



ÉTUDE DE
L'ADÉQUATION
ET ESTIMATION
DU BESOIN
DE **FLEXIBILITÉ**
DU SYSTÈME
ÉLECTRIQUE BELGE

Période 2017-2027



AVRIL 2016

PRÉFACE

Cher lecteur,

A la demande de la Ministre de l'Energie, Elia a réalisé la présente étude relative à l'adéquation entre la production et la consommation d'électricité, et aux besoins en matière de flexibilité dans le système électrique.

Cette étude, portant sur la période 2017-2027, constitue essentiellement une analyse quantitative de ces éléments en considérant la Belgique au sein du marché européen.

Pour ce faire, Elia a réalisé une étude de type probabiliste, qui s'inspire de la méthode d'analyse utilisée pour l'évaluation du volume de la réserve stratégique. Cette analyse est d'abord effectuée sur un scénario de base, qui sert de référence à l'étude. Elle est complétée d'analyses de sensibilité sur différents paramètres pertinents dans ce cadre; ceux-ci ont trait aux possibles évolutions au sein du marché belge (évolution de la consommation...) et dans le marché européen (développement des interconnexions, mise hors service d'unités de production...).

Ces différents volets illustrent les ordres de grandeur et les tendances générales susceptibles d'avoir un impact sur l'adéquation production/consommation et/ou les besoins en flexibilité au sein du marché belge.

De plus, l'étude s'accompagne de quelques considérations relatives aux éventuelles mesures à prendre pour assurer l'adéquation production/consommation. Ces considérations sont de nature plus qualitative et constituent des premières réflexions que nous espérons utiles à débattre avec l'ensemble des autorités et des acteurs de marché dans les mois à venir.

Dans un souci de transparence envers les parties prenantes, Elia prend l'initiative de publier ce rapport d'étude afin de faciliter la compréhension de la méthodologie et des hypothèses sous-jacentes. Je vous en souhaite une agréable lecture.

Chris Peeters
CEO Elia

SOMMAIRE

| | | | |
|--|-----------|---|-----------|
| 1 – EXECUTIVE SUMMARY | 5 | 4 – HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS | 36 |
| 2 – INTRODUCTION | 14 | 4.1 – Hypothèses pour la Belgique | 38 |
| 2.1 – Contexte | 15 | 4.1.1 – Évolution de la capacité éolienne et photovoltaïque | 38 |
| 2.1.1 – Question posée par la Ministre de l'Énergie (mandat officiel) | 15 | 4.1.2 – Hydroélectrique et stockage | 39 |
| 2.1.2 – Définition du volume de la réserve stratégique et définition du volume d'une capacité nationale flexible | 15 | 4.1.3 – Évolution du parc nucléaire | 40 |
| 2.2 – Réalisation et transparence | 16 | 4.1.4 – Évolution de la capacité de cogénération et biomasse | 40 |
| 2.3 – Portée de l'étude | 16 | 4.1.5 – Prise en compte du volume de réserves de balancing dans l'étude de sécurité d'approvisionnement | 41 |
| 3 – MÉTHODOLOGIE | 17 | 4.1.6 – Consommation belge | 41 |
| 3.1 – Horizons de temps analysés | 19 | 4.1.7 – Réponse du marché aux prix | 43 |
| 3.2 – Le bloc structurel | 19 | 4.1.8 – Résumé des moyens de production | 43 |
| 3.2.1 – Définition du bloc structurel | 19 | 4.2 – Hypothèses des pays voisins | 44 |
| 3.2.2 – Nature du bloc structurel | 20 | 4.2.1 – Évolution de la capacité installée en charbon | 44 |
| 3.2.3 – Capacité de production installée pour l'hiver 2016- 2017 répondant à la définition du bloc structurel | 20 | 4.2.2 – Évolution de la capacité installée en gaz | 45 |
| 3.3 – Calcul des indicateurs d'adéquation | 21 | 4.2.3 – Évolution de la capacité installée en nucléaire | 45 |
| 3.3.1 – Définition des états futurs | 21 | 4.2.4 – Sensibilités aux hypothèses de base | 46 |
| 3.3.2 – Identification des moments de déficit structurel | 23 | 4.3 – Interconnexions entre pays | 47 |
| 3.3.3 – Processus itératif permettant de calculer le volume nécessaire | 25 | 4.3.1 – Capacité d'importation de la Belgique | 47 |
| 3.4 – Évaluation des indicateurs économiques des centrales au gaz | 26 | 4.3.2 – Sensibilité sur la capacité d'importation | 48 |
| 3.4.1 – Calcul des coûts fixes et variables des centrales, revenus et rente inframarginale | 26 | 4.3.3 – Sensibilité sur la Belgique isolée | 48 |
| 3.4.2 – Coût total de production et 'screening curve' | 27 | 4.3.4 – Échanges avec les pays non modélisés | 48 |
| 3.4.3 – Unités balises | 28 | 4.4 – Hypothèses économiques | 49 |
| 3.4.4 – Décisions d'investissement dans le modèle | 28 | 4.4.1 – Scénarios de prix | 49 |
| 3.4.5 – Points d'attentions importants concernant les résultats économiques | 29 | 4.4.2 – Coûts fixes et variables des centrales | 49 |
| 3.5 – Flexibilité | 29 | 4.5 – Résumé des scénarios et sensibilités | 50 |
| 3.5.1 – Scope et définition | 29 | | |
| 3.5.2 – Besoins de flexibilité dans le marché et pour le balancing | 30 | | |
| 3.5.3 – Réserves de balancing | 31 | | |
| 3.5.4 – Indicateurs du besoin de flexibilité | 31 | | |
| 3.5.5 – Méthode d'évaluation des besoins de flexibilité pour le marché | 32 | | |
| 3.5.6 – Méthode d'évaluation des besoins de flexibilité pour le balancing | 34 | | |

SOMMAIRE

| | | | |
|--|-----------|---|-----------|
| 5 – RÉSULTATS | 51 | 6 – ANALYSE DES RÉSULTATS ET CONCLUSIONS | 73 |
| 5.1 – Taille du bloc structurel pour le scénario de base sur 2017-2027 | 52 | 6.1 – Commentaires et conclusions sur l'analyse d'adéquation | 74 |
| 5.2 – Indicateurs d'adéquation pour le scénario de base | 53 | 6.2 – Commentaires et conclusions sur l'analyse économique des centrales au gaz | 79 |
| 5.2.1 – Résultats pour 2017 | 53 | 6.3 – Commentaires et conclusions sur l'analyse du besoin en flexibilité du système | 80 |
| 5.2.2 – Résultats pour 2021 | 54 | 6.4 – Mise en commun des résultats | 84 |
| 5.2.3 – Résultats pour 2023 | 54 | 7 – MESURES ÉVENTUELLES POUR RÉPONDRE À LA PROBLÉMATIQUE DE L'ADÉQUATION: | 85 |
| 5.2.4 – Résultats pour 2027 | 54 | 7.1 – 'Energy-only' Market / Capacity Remuneration Mechanisms | 87 |
| 5.3 – Analyses complémentaires sur le scénario de base | 56 | 7.2 – Capacity Remuneration Mechanisms | 88 |
| 5.3.1 – Analyse de la monotone de la charge résiduelle | 56 | 7.2.1 – Options de design et faisabilité d'un CRM belge | 89 |
| 5.3.2 – Importations commerciales annuelles de la Belgique dans le scénario de base | 57 | 7.3 – 'Energy-only' Market avec réserve stratégique | 90 |
| 5.3.3 – Situation dans les pays voisins | 59 | 7.4 – Évolutions potentielles de la réserve stratégique | 91 |
| 5.3.4 – Capacité d'importation au moment de déficit structurel en Belgique | 59 | 7.4.1 – Investissements dans une nouvelle capacité | 91 |
| 5.3.5 – Vue chronologique des besoins | 60 | 7.4.2 – Choix des unités existantes pour la réserve stratégique | 91 |
| 5.3.6 – Durée d'activation du bloc structurel | 60 | 7.4.3 – La réserve stratégique en tant que stabilisateur de marché | 92 |
| 5.3.7 – Caractéristiques de sécurité d'approvisionnement du bloc structurel | 61 | 7.5 – Évolution future de l'EoM | 92 |
| 5.4 – Analyses de sensibilité pour l'année 2027 | 62 | 7.6 – Conclusions | 93 |
| 5.4.1 – Sensibilité sur le taux de croissance de la demande | 62 | 8 – GLOSSAIRE | 94 |
| 5.4.2 – Sensibilité sur la Belgique isolée | 63 | 9 – SOURCES | 96 |
| 5.4.3 – Sensibilité sur la capacité d'importation de la Belgique | 63 | | |
| 5.4.4 – Sensibilité haute en capacité renouvelable | 63 | | |
| 5.4.5 – Sensibilité sur le parc thermique des pays voisins 'Coal Phase out' | 64 | | |
| 5.4.6 – Sensibilité sur le parc thermique des pays voisins 'Low capacity' | 64 | | |
| 5.4.7 – Sensibilité sur la prise en compte de la réponse du marché | 65 | | |
| 5.4.8 – Sensibilité avec de la capacité de stockage additionnelle | 65 | | |
| 5.5 – Analyse des paramètres économiques des centrales au gaz | 66 | | |
| 5.5.1 – Investissements décidés par le modèle selon la méthode utilisée | 66 | | |
| 5.5.2 – Nombre d'heures de fonctionnement dans le scénario de base | 66 | | |
| 5.5.3 – Sensibilité sur le nombre d'heures de fonctionnement des centrales CCGT pour 2027 | 67 | | |
| 5.5.4 – Rente inframarginale des unités de type CCGT pour le scénario de base | 67 | | |
| 5.5.5 – Sensibilité sur la rente inframarginale des unités de type CCGT pour 2027 | 68 | | |
| 5.5.6 – Importance du rendement des centrales au gaz et de la taille du bloc gaz dans le 'merit order' | 68 | | |
| 5.6 – Flexibilité | 69 | | |
| 5.6.1 – Charge résiduelle horaire en jour-1 | 69 | | |
| 5.6.2 – Charge résiduelle quart-horaire en jour-1 | 70 | | |
| 5.6.3 – Erreurs de prévision en jour-1 | 71 | | |
| 5.6.4 – Besoins de réserves pour le balancing | 72 | | |

EXECUTIVE SUMMARY



| | |
|--|----|
| En ce qui concerne l'adéquation du système électrique | 7 |
| Analyse d'adéquation complétée par le fonctionnement économique du marché | 8 |
| Les exigences de flexibilités doivent également être satisfaites | 9 |
| Mise en commun des résultats | 10 |
| Explication technique des réserves R1, R2 et R3, les 'réserves de balancing' | 11 |
| Mesures éventuelles pour répondre à la problématique de l'adéquation | 12 |
| Constatations concernant le système belge dans un contexte européen | 13 |

Le **présent rapport** synthétise les conclusions de l'étude réalisée par Elia à la demande de la Ministre de l'Énergie et relative à deux aspects essentiels du fonctionnement du marché de l'électricité à l'horizon 2027 :

- **l'adéquation du système électrique**: cette analyse vise à identifier le volume de puissance électrique réglable¹ dont doit disposer la Belgique à des fins d'adéquation ;
- **les besoins en flexibilité**²: cette analyse vise à identifier la quantité nécessaire de sources flexibles, notamment celles pour les besoins de balancing du gestionnaire de réseau de transport (GRT), avec leurs caractéristiques.

L'étude est basée sur les **connaissances actuelles et les évolutions prévues** en termes de parc de production, d'objectifs climatiques et de contexte économique. Tout changement majeur dans les hypothèses nécessitera une réévaluation des résultats.

Elia souligne le fait que les **conclusions de ce rapport sont indissociablement liées aux hypothèses de départ** qui y sont mentionnées. Elia ne peut pas garantir que ces hypothèses seront réalisées. Dans la plupart des cas, il s'agit de développements qui ne dépendent pas de la compétence directe du gestionnaire du réseau.

1. La puissance réglable est la puissance qui peut être modulée en fonction des besoins, incluant l'ensemble du parc au gaz naturel.

2. Les besoins en flexibilité correspondent à la partie de la puissance réglable nécessaire pour faire face à la variabilité de la puissance prélevée et injectée (notamment celle produite par les sources d'énergie renouvelable variables), incluant les réserves de balancing du GRT.

En ce qui concerne l'adéquation du système électrique

L'analyse met en évidence le volume de puissance nationale réglable, appelé 'bloc structurel', requis pour rencontrer les critères légaux actuels en matière d'adéquation entre la production et la consommation. Ce 'bloc structurel' peut être constitué de différents moyens de production, de stockage et/ou de consommation.

Pour l'interprétation des résultats, il est important de définir précisément le bloc structurel et d'illustrer les implications de cette définition. Le calcul du bloc structurel se base sur le principe que certaines sources sont considérées présentes dans un scénario donné : la capacité nucléaire selon le calendrier légal relatif à la sortie du nucléaire, les sources renouvelables et la cogénération en fonction des développements prévus pour ces technologies, les centrales de pompage-turbinage existantes, la gestion de la demande existante sur le marché et la possibilité d'importer de l'énergie selon sa disponibilité dans les pays voisins. La somme de ces différentes sources est déduite de la consommation totale attendue. La différence qui en résulte constitue, par définition, la taille du bloc structurel.

Les implications suivantes découlent de cette définition :

- L'ensemble du parc de centrales au gaz installées et éventuellement à construire (en majorité des CCGT et des OCGT) en Belgique, les éventuelles centrales de pompage supplémentaires, les outils supplémentaires de gestion de la demande ou les nouvelles capacités de stockage à développer, les interconnexions au sujet desquelles aucune décision n'a été prise à ce jour : tous ces moyens sont supposés faire partie de ce bloc structurel ;
- Le calcul donne une idée de la puissance totale du bloc structurel, mais pas de la durée d'utilisation des centrales faisant partie du bloc structurel, étant donné que celles-ci, par définition du bloc structurel, sont placées après toutes les autres sources dans le 'merit order' ;
- Le modèle d'adéquation ne donne aucune information sur les besoins en centrales pour fournir une puissance de réserve ou réglante (réserves de balancing) ;
- Les implications du modèle d'adéquation mentionnées ci-dessus seront complétées dans un deuxième temps par des analyses tenant compte du 'merit order' économique. L'analyse des besoins en flexibilité, tant pour les acteurs de marché que pour les réserves de balancing du gestionnaire de réseau, constitue la troisième étape de l'analyse.
- L'analyse effectuée est de type probabiliste : elle repose sur l'anticipation de différents états possibles du futur, selon la réalisation ou non de différents aléas (tels que des indisponibilités de moyens de production, la survenance de certaines conditions climatiques...). Elle table, d'autre part, sur la possibilité de réaliser des échanges d'énergie électrique avec les pays voisins (imports/exports),

selon les conditions économiques du moment et sur la base d'une hypothèse fixe sur la puissance maximale simultanément importable par la Belgique (6500 MW à partir de 2021). Pour ce faire, l'analyse couvre une étendue géographique de 19 pays européens.

En application de la méthodologie décrite au chapitre 3, et sur la base des hypothèses établies au chapitre 4, les résultats du « scénario de base » sont les suivants (sans tenir compte des besoins en flexibilité) :

- En 2017, le bloc structurel s'élève à 2500 MW et peut être entièrement constitué sur la base des ressources existantes.
- En 2021, le bloc structurel s'élève à 0 MW, suite à la mise en service de deux nouvelles interconnexions (NEMO et ALEGrO) pour 2 GW, l'extension des parcs éoliens offshore et de 600 MW de nouvelles centrales à la biomasse.
- En 2023, le bloc structurel s'élève à 500 MW.
- En 2027, le bloc structurel s'élève à 4000 MW, dont les premiers 2000 MW sont nécessaires de 500 à 2000 heures par an en moyenne. La tranche suivante de 1000 MW est nécessaire environ 200 heures par an en moyenne et exclusivement en hiver, mais ces puissances devraient être activées au moins une fois par an. Les derniers 1000 MW ne sont nécessaires que pendant environ 15 heures par an en moyenne, ne devraient pas être nécessairement activés chaque année et, quand ils le seraient, ne devraient l'être que pour des durées très limitées sur l'année.

La Belgique importerait quasiment 50% de sa consommation électrique nationale si le bloc structurel était seulement activé pour les moments de déficit structurel en 2027. La compétitivité du bloc structurel par rapport au parc de production des pays voisins déterminera le niveau d'importation de la Belgique. Ces résultats sont sensibles à l'évolution de différents paramètres et hypothèses, dont :

- l'évolution de la demande en électricité : une augmentation plus rapide (+0,6% par an) de la demande entraînerait un besoin supplémentaire de 1000 MW (besoin qui viendrait augmenter la taille du bloc structurel à l'horizon 2027) ;
- les fermetures supplémentaires d'unités de production dans les pays étrangers, qui entraîneraient également une augmentation de la taille du bloc structurel jusqu'à 4000 MW supplémentaires en 2027, présentant néanmoins un nombre d'heures de fonctionnement assez faible ;
- la capacité supplémentaire de stockage, l'énergie renouvelable ou une réponse plus ou moins marquée de la demande aux prix : ces effets ne justifient pas une modification de la taille du bloc structurel mais en affectent les caractéristiques en termes de probabilité d'activation ou de nombre d'heures de fonctionnement.

Analyse d'adéquation complétée par le fonctionnement économique du marché

Comme indiqué plus haut, le modèle d'adéquation donne des résultats concernant la puissance totale du bloc structurel et la durée pendant laquelle ces unités doivent être utilisées pour des raisons d'adéquation, mais pas concernant la durée d'utilisation résultant du dispatch économique de ces unités. Le modèle d'adéquation part en effet du principe que toute la production du bloc structurel se trouve dans le 'merit order' après les « sources connues ».

C'est pourquoi dans un deuxième temps, la durée d'utilisation annuelle (en heures équivalentes à pleine charge) d'une unité CCGT et OCGT à haut rendement a été calculée sur le réseau belge, fonctionnant dans le cadre d'un 'merit order' international. Il s'avère que les résultats de ces simulations sont extrêmement variables en fonction des hypothèses. La durée de fonctionnement d'une unité CCGT à haut rendement en 2027 varie de moins de 2000 heures dans le scénario 'High RES' à près de 8000 heures dans le scénario 'Gas before coal'.

Dans ce modèle de dispatch économique, les revenus nets potentiels (la rente inframarginale) d'une centrale CCGT ont également été calculés dans un 'Energy-only Market' tel que nous le connaissons aujourd'hui, avec couplage des marchés. Pour les divers scénarios à l'horizon 2027, ce montant varie entre environ 15 €/kW par an (scénario de base) et 50 €/kW par an (scénario avec croissance annuelle de la demande de 0,6%).

Ces montants ne suffisent pas pour couvrir les coûts d'investissement, si l'on en croit notamment les données du Joint Research Center (JRC) de l'UE.

Deux réflexions s'imposent concernant la constatation précédente :

1. Le modèle de dispatch économique part du principe que toutes les unités du bloc structurel participent à l' 'Energy-only Market'. Si une partie d'entre elles devait faire partie de la réserve stratégique, leur activation entraînera des prix de pénurie, qui s'élèvent actuellement à 3000 €/MWh. De telles pointes, si elles surviennent quelques heures par an, auront une incidence (très) positive sur les revenus du marché, et donc sur la rentabilité des unités se trouvant sur le marché.
2. Le modèle de marché ne tient pas compte des revenus des centrales au gaz provenant des services de réserve et de réglage, tels que présentés dans la troisième partie de l'étude et résumés ci-après.

Compte tenu du niveau d'interconnexion relativement élevé du réseau belge en 2027, estimé à 6,5 GW de capacité d'importation, ce qui correspond à environ 50% de la demande de pointe, la durée de fonctionnement économique des centrales au gaz dépend fortement de leur compétitivité au niveau européen. Ce niveau élevé d'interconnexion est nécessaire en raison de la double nécessité de garantir un niveau de prix compétitif sur le territoire national, d'une part, et de permettre l'intégration à grande échelle des sources d'énergie renouvelables, d'autre part.

L'intégration du marché européen a pour objectif (et pour conséquence) que le 'merit order' n'est plus déterminé au niveau national, mais bien au niveau européen en raison du couplage des marchés, avec à la clé deux implications :

- Premièrement, les centrales qui se classeront de manière défavorable dans le 'merit order' européen seront dépassées, en termes de durée de fonctionnement, par des moyens à meilleur rendement dans les pays voisins ;
- Deuxièmement, des unités CCGT efficaces seront utilisées selon un 'merit order' européen. Cela signifie concrètement qu'une unité CCGT relativement efficace bénéficiera, grâce aux interconnexions, d'une durée de fonctionnement sensiblement plus élevée. Une illustration de cet effet apparaît dans le scénario 'Gas before coal' évoqué plus haut, dans lequel une unité CCGT belge efficace fonctionne en quasi base en 2027, alors que la Belgique devrait disposer d'un parc d'unités de cogénération et de sources d'énergie renouvelables d'environ 15 GW, qui sont prioritaires sur le marché.



EXPLICATION TECHNIQUE DES RÉSERVES R1, R2 ET R3, LES 'RÉSERVES DE BALANCING'

Afin de garantir en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, le gestionnaire de réseau doit gérer et disposer d'un certain nombre de réserves composées des réserves primaire, secondaire et tertiaire. Le gestionnaire de réseau conclut des contrats relatifs à ces réserves par l'intermédiaire de procédures d'adjudication, sous la supervision du régulateur.

Ces réserves provenaient traditionnellement de centrales à combustibles fossiles se trouvant dans la zone de réglage belge. Suite aux évolutions récentes, la production renouvelable et décentralisée, la gestion active de la demande et les échanges internationaux peuvent désormais contribuer à ces réserves. La participation effective de ces sources à l'une ou à l'autre réserve exige cependant le respect des caractéristiques techniques de ces réserves. Ces caractéristiques sont présentées succinctement ci-après.

LA RÉSERVE PRIMAIRE R1

(FCR - Frequency Containment Reserve)

sert à stabiliser la fréquence dans une marge comprise entre 49,8 et 50,2 Hertz. Sachant qu'un manque de production entraîne immédiatement une baisse de fréquence (et un excédent de production une augmentation de la fréquence), la réserve primaire doit réagir très rapidement. En moins de 30 secondes, la réserve primaire doit augmenter la production en cas de baisse de fréquence (et inversement en cas d'augmentation de la fréquence). La quantité de R1 est régie par des accords internationaux. Pour Elia, cette quantité est estimée à l'avenir entre 80 et 100 MW, à la hausse et à la baisse. Elia peut se procurer jusqu'à 70% de ce volume en dehors de la Belgique.

En raison de la rapidité de réaction, la réserve R1 ne peut être fournie que par des machines tournantes ou par des consommateurs en mesure d'adapter leur consommation très rapidement (par exemple l'électrolyse ou les installations de refroidissement).

LA RÉSERVE SECONDAIRE R2

(aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)

a un double objectif :

1. Ramener la fréquence à 50 Hz de manière à libérer la réserve R1 ;
2. Faire correspondre, en permanence, le bilan physique des importations/exportations d'une zone de réglage et le bilan contractuel des importations/exportations convenu par les acteurs de marché (la zone de réglage d'Elia se compose de la Belgique et d'une partie du Grand-Duché).

La réserve R2 est techniquement la forme de réserve la plus complexe. Alors qu'une mesure locale de l'écart de fréquence suffit pour activer la réserve R1, le signal de consigne de R2 se base en outre sur la mesure continue de la différence entre les flux physiques et les échanges contractuels. Le signal de consigne est calculé toutes les 10 secondes par Elia et transmis à toutes les centrales participant à R2.

Par son objectif, la réserve R2 est par définition liée à la zone de réglage. Il existe cependant une collaboration internationale pour l'activation de R2 (IGCC – International Grid Control Cooperation), mais celle-ci n'induit pas une réduction de la capacité de réglage R2 nécessaire au sein d'une zone de réglage. Elia escompte que le besoin en R2 évoluera d'environ 140 MW à 175 MW durant la période d'étude, tant à la hausse qu'à la baisse.

LA RÉSERVE TERTIAIRE R3

(mFRR – manual Frequency Restoration Reserve)

sert à libérer R2 lorsque cette dernière est saturée ou menace de le devenir, par exemple après la perte d'une importante unité de production. La réserve R3 est activée et commandée manuellement par les dispatchers d'Elia, dans un délai allant de quelques minutes à 15 minutes maximum.

La réserve R3 peut être livrée au départ de diverses sources, par exemple par des moyens de production en fonctionnement ou à l'arrêt (à condition que le temps de démarrage soit suffisamment court) ou par divers consommateurs sur les réseaux de distribution ou le réseau de transport. Elia anticipe des besoins croissants en R3, compris en 2027 entre 1.065 MW et 1.600 MW pour du réglage à la hausse et entre 825 MW et 1.000 MW pour du réglage à la baisse. Compte tenu du fait que la capacité de transport entre les zones de réglage est réservée de manière prioritaire aux échanges commerciaux, la prise en charge structurelle de ces besoins via les pays voisins ne peut être présumée.





Les exigences de flexibilités doivent également être satisfaites

Outre l'adéquation et le dispatch économique du parc de production, l'étude se consacre également aux besoins de flexibilité du marché et pour le balancing. Cette analyse est notamment nécessaire pour déterminer les 'réserves de balancing', à savoir la puissance dont Elia a besoin pour garantir à tout moment l'équilibre du système électrique.

L'encadré de la page 9 présente une explication technique des différentes réserves de balancing d'Elia.

Endéans la période de temps couverte par cette étude, plusieurs facteurs sont importants en ce qui concerne l'évolution du besoin en réserves de balancing, en particulier la mesure dans laquelle les moyens de production centralisés se trouvant sur le territoire belge sont nécessaires pour constituer les réserves de balancing. Ces facteurs sont les suivants : l'intégration de l'**énergie renouvelable**, la poursuite du développement du **marché intraday** et du **marché de balancing** dans le cadre des codes de réseau européens, le développement d'une **gestion active de la demande** et du **stockage décentralisé** et enfin la **collaboration internationale** entre gestionnaires de réseaux dans le domaine des réserves de balancing.

L'augmentation de la **production renouvelable** entraîne une augmentation du besoin en réserves de balancing. Néanmoins, cette augmentation peut rester limitée grâce au développement continu du **marché intraday** et du **marché de balancing**. Ce marché met à la disposition des acteurs du marché des mécanismes et des facilités d'échange leur permettant de respecter en permanence l'équilibre de leur portefeuille et, si nécessaire, de contribuer à la restauration de l'équilibre général du système. Elia continuera à miser sur le développement de ces marchés dans les années à venir.

D'autres éléments concernent la forte progression attendue de la **gestion de la demande** (actions spécifiques en matière de '*demand side response*') ou l'élasticité de la demande en général (adaptation de la consommation aux niveaux de prix temporaires) devrait connaître une forte progression, ainsi que le développement du **stockage décentralisé** (batteries). Ces évolutions contribueront aux réserves et aux services de balancing.

La **collaboration internationale** dans le domaine des réserves de balancing est toujours tributaire de la disponibilité de la capacité de transport, puisque la capacité de transport entre zones de réglage est prioritairement mise à la disposition des acteurs du marché. Ceci n'empêche pas que d'importantes synergies peuvent être réalisées dans le domaine de l'efficacité énergétique. Toutefois, en ce qui concerne la capacité requise en moyens de réglage, Elia doit partir du principe que la majeure partie des moyens pour constituer les futures réserves de balancing doivent se trouver dans la zone de réglage belge.

Les résultats de cette étude concernant les réserves R1, R2 et R3 peuvent être résumés comme suit :

- R1** : compte tenu du volume relativement limité, de la possibilité de développer la réserve R1 avec de la gestion de la demande et des moyens de production décentralisés ou avec des batteries, et d'en acquérir une partie importante dans un contexte international, Elia part du principe que les besoins en **R1 n'auront aucun impact structurel sur la composition du parc de production centralisé**. Ceci n'empêche pas qu'une part importante de R1, en synergie avec R2 notamment, continuera à être fournie par des moyens de production centralisés, conformément aux résultats des enchères périodiques qui seront organisées à ce sujet.

2. R2 doit a priori, en raison de ses caractéristiques techniques, être fournie au départ d'unités du bloc structurel. Ceci a des implications importantes pour le parc de production centralisé dont il faut tenir compte dans le contexte de l'incertitude relative à l'avenir de ces centrales. Elia distingue deux scénarios R2 différents.

- Un 'scénario R2 innovant' voit le développement de nouveaux moyens de réglage R2, et en conséquence un impact important sur les besoins en centrales CCGT qui fournissent traditionnellement ce service. Dans ce scénario, le développement de l' 'aggregated R2' et la participation de la cogénération à la fourniture de réserve R2 se confirment. La participation des énergies renouvelables à la fourniture de R2 peut continuer à se développer si l'obstacle économique que constituent les coûts d'opportunité élevés des certificats verts perdus, est levé. Ceci pourrait donner lieu à un potentiel R2 important, notamment sur les grandes installations de biomasse. À ce sujet, il est important de souligner un effet secondaire de la contribution des énergies renouvelables à la fourniture de R2. À première vue, cette évolution semble réduire leur contribution à la réalisation des objectifs climatiques, puisque ces moyens renouvelables ne seraient pas utilisés à pleine capacité. Cependant, l'effet global sur les émissions serait positif, puisqu'une participation importante des sources d'énergie renouvelable à R2 peut mener au remplacement des centrales au gaz lorsque celles-ci sont 'out of the merit order', mais doivent être déclarées 'must run' à des fins de fourniture de réserve R2. Dans ce scénario, **deux centrales CCGT suffiraient pour le marché belge.**

- Dans un 'usual R2-scenario' sans percée significative des nouveaux moyens de réglage R2 tel qu'évoqué dans le scénario précédent, l'analyse met en évidence la nécessité de **disposer de quatre unités CCGT dans le marché** si l'on souhaite pouvoir acheter ces services dans un environnement compétitif et en tenant compte des périodes de maintenance et des pannes.

Les enchères périodiques organisées par Elia pour l'achat de puissance de réglage constituent en principe le mécanisme de capacité consacré à cet objectif. Il sera toutefois important, tout en tenant compte du développement des nouvelles technologies, de contrôler en permanence la disponibilité des CCGT en vue des futurs besoins en R2, et de prendre des mesures supplémentaires si cela s'avère nécessaire. Ceci afin d'éviter une situation dans laquelle l'offre serait insuffisante pour couvrir les besoins en R2.

Les centrales de pompage-turbinage existantes ne peuvent participer que quelques heures par jour à la fourniture de réserve R2. Si de nouvelles centrales de pompage-turbinage sont construites, il s'indiquera d'examiner si ces unités pourront être déployées de manière continue pour l'activité de réglage, grâce à de nouvelles évolutions technologiques.

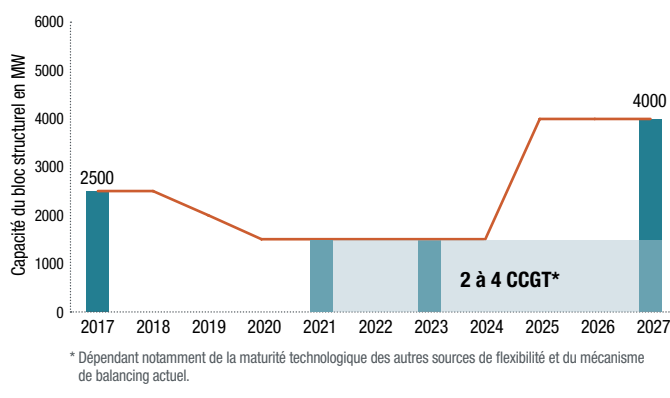
- Enfin, en ce qui concerne R3, Elia s'attend à ce qu'une grande partie de la future R3 (650 MW) pourra être acquise en dehors du bloc structurel, par le biais de la gestion de la demande et des moyens décentralisés. Pour le reste, la transition prévue des centrales CCGT de l'ancienne génération vers un régime OCGT constitue une évolution positive.

Mise en commun des résultats

Les conclusions de l'analyse d'adéquation montrent que le bloc structurel n'est pas nécessaire entre l'année 2021 et l'année correspondant à la sortie des premiers réacteurs nucléaires du parc de production (2023).

Par contre, l'analyse de flexibilité montre que plusieurs unités CCGT sont potentiellement nécessaires en 2021 et 2023 pour couvrir le besoin de réglage secondaire (R2). Si le mécanisme de capacité actuellement en place ne permet pas de s'en assurer, il conviendra d'envisager une ou des solutions spécifiques pour que le GRT soit en mesure de répondre à sa mission de gestionnaire d'équilibre de la zone de réglage belge aux horizons de temps précités.

CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL RÉSULTANT DES ANALYSES D'ADÉQUATION ET DE FLEXIBILITÉ POUR LE SCÉNARIO DE BASE





Mesures éventuelles pour répondre à la problématique de l'adéquation

En ce qui concerne les mesures éventuelles à prendre pour répondre à la problématique de l'adéquation :

- Les analyses réalisées ne mettent pas en évidence une problématique marquée relative à l'adéquation **pendant les premières années** de la période analysée (2017-2022) : compte tenu de la structure actuelle du parc de production, l'existence du mécanisme actuel de réserve stratégique devrait suffire à assurer les besoins, sans nécessiter le développement d'un mécanisme structurel complémentaire ou alternatif.
- Pour les **années suivantes** de la période analysée (2023-2027) : la problématique en termes d'adéquation apparaît clairement. Elle mène à l'augmentation du bloc structurel, jusqu'à 4000 MW en 2027. De plus, ce résultat est particulièrement sensible à la situation dans les autres pays considérés : à titre d'illustration, dans un scénario d'une mise hors service plus marquée d'unités de production dans les pays voisins, la taille du bloc structurel belge pourrait atteindre 8000 MW. À l'horizon 2027, une grande partie du bloc structurel présentera en outre des heures de fonctionnement très limitées.

Il s'indique dès lors de considérer plus avant des mécanismes adéquats pour assurer la disponibilité de telles ressources à l'horizon 2025, dès lors qu'il n'est pas certain que les mécanismes actuels ('*Energy-only*' Market augmenté du mécanisme de réserve stratégique) soient tout à fait adéquats pour garantir la réalisation par les acteurs de marché des investissements nécessaires à couvrir l'ensemble des besoins anticipés.

La dimension de la problématique, ses caractéristiques et les paramètres principaux qui l'influencent, sont décrits dans le cadre de la présente étude ; la réflexion sur les pistes de solution devra être menée en connaissance de ces éléments et en concertation avec les parties prenantes (acteurs de marché, autorités publiques et régulateurs).

En particulier, il s'impose de prendre en compte la situation de la Belgique dans le marché européen. Dans le cadre de cette réflexion sur les mécanismes futurs, Elia suggère, de façon non exhaustive, les pistes de réflexions suivantes :

- compte tenu du fort degré d'interconnexion de la Belgique avec les pays voisins et de sa position centrale en Europe, toute réflexion relative à l'opportunité d'introduire, à terme, un éventuel mécanisme de rémunération de la capacité, devrait de préférence être étudiée (et, le cas échéant, implémentée) de façon coordonnée/harmonisée avec les pays voisins et non pas de façon isolée ;
- des améliorations ciblées du mécanisme actuel de réserve stratégique pourraient également être susceptibles d'apporter des éléments de réponse à la problématique en cas de réponse insuffisante du marché. Ces améliorations concernent :
 - d'une part, le caractère irréversible de l'inclusion des unités de production à la réserve stratégique, afin de réduire l'effet de '*slippery slope*' et l'incertitude relative à l'évolution future du parc de production dans le marché, qui constitue un frein à de nouveaux investissements,
 - d'autre part, la prise en compte de nouvelles productions dans le cadre de cette réserve, afin de remédier à un possible déficit d'investissements par le marché, et
 - enfin, l'introduction d'un mécanisme de stabilisation de marché, qui met la capacité de la réserve stratégique à disposition des acteurs de marché, dans certaines conditions, afin de mitiger l'impact des pics de prix multiples sur le fonctionnement du marché et l'économie belge.

Les réflexions devant aboutir à trancher doivent être initiées sans précipitation, mais dans un horizon de temps le plus court possible. Il est en effet impérieux d'offrir dans les meilleurs délais un cadre clair et stable aux acteurs de marché pour que ces derniers puissent prendre les décisions qui s'indiquent en connaissance de cause et anticiper les évolutions programmées dans le mix énergétique belge. Elia se tient à la disposition des autorités pour participer à ces réflexions et apporter ses contributions.

Disclaimer

Cette étude doit être considérée comme une réponse sans engagement à la question posée à Elia par la Ministre de l'Énergie, Mme Marie-Christine Marghem, en date du 21 décembre 2015. La vérification des différentes options figurant dans ce rapport à l'aune du cadre réglementaire belge et européen ne fait pas partie du présent document et doit faire l'objet d'une analyse supplémentaire en fonction de(s) l'(e) option(s) retenue(s). Elia n'assume par conséquent aucune responsabilité légale en ce qui concerne leur caractère adéquat, mais formule cette contribution en tant que facilitateur de marché.

CONSTATATIONS CONCERNANT LE SYSTÈME BELGE DANS UN CONTEXTE EUROPÉEN :

Dans la foulée des résultats de cette étude, il est possible de distinguer certaines orientations des évolutions à venir :

- La capacité nucléaire baissera fortement et rapidement, avec un calendrier de sortie inscrit dans la législation en Allemagne et en Belgique et une réduction en France, selon un volume qui reste à déterminer précisément.
- Sous l'effet de la politique climatique actuelle, la capacité des centrales au charbon et au lignite baissera sensiblement dans tous les pays de la zone CWE.
- La croissance générale des sources renouvelables est indéniable, mais ne permettra pas, compte tenu de leur variabilité, de compenser entièrement les pertes de capacité indiquées plus haut en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement. Les disparités géographiques sur le plan de la superficie, de la densité de population, de la longueur du littoral et de la latitude expliquent les différences de potentiel renouvelable entre pays.
- La gestion active de la demande et le stockage connaîtront également un développement substantiel, soutenu par le constat selon lequel la question de l'adéquation se posera pendant un nombre d'heures de plus en plus réduit.
- Un nouveau parc de centrales au gaz CCGT sera construit, d'après les données communiquées par les pays voisins. Pour la France et l'Allemagne conjointement, cette nouvelle capacité est de 5 GW dans le scénario de base à l'horizon 2025. En cas de fermeture accélérée de la capacité utilisant le lignite et le charbon, ce besoin pourrait être considérablement revu à la hausse.
- Compte tenu du niveau élevé d'interconnexion du système belge et du couplage des marchés, le 'merit order' ou le dispatch économique ont *de facto* glissé du niveau national à un niveau européen (ou du moins au niveau de la zone CWE), tandis que la compétence relative au mix énergétique et à la sécurité d'approvisionnement reste strictement nationale.
- On constate que les marchés à court terme (qui réalisent le 'merit order' économique) ont atteint un niveau de maturité transfrontalière, tandis que le modèle économique de la gestion des investissements requis reste flou et nécessite une coordination européenne.

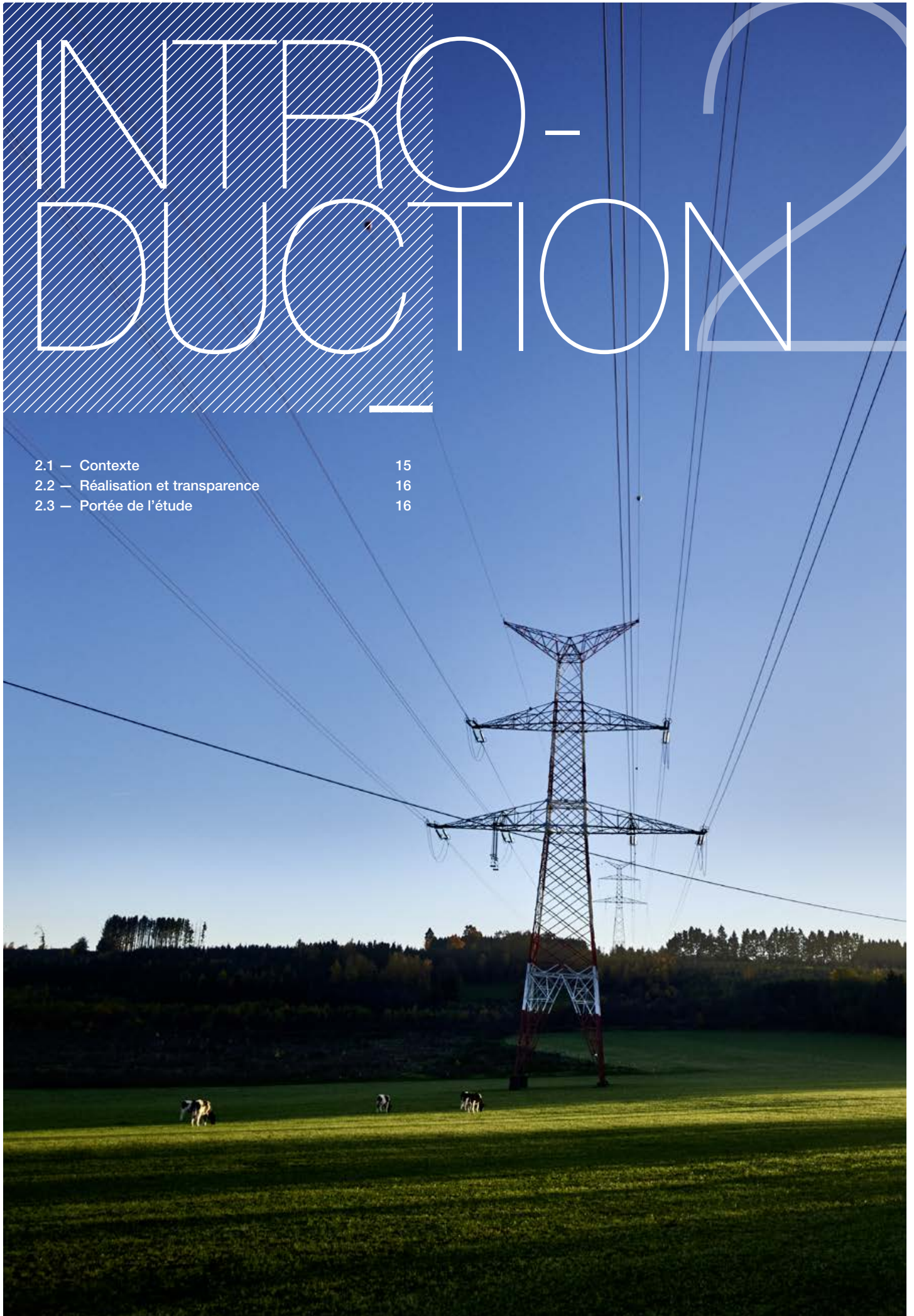
Ces constatations constituent une invitation à définir, en concertation avec les pouvoirs publics, les régulateurs et les parties prenantes, les scénarios pour l'avenir dans un contexte européen, avec des choix à poser dans les domaines suivants :

- le niveau d'autonomie à viser, en ce qui concerne tant le bilan énergétique (MWh) que la capacité relative à la sécurité d'approvisionnement (MW) ;
- la manière d'éviter que des distorsions dues à des mesures de soutien non harmonisées n'aient une incidence économique négative sur le pays et l'autonomie ;
- l'exploitation des développements innovants tels que le stockage et la gestion active de la demande ;
- l'utilisation optimale de l'infrastructure énergétique du pays et du niveau élevé d'interconnexion, tant pour le gaz naturel que pour l'électricité ;
- la prise en considération de notre géographie particulière pour le développement des sources renouvelables.



