

Réserve stratégique

Avis de la DG Energie quant à la détermination du besoin de réserve stratégique pour la période hivernale 2024-2025

12 décembre 2023

Table des matières

1. Introduction	3
2. Analyse des paramètres ayant évolué depuis avril 2023.....	5
2.1. Evolution de la production belge	5
2.2. Evolution de la consommation belge	5
2.3. Evolutions des échanges transfrontaliers et des capacités étrangères.....	8
2.3.1. 70% MINRAM.....	8
2.3.2. Evolution de la production nucléaire française	8
2.3.3. Evolution notable des autres capacités et de la demande à l'étranger.....	9
3. Avis de la DG Energie	11
4. Annexe.....	12

1. Introduction

Le 7 février 2018, la Belgique a obtenu une décision positive de la Commission européenne en matière d'aide d'État pour maintenir son mécanisme de réserve stratégique déjà actif depuis l'hiver 2014-2015. Cette décision de la Commission portait sur 5 périodes de livraison consécutives de l'hiver 2017-2018 à l'hiver 2021-2022 (SA.48648 (2017/NN)). La mesure a expiré depuis le 31 mars 2022.

Conformément à l'article 7ter de la loi du 22 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi électricité »), la DG Energie du SPF Economie doit toujours transmettre, au plus tard le 15 décembre de chaque année, un avis sur la nécessité de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale suivante. Si l'avis conclut à la nécessité de constituer une telle réserve, il comprend également une proposition de volume pour cette réserve, exprimé en MW.

Le 15 novembre 2023, Elia n'a pas soumis l'analyse préalable à cet avis attendue par l'art 7bis §1 de la loi électricité. Elia a toutefois adressé en 2023 à la Ministre le courrier repris en annexe, le 20 novembre 2023. En substance, ce courrier indique que Elia Transmission Belgium considère avoir bel et bien rempli son obligation au travers de l'analyse de l'hiver 2024-2025 réalisée dans le cadre de l'étude *Adequacy & Flexibility study* de juin 2023.

Elia confirme par ailleurs dans son courrier du 20 novembre 2023, les résultats de cette analyse mais rappelle toutefois que des changements extrêmement rapides et parfois imprévisibles peuvent survenir sur le marché de l'énergie et qu'il convient de rester vigilants.

La DG Energie du SPF Economie soutient cette approche et rappelle que les hypothèses et le scénario de base, ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse de l'hiver 2024-2025 ont été déterminés dans le cadre de la préparation de l'enchère du *Low Carbon Tender* (LCT)¹ dont la préparation a été confiée à Elia via le « Winter Plan » du gouvernement communiqué à l'été 2022.

Pour rappel, conformément à l'arrêté royal du 28 avril 2021, Elia a lancé une consultation publique², du 28 octobre 2022 au 28 novembre 2022, portant sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « Low Carbon Tender » pour 2024-25.

Le 31 janvier 2023, Elia a adressé une recommandation de scénario et de paramètres à la DG Energie du SPF Economie et à la CREG afin qu'ils puissent formuler dans le respect de leurs compétences, un projet de proposition voire un projet d'avis³, étant entendu que la Ministre fixerait ultérieurement, sous toutes réserves, un scénario de référence et des valeurs intermédiaires.

Le 15 mars 2023, la Ministre de l'énergie a remis une lettre d'instruction à Elia au vu de l'absence de cadre légal en vigueur permettant la poursuite de la préparation de cette enchère LCT. Dans cette lettre, la Ministre a invité Elia sous réserve de l'indépendance de la CREG et de la volonté du législateur, à tenir compte du projet d'avis de la Direction Générale de l'Energie concernant le scénario de référence, à savoir de considérer, sous réserve de la disponibilité de données pertinentes plus récentes (y inclus celles relatives à l'étranger en évolution continue), un scénario de référence unique pour l'enchère ponctuelle de 2023 relative à l'année de livraison 2024-2025 qui tient compte :

¹ Faute de démonstration du besoin effectif via l'étude Adequacy & Flexibility study de juin 2023, cette enchère n'a in fine pas été organisée.

