

Note

(Z)2154

30 novembre 2020

Note en réponse à la consultation publique organisée par ELIA sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude d'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032

établie en application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. INTRODUCTION	3
2. Remarques générales	3
3. Consultation publique	4
4. Données de base	4
4.1. Scénario de base	4
4.2. Normalisation de la demande d'électricité	5
4.3. Cogénération	5
5. Méthodologie	6
5.1. Economic Viability Analysis	6
5.2. Balancing reserves	7
5.3. Années climatiques	8
5.4. Price caps	10
5.5. Gestion de la demande / Alimentation de secours	10
5.6. Norme de fiabilité	12
5.7. Scarcity pricing	12
5.8. Forced Outage	12
6. Rapport final	13
6.1. Résultats de la consultation	13
6.2. Transparence	13
ANNEXE 1	14

1. INTRODUCTION

1. Dans la présente note, la CREG formule un certain nombre de commentaires sur les informations mises à disposition par Elia suite à sa consultation sur l'étude d'adéquation et du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032 (ci-après : « étude A&F 2022-2032 »). La CREG espère que cette contribution aidera Elia à mieux étayer l'étude d'adéquation pour 2022-2032 et à la rendre plus robuste.

2. La CREG se réserve le droit de formuler ultérieurement des commentaires sur la méthodologie, les hypothèses et les scénarios de l'étude A&F 2022-2032 en général et sur le document de consultation soumis en particulier.

3. La présente note a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 30 novembre 2020.

2. REMARQUES GÉNÉRALES

4. La CREG estime que l'intention d'Elia de réaliser une consultation plus large que celle prévue dans l'étude Elia de juin 2019 est une évolution positive.

5. L'intention de suivre autant que possible la méthodologie approuvée par l'ACER pour une ERAA est également soutenue par la CREG.

6. Etant donné que l'étude précédente a servi de base pour justifier la nécessité d'introduire un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) lors de sa notification à la Commission européenne en décembre 2019 et qu'elle remplit donc, selon la CREG, la fonction d'une analyse d'adéquation nationale, telle que visée à l'article 24 du règlement européen (UE) 2019/943, la CREG estime que la consultation doit être organisée de manière aussi large que possible en ce qui concerne tous les aspects de la future analyse. Selon la CREG, la réserve exprimée par Elia, selon laquelle aucune garantie ne peut être donnée quant au fait que les aspects méthodologiques seront effectivement mis en œuvre, est inacceptable.

7. La CREG estime qu'il est important de noter que la brève consultation unique entre la CREG et Elia n'a pas abouti à une position unanime sur les différents aspects soumis à la consultation.

8. La CREG renvoie à son étude (F)1957 du 11 juillet 2019, dans laquelle elle a formulé de nombreux commentaires sur les hypothèses et la méthodologie utilisées par Elia dans son étude de juin 2019. Bien qu'un certain nombre de ces commentaires semblent avoir été traités dans le cadre de la présente consultation, la CREG estime que l'étude (F)1957 contient encore des commentaires qui restent valables pour la prochaine étude d'adéquation.

3. CONSULTATION PUBLIQUE

9. Bien que le titre de la consultation d'Elia suggère que la consultation couvre tous les aspects (« ...sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude »), la CREG note que l'introduction de la note « Consultation publique sur la méthodologie » précise que la consultation sur la méthodologie se limite aux modifications apportées à la méthodologie. Plus loin dans la même note, il est indiqué que les commentaires sur la méthodologie, qui a été utilisée dans l'étude précédente, sont les bienvenus. La CREG regrette ces informations contradictoires dans le document de consultation, qui ne sont en rien propices à une consultation efficace. En outre, la CREG est d'avis que la consultation actuelle sur les aspects méthodologiques (évolutifs) ne constitue pas une raison pour considérer ces aspects comme définitifs et immuables et pour les exclure des consultations futures pour les prochaines études d'adéquation.

10. Compte tenu de l'incertitude entourant la méthodologie qui sera effectivement réalisable et de l'indisponibilité des données des autres pays, la CREG estime que la fin de la période de consultation, c'est-à-dire fin novembre 2020, est trop précoce et que la période de consultation aurait dû soit durer plus longtemps, soit commencer plus tard.

4. DONNÉES DE BASE

4.1. SCÉNARIO DE BASE

11. Le scénario de base ou *central scenario* proposé par Elia tient compte du dernier PNEC (Plan National Énergie-Climat, NECP : abréviation anglaise) pour la Belgique et les PNEC/ études MAF pour les autres pays. Le scénario central peut être considéré comme un scénario *current/stated policies* (voir slide 14 de la présentation soumise à consultation).