INTRO- DUCTION

| | |
|-----------------------------------|----|
| 2.1 — Contexte | 15 |
| 2.2 — Réalisation et transparence | 16 |
| 2.3 — Portée de l'étude | 16 |



2.1 CONTEXTE

La sécurité d'approvisionnement électrique de la Belgique est sous pression ces dernières années et a déjà donné lieu à plusieurs initiatives des décideurs politiques et des intervenants du marché. C'est dans ce contexte qu'a été créé en 2014 le mécanisme de la réserve stratégique, que la durée de vie des centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2 a été prolongée de dix ans (jusqu'en 2025) et que les centrales de Doel 3 et Tihange 2 ont été remises en service avec l'accord de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). Par ailleurs, le gestionnaire de réseau a pris des mesures afin de mettre à la disposition des acteurs du marché une capacité d'importation maximale. Grâce à ces éléments ainsi qu'à plusieurs initiatives supplémentaires, la sécurité d'approvisionnement du pays se trouve aujourd'hui dans une situation moins critique.

Néanmoins, les marchés belge et européen continuent d'évoluer. La production d'électricité issue des sources d'énergie intermittentes et la capacité d'importation pouvant être mise à la disposition des acteurs du marché grâce aux interconnexions supplémentaires avec les pays voisins vont continuer à croître. Toutes ces évolutions ont bien évidemment une incidence sur les prix de l'électricité de gros et sur la durée de fonctionnement économique des centrales de production conventionnelles.

2.1.1 Question posée par la Ministre de l'Énergie (mandat officiel)

C'est dans ce cadre d'évolutions et de politiques futures que la Ministre fédérale de l'Énergie, Mme Marie-Christine Marghem, a confié à Elia deux missions par l'intermédiaire d'un courrier officiel en date du 21 décembre 2015.

La première mission consiste à réaliser pour fin mars 2016 une étude évaluant le besoin (en MW) en capacité nationale flexible afin de satisfaire aux critères légaux en matière de sécurité d'approvisionnement. Cette capacité est nommée 'bloc structurel' dans la suite de cette étude et est définie au chapitre 3.2. Il a été explicitement demandé d'intégrer à l'analyse les besoins et caractéristiques en matière de flexibilité. La période visée couvre la décennie 2017-2027, en accordant une attention particulière à la dépendance de la Belgique

aux importations pour répondre à ces critères légaux. L'échéance de cette mission a été fixée à la fin du mois de mars 2016.

La deuxième mission concerne la présentation d'options potentielles pour des mesures ou un mécanisme de marché en mesure de couvrir les besoins identifiés. Une première réflexion d'Elia à ce sujet figure également dans la présente étude.

2.1.2 Définition du volume de la réserve stratégique et définition du volume de capacité nationale flexible

Les nouvelles missions s'inscrivent dans le cadre du savoir-faire acquis par Elia dans le domaine de la modélisation et de la définition du volume, notamment appliqué à la réserve stratégique. Bien que la méthodologie et certaines hypothèses présentent des similitudes avec les analyses d'Elia réalisées dans le cadre de la réserve stratégique et celle concernant le bloc structurel, il importe de souligner la distinction entre les deux.

La définition annuelle du volume de la réserve stratégique vise à identifier un déficit éventuel de la capacité (en MW) au cours d'une période hivernale future afin de répondre aux critères légaux en matière de sécurité d'approvisionnement. Elle se base sur la situation (annoncée) du parc de production conventionnel.

L'analyse des besoins concernant le bloc structurel, c'est-à-dire la capacité nationale flexible pour la période 2017-2027, a un point de départ fondamentalement différent. Cette analyse calcule la quantité de capacité flexible totale nécessaire pour répondre aux critères légaux en matière de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de pronostics relatifs à la capacité inflexible qui sera présente dans le système (production nucléaire et énergie renouvelable). Le chapitre 3.2 présente une description plus détaillée du calcul de la capacité nationale flexible.

Cette étude présente un aperçu du besoin total en capacité flexible mais ne se prononce pas sur sa composition (gestion de la demande, production, stockage, moyens existants ou nouveaux).

2.2 RÉALISATION ET TRANSPARENCE

Bien qu'Elia ait rédigé et réalisé cette étude, il est important de signaler que celle-ci a été réalisée en collaboration et en coopération avec le cabinet de la Ministre Marghem et l'administration de l'énergie des autorités fédérales. La méthodologie et les hypothèses de base ont donc été convenues avec ces deux instances et les résultats intermédiaires ont été présentés et discutés.

Par ailleurs, Elia souhaite également communiquer de manière transparente au sujet de la méthodologie, des hypothèses et des résultats de cette étude. Dans cette optique, l'étude a été mise à la disposition du public sur le site internet d'Elia et une explication sera donnée au sein du Users' Group d'Elia. Toutes les parties prenantes ont été invitées à cette explication par les canaux appropriés.

2.3 PORTÉE DE L'ÉTUDE

La présente étude se compose de **6 chapitres**.

Le chapitre 2 présente les bases et le contexte nécessaires, une description des missions attribuées à Elia et de l'interaction avec le Cabinet et la DG Énergie à propos de cette étude.

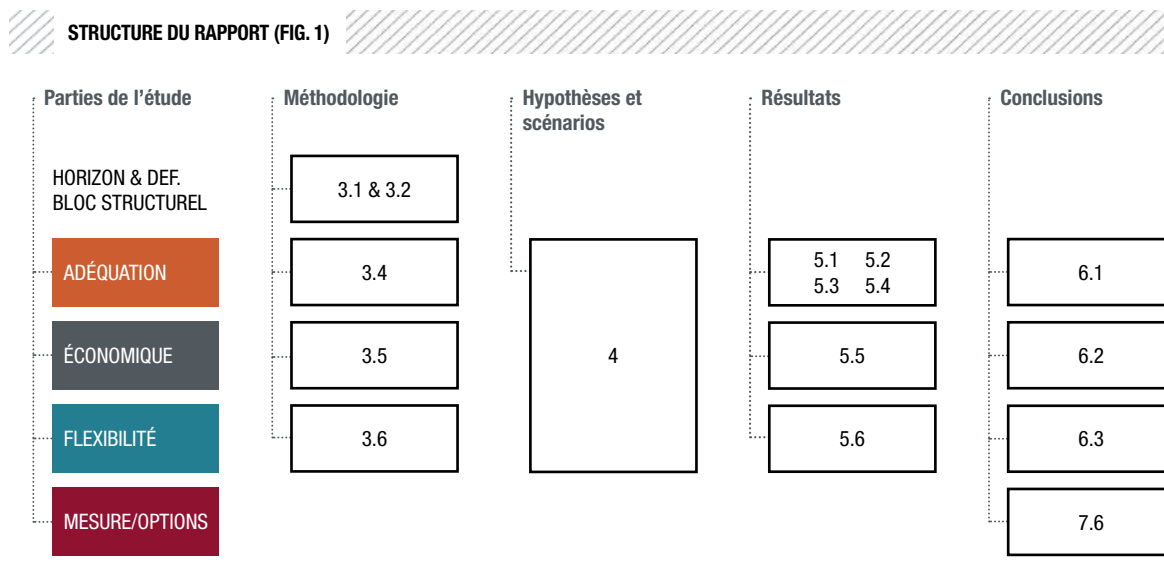
Le chapitre 3 décrit les méthodologies employées et le cadre de l'analyse probabiliste et de l'étude de flexibilité.

Leur application est décrite au chapitre 4, avec une explication détaillée des principaux paramètres et des principales hypothèses de l'analyse.

Le chapitre 5 contient les résultats et une explication plus détaillée du scénario de référence. Un certain nombre de sensibilités sont prises en considération afin de saisir l'impact de plusieurs hypothèses importantes.

Le chapitre 6 analyse les résultats obtenus de manière approfondie et explique les conclusions.

Enfin, le chapitre 7 dégage une première réflexion au sujet des options potentielles pour des mesures ou un mécanisme de marché capable(s) de couvrir les besoins d'adéquation identifiés.



METHODOLOGIE

| | |
|---|----|
| 3.1 – Horizons de temps analysés | 19 |
| 3.2 – Le bloc structurel | 19 |
| 3.3 – Calcul des indicateurs d'adéquation | 21 |
| 3.4 – Évaluation des indicateurs économiques des centrales au gaz | 26 |
| 3.5 – Flexibilité | 29 |



La présente étude vise à quantifier le besoin en capacité flexible en Belgique pour rencontrer les **critères légaux d'adéquation** du pays. L'étude couvre les **dix prochaines années** : de 2017 à 2027.

La définition de cette capacité, aussi appelée 'bloc structurel', est détaillée au point 3.2. Sa **méthode d'évaluation** (point 3.3) repose sur les mêmes principes que la méthodologie probabiliste d'évaluation du volume de la réserve stratégique [1].

L'horizon de temps étudié a été jalonné de **quatre années de référence** (point 3.1), correspondant à des évolutions significatives attendues dans le système électrique belge : 2017 (situation actuelle), 2021 (mise en service de grands projets d'interconnexion), 2023 (premières mises hors service d'unités nucléaires), 2027 (après la mise hors service de toutes les unités nucléaires en Belgique).

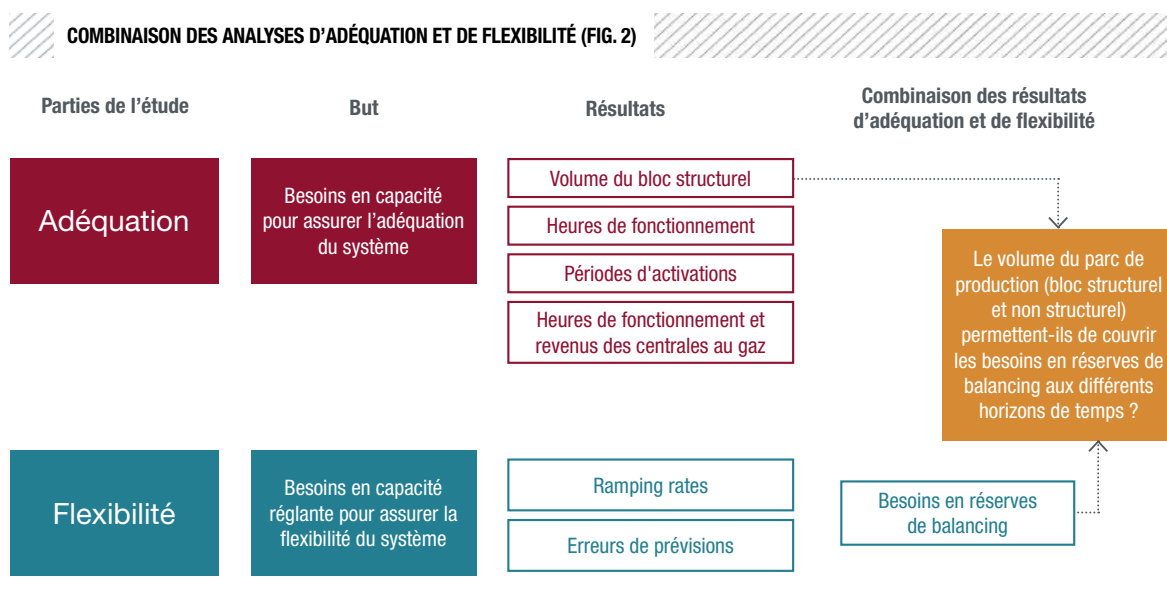
Pour ces années de référence, **différentes hypothèses** (chapitre 4) sont faites concernant l'évolution future du système électrique belge et européen, de manière à définir un scénario de base. Différentes sensibilités sont aussi proposées afin de cadrer les incertitudes entourant cette évolution.

Une fois le bloc structurel dimensionné dans le scénario de base et dans les sensibilités, différents **indicateurs économiques** (point 3.4), comme les heures de fonctionnement et les revenus escomptés des centrales au gaz, sont évalués. Ils permettent d'identifier dans quel contexte économique le bloc structurel devrait évoluer.

Enfin, le degré de flexibilité que devrait rencontrer le bloc structurel, de manière à pouvoir répondre aux changements prévus ou imprévus du système électrique (erreurs de prévisions de charge ou de production renouvelable, incident sur une unité de production, etc.), est évalué à travers différents **indicateurs de flexibilité** (point 3.5).

Les parties de l'étude sont résumées sur la Figure 2. Pour chacune d'elles, les buts de l'analyse ainsi que certains des indicateurs calculés y sont renseignés.

Les résultats des parties 'adéquation' et 'flexibilité' devront être combinés afin de déterminer si le parc de production (bloc structurel et non structurel) permettra de fournir les caractéristiques et le volume nécessaire à la réserve de balancing aux différents horizons de temps.



3.1 HORIZONS DE TEMPS ANALYSÉS

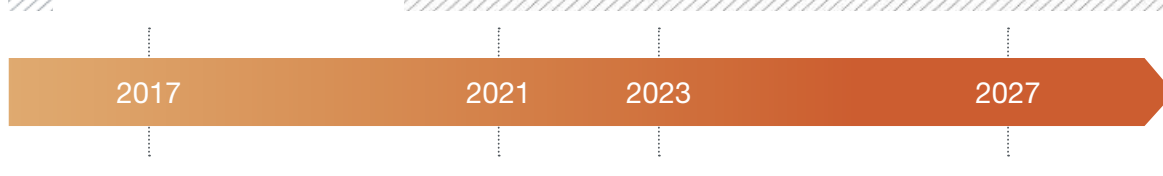
Cette étude couvre un horizon de 10 ans, de 2017 à 2027. Cette période a été jalonnée de quatre années de référence, mettant en lumière des changements significatifs attendus du système électrique belge :

- **2017** : reflète la situation à court terme ;
- **2021** : situation après la construction d’ALEGrO (interconnexion avec l’Allemagne) et NEMO (interconnexion avec la Grande-Bretagne) et la

finalisation attendue de la construction de la totalité du parc offshore en Belgique. La totalité du parc nucléaire est encore présente ;

- **2023** : début de la fermeture des centrales nucléaires en Belgique conformément à la loi actuelle (2 GW prévus pour la fermeture) ;
- **2027** : après 2025, la totalité du parc nucléaire devrait être fermée conformément à la loi en vigueur.

HORIZONS DE TEMPS SIMULÉS (FIG. 3)



3.2 LE BLOC STRUCTUREL

3.2.1 Définition du bloc structurel

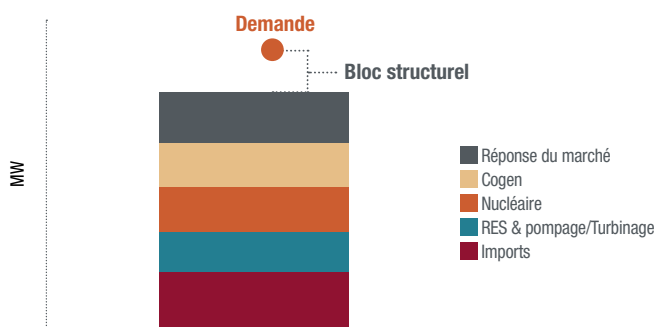
La capacité flexible recherchée dans cette étude, aussi appelée ‘bloc structurel’, est la capacité qui devrait compléter les **capacités** de production ou de gestion de la demande suivantes :

- La capacité de **cogénération** (CHP – Combined Heat & Power) selon les hypothèses détaillées au point 4.1.4 ;
- La capacité **renouvelable** (biomasse, vent, solaire) selon les prévisions détaillées aux points 4.1.1 et 4.1.4 ;
- La capacité **nucléaire** (conformément à la loi actuelle voir 4.1.3) ;
- La capacité de **pompage-turbinage** (Coo et Plate Taille) actuellement installée en Belgique ;
- La capacité **d’importation** de la Belgique prévue aux différents horizons de temps (les échanges entre les pays sont décidés par le modèle de dispatch économique utilisé (voir 4.3)). La capacité des autres pays à pouvoir fournir cette énergie sera donc évaluée par le modèle ;
- La **réponse du marché aux prix** (essentiellement de la gestion de la demande) avec les limites d’activations établies par l’étude réalisée durant l’été 2015 avec le bureau de consultance Pöyry (voir 4.1.7),

de manière à respecter les critères légaux d’adéquation du système électrique belge.

La Figure 4 illustre pour une heure le volume recherché.

DÉFINITION DU BLOC STRUCTUREL POUR UNE HEURE DONNÉE (FIG. 4)



Les capacités existantes en turbines à gaz (CCGT, OCGT), les centrales au fioul (turbojets) ou les centrales au charbon ne sont pas reprises dans la liste ci-dessus. Cela ne signifie aucunement que ces centrales ne seront pas disponibles pour le système dans l’horizon de temps étudié : elles peuvent constituer une partie du bloc structurel identifié.

Il est important de noter que le **bloc structurel** calculé dans cette étude est supposé présenter une **disponibilité de 100%**.



3496 MW

disponibles dans le marché
répondant à la définition du
bloc structurel en 2017

3.2.2 Nature du bloc structurel

Différents types de capacité de production, de gestion de la demande ou de stockage (pompage-turbinage, batteries, autres) peuvent entrer en considération pour être intégrées dans le bloc structurel.

Les technologies suivantes pourraient être envisagées (liste non exhaustive) :

- Centrales thermiques au gaz (CCGT, OCGT,...) existantes ou nouvelles ;
- Prolongation du nucléaire ;
- Nouvelles centrales de pompage-turbinage ;
- Batteries ou autres moyens de stockage (décentralisé ou centralisé) ;
- Gestion de la demande supplémentaire à celle considérée dans le volume de réponse du marché aux prix ;
- Capacité additionnelle d'importation ;
- Capacité additionnelle de renouvelable ;
- Autres moyens de production ou de réduction de la demande.

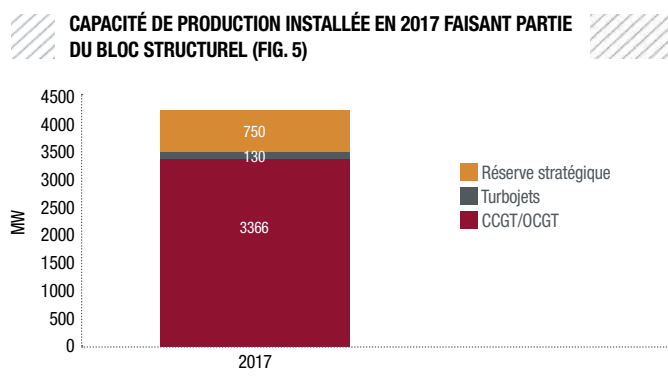
Chaque technologie présente différentes caractéristiques de disponibilité, limitations en activation, taux d'indisponibilités fortuites ou limites en énergie produite. Ces différentes caractéristiques devront être intégrées dans le choix des technologies constituant le bloc structurel. Au stade de la présente étude, **le bloc structurel est considéré comme totalement disponible (100%)**.

3.2.3 Capacité de production installée pour l'hiver 2016-2017 répondant à la définition du bloc structurel

Conformément à la figure 40, page 39 du rapport du volume de la réserve stratégique [1], la capacité installée actuelle constituant le bloc structurel, au sens de la définition du point 3.2.1, comprend pour l'hiver 2016-2017 :

- **3366 MW de centrales au gaz (CCGT ou OCGT) ;**
- **130 MW de turbojets** (centrales au fioul) ;
- **750 MW de réserve stratégique sur le parc de production** contractés pour l'hiver 2016-2017.

3496 MW sont disponibles dans le marché et 750 MW font partie de la réserve stratégique pour l'hiver 2016-2017.



3.3 CALCUL DES INDICATEURS D'ADÉQUATION

La capacité du bloc structurel durant une année donnée est déterminée en trois étapes.

1. La **première étape** consiste en la **définition de divers états futurs possibles (point 3.3.1)** couvrants l'incertitude du parc de production et de la demande électrique durant cette année. Chacun de ces états futurs est basé sur des données historiques d'aléas météorologiques (vent, ensoleillement, température, précipitations) ainsi que de l'indisponibilité de centrales ;
2. La **deuxième étape** est l'**identification des moments de déficit structurel (point 3.3.2)**, c'est-à-dire durant lesquels la production d'électricité sur le marché n'est plus suffisante pour satisfaire la consommation électrique. Une simulation horaire par un modèle de marché durant l'année étudiée sera effectuée afin de quantifier les heures de déficit structurel pour chacun des scénarios définis lors de la première étape ;
3. La **dernière étape** consiste à évaluer la capacité additionnelle nécessaire de manière à **satisfaire le critère légal** d'adéquation du système. Cette capacité est évaluée pas à pas, selon un processus itératif (point 3.3.3).

Cette méthodologie s'inspire largement de la méthodologie utilisée dans le cadre du calcul du volume de réserves stratégiques réalisé chaque année pour le 15 novembre conformément à la 'loi Électricité'. Elle est détaillée au chapitre 2 (pages 19 à 29) du dernier rapport sur le calcul du volume de la réserve stratégique [1]. Les sections qui suivent en reprennent les éléments principaux.

3.3.1 Définition des états futurs

Le degré d'adéquation production-demande du système électrique est évalué dans toute une série de cas de figure, de manière à s'assurer que la demande peut être couverte par la production même en cas de survenance de différents aléas (conditions météorologiques, pannes, etc.).

Ce type d'analyse nécessite donc de couvrir une multitude d'états futurs caractérisés par leur probabilité de survenance. La distribution statistique de la consommation qui ne pourrait pas être couverte par la production dans les différents états permet d'évaluer les paramètres de sécurité d'approvisionnement du système.

Les variables définissant les états futurs peuvent être reprises dans deux catégories : les variables climatiques et la disponibilité du parc de production, voir Figure 6.

Les variables climatiques sont **corrélées** entre elles :

- Chroniques horaires de **production éolienne** ;
- Chroniques horaires de **production photovoltaïque** ;
- Chroniques journalières de **température** (permettant de calculer des chroniques horaires de **consommation électrique**) ;
- Chroniques mensuelles de **production hydraulique**.

Les variables non corrélées sont :

- Paramètres de **disponibilité du parc thermique**.

VARIABLES (FIG. 6)



Ensoleillement horaire, température



Production solaire horaire



Vitesse du vent horaire



Production éolienne horaire



Production hydraulique mensuelle



Production horaire décidée par le modèle en minimisant les coûts du système



Température journalière



Consommation horaire en tenant compte de la thermosensitivité



Probabilité et durée de défaillance



Tirage aléatoire par le modèle de chroniques journalières de disponibilité

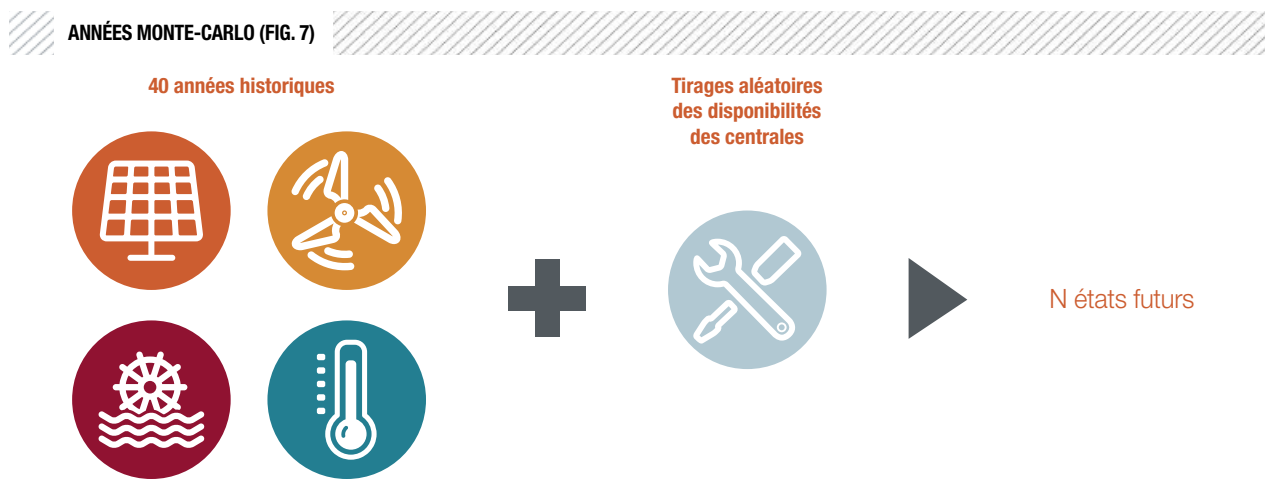


L'ensemble des états futurs est alors construit en combinant deux dimensions :

1. Les variables reprises dans la Figure 6 sont combinées afin de maintenir la corrélation entre les différents moyens de production renouvelable (vent, photovoltaïque, hydraulique) et la température. Cette **corrélation** est **temporelle** et **géographique**. La chronique horaire climatique d'une année donnée sera donc toujours combinée avec la même chronique horaire climatique et ce pour tous les pays simulés.
2. La **disponibilité des centrales** est tirée de manière **aléatoire**. En introduisant les paramètres de probabilité et de durée de défaillance pour chaque type de centrale, une longue série de tirages

aléatoires sur la disponibilité des centrales (selon la méthode de Monte-Carlo) est opérée. Ceci résulte en différentes chroniques de disponibilité du parc thermique pour chaque pays qui peuvent être associées à chaque état futur. Il est important de noter qu'aucun tirage aléatoire sur la disponibilité n'est effectué sur le volume additionnel ajouté au parc de production pour satisfaire les critères d'adéquation car le volume recherché est considéré comme disponible à 100% (voir 3.2.1 et 3.2.2).

Chaque état futur, aussi appelé 'année Monte-Carlo', a le même poids représentatif dans l'analyse, voir Figure 7. **200 années Monte-Carlo** seront utilisées pour chaque simulation afin de simuler un grand nombre d'aléas et couvrir une multitude de cas de figure.

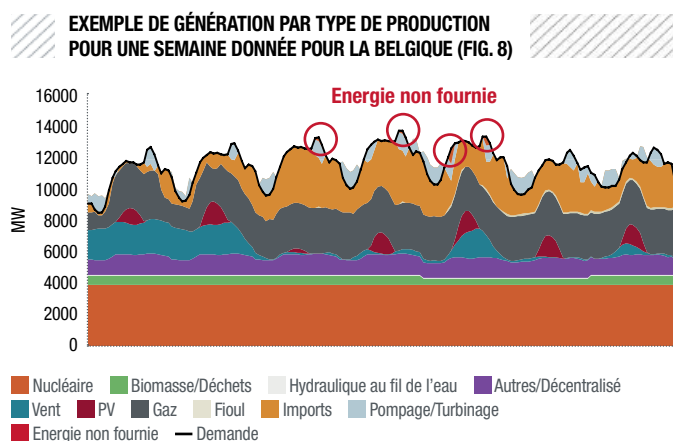


3.3.2 L'identification des moments de déficit structurel

Le système européen est simulé heure par heure

Chaque état futur ou 'année Monte-Carlo' défini est analysé heure par heure en simulant le marché électrique européen. Les moments de déficit structurel sont alors les heures où il n'y a pas assez de production pour couvrir la consommation d'un pays.

Sur la Figure 8, un exemple d'équilibrage de la consommation par les moyens de production disponibles, par type de production, pour chaque heure de la semaine, est présenté. Si pour une heure donnée, il manque un MW de production afin de satisfaire la consommation, cela équivaut à une heure de déficit structurel. L'énergie non fournie par le parc de production est aussi représentée sur cette figure.



A noter que cet exemple est **purement illustratif**. De plus :

- les réserves de balancing ont été soustraites des unités au gaz
- la réponse du marché (diminution de la demande par les consommateurs en réaction au prix du marché) n'est pas prise en compte dans cet exemple

Le périmètre de l'étude comprend 19 pays

19 pays sont modélisés en détails dans cette étude. Cela permet d'évaluer la contribution des importations à la sécurité d'approvisionnement.

Un modèle de dispatch économique est utilisé

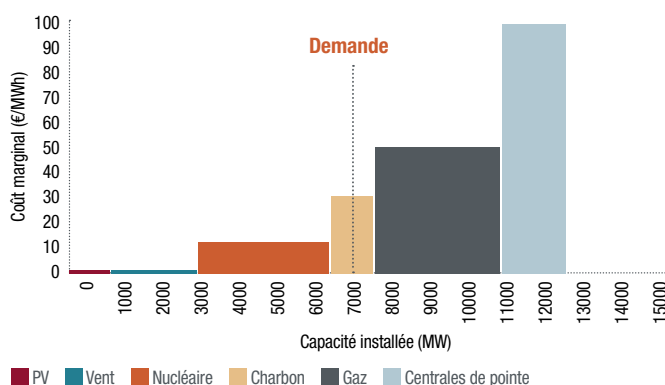
Pour identifier comment le parc de production devrait être aligné pour couvrir la demande, un modèle de minimisation du coût de production est utilisé.

Le simulateur de marché utilisé est ANTARES³. Cet outil a été développé par RTE (gestionnaire de réseau de transport français) afin d'effectuer des analyses probabilistes de sécurité d'approvisionnement et des analyses économiques. L'outil permet d'évaluer un grand nombre d'années climatiques en utilisant des chroniques historiques/simulées ou des tirages selon la méthode de Monte-Carlo.

Dans le cas d'analyses de sécurité d'approvisionnement, quel que soit l'empilement économique des centrales, aux moments de déficit structurel, tout le parc de production disponible produira au maximum. Néanmoins, les coûts marginaux de court terme des centrales seront pris en compte dans cette analyse afin de calculer certains indicateurs économiques des centrales au gaz (point 3.4).

Cet empilement dépend de la capacité de production disponible pour chaque heure. Le prix de chaque heure sera défini par l'intersection entre la courbe et l'offre (empilement des centrales) et de la demande, voir Figure 9. Cette dernière est considérée comme inélastique. Par contre, la réponse du marché aux prix élevés sera prise en compte comme expliqué au point 4.1.7.

EXEMPLE D'EMPILEMENT ÉCONOMIQUE POUR UNE HEURE DONNÉE POUR UN PARC DE PRODUCTION (FIG. 9)



Données d'entrée et de sortie

Afin de simuler le marché européen de l'électricité, divers hypothèses et paramètres doivent être définis. Ceux-ci seront détaillés dans le chapitre 4.

Les **principales données d'entrée** pour chaque pays sont :

- Le profil horaire de **consommation** ;
- La capacité du **parc de production thermique** et les paramètres de **disponibilité** (tout le parc thermique des pays voisins, le parc thermique belge tel que défini en 4) ;
- La capacité de productions **éolienne**, **photovoltaïque** et **hydraulique** ;
- Les **interconnexions** ou des capacités d'échanges commerciales entre pays.

Ces données sont soit introduites par des chroniques horaires, mensuelles ou sont fixes tout au long de l'année.

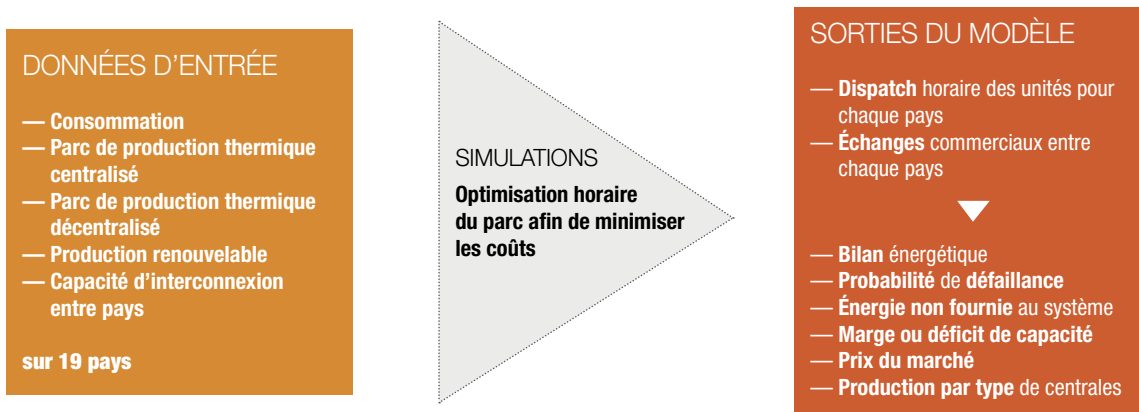
Les **sorties du modèle** analysées pour la partie d'adéquation sont les **chroniques horaires d'énergie non fournie** par le parc de production pour chaque pays. À partir de ces chroniques horaires, différents indicateurs peuvent être déduits :

- Nombre d'heures de déficit structurel ;
- Marge excédentaire ou déficit de capacité ;
- Nombre d'activations ;
- Probabilité d'avoir de l'énergie non fournie une année donnée.

Le prix du marché ainsi que les chroniques de production des centrales au gaz seront analysées dans la partie économique de cette étude (voir 3.4).



/// DONNÉES D'ENTRÉES ET DE SORTIES DU MODÈLE (FIG. 10)



3.3.3 Processus itératif permettant de calculer le volume nécessaire

Une fois les moments de déficit structurel identifiés pour chaque 'année Monte-Carlo', la distribution de ceux-ci (quantifiés en heure) est établie. Sur cette base, les critères d'adéquation du système électrique sont évalués.

Critère d'adéquation

La 'loi Électricité' décrit le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre. Vu l'absence de normes harmonisées aux échelons régional et européen, ce niveau est déterminé par un **double critère 'Loss of Load Expectation' (LOLE)** (voir Figure 11).

CRITÈRE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT (FIG. 11)

LOLE moyen ≤ 3 heures

LOLE P95 ≤ 20 heures

- **'LOLE'** : à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale.
- **'LOLEP95'** : un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement exceptionnelle.

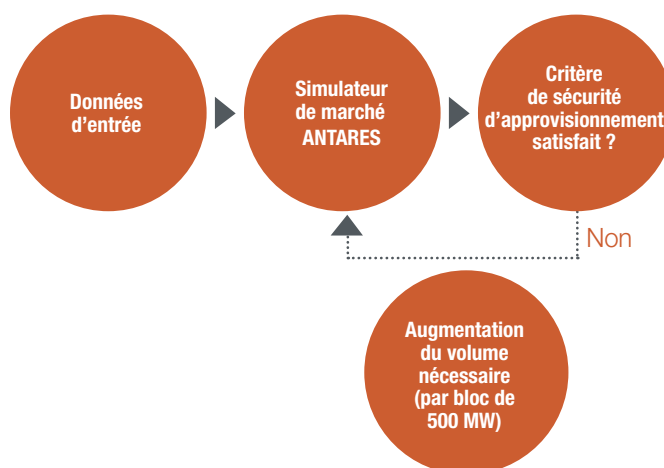
Source : [2]

Processus itératif

Si les critères d'adéquation ne sont pas satisfaits, une capacité de production additionnelle forfaitaire (500 MW) est ajoutée au système étudié. Le niveau d'adéquation du nouveau système ainsi obtenu est alors évalué (définition des états futurs puis identification des moments de déficit structurel et contrôle du respect des critères d'adéquation).

L'opération est répétée, de manière itérative, en ajoutant chaque fois une capacité forfaitaire de 500 MW, tant que les critères légaux ne sont pas satisfaits.

PROCESSUS ITÉRATIF DE DIMENSIONNEMENT DU VOLUME POUR SATISFAIRE LES CRITÈRES D'ADÉQUATION (FIG. 12)



3.4 ÉVALUATION DES INDICATEURS ÉCONOMIQUES DES CENTRALES AU GAZ

Le modèle utilisé pour l'identification des moments de déficit structurel (point 3.3.2) calcule également le prix horaire du marché pour chaque 'année Monte-Carlo'. L'analyse de ces prix et des séries temporelles de fonctionnement du parc de production permet d'en déduire :

- Les heures de fonctionnement des centrales ;
- Les revenus de ces centrales dans le marché simulé.

Cette possibilité offerte par le modèle est mise à profit pour identifier quel type de production devrait être retenu, pour chaque bloc de 500 MW ajouté à chaque itération du processus de construction du bloc structurel, de manière à minimiser le coût total de production du bloc ajouté.

Le coût total de production de chaque bloc comprend deux composantes, son coût fixe et son coût variable en fonction de ses heures de fonctionnement. Le type de technologie influence le coût fixe (coût d'investissement, etc.) et le coût variable (efficacité, etc.) par heure de fonctionnement.

Dans le cadre de cet exercice, seules deux technologies ont été considérées pour dimensionner le bloc structurel : les centrales au gaz à cycle ouvert (OCGT) et les centrales au gaz à cycle combiné (CCGT)⁴.

Les centrales OCGT présentent un coût fixe relativement bas mais un coût variable relativement élevé. Les centrales CCGT ont un coût fixe plus élevé mais un coût variable plus faible. Les OCGT devraient donc être retenues pour un bloc de 500 MW tournant peu alors que les CCGT sont plus économiques pour des heures de fonctionnement plus élevées (point 3.4.1).

Le nombre d'heures de fonctionnement de chaque bloc de 500 MW ajouté à chaque itération du processus de construction du bloc structurel est donc déterminant pour le choix technologique à opérer. Dès lors, à chaque itération du processus, une unité balise fictive (point 3.4.3) est insérée dans le modèle qui évalue le nombre d'heures pendant lesquelles cette unité serait activée. Grâce à ce test, le choix peut être orienté vers la technologie OCGT ou CCGT (3.4.4).

3.4.1 Calcul des coûts fixes et variables des centrales, revenus et rente inframarginale

Le coût variable de production des centrales considéré dans cette étude est composé :

- du coût du combustible ;
- du coût des émissions de CO₂ ;
- de la partie variable du coût d'opération et de maintenance de la centrale (VOM).

Le coût marginal (court terme) d'une centrale est le coût nécessaire pour produire une unité d'énergie supplémentaire (1 MWh) et est exprimé en €/MWh produit.

Il est important de noter que le coût marginal utilisé dans cette étude n'inclut pas les coûts de démarrage des centrales. En réalité, ces coûts pourraient être intégrés dans le coût marginal en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale, pour une certaine offre émise sur le marché. Cette approche dépasse le cadre de la présente étude.

Le coût du combustible et d'émissions dépend du rendement de la centrale. On suppose dans cette étude un rendement constant de la centrale quel que soit son facteur de charge (c'est-à-dire pas de rendement intermédiaire en fonction du facteur de charge de la centrale).

Le coût marginal intervient dans la **décision de dispatch** d'une centrale existante. Si le prix du marché est inférieur au coût marginal, la centrale ne produira pas. Si le prix du marché est supérieur, la centrale produira.

4. Les projets de centrales au charbon rencontrent des difficultés pour l'obtention des permis et d'autorisations en Belgique. Le stockage et la gestion de la demande ne sont pas considérés à ce stade pour le dimensionnement du bloc structurel.

Les revenus et la rente inframarginale

Les revenus de centrales sont définis comme les revenus du marché si toute l'énergie était vendue sur le marché journalier de l'électricité et sur la base du prix de marché calculé par le modèle.

La rente inframarginale d'une centrale est la différence entre les revenus de la centrale sur le marché (prix du marché multiplié par l'énergie produite pour chaque heure) et les coûts variables de production évoqués ci-dessus.

RENTE INFRAMARGINALE POUR 1 HEURE

$$= \text{REVENUS (PRIX DU MARCHÉ} \times \text{ÉNERGIE PRODUITE)} \\ - \text{COÛTS VARIABLES DE PRODUCTION (VOM + COMBUSTIBLE + ÉMISSIONS)}$$

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (dépend de l'énergie produite par l'unité) et est inclus dans le coût variable des unités dans cette étude.

3.4.2 Coût total de production et 'screening curve'

Il est possible de construire pour chaque technologie une courbe qui exprime le coût total de production de la technologie, incluant le coût variable, le coût fixe et le coût d'investissement en fonction des heures de fonctionnement dans le système. Ce coût total de production (Figure 13) est aussi appelé 'Long Run Marginal Cost' (LRMC).

LRMC - LONG RUN MARGINAL COST

$$= \text{FOM} + \text{ANNUITÉ} \\ + (\text{VOM} + \text{COÛTS DE COMBUSTIBLE} \& \text{CO}_2) \\ \times \text{NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT}$$

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (dépend de l'énergie produite par l'unité) et est inclus dans le coût variable des unités dans cette étude.
FOM = Fixed Operation & Maintenance cost (Ne dépend pas de la quantité d'énergie produite de l'unité).

La rente inframarginale doit pouvoir couvrir les coûts fixes de production et les coûts d'investissement sur toute la durée de vie, si aucun revenu additionnel n'est prévu. Ces grandeurs sont définies ci-dessous.

Le coût fixe se compose de 2 éléments :

- Les coûts fixes d'opération et de maintenance (FOM) ;
- Les coûts d'investissement (annuité).

Le coût fixe s'exprime en €/kW/an.

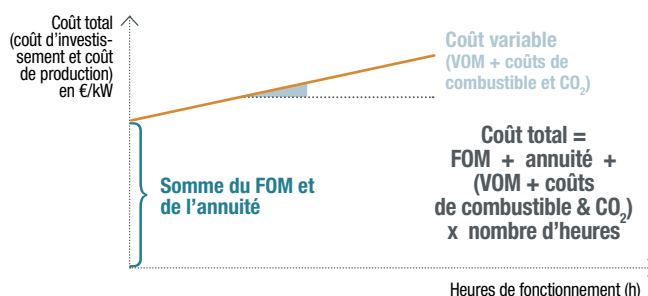
Le **FOM** représente le coût fixe d'une centrale pour la maintenir ouverte indépendamment du nombre d'heures de fonctionnement. Ces coûts doivent être couverts par la rente inframarginale dans l'hypothèse où la centrale n'a pas de revenus additionnels que ceux de la vente d'énergie sur le marché. Si cette rente est inférieure au FOM, la centrale n'est pas économiquement viable.