² https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20221028_public-consultation-adequacy-study-2022-2032

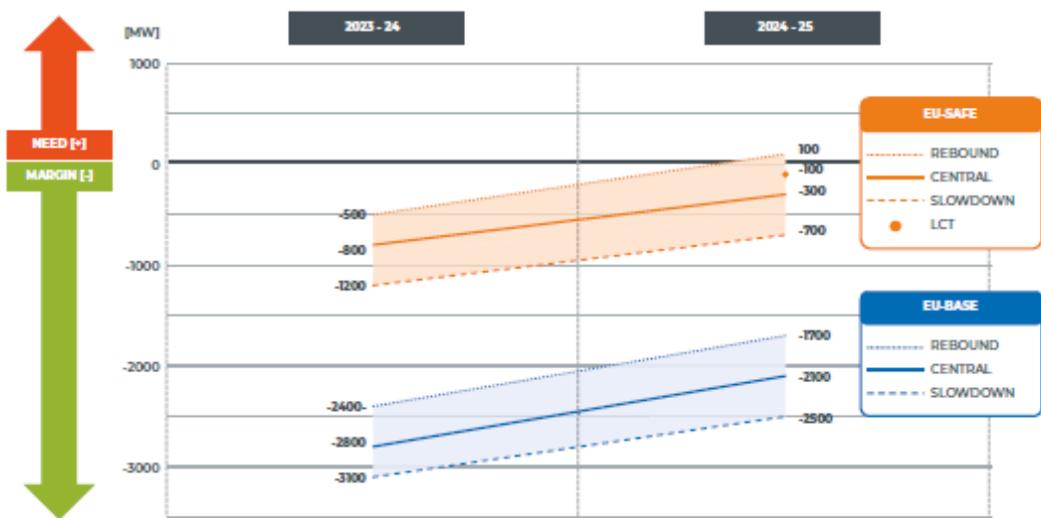
³ Le projet d'avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur l'étude (F) 2512 du régulateur incluant une proposition de scénario de référence à utiliser pour l'enchère ponctuelle éventuelle de 2023 relative à la période de livraison 2024-2025 a été émis le 3 mars 2023.

- de la base de données de l'ERAA 2022, dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour tel que mentionné dans l'annexe B de la recommandation d'Elia de janvier 2023 sur le LCT (y inclus les capacités charbon aux Pays-Bas et la centrale de Borssele), et considérant l'augmentation de capacité de Zandvliet Power à 419 MW dès le 11 novembre 2024 ;
- de l'update des capacités étrangères reçu d'Elia le 1er mars et ajouté en annexe C du projet d'avis ;
- des FOR⁴ tel que mentionnés dans l'annexe B de la recommandation d'Elia de janvier 2023 au point 1.4 ;
- des paramètres économiques updatés et reçus de Elia le 2 mars 2023;
- et d'une consommation électrique belge de 84,5 TWh.
- Pour ce qui est de la projection de production nucléaire française, la Ministre a invité Elia à considérer une indisponibilité additionnelle de 7 unités de 900 MW par rapport à REMIT.

Le 12 avril 2023, Elia a transmis à la Ministre son rapport sur le besoin, évalué dans le cadre de l'enchère LCT en préparation. Une marge (c'est-à-dire l'absence de besoin en nouvelles capacités) de 100 MW a été obtenue comme résultat pour l'année de livraison 2024-2025 pour le scénario LCT (voir figure 4-7 ci-dessous de l'étude Adequacy & Flexibility 2023). Un LOLE de 2,6 heures a en effet été identifié, soit une valeur inférieure à la norme de fiabilité légale de 3h.

Le rapport final de l'étude Adequacy & Flexibility de 2023, publié en juin 2023, nous apprend par ailleurs que mis à part dans le cas du scénario EU SAFE REBOUND, tous les scénarios étudiés amènent à des marges pour la période de livraison 2024-2025. Le scénario EU SAFE REBOUND indique pour sa part un besoin minime de 100 MW en nouvelles capacités.

FIGURE 4-7 — IMPACT OF ELECTRICITY CONSUMPTION SENSITIVITIES ON THE GAP IN THE EU-BASE AND EU-SAFE SCENARIOS IN 2023-24 AND 2024-25



⁴ Forced outages rates

2. Analyse des paramètres ayant évolué depuis avril 2023

Pour formuler son avis, la DG Energie du SPF Economie s'est assurée qu'il n'y avait pas eu de changement majeur dans les hypothèses prises depuis la publication de l'étude *Adequacy & Flexibility study* de 2023.