12. La CREG constate en premier lieu que les données du MAF (*Mid-term Adequacy Forecast*) ne sont pas encore disponibles au moment de la consultation, ce qui rend la consultation publique d'Elia incomplète. L'Excel indique que les données pour les autres pays seront basées sur :

- la MAF 2020
- la *PLEF Generation adequacy study*
- le *Ten-year Network Development Plan 2020*
- les dernières informations disponibles sur le marché

Tout d'abord, on ne sait pas clairement quelles données Elia utilisera en cas de différences entre les données des différentes sources citées. Au moment de la consultation, on ne sait pas non plus quelles données seront utilisées par la MAF 2020.

13. Par ailleurs, la CREG note qu'Elia propose d'utiliser les *current/stated policies* pour l'étude A&F 2022-2032, alors que dans l'étude Elia de juin 2019, le scénario de base était le scénario WAM (« *with additional measures* ») et non le WEM (« *with existing measures* »). À première vue, ce scénario semble moins ambitieux que dans la précédente étude Elia. La CREG estime que le choix de ce scénario n'était pas suffisamment justifié. La CREG est d'avis que l'impact de la crise du coronavirus sur la

demande d'électricité doit en tout état de cause être pris en compte, qu'il s'agisse d'un scénario WAM ou WEM.

14. La CREG considère l'étude de sécurité d'approvisionnement 2022-2032 comme une évaluation d'adéquation nationale au sens de l'article 24 du règlement électricité (UE)2019/943. Cette évaluation nationale peut prendre en compte des sensibilités supplémentaires par rapport au scénario de référence (MAF 2020 selon Elia) et :

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 supplémentaires et des données récentes qui s'ajoutent à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité pour l'évaluation de l'adéquation de l'approvisionnement en électricité en Europe.

La CREG constate que, compte tenu de l'indisponibilité des données pour le scénario de référence, il n'y a pas non plus de clarté quant aux points sur lesquels cette évaluation nationale de l'adéquation diffère du scénario de référence.

15. Compte tenu de la possibilité d'une prolongation nucléaire prévue dans l'accord de gouvernement, la CREG propose à Elia de demander au gouvernement si cela doit également être simulé comme scénario alternatif.

4.2. NORMALISATION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

16. La demande d'électricité est « normalisée ». La CREG demande à Elia de clarifier comment et selon quels paramètres cette normalisation est effectuée. La question se pose également de savoir si les paramètres de normalisation de la demande d'électricité tiennent suffisamment compte des effets du changement climatique (en moyenne des températures plus élevées et moins d'hivers extrêmement froids).

4.3. COGÉNÉRATION

17. Elia propose que la cogénération soit considérée comme étant dictée par la politique (*policy driven*) et donc exclue du test de viabilité économique. La CREG estime que la cogénération doit être soumise au test de viabilité économique et que, dans ce cadre, il faut également tenir compte des revenus autres que ceux de l'électricité (revenus de la chaleur et éventuellement subventions dans une analyse de sensibilité).

5. MÉTHODOLOGIE

18. En ce qui concerne les aspects méthodologiques soumis à la consultation, Elia ne donne aucune garantie quant à leur application. Leur application est soumise à une étude de faisabilité. La CREG estime qu'une telle étude de faisabilité aurait dû être réalisée préalablement à cette consultation publique. La réserve exprimée par Elia dans son document de consultation, en ne fournissant aucune garantie, et donc en ne précisant pas la méthodologie qui sera appliquée, rend la consultation inadéquate.

19. La CREG ne comprend pas les arguments d'Elia, qui se cache derrière le temps limité dont elle dispose pour réaliser cette étude. Le cadre légal de cette étude de sécurité d'approvisionnement est connu depuis plusieurs années et, sur la base des commentaires de la CREG sur l'étude Elia de 2019, les adaptations proposées à la méthodologie auraient déjà pu être étudiées plus avant sans attendre la méthodologie approuvée par l'ACER pour l'ERAA.

5.1. ECONOMIC VIABILITY ANALYSIS

20. La CREG constate qu'Elia souhaite abandonner l'approche médiane pour l'estimation des revenus (telle qu'appliquée dans l'étude Elia de juin 2019). La CREG avait estimé que l'approche médiane donnait lieu à une importante sous-estimation des revenus du marché. La méthodologie proposée actuellement pour évaluer la viabilité économique constitue une amélioration par rapport au choix arbitraire d'utiliser la médiane des revenus.

21. Toutefois, la CREG estime qu'un certain nombre d'incertitudes subsistent quant à la manière dont la méthodologie proposée sera effectivement appliquée par Elia et à la manière dont le WACC et le *hurdle rate* seront calibrés.

22. La méthodologie proposée par Elia se limite à une description qualitative de certains principes, mais sans aucune évaluation quantitative. La CREG estime que la consultation d'Elia est insuffisante (ou prématurée) sur ce point. En l'absence de propositions quantitatives dans les documents de consultation, les acteurs du marché ne peuvent pas réagir de manière adéquate et détaillée.