Le coût d'investissement peut être annualisé et s'appelle alors l'annuité. L'annuité inclut aussi un retour sur investissement. L'annuité indique à partir de quelle rente inframarginale (à laquelle on a déduit le FOM) un nouvel investissement serait rentable. Si le profit d'une nouvelle centrale évalué par le modèle reste inférieur à l'annuité, la centrale n'a aucune raison économique d'être construite. Des revenus additionnels à ceux de la vente d'énergie peuvent justifier la construction d'une nouvelle centrale.

Revenus additionnels

Une centrale peut aussi avoir d'autres revenus tels que des subsides ou une rémunération pour fourniture de services auxiliaires. Ceux-ci ne sont pas considérés dans les résultats économiques de cette étude.

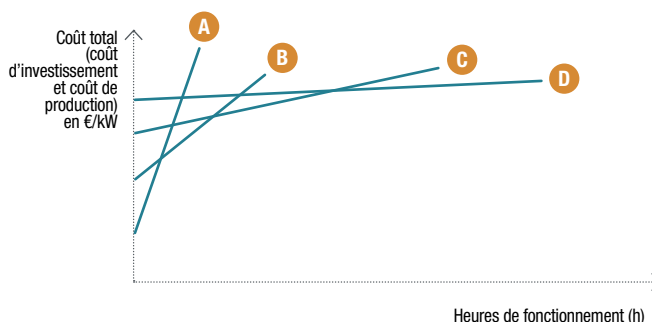
CONSTRUCTION DE LA 'SCREENING CURVE' POUR UNE TECHNOLOGIE (FIG. 13)



La superposition de ces courbes pour chaque technologie permet d'identifier la technologie la moins chère, en fonction des heures de fonctionnement. La Figure 14 est purement illustrative et n'a pour but que d'expliquer ce concept.

Quatre technologies ont été reprises sur le graphique (notées A, B, C et D).

CONSTRUCTION DE 'SCREENING CURVES' POUR 4 TECHNOLOGIES (FIG. 14)



On constate le plus souvent que les technologies avec un faible coût d'investissement ont un coût variable plus élevé que les technologies avec un plus haut coût d'investissement. Il est en ressort que les technologies avec un faible coût d'investissement seront plus intéressantes avec un nombre d'heures de fonctionnement faible.

Il est important de noter que ce graphique ne montre en aucun cas que l'investissement dans une de ces technologies sera rentable. Le but de ce graphique est seulement d'évaluer en fonction du nombre d'heures de fonctionnement prévu, qu'elle est la technologie la plus économique pour le coût total de production (coûts d'investissement et coûts de production). Ce graphique ne tient pas compte des limites en activations ou énergie de certaines technologies.

Sur la base des hypothèses détaillées dans le chapitre 4 sur les scénarios de prix de combustible, CO₂, coûts variables et coûts fixes des technologies de production pour 2027 la valeur pivot d'heures de fonctionnement différenciant les technologies CCGT et OCGT dans la Figure 14 s'élève à environ 1100 heures.

3.4.3 Unités balises

À chaque itération, une unité balise de 1 MW est insérée dans le modèle. Celle-ci quantifie les heures de fonctionnement et les revenus d'une nouvelle centrale qui serait installée dans le système.

Le rendement de ces unités balises sera par définition meilleur que toutes les centrales existantes du même type. L'unité balise est considérée comme disponible durant toute l'année (pas d'arrêts fortuits ou de maintenance).

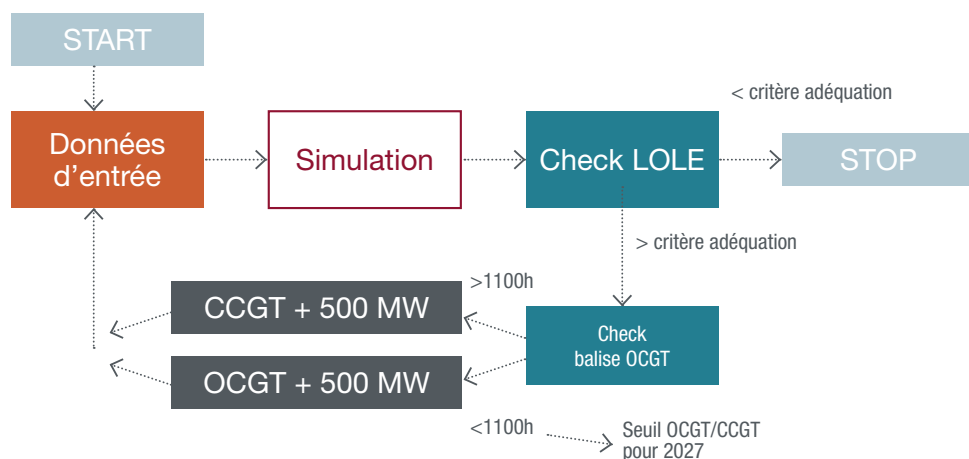
3.4.4 Décisions d'investissement dans le modèle

Une fois les moments de déficits structurels identifiés, les critères d'adéquation sont contrôlés. Si ces critères ne sont pas rencontrés, le modèle évalue le nombre moyen d'heures de fonctionnement qu'aurait une nouvelle centrale de 1 MW de type OCGT (unité balise OCGT) :

- Si ce nombre d'heures est supérieur à 1100 (pour l'année 2027), un bloc de 500 MW d'unités de type CCGT est ajouté au système ;
- Sinon, le modèle décide de rajouter 500 MW d'unités de type OCGT.

Ce processus est répété de façon itérative (Figure 15), avec ajout successif de blocs de 500 MW tant que les critères d'adéquation ne sont pas rencontrés.

SCHEMA RÉSUMANT LA DÉCISION D'INVESTISSEMENT DANS CETTE ÉTUDE (FIG. 15)



Hypothèses pour le choix d'investissement dans cette étude

Dans la présente étude, deux types de technologies ont été retenues : les centrales OCGT et CCGT.

Étant donné les difficultés d'obtention de permis et d'autorisation pour de nouvelles machines au charbon en Belgique, cette technologie n'a pas été retenue.

Le stockage, la gestion de la demande ou d'autres technologies contrôlables (diesel, etc.) n'ont pas été

repris pour dimensionner le bloc structurel, ce qui ne veut pas dire que ces technologies ne pourront pas être utilisées dans la réalité. Ce choix binaire, OCGT vs CCGT, doit plutôt être vu comme un artifice de dimensionnement du bloc structurel, permettant d'intégrer des technologies différentes en fonction des heures de fonctionnement dans le système électrique.

3.4.5 Points d'attentions importants concernant les résultats économiques

Les résultats économiques sont issus d'une modélisation heure par heure du marché européen de l'électricité en prenant l'hypothèse que toute l'énergie est vendue et achetée sur le marché journalier (day-ahead). Aucune modélisation des autres marchés (OTC, intraday, balancing...) n'est prise en compte.

Le modèle cherche la solution optimale pour le système qui permet de minimiser les coûts de production totaux du système en fonction de l'offre et de la demande de chaque pays.

Le modèle considère un marché parfait où le futur est connu (*perfect foresight*). Cela veut dire que le modèle connaît pour chaque heure du futur la production renouvelable, la charge et l'indisponibilité des centrales. Ceci n'est pas le cas en réalité.

Les unités hydrauliques de pompage-turbinage sont optimisées en fonction du prix dans le modèle. Les prix sont basés sur le coût marginal de production de chaque type de centrales.

Enfin, il est important de rappeler que :

- Un seul point de rendement est considéré pour chaque centrale. Ceci n'étant pas le cas en réalité : une centrale fonctionnant à 50% ou au maximum de sa capacité totale n'ont pas le même rendement ;
- Les coûts de démarrages ne sont pas inclus dans les coûts marginaux de production. En réalité les coûts de démarrages sont inclus dans les prix offerts sur le marché. Une centrale tournant pendant plusieurs heures peut répartir ce coût sur le prix offert au marché sur ses heures de fonctionnement.

3.5 FLEXIBILITÉ

3.5.1 Scope et définition

De manière générale, la flexibilité d'un système électrique⁵ caractérise sa capacité à répondre aux changements prévisibles et non prévisibles des conditions du réseau tout en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

La flexibilité dans le système électrique est caractérisée par de nombreux aspects, tant dans sa nature que par l'horizon de temps auquel les besoins se présentent et doivent être rencontrés.

L'analyse qui suit s'intéresse aux besoins en flexibilité nécessaires sur différentes périodes de temps, allant du (quasi) temps réel au jour-1⁶, pour assurer l'équilibre entre l'offre de production (l'injection) et la demande (le prélèvement) d'électricité dans la zone de réglage belge aux horizons de temps simulés (2021, 2023 et 2027).

Au sein de cette période de temps, les besoins de flexibilité sont principalement dus à :

- l'incertitude (erreur de prévision) et la variabilité de la charge totale ;
- l'incertitude (erreur de prévision) et la variabilité de la production, en particulier des RES (vent et soleil) en constante augmentation ;
- des incidents tels que la perte d'unités de production, la perte de charge...

- le fonctionnement du marché sur la base de blocs horaires ;

tandis que les diverses sources de flexibilité sont :

- les unités de production flexibles : les unités de production conventionnelles (CCGT, OCGT) mais également dans une certaine mesure, les biomasses, les cogénérations, les productions de type RES (vent et soleil)...
- les interconnexions (le marché) ;
- la gestion de la demande ;
- et le stockage.

La contribution respective des différentes sources de flexibilité est notamment déterminée par leurs caractéristiques technico-économiques, indispensables à leur comparaison. La compétitivité respective des sources de flexibilité est en effet déterminante pour la contribution individuelle de chacune de celles-ci.

La partie « Flexibilité » de cette étude se limite à évaluer la quantité nécessaire de flexibilité pour le système électrique, avec un accent sur les réserves de balancing. Seules quelques réflexions sur les moyens de flexibilité pouvant contribuer au balancing seront présentées au chapitre 6.3.

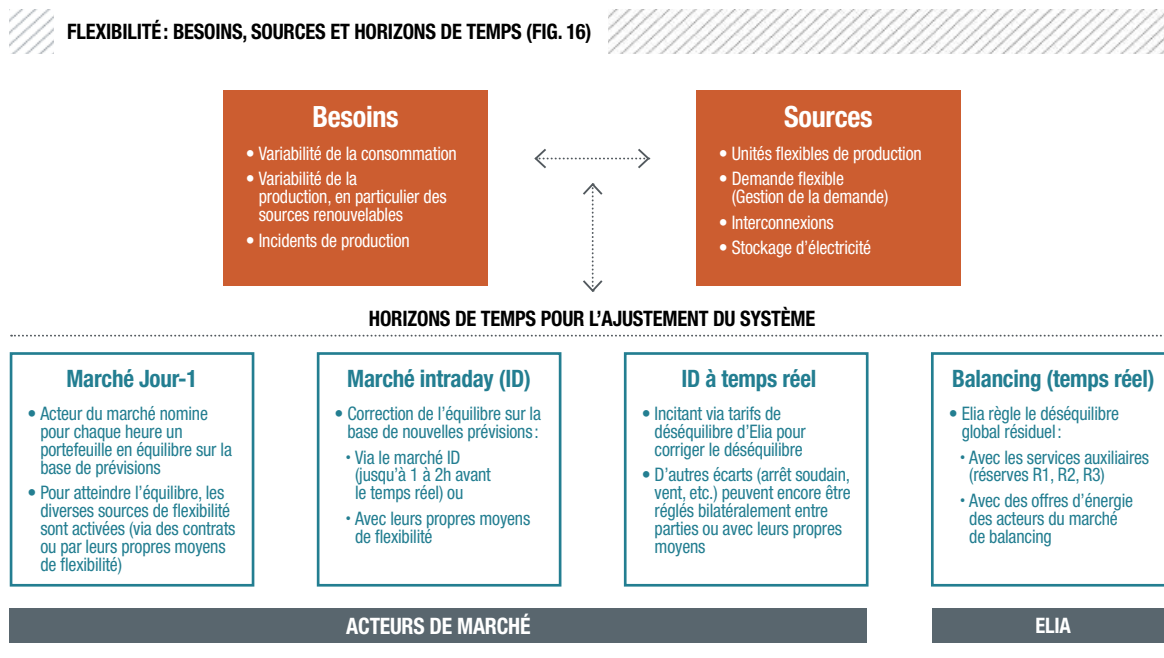
5. La littérature offre plusieurs définitions de la flexibilité dans les systèmes électriques. Nous choisissons une définition générale.

6. La flexibilité du système correspondant à des événements de l'ordre de quelques secondes à des fractions de secondes n'est pas abordée dans le présent document. De même, la flexibilité du système résultant d'un éventuel besoin lié à l'infrastructure du réseau (congestion, par exemple) n'est pas analysée.

3.5.2 Besoins de flexibilité dans le marché et pour le balancing

L'étude de flexibilité qui suit s'intéresse en particulier à analyser les besoins de flexibilité requis entre le jour-1 et le (quasi) temps réel pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge.

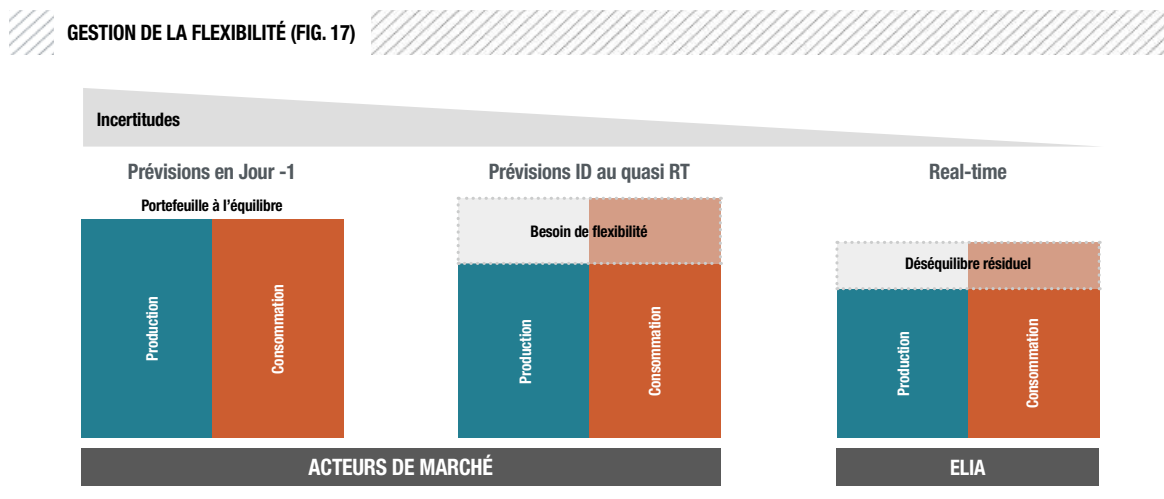
Le schéma ci-dessous illustre les principaux mécanismes de fonctionnement du marché de l'électricité sur cette période :



Les acteurs du marché ont la responsabilité de l'équilibre de la production et de la consommation dans toute leur variabilité. Étant donné qu'ils doivent nommer un portefeuille en équilibre un jour à l'avance (jour-1), il est nécessaire que le marché dispose d'assez de flexibilité en infrajournalier (ID) et en temps réel pour compenser les erreurs de prévision de la production à partir de sources d'énergie renouvelables variables, de la charge... ainsi que la perte de centrales de production (qu'il s'agisse d'une indisponibilité connue en jour-1 ou fortuite).

Le rôle du gestionnaire de réseau dans la gestion de la flexibilité est complémentaire puisque celui-ci neutralise les déséquilibres résiduels entre l'injection et le prélèvement qui n'ont pas été résolus préalablement par les acteurs du marché ou bien faisant suite à une variation non prévisible (panne d'une centrale de production...).

La figure 17 illustre de manière schématique le propos. Toute conclusion sur les besoins en flexibilité doit toujours être placée dans le contexte tel qu'il est décrit ci-dessus.



3.5.3 Réserves de balancing

Pour assurer l'équilibre permanent entre la production et la demande, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) fait appel aux **réserves de balancing**, constituées des réserves primaire (R1 ou FCR⁷), secondaire (R2 ou aFRR⁸) et tertiaire (R3 ou mFRR⁹).

En cas de déséquilibre, que celui-ci soit dû à la perte soudaine d'une unité de production ou d'un prélèvement ou bien qu'il soit la conséquence des fluctuations permanentes tant de la demande que de la production d'énergie électrique, une hausse ou baisse de la fréquence du réseau se produit. Comme les zones de réglage du réseau ENTSO-E –aussi appelées LFC block– sont interconnectées, la perturbation de fréquence est perçue dans toute la zone synchrone.

La réserve primaire doit rétablir l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance fournie, ce qui entraîne une stabilisation de la fréquence à une valeur supérieure ou inférieure à la fréquence initiale. L'écart de fréquence quasi-stationnaire peut être important s'il résulte de la perte soudaine d'une grosse unité de production ou d'un grand prélèvement.

L'activation de la puissance de réserve primaire doit notamment satisfaire aux règles suivantes :

- La puissance de réglage primaire est activée automatiquement et doit être mobilisée endéans quelques secondes ;
- Dans une exploitation non perturbée, les réserves primaires doivent être présentes en continu et sans interruption ;
- Après activation, le changement de puissance sur les unités de production concernées doit pouvoir être maintenu durant au moins 15 minutes et ce, jusqu'à ce que les réserves secondaire et tertiaire libèrent le réglage primaire.

L'écart de fréquence quasi-stationnaire, présent dans le réseau après rétablissement de l'équilibre dans la zone synchrone par la réserve primaire, doit être corrigé. Les réserves secondaire et tertiaire doivent libérer le réglage primaire de la zone synchrone de manière à éviter, en cas de déséquilibre supplémentaire, l'instabilité du réseau et potentiellement son effondrement. Chaque zone de réglage est dès lors tenue de régler son équilibre. Contrairement à la réserve primaire, les réserves secondaire et tertiaire (respectivement R2 et R3) rétablissent la fréquence dans la zone synchrone et l'équilibre dans la zone de réglage.

Le réglage secondaire sert principalement à compenser des déséquilibres brefs et arbitraires, alors que le réglage tertiaire sert à régler des déséquilibres prolongés, persistants et/ou de grande ampleur :

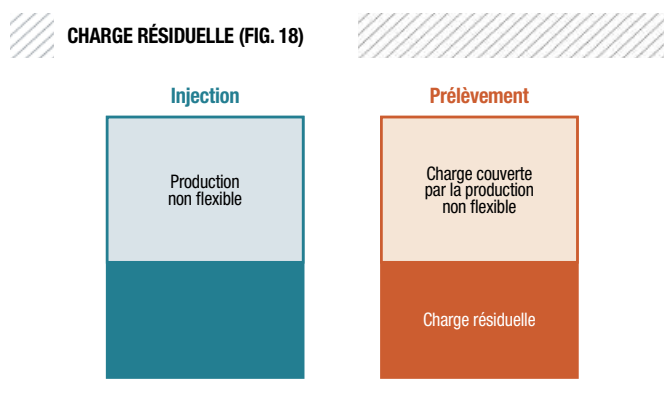
- L'activation de la puissance de réglage secondaire automatique doit débuter dans les 30 secondes et être complète dans les 7,5 minutes. Elle doit pouvoir être maintenue aussi longtemps que le service est requis.
- La puissance de réglage tertiaire est activée manuellement par le GRT et doit être entièrement disponible dans le quart d'heure.

3.5.4 Indicateurs du besoin de flexibilité

L'analyse des besoins de flexibilité liés au balancing s'effectue sur la base du **déséquilibre résiduel du système**¹⁰ et fait l'objet d'une méthodologie spécifique expliquée au point 3.3.5.

L'analyse des besoins de flexibilité du marché s'effectue sur la base des **erreurs de prévisions de la production et de la consommation**, d'une part, et de la **charge résiduelle**, d'autre part.

La charge résiduelle est définie comme la charge totale¹¹ diminuée de la production non-modulable (production nucléaire), de la production à partir de sources d'énergies renouvelables variables (vent, soleil et hydraulique au fil de l'eau) et, le cas échéant, de la production 'must run' (cogénération et biomasse). Les échanges aux frontières (interconnexions) ne sont pas pris spécifiquement en compte.



7. Frequency Containment Reserves

8. automatic Frequency Restoration Reserves

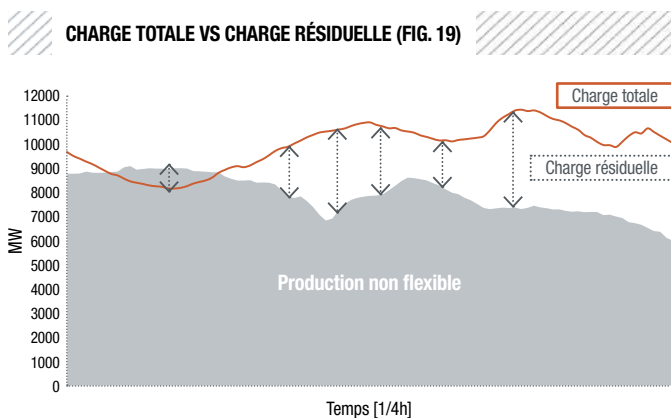
9. manual Frequency Restoration Reserves

10. « System Imbalance »

11. La charge totale correspond à la somme de tous les prélèvements dans le système belge, tant dans le réseau de transport que dans le réseau de distribution (et comporte également les pertes réseau). L'estimation de la charge totale se base sur un ensemble de mesures et d'extrapolations des valeurs d'injection des unités de production, incluant les productions des réseaux de distribution, auxquelles les imports sont ajoutés. Les exports de l'énergie, ainsi que l'énergie utilisée pour le stockage sont ensuite soustraits de cette valeur.

Elle inclut à la fois la variabilité due à la charge totale et la variabilité due à la production. Elle correspond à la partie de la charge (positive ou négative) qui doit être couverte par les différents moyens de flexibilité, c.-à-d. les unités de production flexibles, l'achat et la vente d'électricité via les interconnexions, la gestion de la demande et le stockage.

Le calcul de la charge résiduelle s'effectue en considérant qu'il n'y a pas de modulation de la puissance produite par les productions de type RES (vent et soleil). Comme renseigné au 3.5.1, il est toutefois important de noter que les productions à partir de sources d'énergies renouvelables variables ont elles-mêmes un potentiel de fourniture de flexibilité.



3.5.5 Méthode d'évaluation des besoins de flexibilité pour le marché

L'étude d'adéquation se base sur des profils horaires de production et de charge en jour-1, permettant une analyse de la variabilité horaire de la charge résiduelle. Étant donné que les acteurs du marché doivent nommer un jour à l'avance un portefeuille en équilibre sur une base quart-horaire, une analyse du besoin de flexibilité sur base quart-horaire est également nécessaire.

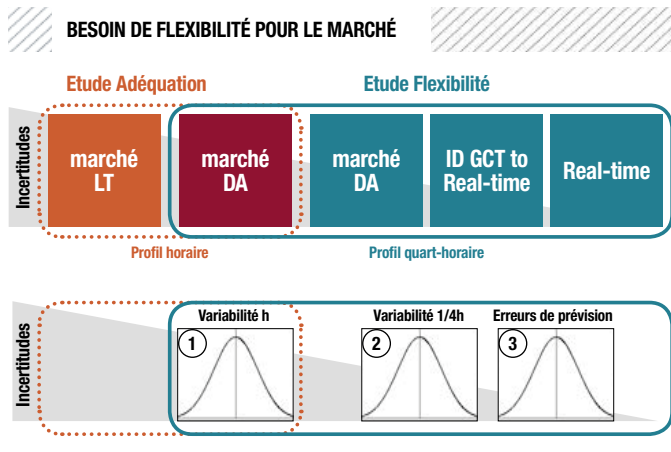
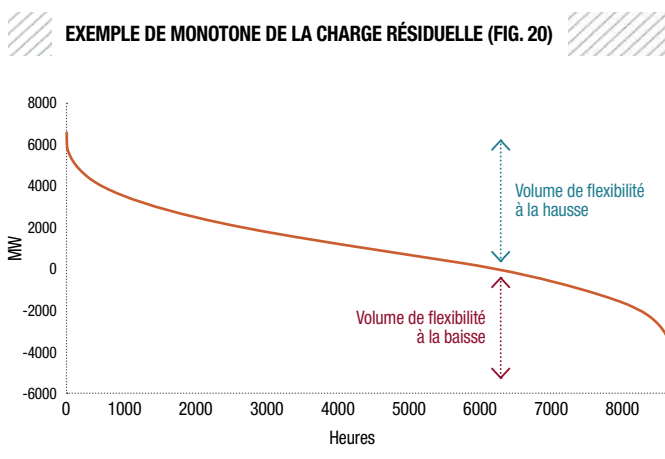
Sur la base des indicateurs décrits au paragraphe précédent, les besoins de flexibilité pour le marché sont dès lors évalués en caractérisant :

1. la variabilité horaire de la charge résiduelle en jour-1,
2. la variabilité quart-horaire de la charge résiduelle en jour-1,
3. les erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que de la charge totale en jour-1.

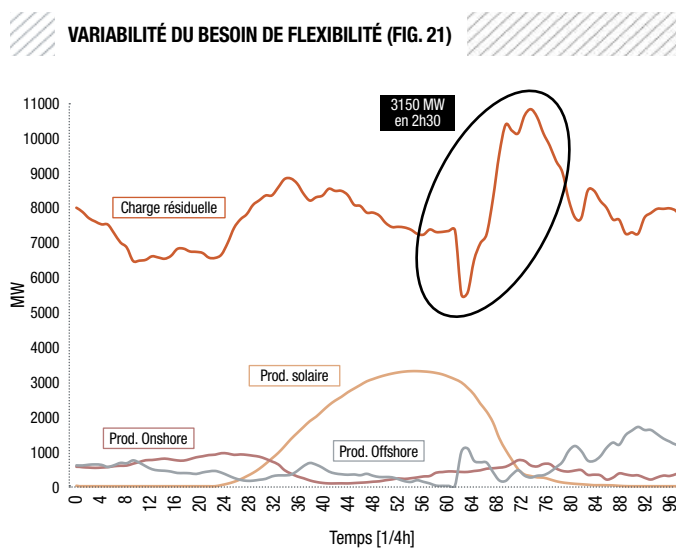
1. Variabilité horaire de la charge résiduelle en jour-1

Le profil horaire de la charge résiduelle (en jour-1) aux différents horizons de temps étudiés (2021, 2023 et 2027) est le résultat d'une simulation Monte-Carlo se basant sur un historique de 40 années climatiques. La courbe monotone moyenne du profil de charge résiduelle ainsi obtenue permet d'évaluer le volume de flexibilité à la hausse et à la baisse nécessaire au marché pour être capable de nommer à l'équilibre en jour-1.

Une illustration est donnée à la Figure 20.



Outre le volume de flexibilité, il est également nécessaire de caractériser la variabilité du besoin de flexibilité (c.-à-d. le 'ramping rate') et les durées associées. Considérons l'exemple de la Figure 21.



Il s'agit d'une journée très ensoleillée au cours de laquelle la production éolienne onshore et offshore est particulièrement faible, au contraire de la production photovoltaïque. En fin de journée, la diminution rapide de la production photovoltaïque donne lieu à une forte augmentation de la charge résiduelle caractérisée par un ramping de 3150 MW endéans 2h30¹².

Dans les simulations réalisées pour évaluer l'adéquation du système, certaines caractéristiques techniques des unités de production sont intrinsèquement prises en compte. Typiquement, il s'agit du 'ramping rate' [MW/h], start-up/shut-down time [h], Pmin [MW], Pmax [MW], etc. La capacité du système (c.-à-d. moyens de flexibilité nécessaires) pour couvrir ce type de ramping fait dès lors partie intégrante des résultats de cette partie de l'étude. Les résultats d'analyse de la monotone de la charge résiduelle pour les différents horizons de temps se trouvent au point 5.3.1.

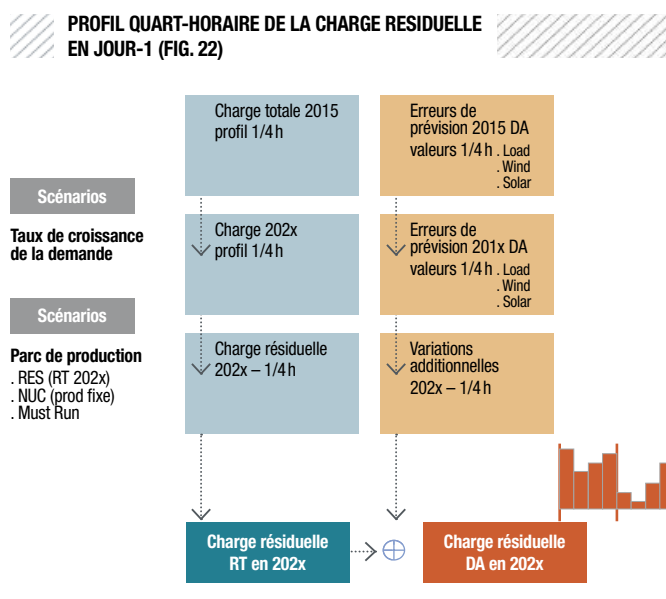
2. Variabilité quart-horaire de la charge résiduelle en jour-1

La résolution temporelle du profil de la charge résiduelle obtenu dans le cadre de l'étude d'adéquation correspond à l'heure. Ce dernier ne peut donc pas être utilisé pour évaluer les ramping quart-horaire (variation entre deux quarts d'heure successifs) de celle-ci.

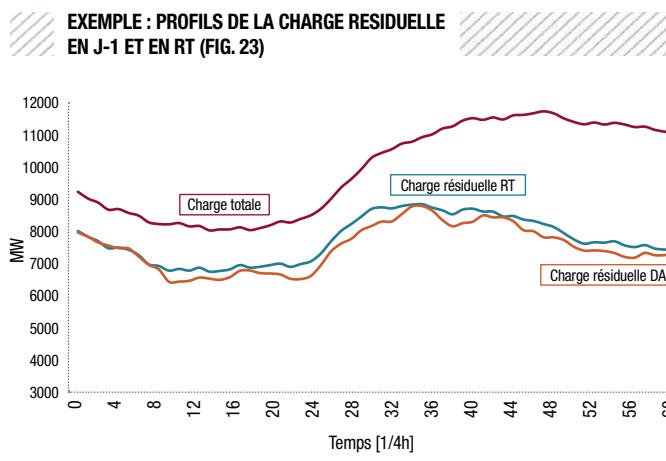
12. Courbe caractéristique connue dans la littérature sous le nom de 'Duck curve'. À noter que l'effet étant davantage régional que local, il n'est pas certain que la flexibilité requise pour couvrir ce ramping soit disponible au travers des interconnexions.

Pour analyser la variabilité quart-horaire de la charge résiduelle, une estimation du profil 1/4h est obtenue en 2 étapes :

1. Une projection dans le futur du profil quart-horaire de la charge totale observée en 2015 combinée à une projection dans le futur de la puissance produite par les productions de type RES (vent et soleil) est utilisée de manière à pouvoir calculer le profil 1/4h temps réel de la charge résiduelle aux différents horizons de temps analysés.
2. Les erreurs de prévision en jour-1 de la charge, de la production éolienne onshore et offshore ainsi que de la production photovoltaïque, sont également projetées dans le futur puis ajoutées aux profils obtenus à l'étape 1 de manière à calculer le profil 1/4h en jour-1 de la charge résiduelle aux différents horizons de temps analysés.

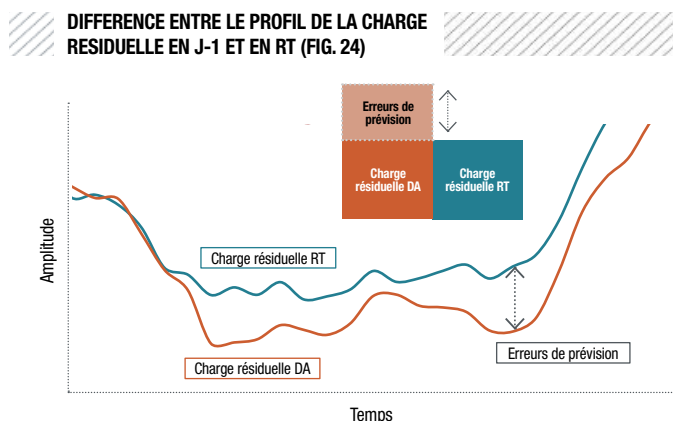


La Figure 23 qui suit donne un exemple de profils obtenus.



3. Erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que de la charge totale

L'analyse du profil quart-horaire de la charge résiduelle en jour-1 prend implicitement en compte les variations de l'erreur de prévision totale (c.-à-d. cumulée) mais ne considère pas le besoin en flexibilité dû à l'erreur de prévision elle-même.



L'erreur de prévision sera en partie couverte par les acteurs de marché compte tenu de l'amélioration de la prévision en infrajournalier tandis que l'erreur résiduelle sera couverte en temps réel par le gestionnaire de réseau dans le cadre de son rôle de responsable de l'équilibre de la zone de réglage belge (voir 3.5.2). Les besoins en flexibilité (quart-horaire) dus à l'amplitude des erreurs de prévision en jour-1 sont dès lors également évalués dans l'analyse qui suit.

3.5.6 Méthode d'évaluation des besoins de flexibilité pour le balancing

Dans le cadre de ses obligations légales, et plus précisément conformément à l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, Elia doit contracter des services auxiliaires (notamment des réserves primaire, secondaire et tertiaire) pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique [11].

Ces réserves, appelées réserves de balancing, sont actuellement évaluées annuellement. La méthode d'évaluation utilisée pour déterminer les réserves primaire, secondaire et tertiaire ainsi que les résultats sont soumis à l'approbation de la CREG.

Bien que l'estimation des besoins de réserves pour le futur soit réalisée en tenant compte des évolutions du système connues, celle-ci est inévitablement accompagnée d'une grande incertitude et est très sensible aux facteurs exogènes (changement dans le design du marché, comportement des BRP...).

Les besoins de réserve estimés aux horizons de temps 2021, 2023 et 2027 doivent dès lors être considérés comme indicatifs.

Par ailleurs, il est important de souligner que les **volumes de réserve** à contracter pour respecter les critères de dimensionnement (probabilité de déficit) peuvent différer des **besoins de réserve** dans la mesure où ils prennent en compte les synergies possibles avec d'autres gestionnaires de réseau ainsi que les différentes caractéristiques des produits de réserve (disponibilité, nombre d'activations limité...). Seuls les besoins de réserve sont évalués ci-après.

Caractéristiques des réserves de balancing

Le tableau qui suit rappelle¹³ les caractéristiques techniques principales auxquelles doivent répondre chaque type de réserve.

CARACTERISTIQUES DES RESERVES DE BALANCING

| Dénomination de la réserve | Dénomination traditionnelle | Type d'activation | Délai d'activation |
|---|-----------------------------|-------------------|----------------------------------|
| Frequency Containment Reserves (FCR) | Réserve primaire (R1) | Automatique | Déploiement complet endéans 30" |
| Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) | Réserve secondaire (R2) | Automatique | Déploiement complet endéans 7,5' |
| Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR) | Réserve tertiaire (R3) | Manuelle | Déploiement complet endéans 15' |

Évaluation du besoin de FCR (réserve primaire)

La quantité requise de FCR (R1) est déterminée au niveau de la zone synchrone. Elle est déterminée sur une base annuelle et couvre au moins l'incident de référence équivalent à une perte de 3000 MW.

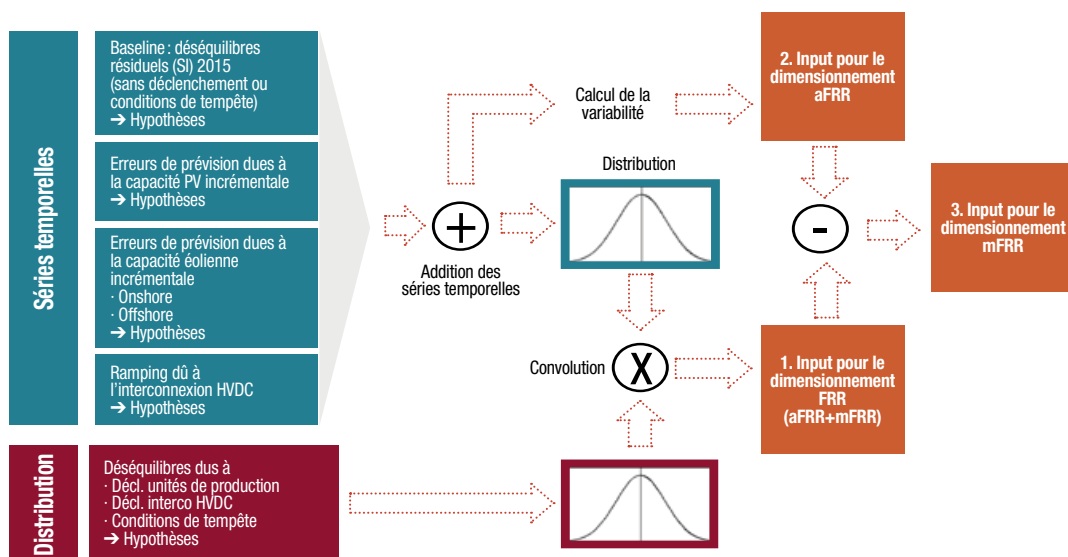
La version actuelle du NC LFC&R [12] indique que la contribution au réglage primaire de chaque gestionnaire de réseau de transport (GRT) doit être calculée à l'avenir sur la base de la somme de la production nette et de la consommation de la zone de réglage (LFC block). Par conséquent, étant donné que la Belgique a été historiquement dans une situation d'importateur net, une augmentation du besoin FCR est supposée.

Évaluation du besoin de FRR (réserves secondaire et tertiaire)

La quantité requise de FRR - automatique (aFRR) (R2) et manuel (mFRR) (R3) - est déterminée au niveau de la zone de réglage (LFC block). La méthodologie utilisée est conforme à celle utilisée pour la détermination des volumes de réserves pour 2016, qui a été approuvée par la CREG dans sa décision (B) 150717-CDC-1423. Seule une description succincte de la méthodologie est donnée ci-après. Pour une description détaillée, le lecteur se référera aux documents ad hoc.

13. Voir 3.5.3.

METHODOLOGIE POUR LE DIMENSIONNEMENT DES RESERVES DE BALANCING (FIG. 25)



- Pour évaluer le besoin de FRR (aFRR et mFRR), deux méthodologies – l'une déterministe et l'autre probabiliste – sont utilisées : la quantité requise de FRR à la hausse et à la baisse doit permettre de couvrir le déséquilibre résultant de l'incident dimensionnant positif et négatif¹⁴ respectivement, mais aussi les déséquilibres résiduels quart-heures escomptés du système pendant Y% du temps (correspondant à une certaine probabilité de déficit).

La probabilité de déficit pour le réglage à la hausse de FRR est de 0,1% (correspondant à une couverture de 99,9% des déséquilibres résiduels), tandis que la probabilité de déficit pour le réglage à la baisse de FRR est de 1%.

Afin d'estimer les déséquilibres résiduels escomptés du système, on utilise le profil des déséquilibres observés pendant une année (l'année calendrier complète la plus récente), auquel on ajoute les déséquilibres escomptés supplémentaires reflétant l'évolution du système, telle que l'augmentation de la capacité installée des productions à partir de sources d'énergie renouvelable variables ou encore l'intégration de l'interconnexion HVDC entre le Royaume-Uni et la Belgique (NEMO).

Les séries temporelles des différentes sources de déséquilibre observées sont additionnées pour obtenir le déséquilibre résultant (c.-à-d. le profil des déséquilibres résiduels escomptés du système), ce qui permet de prendre en compte la corrélation éventuelle entre les différentes sources de déséquilibre. Le profil résultant, transformé en distribution de probabilité, est alors combiné (via convolution) à la distribution de probabilité des

déséquilibres attendus à la suite d'indisponibilités fortuites d'unités de production, de l'interconnexion NEMO ou encore de déclenchements des parcs éoliens offshore en cas de tempête¹⁵.

- La quantité de aFRR (R2) est évaluée sur la base de la variabilité des déséquilibres résiduels quart-heures du système, à savoir la différence entre deux quarts d'heure consécutifs. Dans le cadre de cette étude, la quantité de aFRR (à la hausse et à la baisse) correspond au volume nécessaire pour couvrir 20% (correspondant à la probabilité de déficit admise) de la valeur absolue de la variabilité des déséquilibres résiduels du système.
- Enfin, la quantité de mFRR (R3) est déterminée par la différence entre les besoins de FRR les besoins de aFRR.

Étant donné que les besoins de FRR sont calculés sur la base des déséquilibres résiduels escomptés du système, ceux-ci sont fortement dépendants du comportement des acteurs de marché et de leur capacité à équilibrer leur périmètre sur base quart-heure. Les scénarios simulés supposent des efforts supplémentaires importants de la part des BRP et autres acteurs du marché pour diminuer le déséquilibre résiduel du système. Dans le cas où ces efforts ne seraient pas consentis (manque d'incitant, par exemple), les besoins en réserve du système pourraient considérablement augmenter. Ce scénario hypothétique n'est toutefois pas davantage retenu dans le cadre de cette évaluation.

Par ailleurs, il est supposé que les déséquilibres résiduels ne résultent pas d'un manque structurel de flexibilité du système.

14. L'incident dimensionnant correspond au plus grand déséquilibre résultant d'une variation instantanée de puissance active. Celle-ci peut résulter de la perte d'une unité de production, d'une consommation ou d'une interconnexion HVDC.

15. La fréquence de déclenchement des parcs éoliens offshore est fonction de la technologie choisie pour les turbines. La cut-off wind speed prise en compte sera de 25 m/s ou 30 m/s.

HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS

| | |
|--|----|
| 4.1 — Hypothèses pour la Belgique | 38 |
| 4.2 — Hypothèses des pays voisins | 44 |
| 4.3 — Interconnexions entre pays | 47 |
| 4.4 — Hypothèses économiques | 49 |
| 4.5 — Résumé des scénarios et sensibilités | 50 |



Les hypothèses dans cette étude s'inscrivent dans la continuité de celles utilisées pour l'évaluation du volume de la réserve stratégique.

Ces hypothèses ont été discutées avec la Direction générale Énergie du SPF Économie et le cabinet de la Ministre de l'Énergie comme demandé par la Ministre.

Un **scénario de base** a été construit pour l'horizon de temps analysé. En plus de celui-ci, de nombreuses sensibilités sur les paramètres d'entrées seront effectuées afin d'évaluer l'impact des différentes hypothèses sur l'adéquation et la flexibilité.