2.1. Evolution de la production belge

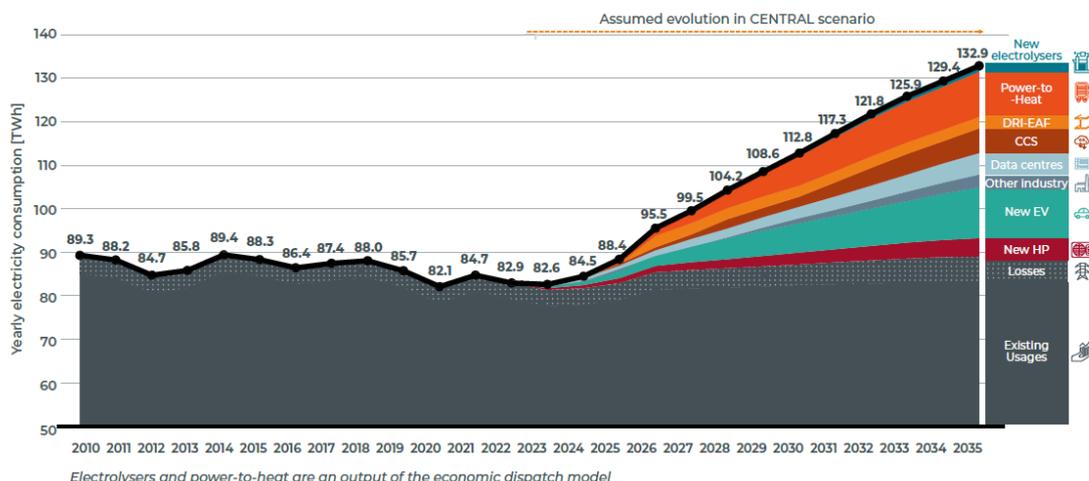
Une baisse de capacité peut être observée concernant la capacité nette des **centrales nucléaires** de Doel 4 et Tihange 3. Cette baisse de capacité a été notifiée le 13 octobre 2023 sur la plateforme de transparence d'Engie et s'explique par une révision des conditions d'exploitation (e.a. le fait que ces 2 tranches reprennent respectivement certains auxiliaires des centrales de Doel 3 et Tihange 2) et par le résultat d'une analyse récente de l'opérateur intégrant l'impact de l'évolution des conditions environnementales sur l'efficacité des centrales.

Cette **baisse de capacité a un impact mineur** sur la sécurité d'approvisionnement étant donné que la réduction de la capacité n'est que de **45 MW** au total avant application des facteurs de réduction.

2.2. Evolution de la consommation belge

Lors de son étude de juin 2023, le gestionnaire de réseau a estimé que la consommation électrique normalisée en 2024 serait de 84,5 TWh dans le scénario central. Le graphique ci-dessous illustre la demande historique ainsi que celle estimée par Elia jusqu'en 2035.

FIGURE 3-13 — NORMALISED HISTORICAL AND ASSUMED FUTURE YEARLY ELECTRICITY CONSUMPTION IN THE CENTRAL SCENARIO FOR BELGIUM [TWH]



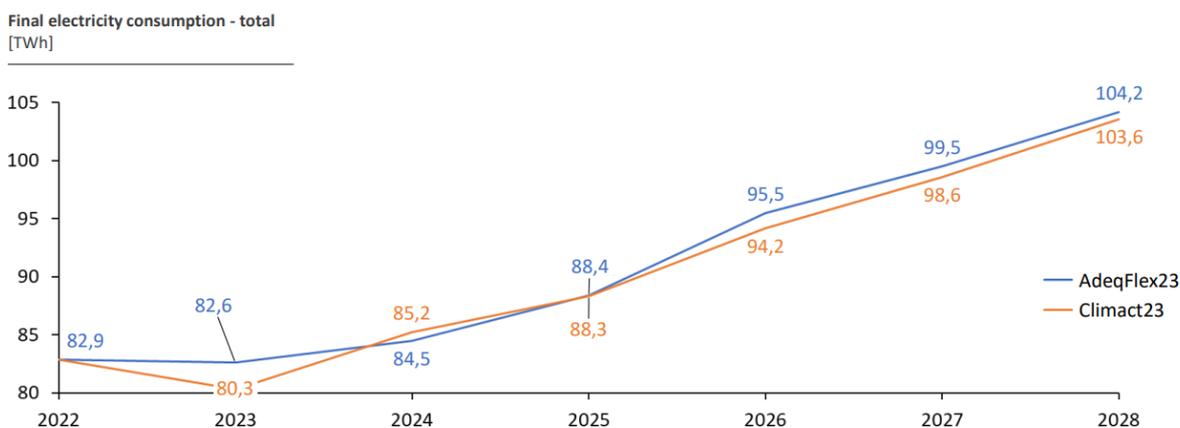
Pour réaliser la calibration des enchères CRM d'octobre 2024, le gestionnaire de réseau a mis à jour son estimation de la demande en électricité via une collaboration avec le consultant Climact. Lors de cette mise à jour, il apparaît que la demande en électricité pour l'année 2023 sera en réalité bien plus basse que ce qu'Elia avait initialement estimé dans son étude de juin 2023.