23. Elia propose d'utiliser un WACC de 7 %. La *specific hurdle premium* y sera ajoutée. Les informations soumises pour consultation ne permettent pas à la CREG de déterminer clairement comment ce WACC de 7% a été déterminé par Elia. En tout état de cause, il faut éviter que certains risques soient couverts deux fois et que l'ajout d'une *specific hurdle premium* fasse en sorte que le risque soit deux fois comptabilisé.

24. La CREG tient à souligner que le rôle des marchés à long terme (*forward markets*) doit être pris en compte. La CREG a expliqué cela plus en détail dans un document envoyé à Elia et aux autres personnes présentes (voir annexe à cette note).

25. L'inclusion des marchés *forward* dans l'analyse de viabilité économique (*economic viability analysis*) a pour conséquence directe qu'il convient de prendre en compte la valeur attendue des résultats simulés à la suite des différentes années climatiques historiques et des différentes pannes inattendues. Si les résultats simulés ont une probabilité égale, cela revient à prendre la moyenne.

26. La CREG constate que l'analyse de viabilité économique (*Economic Viability Analysis* - EVA) ne prend pas en compte la possibilité d'installer une production sur le site du consommateur (capacité dite « *behind-the-meter* »). Cette capacité a l'avantage de permettre certaines réductions importantes sur les coûts de réseau et autres, ce qui améliore sensiblement la rentabilité (et donc la sécurité d'approvisionnement). Dans son étude n°1957, la CREG avait déjà fait cette remarque et avait fait

référence à son étude n°1583 qui traitait précisément de cet aspect¹. La CREG demande à Elia de prendre en compte ce type important de capacité dans l'étude A&F 2022-2032.

27. Dans son analyse des résultats détaillés de l'étude A&F de juin 2019, la CREG a souligné qu'Elia utilise 330 années de simulation pour analyser la sécurité d'approvisionnement et que dans la même étude, seules 33 années de simulation sont utilisées pour l'EVA. En outre, il apparaît que le nombre moyen d'heures de pénurie dans l'EVA soit beaucoup plus faible que dans l'analyse de la sécurité d'approvisionnement. Ces deux incohérences, entre autres, ont conduit au fait que la rentabilité des capacités existantes et nouvelles a été considérablement sous-estimée dans l'étude A&F de juin 2019. La CREG insiste donc pour que l'EVA utilise exactement les mêmes années de simulation que l'analyse de la sécurité d'approvisionnement. C'est également une obligation qui découle de l'article 7 de la méthodologie ERAA approuvée par l'ACER.

28. En outre, la CREG estime que l'analyse de viabilité économique doit être réalisée non seulement pour les capacités belges mais aussi pour les capacités étrangères.

29. Enfin, la CREG tient à souligner que le mode de traitement du risque dans l'étude A&F doit être appliqué de manière cohérente dans le calcul du CoNE et donc aussi de la norme de fiabilité. De plus, cette demande d'approche logiquement cohérente est une obligation explicite de l'article 6 de la méthodologie ERAA approuvée par l'ACER.

5.2. BALANCING RESERVES

30. Les pays disposant d'un gestionnaire de réseau réactif, comme la Belgique, où le gestionnaire de réseau encourage autant que possible les acteurs du marché à résoudre le déséquilibre et adopte lui-même une attitude réactive, disposent généralement encore de nombreuses réserves disponibles la plupart du temps. Une analyse effectuée par la CREG montre que ces dernières années, plus de 80% de la réserve FRR a été disponible pendant 99% du temps. L'inclusion de réserves d'équilibrage peut donc avoir un impact significatif sur le LoLE et l'EENS moyens.