Le parc thermique, les énergies renouvelables, les autres moyens de production et la consommation de chaque pays sont pris en compte dans le modèle.

Les **hypothèses pour la Belgique** sont issues de différentes sources et sont détaillées en 4.1.

Les données et hypothèses pour les **pays voisins** sont issues de contacts bilatéraux avec les gestionnaires de réseau de transport respectifs. Pour les pays non limitrophes repris dans le modèle, les données utilisées ont été rassemblées par les gestionnaires de réseau de transport dans le cadre d'études conjointes au sein d'ENTSO-E (principalement du SO&AF – System Outlook and Adequacy Forecast dont le rapport est disponible en [3]).

Le rapport développe aussi les principales hypothèses des pays voisins ayant un impact majeur sur la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement (voir point 4.2).



4.1 HYPOTHÈSES POUR LA BELGIQUE

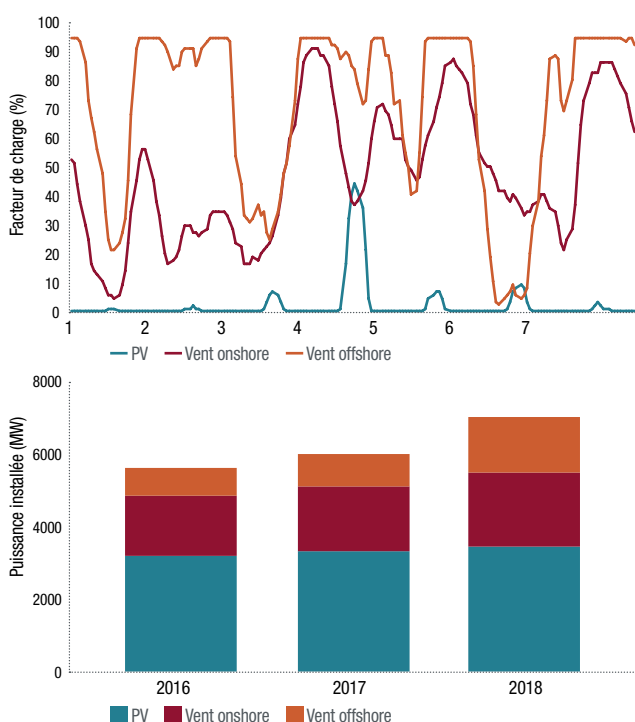
4.1.1 Évolution de la capacité éolienne et photovoltaïque

Prise en compte dans le modèle

La production renouvelable est prise en compte par le modèle au moyen de profils de production. Ces profils sont le résultat du produit entre les 40 profils historiques

de production (facteur de charge) et la capacité installée pour une année donnée. Ceci est le cas pour l'éolien et le photovoltaïque (PV) (voir Figure 26).

40 SÉRIES TEMPORELLES POUR LE VENT ET LE PHOTOVOLTAÏQUE (FIG. 26)



Données historiques par heure pour le vent et PV, en facteur de charge

Série temporelle pour le vent et le PV

Capacité installée

Jusque 2020

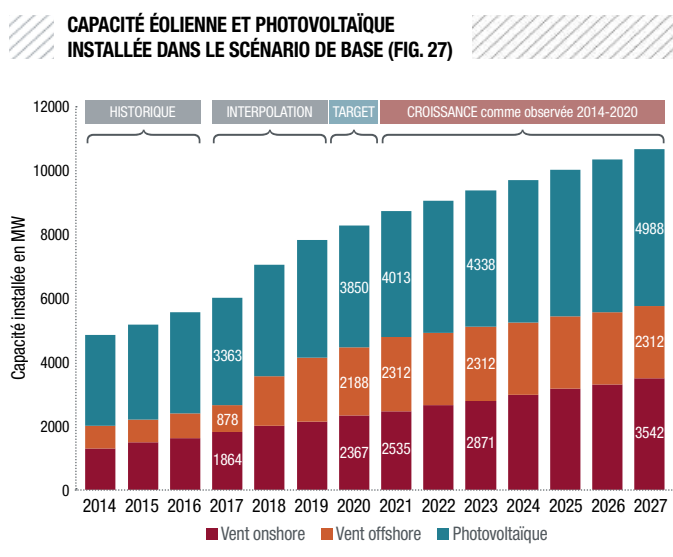
Concernant la puissance installée jusqu'en 2020, on considère que le développement des sources d'énergie renouvelable devrait se poursuivre conformément aux objectifs 20-20-20. L'objectif européen d'atteindre en 2020 une part de 20% d'énergie issue de sources renouvelables dans la consommation totale d'énergie en Europe s'est traduit par un objectif concret de 13% pour la Belgique. Il existe toutefois une incertitude concernant la contribution des différents types de sources d'énergie renouvelable à la réalisation des objectifs climatiques européens. En 2010, un plan d'action national pour l'énergie renouvelable en Belgique

a été publié [4]. Étant donné la croissance des sources d'énergie renouvelable constatée ces dernières années, l'estimation pour les différents types d'énergie n'est plus réaliste. Une estimation pour chaque type d'énergie est réalisée pour 2020 sur la base d'une consultation des régions au sujet du photovoltaïque, de l'éolien onshore, de la biomasse et de l'hydraulique. À l'heure actuelle, pour l'éolien offshore, la Ministre de l'Énergie a octroyé huit concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens dans la partie belge de la mer du Nord, ce qui devrait représenter une puissance totale installée de 2,3 GW pour 2020.

Après 2020

Dans le scénario de base, on considère une croissance de la puissance installée en éolien onshore et photovoltaïque équivalente à la croissance moyenne prévue entre 2014 et 2020. Pour l'éolien offshore, aucune augmentation n'a été considérée après avoir atteint les 2,3 GW installés en mer du Nord.

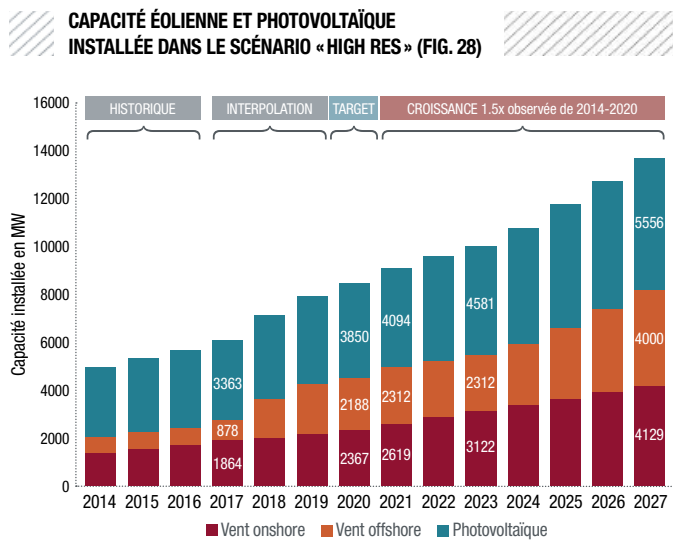
L'évolution de la capacité éolienne et photovoltaïque est représentée sur la Figure 27.



Sensibilité haute après 2020

Une sensibilité haute de ces hypothèses a été prise en compte en utilisant un taux de croissance 1,5 fois celui observé entre 2014 et 2020 pour le vent onshore et le photovoltaïque. Il a aussi été considéré une augmentation de la capacité éolienne offshore pour atteindre 4000 MW installés en 2027.

L'évolution est montrée sur la Figure 28.



4.1.2 Hydroélectrique et stockage

En Belgique, le parc de production comprend 2 types de centrales hydroélectriques :

- 1308 MW de centrales de pompage-turbinage.
- 114 MW de centrales hydroélectriques au fil de l'eau

Les **centrales de pompage-turbinage** (1308 MW) sont optimisées par le modèle. Celui-ci détermine le moment idéal pour utiliser ces unités sur la base des prix horaires (dispatch économique). Pour ce faire, la taille du réservoir est prise en compte (limitation en énergie). L'utilisation des centrales de pompage-turbinage suit le cycle journalier tel qu'il peut être observé dans la réalité (les bassins sont remplis la nuit, de sorte à pouvoir compenser les pointes de consommation d'électricité pendant la journée). Pour tenir compte des arrêts planifiés et non planifiés, la capacité qui peut être appelée est réduite à 1086 MW dans le modèle. Cette réduction est déterminée sur la base de l'historique des données des arrêts planifiés et non planifiés. Les résultats du modèle sont jugés réalistes par rapport à l'historique de production des centrales de pompage-turbinage.

En cas de déficit structurel, provoquant une hausse des prix à 3000 €/MWh, les centrales de pompage-turbinage seront utilisées au maximum. Si le déficit structurel persiste pendant une période plus longue, le modèle va utiliser les centrales de pompage-turbinage pour écrêter les pointes de consommation électrique les plus élevées.

Les **centrales hydroélectriques au fil de l'eau** disposent d'une puissance limitée (114 MW) en Belgique. Ces centrales sont reprises dans le modèle à l'aide de 40 profils historiques mensuels de production.

Sensibilité avec une capacité additionnelle de stockage

Une sensibilité considérant une capacité de stockage additionnelle de 1000 MW de puissance avec un réservoir de 4000 MWh sera évaluée. Cette capacité de stockage pourrait correspondre à une ou plusieurs unités de pompage-turbinage supplémentaire ou à du stockage par le biais de batteries ou d'une autre technologie, qu'il soit centralisé ou décentralisé.

4.1.3 Évolution du parc nucléaire

Prise en compte dans le modèle

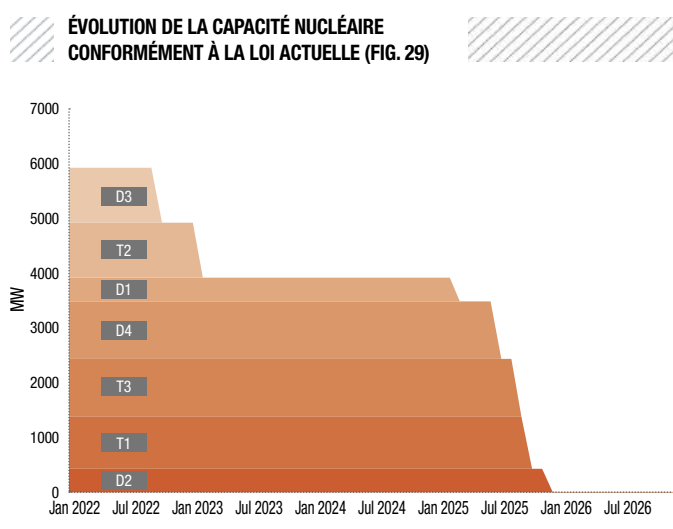
Les unités nucléaires sont modélisées une par une dans le modèle. Un tirage aléatoire est effectué sur les arrêts fortuits de ces centrales. La maintenance est aussi modélisée. Aucune maintenance n'est prévue en hiver pour le parc nucléaire dans cette étude.

Capacité installée

L'hypothèse prise en compte dans cette étude concernant l'évolution du parc nucléaire belge est celle reprise dans la loi actuelle. Les dates prévues de fermetures des différents réacteurs sont [5] :

- Doel 3 : 1^{er} octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1^{er} février 2023 ;
- Doel 1 : 15 février 2025 ;
- Doel 4 : 1^{er} juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1^{er} septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1^{er} octobre 2025 ;
- Doel 2 : 1^{er} décembre 2025.

La Figure 29 illustre la fermeture des centrales nucléaires conformément à la loi actuelle.



Ce calendrier a été pris en compte dans tous les scénarios simulés. Aucune sensibilité concernant ce calendrier n'a été menée.

4.1.4 Évolution de la capacité de cogénération et biomasse

Prise en compte dans le modèle

Une distinction des unités de type biomasse et cogénération avec et sans contrat CIPU¹⁶ est effectuée dans le modèle. Pour plus de détails, se référer aux pages 34 et 35 (point 3.1.3) du rapport sur le volume de la réserve stratégique [1].

- Les **unités CIPU** du type biomasse et cogénération sont modélisées en tant **qu'unités individuelles** comme les autres unités thermiques. Sur la base de l'historique de disponibilité de ces unités, un tirage aléatoire est effectué pour chaque année selon la méthode de Monte-Carlo.
- Les **unités non CIPU** du type biomasse et cogénération sont prises en compte dans le modèle au moyen d'une **série temporelle**. Celle-ci est composée de profils construits sur la base de mesures historiques disponibles. Une distinction y est effectuée entre les installations de cogénération de grande et de petite taille et celles destinées à l'incinération des déchets. Dans le rapport de la réserve stratégique page 35, figure 36, une semaine type de production hivernale y est montrée. La puissance installée se compose d'environ 65% de petites installations, de 25% de grandes et de 10% d'installations d'incinération.

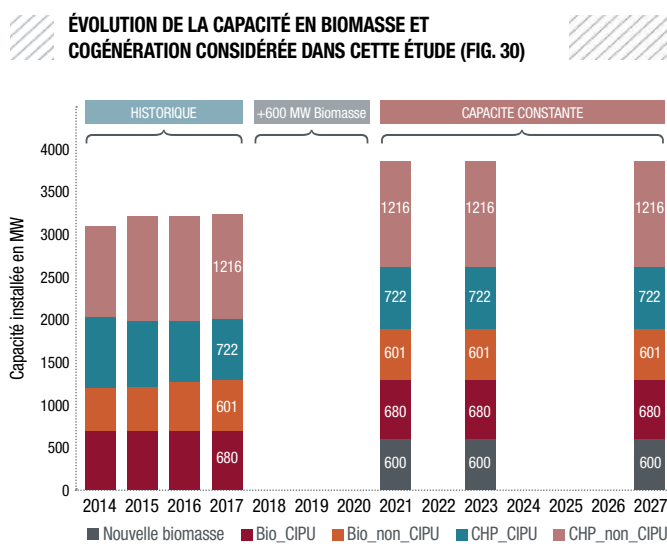
Évolution de la capacité installée

Les mêmes hypothèses que celles mentionnées dans le rapport de l'évaluation du volume de la réserve stratégique ont été prises en compte jusque 2018.

De plus, 2 nouvelles centrales de biomasse pour un total de 600MW ont été considérées à l'horizon 2021.

Aucune autre augmentation ou diminution en capacité de cogénération ou de biomasse n'a été considérée entre 2017 et 2027.

Les hypothèses concernant ce parc sont reprises sur la Figure 30.



16. CIPU : Contract for the Injection of Production Units.

Le signataire du contrat CIPU assume pour Elia le rôle d'interlocuteur unique pour la gestion de l'unité de production qui injecte de l'électricité dans le réseau à haute tension. Le contrat CIPU est le contrat de base pour la mise à disposition d'autres réserves de puissance (réserve de balancing) et pour l'activation par Elia.



4.1.5 Prise en compte du volume de réserves de balancing dans l'étude de sécurité d'approvisionnement

Le modèle de dispatch économique utilisé simule le marché européen à pas horaire en considérant les arrêts fortuits et la maintenance des centrales comme connus dans le marché journalier (day-ahead). Il ne prend cependant pas en compte :

- les arrêts fortuits non connus avant le marché journalier ;
- les erreurs de prévisions de charge et de production renouvelable.

Ces dernières doivent être en partie couvertes par les réserves de balancing, nécessaires pour assurer l'équilibre du système à tout moment.

Les résultats de la partie adéquation tiennent compte de la moitié du volume total en réserves de balancing nécessaire aux différents horizons de temps. Ce volume correspond à une partie de la réserve de balancing de type mFRR qui pourrait être contractée sur des moyens non conventionnels (autre que sur la production thermique). Les caractéristiques du parc total (bloc structurel et non structurel) à pouvoir fournir le reste de la réserve de balancing sera évalué dans la partie flexibilité de cette étude.

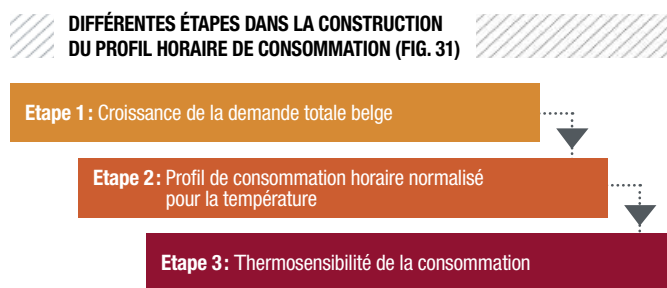
Les détails de la méthodologie utilisée pour déterminer le besoin en réserves de balancing aux différents horizons ainsi que les résultats du calcul se trouvent respectivement aux points 3.5.6 et 5.6.4.

4.1.6 Consommation belge

La consommation belge (ainsi que celles des autres pays) est prise en compte dans le modèle à l'aide de 40 chroniques journalières de température.

Construction des profils horaires

La consommation aux différents horizons de temps est construite en 3 étapes comme indiqué sur la Figure 31.



Le détail de ces étapes est expliqué au point 3.2 (pages 40 à 44) du rapport de la réserve stratégique [1].

En résumé :

- La **croissance de la demande totale** belge est définie pour les différentes années étudiée ;
- Ce **taux de croissance est appliqué au profil horaire normalisé** actuel de la demande totale belge ;
- La **thermosensibilité de la consommation** est rajoutée à ce profil normalisé.

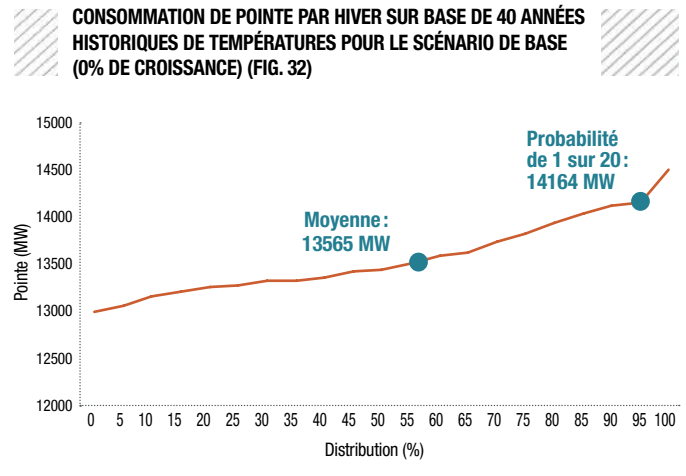
Les simulations utilisent donc 40 chroniques de consommation horaire.

Hypothèse de croissance de la demande totale pour le scénario de base

L'hypothèse d'une **croissance nulle** de la demande électrique totale de la Belgique a été considérée pour le scénario de base. La demande totale utilisée équivaut à 85,5 TWh dans le scénario de base (demande totale normalisée pour la température de 2014). Une sensibilité sera aussi menée avec une croissance de la demande électrique.

Résultats en termes de pointes de consommation pour le scénario de base

La distribution de la demande de pointe pour le scénario de base est montrée sur la Figure 32. Cette distribution est valable pour toutes les années simulées car l'hypothèse d'une croissance nulle a été prise en compte pour tous les horizons de temps.



Sensibilité de l'hypothèse de croissance de la demande totale

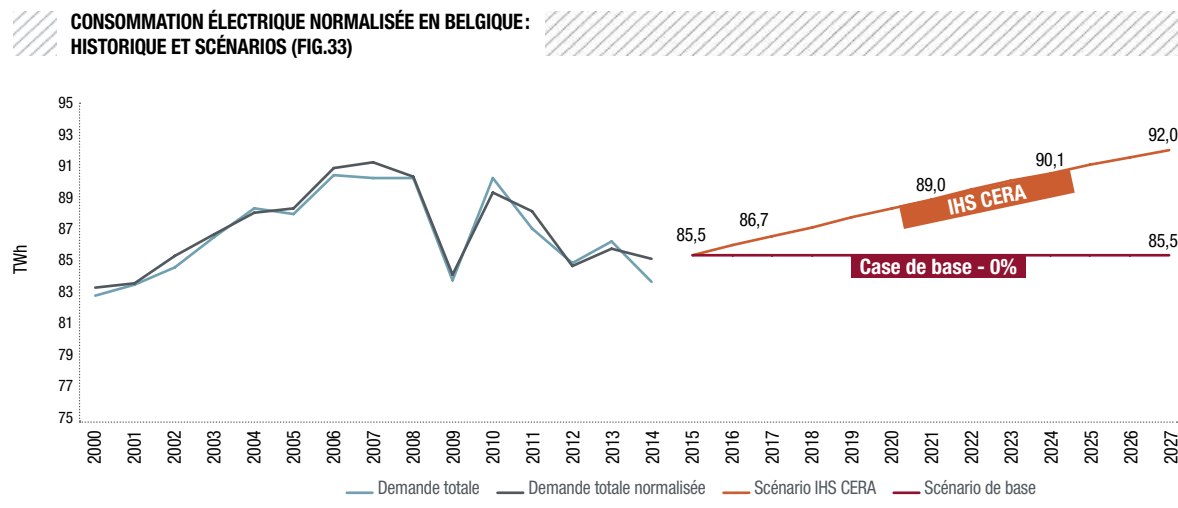
Une sensibilité au scénario de base avec une croissance de la demande selon les prévisions de IHS CERA (environ 0,59% de croissance moyenne sur l'horizon 2015-2027) a été construite :

Les 2 scénarios de demande sont illustrés sur la Figure 33.

Il est important de souligner que des changements dans le profil de consommation de départ n'ont pas été considérés. Le profil normalisé de départ est basé sur la structure de la consommation actuelle de la Belgique.

Des éléments comme le développement de :

- pompes à chaleurs ;
 - voitures électriques ;
 - batteries de stockage individuelles ;
 - changement des habitudes de consommation ou autres ;
- auront un effet sur le profil de consommation et donc sur le besoin aux moments de déficit structurel.



4.1.7 Réponse du marché aux prix

Dans le cadre de l'étude du volume de la réserve stratégique, Elia a commandé une enquête pour affiner les hypothèses sur le potentiel au niveau de la réponse du marché en cas de problème de déficit structurel afin d'améliorer ainsi les calculs et déterminer plus précisément le besoin de la réserve stratégique. Pour la réalisation de cette enquête ainsi que pour le traitement des réponses afin de les rendre utilisables, Elia a travaillé en collaboration avec Pöyry, un bureau de consultance externe reconnu à l'échelle internationale.

Outre les utilisateurs du réseau, les ARP et les agrégateurs actifs en Belgique ont également été interrogés dans le cadre de cette enquête. Le questionnaire fournissait les garanties nécessaires pour éviter les doubles comptages tout en assurant la confidentialité des données.

L'explication complète des résultats de cette étude peut se trouver en [1] et [6].

Prise en compte dans le scénario de base

L'étude réalisée donne une projection des valeurs de réponse du marché à l'horizon 2020. Ces valeurs seront utilisées pour les années simulées après 2020 en considérant aucune augmentation ou diminution au cours du temps.

Les valeurs pour 2020 sont représentées sur la Figure 34. On constate une augmentation de 86 MW de la réponse du marché aux prix basée sur des contrats avec des BRP par rapport aux valeurs de 2016. Une augmentation de 184 MW est aussi observée pour les consommateurs et générateurs raccordés chez le gestionnaire de réseau de transport par rapport à 2016.

Au total, le volume du marché répondant aux prix et pris en compte dans cette étude est de 1096 MW pour 2021, 2023 et 2027. Les résultats de l'enquête montrent aussi que ces volumes ont des limitations en termes de nombre d'activation par jour et par semaine ainsi qu'un nombre d'heures maximum d'activation en continu. Ces limites sont aussi reprises sur la Figure 34.

Sensibilité sans réponse du marché aux prix

Une sensibilité a été menée en enlevant la réponse du marché du scénario de base afin d'évaluer l'impact sur les caractéristiques du bloc structurel.

4.1.8 Résumé des moyens de production

Le tableau de la Figure 35 donne un aperçu des moyens de production qui sont considérés présents aux horizons de temps étudiés et donc ne font pas partie du bloc structurel selon la définition adoptée dans cette étude (définition au point 3.2.1). Les capacités reprises dans le tableau sont les capacités installées pour chaque type de production.

RÉCAPITULATIF DU PARC DE PRODUCTION POUR LE SCÉNARIO DE BASE EN BELGIQUE CONSIDÉRÉ COMME NE FAISANT PAS PARTIE DU BLOC STRUCTUREL (FIG. 35)

| | | 2017* | 2021 | 2023 | 2027 |
|---|---------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Non intermittent | Cogénération | 1938 | 1938 | 1938 | 1938 |
| | Nucléaire | 5926 | 5926 | 3912 | 0 |
| | Pompage - Turbinage | 1308 | 1308 | 1308 | 1308 |
| | Biomasse | 1281 | 1881 | 1881 | 1881 |
| | Total | 10453 | 11053 | 9639 | 5727 |
| Production dépendant de variables climatiques (intermittent) | Vent | 2742 | 4847 | 5183 | 5854 |
| | PV | 3363 | 4013 | 4338 | 4988 |
| | Hydro-RoR | 114 | 114 | 114 | 114 |
| | Total | 6219 | 8974 | 9635 | 10956 |

* 2017 reprend les chiffres pour l'hiver 2017-2018 du rapport de la réserve stratégique.

RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE RÉALISÉE SUR LA CAPACITÉ RÉPONDANT AUX PRIX POUR 2020 (FIG. 34)

- 260 MW**
basés sur des contrats avec des ARPs
- 622 MW**
basés sur le prix de consommateurs et générateurs raccordés chez le GRT
- 64 MW**
basés sur le prix de consommateurs et générateurs raccordés chez les distributeurs
- 150 MW**
sur base volontaire des consommateurs raccordés chez les distributeurs

d'activations maximum
- Par jour = 1 activation
- Par semaine = 3 activations

d'heures maximum par activation
- 2 heures

4.2 HYPOTHÈSES DES PAYS VOISINS

Les hypothèses des 19 pays modélisés sont issues de l'étude annuelle de sécurité d'approvisionnement réalisée au sein d'ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens). Cette étude, appelée SO&AF ('System Outlook and Adequacy Forecast'), a été réalisée pour la dernière fois en 2015 et couvre 3 années : 2016, 2020 et 2025 (l'étude est disponible en [3]). Les données reprises pour les pays étudiés sont une extrapolation de ces données pour les horizons étudiés dans la présente étude. Pour la France, l'Allemagne et les Pays-Bas, des données plus récentes ou avec une meilleure granularité ont été utilisées grâce aux contacts bilatéraux avec les GRT respectifs ou par le biais de leurs rapports nationaux de sécurité d'approvisionnement.

Ce paragraphe reprend les hypothèses majeures d'évolution de la capacité de production dans le pays voisins considérés dans cette étude. Deux sensibilités à ces hypothèses ont été menées afin

- d'évaluer la capacité des pays voisins à pouvoir nous fournir de l'énergie aux moments de déficit structurel ;
- d'évaluer l'impact de fermetures de centrales au charbon sur les indicateurs économiques des centrales au gaz.

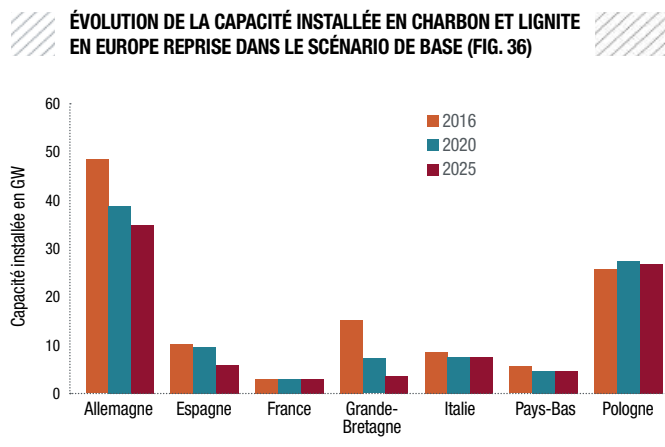
Le scénario de base est construit sur des estimations réalisées par les différents GRT. Aucune analyse de viabilité économique des centrales n'est réalisée pour les pays voisins dans le cadre de la présente étude.

4.2.1 Évolution de la capacité installée en charbon

Suite aux engagements de réductions des émissions de CO₂, de nombreux pays ont annoncé la fermeture de plusieurs centrales au charbon. Entre la capacité installée en 2016 et 2025, on note une diminution de 13 GW en Allemagne, 4 GW en Espagne, 11 GW en Grande-Bretagne et 1 GW aux Pays-Bas (par rapport à 2015).

La Figure 36 donne un aperçu de l'évolution de la capacité installée en charbon et lignite dans certains des pays modélisés.

Dans l'analyse de sensibilité, des fermetures additionnelles seront prises en compte pour les centrales aux charbons.

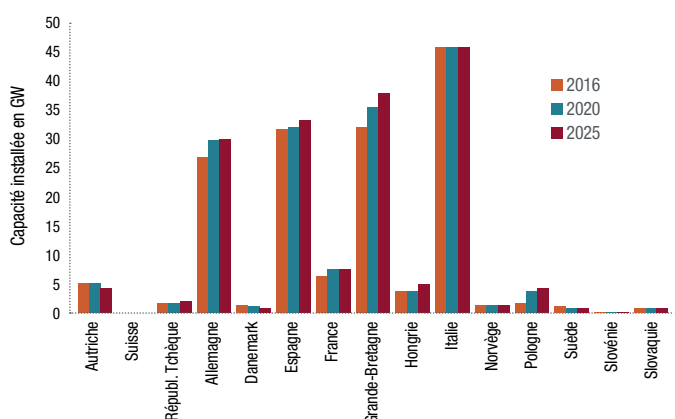


“ Une diminution de la capacité installée en charbon est prévue. ”

4.2.2 Évolution de la capacité installée en gaz

Une légère augmentation de la capacité installée en gaz en Europe est prévue afin de compenser les fermetures d'autres types de centrales (charbon et nucléaire principalement).

ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE EN GAZ EN EUROPE REPRISSE DANS LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 37)



Pour les Pays-Bas, les hypothèses du dernier rapport d'adéquation du système du gestionnaire du réseau Tennet (GRT néerlandais) ont été prises en compte. Dans le scénario de référence de cette étude, on prévoit une diminution de la capacité installée en gaz de 4 GW à l'horizon 2027 par rapport à 2016. Une sensibilité de cette hypothèse pour ce pays sera réalisée dans le scénario 'coal phase out' en considérant la fermeture (temporaire ou définitive) de 1 GW supplémentaire de capacité au gaz.

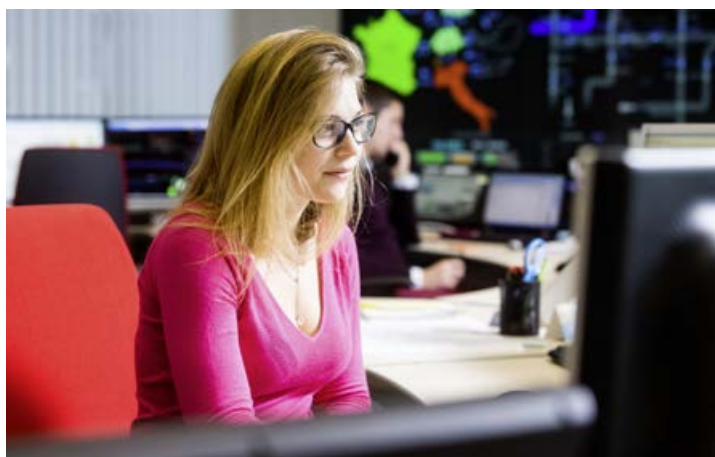
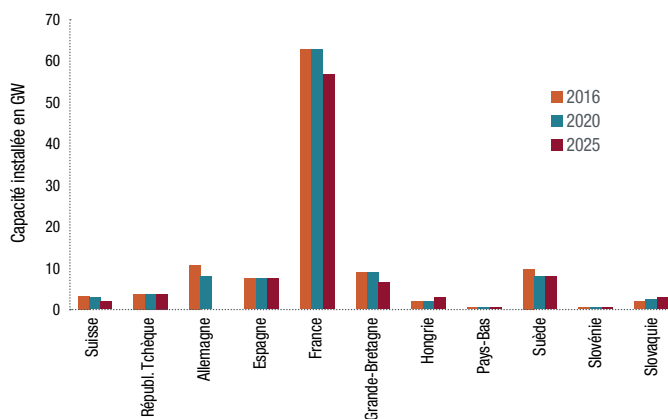
4.2.3 Évolution de la capacité installée en nucléaire

La capacité nucléaire dépend essentiellement du choix politique de chaque pays. Les changements majeurs ayant le plus grand impact sur la sécurité d'approvisionnement en Belgique sont à observer en Allemagne et en France :

- **Allemagne**: décision de fermer tous les réacteurs nucléaires (11 GW) à l'horizon 2022.
- **France**: La prolongation des centrales nucléaires les plus anciennes est une question débattue actuellement en France. Dans le scénario de base, il a été considéré une diminution de 7 GW de la capacité installée à l'horizon 2025. Cette réduction correspondrait à la fermeture des trois centrales les plus âgées (dont Fessenheim) et à la mise en service de l'EPR¹⁷ de Flamanville actuellement en construction.

Les hypothèses des différents pays sont reprises sur la Figure 38.

ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE EN NUCLÉAIRE EN EUROPE REPRISSE DANS LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 38)



17. European Pressurized Reactor.

“ Une légère augmentation de la capacité installée en gaz en Europe est prévue afin de compenser les fermetures d'autres types de centrales (charbon et nucléaire principalement). ”

4.2.4 Sensibilités aux hypothèses de base

Dans les hypothèses de base, la plupart des fermetures sont remplacées par des centrales de gaz additionnelles. Les résultats en termes de sécurité d’approvisionnement dans les pays voisins sur la base de ces hypothèses se trouvent dans les résultats (voir 5.2). On remarquera que les indicateurs LOLE sont dans les critères nationaux de chaque pays.

Afin d’évaluer l’impact de fermetures additionnelles, 2 scénarios ont été construits. Le premier prévoit un remplacement de la capacité retirée dans les grands pays. Le deuxième scénario ne prévoit aucun remplacement de cette capacité.

Scénario ‘coal phase out’ pour 2027

Dans ce scénario, on considère des fermetures additionnelles en capacité de charbon dans les pays d’Europe de l’Ouest (CWE) et 1 GW de fermeture de centrales au gaz au Pays-Bas.

On considère que les grands pays (Allemagne, France, Grande Bretagne) ne peuvent se permettre de dépendre des voisins pour leur sécurité d’approvisionnement ou en dépendent de manière limitée (comme c’est le cas en France). Des fermetures additionnelles dans ces pays donnent lieu à un remplacement par des centrales au gaz afin de les garder adéquats.

Situation en CWE par rapport au scénario de base

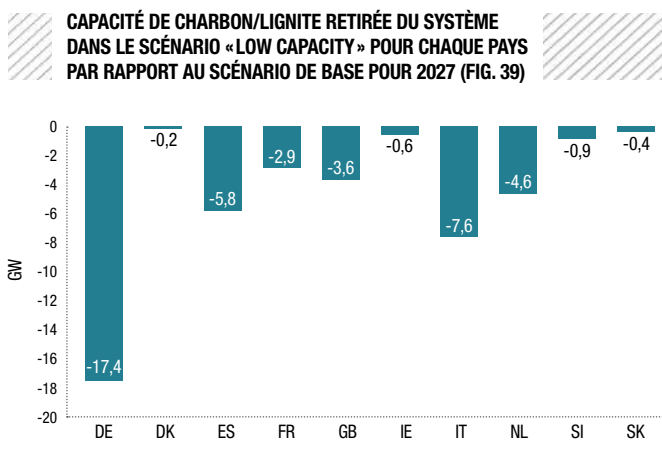
- **France**: fermeture complète du charbon (2,9 GW). Remplacement par une puissance équivalente en gaz pour garder la France en dessous de son critère de sécurité d’approvisionnement (3 heures en moyenne);
- **Allemagne**: fermeture additionnelle de 9,4 GW de charbon par rapport au scénario de base. Au total, ce sont 22,8 GW de centrales au charbon de moins par rapport à 2016. Il reste encore 25 GW de charbon/lignite après ces fermetures. Ces fermetures additionnelles sont remplacées par 7 GW de centrales au gaz afin de garder l’Allemagne adéquate;

- **Pays-Bas**: fermeture supplémentaires de 1,3 GW de centrales au charbon, ce qui correspond à la fermeture de 2 unités les plus anciennes qui restaient dans le scénario de base. Il est important de noter que les nouvelles unités construites en 2015 restent en service dans ce scénario. Aucun remplacement de cette capacité n’est envisagé. De plus, la fermeture de 1 GW supplémentaire de centrales au gaz est considérée par rapport au scénario de base. Ce sont donc au total 5 GW de centrales au gaz qui sont considérées comme fermées à l’horizon 2027 par rapport à 2015.

Ce scénario aura un impact sur les revenus et les heures de fonctionnement des centrales au gaz mais son impact sur la sécurité d’approvisionnement en Belgique sera limité.

Scénario ‘low capacity’ pour 2027

Ce scénario a pour but d’évaluer la robustesse du parc des pays voisins à pouvoir fournir l’énergie nécessaire à la Belgique aux moments de déficit structurel. 44 GW de fermeture de centrales au charbon supplémentaires par rapport à celles considérées dans le scénario de base ont été pris en compte. Dans ce scénario, plus aucune centrale au charbon n’est présente dans les pays mentionnés dans la Figure 39, sauf pour l’Allemagne où il reste 17 GW de centrales au charbon/lignite installées. Aucun remplacement de ces capacités n’a été considéré dans ce scénario.



4.3 INTERCONNEXIONS ENTRE PAYS

Chacun des 19 pays est modélisé par un nœud dans la simulation. L'échange commercial entre chaque pays est modélisé de 2 manières différentes selon les horizons de temps :

- Pour 2017, les mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre de l'évaluation du volume de la réserve stratégique sont utilisées, à savoir l'utilisation d'un domaine flow-based pour la zone CWE (voir 3.4 dans ledit rapport [1]). Les pays hors de la zone CWE ainsi que les interconnexions entre les pays de la zone CWE et le reste de l'Europe sont modélisés par des capacités d'échanges commerciales fixes.
- Pour les horizons de temps ultérieurs à 2017, l'échange commercial est modélisé au moyen de capacité fixe maximale d'échange commercial (NTC – 'Net Transfer Capacity') entre tous les pays, y compris la zone CWE.

Ces valeurs de capacités d'échanges commerciaux possibles sont issues d'études réalisées au sein d'ENTSO-E, de contacts bi- et multilatéraux et prennent en compte les nouveaux projets d'interconnexion pour les années futures.

Les NTC (capacité nette d'échange commercial transfrontalier entre la Belgique et les pays voisins) varient aussi de jour à jour en fonction des conditions des réseaux, de la disponibilité des lignes et d'autres éléments du réseau. Ces capacités sont mises à jour régulièrement. Dans cette étude, une seule valeur de référence est utilisée pour toute la période simulée pour une interconnexion et une direction donnée.

Les capacités historiques d'échanges se trouvent sur les sites des différents gestionnaires de réseaux et sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E [7].

Ce paragraphe reprend les hypothèses majeures prises en compte dans cette étude concernant la capacité d'échange commerciale de la Belgique avec les pays voisins. L'échange commercial horaire entre les pays est optimisé par le modèle en fonction de l'offre et de la demande de chaque pays.

4.3.1 Capacité d'importation de la Belgique

Pour 2017, une capacité d'importation maximale de **4500 MW** est prise en compte.

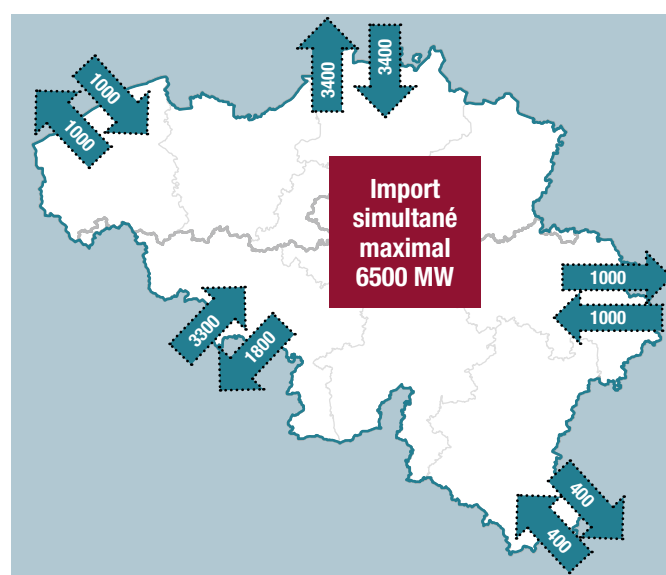
Pour 2021, la construction de l'interconnexion avec l'Allemagne (ALEGrO) de 1000 MW et la construction de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne (NEMO) de 1000 MW ainsi que du projet avec le Luxembourg sont également prises en compte dans tous les scénarios.

Par la suite, le renforcement de la frontière Nord (projets Brabo II et Brabo III) ainsi que de la frontière avec la France sont considérés pour 2023 et 2027.

Pour 2021, 2023 et 2027, la capacité d'importation simultanée maximale est portée de 4500 MW à **6500 MW** (voir point 5.3.9 du plan de développement fédéral [14]).

La Figure 40 montre, pour 2027, les hypothèses concernant les NTC (capacité nette d'échange commercial transfrontalier entre la Belgique et les pays voisins).

CAPACITÉS D'ÉCHANGES COMMERCIALES MAXIMALES (EN MW) ENTRE LA BELGIQUE ET LES PAYS VOISINS POUR 2027 CONSIDÉRÉES DANS CETTE ÉTUDE (FIG. 40)



Points d'attention importants concernant la capacité d'importation :

- Rien ne garantit à la Belgique qu'à l'horizon 2027 les pays voisins auront réalisés les investissements nécessaires dans leurs réseaux afin de pouvoir exporter cette énergie vers la Belgique ;
- Les échanges commerciaux sont le résultat de l'optimisation du modèle. Si la capacité de production n'est pas disponible chez les voisins, elle ne pourra pas être importée en Belgique même si'il reste de la marge sur les capacités d'échanges transfrontalières.

4.3.2 Sensibilité sur la capacité d'importation

Une sensibilité sera menée en considérant 2 GW supplémentaires d'importation.

Les augmentations de capacité d'échange commerciale suivantes sont prises en compte :

- Augmentation de 1 GW de la capacité commerciale avec l'Allemagne ;
- Augmentation de 1 GW de la capacité commerciale avec la Grande Bretagne.

La capacité d'importation simultanée maximale est aussi portée de 6500 MW à 8500 MW.