En effet, la demande en électricité passe de 82,6 TWh pour 2023 à 80,3 TWh. Les estimations pour les années suivantes ne varient quasiment pas avec les estimations de l'*Adequacy & Flexibility study* (ci-après Ad&Flex 2023) à cause de notamment une baisse des prix de l'électricité plus

importante que prévue initialement et la prise en compte d'un retard d'un an de l'effet de l'élasticité prix sur la demande des secteurs résidentiel et tertiaire.

Pour réaliser cette estimation, Climact a pris en compte une destruction de la demande de 2,1 TWh. Cette quantité correspond à l'écart entre le modèle développé par Climact et la meilleure estimation de la consommation réalisée par Elia pour 2023. L'écart entre ces deux valeurs est donc pour Climact « inexplicé » et associé au comportement de destruction de la demande. Cette valeur de 2,1 TWh est donc soustraite de la consommation déterminée par le modèle et cela de manière constante pour chaque année étudiée. Le graphique ci-dessous illustre la courbe de la demande en électricité selon l'Ad&Flex 23 et celle calculée par Climact en août 2023 en prenant en compte la destruction de la demande de 2,1 TWh.

Comparison of Adequacy & Flexibility 2023 and Climact 2023 exercices



La DG Energie a plusieurs remarques à effectuer au sujet de l'estimation par Climact :

- Tout d'abord, l'augmentation de la consommation électrique telle qu'estimée par Climact semble extrêmement ambitieuse. Cela correspond à une augmentation annuelle entre 2023 et 2024 de 6,12%. L'agence internationale de l'énergie (AIE) a estimé dans son rapport sur le marché électrique de 2023⁵ que la consommation électrique augmenterait en zone UE de 1,4 % annuellement à partir de 2023. La progression serait donc de plus de 4 fois supérieure en Belgique ; ce qui semble être une augmentation trop ambitieuse.

- Climact a tenu compte dans son modèle d'un retard d'un an dans la réponse des secteurs résidentiel et tertiaire à la baisse des prix. La DG Énergie tout comme la CREG⁶ trouvent cette hypothèse peu réaliste et estiment que les consommateurs de ces secteurs n'attendent pas un an avant d'adapter leur consommation aux changements des prix du marché de l'électricité.

La DG Énergie tient par ailleurs à attirer l'attention sur un résultat de l'étude de *Hindriks et Serse (2022)*⁷ qui indique que les consommateurs réagissent de manière quasiment instantanée (un mois seulement) à une baisse des prix. Cette étude a d'ailleurs été utilisée par Climact pour estimer l'élasticité de la demande de 12%. Pour la DG Énergie, si un des résultats de l'étude est utilisé par Climact dans son modèle, prendre une hypothèse totalement différente à cette étude pour estimer le délai de réponse des consommateurs à un changement de prix n'est méthodologiquement pas correct.