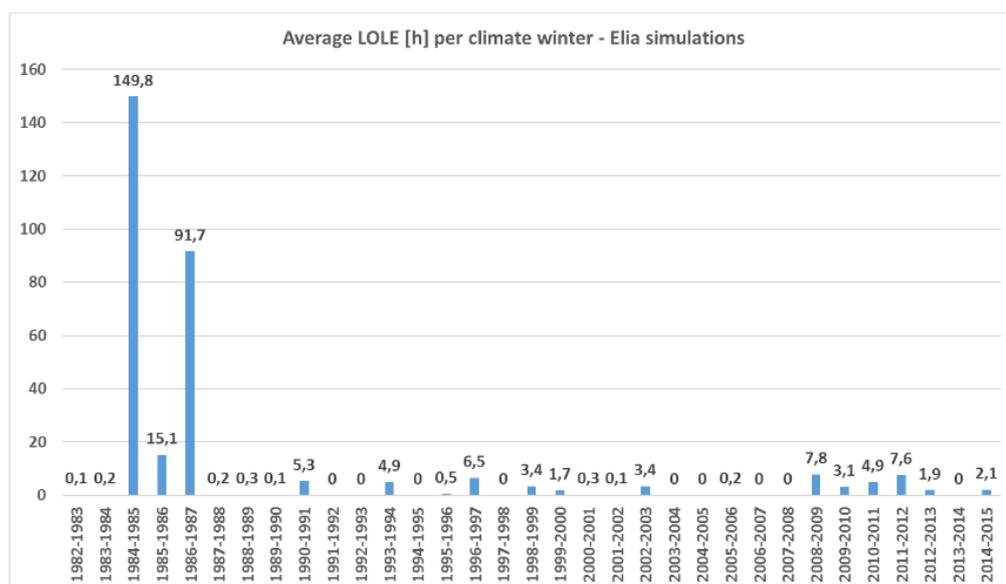
31. L'article 4.6(g).ii de la méthodologie ERAA approuvée par l'ACER prévoit que ce n'est que si les réserves d'équilibrage ne peuvent être modélisées que les FCR et FRR ne doivent pas être prises en compte pour éviter le délestage. La CREG attend d'Elia qu'elle modélise les réserves d'équilibrage, en particulier les réserves FRR, et qu'elle les prenne en compte de manière appropriée dans l'étude A&F afin d'éviter des heures LoLE, comme ce sera le cas dans une situation réelle.

¹ Étude 1583 de la CREG sur « la rentabilité d'unités de production locales contrôlables » : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1583FR.pdf>

5.3. ANNÉES CLIMATIQUES

32. La CREG souhaite avant tout souligner l'importance des années climatiques utilisées pour réaliser une étude sur la sécurité d'approvisionnement.

L'analyse par la CREG de l'étude Elia de juin 2019 montre que les années climatiques prises en compte dans les tirages Monte-Carlo sont très déterminantes pour les résultats. Sur la base de données non publiées obtenues par la CREG auprès d'Elia, il a été possible de démontrer (voir note CREG (Z)2050²) que plus de 78% des heures LoLE du scénario de base 2025, qui sont utilisées pour calculer un LoLE moyen, proviennent des 2 hivers rigoureux au début de la base de données climatiques (1984-85 et 1986-87) (à titre d'illustration, voir ci-dessous la répartition des heures LoLE par année climatique).



La CREG a estimé que la prise en compte de 34 années climatiques, chacune d'un poids égal, ne tenait pas compte des effets du changement climatique et qu'une approche plus scientifique était nécessaire. L'étude « Winter is leaving », réalisée par des experts climatiques de la VUB³, a notamment montré que la probabilité d'hivers extrêmement rigoureux en Belgique et dans les pays voisins diminue en raison du changement climatique.

33. La méthodologie adoptée par l'ACER envisage 3 options pour le scénario central :

- i. *rely on a best forecast of future climate projection;*
- ii. *weight climate years to reflect their likelihood of occurrence (taking future climate projection into account); or*
- iii. *rely at most on the 30 most recent historical climatic years included in the PECD.*

34. En recourant aux années climatiques historiques (option 3), comme cela a été fait dans l'étude Elia de juin 2019, les 30 années climatiques les plus récentes peuvent au maximum être utilisées. Cette option peut être appliquée directement par Elia sans travail supplémentaire. Toutes les autres circonstances restant constantes, cette méthode réduirait considérablement, voire éliminerait, le problème d'adéquation identifié par Elia pour la Belgique en juin 2019.

² Note (Z)2050 du 16 janvier 2020, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z2050EN.pdf>

³ Etude « Winter is leaving », https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

35. Elia déclare que l'option 1 est l'option « préférée ». La CREG considère que l'énumération des différentes options n'implique pas de hiérarchie et que l'option 1 ne peut être considérée comme meilleure ou pire que les autres options.

36. Lors d'une réunion de collaboration, Elia a déclaré que la troisième option, qui consiste à limiter la base de données climatiques à 30 années climatiques historiques, était « *statistically not sound* ». La CREG estime que l'extension à 34 années climatiques, c'est-à-dire quatre années climatiques supplémentaires, avec deux hivers extrêmement rigoureux, ne peut certainement pas être considérée comme plus représentative des années climatiques futures que l'utilisation de 30 années climatiques historiques. La prise en compte de deux hivers extrêmement rigoureux semble plutôt être un déni du changement climatique.

L'option proposée par Elia d'utiliser 200 années climatiques synthétiques, comme le fait RTE sur la base des simulations de Météo-France, n'apporte pas de certitude suffisante quant à la représentativité de ces années climatiques. Il n'est pas clair si les effets du changement climatique ont été suffisamment et correctement inclus dans ces simulations. Le modèle a-t-il été testé sur des données historiques pour prédire les années climatiques des 5 dernières années et quels en sont les résultats ?