Cette sensibilité a pour but d'évaluer l'impact de plus de capacité d'échanges sur le volume du bloc structurel.

4.3.3 Sensibilité sur la Belgique isolée

Une deuxième sensibilité purement théorique sera calculée dans le cas où la Belgique serait isolée de tous les autres pays.

4.3.4 Échanges avec les pays non modélisés

Aucun échange n'est considéré entre les pays non modélisés et les pays modélisés. Ceci est une hypothèse prudente car ces échanges existent et pourraient contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la zone CWE en cas de besoin. En modélisant les premiers voisins de celle-ci, ces échanges auront peu d'impact sur la situation en Belgique.



4.4 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

4.4.1 Scénarios de prix

Les scénarios du World Energy Outlook 2015 (WEO) de l'Agence internationale de l'énergie (IEA) ont été utilisés pour la projection des prix du gaz et du charbon ainsi que du CO₂ après 2020 (voir [8]).

Pour la simulation de 2017, les prix 'forward' du gaz, charbon, pétrole et CO₂ de fin janvier 2016 ont été utilisés.

Pour le scénario de base, le scénario 'Current Policies' du WEO a été pris en compte afin de créer les prix pour 2021, 2023 et 2027. Cela résulte en une courbe d'offre du parc de production où le coût marginal des centrales au charbon est moins élevé que celui des centrales au gaz.

Une sensibilité de cette hypothèse a aussi été menée en considérant le scénario '450' du World Energy Outlook. Cela implique pour 2027, un scénario où les coûts marginaux des centrales au gaz (CCGT) sont moins chers que les centrales au charbon. Cette sensibilité n'aura aucun impact sur les paramètres de sécurité d'approvisionnement. L'impact pourra par contre être observé sur les indicateurs économiques.

Les prix du combustible charbon et gaz pour 2027 utilisés dans cette étude sont résumés sur la Figure 41.

LES PRIX DU COMBUSTIBLE CHARBON ET GAZ POUR 2027 (FIG. 41)

| | Scénario de Base WEO 'Current Policies' | Sensibilité 'Gas before Coal' WEO '450' |
|-----------------------|--|---|
| | Prix en €/ net GJ | Prix en €/ net GJ |
| Charbon | 2,82 | 2,03 |
| Gaz | 7,95 | 6,28 |
| | Prix en €/ tonne | Prix en €/ tonne |
| CO₂ | 20,70 | 57,45 |

4.4.2 Coûts fixes et variables des centrales

Les hypothèses pour les coûts variables des centrales (autres que le prix du combustible) et coûts fixes sont issus de l'étude « Energy Technology Reference Indicator: projections for 2010-2050 » du « Joint Research Centre » de la Commission Européenne [9].

Les hypothèses sont reprises dans la Figure 42.

COÛTS FIXES ET VARIABLES DES CENTRALES (FIG. 42)

| | COÛT VARIABLE | | COÛTS FIXES | | | |
|-------------|---------------|-------|--|---------|-------------------|--------------------|
| | VOM | CAPEX | Durée économique de l'investissement considéré | FOM | Annuité (WACC 4%) | Annuité (WACC 10%) |
| | €/MWh | €/kW | years | €/kW/an | €/kW/an | €/kW/an |
| CCGT | 2 | 850 | 25 | 21 | 54 | 94 |
| OCGT | 11 | 550 | 25 | 17 | 35 | 61 |

VOM = Variable Operation & Maintenance cost (dépend de l'énergie produite par l'unité) et est inclus dans le coût variable des unités dans cette étude

FOM = Fixed Operation & Maintenance cost (ne dépend pas de la quantité d'énergie produite de l'unité)

CAPEX = CAPITAL Expenditure (dépenses d'investissement de capital)

Annuité = Dépense annualisée du capital en tenant compte d'un retour sur investissement ou taux d'intérêt

WACC = Weighted Average Cost of Capital (Coût moyen pondéré du capital - CMPC)

Les coûts fixes des centrales seront entre autres utilisés afin de les comparer aux rentes inframarginales de ces centrales sur le marché de l'électricité.

Il est important de mentionner que les coûts d'investissement peuvent fortement varier suivant une multitude de facteurs. Il en est de même pour les coûts opérationnels et fixes des centrales déjà construites.


4.5 RÉSUMÉ DES SCÉNARIOS ET SENSIBILITÉS

Les éléments principaux du **scénario de base** considérés dans cette étude sont :

- une **croissance** de la demande **nulle** jusque 2027 ;
- le développement des énergies **renouvelables** (vent, photovoltaïque) selon les **prévisions pour 2020**. Croissance similaire jusque 2027 pour le vent onshore et le photovoltaïque. Pas de développement supplémentaire après avoir atteint 2,3 GW de vent offshore après 2021 ;
- capacité de **cogénération pour la Belgique équivalente** à celle prévue pour 2017 ;
- **600 MW de biomasse supplémentaires** à l'horizon 2021 ;
- **réponse du marché aux prix** (gestion de la demande essentiellement) prise en compte avec les volumes identifiés après consultation des acteurs de marchés durant l'été 2015. 1100 MW avec limites d'activations pour 2021, 2023 et 2027 ;
- 4500 MW d'import simultané en 2017. **6500 MW d'import simultané pour 2021, 2023 et 2027**. Développements des projets d'interconnexion comme prévu dans le plan fédéral de développement du réseau ;
- **prix des combustibles** issus des dernières prévisions de l'agence internationale de l'énergie (IEA), scénario '**Gas before coal**' pour tout l'horizon considéré ;
- **coûts fixes et variables** des centrales issues de l'**étude ETRI** (2014) de la **Commission européenne** ;
- **la meilleure estimation disponible de la capacité installée dans les pays voisins** selon leurs études nationales et les données collectées au sein d'ENTSO-E dans le cadre de l'étude SO&AF (System Outlook and Adequacy Forecast) ;

Ces éléments sont résumés sur la Figure 43. Différentes sensibilités comme indiqué sur la Figure 43 seront aussi analysées pour 2027.

RÉSUMÉ DES HYPOTHÈSES (FIG. 43)

| |  | CWE | Reste de l'UE | Sensibilité |
|---|---|---|------------------------|--|
| Consommation | | 0% de croissance | | IHS CERA (0,6%/an) |
| Renouvelable | Meilleure estimation | Rapports nationaux et contacts bilatéraux + SO&AF | | Haute |
| Capacité thermique | Nucléaire selon la loi | | | « Coal Phase Out » et « Low Capacity » pour les pays voisins |
| Réponse du marché | Etude Pöyry | | | Sans réponse de marché en BE |
| Stockage | Pompage - Turbinage actuel | | | Avec du stockage additionnel |
| Interconnexions et capacité d'import | Selon le plan de développement fédéral | | | +2GW import BE & BE isolée |
| Réserves de balancing | Estimation dans cette étude | | | |
| Prix des combustibles | Forwards pour 2017 & « Current Policies » (IEA) | | Scénario « 450 » (IEA) | |
| Coûts fixes et variables des centrales | Etude ETRI de la Commission Européenne | | | |

RÉSULTATS

| | |
|--|----|
| 5.1 – Taille du bloc structurel pour le scénario de base sur 2017-2027 | 52 |
| 5.2 – Indicateurs d'adéquation pour le scénario de base | 53 |
| 5.3 – Analyses complémentaires sur le scénario de base | 56 |
| 5.4 – Analyses de sensibilité pour l'année 2027 | 62 |
| 5.5 – Analyse des paramètres économiques des centrales au gaz | 66 |
| 5.6 – Flexibilité | 69 |

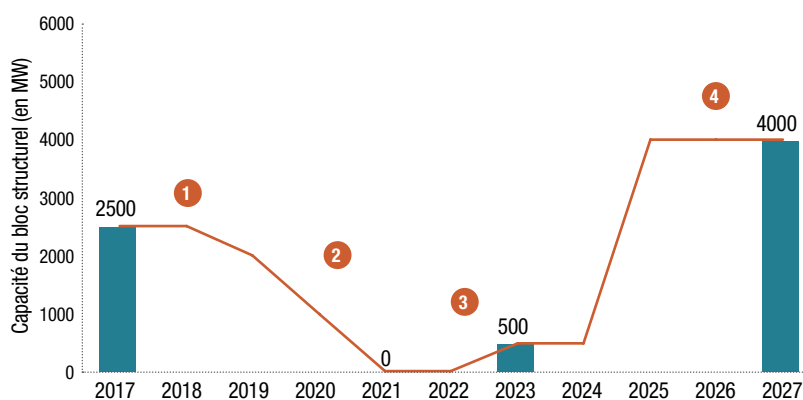
Points d'attention importants

- Le bloc structurel montré dans les résultats est un volume calculé avec une disponibilité de 100% ;
- Le bloc structurel a été calculé par bloc de 500 MW ;
- Ces résultats ne tiennent compte que du besoin en capacité nécessaire à l'adéquation. Comme mentionné dans les hypothèses, 50% du besoin total en réserves de balancing (contracté sur des sources non conventionnelles) sont déjà inclus dans ce volume (voir 4.1.5). Il faudra néanmoins évaluer si le reste du besoin en réserves de balancing pourra être fourni par le parc de production (bloc structurel et non structurel) aux différents horizons de temps.

5.1 TAILLE DU BLOC STRUCTUREL POUR LE SCÉNARIO DE BASE SUR 2017-2027

Les résultats des simulations en termes de volume pour le scénario de base sont illustrés sur la Figure 44.

CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL À DES FINS D'ADÉQUATION DU PAYS POUR LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 44)



4000 MW
capacité du bloc structurel en 2027

Explication de l'évolution du bloc structurel

- 1 La capacité du bloc structurel nécessaire afin d'être adéquat en 2017 est d'environ 2500 MW. Le besoin est donc inférieur à la capacité installée en Belgique faisant partie du bloc structurel selon la définition pour 2017 comme indiqué au point 3.2.3. Ceci est en ligne avec le rapport du volume de la réserve stratégique où aucun besoin n'a été identifié avec la totalité du parc nucléaire belge disponible pour l'hiver 2016-2017.
- 2 Entre 2017 et 2021, on observe une diminution de la capacité du bloc structurel à des fins d'adéquation. Ceci est dû principalement à :
 - l'installation de 600 MW de biomasse prises en compte dans les hypothèses de base ;
 - l'augmentation de la capacité d'importation grâce à NEMO et ALEGrO ainsi que l'augmentation de la capacité simultanée d'importation de 2 GW ;
 - Le développement de la capacité éolienne offshore en mer du Nord.
- 3 Entre 2021 et 2023, l'arrêt progressif des centrales nucléaires augmente la capacité du bloc structurel nécessaire pour être adéquat.
- 4 En 2027, après la fermeture complète du parc nucléaire, le besoin identifié est de 4000 MW.

5.2 INDICATEURS D'ADÉQUATION POUR LE SCÉNARIO DE BASE

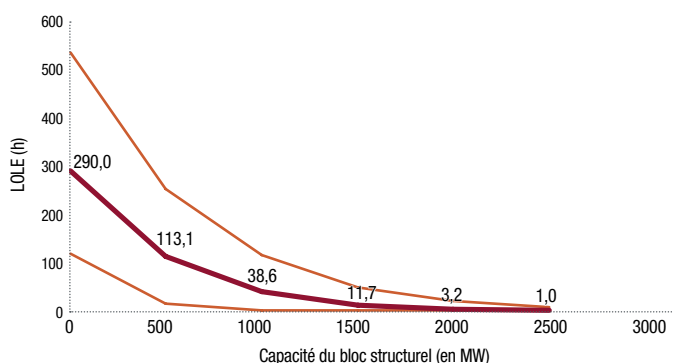
Pour chaque année analysée (2017, 2021, 2023, 2027), 3 graphiques sont présentés :

- les **heures de déficit** structurel en fonction de la capacité du bloc structurel ;
- la **monotone de la courbe de fonctionnement** du bloc structurel sur la base du besoin initial en énergie non fournie ;
- la **probabilité** du bloc structurel d'être **activé** une année donnée en fonction de la capacité de ce bloc.

5.2.1 Résultats pour 2017

Il ressort de la Figure 45 que le nombre moyen d'heures de déficit structurel en 2017 est de 290h sans le bloc structurel. Ce nombre d'heures diminue au fur et à mesure que l'on rajoute de la capacité à ce bloc. On note qu'il faut 1000 MW pour passer de 11h à moins de 3h de déficit structurel en moyenne.

LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2017 (FIG. 45)

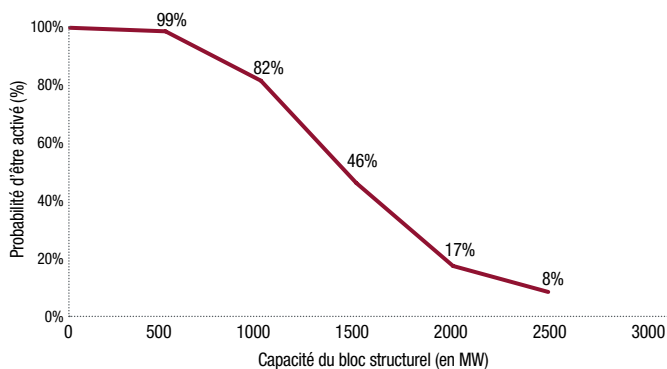


La capacité du bloc structurel est de 2500 MW en 2017. Ce bloc est inférieur à la capacité installée en 2017 faisant partie du bloc structurel comme indiqué au point 3.2.3 et sur la Figure 5 qui est de 3496 MW de centrales de production dans le marché et 750 MW de centrales de production dans la réserve stratégique.

La Figure 46 montre que la probabilité d'activer le bloc structurel est inférieure à 50% pour la dernière tranche de 1000 MW. Cela veut dire que cette capacité sera seulement utilisée une année sur deux à des fins de sécurité d'approvisionnement. Ce graphique montre, en d'autres termes, la probabilité d'activation du

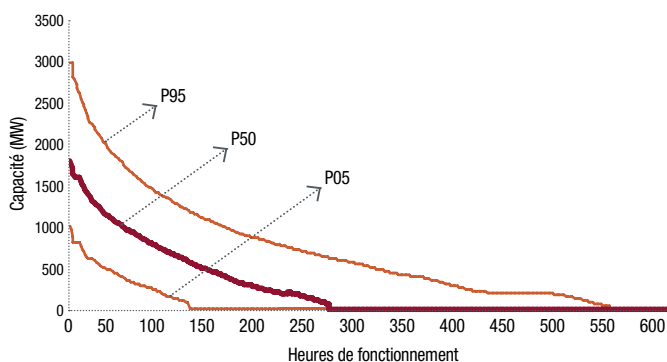
dernier MW le plus cher dans le système. Cela ne veut en aucun cas dire que la capacité installée en Belgique en 2017 ne sera pas utilisée pour des raisons autres que la sécurité d'approvisionnement.

PROBABILITÉ DU BLOC STRUCTUREL D'ÊTRE ACTIVÉ EN 2017 (FIG. 46)



La Figure 47 est la courbe de fonctionnement des 200 années simulées représentée par le P50, P05 et P95 du besoin initial en bloc structurel (simulation où 0 MW de bloc structurel est considéré). Ce graphique est une autre manière de visualiser le nombre d'heures de fonctionnement. Selon les années, ces heures peuvent aller jusque 500h pour les premiers 200 MW.

MONOTONE DES HEURES DE FONCTIONNEMENT DU BLOC STRUCTUREL BASÉ SUR LE BESOIN INITIAL (0 MW DE BLOC STRUCTUREL) POUR 2017 (FIG. 47)



5.2.2 Résultats pour 2021

Pour 2021, le bloc structurel n'est pas nécessaire à des fins d'adéquation. Une nuance importante sera à apporter au vu de ses résultats sur la capacité du parc restant à pouvoir fournir les besoins en réserves de balancing pour cet horizon (voir 6.3). Le parc considéré comme présent en 2021 dans les simulations ne garantit pas que tous les besoins en réserves de balancing en 2021 soient satisfaits.

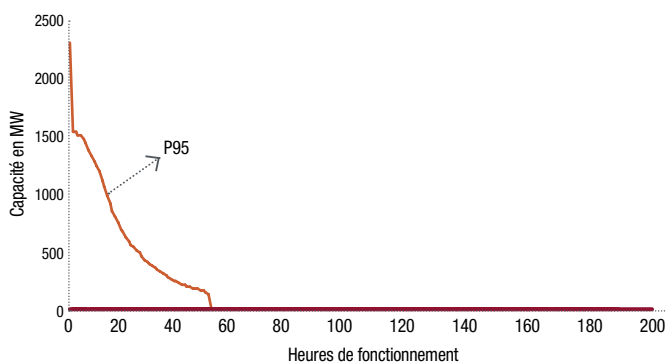
5.2.3 Résultats pour 2023

Après la sortie de 2 réacteurs nucléaires (2 GW au total), le volume du bloc structurel est porté à 500 MW. Les heures de fonctionnement de ce bloc à des fins d'adéquation sont très faibles (7 heures en moyenne), mais elles peuvent monter jusqu'à 50 heures dans des cas extrêmes (P95), comme montré sur la Figure 48.

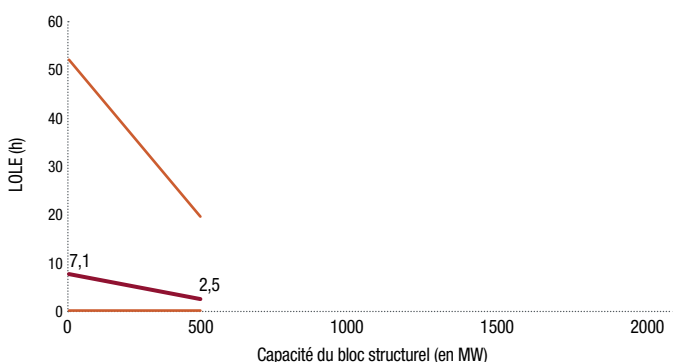
Comme pour 2021, les besoins en réserves de balancing ne sont pas garantis par le parc considéré comme disponible en 2023.

Vu le besoin très faible pour 2023, seul le P95 de la courbe de fonctionnement du bloc structurel est représenté sur la Figure 50. On remarque que dans des cas extrêmes (1 chance sur 20), le besoin est de 1500 MW. Par contre, le nombre d'heures de fonctionnement ne dépassera pas les 50 heures.

MONOTONE DES HEURES DE FONCTIONNEMENT DU BLOC STRUCTUREL BASÉ SUR LE BESOIN INITIAL (0 MW DE BLOC STRUCTUREL) POUR 2023 (FIG. 50)



LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2023 (FIG. 48)



La probabilité d'activation de cette capacité pour une année donnée est de 1 sur 5 comme représenté sur la Figure 49. Le bloc structurel sera seulement activé durant les vagues de froid.

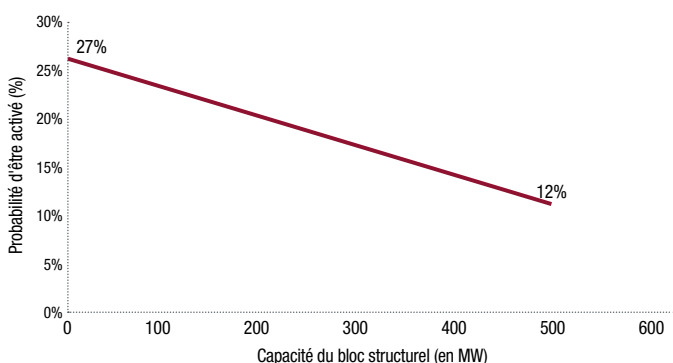
5.2.4 Résultats pour 2027

Après la fermeture du parc nucléaire comme repris dans les hypothèses du scénario de base de cette étude, le besoin est de 4000 MW en 2027 à des fins de sécurité d'approvisionnement.

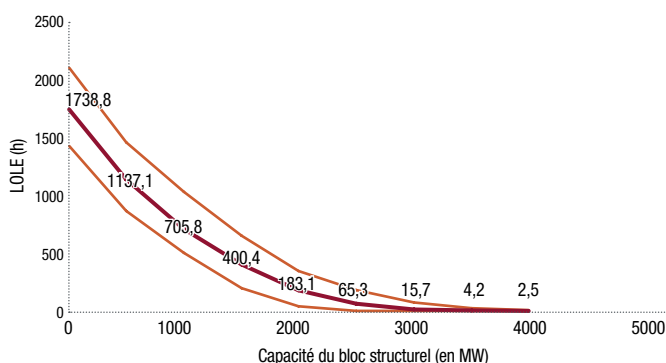
L'analyse des heures de LOLE (et donc des heures de fonctionnement moyen attendues pour les différentes tranches du bloc structurel) montre que :

- les premiers 1000 MW auront des heures de fonctionnement comprises entre 1500 et 2000 heures ;
- la tranche entre 1000 et 2000 MW aura entre 100 et 1000 heures de fonctionnement ;
- la tranche entre 2000 et 3000 MW aura en moyenne 200 heures de fonctionnement ;
- la dernière tranche (entre 3000 et 4000 MW) aura en moyenne 15 heures de fonctionnement.

PROBABILITÉ DU BLOC STRUCTUREL D'ÊTRE ACTIVÉ EN 2023 (FIG. 49)

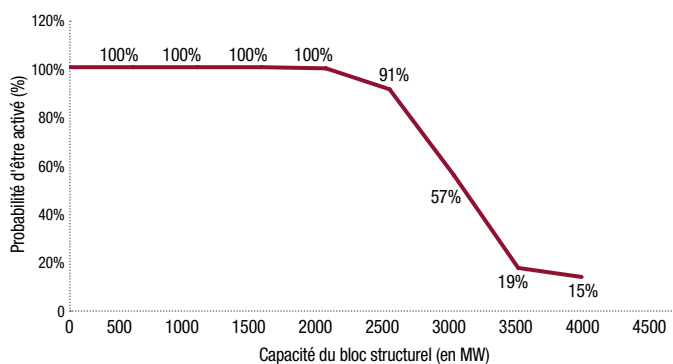


LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 (FIG. 51)

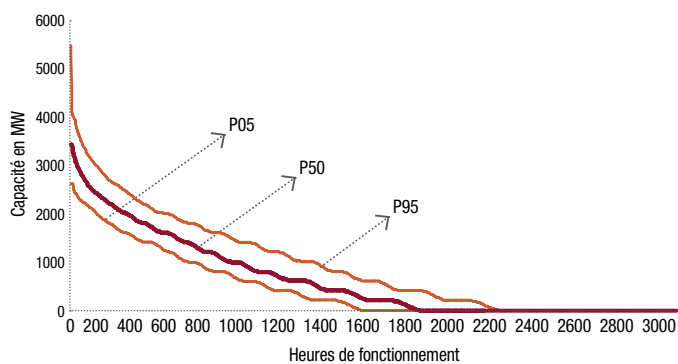


La probabilité d'activation des différentes tranches est montrée sur la Figure 52. Il ressort des simulations que les premiers 2000 MW sont nécessaires pour toutes les années climatiques simulées et ont donc une probabilité d'activation de 100%. Les 1000 MW suivants (de 2000 à 3000 MW) ont une probabilité élevée d'être activés, proche de 100%. Par contre, les derniers 1000 MW ont une probabilité plus faible d'être activés (aux alentours de 50% et même 20% pour les derniers 500 MW).

PROBABILITÉ DU BLOC STRUCTUREL D'ÊTRE ACTIVÉ (FIG. 52)



MONOTONE DES HEURES DE FONCTIONNEMENT DU BLOC STRUCTUREL BASÉ SUR LE BESOIN INITIAL (0 MW DE BLOC STRUCTUREL) POUR 2027 (FIG. 53)



5.3 ANALYSES COMPLÉMENTAIRES SUR LE SCÉNARIO DE BASE

Une analyse plus approfondie a été menée pour le scénario de base de cette étude afin de comprendre les différentes dynamiques impactant les besoins du bloc structurel à des fins d'adéquation. Ce paragraphe comprend :

- une analyse de la demande résiduelle de la Belgique aux différents horizons ;
- une analyse du bilan électrique de la Belgique aux différents horizons ;
- la situation dans les pays voisins selon les hypothèses du scénario de base en 2027 ;
- la probabilité des pays voisins de pouvoir fournir de l'énergie en cas de besoin en Belgique en 2027 ;
- une vue chronologique des besoins sur une année pour 2027 ;
- une analyse de la durée d'activation nécessaire du bloc structurel pour 2027 ;
- les caractéristiques du bloc structurel à des fins de sécurité d'approvisionnement pour 2027.

5.3.1 Analyse de la monotone de la charge résiduelle

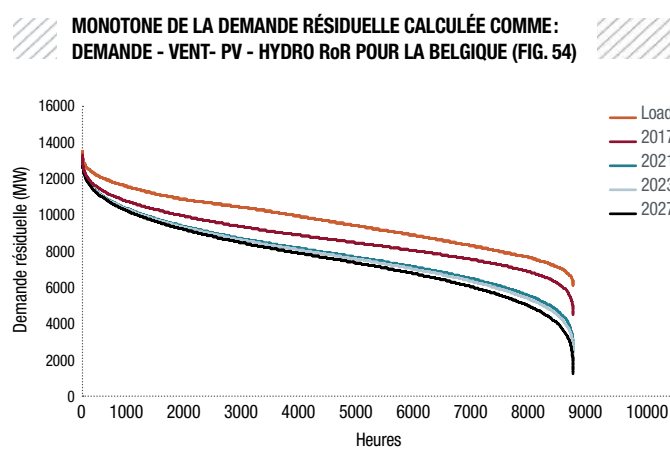
Dans cette analyse, 2 courbes seront construites :

- la première sera calculée en soustrayant à la charge totale, les productions renouvelables variables (éolien, photovoltaïque et hydraulique au fil de l'eau) comme indiqué sur la Figure 54 ;
- la deuxième, voir Figure 55, suit la définition de la charge résiduelle énoncée au point 3.5.4 (charge totale à laquelle on soustrait les énergies de production renouvelables - éolienne, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau - les unités non modulables - la production nucléaire - et les 'must runs' - cogénération et biomasse).

La Figure 54 représente la moyenne des monotones des 40 années climatiques utilisées dans cette étude lorsque l'on soustrait à la charge totale les productions renouvelables variables. La monotone de la charge totale est aussi représentée. On remarque que les énergies renouvelables intermittentes ont moins d'impact sur la charge résiduelle au moment de pointes de consommation car celles-ci ont lieu en hiver en l'absence de soleil et souvent lors de conditions de grand froid lorsque la production éolienne est faible.

On remarque aussi l'impact de l'augmentation de la production éolienne offshore entre 2017 et 2021 sur la charge résiduelle (diminution importante de la charge résiduelle hors pointe).

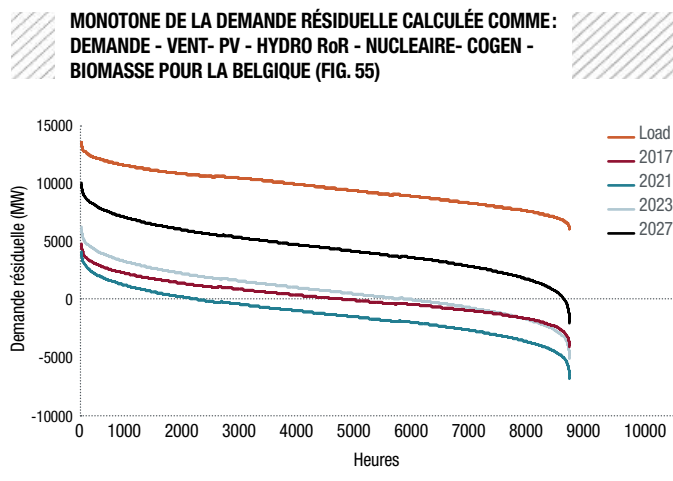
La demande totale belge varie entre 6000 MW et 13500 MW en moyenne (dans l'hypothèse où le profil horaire de la demande électrique reste similaire à celui d'aujourd'hui et dans l'hypothèse de croissance annuelle de la demande électrique nulle).



La Figure 55 montre la charge résiduelle selon la définition énoncée en 3.5.4. Cela équivaut à soustraire des monotones montrées sur la Figure 54, les productions non modulables (nucléaire) et les productions 'must runs' (cogénération et biomasse). En considérant ces productions comme non flexibles et 'must runs' dans le système, on remarque un besoin à l'export ou de stockage déjà aujourd'hui (valeurs négatives de la demande résiduelle). Après la réalisation des 2,3 GW de parcs éoliens offshore en mer du Nord et de 600 MW de biomasse supplémentaires considérés pour 2021, des besoins d'exportation ou de stockage au-dessus des 5000 MW pourraient être observés pendant certaines heures de l'année.

Si cette énergie ne peut être exportée ou stockée car les autres pays sont dans la même situation, il est probable que les producteurs doivent recourir à des réductions temporaires de production 'must runs' comme sur le nucléaire, la cogénération, la biomasse ou la production éolienne. Des prix négatifs sur le marché belge pourraient aussi apparaître dans ces conditions. Des erreurs de prévision de charge ou de la production renouvelable durant ces moments pourraient aussi conduire à des excédents d'énergie sur le système nécessitant l'activation de mesures de réduction de certaines capacités de production par rapport au plan prévu en jour-1. Des analyses complémentaires pourraient être menées afin d'évaluer l'impact de ces excédents et de leur probabilité car ceux-ci dépendent aussi de la situation dans les pays voisins et de leur capacité à absorber cette énergie impliquant la modulation de certaines centrales.

Après 2023, l'impact de la fermeture des centrales nucléaires (considérées comme production 'must runs') diminuera le besoin à l'export ou de stockage de la Belgique (charge résiduelle croissante entre 2021 et 2027). La charge résiduelle varierait entre -1000 MW et 10000 MW à l'horizon 2027.



5.3.2 Importations commerciales annuelles de la Belgique dans le scénario de base

Pour le scénario de base, la position nette de la Belgique (exports moins imports) est représentée sur la Figure 56 pour les différents horizons de temps. Les résultats sont issus des simulations selon différentes hypothèses de remplissage du bloc structurel. Les résultats sont montrés pour 2 cas de figure :

- Dans le cas où le bloc structurel se composerait du parc existant en 2017 (comme montré sur la Figure 5) ;
- Dans le cas où le bloc structurel se composerait de centrales activées seulement pour des raisons d'adéquation.

La position nette de la Belgique entre 2010 et 2015 est aussi montrée sur le graphique. Celle-ci a fortement diminué ces 5 dernières années en raison de la baisse de la consommation électrique en Europe, de la diminution du nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz et de l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires belges pour diverses raisons. En 2015, la position nette était de -21TWh ; donc la Belgique a importé presque 25% de sa consommation électrique totale.

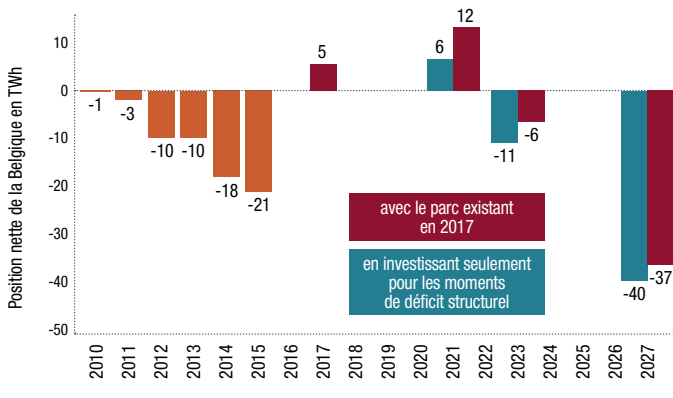
Avec le retour des centrales de Doel 3, Tihange 2 et la prolongation de Doel 1 et Doel 2 et en tenant compte du parc existant sur le marché, cette position nette devrait se situer aux alentours de +5 TWh selon les simulations pour 2017. Cette valeur dépendra des conditions climatiques mais aussi d'autres incidents ou événements non simulés.

Pour 2021, en considérant aucun changement dans le parc existant, la Belgique serait exportatrice nette de 12 TWh d'énergie électrique. Par contre, si seul des unités activées pour des raisons d'adéquation étaient présentes dans le bloc structurel, la position de la Belgique se réduirait de moitié, à +6 TWh.

En 2023, la Belgique redeviendrait importatrice nette d'électricité : -11 TWh dans le cas où seulement des unités activées pour des raisons d'adéquation seraient présentes ; et -6 TWh dans le cas où le parc existant serait encore présent.

En 2027, avec la sortie de la totalité du parc nucléaire, la Belgique importerait presque la moitié de sa consommation électrique (-40 TWh) dans le cas où seul des unités pour la sécurité d’approvisionnement composeraient le bloc structurel. Avec le parc existant, le volume serait moins important, mais resterait élevé, à -35 TWh.

POSITION NETTE DE LA BELGIQUE (HISTORIQUE ET ÉVOLUTION SELON LES RÉSULTATS DES SIMULATIONS POUR LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 56))



En 2027, selon la compétitivité du bloc structurel, les importations de la Belgique pourraient être différentes (voir Figure 57).

Si le bloc structurel n’est pas compétitif et est donc seulement utilisé à des fins d’adéquation, les importations annuelles pourraient atteindre 40 TWh en 2027.



Dans le **scénario de base ('Coal before gas')**:

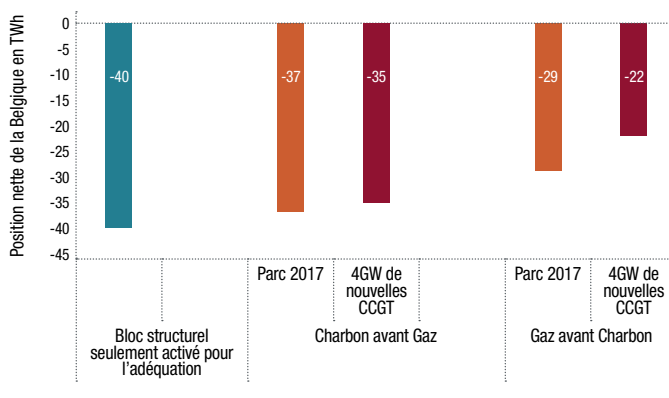
- Si le bloc structurel est rempli avec le parc de production existant en 2017, 37 TWh seront importés annuellement;
- Si l’entièreté du bloc structurel est remplie avec des nouvelles centrales CCGT, 35 TWh seront alors importés annuellement.

Dans le scénario où le **gaz serait avant le charbon** sur le 'merit order' :

- Si le bloc structurel est rempli avec le parc de production existant en 2017, 29 TWh seront importés annuellement;
- Si l’entièreté du bloc structurel est remplie avec que des nouvelles centrales CCGT, 22 TWh seront importés annuellement.

La compétitivité du bloc structurel déterminera la dépendance énergétique de la Belgique après la sortie du nucléaire. On remarque que dans un scénario où les coûts marginaux des centrales au gaz sont plus faibles que ceux des centrales au charbon, la dépendance énergétique diminue. Il en est de même si les unités composant le bloc structurel sont plus compétitives au niveau du coût marginal de production (haut rendement, coûts variables plus faibles...).

POSITION NETTE DE LA BELGIQUE POUR 2027 SELON DIFFÉRENTS SCÉNARIOS (FIG. 57)



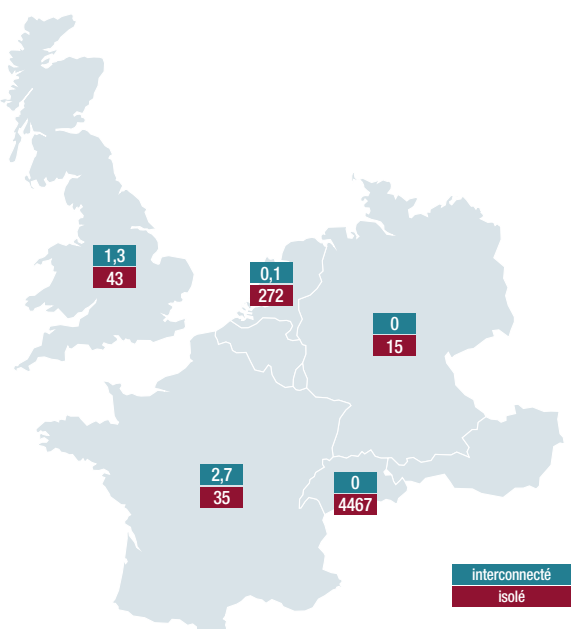
5.3.3 Situation dans les pays voisins

La situation dans les pays voisins pour les hypothèses du scénario de base est montrée sur la Figure 58 pour 2027. Les valeurs de LOLE moyen sont indiquées pour les cas où les pays seraient isolés électriquement (sans interconnexions avec les pays voisins) et dans le cas où ces pays seraient interconnectés.

On remarque que tous les pays ont besoin des importations pour leur propre sécurité d’approvisionnement. Grâce aux échanges d’énergie entre ces pays et avec les pays non représentés sur la carte, les valeurs de LOLE sont inférieures aux critères nationaux voire nulles.

Les faibles valeurs de LOLE dans les pays voisins dans le cas interconnecté montrent que la Belgique pourrait compter sur les importations pour sa sécurité d’approvisionnement dans le cas interconnecté (selon les hypothèses du scénario de base). Il restera par contre des heures où le besoin simultané en énergie de plusieurs pays impliquera une réduction de l’importation possible car cette énergie ne se trouvera pas sur le marché.

LOLE POUR LES PAYS VOISINS POUR 2027
SCÉNARIO DE BASE (FIG. 58)



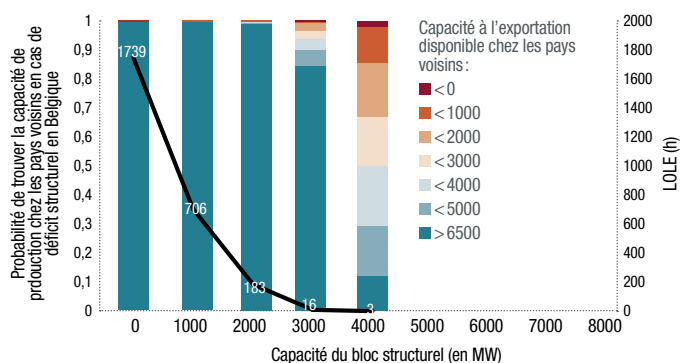
5.3.4 Capacité d’importation au moment de déficit structurel en Belgique

Pour chaque itération, il est possible d’analyser la valeur horaire de l’importation totale de la Belgique. La valeur maximale étant de 6500 MW comme repris dans les hypothèses pour le scénario de base.

La Figure 59 montre la proportion d’heure de déficit structurel pour chaque itération pendant lesquelles l’importation était supérieure ou égale aux valeurs reprises dans la légende.

On remarque que lors de la première itération (où on observe 1739 heures de LOLE en Belgique), pendant presque toutes les heures, l’importation était maximale. Après quelques itérations, on remarque l’impact de l’importation sur la sécurité d’approvisionnement en Belgique. Les heures de LOLE restantes, après avoir rajouté 4000 MW, sont essentiellement des heures où l’importation maximale n’est pas possible. Ce sont des heures où la marge de capacité est faible voire nulle dans un ou plusieurs pays en même temps. Vu que ce nombre d’heures est limité dans le scénario de base, l’impact sur le bloc structurel est aussi limité. La sensibilité ‘low capacity’ montrera l’impact d’une réduction de capacité dans les pays voisins sur la capacité d’importation lors des heures de déficit structurel.

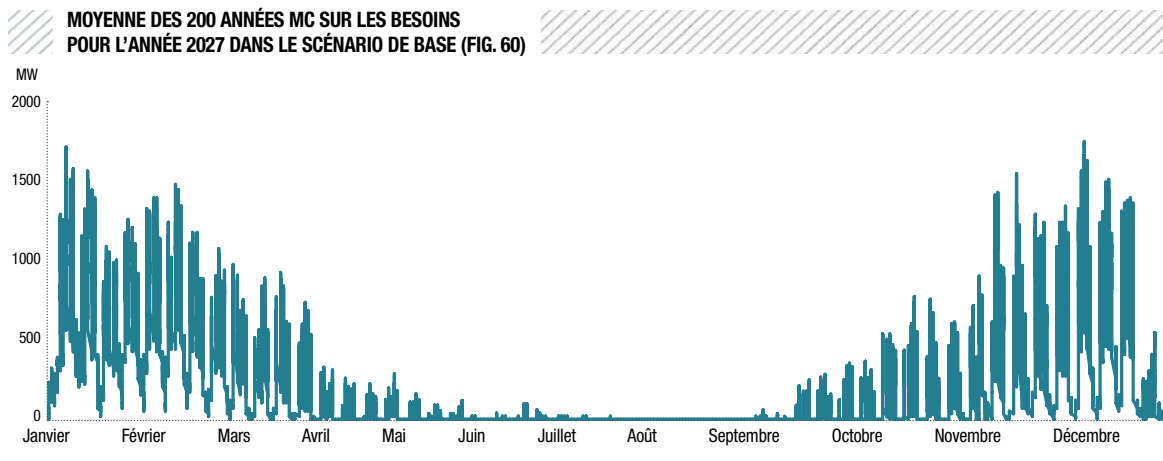
PROBABILITÉ DE TROUVER LA CAPACITÉ D’EXPORTATION CHEZ LES PAYS VOISINS AUX MOMENTS DE DÉFICIT STRUCTUREL POUR LE SCÉNARIO DE BASE EN 2027 (FIG. 59)



5.3.5 Vue chronologique des besoins

La moyenne des séries chronologiques des besoins sans bloc structurel pour l'année 2027 dans le scénario de base est montrée sur la Figure 60.

Les besoins en bloc structurel à des fins de sécurité d'approvisionnement se concentrent durant les mois d'hiver ainsi qu'au printemps et en automne mais avec une capacité nécessaire moins élevée. Durant les mois d'été, le besoin est très limité voire presque inexistant pour les mois de juillet et août.