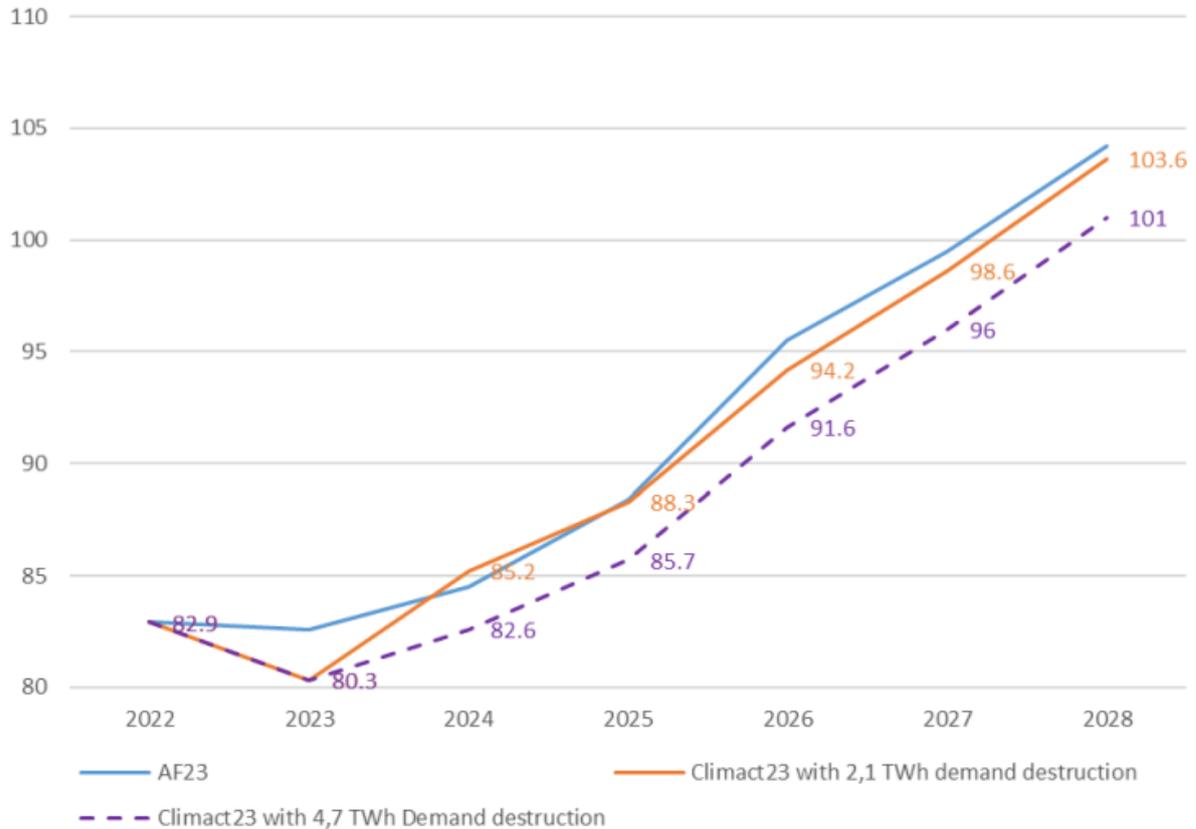
Au vu de ce qui précède, la DG Énergie est donc d'avis tout comme la CREG de ne pas tenir compte d'un retard d'un an et de considérer une destruction de la demande plus élevée que celle calculée

⁵<https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9cba-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf> , p75

⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/C2630FR.pdf>

⁷ Hindriks & Serse, 2022 ,The incidence of VAT reforms in electricity markets: Evidence from Belgium

par Climact et donc une demande en électricité plus basse. Le graphique ci-dessous provient de la proposition de scénario de la CREG⁸ et tient compte d'une destruction de la demande de 4,7 TWh.



D'ailleurs, c'est bien une demande inférieure à ce que Climact avait calculé qui a été retenue dans le scénario utilisé pour la calibration de l'enchère 2024 du CRM concernant la période de livraison 2025-2026. Dans l'arrêté ministériel Scénario⁹, la Ministre a en effet décidé de prendre en compte une demande de 85,7 TWh en 2025 soit 2,6 TWh plus bas que ce qui avait été pris comme hypothèse dans l'Ad&Flex 2023.

La DG Énergie est d'alors d'avis de considérer que la meilleure estimation actuelle de la demande pour 2024 est une interpolation entre l'estimation donnée en août 2023 par Elia de 80,3 TWh en 2023 et la valeur de 85,7 TWh en 2025 telle que décidée par la Ministre. **La demande en électricité pour 2024 est donc estimée à 83 TWh ; ce qui est plus bas que les 84,5 TWh estimés lors de l'Ad&Flex de juin 2023.**

Cette diminution de l'hypothèse relative à la demande en électricité correspond à 1,5 TWh. En termes d'augmentation de la marge, cela correspond à un effet positif de 170 MW. Cela ne représente bien évidemment qu'une estimation et seule une analyse probabiliste permettrait de calculer l'impact exact de la baisse de la demande sur la marge. La baisse de la consommation a ici été répartie de manière uniforme sur toute l'année alors que ce n'est pas forcément le cas et que pour calculer le besoin en termes de capacité, nous sommes principalement intéressés par la demande de pointe.

En conclusion, la diminution des hypothèses en termes de consommation électrique représente un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement et renforce la conclusion actuelle, d'absence de besoin pour l'hiver 2024-2025.

⁸ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2630>

⁹ https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045383#top

2.3. Evolutions des échanges transfrontaliers et des capacités étrangères

2.3.1. 70% MINRAM

Le 11 octobre 2023, la CREG a reçu d'Elia la demande de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones, et ce en vertu de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. La dérogation est demandée pour une période d'un an, du 1er janvier au 31 décembre 2024 inclus. Pour sa part, l'étude Adequacy & Flexibility de juin 2023 repose dans le scénario EU-BASE sur l'hypothèse d'un MINRAM de 70% pour 2024.