37. La CREG estime que non seulement l'option proposée est sans doute complexe et exigera beaucoup d'efforts de la part d'Elia en peu de temps, mais aussi que les résultats d'une telle approche ne seront pas vérifiables. En d'autres termes, la méthode proposée équivaut à une « boîte noire ». Sur ce point, la CREG souhaite renvoyer à ce qui figure dans l'enquête sectorielle de la Commission européenne⁴ sur la position neutre ou non neutre que prend un GRT dans le cadre de cette discussion. Il est possible qu'Elia prenne une position d'aversion au risque tout comme en 2019.

38. Pour la CREG, l'utilisation des 200 années climatiques synthétiques établies par un GRT étranger ne peut être acceptée qu'après une consultation détaillée et une vérification des calculs par des experts climatiques indépendants. La CREG prendra une initiative à cet égard.

39. Vu l'importance des années climatiques (comme décrit ci-dessus) sur les résultats d'une analyse d'adéquation, la CREG estime que, pour l'instant, il serait préférable de travailler avec une approche pure et incontestable, c'est-à-dire de remonter au maximum 30 ans en arrière. Pour l'étude A&F de 2021 qui simule la période de 2022 à 2032, cela implique pour la CREG une base de données climatiques qui ne remonte pas au-delà de 1992. Cela est conforme à l'option 3 (voir ci-dessus).

⁴ Voir points 539 et 546 du rapport final de la Commission européenne sur les CRM (propre soulignage) :

(539) An important aspect in central buyer mechanisms – as in other volume-based mechanisms – is the need for a central body to estimate the required amount and type of generation capacity to attain the desired level of system reliability. While this minimises risks of insufficient provision of generation capacity, it risks leading to excess capacity if risk-averse central authorities set the targets for generation capacity at unnecessary high levels. This risk exists to some extent in every capacity mechanism type, however, and should be mitigated by links to a thorough and transparent adequacy assessment, and appropriate oversight of regulators or independent experts to verify the parameters set by governments and TSOs.

(546) Some inefficiency may be unavoidable in any central buyer design, for example due to the complexity of carefully assessing all the design features, the dependence on central judgements by risk averse decision makers – though this can be reduced by including a role for the regulator or independent experts in the process – and the need to centrally determine the required flexibility characteristics of capacity providers through the design of the capacity product. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_87000_1.pdf

5.4. PRICE CAPS

40. L'étude d'adéquation doit tenir compte du fait qu'il n'existe pas de limites de prix effectives. Le maintien d'une simulation avec un plafond de prix (*price cap*) de 20.000 €/MWh comme dans l'étude A&F de 2019 est donc le minimum.

41. Elia propose d'appliquer l'augmentation automatique des plafonds de prix (+ 1 000 €/MWh si 60 % du plafond de prix est atteint) à partir de la prochaine année de simulation.

42. La CREG rappelle que l'article 10 du règlement 2019/943 prévoit sans équivoque qu'il ne doit pas y avoir de plafonds de prix. Dans la pratique, cependant, il existe des limites aux offres (*binding limits*). L'ACER a décidé en 2017 que ces limites aux offres seraient automatiquement augmentées. Cette augmentation est automatique et doit donc avoir lieu immédiatement. La proposition d'Elia implique qu'un dépassement de 60% du plafond de prix au début de l'année de simulation n'aura aucune conséquence pendant l'année de simulation en question. En outre, cette approche signifie que le plafond de prix est augmenté année après année d'un maximum de 1 000 euros par MWh, tandis qu'en cas de plusieurs dépassements de 60 % du plafond de prix (augmenté), cela entraîne, selon la décision de l'ACER, une augmentation automatique consécutive du plafond de prix au cours de la même année.

43. Selon la CREG, la proposition d'Elia n'est donc pas conforme à la décision ACER de 2017 à cet égard, ni au règlement 2019/943. La suppression des plafonds de prix dans le règlement 2019/943 est un choix politique important qui doit être respecté. De plus, cela représenterait un pas en arrière par rapport à l'étude A&F de juin 2019, où Elia avait simulé un scénario avec un plafond de prix de 20 000 €/MWh.

44. La CREG estime que l'étude A&F de 2021 doit au moins inclure une correction et tenir compte autant que possible des règles effectives. Si Elia ne peut pas mettre en œuvre correctement la décision ACER de 2017, elle doit au moins effectuer la simulation avec un plafond de prix de 20 000 €/MWh comme option de repli (*fall back*).

5.5. GESTION DE LA DEMANDE / ALIMENTATION DE SECOURS

45. La CREG rappelle son étude (F)1957 qui analyse la crise de la sécurité d'approvisionnement en Belgique survenue fin 2018. En novembre-décembre 2018, seuls 1 à 2 GW de capacité nucléaire étaient encore disponibles. Cette analyse ex-post a montré qu'à tout moment, il restait au moins 3,7 GW de marge avant qu'un délestage n'ait lieu. En outre, les acteurs du marché ont développé 500 MW de gestion de la demande supplémentaire et ont installé 200 MW d'alimentation de secours en moins de 3 mois. Cela démontre l'importance de ces deux types de capacités. La CREG estime que celles-ci sont sous-estimées dans les hypothèses actuelles.