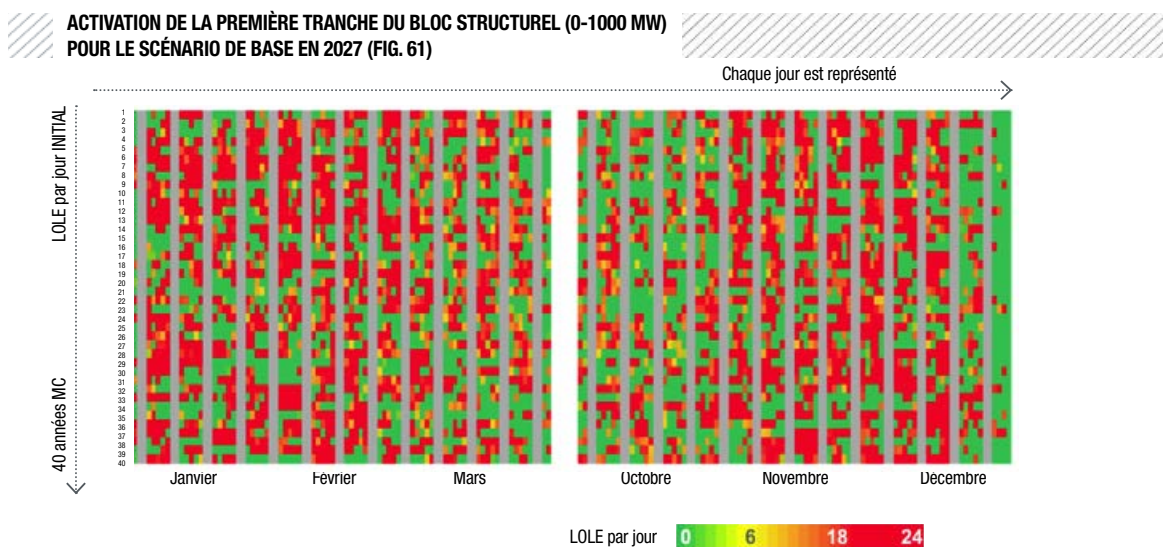
5.3.6 Durée d'activation du bloc structurel

Afin de caractériser le bloc structurel en nombre d'activations et durée d'activations nécessaires, une analyse visuelle des moments de déficit structurel a été réalisée.

La couleur des jours de la semaine dépend du nombre de déficit structurel observé durant la journée. Le vert signifie qu'aucune heure n'a été observée, et le rouge signifie que toute la journée était déficitaire. Les nuances intermédiaires représentent les heures entre 0 et 24.

Sur la Figure 61 et la Figure 62, tous les jours de l'hiver sont représentés. Chaque ligne est une 'année Monte-Carlo' issue de la simulation (donc une combinaison entre une année climatique et un tirage aléatoire sur la disponibilité des centrales thermiques). Chaque colonne représente un jour. Les jours du week-end ont été coloriés en gris pour faciliter la lecture du graphique.

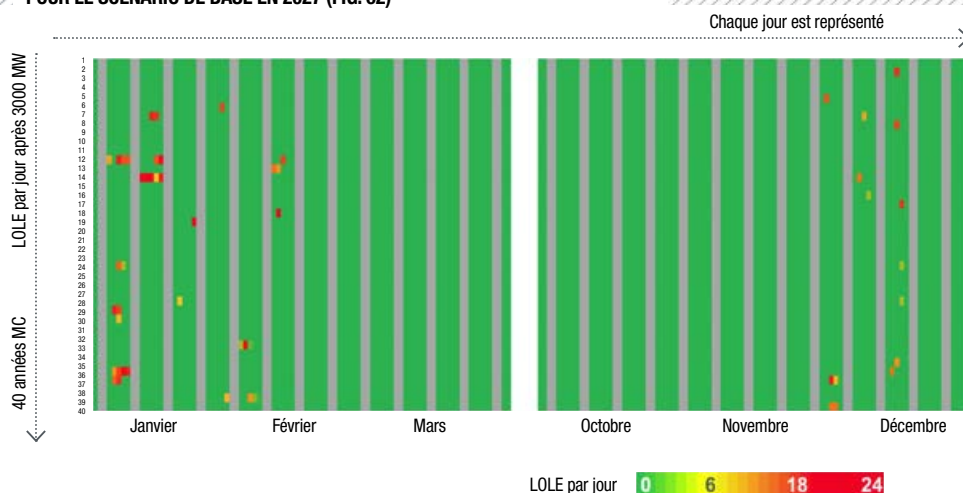
La Figure 61 montre le déficit structurel initial (donc de la première itération) lorsque 0 MW de bloc structurel a été rajouté. On observe que le besoin est présent chaque 'année Monte-Carlo', que celui-ci est observé au cours de tout l'hiver (et aussi de l'intersaison et de l'été, non représentés sur ce graphique) et que le bloc structurel est parfois nécessaire pendant des périodes très longues.



La Figure 62 montre le même besoin après avoir rajouté 3000 MW de bloc structurel. Elle représente donc le besoin de la dernière tranche de 1000 MW du bloc structurel. On observe que, pour certaines années, aucun besoin n'est observé (ce qui a déjà été énoncé en 5.2.4 car la probabilité d'activation n'est pas de 100%). Le graphique permet de montrer que :

- le besoin est seulement observé durant les mois d'hiver ;
- le besoin est souvent concentré pendant une période de 1 semaine maximum ;
- le besoin est faible en nombre de jours, mais important en nombre d'heures dans cette journée.

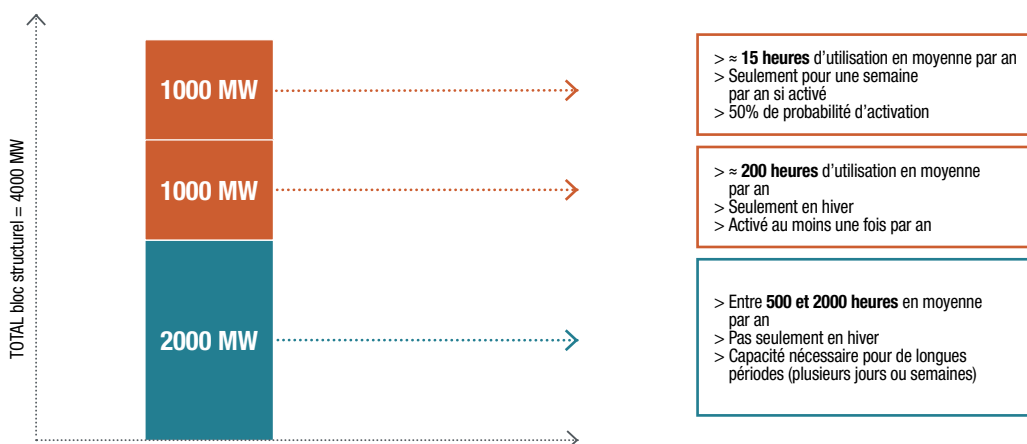
ACTIVATION DE LA DERNIÈRE TRANCHE DU BLOC STRUCTUREL (3000-4000 MW) POUR LE SCÉNARIO DE BASE EN 2027 (FIG. 62)



5.3.7 Caractéristiques de sécurité d’approvisionnement du bloc structurel

Le bloc structurel peut être caractérisé en différentes tranches selon les paramètres analysés pour le scénario de base. La Figure 63 reprend ces caractéristiques.

CARACTÉRISTIQUES DU BLOC STRUCTUREL À DES FINS D’ADÉQUATION POUR LE SCÉNARIO DE BASE EN 2027 (FIG. 63)



5.4 ANALYSES DE SENSIBILITÉ POUR L'ANNÉE 2027

Afin d'évaluer l'impact de certaines hypothèses sur le scénario de base, différentes sensibilités ont été menées.

5.4.1 Sensibilité sur le taux de croissance de la demande

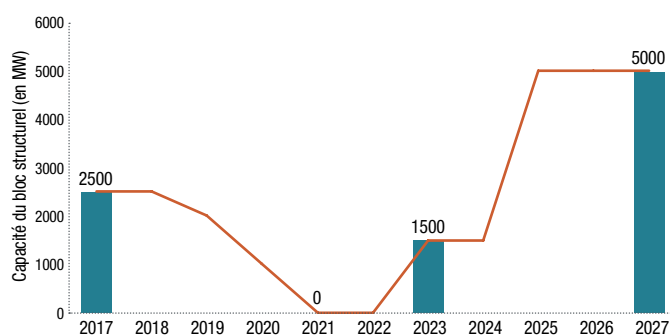
Dans le scénario de base, l'hypothèse d'une croissance annuelle nulle a été prise en compte. Une sensibilité de cette hypothèse en prenant les dernières projections du bureau de consultance IHS CERA concernant la Belgique (augmentation de la demande belge d'une croissance annuelle moyenne de +0,6% de 2014 à 2027) a été simulée.

Le volume nécessaire augmente de 1000 MW à l'horizon 2027. Notons que le besoin est nul en 2021 comme dans le scénario de base et de 1500 MW en 2023.

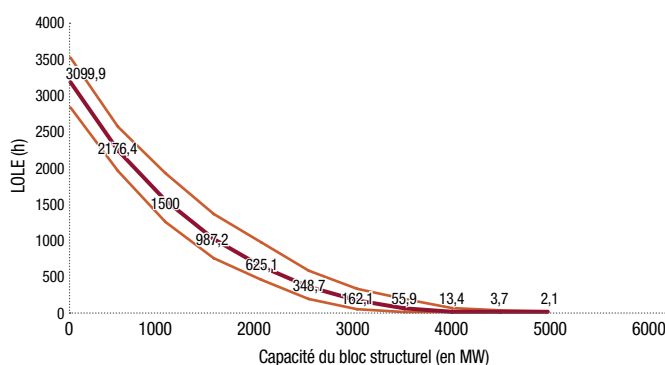
Pour 2027, la Figure 65 montre le nombre d'heures de LOLE en fonction du volume de bloc structurel rajouté au système.

On remarque une augmentation des heures de LOLE pour les premières tranches du bloc structurel. Une croissance de la demande selon les hypothèses prises en compte impliquerait une tranche supplémentaire qui aurait des heures de fonctionnement entre 2500 et 3500 heures. Après avoir rajouté 1000 MW de bloc structurel, on retrouve des valeurs de LOLE similaires au scénario de base. Une croissance de la consommation électrique plus élevée que celle considérée dans le scénario de base aura pour conséquence un besoin plus important en capacité du bloc structurel, surtout après la fermeture des premiers réacteurs nucléaires en Belgique.

CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL À DES FINS D'ADÉQUATION DU PAYS POUR LE CAS AVEC UN CROISSANCE MOYENNE ANNUELLE DE LA DEMANDE DE +0.6% (FIG. 64)



LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 DANS LA SENSIBILITÉ D'AUGMENTATION DE LA DEMANDE TOTALE (FIG. 65)



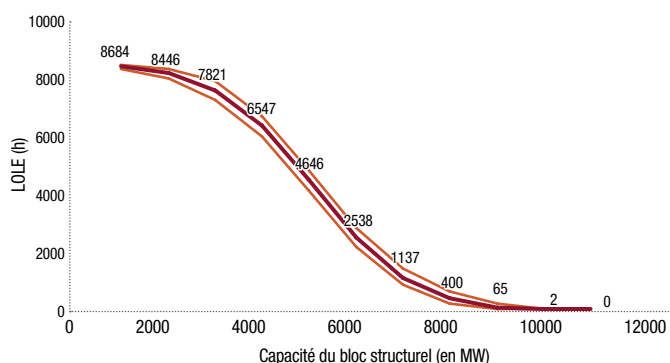
“ Une croissance de la consommation électrique plus élevée que celle considérée dans le scénario de base aura pour conséquence un besoin plus important en capacité du bloc structurel. ”

5.4.2 Sensibilité sur la Belgique isolée

Si la Belgique était considérée comme isolée électriquement des autres pays et donc sans échange d'énergie possible entre ces pays, cela impliquerait une capacité du bloc structurel entre 10 GW et 11 GW pour 2027. La Belgique serait (sans bloc structurel) en déficit structurel pendant presque toute l'année.

La Belgique n'étant pas isolée, le besoin ne sera jamais plus élevé que cette valeur. On verra dans la sensibilité sur la capacité disponible dans les pays voisins que le besoin peut approcher cette valeur si la marge de capacité chez eux est faible.

LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 DANS LE CAS OÙ LA BELGIQUE SERAIT ISOLÉE ÉLECTRIQUEMENT (FIG. 66)

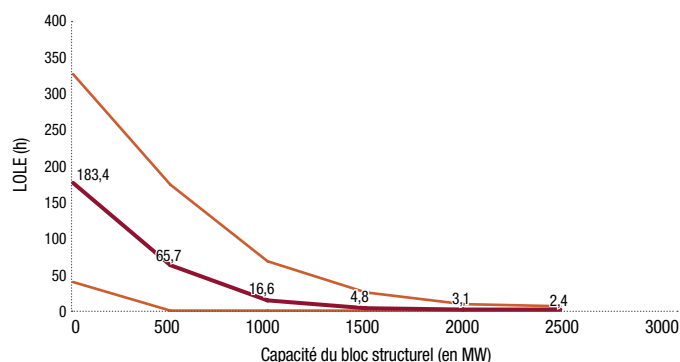


5.4.3 Sensibilité sur la capacité d'importation de la Belgique

Dans le scénario de base, 6500 MW de capacité d'importation sont considérés pour la Belgique pour 2027. Une augmentation de cette capacité en considérant 2GW en plus de capacité d'interconnexion (+1GW avec la Grande Bretagne et +1GW avec l'Allemagne) et une augmentation de la capacité simultanée d'importation de 2 GW montrent une diminution des besoins en bloc structurel. Cette diminution n'est pas équivalente à l'augmentation de la capacité d'importation. Une augmentation de 2 GW de la capacité d'importation, réduit le besoin d'environ 1,5 GW.

Il est important de noter que ce résultat est basé sur le scénario de base où les pays voisins sont considérés comme adéquats et peuvent dans la plupart des cas exporter de l'énergie vers la Belgique.

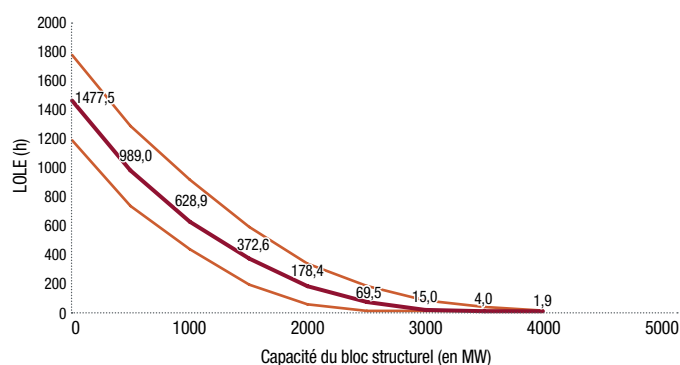
LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 DANS LE CAS OÙ LA BELGIQUE AURAIT UNE CAPACITÉ D'IMPORTATION SIMULTANÉE DE 8500 MW (FIG. 67)



5.4.4 Sensibilité haute en capacité renouvelable

Une augmentation de la capacité renouvelable dans le système à l'horizon 2027 implique un volume total en réserves de balancing plus important (voir résultats en 5.6.4). Comme 50% du volume total du besoin en réserves de balancing a été pris en compte dans les simulations pour calculer le bloc structurel, cela compense en partie la diminution apportée par la capacité additionnelle en production renouvelable. De plus, la production éolienne et photovoltaïque sont moins présentes au moment de la pointe, ce qui réduit leur impact durant les heures de déficit structurel. Un bloc structurel de 4000 MW est toujours nécessaire mais les heures d'utilisation de ce bloc sont moins importantes pour la première tranche de 2000 MW. Le nombre d'heures des tranches restantes reste similaire à celui observé pour le scénario de base.

LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 DANS LA SENSIBILITÉ AVEC PLUS DE RENOUELABLE (FIG. 68)



5.4.5 Sensibilité sur le parc thermique des pays voisins 'Coal Phase Out'

Dans ce scénario, de la capacité de production au charbon en France, en Allemagne et aux Pays-Bas a été réduite en considérant des remplacements de cette capacité pour garder les grands pays (Allemagne et France) adéquats.

La seule différence impactant la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est la réduction de la capacité en charbon de 1,3 GW et de 1 GW en gaz aux Pays-Bas.

Vu que le LOLE est déjà faible dans le scénario de base pour les Pays-Bas, l'impact sur la sécurité d'approvisionnement et donc sur le bloc structurel de la Belgique est très limité.

L'impact sur les indicateurs économiques sera par contre plus marqué (voir point 5.5).

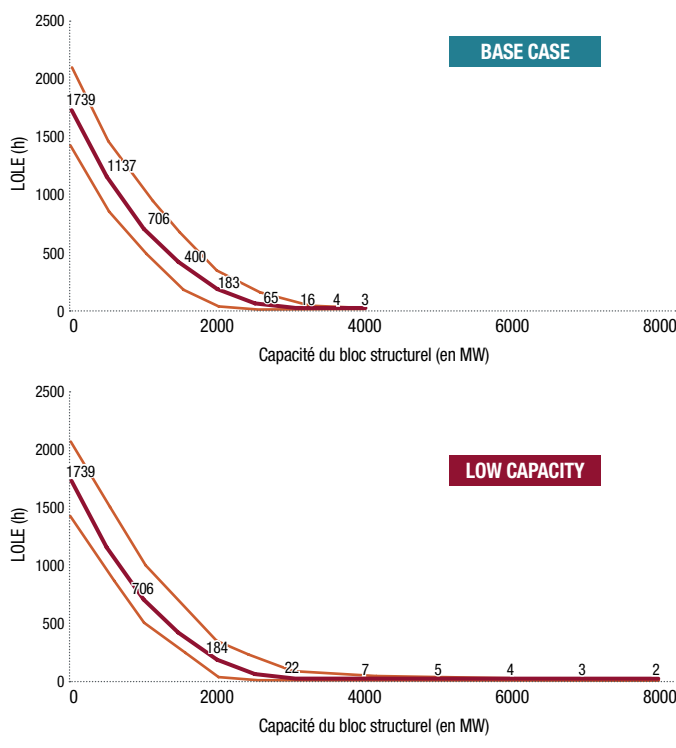
5.4.6 Sensibilité sur le parc thermique des pays voisins 'low capacity'

La réduction de la capacité du parc de production des pays voisins peut avoir un impact important sur le volume du bloc structurel. Par contre, le nombre d'heures de fonctionnement des tranches de base du bloc structurel en seront peu impactées.

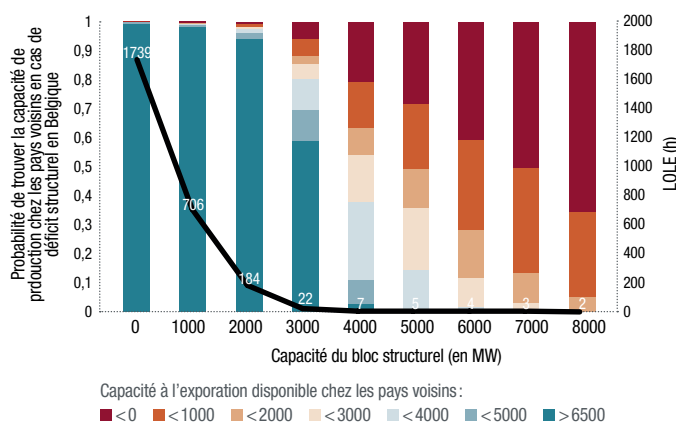
Les besoins calculés dans la sensibilité 'low capacity' sont de 8000 MW. Les heures moyennes de fonctionnement des derniers 4000 MW du bloc structurel sont très basses (5 heures en moyenne).

L'analyse des importations montre que dans le cas 'low capacity', les derniers 4000 MW seront exclusivement nécessaires quand les autres pays n'auront plus de marge de capacité afin d'exporter de l'énergie vers la Belgique. Les importations étant réduites durant ces heures, le besoin sera donc très élevé. La Figure 70 montre la probabilité de trouver la capacité de production dans les pays voisins à chaque itération des simulations.

LOLE EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL AJOUTÉ AU PARC BELGE POUR 2027 POUR LE CAS 'LOW CAPACITY' (FIG. 69)

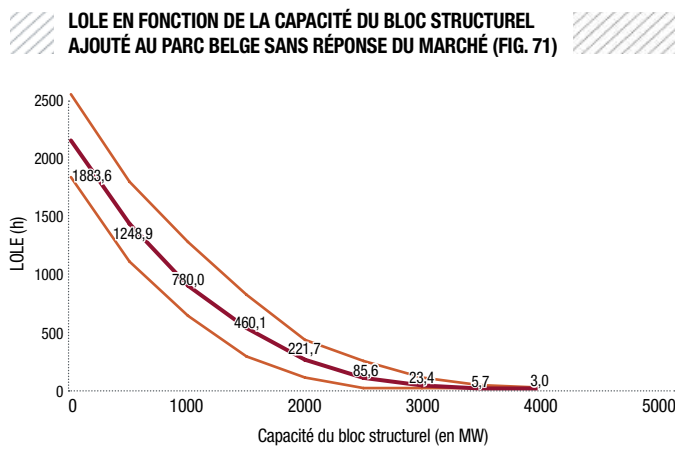


PROBABILITÉ DE TROUVER LA CAPACITÉ D'EXPORTATION CHEZ LES PAYS VOISINS AUX MOMENTS DE DÉFICIT STRUCTUREL POUR LE SCÉNARIO « LOW CAPACITY » EN 2027 (FIG. 70)



5.4.7 Sensibilité sur la prise en compte de la réponse du marché

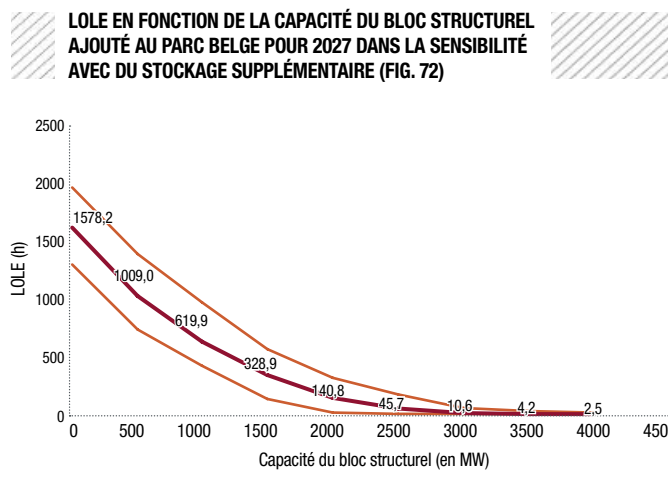
La sensibilité sans réponse du marché aux prix (essentiellement de la gestion de la demande), montre un besoin similaire au scénario de base mais avec des valeurs de LOLE supérieures pour les premières tranches. L'impact de la gestion de la demande aux prix élevés (avec les limites reprises dans les hypothèses) permet d'abaisser le nombre d'heures de fonctionnement du bloc structurel et aide à la sécurité d'approvisionnement dans les moments où le besoin n'est pas plus élevé que quelques heures par jour et par semaine. Si le besoin dépasse les limites imposées, des heures de LOLE persisteront. On remarque qu'on obtient un LOLE final de 3 heures après 4000 MW de bloc structurel sans la réponse du marché. Avec la réponse du marché (scénario de base), le LOLE moyen obtenu étant de 2,5 heures après 4000 MW de bloc structurel. Une granularité d'investissement plus faible aurait pu montrer un impact entre 100 à 400 MW sur le volume structurel. Des limites en activation moins contraignantes auraient aussi un impact plus important sur le volume calculé.



5.4.8 Sensibilité avec de la capacité de stockage additionnelle

Le rajout d'un réservoir de stockage de 4000 MWh avec une puissance de 1000 MW permet d'évaluer l'impact qu'aurait une centrale additionnelle de stockage centralisé ou d'une multitude d'unités décentralisées.

L'impact du stockage est principalement observé sur les heures de fonctionnement (diminuant ces heures) mais pas sur le volume total nécessaire. La limite du réservoir de stockage ne permet pas de couvrir toutes les journées où le déficit structurel est présent, surtout si le besoin est nécessaire sur plus d'heures que le volume permettant d'être stocké dans le réservoir. Comme pour la réponse du marché, les limites en énergie du réservoir jouent un rôle important sur le volume du bloc structurel calculé.



5.5 ANALYSE DES PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES CENTRALES AU GAZ

Pour les années où un bloc structurel a été identifié, celui-ci sera rempli par des centrales OCGT et CCGT dans le modèle afin d'obtenir des composantes de prix plus réalistes. La méthode d'investissement est détaillée au 3.4. Cette méthode ne reflète ni la vision d'Elia, ni une analyse de coûts-bénéfices pour remplir le bloc structurel.

Les résultats économiques présentés dans ce paragraphe sont liés aux différentes hypothèses énoncées dans les parties méthodologie et scénarios.

Deux indicateurs des centrales au gaz seront analysés :

- les heures de fonctionnement des centrales OCGT et CCGT ;
- les rentes inframarginales de ces centrales CCGT dans le marché journalier (day-ahead) de l'énergie, selon les hypothèses énoncées.

Ces indicateurs sont calculés sur des unités « balises » qui ont un rendement légèrement meilleur que toutes les autres unités de leur type (voir point 3.4.3).

5.5.1 Investissements décidés par le modèle selon la méthode utilisée

Pour 2017, le parc prévu en Belgique pour l'hiver 2016-2017 (incluant les centrales considérées comme faisant partie du bloc structurel, comme repris sur la Figure 5) a été utilisé dans les simulations pour dériver les indicateurs économiques.

Pour 2021, 3 centrales CCGT ont été considérées dans le bloc structurel vu le besoin identifié dans l'analyse de flexibilité (voir point 6.3).

Pour 2023, 3 centrales CCGT ont été considérées dans le bloc structurel vu le besoin identifié dans l'analyse de flexibilité (voir point 6.3).

En 2027, 3 centrales CCGT ont aussi été considérées dans le bloc structurel. Vu que le besoin total du bloc structurel identifié est de 4000 MW et que celui-ci ne peut pas être couvert par seulement 3 CCGT, la méthode d'investissement énoncée au 3.4.4 a été utilisée pour remplir le restant du bloc structurel. Le modèle décide de n'investir que dans des centrales de type OCGT car le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité balise OCGT est inférieure à 1100 heures.

5.5.2 Nombre d'heures de fonctionnement dans le scénario de base

Le nombre d'heures de fonctionnement pour chaque horizon de temps pour le scénario de base est montré sur la Figure 73 pour les unités balises CCGT et OCGT.

Le nombre d'heures de fonctionnement d'une unité dépend des unités de production qui ont un coût marginal inférieur à celle-ci. Dans le scénario de base, les unités avec un coût marginal inférieur aux centrales au gaz et les unités 'must run' sont :

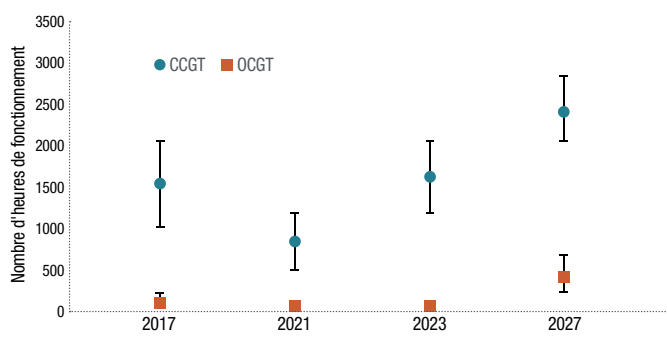
- les unités nucléaires ;
- le renouvelable ;
- les unités au charbon ;
- la cogénération qui est 'must run'.

On observe entre 2017 et 2021 une diminution de ce nombre d'heures de fonctionnement. Ceci est principalement dû à l'augmentation de la capacité installée en renouvelable en Belgique et dans les pays voisins.

Entre 2021 et 2027, suite à la fermeture des centrales nucléaires en Belgique, en Allemagne et de certaines centrales au charbon dans les pays voisins ; le nombre d'heures des centrales CCGT augmenterait jusque 2500-3000 heures en moyenne.

Le nombre d'heures de fonctionnement des centrales OCGT est très faible et affecté par le nombre important de centrales CCGT qui ont un coût marginal plus faible.

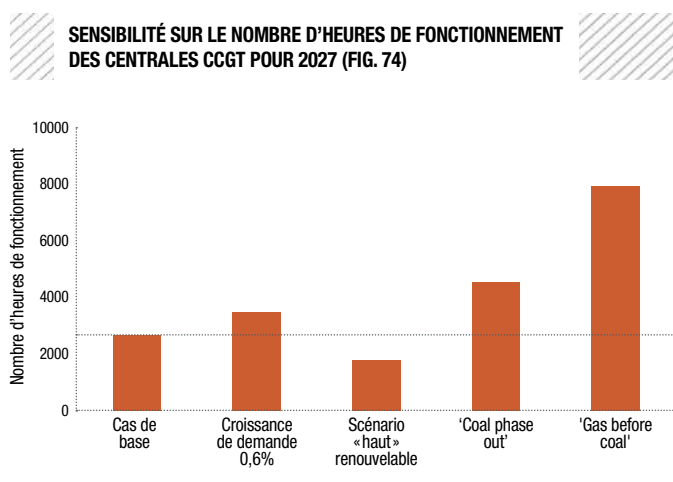
NOMBRES D'HEURES DE FONCTIONNEMENT DES CENTRALES AU GAZ POUR LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 73)



5.5.3 Sensibilité sur le nombre d'heures fonctionnement des centrales CCGT pour 2027

Les sensibilités ayant un impact conséquent sur les heures de fonctionnement sont montrées sur la Figure 74, à savoir :

- plus de renouvelable diminuera le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz ;
- le scénario où les coûts variables des centrales au gaz sont plus faibles que les coûts variables des centrales au charbon augmente conséquemment le nombre d'heures de fonctionnement pour atteindre 8000 heures en moyenne pour les CCGT. Il ne reste que le nucléaire et la production renouvelable, considérés comme 'must run', qui sont encore devant le gaz ;
- le scénario avec moins de capacité au charbon en Europe augmentera le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz. Des fermetures de capacité au charbon supplémentaires à celles considérées dans cette sensibilité augmenteront encore plus cette valeur ;
- le scénario avec une croissance de la demande plus élevée que celle considérée dans le scénario de base augmente le nombre d'heures de fonctionnement.



“ Dans tous les cas, la rente inframarginale ne permet pas de couvrir l'investissement dans une nouvelle centrale de type CCGT sans revenus additionnels. ”

5.5.4 Rente inframarginale des unités de type CCGT pour le scénario de base

La distribution cumulative de la rente inframarginale des unités balises (OCGT et CCGT) sont représentées sur la Figure 75. Cette rente est calculée comme énoncé au 3.4 et n'inclut pas de revenus additionnels à part ceux de la vente d'énergie sur le marché day-ahead calculée par le modèle.

Trois indicateurs de rentabilité ont été ajoutés au graphique (voir 3.4) :

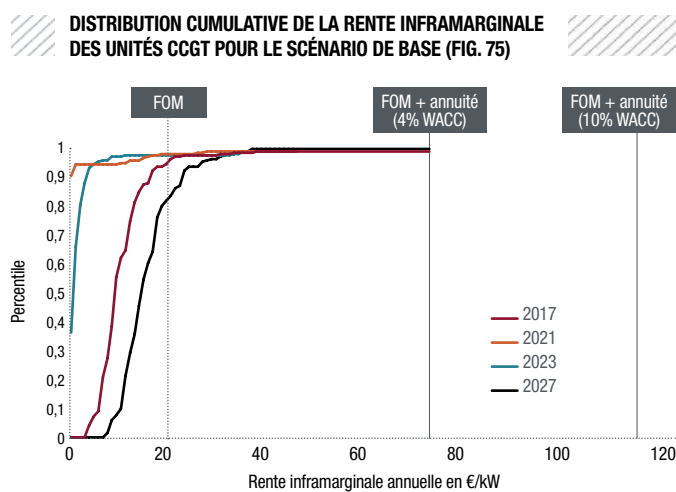
- le FOM (Fixed Operation & Maintenance costs)
- l'annuité d'une nouvelle centrale (4% WACC) + FOM
- l'annuité d'une nouvelle centrale (10% WACC) + FOM

Si les revenus d'une centrale existante ne peuvent couvrir les coûts fixes de fonctionnement (FOM), il y a un risque que cette centrale soit mise sous cocon ou ferme définitivement.

Si les revenus de l'unité balise sont inférieurs à l'annuité + le FOM, il est très peu probable que de nouveaux investissements soient réalisés sur le marché dans ce type de technologie.

L'évolution de la rente inframarginale des centrales CCGT suit celui du nombre d'heures de fonctionnement. On observe que dans tous les horizons simulés, les revenus issus du marché day-ahead sont faibles. Les revenus ont aussi une volatilité importante selon les conditions climatiques et arrêts fortuits des centrales. Cette volatilité augmentera dans le futur avec l'installation d'énergies renouvelables dépendantes des conditions climatiques (vent, photovoltaïque).

Dans tous les cas, la rente inframarginale ne permet pas de couvrir l'investissement dans une nouvelle centrale de type CCGT sans revenus additionnels.



5.5.5 Sensibilité sur la rente inframarginale des unités de type CCGT pour 2027

La distribution cumulative de la rente inframarginale pour 2027 dans les différentes sensibilités est montrée sur la Figure 76.

Les valeurs restent en dessous des indicateurs pour de nouveaux investissements.

Une augmentation de la demande électrique aura un impact positif sur la rente inframarginale. La diminution de cette demande sur les 5 dernières années explique une partie de la diminution de cette rente.

Un scénario où le coût variable des centrales au gaz serait plus faible que celui des centrales au charbon placerait ces premières devant dans le 'merit order' et leur rente augmenterait. Par contre, la grande capacité installée en centrales de type CCGT en Europe limitera cette augmentation (voir point 5.5.6).

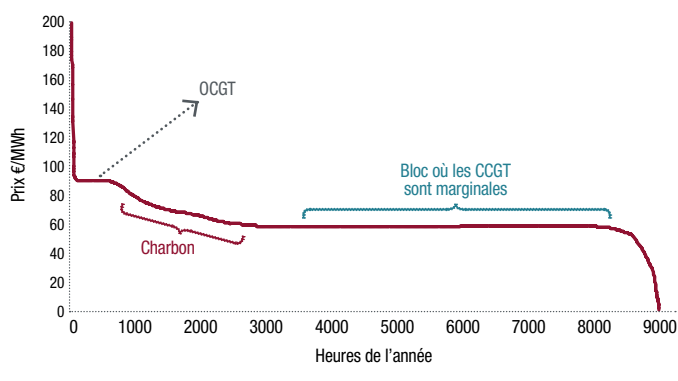
Des fermetures additionnelles de centrales au charbon augmenteront la rente des centrales au gaz mais de façon limitée car si les centrales au charbon seront remplacées par des centrales au gaz, celles-ci viendront grossir le bloc de capacité CCGT ou OCGT.

5.5.6 Importance du rendement des centrales au gaz et de la taille du bloc gaz dans le 'merit order'

Avec les fermetures annoncées des centrales au charbon et nucléaires ainsi que leur remplacement partiel par de nouvelles centrales au gaz de type CCGT, le bloc de production des nouvelles CCGT s'agrandira dans le futur.

La monotone moyenne des prix horaires du marché pour l'année 2027 dans le cas où le gaz serait avant le charbon dans le 'merit order' est représenté sur la Figure 77.

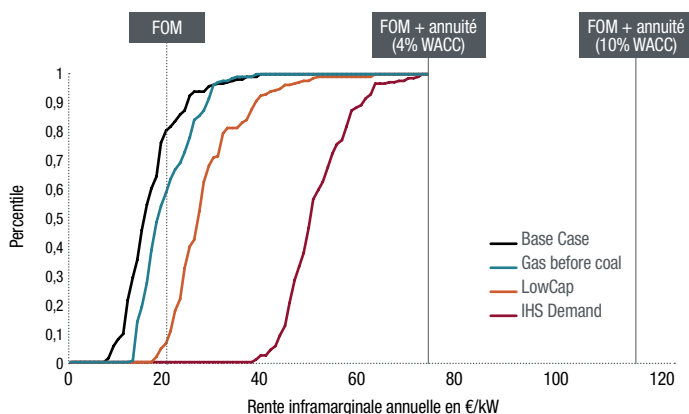
MOYENNE DES PRIX OBSERVÉS DANS LE MODÈLE POUR LE SCÉNARIO OÙ LES CENTRALES DE GAZ SONT MOINS CHÈRES QUE CELLES AU CHARBON (G2C) POUR 2027 (FIG. 77)



On remarque que le nombre d'heures de fonctionnement peut varier de 3000h à 8000h en fonction de la place de la centrale dans le bloc des CCGTs sur le 'merit order' européen. Une centrale à faible rendement tournera beaucoup moins qu'une nouvelle centrale.

La rente inframarginale des CCGT est aussi affectée par la taille du bloc de ce type de centrales. La différence de prix entre les centrales de même type étant très faible, la rente sera donc plus faible.

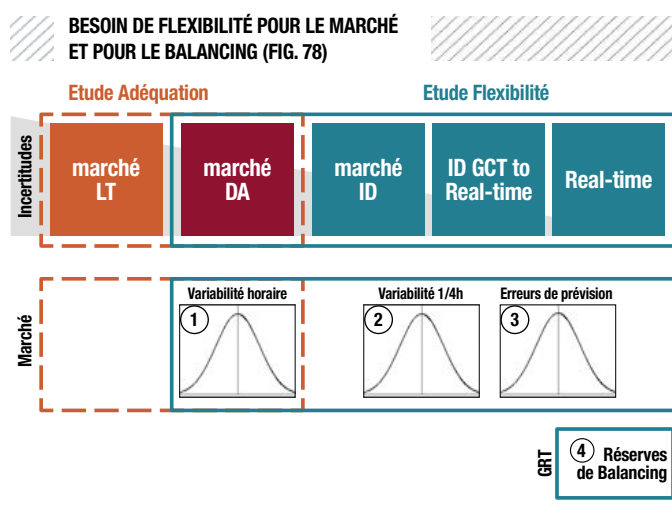
SENSIBILITÉ SUR LA RENTE INFRAMARGINALE DES UNITÉS CCGT POUR 2027 (FIG. 76)



5.6 FLEXIBILITÉ

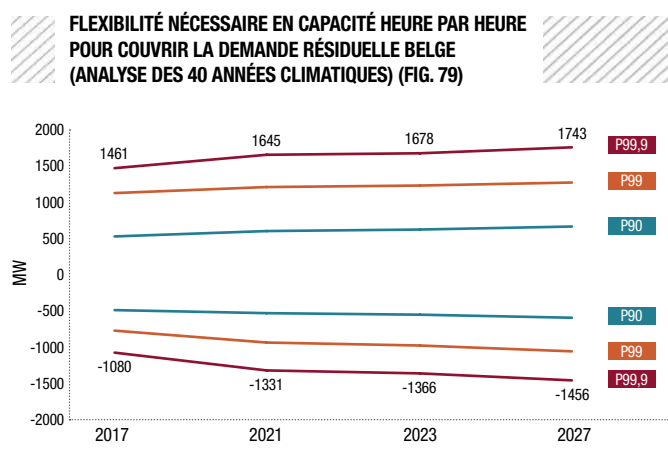
Comme expliqué au 3.5 et illustré dans la Figure 78 qui suit, pour chacun des horizons de temps simulés, la flexibilité est évaluée en considérant :

1. la variabilité horaire de la charge résiduelle en jour-1
2. la variabilité quart-horaire de la charge résiduelle en jour-1
3. les erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que de la charge totale en jour-1
4. le besoin en réserves de balancing.



On remarque sur chacun des graphiques que l'augmentation du besoin de flexibilité a principalement lieu entre 2017 et 2021, correspondant à une augmentation de la capacité de production éolienne offshore.

Les besoins de ramping horaire sont les plus élevés pendant les heures où la demande augmente, c.-à-d. le matin (aux alentours de 7 heures en fonction de la saison). Par contre, les besoins de ramping sur 3 heures s'observent non seulement le matin mais aussi le soir après le coucher du soleil (combinaison de l'augmentation de la demande à la fin de la journée et de la réduction de la production photovoltaïque), comme déjà expliqué au 3.5.4.



5.6.1 Charge résiduelle horaire en jour-1

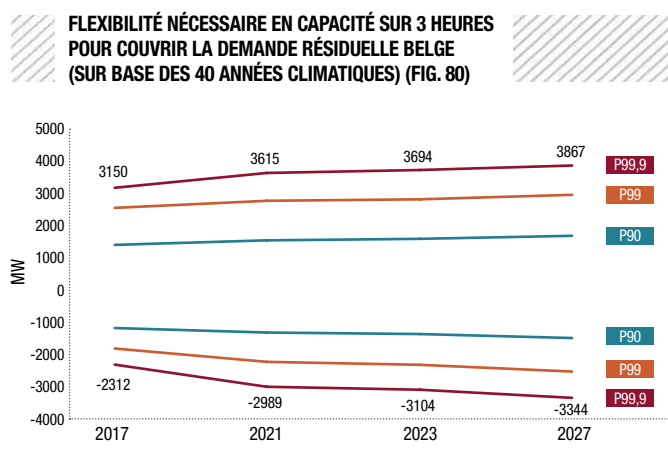
Volume de flexibilité

La courbe monotone de la charge résiduelle est analysée en 5.3.1.

Ramping et durée

Le ramping horaire est présenté dans la Figure 79 pour le scénario de base. Celui-ci est calculé sur la base des 40 courbes résiduelles horaires (issues des 40 années climatiques). Cette flexibilité peut être fournie soit par le parc belge, soit par le parc étranger grâce aux interconnexions.

Le besoin de flexibilité sur 3 heures (i.e. ramping sur 3 heures) est présenté dans la Figure 80 pour le scénario de base.