L'article 16 du règlement électricité comporte les principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion. En particulier, les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de mettre à la disposition des échanges entre zones, de manière non discriminatoire, au moins 70 % de la capacité de transport. Dans certains cas, un GRT peut être autorisé à appliquer un écart (à la baisse) par rapport à la règle des 70 %. Lorsque cela résulte d'une congestion structurelle identifiée par le ou les GRT, l'Etat membre peut décider de mettre en œuvre un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa. A cette fin, la marge minimale à partir d'une valeur de départ donnée doit être progressivement portée à 70 % au moyen d'une trajectoire linéaire d'ici au 31 décembre 2025. Lorsqu'aucune congestion structurelle n'est identifiée mais que le GRT prévoit des problèmes de sécurité d'exploitation dans l'application de la règle des 70 %, il peut invoquer des motifs prévisibles pour être exempté, sur des éléments spécifiques de réseau, de l'obligation d'appliquer la marge minimale de 70 % à tout moment.

Le projet de décision (PRD)2687¹⁰ de la CREG du 9 novembre 2023 mis à consultation du 10 novembre au 1^{er} décembre inclus, indique une approbation de la demande de dérogation.

La DG Énergie tient à souligner que la demande de dérogation soumise pour approbation inclut explicitement le déploiement de transformateurs-déphaseurs (PST) pour réduire à un niveau acceptable les flux de bouclage. La CREG indique qu'elle a pu déterminer au travers de son étude (F) 2513¹¹ que cela a permis à Elia de contrôler avec succès les flux de bouclage et d'obtenir un meilleur score de conformité. Pour donner une ordre d'idée de l'impact de la dérogation, en 2022, Elia a respecté les marges minimales pendant au moins 78,3% des heures considérées dans l'étude de la CREG (F) 2513.

2.3.2. Evolution de la production nucléaire française

En ce qui concerne la production nucléaire française, les hypothèses de disponibilité des réacteurs ont évolué de manière positive par rapport à celles utilisées par Elia pour son étude Adequacy and Flexibility de juin 2023.

En effet, au moment de la publication de l'étude Adequacy & Flexibility, EDF n'avait pas encore communiqué sur ses nouvelles prévisions de production pour les années 2024 et 2025. Elia avait alors pris comme hypothèse une fourchette de production de 315 TWh à 345 TWh pour 2024 et de 330 TWh à 360 TWh en 2025. **Les prévisions d'EDF qui ont été publiées dans leur rapport semestriel 2023¹² sont pour leur part, similaires pour l'année 2024, mais légèrement plus optimistes pour 2025 et prévoient une production de 335 TWh à 365 TWh.** Ces prévisions, tout comme les hypothèses d'Elia, ne prennent toutefois pas en compte pour le premier trimestre 2025, le nouveau réacteur de Flamanville 3.

¹⁰ [PRD2687FR.pdf \(creg.be\)](https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2513)

¹¹ <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2513>

¹² https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-presentation_0.pdf

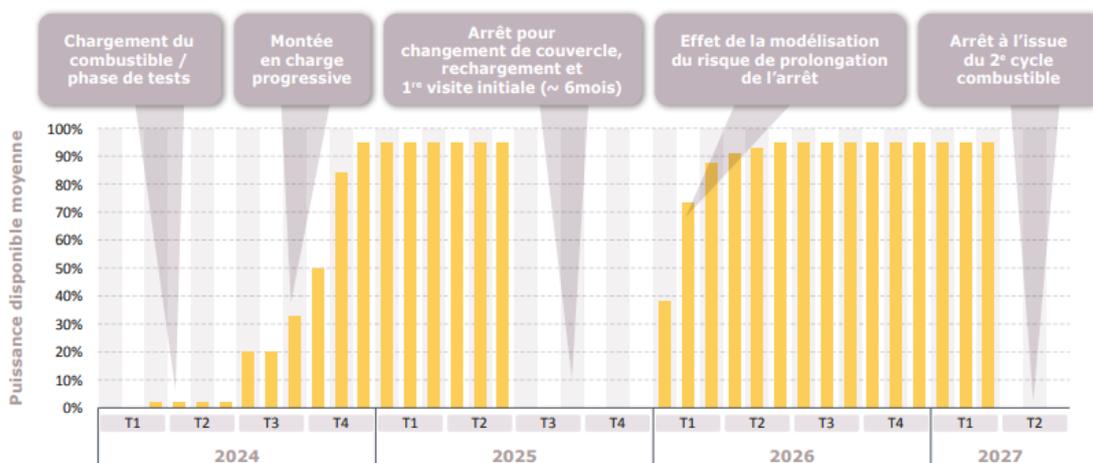
Les éléments positifs considérés à ce jour permettant d'envisager une augmentation de la production nucléaire d'EDF à court terme pour l'hiver 2023-2024 mais aussi à moyen terme pour l'hiver 2024-2025 sont ainsi :