46. La CREG estime que la durée d'activation de la gestion de la demande doit être revue. Elia la limite trop, sans donner d'explication valable à ce sujet. Pour l'instant, la demande de produits à longue durée d'activation est encore faible, mais si l'on s'attend à ce qu'il y ait plus de pénuries pendant plusieurs heures consécutives, la demande de ces produits augmentera, si bien que l'offre suivra. Dans ce contexte, la CREG rappelle également l'ancien produit ICH en vertu duquel des acteurs industriels pouvaient être délestés contre paiement. En 2014-2015, des contrats de 8h ont été conclus aussi souvent que des contrats de 4h et 2h.

47. La CREG estime également que l'impact du déploiement accéléré des compteurs numériques doit être pris en compte. Elia affiche la grande ambition de mettre le consommateur au premier plan et de faire entrer la flexibilité sur le marché à des niveaux de tension plus bas, y compris pour les voitures électriques. Cela doit être pris en compte de manière conséquente dans les hypothèses formulées lors de l'analyse de la sécurité d'approvisionnement.

48. Si l'on utilise le critère de fiabilité de 3 heures, qui se base sur une valeur de la charge perdue supérieure à 23 000 €/MWh, telle que calculée par le Bureau fédéral du Plan à l'époque, la CREG estime que le volume de la capacité interruptible volontairement doit être mis en conformité avec les hypothèses de cette étude.

49. Dans un rapport de 2017, le Bureau du Plan a confirmé que les 3 heures étaient une bonne norme pour la Belgique, compte tenu d'un CoNE de 65 000 €/MW. Il s'est basé sur sa propre estimation de la VoLL, en ne considérant que la VoLL des consommateurs inélastiques par rapport au prix, définis par le Bureau du Plan comme étant les consommateurs qui ont une VoLL supérieure à 15 000 €/MWh. Cette VoLL inélastique par rapport au prix est en moyenne de 23 300 €/MWh, ce qui conduit effectivement à une norme LoLE d'environ 3 heures. Cependant, il est important d'indiquer que la VoLL inélastique par rapport au prix ne concerne que 11 % des consommateurs (c'est-à-dire la part d'électricité en volume des consommateurs qui, selon l'auteur de l'étude du Bureau du Plan, ont une VoLL supérieure à 15 000 €/MWh). Dans ce calcul, l'auteur de l'étude du Bureau du Plan considère que les 89 % d'autres consommateurs sont élastiques par rapport au prix, ce qui signifie qu'ils cesseront de consommer si le prix de l'électricité dépasse leur VoLL. Par conséquent, si la Belgique devait utiliser cette VoLL inélastique par rapport au prix pour calculer la norme LoLE, il faudrait également répercuter cela de manière cohérente et considérer que 89 % de la consommation est considérée comme élastique par rapport au prix (et donc comme de la gestion de la demande). Actuellement, Elia considère environ 10 % des consommateurs comme de la gestion de la demande (en termes de volume).

50. L'article 7(2)(a) de la méthodologie de détermination de la norme de fiabilité publiée par l'ACER le 2 octobre 2020 prévoit ce qui suit : « The calculation of the single VOLL for RS shall exclude the following consumers: (a) price-responsive consumers, for the proportion of their offtake which is price-responsive (provided sufficiently detailed data is available); and (b)(...) ». Cela montre que l'exclusion du calcul de la VoLL du volume pour lequel les consommateurs réagissent au prix de l'électricité (consommateurs élastiques par rapport au prix) est une obligation. Ce volume élastique par rapport au prix doit être ajouté dans l'étude A&F en tant que gestion de la demande (« DSR »). Cette obligation découle de l'article 4.3(d) de la méthodologie ERAA publiée par l'ACER le 2 octobre 2020 (« Methodology for the European resource adequacy assessment ») : « The proportion of each consumer's demand which is price-responsive, and which is excluded from calculating the single VOLL for RS pursuant to Article 7(2)(a) of the VOLL methodology, shall be included as DSR in the ERAA. ».

5.6. NORME DE FIABILITÉ

51. En l'absence d'une norme de fiabilité devant être fixée conformément à l'article 25 du règlement électricité (UE) n° 2019/943, Elia propose d'utiliser la norme de fiabilité légale (article 7bis, §2 de la loi électricité : $LoLE \leq 3$ heures et $LoLE_{95} < 20$ heures).