5.6.2 Charge résiduelle quart-horaire en jour-1

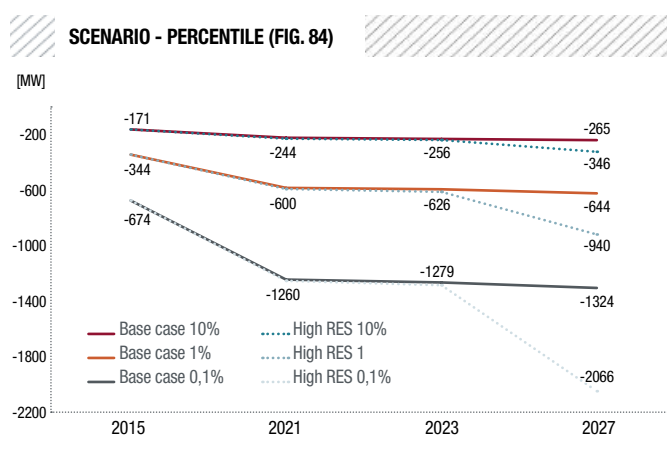
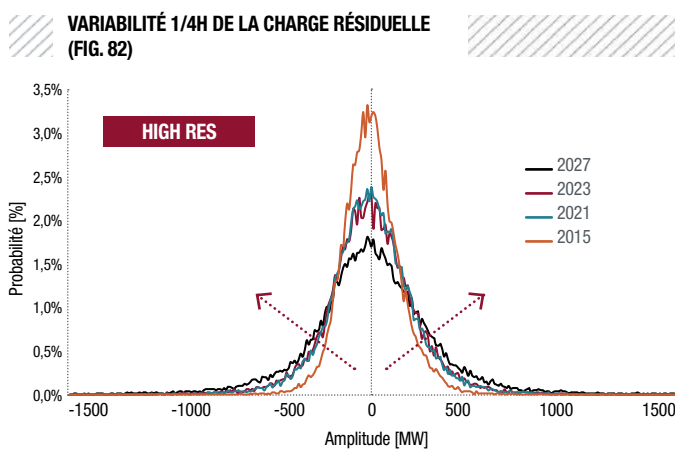
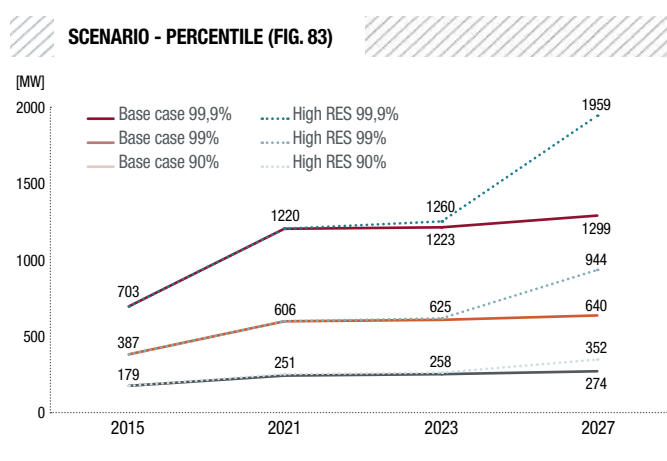
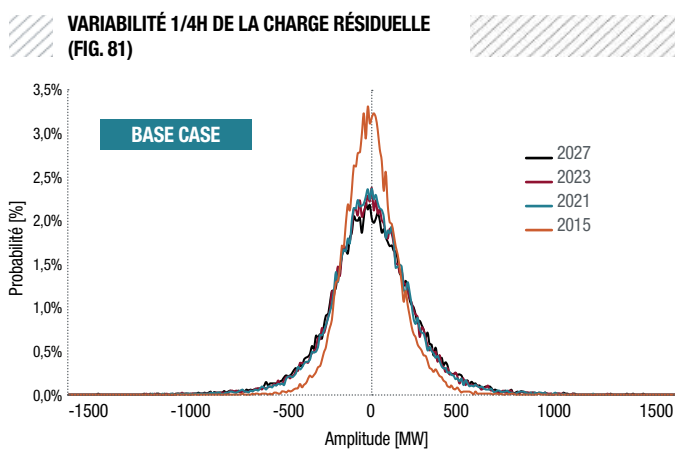
Les figures qui suivent correspondent aux distributions de probabilité de la charge résiduelle quart-horaire.

Dans le scénario de base, la variabilité de la charge résiduelle quart-horaire évolue relativement peu sur les différents horizons de temps. Dans le scénario 'High RES', si on fait la même constatation pour les horizons 2021 et 2023, l'augmentation de la capacité éolienne offshore en 2027 impacte fortement la variabilité.

La variabilité à la hausse et à la baisse présente une certaine symétrie.

Les graphiques qui suivent comparent les percentiles 99,9%, 99% et 90%, d'une part, et 0,1%, 1% et 10%, d'autre part, des scénarios 'Base Case' et 'High RES' aux différents horizons de temps analysés. On observe une grande disparité entre les différents percentiles : une valeur élevée de flexibilité (> |1000| MW) est nécessaire pendant moins de 9 heures par an (correspondant au percentile 99,9%).

Enfin, il convient également de noter que la prise en compte d'un taux de croissance annuel de +0,6% de la consommation n'impacte que très faiblement les résultats.

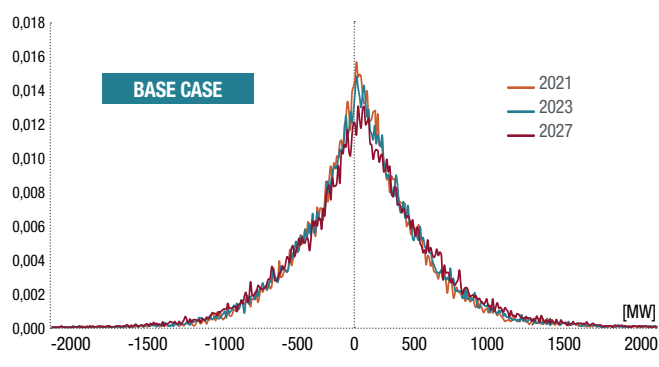


5.6.3 Erreurs de prévision en jour-1

Les figures qui suivent correspondent aux distributions de probabilité des erreurs de prévision de la production renouvelable. Dans le modèle utilisé, l'erreur de prévision (en [MW]) augmente avec la capacité installée¹⁸. Dans le scénario 'High RES', l'effet se marque davantage compte tenu des hypothèses de capacité de production offshore considérées à l'horizon 2027.

L'erreur de prévision renseignée ci-après concerne la totalité du parc de production en Belgique. Il faut être critique à l'égard d'une transposition des résultats sur un parc réduit (unités de production présentes dans le portefeuille d'un acteur de marché), qui présentera un effet de foisonnement (dû à la disparité géographique notamment) moins important.

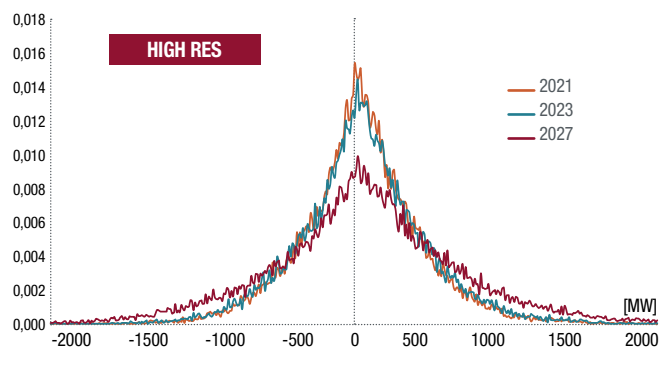
DISTRIBUTION DES ERREURS DE PRÉVISION - RES



ERREUR DE PRÉVISION GLOBALE RES [MW]

| Horizon de temps | Percentile | | | | | |
|-------------------|------------|------|-----|------|-------|-------|
| | 99,9% | 99% | 90% | 10% | 1% | 0,1% |
| Base Case | | | | | | |
| 2015 | 984 | 575 | 252 | -200 | -501 | -883 |
| 2021 | 2110 | 1180 | 520 | -434 | -942 | -1443 |
| 2023 | 2177 | 1230 | 551 | -453 | -999 | -1508 |
| 2027 | 2321 | 1338 | 611 | -491 | -1102 | -1685 |
| 'High RES' | | | | | | |
| 2015 | 984 | 575 | 252 | -200 | -501 | -883 |
| 2021 | 2127 | 1193 | 529 | -439 | -956 | -1449 |
| 2023 | 2227 | 1277 | 572 | -467 | -1033 | -1560 |
| 2027 | 3579 | 1955 | 861 | -712 | -1561 | -2406 |

DISTRIBUTION DES ERREURS DE PRÉVISION - RES

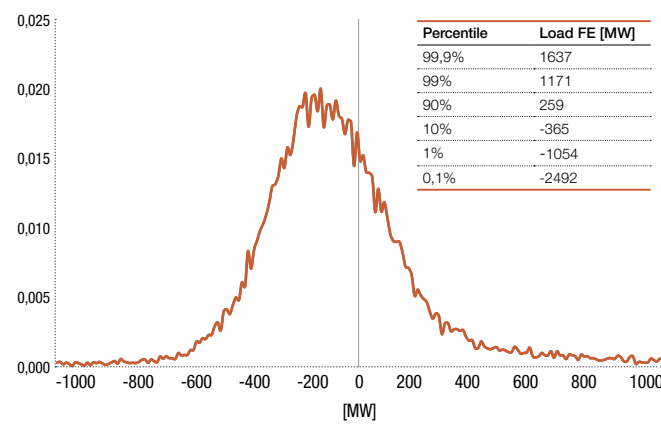


L'examen des erreurs de prévision relatives à la charge totale en jour-1 renseigne à l'inverse une tendance à sous-estimer la demande (correspondant également à un besoin de flexibilité à la hausse).

Le tableau qui suit compare les percentiles 99,9%, 99% et 90%, d'une part, et 0,1%, 1% et 10%, d'autre part, de l'erreur de prévision due aux productions renouvelables dans les scénarios 'Base Case' et 'High RES' aux différents horizons de temps analysés.

On observe une grande disparité entre les différents percentiles : des erreurs de prévision élevées se produisent quelques heures par an. Excepté dans le scénario 'High RES' en 2027, 90% des erreurs de prévision sont inférieures à (environ) 500 MW. On constate également une tendance à surestimer la puissance produite, ce qui conduit à un besoin plus élevé de flexibilité à la hausse.

DISTRIBUTION DES ERREURS DE PRÉVISION DE LA CHARGE (TAUX DE CROISSANCE 0%)



18. Seul un faible facteur de foisonnement (10% pour la production onshore et solaire) est considéré.

5.6.4 Besoins de réserves pour le balancing

Évaluation du besoin de FCR (réserve primaire)

La quantité de FCR à fournir par Elia est estimée dans une fourchette allant **de 80 à 100 MW**.

Il est important de souligner l'incertitude liée à l'évolution du besoin de FCR dans le futur, compte tenu des nombreux facteurs pouvant impacter les résultats, notamment :

- Il est supposé qu'il n'y aura pas de changement dans la méthodologie de dimensionnement des Codes de réseau ou dans la législation. Le Code de réseau LFC&R prévoit un dimensionnement probabiliste en sus, qui n'est pas davantage considéré dans cette étude.
- La part de FCR à acquérir par Elia dépend de l'évolution de la somme de la production nette et la consommation de la zone de réglage (LFC-Block) par rapport à l'ensemble de la zone synchrone. L'évolution de FCR est donc fortement dépendante de l'évolution de la production et de la consommation en Belgique, mais également de l'évolution dans les autres LFC-Blocks de la zone synchrone et de l'évolution de la zone synchrone elle-même (possible intégration de nouveaux pays). Nous supposons que la proportion reste plus ou moins identique.

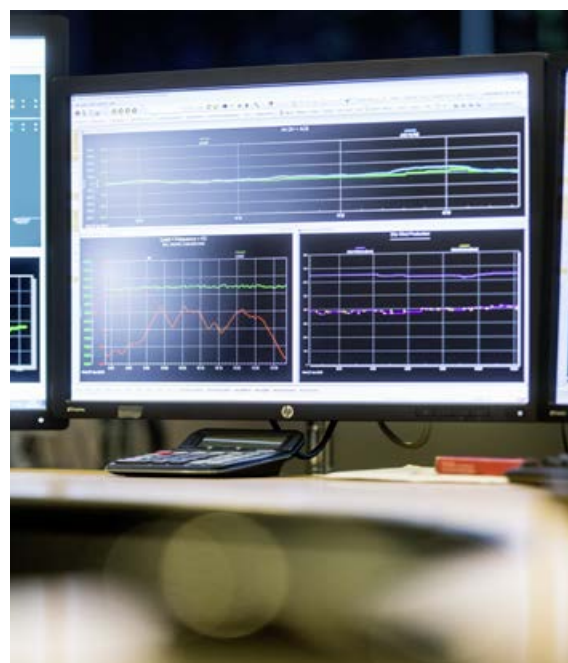
Évaluation du besoin de FRR (réserves secondaire et tertiaire)

Les besoins de réserve FRR ont été estimés pour les scénarios 'Base Case' et 'High RES' en 2021, 2023 et 2027 (valeurs exprimées en [MW]) :

| BESOINS EN RESERVES DE BALANCING | | | | | | | |
|----------------------------------|--------|------|-------|-------|------|-------|-------|
| Horizon de temps | FCR | FRR+ | aFRR+ | mFRR+ | FRR- | aFRR- | mFRR- |
| 2016 | 73 | 910 | 140 | 770 | 140 | 140 | - |
| Base Case | | | | | | | |
| 2027 | 80-100 | 1240 | 175 | 1065 | 1000 | 175 | 825 |
| 2023 | 80-100 | 1240 | 175 | 1065 | 1000 | 175 | 825 |
| 2021 | 80-100 | 1240 | 175 | 1065 | 1000 | 175 | 825 |
| 'High RES' | | | | | | | |
| 2027 | 80-100 | 1800 | 190 | 1610 | 1190 | 190 | 1000 |
| 2023 | 80-100 | 1240 | 175 | 1065 | 1000 | 175 | 825 |
| 2021 | 80-100 | 1240 | 175 | 1065 | 1000 | 175 | 825 |

Les réserves aFRR et mFRR (à la hausse et à la baisse) augmentent en raison de plusieurs facteurs, parmi lesquels :

- Le NC LFC&R prévoit dans le futur une obligation de réserve mFRR à la baisse. Ce besoin est élevé compte tenu de l'incident dimensionnant



positif à prendre en compte (à savoir la perte de l'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni en mode export), d'une part, et des déséquilibres croissants dus aux erreurs de prévision d'une production RES (vent et soleil) plus importante, d'autre part.

- L'augmentation du besoin de mFRR à la hausse s'explique également par les déséquilibres croissants dus aux erreurs de prévision de la production RES (vent et soleil) plus importantes, mais aussi par le risque de perte de production offshore en cas de tempête. En effet, compte tenu de la concentration géographique des parcs éolien offshore, une vitesse de vent élevée peut¹⁹ conduire à un déclenchement soudain d'une production élevée, résultant en un déséquilibre important du système.
- L'augmentation de la variabilité au sein du système se traduit par une augmentation des besoins de aFRR. L'augmentation de la variabilité est la conséquence de l'augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelable variables dont la puissance produite est à la fois variable et incertaine, l'augmentation des échanges sur le marché... En particulier, l'augmentation significative de production éolienne offshore en 2027 (4 GW) conduit à une augmentation brusque du besoin de aFRR.

Il est important de souligner l'incertitude liée à l'évolution du besoin de FRR dans le futur. Comme expliqué au 3.5.5 les réserves de balancing correspondent à la flexibilité nécessaire au gestionnaire de réseau de transport pour assurer l'équilibre entre l'injection et le prélèvement en temps réel. Les résultats sont en conséquence directement dépendants de la capacité des BRP à gérer leur équilibre proche du temps réel. Dans chaque scénario, on suppose que des efforts supplémentaires importants ainsi que des investissements sont effectués par BRP et d'autres acteurs du marché afin de réduire les déséquilibres résiduels du système en temps réel.

19. Fonction de la technologie utilisée pour les turbines.

ANALYSE DES RESULTATS ET CONCLUSIONS

| | |
|---|----|
| 6.1 – Commentaires et conclusions sur l'analyse d'adéquation | 74 |
| 6.2 – Commentaires et conclusions sur l'analyse économique des centrales au gaz | 79 |
| 6.3 – Commentaires et conclusions sur l'analyse du besoin en flexibilité du système | 80 |
| 6.4 – Mise en commun des résultats | 84 |

6.1 COMMENTAIRES ET CONCLUSIONS SUR L'ANALYSE D'ADÉQUATION

Récapitulatif des hypothèses du scénario de base

Les hypothèses du **scénario de base** considérées dans cette étude sont reprises au point 4.5. Le scénario de base suppose (entre autres) :

- une croissance annuelle de la demande électrique nulle à l'horizon 2027 ;
- la capacité de production installée dans les pays voisins selon les meilleures prévisions disponibles ;
- une augmentation de la capacité simultanée d'importation de la Belgique à 6500 MW à l'horizon 2021 ;
- une évolution constante de la capacité en cogénération en Belgique ;
- 600 MW supplémentaires en biomasse en Belgique à l'horizon 2021 ;
- l'augmentation de la capacité éolienne et solaire en Belgique selon les objectifs européens ;
- la fermeture des centrales nucléaires conformément à la loi actuelle ;
- 1100 MW de réponse du marché aux prix (avec limites d'activation). Essentiellement de la réduction spontanée de la demande observée sur le marché lorsque les prix sont élevés.

L'étude est basée sur les connaissances actuelles et les évolutions prévues en termes de parc de production, objectifs climatiques et contexte économique. Tout changement majeur dans les hypothèses nécessitera une réévaluation des résultats.

Elia souhaite insister sur le fait que les conclusions de ce rapport sont indissociablement liées aux hypothèses de départ qui y sont mentionnées. Elia ne peut pas garantir que ces hypothèses seront réalisées. Dans la plupart des cas, il s'agit de développements qui ne dépendent pas de la compétence directe du gestionnaire du réseau.

Définition du volume recherché et modèle

Les résultats du **bloc structurel** (comme défini au 3.2.1) sont présentés. Le bloc structurel est la capacité nécessaire afin d'assurer l'adéquation en tenant compte de la capacité installée en :

- nucléaire ;
- cogénération ;
- renouvelable (biomasse, vent, solaire) ;
- pompage-turbinage ;
- la réponse du marché aux prix (essentiellement de la gestion de la demande) ;
- les importations (si cette énergie est disponible dans les pays voisins).

Aucune autre capacité de production, de stockage ou de gestion de la demande n'est considérée présente dans les scénarios pour la Belgique. Cela ne veut en aucun cas dire que ces technologies n'y seront pas ou qu'elles ne devraient pas y être.

Le modèle cherche la capacité nécessaire à satisfaire les critères légaux d'adéquation de la Belgique en rajoutant des tranches de 500 MW au bloc structurel. Afin de calculer ce volume, le modèle simule 200 'années Monte-Carlo' qui sont une combinaison de 40 années climatiques (vent, solaire, hydraulique et température) avec des tirages aléatoires d'arrêts fortuits des centrales.

Le modèle simule le marché européen (19 pays) à un pas horaire. L'hypothèse que toute l'énergie est vendue et achetée dans le marché journalier ('day-ahead') a été faite.

Aucune maintenance n'est prévue en hiver pour le parc thermique belge (cogénération, nucléaire, biomasse).

Le **bloc structurel** calculé est considéré **disponible à 100%** et sans limite d'énergie produite ou d'activations.

Le volume du bloc structurel présenté dans la partie d'adéquation prend déjà en compte 50% du besoin total en réserve de balancing comme calculé dans la partie 5.6.4. Ce besoin considéré est de la réserve de balancing contractée pour la mFRR sur des moyens non conventionnels (autres que des moyens de production thermique). Le reste du besoin en réserve de balancing devra être fourni par la totalité du parc (bloc structurel et non structurel) considéré aux différents horizons de temps. La capacité du parc à fournir ces réserves de balancing a été évaluée dans la partie « flexibilité » de cette étude dont les conclusions se trouvent au point 6.3.

Cette partie de l'étude examine les besoins en matière d'adéquation seulement mais ne se prononce pas sur la compétitivité relative des centrales de production belges en comparaison avec celles des pays voisins.

Évolution de la capacité du bloc structurel de 2017 à 2027

En considérant 600 MW de nouvelles centrales biomasse, l'augmentation de la capacité de l'éolien offshore à 2300 MW et deux nouvelles interconnexions (1 GW chacune) avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne après 2020, le bloc structurel n'est pas nécessaire afin d'assurer l'adéquation du pays avant la sortie des premières centrales nucléaires.

La capacité installée en Belgique pour l'hiver 2016-2017 faisant partie du bloc structurel selon la définition est composée de 3366 MW de centrales au gaz sur le marché, de 130 MW de Turbojets sur le marché et de 750 MW de réserve stratégique sur le parc de production contractée pour l'hiver 2016-2017.

Le bloc structurel nécessaire à l'adéquation en 2017 se chiffre à 2500 MW. Cette valeur est donc inférieure à la capacité installée actuelle faisant partie du bloc structurel. Le volume du bloc structurel nécessaire à des fins d'adéquation va diminuer à l'horizon 2021 à 0 MW selon les calculs. Ce bloc augmentera avec la sortie des premiers réacteurs nucléaires en 2023. Le volume du bloc structurel calculé dans le scénario de base est de 4000 MW après la fermeture complète du parc nucléaire selon les hypothèses.

Cela ne signifie en aucun cas que les actions afin de combler le manque en capacité à venir peuvent être retardées. La mise en place de mécanismes de soutien (cadre juridique, réglementaire...) aux moyens de production, de stockage ou de gestion de la demande peut prendre du temps. Si de nouvelles unités doivent être construites, le délai de construction de celles-ci peut durer quelques années. Il n'est donc pas prématuré de commencer ces préparatifs en 2016.

Forme du bloc structurel pour 2027

L'analyse des courbes de fonctionnement et des probabilités d'activations du bloc structurel permettent d'en déduire les caractéristiques des différentes tranches composant le bloc structurel. Il est important de noter que ces caractéristiques ne reflètent que le besoin en termes d'adéquation. Cela veut dire qu'une technologie donnée dépendant de sa place dans le 'merit order' européen peut avoir des heures de fonctionnement ou d'utilisation bien plus élevées.

L'analyse montre que :

- **les premiers 2000 MW** sont nécessaires pour **500 à 2000 heures en moyenne**. Ils sont nécessaires pendant toute l'année (pas seulement en hiver). Cette capacité est souvent activée pour de longues périodes dépassant plusieurs jours ou semaines.
- **les 1000 MW** suivants sont nécessaires pour **200 heures en moyenne**. Cette capacité doit seulement être disponible pour l'hiver. Elle sera activée au moins une fois par an.
- **les derniers 1000 MW** ont une probabilité d'activation de 50%. Cela veut dire que certaines années il ne faudra pas y recourir pour des raisons de sécurité d'approvisionnement. **15 heures de fonctionnement en moyenne** sont attendues pour cette tranche. Lorsqu'il est nécessaire de les activer, ce sera pour des périodes de 1 jour à une semaine, correspondant à la durée de la vague de froid touchant la Belgique et les autres pays européens.

Des nuances sont à apporter aux résultats du scénario de base en fonction des scénarios du futur

La Figure 85 résume l'impact des sensibilités sur le volume du bloc structurel, le nombre d'heures de fonctionnement et la probabilité d'activation.

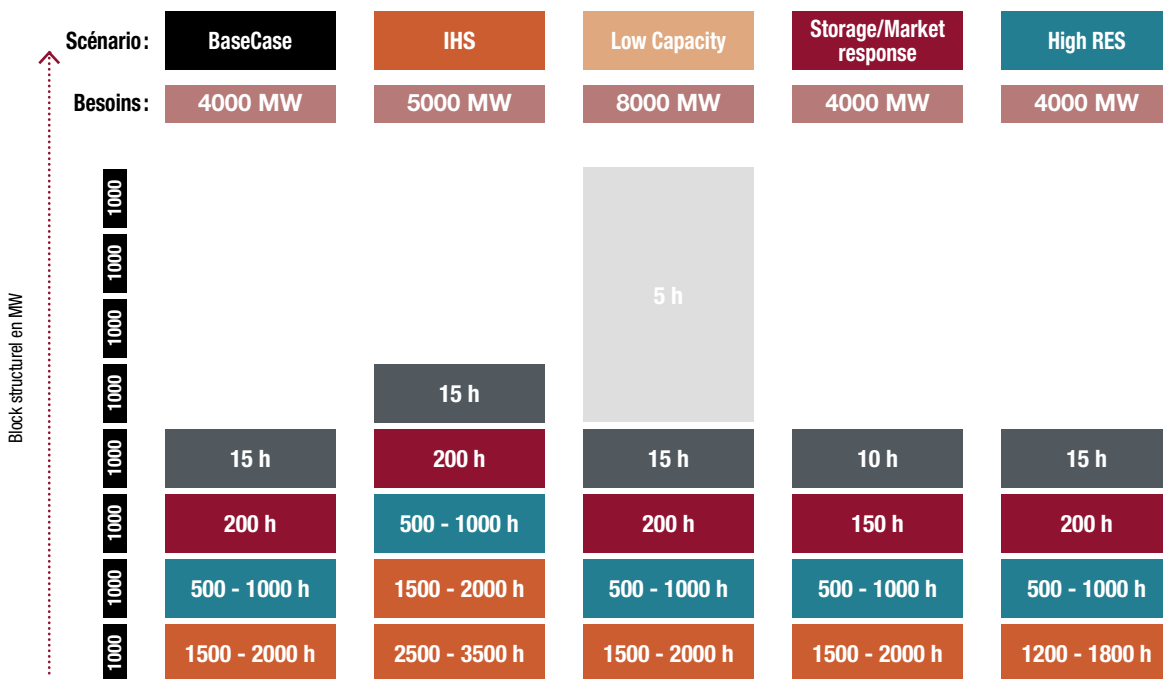
Une **augmentation de la demande** comme considérée dans l'analyse de sensibilité aura un impact sur le bloc structurel en rajoutant une tranche supplémentaire de 1000 MW au bloc avec des heures de fonctionnement plus importantes. Cette tranche sera nécessaire toute l'année.

Dans le **cas de fermetures supplémentaires** dans les pays voisins que celles considérées dans le scénario de base, le bloc structurel pourrait augmenter de 4000 MW avec un très faible nombre d'heures de fonctionnement et de probabilité d'activation. Cela n'affecterait pas les caractéristiques du reste du bloc structurel. Cette capacité est nécessaire durant les moments où les pays voisins ne peuvent exporter de l'énergie vers la Belgique car cette capacité de production n'est pas disponible.

De la **capacité additionnelle de stockage ou de réponse du marché aux prix** (essentiellement de la gestion de la demande) a surtout un impact sur le nombre d'heures de fonctionnement de la tranche supérieure du bloc structurel mais le volume reste similaire. L'impact sur le volume sera d'autant plus grand que le réservoir des unités de stockage sera important ou que le nombre d'activations et la durée d'activation de la gestion de la demande seront importants.

Dans un scénario avec **plus de renouvelable** (vent et photovoltaïque), le besoin est similaire en termes de volume mais le nombre d'heures de fonctionnement de la tranche inférieure est moins élevé. Le vent et le soleil ont moins d'impact sur les heures extrêmes car ce sont des heures où il fait froid en hiver caractérisées par une absence de soleil et un vent faible. De plus, le besoin en flexibilité étant plus grand dans ce scénario, cela réduit l'impact sur le volume du bloc structurel.

RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DES SENSIBILITÉS SUR LE VOLUME ET LE NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT DU BLOC STRUCTUREL EN 2027 (FIG. 85)



Probabilité d'être activé et pour quelles raisons :
Probabilité d'activation pour une année donnée

- 25% : Dans des cas extrêmes lorsque les pays voisins ne peuvent nous exporter l'énergie nécessaire.
- 50% : Lors de vagues de froid (1 semaine), seulement en hiver.
- < 100% : Seulement en hiver. Lorsqu'il fait froid et en absence de vent ou d'arrêts fortuits de centrales.
- 100% : Nécessaire toute l'année sauf l'été. Activations pendant plusieurs semaines nécessaire.
- 100% : Nécessaire toute l'année durant de longues périodes (plusieurs semaines à mois).

Les volumes identifiés sont considérés comme **100% disponibles**. Rempir ce volume avec des moyens de production, de gestion de la demande ou du stockage impliquera de prendre en compte des coefficients de disponibilité, de nombre d'activations ou de limites en énergie produite pour chaque technologie.

BaseCase Scénario de base. 0% d'augmentation de la consommation
IHS Augmentation annuelle de la consommation de 0,6%
Low Capacity Réduction de capacité dans les pays voisins
Storage/Market response Stockage ou gestion de la demande additionnelle
High RES Scénario «Haut» en capacité installée de renouvelable

Le contexte international est crucial mais a aussi des limites

Après 2020, le niveau d'interconnexion du pays sera porté à 6500 MW de capacité d'importation simultanée, correspondant à environ 50% de la consommation de pointe de la Belgique. Il est donc impossible de dissocier l'évolution de la capacité nationale du contexte international du marché.

D'autre part, certaines restrictions au niveau de la coordination internationale pour l'horizon de temps considéré sont à prendre en compte, notamment :

- le maintien de la responsabilité nationale en matière de sécurité d'approvisionnement ;
- la souveraineté de chaque pays sur son mix énergétique ;
- le manque d'harmonisation des mécanismes de supports concernant, d'une part, les investissements dans les centrales de génération classique et, d'autre part, le support aux énergies renouvelables.

Les interconnexions jouent un rôle prépondérant sur le marché belge

Sur la base des scénarios utilisés dans cette étude, les résultats montrent que jusqu'aux premières fermetures de centrales nucléaires, des mesures structurelles ne sont pas nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays. Ceci est dû principalement au renforcement des capacités d'échange transfrontalier et au maintien du parc nucléaire. Une partie provient aussi de l'augmentation de la production d'origine renouvelable, notamment le vent offshore et la biomasse.

Des changements dans le parc de production des pays voisins peuvent avoir un grand impact sur les résultats

La forte contribution des interconnexions à assurer la sécurité d'approvisionnement dans cette étude suppose que la capacité de production électrique est disponible dans les pays voisins. Selon les prévisions d'évolution du parc de production et la souveraineté des grands pays à assurer leur sécurité d'approvisionnement avec leur capacité nationale, l'énergie serait disponible.

Par contre, la Belgique n'est pas à l'abri de fermetures supplémentaires dans les pays européens, notamment dans la région d'Europe du Centre-Ouest (CWE). Des décisions politiques de fermetures anticipées de centrales au charbon, nucléaire(s) ou autre capacité de production que celles déjà prises en compte dans les scénarios auront un impact sur le besoin du bloc structurel. De même que la fermeture définitive ou temporaire de centrales non rentables (telles que les centrales au gaz).

Afin d'évaluer cet impact, une sensibilité considérant des fermetures supplémentaires de centrales (sans remplacement de celles-ci) a été menée. Les résultats montrent que pour 2027, le bloc augmentera de 4000 MW (voire plus si d'autres fermetures sont prises en compte). Le nombre d'heures où ce bloc serait nécessaire est extrêmement bas et la probabilité de recourir à cette capacité est très faible.

Les moments de déficit structurel (s'ils existent) auront un grand impact

Les résultats des simulations montrent que le nombre d'heures nécessaires des dernières tranches du bloc structurel est extrêmement faible. D'autre part, si ces tranches ne sont pas présentes, le volume d'énergie non fourni peut être très élevé durant certaines heures. Ce sont principalement les heures où la Belgique ne peut pas trouver l'énergie chez les pays voisins. Le système belge étant petit et dépendant des importations en comparaison avec les pays voisins, un événement survenant dans les autres pays peut avoir un impact aussi en Belgique, surtout aux moments où la marge de capacité est faible en Belgique.

Après la sortie du nucléaire, l'importation d'électricité en Belgique pourrait frôler les 50% de la consommation totale

En 2027, si la Belgique investit seulement pour couvrir sa sécurité d'approvisionnement, 50% de la consommation totale sera importée. Ceci pourrait aussi être le cas si le parc de la Belgique n'est pas assez compétitif par rapport à celui des pays voisins. La compétitivité dépendra, d'une part, de l'évolution de la politique climatique (influant le prix d'émissions du CO₂), des prix des combustibles, de la politique des pays voisins dans leur mix énergétique et du choix de la Belgique d'investir dans des moyens de production performants.



Différentes technologies peuvent apporter la solution au bloc structurel en termes de volume de production

Les **capacités de production existantes** pourraient apporter une partie de la solution après 2025. Il est par contre important de noter que :

- certaines centrales existantes seront en fin de vie à l'horizon 2027 ;
- le parc existant sera moins compétitif à l'horizon 2027 si les pays voisins prévoient de construire de nouvelles centrales performantes du même type ;
- certains investissements pourraient être nécessaires afin de prolonger la durée de vie du parc.

Le bloc structurel calculé est un volume considéré comme 100% disponible. Les centrales classiques ont un taux d'arrêts fortuits, certes faible, mais à prendre en compte lors du dimensionnement du volume. Un coefficient de derating de la capacité devra être pris en compte.

De **nouvelles centrales de production** pourraient aussi apporter de la capacité de production, avec un taux d'indisponibilité faible et un rendement plus élevé que le parc existant. Le taux d'indisponibilité de ces centrales devra aussi être pris en compte au moment du dimensionnement.

La **gestion de la demande** active peut jouer un rôle important dans les dernières tranches du bloc structurel. Les limites d'activation et la durée des activations détermineront l'impact de ce type de technologie sur le

besoin (surtout pendant les périodes de grand froid où le volume peut être nécessaire pendant une semaine presque en continu).

Le **stockage centralisé ou décentralisé** peut aussi jouer un rôle dans le besoin identifié. Plus le réservoir et la puissance du stockage seront importants, plus il y aura un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement. La grandeur du réservoir et donc la capacité de stocker de l'énergie pendant de longues périodes détermineront l'impact de ce type de technologie sur le besoin.

Des **capacités d'interconnexions additionnelles** à celles prévues dans le scénario de base peuvent fournir une partie de la solution si l'énergie est disponible à l'étranger et que les investissements nécessaires sont réalisés dans les pays voisins afin d'acheminer cette énergie vers la Belgique.

Il sera important d'évaluer la disponibilité de ces moyens ainsi que de dimensionner des produits pouvant couvrir les besoins identifiés dans cette étude en tenant compte de leur disponibilité, du nombre d'activations, des durées d'activation, des limites d'énergie produite...

Les caractéristiques flexibles de ces technologies doivent aussi rentrer en compte dans le choix afin de pouvoir fournir la flexibilité nécessaire au système. Cette partie est abordée au 6.3 dans la conclusion.

D'autres technologies non reprises ci-dessus pourraient aussi jouer un rôle dans la sécurité d'approvisionnement du pays.



6.2 COMMENTAIRES ET CONCLUSIONS SUR L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DES CENTRALES AU GAZ

Hypothèses supplémentaires à considérer dans le modèle économique

Le modèle économique utilisé se base sur la **simulation du marché journalier** (day-ahead) de l'énergie électrique. L'hypothèse est donc faite que toute l'énergie est vendue et achetée sur cette bourse.

On suppose que le marché connaît à tout moment la production des énergies renouvelables et les arrêts fortuits des centrales (c'est ce que l'on appelle un modèle de *'perfect foresight'*).

Le **prix du marché** est déterminé par l'intersection de la courbe d'offre et de la demande (considérée comme inélastique). La courbe d'offre est construite sur la base des **prix marginaux des centrales**. D'autres coûts additionnels autres que les coûts variables de production (VOM et coûts du combustible et CO₂) ne sont pas pris en compte.

Un **seul point de rendement** est considéré pour toutes les centrales (pas de rendement dépendant du facteur de charge de la centrale). Les coûts de démarrage ne sont pas inclus dans le prix marginal.

Les **capacités d'échanges commerciaux** entre les différents pays sont modélisées en flow-based pour la zone CWE en 2017 et en NTC pour les autres horizons.

L'analyse des résultats économiques est basée sur les simulations où le bloc structurel a été rempli par des centrales au gaz de type CCGT et OCGT afin d'avoir des résultats en termes de prix. La **décision de l'investissement** dans ces deux types est expliquée en détails au 3.4.4.

Les paramètres économiques sont calculés sur des **unités « balises »** qui correspondent à des centrales de type OCGT ou CCGT neuves. Les indicateurs sont donc valables pour une centrale qui viendrait se positionner devant toutes les autres du même type dans le *'merit order'*.

Le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz sera faible sauf si celles-ci se retrouvent devant les centrales au charbon dans le *'merit order'*

Le nombre d'heures de fonctionnement des centrales dépend de leur place dans la courbe d'offre (ou *'merit order'*).

La priorité donnée aux énergies éolienne et solaire sur le marché ainsi que leur faible coût variable placent ces technologies avant les centrales au gaz. L'augmentation de leur capacité installée en Belgique mais aussi dans les autres pays européens aura un effet négatif sur le nombre d'heures de fonctionnement des centrales à gaz.

Dans un scénario où le coût variable d'une centrale au gaz est plus élevé que celui d'une centrale au charbon et où il n'y a pas d'intervention des autorités pour relever le prix des émissions de CO₂, le nombre d'heures de fonctionnement sera impacté par la capacité installée en charbon et lignite des pays voisins. La volonté de diminuer les productions issues de charbon et lignite dans les années à venir aura un effet positif sur les heures de fonctionnement des centrales au gaz. Dans le cadre de la présente étude, cet effet sera cependant limité car une grande partie du parc au charbon sera encore en place selon les hypothèses retenues dans le scénario de base. En revanche, dans un scénario où les centrales au gaz se retrouveraient avant celles au charbon dans la courbe d'offre, l'impact serait très positif sur les heures de fonctionnement. Les centrales les plus récentes tourneraient entre 7000 et 8000 heures par an en 2027.

Par ailleurs, l'augmentation de la capacité d'interconnexion a un effet catalyseur sur le nombre d'heures de fonctionnement à l'horizon 2027. Si le parc des pays voisins est plus compétitif que celui de la Belgique, le nombre d'heures de fonctionnement des centrales en Belgique diminuera. Mais cela vaut également à l'inverse : si des investissements sont réalisés en Belgique pour rendre les centrales à gaz plus performantes, les interconnexions leur permettront un fonctionnement quasi continu, comme indiqué au paragraphe précédent, et ceci sans que la production des sources renouvelables disponibles dans le pays ne diminue.

L'analyse de la rentabilité des centrales sur la base du marché actuel ne prévoit pas d'investissements supplémentaires, sauf revenus additionnels

La rentabilité dépend essentiellement des moyens de production qui se trouvent après les centrales au gaz dans la courbe d'offre. Dans le cas des centrales au gaz et si celles-ci restent derrière les centrales au charbon dans le 'merit order', les unités se trouvant après le gaz sont soit des unités de pointe au gaz ou au fioul. Dans les simulations, même pour 2027, sur la base des résultats des simulations, de nouveaux investissements sans revenus additionnels sont peu probables.

La compétitivité entre centrales au gaz sera d'autant plus grande que les fermetures d'unités au charbon et nucléaires dans les pays voisins seront probablement remplacées en partie par des centrales au gaz

Dans le contexte actuel, et en supposant la fermeture progressive des centrales au charbon et nucléaires, les seules centrales au gaz prendront plus de place dans la courbe d'offre. L'augmentation du nombre de centrales de type CCGT ou OCGT va encore faire diminuer la rentabilité de ces centrales. De plus, il y aura une grande différence entre les centrales avec un rendement élevé et les autres. Les nouvelles centrales tourneront durant beaucoup plus d'heure. Cependant, à cause de la grande quantité de centrales du même type avec des caractéristiques proches, et donc un coût marginal proche, l'impact sur le revenu dépendra du parc du même type restant.

6.3 COMMENTAIRES ET CONCLUSIONS SUR L'ANALYSE DU BESOIN EN FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME

L'analyse quantitative des besoins de flexibilité renseigne que :

- La variabilité 1/4h de la charge résiduelle en jour-1 induit des ramping, tant à la hausse qu'à la baisse, qui sont inférieurs à 650 MW durant 99% du temps. L'augmentation de la production de type RES conduit sans surprise à une augmentation supplémentaire du besoin en flexibilité. Cet effet se marque en particulier à l'horizon 2027 (qui présente une capacité élevée de production éolienne offshore) avec un besoin de flexibilité 1/4h d'environ 950 MW (percentile 99%).
- Excepté dans le scénario 'High RES' en 2027, les erreurs de prévision 1/4h dues aux productions renouvelables ou à la charge sont supérieures à 1000 MW durant 1% du temps. On constate également une tendance à surestimer la puissance produite / sous-estimer la demande, ce qui conduit à un besoin plus élevé de flexibilité à la hausse qu'à la baisse.
- Les besoins de réserves de balancing sont similaires pour les horizons 2021, 2023 et 2027 du scénario de base, et pour les horizons 2021 et 2023 du scénario 'High RES' : l'estimation correspond à un intervalle de 80 à 100 MW pour le FCR (R1), 175 MW de aFRR (R2), 1065 MW de mFRR+ (R3 à la hausse) et 825 MW de mFRR- (R3 à la baisse). En 2027, dans le scénario 'High RES', le besoin de FRR+ passe à 1800 MW (dont 190 MW de aFRR+) et le besoin de FRR- passe à 1190 MW.

Les besoins en flexibilité du système dépendent notamment du contexte européen relatif aux marchés de l'électricité

L'estimation des besoins de flexibilité pour le futur est inévitablement accompagnée d'une grande incertitude et est sensible aux facteurs exogènes (changement dans le design du marché, comportement des BRP...). Les besoins de flexibilité pour le marché, d'une part, et pour le balancing, d'autre part, estimés aux horizons de temps 2021, 2023 et 2027 doivent dès lors être considérés comme indicatifs.

L'intégration européenne des marchés de l'énergie pourrait avoir des répercussions importantes sur les résultats. Citons par exemple la création d'un 'CoBA' (*Coordinated Balancing Area*), permettant une coopération accrue entre deux ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport (GRT) en ce qui concerne l'échange des services de balancing, la volonté d'introduire un 'Level playing field' dans le marché de l'énergie et des réserves de balancing ou encore une restructuration (fusion) des LFC-block en Europe. Cela pourrait non seulement avoir des conséquences sur les besoins de réserves de balancing mais également sur les ressources disponibles. Rappelons que les réserves de FRR (réserves secondaire et tertiaire) sont aujourd'hui calculées au niveau de la zone de réglage belge.

Une grande quantité de flexibilité intrajournalière et la disponibilité d'une flexibilité sur une échelle de temps de 15 minutes est importante pour permettre aux BRP d'ajuster la position d'équilibre de leur portefeuille proche du temps réel et ainsi minimiser l'augmentation des besoins de réserves de balancing

Les BRP sont responsables d'équilibrer leur périmètre sur une base quart-horaire. À l'approche du temps réel, les BRP ont une vue plus claire sur la position d'équilibre de leur périmètre et peuvent ajuster leur position en conséquence. Le GRT résout seulement les déséquilibres résiduels dans le système - correspondant à la somme des déséquilibres individuels de chaque BRP - existants encore proche du temps réel. Un manque de flexibilité dans le marché pourrait conduire à une augmentation importante des déséquilibres résiduels devant être couverts par les réserves de balancing du GRT.

Il est dès lors crucial que les BRP disposent, d'une part, d'outils de prévision (DA et ID) performants mais également de suffisamment de flexibilité intrajournalière pour équilibrer correctement leur portefeuille. La variabilité de la charge résiduelle et les erreurs de prévision (de la charge et de la production RES variable) renseignent des valeurs potentiellement élevées, témoins d'un besoin de flexibilité accru du marché intrajournalier.