- **l'avancement des inspections sur le phénomène de corrosion sous contraintes des réacteurs du parc nucléaire français.** Le calendrier des inspections s'est accéléré et EDF estime désormais que ce problème sera définitivement résolu pour 2025. De plus, EDF a développé une approche standardisée de la programmation des travaux et a réinternalisé certaines tâches pour permettre de réduire la durée des différents arrêts et maintenances, comme l'indique le directeur de la production nucléaire d'EDF¹³.

- le scénario EU-SAFE qu'Elia a utilisé dans Adequacy & Flexibility study 2023 et qui identifie une marge de 300 MW, prend en compte l'hypothèse la plus conservatrice et le bas de la fourchette de l'estimation de production nucléaire d'EDF. Le scénario EU-BASE prend quant à lui en compte le haut de la fourchette d'estimation de production d'EDF et identifie une marge bien plus importante de 2300 MW. Néanmoins, **les deux scénarios EU-SAFE et EU-BASE ne prennent pas correctement en compte la production nucléaire de Flamanville 3 au vu des dernières annonces d'EDF et RTE.** Selon RTE¹⁴, ce nouveau réacteur de 1600 MW pourra en effet fonctionner à quasiment pleine puissance durant tout l'hiver 2024-2025, comme cela peut être observé sur le graphique ci-dessous. Elia avait pris pour hypothèse un fonctionnement partiel de ce nouvel EPR durant le 4^{ème} trimestre 2024 et un arrêt pour changement de cuve pendant les 6 premiers mois de 2025.

Le remplacement de la cuve de cet EPR est finalement prévu pour le début du 2^{ème} semestre 2025 et le réacteur pourra donc fournir de l'électricité pendant l'entièreté de l'hiver 2024-2025.

Figure 3.19 Modélisation de la disponibilité de l'EPR de Flamanville hors aléa, en supposant le chargement du combustible fin T1-2024



2.3.3. Evolution notable des autres capacités et de la demande à l'étranger

La DG Énergie a aussi voulu s'assurer que les hypothèses prises lors de la réalisation de l'Ad&Flex 2023 concernant la demande et la capacité de production à l'étranger n'ont pas évolué de manière significative.

¹³<https://www.connaissancedesenergies.org/afp/nucleaire-edf-mise-sur-des-arrets-de-reacteurs-plus-courts-pour-doper-sa-production-231115-0>

¹⁴<https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-10/2023-10-16-chapitre3-production-stockage-electricite.pdf>

La DG Énergie n'a à sa disposition pour réaliser cette comparaison que les données fournies par Elia dans le cadre de sa recommandation de scénario pour la calibration du CRM conformément à l'article 5 de l'arrêté royal Méthodologie du 28 avril 2021. Ces données ont été fournies par le gestionnaire de réseau le 4 septembre 2023 et ont été sélectionnées par la Ministre dans son arrêté ministériel du 15 septembre 2023¹⁵.

La comparaison de ces données avec les hypothèses de l'Ad&Flex 2023 est néanmoins limitée car seule l'année 2025 peut être comparée alors qu'il aurait été préférable d'avoir à disposition les données pour l'année 2024. Cela montre toutefois les tendances actuelles d'évolution.

Néanmoins, on peut observer sur le tableau ci-dessous que pour l'année 2025, **les hypothèses n'ont pratiquement pas changé entre l'Ad&Flex 2023 et le 4 septembre 2023**¹⁶ :

- les changements en termes de consommation sont négligeables et même à la baisse pour la France et la Grande-Bretagne.
- en ce qui concerne les capacités de production, la capacité installée en éolien onshore est légèrement revue à la baisse pour la Grande-Bretagne alors qu'elle est revue à la hausse pour l'éolien offshore et le solaire en Italie.