52. L'ACER indique que la détermination de la VoLL selon la nouvelle méthodologie doit être faite d'ici le début du mois de janvier 2021. Ce délai est serré, mais il est surtout important, pour les États membres qui ont ou veulent introduire un mécanisme de capacité, que cette échéance soit respectée, selon l'ACER. Dès que la VoLL aura été déterminée, la CREG proposera une nouvelle norme de fiabilité à la ministre de l'Energie conformément à l'article 25(2) du règlement 2019/943, dont le résultat dépendra de la VoLL et du CoNE précédemment déterminés.

53. Compte tenu du futur critère de fiabilité qui, conformément à la méthodologie énoncée à l'article 25 du règlement électricité, n'est pas encore connu, la CREG propose de réaliser les simulations pour différentes valeurs du critère de fiabilité ($LoLE$ 3h complétée par $LoLE$ 6h et $LoLE$ 9h) au moins pour le scénario de base.

5.7. SCARCITY PRICING

54. La CREG estime que l'étude sur la sécurité d'approvisionnement doit prendre en compte tous les développements actuels et futurs de la conception du marché qui sont déjà en préparation, y compris la composante alpha, qui a été modifiée depuis le 1^{er} janvier 2020, et l'introduction d'un *scarcity pricing* auquel la CREG s'est engagée. Il s'agit d'une obligation qui découle de l'article 23.5(e) du règlement 2019/943.

5.8. FORCED OUTAGE

55. Elia propose d'utiliser un facteur *forced outage* moyen par technologie.

56. La CREG estime que la prise en compte des interruptions non planifiées doit être affinée.

57. Tout d'abord, les caractéristiques individuelles des unités (telles que l'âge, les taux FO historiques, etc.) pourraient être prises en compte. Etant donné que les problèmes d'adéquation se produisent généralement pendant la période hivernale, l'utilisation d'un taux FO hivernal et estival pourrait être utile. Par ailleurs, la CREG estime qu'il convient d'analyser l'effet des prix de l'électricité sur le taux FO. En effet, il semble probable à la CREG qu'en cas de pénurie imminente d'électricité et donc de hausse des prix sur le marché de l'électricité, les acteurs du marché prendront davantage de mesures préventives pour éviter une panne forcée (*forced outage*). Cet effet est renforcé par le fait qu'aucun plafond tarifaire n'est possible sur le marché de gros de l'électricité, ce qui rend possible des prix de 10 000 €/MWh sur le marché *day ahead* et renforce considérablement l'incitant économique à éviter les pannes imprévues pendant les périodes de (quasi) pénurie.

58. Enfin, une plus grande transparence est nécessaire en ce qui concerne l'impact du taux FO sur la sécurité d'approvisionnement. En effet, de simples simulations réalisées par la CREG indiquent que les simulations de sécurité d'approvisionnement sont fortement influencées par la modélisation et les hypothèses entourant les interruptions imprévues, alors qu'Elia est peu transparente à cet égard.

6. RAPPORT FINAL

6.1. RÉSULTATS DE LA CONSULTATION

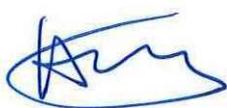
59. La CREG estime que les réponses à la consultation, ainsi qu'un rapport de consultation contenant la réponse d'Elia, doivent être intégrés dans le rapport final.

6.2. TRANSPARENCE

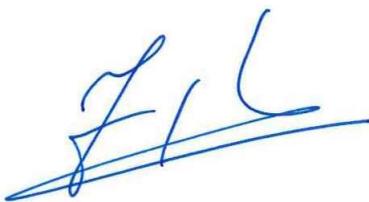
60. Dans le cadre de l'étude Elia de 2019, la CREG a constaté que l'étude publiée contenait principalement des résultats finaux et des conclusions, mais pas de résultats de simulation individuels suffisamment détaillés pour procéder à certaines vérifications. L'analyse de la CREG sur l'importance des années climatiques considérées n'a pu être réalisée qu'après qu'Elia a mis à la disposition de la CREG des résultats détaillés des simulations. La CREG estime qu'outre la publication de l'étude, qui ne peut évidemment pas contenir tous les résultats détaillés de chaque simulation, Elia doit mettre à disposition sur son site web sous forme électronique des résultats détaillés de chaque simulation pour chaque scénario/analyse de sensibilité.

61. En tout état de cause, Elia doit publier au moins les données énumérées à l'article 11 de la méthodologie ERAA publiée par l'ACER le 2 octobre 2020 (« Methodology for the European resource adequacy assessment »).

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



Andreas TIREZ
Directeur



Laurent JACQUET
Directeur



Koen Locquet
Wvd voorzitter van het Directiecomité

ANNEXE 1

Réaction de la CREG à la présentation du professeur K. Boudt

Reaction from CREG to

“Economic viability of investments in electricity capacity: Design of a simulation-based decision rule”

A paper being prepared by professor Kris Boudt for Elia

(CREG already gave this reaction to Elia and professor Boudt by mail of 27 October 2020.)

