. La

CREG demande à Elia d'expliquer les raisons de son choix (à savoir de proposer cette sensibilité pour toutes les enchères) .

3 Remarques spécifiques sur les autres paramètres

3.1 PRESELECTED CAPACITY TYPES

47. Les valeurs reprises pour les coûts FOM dans la feuille 8 du tableau Excel correspondent aux valeurs 'medium' de FOM de l'étude 'Cost of Capacity' réalisée par Entras. La CREG demande à Elia de justifier ce choix (alors que l'étude propose également des valeurs 'low' et 'high').

48. La CREG note également que les valeurs reprises pour le CAPEX des technologies CCGT et OCGT sont celles correspondant à de nouvelles unités, e.g. CCGT > 800 MW et OCGT > 100 MW. La CREG est d'avis que les valeurs pour les coûts FOM devraient correspondre aux mêmes technologies **avec les mêmes gammes opérationnelles** que celles utilisées pour les valeurs du CAPEX.

3.3 INTERMEDIATE PRICE CAP PARAMETERS

49. Dans la mesure où les hypothèses prises par Entras dans son étude tiennent compte d'un programme de maintenance qui maintient la capacité à l'état « neuf » jusqu'à la fin de la durée de vie de l'actif, la CREG estime que seules les valeurs 'low' pour les coûts d'O&M devraient être retenues.