Il peut ainsi être conclu que l'impact de l'évolution de la consommation et des capacités de production à l'étranger n'est pas significatif et n'affecte pas la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Tableau 1 : Comparaison pour l'année 2025 entre les hypothèses de l'Ad&Flex 23 et celles fournies par Elia le 4 septembre 2023

	France	Allemagne	Pays-Bas	Grande-Bretagne	Espagne	Italie	Pologne	Danemark
Demande (TWh)	471 (-9)	574	124	289 (-6)	259	329	167	41
Éolien onshore (GW)	25	77	10	19 (-0,9)	37	14	11	6
Éolien offshore (GW)	2	11	6	23	0	4 (+0,8)	0,6	3
Solaire (GW)	24	108	34	21	34	45 (+2)	20	8
Charbon (GW)	1,1	25,1	2,7	0	0	0,5	21	0,4
Nucléaire (GW)	62,9	0	0,5	5,9	7,1	0	0	0

¹⁵https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045383#top

¹⁶ On observe en vert les évolutions positives pour la sécurité d'approvisionnement et en rouge les évolutions négatives.

3. Avis de la DG Energie

Sur base des résultats de l'Adequacy & Flexibility study de 2023 pour l'hiver 2024-2025 (résultats confirmés par Elia dans sa lettre du 20 novembre 2023) ainsi que sur base de l'évolution des hypothèses entre l'Ad&Flex 2023 et maintenant, la DG Energie conclut que le besoin en réserve stratégique pour l'hiver 2024-2025 reste nul.

En effet, les évolutions observées sont soit positives en ce qui concerne la demande en électricité et la disponibilité du nucléaire français soit plutôt neutres/peu significatives en ce qui concerne l'évolution des hypothèses prises pour les pays étrangers. Pour la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones et la dérogation accordée à Elia à la règle des 70%, la DG Énergie tient à souligner l'évolution positive du score de conformité entre 2021 et 2022 et les engagements pris par le gestionnaire de réseau pour réduire à un niveau acceptable les flux de boucle.

Tout comme le gestionnaire de réseau dans sa lettre du 20 novembre 2023, la DG Energie préconise aussi de rester vigilants quant aux événements imprévisibles pouvant affecter le marché de l'électricité. Le monitoring continu de la sécurité d'approvisionnement réalisé par la DG Energie permettra d'identifier en temps opportun, ce genre d'évènements et de déclencher le cas échéant les mesures utiles.

Le Directeur général a.i.

4. Annexe

Courrier officiel

Madame Tinne Van der Straeten
Ministre de l'Energie

FINTO - Boulevard du jardin Botanique 50/156

1000 Bruxelles

Par courriel, accusé de réception demandé

Bruxelles, le 20 novembre 2023

N/réf. : 20231120/PRA/Y2.614/MRA

Sujet : analyse de l'état de la sécurité d'approvisionnement du pays pour la période hivernale à venir

Madame la Ministre,

Elia Transmission Belgium (ci-après « Elia ») considère avoir rempli son obligation contenue à l'article 7bis de la loi électricité au travers l'analyse détaillée de la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2024-2025 qui fut réalisée dans le cadre de l'étude d'adéquation et de flexibilité publiée à cette date et publiée au mois de juin 2023.

En effet, dans le cadre des mesures à long terme prévues par le plan d'hiver publié par le gouvernement fédéral le 15 juillet 2022, Elia avait été chargée de préparer un appel d'offres ciblé pour des technologies à faible émission de carbone comme l'une des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement pour l'année de livraison 2024-25 (étant entendu que l'organisation effective des enchères était conditionnée à la confirmation d'un besoin).

Cette analyse de besoin a donc été réalisée par Elia, notamment sur base d'un scénario sélectionné par vos soins – à la suite d'une recommandation d'Elia, d'une proposition de la CREG et d'un avis du SPF Economie – et il s'est avéré qu'une marge de 100 MW a été identifiée pour la période concernée.

Des informations plus détaillées peuvent être trouvées aux pages 200 et suivantes de l'étude d'adéquation et de flexibilité publiée en juin 2023.

Pour la bonne forme, Elia confirme l'analyse réalisée et considère qu'au regard des critères légaux de sécurité d'approvisionnement, il n'existe pas à ce stade de besoins identifiés pour l'hiver 2024-2025. Elia tient cependant à rappeler que des changements extrêmement rapides et parfois imprévisibles peuvent survenir sur le marché de l'énergie et qu'il convient de demeurer vigilants.

Nous vous prions d'agréer, Madame la Ministre, l'expression de nos sentiments distingués.

Julien Damilot
Manager Public & Regulatory Affairs

James Matthys-Donnadieu
Chief Customers, Markets & System Officer