Preliminary remarks

The CREG welcomes the new approach, where market revenues are based on expected prices/revenues (and not on median prices, as was done by Elia in its June 2019 study).

The CREG made various comments during the presentation given by professor Boudt. The CREG hopes these remarks will be taken into account. If not, the CREG expects to be informed in due time regarding the reasons why the remarks from the CREG are not taken into account.

In this document, however, **the CREG will discuss only one fundamental issue, namely the fact that the existence of forward markets is not taken into account in the new approach.**

The new approach

Elia has provided market revenues for different types of capacities. CREG understood from the presentation that Elia provided 33 possible market revenues for 4 types of capacities (new CCGT, new OCGT, existing CCGT and new market response).

The CREG assumes these 33 market revenues are potential yearly market revenues for a given year (say 2025), expressed in €/MW (of €/kW), based on 33 historical climate years, with a typical outage profile. One can view these 33 simulations as 33 scenario's that can play out for a given year. Two historical years generate a very high revenue, which is explained solely by the occurrence of a very severe cold spell during that historical year (namely in 1985 and 1987).

From these 33 scenario's (each with a given market revenue) random draws are taken. One can take as many random draws as one likes. From the presentation, it seems 10.000 random draws were taken for the four types of capacity.

Based on these 10.000 random draws, a distribution of market revenues is created (for each type of capacity). Based on this distribution, several statistics can be computed, as well as the risk-averse behaviour investors have regarding this distribution of market revenues (like whether the mean rate is higher or not than a certain “hurdle rate”).

Forward markets

The CREG welcomes the fact that the whole spectrum of revenues is taken into account in the new approach, and not just one revenue, the median revenue, as was done in the Elia study from June 2019 (an approach which was heavily criticized by the CREG).

But also this new approach does not reflect the real situation of energy markets and the hedging of risk. Basically, the new approach is assuming that capacity will not be hedged and that the producer will wait until day ahead (or later) to sell its electricity. Indeed, if this would be the case, then the new approach would reflect the risks an investors faces linked to the climate conditions such as the occurrence of cold spells and periods of low wind (but excludes other unexpected events such as fuel price variations).

However, it is well known that, given the substantial price risk power markets exhibit, producers hedge their output on the forward market. More specifically, it is common that 90% of the output is being hedged before a new year is started (a common approach is that 1/3 of output is hedged three years ahead, 1/3 two years ahead and 1/3 one year ahead). This is also officially stated by utilities, which is mandatory if one wants to get a credit rating from the rating agencies.

Importantly, what a forward market does, is aggregating all potential price scenario's into one forward price, given the forward prices of fuel and CO2 prices known at that moment. This forward price can be viewed as the expected spot price (with a risk premium). This expected spot price is equal to the average of all potential scenario's, weighted with their probability to occur. This means that if all scenario's have the same probability, one needs to take a simple average.

Of course, forward prices are also variable in time. So there must be some variation that cannot be predicted into the future. This is true for fuel prices and CO2 prices. On the contrary, the evolution of the year ahead probability of cold spells will not significantly change during the lifetime of an assets. The probability of cold spells and its evolution is highly predictable, because climate change is not changing that rapidly and this change is predictable (the lifetime of an asset in a power market is relatively short compared to climate change).

To put this differently, one should take the view of an investor in year 0 and the same investor in the subsequent years 1 to L with L being the lifetime of the asset. Given this situation, there are two types of variables:

- Class A variables: these are variables that are not known by the investor in year 0 but will be known by this investor in year 10. For example the forward price for delivery in year 12 of gas and power is not known in year 0 by the investor but it is known in year 10 by this same investor.
- Class B variable: these are variables that are known by the investor in year 0 and by the investor in all subsequent years. For example the year ahead probability in year 10 to have a severe cold spell (or very low wind or the outage rate of generation units) is also already known by the investor in year 0 (and by the investor in year 10). These (expected) probabilities do not change much over the lifetime of the asset.

The improved new approach

The risk an investor faces is generated by the class A variables. These are the variables that generate the risk an investor faces. The risk generated by class B variables (for example to have a severe cold spell) will be taken into account in the forward prices, at which the investor can (and will) hedge its output.

In the improved new approach, one should take the expected value of the variability generated by class B variables, which, given a set of class A variables, results in one market revenue for a given year.

To give an example, for a given simulation year, say 2025, one could take 10 or 20 (or more) different realistic combinations of CO₂, gas and power prices (class A variables) and calculate the different market revenues based on 20 historical climate years and outage patterns (class B variables). This would give 200 or 400 market revenues, which are averaged into 10 or 20 market revenues. Subsequently, one can take random draws from these 10 or 20 market revenues to get a distribution of market revenues for a given asset.