Le design du marché belge permet et incite les BRP à réagir (en ajustant leur position d'équilibre avant (et même pendant) le temps réel) sur les tarifs de déséquilibre, réduisant ainsi les déséquilibres résiduels du système électrique global. Le GRT publie à cette fin des informations sur les prévisions de charge et de production éolienne et photovoltaïque, la capacité de régulation disponible²⁰ et les prix, le déséquilibre en temps réel et les prix, etc. Il est crucial de donner aux BRP des incitants adéquats au travers des tarifs de déséquilibre de manière à ce qu'ils puissent assumer correctement leur responsabilité.

La flexibilité du système peut être fournie par des unités de production flexibles (unités de production conventionnelles (CCGT, OCGT) mais également, dans une certaine mesure, les biomasses, les cogénérations, les productions de type RES (vent et soleil...), la demande, le stockage et les interconnexions (c.-à-d. le marché de l'électricité) qui permettent aux acteurs de marché de s'échanger de la flexibilité.

L'intégration d'une part croissante de production d'énergie renouvelable (RES) variable conduit à une augmentation des besoins en flexibilité

La part croissante des productions de type RES variables conduit à des besoins de flexibilité accrus.

- La puissance produite par ce type de production présente une incertitude: les erreurs de prévision conduisent à des déséquilibres supplémentaires devant être couverts à la fois par le BRP et le GRT ;
- La puissance produite par ce type de production (typiquement éolienne) est également très volatile, conduisant à une augmentation des besoins de aFRR ;
- Compte tenu de la concentration géographique du parc éolien offshore, le risque lié aux tempêtes est plus important. Le risque d'une perte soudaine d'une grande quantité de puissance produite peut conduire à un besoin de réserve élevé de manière temporaire. Bien que complexe, la possibilité d'effectuer un dimensionnement journalier (ainsi qu'un achat quotidien) des besoins de réserve de balancing est dès lors nécessaire ;
- Dans la mesure où une part élevée de production de type RES a pour conséquence une diminution des heures de fonctionnement des unités flexibles conventionnelles, il est crucial que les productions RES variables puissent également offrir de la flexibilité sur le marché. L'augmentation du besoin causé pourrait en effet être neutralisée par les productions de type RES elles-mêmes. Dans cette optique, une révision du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables est nécessaire.



20. Available Regulation Capacity.

Différentes technologies peuvent contribuer, moyennant des incitants adaptés, aux réserves de balancing

La version actuelle (draft) de la « *Guideline on Electricity Balancing* » [13] prévoit une mise en concurrence totale des différentes sources de flexibilité dans le marché de réserves de balancing, indépendamment de la technologie sous-jacente.

D'un point de vue technique, la plupart des sources de flexibilité peuvent potentiellement, moyennant des investissements supplémentaires, participer aux différents types de réserves. Les sources de flexibilité fournissant les réserves de balancing doivent en particulier respecter certaines exigences techniques (rappelées au 3.5.6) mais elles doivent également être économiquement compétitives pour fournir cette flexibilité. Le portefeuille de réserves doit dès lors être suffisamment diversifié pour éviter une exposition excessive à des conditions de marché spécifiques pour l'achat de celles-ci.

La mise en place, à terme, de produits standard, ouverts à toutes les technologies, rendra certaines sources de flexibilité plus adéquates (d'un point de vue économique) que d'autres pendant certaines périodes en fonction des conditions climatiques. Dans ce contexte, il est possible que le rôle de la production conventionnelle pour fournir des réserves soit limité certains jours à de courtes périodes de temps et à un volume réduit. D'un autre côté, les unités de production conventionnelles seront dans certaines circonstances essentielles pour fournir certains besoins de réserve.

La participation des différentes sources énoncées dans le tableau ci-après dépend des paramètres technico-économiques. Dans une situation économique optimale, soit la demande soit les centrales électriques sélectionnées dans le 'merit order' fournissent les réserves FCR et aFRR, les centrales les plus efficaces offrent une capacité de réserve à la baisse (mFRR-) tandis que les moins efficaces offrent une capacité de réserve à la hausse (mFRR+).

En fonction du développement des différentes technologies, plusieurs unités CCGT resteront nécessaires pour couvrir le besoin de réglage secondaire (aFRR)

Les réserves aFRR nécessitent une attention particulière. Actuellement, ce type de réserve est exclusivement fourni à l'aide de centrales CCGT, en raison de leurs caractéristiques techniques. La participation des autres sources de flexibilité aux besoins de aFRR se voit aujourd'hui limitée pour différentes raisons :

- La demande fournit essentiellement du FCR et du mFRR mais pas du aFRR.
- Le pompage-turbinage et autres sources de stockage pour les raisons évoquées ci-après.

- Les sources d'énergie renouvelable présentent un coût élevé de participation au besoin aFRR en raison des coûts d'opportunités (pertes de certificats verts) liés aux mécanismes de soutien.
- Enfin, la possibilité d'achat de réserve dans le cadre d'un 'CoBA' n'offre pas de garantie d'une part en ce qui concerne sa mise en œuvre effective dès 2021 et d'autre part en ce qui concerne la capacité disponible sur les interconnexions, qui est d'abord mise à disposition du marché.

Ainsi, et compte tenu :

- de l'incertitude liée à l'évolution des autres sources de flexibilité pour répondre aux contraintes techniques de l'aFRR et
- de l'incertitude liée à la pérennité des centrales CCGT du parc de production existant (dans la mesure où le bloc structurel aux horizons 2021 et 2023 est de 0 et 500 MW respectivement),

il est important de souligner que plusieurs unités CCGT du parc de production belge resteront nécessaires pour fournir une partie des besoins de aFRR aux horizons de temps simulés.

Tenant compte

- que seulement environ 50% de la capacité de production d'une unité peut contribuer à la fourniture de réserves FCR/aFRR ;
- du besoin de réglage à la hausse et à la baisse ;
- de la continuité de ce service pendant l'entretien des unités ;
- du besoin d'éviter une situation dans laquelle ce service ne pourrait plus être acheté dans des conditions d'un marché en concurrence ;
- et d'une participation potentiellement limitée des autres sources de flexibilité aux besoins de aFRR,

on peut conclure que deux à quatre unités CCGT (selon leur possibilité effective de réglage) devraient rester dans le marché belge afin de répondre au besoin croissant en réserve secondaire dans les années à venir.

En principe, le mécanisme de capacité que constituent les enchères périodiques organisées par Elia pour acheter la puissance de réglage devrait permettre de répondre à ce besoin. Il sera toutefois important d'assurer un suivi de celui-ci, et éventuellement de prendre des mesures supplémentaires, pour éviter de se retrouver dans une situation dans laquelle l'offre de réglage secondaire ne serait pas suffisante pour couvrir le besoin de aFRR identifié.

VUE D'ENSEMBLE DES SOURCES DE FLEXIBILITÉ

| Type | FCR | aFRR | mFRR+ | mFRR- | Capacité de balancing |
|--|-----|------|-------|-------|--|
| CCGT | + | + | +/- | +/- | Dépendant des conditions de marché des unités au gaz |
| OCGT | + | + | + | - | Coût d'investissement (et conditions de marché OCGT) |
| Turbojet | - | - | + | - | Coût d'investissement (et conditions de marché Turbojets) |
| Biomasse | + | + | +/- | + | Dépendant du processus. Attractif pour FCR/aFRR compte tenu du nombre élevé d'heures de fonctionnement |
| Cogénération | + | + | +/- | + | Dépendant du processus. Attractif pour FCR/aFRR compte tenu du nombre élevé d'heures de fonctionnement |
| Eolien (et solaire) | +/- | + | - | + | Capacité à la baisse: coût d'activation élevé Capacité à la hausse: coût d'opportunité élevé |
| Demand-side management (stand-alone ou agrégé) | + | +/- | + | +/- | Dépendant du processus sous-jacent |
| Centrales de pompage-turbinage | +/- | +/- | +/- | +/- | Selon les coûts d'investissement |
| Batteries | + | +/- | - | - | |

Commentaires

CCGT

Les unités de production CCGT sont plus économiques pour la livraison de aFRR si celles-ci sont « in the money » (c.-à-d. ont été sélectionnés dans le NWE 'merit order'). La concentration de aFRR sur les unités CCGT entraîne en effet des coûts élevés de 'must-run' si celles-ci tombent en dehors du NWE 'merit order'.

OCGT et turbojets

Le réglage à la hausse de mFRR est délivré essentiellement par des unités (OCGT et TJ) qui ne sont pas dans le 'merit order'. D'un point de vue technique, ce type d'unités de production peut également fournir du FCR et de l'aFRR, en particulier lorsque les réserves doivent être livrées pour couvrir de très courtes périodes de temps.

Biomasse et cogénération

En fonction du processus sous-jacent, les unités de biomasse et de cogénération sont techniquement capables de fournir tous les types de réserves. Bien qu'au jour d'aujourd'hui une unité de cogénération offre déjà de l'aFRR, l'exploitation de la flexibilité de ces unités nécessite généralement des investissements supplémentaires. Compte tenu de leur nombre d'heures de fonctionnement, ces unités sont particulièrement adaptées à la livraison de réserves à la baisse. Dans le contexte actuel, la livraison de flexibilité à la hausse conduirait en revanche à une diminution de revenus (liés au mécanisme de subsides).

Centrales de pompage-turbinage

Étant donné que seules les turbines de ces centrales sont flexibles, leur participation au besoin aFRR n'est possible que quelques heures par jour, et rendue effective pendant les pics de consommation. La livraison de mFRR à la hausse nécessite une grande quantité d'énergie, signifiant qu'une part importante du bassin devrait être utilisée presque exclusivement pour la fourniture de mFRR à la hausse.

Production éolienne et photovoltaïque

La production éolienne et photovoltaïque est, en raison de son faible coût de production, principalement intéressante pour la livraison de flexibilité à la baisse (aFRR et mFRR). Actuellement, la plupart des productions au départ de sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire, biomasse...) bénéficient de mécanismes de soutien en fonction de l'énergie produite. La livraison de flexibilité à la hausse présente dès lors un coût d'opportunité élevé. Une révision des mécanismes de soutien dans le futur serait souhaitable dans ce contexte.

À noter qu'un projet pilote (réalisé en collaboration avec WindVision, Enercon, Eneco et Elia) relatif à la fourniture de aFRR à l'aide de production éolienne a été finalisé fin 2015.

Gestion de la demande

Une consommation flexible présente des caractéristiques spécifiques qui dépendent du processus sous-jacent (nombre maximal d'activations, durée maximale de l'activation, temps de préparation, ...). Dans la plupart des cas, la demande offre une flexibilité à la hausse via une réduction temporaire de la consommation (mFRR à la hausse). La livraison de FCR est actuellement limitée aux plages de basses fréquences, mais la participation dans d'autres plages de fréquences pourrait être envisagée dans le futur. Il sera également utile d'examiner dans quelle mesure les réserves à la baisse (augmentation de la charge) sont possibles. Le déploiement futur des « smart meters » contribuera à la participation de la demande aux besoins de flexibilité du système, en particulier pour le marché.

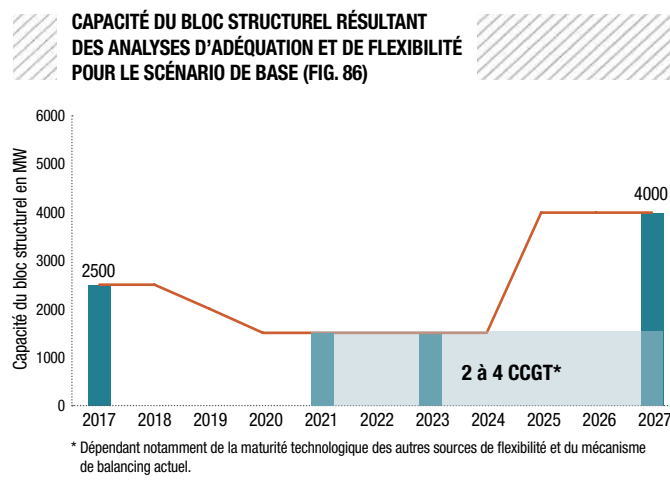
Stockage, autre que les centrales de pompage-turbinage

La livraison de FCR requiert un rapport énergie-capacité limité; celui-ci est plus élevé pour la livraison de aFRR et mFRR. Les batteries et volants d'inertie peuvent dès lors être pris en considération pour la livraison de cette réserve. La rémunération plus élevée pour la livraison de réserves FCR et aFRR (en comparaison à la livraison de mFRR) en font par ailleurs les réserves les plus attractives pour justifier des investissements dans ce type de source de flexibilité.

6.4 MISE EN COMMUN DES RÉSULTATS

Les conclusions de l'analyse d'adéquation montrent que le bloc structurel n'est pas nécessaire entre l'année 2021 et l'année correspondant à la sortie des premiers réacteurs nucléaires du parc de production (2023).

Par contre, l'analyse de flexibilité montre que plusieurs unités CCGT sont potentiellement nécessaires en 2021 et 2023 pour couvrir le besoin de réglage secondaire (aFRR). Si le mécanisme de capacité actuellement en place (c.-à-d. les enchères court terme périodiques) ne permet pas de s'en assurer, il conviendra d'envisager une ou des solutions spécifiques pour que le GRT soit en mesure de répondre à sa mission de gestionnaire d'équilibre de la zone de réglage belge aux horizons de temps précités.



MESURES EVENTUELLES POUR RÉPONDRE À LA PROBLÉMATIQUE DE L'ADEQUATION

| | |
|---|----|
| 7.1 – ‘Energy-only’ Market / Capacity Remuneration Mechanisms | 87 |
| 7.2 – Capacity Remuneration Mechanisms | 88 |
| 7.3 – Marché «Energy-only» avec réserve stratégique | 90 |
| 7.4 – Évolutions potentielles de la réserve stratégique | 91 |
| 7.5 – Évolution future de l'EoM | 92 |
| 7.6 – Conclusions | 93 |

Cette partie aborde plusieurs options pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement sur le marché de l'électricité belge, en tenant compte des résultats de l'analyse des besoins.

La problématique belge de la sécurité d'approvisionnement se caractérise par deux grandes phases.

1. Le scénario de référence comporte une première phase entre 2017 et 2021, avec une baisse progressive de la capacité nécessaire dans le bloc structurel, passant de 2500 MW à 0 MW.

En ce qui concerne cette première phase, on estime que, compte tenu de la structure actuelle du parc de production, les mécanismes actuellement en place (*'Energy-only' Market* augmenté du mécanisme de réserve stratégique) devraient suffire à assurer les besoins sans imposer de développement particulier d'un mécanisme complémentaire.

2. Au cours d'une deuxième phase, entre 2023 et 2025, cette capacité augmente à nouveau pour atteindre 4000 MW. Dans ce bloc structurel, aucune distinction n'est faite entre la capacité qui sera fournie par le marché et la capacité devant être soutenue par un mécanisme. L'analyse des besoins montre par ailleurs qu'une grande partie de la capacité du bloc structurel ne doit être utilisée que pendant un nombre d'heures très limité chaque année afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Étant donné un nombre d'heures de fonctionnement escompté aussi faible et une incertitude majeure en ce qui concerne les prix de l'électricité pendant ces heures de pointe, la question se pose de savoir si le marché procédera aux investissements nécessaires dans la capacité devant servir à garantir la sécurité d'approvisionnement.

Concernant cette deuxième phase, il y a donc lieu de s'interroger si les mécanismes actuels seront toujours tout à fait adéquats pour garantir la réalisation par les acteurs de marché des investissements nécessaires pour couvrir l'ensemble des besoins escomptés.

Différentes pistes de réflexions pour cette deuxième phase sont avancées ci-après. Ces pistes de réflexions s'appuient sur les travaux d'Elia déjà publiés/communiqués en la matière et peuvent dès lors être considérées comme complémentaires, car elles s'appuient/s'inspirent également des résultats de l'analyse des besoins.



7.1 'ENERGY-ONLY' MARKET / CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS

Le marché européen de l'électricité est en principe fondé sur un 'Energy-only' Market, ci-après 'EoM'. Dans ce modèle, les revenus générés par le marché de l'énergie²¹ doivent rémunérer l'ensemble de la capacité contribuant à la sécurité d'approvisionnement. L'EoM ne peut garantir la sécurité d'approvisionnement que si les conditions d'élasticité de la demande en fonction du prix et de libre formation des prix sont remplies. Même si l'EoM atteignait le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité, celui-ci pourrait, en raison du long cycle d'investissement (c'est-à-dire une période prolongée entre les prix élevés et les investissements réalisés), se caractériser par des périodes de prix élevés suivies de périodes de prix faibles. Bien que ces cycles de prix soient nécessaires en tant que signal d'investissement, des périodes de prix de pénurie trop longues peuvent rendre le marché instable, avec des conséquences potentiellement néfastes pour l'économie en général.

On observe actuellement en Europe, en plus de l'EoM, le développement de mécanismes nationaux visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, lesquels

consistent à rémunérer la capacité de production et la gestion de la demande, en complément des revenus du marché de l'énergie, en échange d'une certaine disponibilité.

Ces mécanismes sont marqués par deux grandes tendances. On trouve d'une part des pays qui choisissent de compléter l'EoM par un mécanisme de réserve stratégique et, d'autre part, des pays qui ont adopté, en plus du marché de l'énergie, un marché de la capacité ou qui prévoient son développement. Ces marchés de la capacité sont généralement baptisés 'capacity remuneration mechanisms' (CRM).

La section suivante explique brièvement le fonctionnement d'un EoM complété par un mécanisme de réserve stratégique et un mécanisme de capacité, ainsi que les différences entre ces mécanismes de marché et leurs implications en termes d'efficacité économique.

“ On observe actuellement en Europe, en plus de l'EoM, le développement de mécanismes nationaux visant à garantir la sécurité d'approvisionnement. ”

21. Le marché de l'énergie est à interpréter au sens large dans le cas présent, comme étant l'ensemble du marché « commodity », des marchés des services auxiliaires et du marché de balancing.

7.2 CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS

Un mécanisme de rémunération de la capacité (*CRM*) attribue une certaine valeur à la capacité contribuant à la sécurité d'approvisionnement. Pour les acteurs du marché, ce mécanisme constitue par conséquent un incitant supplémentaire à maintenir ou mettre de la capacité sur le marché, avec la création d'une source de revenus supplémentaire pour cette capacité. Le marché de l'énergie reste essentiel pour une exploitation efficace de la capacité et sa rémunération.

La réussite d'un *CRM* est soumise à deux conditions importantes.

- Premièrement, il est en principe nécessaire de pouvoir évaluer la capacité requise à long terme. La précision de cette estimation est fondamentale pour la sécurité d'approvisionnement ou l'efficacité économique, puisque l'incertitude inhérente au secteur entraîne inévitablement une surcapacité ou une sous-capacité.
- Deuxièmement, un choix doit être fait entre les différents mécanismes de capacité et leurs caractéristiques spécifiques.

On distingue trois grandes catégories de mécanismes de capacité (figure 87).

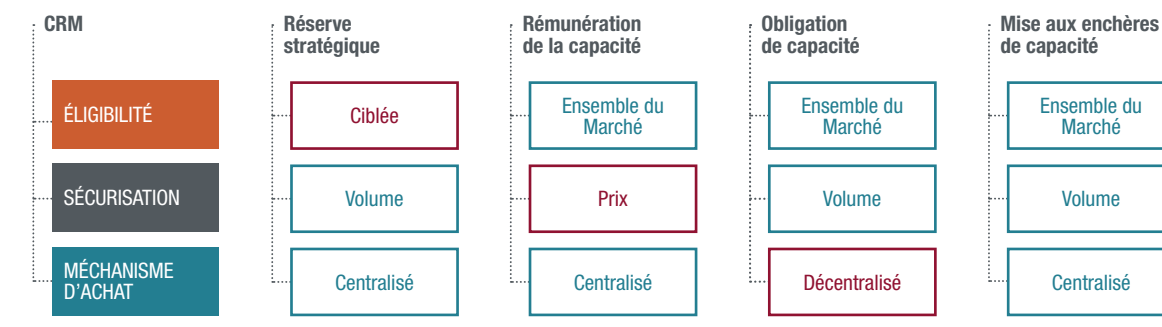
1. Les rémunérations de la capacité font appel à une rémunération fixe de la capacité déterminée par une autorité centrale. Elles sont donc relativement simples à mettre en œuvre. Néanmoins, vu que le prix est fixé, il n'est plus le résultat d'un processus compétitif.

- 2.** Dans le cadre d'une **obligation de capacité**, le volume est imposé *ex ante* ou *ex post* aux acteurs du marché (fournisseurs), qui peuvent satisfaire à cette obligation par l'intermédiaire de contrats bilatéraux, ou via des marchés sur lesquels ces obligations se négocient sous la forme de certificats. Ce mécanisme entraîne cependant une complexité accrue, avec des rôles et des responsabilités nouveaux, tandis que sa nature décentralisée génère un certain risque par rapport à la sécurité d'approvisionnement finale.
- 3.** Dans un modèle d'**enchères de capacité**, une autorité centrale définit un volume qui est ensuite acquis de manière centralisée par l'intermédiaire d'une mise aux enchères, d'une mise en adjudication ou d'un autre processus de marché.

Avant toute chose, le mécanisme sélectionné doit attribuer, dans un cadre compétitif, une rémunération à toute capacité (marché complet), quelle que soit la technologie concernée, lorsqu'elle contribue à la sécurité d'approvisionnement. Cela signifie que les unités de production, la capacité de stockage et la gestion de la demande doivent pouvoir participer, que celles-ci se situent dans le réseau de transport ou de distribution.

Un *CRM* doit de préférence partir d'un volume défini par une entité centralisée, après quoi un mécanisme de marché est utilisé pour définir le prix sur la base de l'offre et de la demande. En effet, le problème de la sécurité d'approvisionnement est avant tout un problème de volume.

RÉSERVE STRATÉGIQUE ET MÉCANISMES DE CAPACITÉ DISPONIBLES, AVEC LEURS CARACTÉRISTIQUES (FIG. 87)



7.2.1 Options de design et faisabilité d'un CRM belge

Un design adéquat repose sur des objectifs formulés concrètement, basés sur les besoins en Belgique. Ces besoins peuvent différer de la problématique rencontrée par d'autres pays dans lesquels un CRM est déjà présent ou en développement. La simple copie d'un design existant ne conduit pas nécessairement à une bonne solution.

Un CRM articulé autour d'enchères organisées de manière centralisée, avec une entité centrale faisant office de 'single buyer', pourrait avoir certains avantages dans un contexte belge, par rapport à un modèle décentralisé. Premièrement, un tel modèle est plus simple et plus rapide à organiser, parce qu'il nécessite moins de rôles et de responsabilités.

Deuxièmement, un design avec ventes aux enchères centralisées permet de conclure des contrats de durées différentes dans le marché primaire. Si des contrats d'un an seulement peuvent suffire pour la capacité existante, il n'est pas sûr que de nouveaux investissements seront réalisés sur cette base. Dans un système d'organisation de marché décentralisée, des contrats pluriannuels ne sont pas possibles et on suppose que les acteurs du marché conviennent entre eux de garanties à long terme de ce type.

En Europe, des CRM ont vu le jour dans un contexte national, lequel a souvent traité l'aspect européen et transfrontalier de manière simplifiée. Il est cependant clair que la disparité des différents designs de CRM dans les pays qui nous entourent soulève des questions en ce qui concerne la compatibilité et l'intégration du marché. Au niveau européen, ce sujet bénéficie d'une attention croissante et des initiatives sont prises afin de garantir l'intégration du marché et un 'level playing field'. Par conséquent, il est nécessaire de tenir suffisamment compte, d'emblée, de la politique européenne à venir et des directives en matière d'aides publiques²².

Les principes suivants sont dans ce cadre cruciaux :

1. participation de capacités de production nouvelles et existantes, ainsi que participation de substituts tels que la gestion de la demande, le stockage d'énergie et la capacité étrangère ;
2. produits basés sur la disponibilité ;
3. conformité par rapport au développement du marché de l'énergie européen.

Compte tenu de l'incertitude régnant autour de l'approbation ou d'éventuelles modifications apportées aux mécanismes de capacité en France, au Royaume-Uni et en Italie, on ignore actuellement de quelle manière de tels mécanismes de capacité peuvent être élaborés exactement. Le point de départ européen d'une participation directe de la capacité étrangère aux mécanismes nationaux exige avant tout une harmonisation des mécanismes existants dans les différents pays, complétée par un cadre européen qui détermine la manière dont la capacité étrangère peut participer et contribuer avec certitude à la sécurité d'approvisionnement de chaque pays participant. Pour un petit pays fortement interconnecté comme la Belgique, une telle approche transfrontalière est d'autant plus importante.

Les mécanismes de capacité basés sur l'ensemble du marché, qui doivent pouvoir satisfaire aux conditions ci-dessus, sont très complexes et, de ce fait, sujets à des imperfections. Ils entraînent en outre un surcoût pour le consommateur, étant donné que toute la capacité doit être rémunérée.

Compte tenu de l'évolution du besoin en capacité additionnelle, qui se manifeste surtout à partir de 2023, une attitude attentiste se justifie à court terme. L'éventuel développement d'un CRM en Belgique exige du reste, en raison de la complexité et de l'interférence avec le marché de l'énergie dans les pays voisins, une approche transfrontalière.

22. Commission européenne, lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (COMM 2014/C 200/01).

7.3 'ENERGY-ONLY' MARKET AVEC RÉSERVE STRATÉGIQUE

En Belgique également, un mécanisme est opérationnel depuis 2014 en complément du marché de l'énergie afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Le mécanisme de la réserve stratégique se base sur la conclusion, par le gestionnaire de réseau, de contrats avec des unités de production ayant annoncé leur fermeture. Les unités de la réserve stratégique ne peuvent plus participer au marché de l'énergie et ne peuvent donc plus en tirer de revenus, mais doivent se tenir à la disposition du gestionnaire de réseau en vue de leur activation pendant les périodes de pénurie²³.

Ce mécanisme permet de garantir la sécurité d'approvisionnement à court terme en réutilisant la capacité de production quittant le marché pour la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Il a une incidence minimale sur le marché de l'énergie, à court comme à long terme. En effet, le *'merit order'* n'est pas perturbé, puisque la capacité n'est activée que pendant les périodes de pénurie au prix de marché maximal.

L'un des avantages de la réserve stratégique réside dans sa simplicité, surtout par rapport aux CRM. Ensuite, la réserve stratégique n'a pas d'effet négatif sur la poursuite du développement de l'*EoM* européen, du fait de l'interaction minimale avec le marché de l'énergie, et permet de garder les signaux de prix intacts. Enfin, ce mécanisme est flexible, puisque le volume sous contrat peut être adapté de manière périodique en fonction des besoins et des évolutions du marché.

La réserve stratégique est à considérer comme une sorte d'assurance destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement pendant les périodes où le marché n'y parvient pas. Tous les revenus issus de l'utilisation de la réserve stratégique sont déduits du coût supporté par les consommateurs.

La réserve stratégique actuelle a également certaines limitations.

- Premièrement, il y a le caractère court terme de la réserve stratégique. La réserve stratégique, qui opère en dehors du marché, garde intacts les prix de l'énergie sur le marché et, par conséquent, les signaux d'investissement. Le mécanisme de réserve stratégique est donc neutre par rapport aux investissements dans de nouvelles capacités effectués par le marché. La réserve stratégique ne peut cependant pas faciliter directement les investissements dans de nouvelles capacités si cela s'avérait nécessaire.
- Deuxièmement, une partie de la réserve stratégique repose actuellement sur des centrales vétustes ; dès lors, on peut se demander si l'on pourra continuer à compter sur ces centrales à long terme. Une partie de ces unités risque à terme de ne plus pouvoir contribuer à la réserve stratégique.
- Troisièmement, la réserve stratégique peut créer un effet de *'slippery slope'*, qui implique l'intégration d'une surcapacité ou d'une capacité non rentable dans la réserve stratégique parce que les opérateurs utilisent ce mécanisme comme une garantie de revenus temporaire pour traverser les périodes économiquement difficiles. Les centrales dont les coûts fixes ne seront pas couverts avec certitude par les revenus variables du marché de l'énergie peuvent choisir d'annoncer une fermeture temporaire. L'incertitude due à cet effet de *'slippery slope'* concernant la future capacité disponible pour le marché est également un inconvénient lorsqu'il s'agit d'attirer de nouveaux investissements dans le marché.

“ La réserve stratégique est à considérer comme une sorte d'assurance destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement pendant les périodes où le marché n'y parvient pas. ”

23. La gestion de la demande participe à la réserve stratégique et peut, en concurrence, réduire la capacité de production totale contractée.

7.4 ÉVOLUTIONS POTENTIELLES DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE

Plusieurs améliorations, qui conservent les avantages du mécanisme actuel et en traitent les limitations, peuvent être apportées au mécanisme actuel de la réserve stratégique.

7.4.1 Investissements dans une nouvelle capacité

La problématique belge de la sécurité de l'approvisionnement est caractérisée par deux grandes phases. Dans le scénario de référence, on observe une première phase entre 2017 et 2021, durant laquelle la capacité nécessaire dans le bloc structurel baisse progressivement de 2500 MW à 0 MW. Dans une deuxième phase, entre 2023 et 2025, cette capacité remonte à 4000 MW.

Dans ce bloc structurel, aucune distinction n'est faite entre la capacité qui sera fournie par le marché et la capacité devant être soutenue par un mécanisme. Il n'est cependant pas exclu qu'une partie de la capacité nécessaire dans le bloc structurel ne soit pas rentable, raison pour laquelle le marché pourrait ne pas fournir cette capacité.

Le constat selon lequel une grande partie de la capacité du bloc structurel ne doit être utilisée que pendant un nombre d'heures très limité chaque année afin de garantir la sécurité d'approvisionnement est une conclusion essentielle de l'analyse des besoins. On constate ainsi dans le scénario de référence pour 2027 que les 2000 derniers MW du bloc structurel seront utilisés 200 heures par an en moyenne. Les derniers 1500 MW et 1000 MW ne seront en moyenne utilisés respectivement que 65 et 15 heures par an. Cet effet se renforcera encore après 2027 sous l'effet du développement des sources d'énergie renouvelables. Une grande partie de la capacité de production sera nécessaire pendant un nombre d'heures sans cesse plus réduit pour garantir la sécurité d'approvisionnement. La question se pose de savoir si le marché procédera aux investissements nécessaires en termes de capacités affectées à la sécurité d'approvisionnement, compte tenu d'un nombre d'heures de fonctionnement attendues aussi faible et de l'incertitude importante relative aux prix de l'électricité aux heures de pointe. Il est impossible de répondre avec certitude à cette question actuellement. Une possibilité pourrait cependant consister à disposer d'un mécanisme en mesure d'investir dans la capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement si le marché ne le faisait pas à temps. Un 'pool' de réserve stratégique sera

constitué à cet effet, avec la possibilité, si nécessaire, de compléter les unités de production existantes et la gestion de la demande avec de nouvelles unités de production.

7.4.2 Choix des unités existantes pour la réserve stratégique

Il a été expliqué plus haut que la possibilité d'intégrer temporairement des unités dans la réserve stratégique crée un effet de '*slippery slope*'. Afin de prévenir cet effet, le mécanisme pourrait évoluer vers un choix définitif pour les unités de production existantes.

Si les producteurs choisissent de participer à la réserve stratégique, ils ne pourraient ensuite plus retourner sur le marché. Ceci empêche le passage temporaire dans la réserve stratégique des unités existantes qui pourraient livrer sur le marché une contribution potentielle à la sécurité d'approvisionnement. Les producteurs pourraient choisir volontairement de fermer définitivement leur centrale et d'offrir la capacité pour la réserve stratégique, ce qui éviterait une participation temporaire à la réserve stratégique et dès lors l'effet de '*slippery slope*'.

7.4.3 La réserve stratégique en tant que stabilisateur de marché

La réserve stratégique doit systématiquement viser une perturbation minimale du marché de l'énergie. L'exploitation de la réserve stratégique en dehors du marché de l'énergie garantit un impact minimal sur la fixation des prix, afin de ne pas perturber les signaux à court terme (exploitation) et à long terme (investissements) envers les acteurs du marché. Au contraire, en présence d'une pénurie structurelle de capacité, une augmentation de prix sera attendue sur le marché de l'énergie, ce qui devrait encourager les investissements dans la capacité à long terme.

Toutefois, il est possible de décider de mettre temporairement sous certaines conditions prédéfinies une partie de la réserve sur le marché lorsque l'on observe que les acteurs du marché, même avec des prix attendus à la hausse, ne parviennent pas à mettre à disposition la capacité nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Des pics de prix multiples peuvent aboutir à des risques inacceptables pour les fournisseurs et pour les consommateurs. Dans ce cas, la mise à disposition temporaire de la réserve stratégique pour le marché entraîne une stabilisation directe des prix.

La mise à disposition pour le marché de la réserve stratégique entraîne cependant une certaine forme de distorsion du marché, puisque cette capacité est mise en concurrence avec la capacité du marché. On peut par ailleurs argumenter qu'un nombre excessif d'heures de prix de pénurie peut également s'avérer destructif pour le marché et, par conséquent, juger souhaitable d'utiliser la capacité disponible dans les réserves stratégiques afin d'éviter les incidences négatives potentielles sur l'économie belge.

Il existe plusieurs possibilités pour contrôler la distorsion de marché allant de pair avec cette option. On pourrait ainsi exploiter les unités de la réserve stratégique en tant que centrale électrique virtuelle (VPP) affectée à la sécurité d'approvisionnement. Ce faisant, la capacité serait vendue à un prix de réservation (élevé) aux acteurs du marché lorsqu'ils prévoient une pénurie. Cette capacité serait ensuite proposée par les acteurs du marché sur les marchés de l'énergie, leur permettant d'optimiser leur position. La capacité invendue resterait à la disposition de la réserve stratégique.

L'utilisation d'un indicateur de pénurie est une option possible. Elle nécessite de définir au préalable le nombre d'heures maximal par an durant lequel la réserve stratégique est utilisée à des prix élevés en dehors du marché. Si ce nombre d'heures est atteint, une partie de la capacité de la réserve stratégique est mise à la disposition des acteurs du marché afin de ramener l'indicateur de pénurie au niveau souhaité. Les responsables politiques sont ainsi en mesure de définir la pondération adéquate entre (1) permettre des pics de prix afin de garantir la rentabilité des unités existantes, attirer de nouveaux investissements et favoriser les développements sur le plan de la gestion de la demande et du stockage et (2) éviter les conséquences négatives de l'apparition fréquente de prix extrêmement élevés sur le marché de l'énergie, comme la défaillance de plusieurs acteurs du marché, un transfert excessif de richesse des consommateurs vers les producteurs et un désavantage à la concurrence pour l'industrie belge.

7.5 ÉVOLUTION FUTURE DE L'EOM

L'EoM laisse entièrement les décisions à court et à long terme aux acteurs du marché, qui sont les mieux placés pour gérer les risques auxquels ils sont confrontés. Malgré le développement de mécanismes complémentaires visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, le développement du marché européen de l'énergie reste indiqué pour atteindre l'efficacité dans le marché de l'électricité. Celle-ci garantit en effet une allocation efficace des moyens de production à court terme pour que l'électricité demandée soit toujours produite par les unités les moins chères.

La poursuite du développement de marchés régionaux liquides est essentielle pour aider les acteurs de marché à gérer les risques inhérents au marché de l'énergie.

La promotion de la liquidité du marché intraday et real time constitue à ce titre un élément essentiel pour mieux gérer la variabilité de l'énergie renouvelable.

Le développement de produits présentant une résolution plus courte (à savoir 15 minutes), la facilitation d'une participation active aux marchés de l'énergie renouvelable à court terme, la gestion de la demande et le stockage de l'énergie, l'ouverture du marché de balancing à de nouveaux intervenants et la poursuite de l'intégration des marchés au niveau régional et européen peuvent encore améliorer le fonctionnement des marchés de l'énergie à court terme. Elia soutient et transpose pleinement ces évolutions.

En outre, l'EoM laisse en théorie aux consommateurs la liberté de déterminer quel niveau de sécurité d'approvisionnement ils souhaitent payer, et de participer au marché par l'intermédiaire de la gestion de la demande. Cette caractéristique pourrait notamment être facilitée par le déploiement du compteur intelligent.

“ Malgré le développement de mécanismes complémentaires visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, le développement du marché européen de l'énergie reste indiqué pour atteindre l'efficacité dans le marché de l'électricité. ”

7.6 CONCLUSIONS

La problématique belge de la sécurité d’approvisionnement se caractérise par deux grandes phases.

Dans le scénario de référence, on observe une première phase entre 2017 et 2021, durant laquelle la capacité nécessaire pour le bloc structurel baisse progressivement de 2500 MW à 0 MW. En ce qui concerne cette première phase, on estime que, compte tenu de la structure actuelle du parc de production, les mécanismes actuellement en place (*EoM* augmenté du mécanisme de réserve stratégique) devraient suffire à assurer les besoins sans imposer de développement particulier d’un mécanisme complémentaire.

Dans une deuxième phase, entre 2023 et 2025, cette capacité remonte à 4000 MW. Dans ce bloc structurel, aucune distinction n’est établie entre la capacité qui sera fournie par le marché et la capacité devant être soutenue par un mécanisme.

L’analyse des besoins montre par ailleurs qu’une grande partie de la capacité du bloc structurel ne doit être utilisée que pendant un nombre d’heures très limité par an afin de garantir la sécurité d’approvisionnement.

Étant donné un nombre d’heures de fonctionnement escompté aussi faible et une incertitude majeure en ce qui concerne les prix de l’électricité pendant les heures de pointe, la question se pose de savoir si le marché procédera aux investissements nécessaires dans la capacité devant servir à garantir la sécurité d’approvisionnement.

Il est dès lors indiqué de considérer plus avant des mécanismes adéquats pour assurer la disponibilité de telles ressources à l’horizon 2025, dès lors qu’il n’est pas certain que les mécanismes actuels (*EoM* complété du mécanisme de réserve stratégique) soient tout à fait adéquats pour garantir la réalisation par les acteurs de marché des investissements nécessaires pour couvrir l’ensemble des besoins escomptés.

La réflexion sur les pistes de solution devra être menée en connaissance des éléments influençant la problématique de l’adéquation en 2025, et en concertation avec les parties prenantes (acteurs de marché, autorités publiques et régulateurs). En particulier, il s’impose de prendre en compte la situation de la Belgique dans le marché européen.

Dans ce cadre, nous avons suggéré, de façon non exhaustive, deux pistes de réflexions :

1. une première préconise que toute réflexion relative à l’opportunité d’introduire, à terme, un éventuel mécanisme de rémunération de la capacité, devrait, compte tenu du fort degré d’interconnexion de la Belgique avec les pays voisins et de sa position centrale en Europe, de préférence être étudiée (et le cas échéant, implémentée) de façon coordonnée/ harmonisée avec les pays voisins et non pas de façon isolée.
2. une deuxième piste de réflexion est axée sur des améliorations ciblées du mécanisme de réserve stratégique.

Les réflexions devant aboutir à trancher ces choix doivent être initiées sans précipitation, mais dans un horizon de temps aussi court que possible. Il est en effet impératif d’offrir dans les meilleurs délais un cadre clair et stable aux acteurs de marché pour que ces derniers puissent prendre les décisions adéquates en connaissance de cause et anticiper les évolutions planifiées du mix énergétique belge. Elia se tient à la disposition des autorités pour participer à ces réflexions et apporter sa contribution.

“ La réflexion sur les pistes de solution devra être menée en concertation avec les parties prenantes (acteurs de marché, autorités publiques et régulateurs). ”

GLOSSARE



| | | |
|---|---|---|
| ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators | ENS95 Energy Not Served pour une année statistiquement exceptionnelle (percentile 95) | LOLP Loss Of Load Probability |
| AFCN Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire | ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity | mFRR manual Frequency Restoration Reserves (réserve tertiaire) MW MegaWatt |
| aFRR automatic Frequency Restoration Reserves (réserves secondaire) | EPR European Pressurized Water Reactor | NCDC National Climatic Data Center |
| ANTARES A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems | FB Flow-Based | NTC Net Transfer Capacity |
| ARP Access Responsible Party | FCR Frequency Containment Reserves (réserves primaire) | OCGT Open cyclus gas turbine |
| BRP Balancing Responsible Parties | FOD Federale Overheidsdienst | PLEF Penta-Lateral Energy Forum |
| CASC Capacity Allocating Service Company | FRR Frequency Restoration Reserves (réserves secondaire et tertiaire) | PST Phase Shifting Transformer (transformateur déphaseur) |
| CCGT Combined Cycle Gas Turbines | FRR- Frequency Restoration Reserves (à la baisse) | PV Photovoltaïque |
| CEER Council of European Energy Regulators | FRR+ Frequency Restoration Reserves (à la hausse) | RES Renewable Energy Sources |
| CHP/WKK Combined Heat and Power | GCT Gate Closure Time | RS Réserve stratégique |
| CIPU Contract for the Injection of Production Units | GRD Gestionnaires des réseaux de distribution | RT Real-Time |
| Cogen Centrale de cogénération | GRT Gestionnaire du réseau de transport | RTE Réseau de Transport d'Electricité (gestionnaire du réseau de transport en France) |
| CORESO Coordination of Electricity System Operators | ID Intraday | SDR Strategic Demand Reserve |
| CREG Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz | IHS CERA Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates | SGR Strategic Generation Reserve |
| CWE Région d'Europe du Centre-Ouest | LOLE Loss Of Load Expectation | SO&AF Scenario Outlook and Adequacy Forecast |
| DA Day-ahead (Jour -1) | LOLE95 Loss Of Load Expectation pour une année statistiquement exceptionnelle (percentile 95) | SPF Direction générale de l'Énergie du Service public fédéral Économie |
| DSM Demand Side Management | | TJ Turbojet |
| ENS Energy Not Served | | TYNDP Ten Year Network Development Plan |

SOURCES



- [1] http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_Elia_adequacy-report-FR.pdf
- [2] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2014032607&table_name=loi
- [3] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- [4] http://economie.fgov.be/nl/binaries/NREAP-BE-v25-NL_tcm325-112992.pdf
- [5] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=fr&caller=list&cn=2003013138&la=f&fromtab=loi&sql=dt='loi'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1
- [6] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf
- [7] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [8] <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [9] https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf
- [10] <http://www.elia.be/>
- [11] http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=2002121942&la=n&fromtab=wet&sql=dt='koninklijk%20besluit'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1
- [12] <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/>
- [13] <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>
- [14] http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf