

ÉTUDE RELATIVE À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT POUR LA BELGIQUE

Besoin de réserve stratégique
pour l'hiver 2016-17



PRÉFACE

Cher lecteur,

Une brève préface à la publication de ce rapport semble appropriée compte tenu de l'évolution rapide du contexte de sécurité d'approvisionnement de notre pays.

Comme prévu par la loi, Elia fournit, pour le 15 novembre de chaque année, une analyse probabiliste sur la sécurité d'approvisionnement pour les hivers suivants. Cette analyse est un élément important pris en compte par le Ministre en charge de l'Énergie avant de se prononcer sur le volume de réserve stratégique à mettre en adjudication. Le délai pour prendre cette décision court jusqu'au 15 janvier, le moment où le rapport d'Elia est rendu public sur le site du SPF Economie.

Dans le cadre du débat sur la sécurité d'approvisionnement et de la transparence des études réalisées en la matière, Elia prend l'initiative d'anticiper la publication du rapport relatif à l'hiver 2016-17. De plus, Elia a élargi considérablement le contenu du rapport afin de permettre une meilleure compréhension des hypothèses et de la méthodologie de calcul utilisées pour cette étude.

Le rapport ci-après relatif à l'hiver 2016-17 a été présenté le 13 novembre 2015 au Ministre de l'Énergie et à la Direction Générale de l'Énergie du SPF Economie. Comme on le sait, ceci a eu lieu dans un contexte de changement très rapide. Quelques jours plus tard, le 17 novembre, la décision quant au redémarrage de Doel3 et Tihange2 a été rendue publique. En outre, le 30 novembre, la décision de prolonger la durée de vie de Doel 1 et Doel 2 est prise.

Comme défini en concertation avec le gouvernement sur la base de la situation qui prévalait lors de la réalisation de l'étude, ce rapport retient comme hypothèse de base que Doel 1 et Doel 2 seraient disponibles durant l'hiver 2016 - 17 tandis que Doel 3 et Tihange 2 ne le seraient pas. Néanmoins, une analyse de sensibilité par rapport à ces hypothèses de base a été réalisée. Je voudrais attirer l'attention du lecteur sur cette analyse pour ce qui concerne la disponibilité des unités nucléaires.

Non seulement en Belgique, mais aussi dans les pays autour de nous, le contexte de l'approvisionnement en énergie évolue très rapidement. Des opérateurs dans les pays voisins prennent encore des décisions sur le maintien ou la fermeture de centrales pour l'hiver prochain. Évidemment, en l'absence d'informations suffisantes, cela ne pouvait pas être pris en compte dans la rédaction de ce rapport. Pour ce facteur également, une analyse de sensibilité a été réalisée. Eventuellement, lors de la décision finale sur l'attribution des contrats de la réserve stratégique pour l'hiver 2016-17, ce facteur pourra également être pris en compte.

Par la publication de ce rapport, Elia veut rencontrer la demande de transparence accrue. Je vous souhaite une expérience de lecture utile.

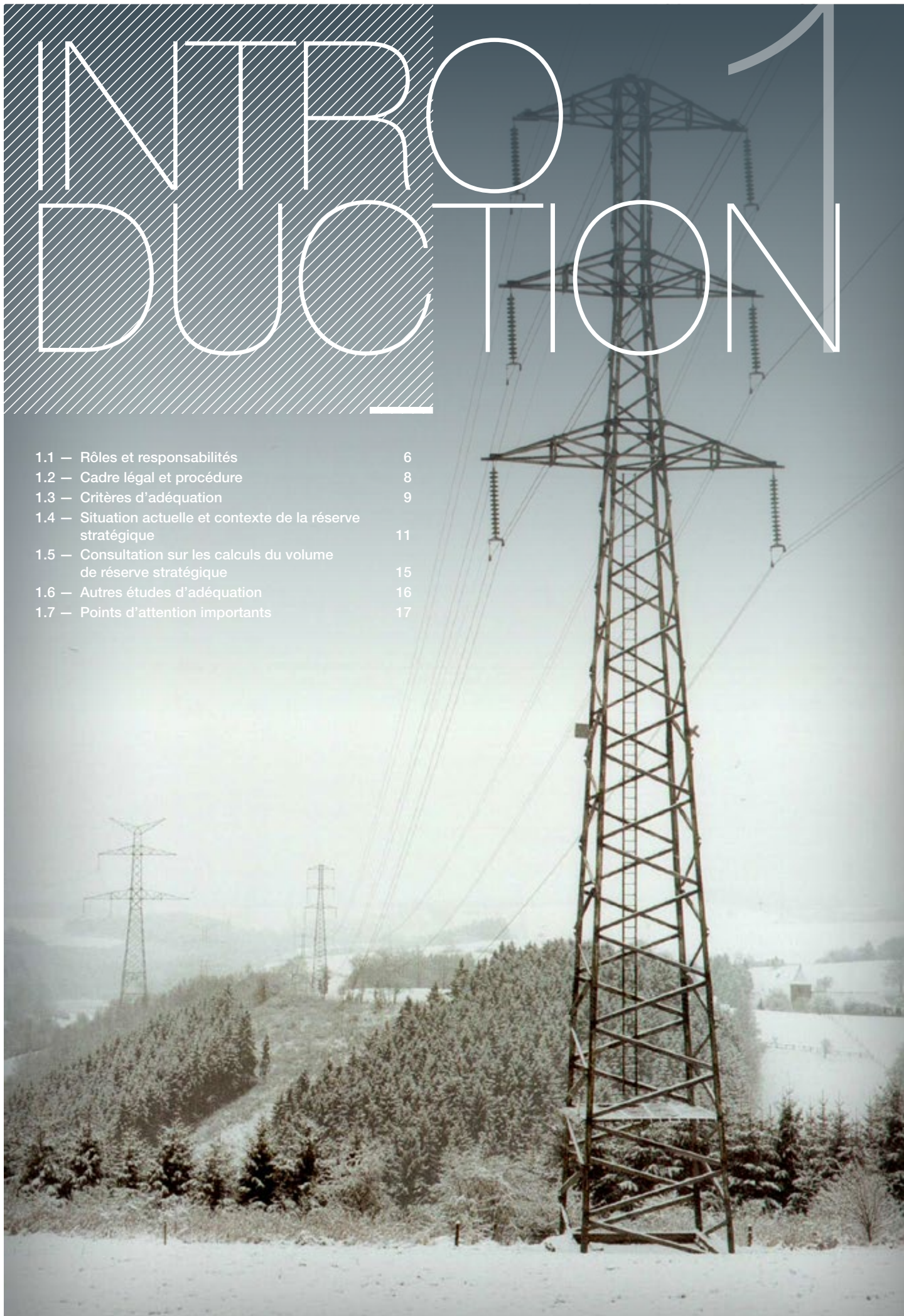
Chris Peeters
CEO Elia

TABLE DES MATIÈRES

1 — INTRODUCTION	5	3.2 — Consommation belge	40
1.1 — Rôles et responsabilités	6	3.2.1 — Croissance de la consommation totale belge	41
1.2 — Cadre légal et procédure	8	3.2.2 — Profil de charge normalisé pour la température	42
1.3 — Critères d'adéquation	9	3.2.3 — Thermosensibilité de la consommation	42
1.4 — Situation actuelle et contexte de la réserve stratégique	11	3.2.4 — Réponse du marché	45
1.4.1 — Comment un risque pour la sécurité d'approvisionnement est-il détecté ?	12	3.3 — Hypothèses des pays voisins	47
1.4.2 — Qu'est-ce qui est communiqué si un risque en matière de sécurité d'approvisionnement est détecté ?	12	3.3.1 — La France	47
1.4.3 — Quelles mesures sont prises si un risque en matière de sécurité d'approvisionnement survient ?	13	3.3.2 — Les Pays-Bas	49
1.4.4 — Quand le plan de délestage est-il mis en œuvre ?	14	3.3.3 — L'Allemagne	50
1.5 — Consultation sur les calculs du volume de réserve stratégique	15	3.3.4 — Le Luxembourg	51
1.5.1 — Réponses des parties prenantes	15	3.3.5 — Autres pays modélisés	51
1.5.2 — Suites données à la consultation	15	3.4 — Interconnexions entre pays	52
1.6 — Autres études d'adéquation	16	3.4.1 — Capacité d'importation de la Belgique	54
1.6.1 — ENTSO-E "Scenario Outlook and Adequacy Forecast"	16	3.4.2 — Méthode flow based appliquée à la zone CWE	56
1.6.2 — ENTSO-E "Outlook Reports"	16	3.4.3 — Capacité commerciale fixe aux frontières pour les pays hors de la zone flow based	58
1.6.3 — Pentalateral Energy Forum (PLEF) : "Regional Generation Adequacy Assessment"	17	4 — RÉSULTATS POUR L'HIVER 2016-17	59
1.7 — Points d'attention importants	17	4.1 — Scénario de référence	60
2 — MÉTHODOLOGIE	18	4.1.1 — Calcul LOLE et ENS	60
2.1 — Définition des états futurs	20	4.1.2 — Importation en cas de pénurie structurelle	61
2.1.1 — Variables aléatoires et séries chronologiques	20	4.1.3 — Corrélation avec des problèmes de sécurité d'approvisionnement en France	61
2.1.2 — Tirages Monte Carlo et agencement des années climatiques	25	4.1.4 — Quels sont les moments à risque ?	62
2.1.3 — Nombre d'états futurs	26	4.1.5 — Nombre d'activations de la réserve stratégique	63
2.2 — L'identification des moments de déficit structurel	27	4.1.6 — Impact de la réponse du marché	63
2.2.1 — Le périmètre de simulation inclut 19 pays	27	4.1.7 — Capacité des pays voisins à fournir de l'énergie dans le cas de déficit structurel en Belgique	64
2.2.2 — Données d'entrée et de sortie du modèle	28	4.1.8 — Facteurs déterminants de risque de déficit structurel	65
2.2.3 — Modèle utilisé	29	4.2 — Sensibilité sur la disponibilité des unités nucléaires	68
2.3 — Évaluation du volume de réserve stratégique	29	4.3 — Sensibilité sur la perte d'un élément du réseau pour une longue période	70
3 — HYPOTHÈSES EN BELGIQUE ET DANS LES PAYS LIMITROPHES	30	4.4 — Sensibilité sur la capacité de production disponible en France	71
3.1 — Moyens de production en Belgique	32	4.5 — Sensibilité avec une croissance de la demande belge de 0 %	72
3.1.1 — Prévission des sources d'énergie renouvelables en 2020	32	4.6 — Sensibilité pour la Belgique isolée	73
3.1.2 — Éolien et photovoltaïque	33	5 — RÉSULTATS : PERSPECTIVES POUR L'AVENIR	74
3.1.3 — Cogénération et biomasse	34	5.1 — Analyse de l'hiver 2017-18	75
3.1.4 — Parc de production thermique (excepté biomasse et cogénération)	36	5.1.1 — Sensibilité sur la disponibilité de la production en Belgique	76
3.1.5 — Disponibilité du parc de production thermique	37	5.2 — Analyse de l'hiver 2018-19	77
3.1.6 — Hydroélectrique	38	5.2.1 — Sensibilité sur la disponibilité du parc de production en Belgique	77
3.1.7 — Réserve de balancing	38	6 — CONCLUSION	78
3.1.8 — Résumé des moyens de production pour la Belgique	39	7 — ABRÉVIATIONS	81
		8 — SOURCES	83

INTRODUCTION

1.1 — Rôles et responsabilités	6
1.2 — Cadre légal et procédure	8
1.3 — Critères d'adéquation	9
1.4 — Situation actuelle et contexte de la réserve stratégique	11
1.5 — Consultation sur les calculs du volume de réserve stratégique	15
1.6 — Autres études d'adéquation	16
1.7 — Points d'attention importants	17



La situation de la sécurité d’approvisionnement en électricité du pays est depuis quelques temps l’une des priorités. Cette problématique a mené à quelques adaptations légales et réglementaires. Un mécanisme de réserve stratégique a ainsi été créé pour la Belgique, impliquant de nouvelles tâches et responsabilités pour Elia System Operator (« Elia »). L’une de ces tâches consiste à déterminer le besoin en réserve stratégique sur base d’une analyse probabiliste de la sécurité d’approvisionnement du pays. Cette analyse doit être réalisée chaque année par Elia au plus tard pour le 15 novembre. Ce rapport contient cette analyse.

Elia a déjà réalisé une telle analyse pour les périodes hivernales de 2014-15 et de 2015-16. Ces documents sont publiquement disponibles sur le site Internet de la Direction générale Énergie du SPF Économie [1].

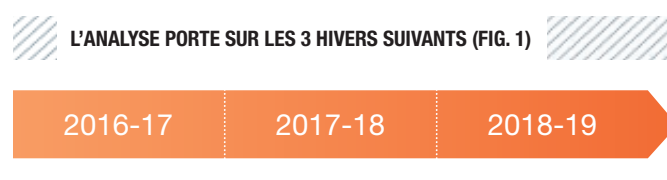
L’analyse pour la période hivernale 2016-17, comme décrite dans ce rapport, prévoit toutefois une description plus approfondie et plus détaillée composée de 6 chapitres.

Le **premier chapitre** reprend les informations et le contexte nécessaires, un aperçu des rôles et responsabilités des différentes parties impliquées et une description de l’interaction avec les parties prenantes pour la réalisation de ce rapport.

Le **deuxième chapitre** décrit la méthodologie utilisée et le cadre de l’analyse probabiliste. Leur application est décrite au **troisième chapitre**, où se trouve une explication détaillée des hypothèses et paramètres principaux de l’analyse. L’accent est mis ici sur les moyens de production et la consommation en Belgique ainsi que sur la situation dans les pays voisins et les interconnexions.

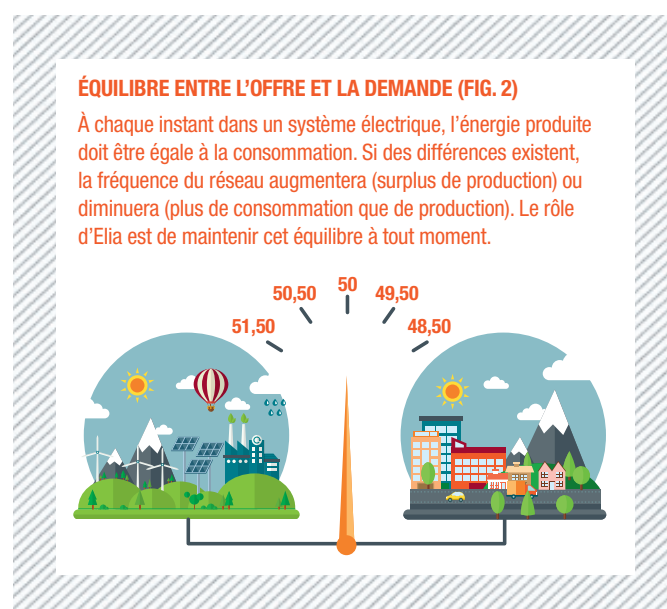
Les chapitres 4 et 5 sont consacrés aux résultats de l’analyse pour l’hiver 2016-17, 2017-18 et 2018-19, comme indiqué sur la Figure 1. Le **chapitre 4** présente un aperçu détaillé des résultats pour la période 2016-17. Plusieurs sensibilités au scénario de référence sont présentées afin d’évaluer l’impact de certaines hypothèses. Le **chapitre 5** donne un aperçu des périodes hivernales de 2017-18 et de 2018-19.

La conclusion de cette étude est présentée au **chapitre 6**.



1.1 RÔLES ET RESPONSABILITÉS

Elia est le gestionnaire du réseau belge à haute tension de 30000 à 380000 volts. La tâche d’Elia en tant que gestionnaire du réseau de transport est cruciale pour la société et se compose principalement de la mise à disposition d’un réseau à haute tension fiable pour le transport de l’électricité en Belgique, mais aussi pour permettre l’import et l’export d’énergie de et vers les pays voisins. Le gestionnaire de réseau veille en outre à l’équilibre constant entre la production et la consommation 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.



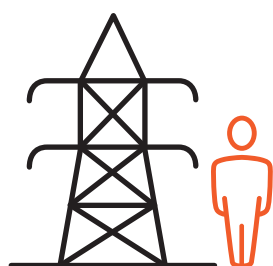
Sur base de ses **3 activités principales**, illustrées sur la Figure 3, Elia assure un transport fiable de l'électricité, et continuera de le faire à l'avenir :

- **Gérer le système électrique.** La gestion devient de plus en plus complexe, exigeant des outils et processus de plus en plus sophistiqués ainsi que des compétences pointues pour garder le système en équilibre 24 heures sur 24 et en toute saison. Comme l'énergie ne se stocke pas en grande quantité, il faut maintenir en temps réel cet équilibre pour assurer un approvisionnement fiable et une gestion opérationnelle efficiente du réseau haute tension. Le nouveau rôle pour la gestion de la réserve stratégique relève de cette tâche.
- **Gérer les infrastructures.** Historiquement, les centrales de production électrique étaient construites près des villes et des zones industrielles. Avec la part croissante des énergies renouvelables, les sites de

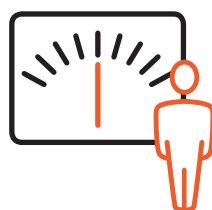
production s'éloignent de plus en plus des centres de consommation (comme les parcs éoliens en mer). Outre le renforcement des réseaux de distribution, une capacité de transport suffisante est nécessaire pour les intégrer et les faire circuler du nord au sud et d'est en ouest.

- **Faciliter le marché.** Elia met son infrastructure à la disposition du marché, et ce, de façon transparente et non discriminatoire, développe de nouveaux produits et services pour augmenter la liquidité du marché de l'électricité européen et construit de nouvelles liaisons pour ouvrir de nouvelles possibilités au marché. Tout cela doit favoriser la compétition entre les acteurs de marché de manière plus efficace et permettre une meilleure utilisation des ressources disponibles à travers l'Europe, et ce, au bénéfice de l'économie et du bien-être de tous.

ACTIVITÉS PRINCIPALES D'ELIA (FIG. 3)



Gestion du système électrique



Gestion de l'infrastructure



Facilitateur de marché

Avec Elia, il y a en Belgique de nombreux autres acteurs qui jouent un rôle dans l'organisation du marché de l'électricité. Ils veillent ensemble à répondre aux besoins d'approvisionnement du pays, de ses entreprises et de ses habitants. Un bref aperçu des principaux acteurs se trouve ci-dessous :

- Les **producteurs/fournisseurs** s'engagent à alimenter leurs clients selon leurs besoins et doivent à cet effet veiller à disposer de capacités de production ou d'importation à hauteur de leurs engagements envers leurs clients.
- Les **responsables d'équilibre** (ARP¹) sont responsables de l'équilibre sur une base quart-horaire entre l'ensemble des injections et des prélèvements de leurs clients.
- Les **gestionnaires des réseaux de distribution** (GRD) acheminent l'électricité vers les institutions, les petites et moyennes entreprises et les particuliers qui sont raccordés à leur réseau.
- Les **autorités fédérales** définissent la politique globale en matière de sécurité d'approvisionnement en énergie.
- Le **régulateur fédéral** (CREG²) a d'une part un rôle consultatif pour les autorités en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, et d'autre part un rôle général de surveillance et de contrôle quant à l'application des lois et règlements concernés.

Pour en savoir plus sur le parcours de l'électricité, les défis et les rôles des acteurs du marché de l'électricité, n'hésitez pas à consulter notre site Web www.electricite-en-equilibre.be.

1. ARP : Access Responsible Party : il peut s'agir d'un producteur, d'un grand consommateur, d'un fournisseur d'électricité, d'un trader, etc.
2. CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

1.2 CADRE LÉGAL ET PROCÉDURE

L'article 7bis de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999 (la « loi Électricité ») prévoit le **calendrier** suivant pour la détermination du volume de la réserve stratégique, voir également la Figure 4 :

- **Avant le 15 octobre** : la Direction générale de l'Énergie³ met à la disposition du gestionnaire du réseau toute information utile pour l'analyse probabiliste.
- **Au plus tard le 15 novembre** : le gestionnaire du réseau réalise une analyse probabiliste et la remet à la Direction générale de l'Énergie.
- **Au plus tard le 15 décembre** : la Direction générale de l'Énergie transmet au ministre un avis sur la nécessité de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale suivante. Si l'avis conclut à la nécessité de constituer une telle réserve, il comprend également une proposition de volume pour cette réserve, exprimée en MW. Le cas échéant, la Direction générale de l'Énergie peut proposer un avis de constitution de réserve jusqu'à trois périodes hivernales consécutives. Si la proposition de volume porte sur deux ou trois périodes hivernales consécutives, la proposition de volumes pour la (les deux) dernière(s) période(s) constitue des niveaux minimaux requis, pouvant être revus à la hausse au cours des procédures annuelles suivantes.
- **Dans un délai d'un mois après l'avis de la Direction générale de l'Énergie** : le ministre peut donner instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique pour une durée de un à trois ans à partir du premier jour de la période hivernale à venir et fixe en MW le niveau de cette réserve. Le ministre informe la commission de cette décision. La

décision, l'analyse du gestionnaire du réseau et l'avis de la Direction générale de l'Énergie sont publiés sur le site Internet de la Direction générale de l'Énergie.

La loi décrit également les **éléments** suivants qui sont à prendre en considération dans l'**analyse probabiliste** sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique pour la période hivernale à venir :

- Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre ;
- Les capacités de production et de stockage qui seront disponibles dans la zone de réglage belge pour la période analysée, sur base notamment des mises à l'arrêt programmées dans le plan de développement visé à l'article 13 et des notifications reçues en application de l'article 4bis ;
- Les prévisions de consommation électrique ;
- Les possibilités d'importation d'électricité tenant compte des capacités d'interconnexion dont le pays disposera et, le cas échéant, d'une estimation de la disponibilité d'électricité sur le marché du Centre Ouest de l'Europe au regard de l'approvisionnement énergétique du pays ;
- Le gestionnaire du réseau peut compléter, de manière motivée, les éléments repris à l'alinéa 1^{er} par tout élément qu'il juge utile.

3. Direction générale de l'Énergie du Service public fédéral Économie (« SPF »)

PROCESSUS DÉFINI PAR L'ART.7BIS DE LA LOI ELECTRICITÉ (FIG. 4)



1.3 CRITÈRES 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 »** (voir Figure 5).

CRITÈRE D'ADÉQUATION (FIG. 5)

LOLE < 3 heures

LOLE95 < 20 heures

Le modèle utilisé par Elia pour réaliser l'analyse probabiliste permet de calculer les indicateurs comme prescrit dans la loi Électricité :

- « **LOLE⁴** » : 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.
 - « **LOLE95** » : 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 exceptionnelle⁵.
- En plus de ces indicateurs qui concernent uniquement le nombre d'heures durant lequel l'approvisionnement en énergie ne peut pas être complètement assuré, le modèle donne des informations sur le déficit d'énergie pendant les heures concernées et la probabilité de survenance d'une situation de « Loss of Load » :
- « **ENS⁶** » : la quantité d'énergie qui ne peut pas être fournie pendant les heures de LOLE. Il existe donc une ENS (année moyenne) et une ENS95 (année statistiquement exceptionnelle), exprimées en GWh par année.
 - « **LOLP⁷** » : le risque qu'une situation « Loss of Load » intervienne à un moment déterminé, exprimé en %.

4. LOLE : Loss of Load Expectation
 5. Une année statistique exceptionnelle intervient avec une probabilité de 1 sur 20 (percentile 95).
 6. ENS : Energy Not Served
 7. LOLP : Loss of Load Probability



ABSENCE DE NORMES HARMONISÉES SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT AUX NIVEAUX RÉGIONAL ET EUROPÉEN

En 2014, le CEER⁸ a publié un rapport qui offre un aperçu des évaluations d'adéquation (« adequacy assessments ») effectuées dans les différents pays européens [2]. Ce rapport révèle l'absence d'harmonisation pour la méthodologie mise en œuvre dans les différents pays et aussi de l'absence de critères d'adéquation harmonisés.

Dans sept pays (Royaume-Uni, France, Pays-Bas, Finlande, Hongrie, Belgique et Irlande), les indicateurs sont basés sur une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, les critères sont différents (LOLE 3h en Belgique, France et Royaume-Uni, 4h aux Pays-Bas et 8h en Irlande). La Suède et l'Espagne appliquent quant à elles une méthode basée sur la marge de capacité.

Les chapitres 4 et 5 offrent un aperçu des résultats concernant l'énergie non fournie (ENS) et le nombre d'heures par hiver durant lesquelles ce phénomène se produit (LOLE). En fonction du résultat du calcul de LOLE, les besoins en réserve stratégique sont déterminés de manière à satisfaire aux critères de LOLE spécifiés dans la loi Électricité.

La capacité additionnelle de réserve stratégique calculée dans cette étude est considérée comme présente à 100 %, aucune distinction n'étant faite entre les effacements de demande (SDR⁹) et la capacité de production (SGR¹⁰).

- Pour la SGR, une disponibilité de 100 % implique qu'elle n'est jamais en entretien pendant l'hiver et jamais à l'arrêt de manière imprévue. Ceci est différent de la modélisation des unités disponibles sur le marché, voir paragraphe 2.1.1.
- Pour la SDR, une disponibilité de 100 % implique qu'il peut être fait appel à ce type de réserve pendant tout l'hiver, sans limitation de quantité et de durée d'activation.

L'hypothèse d'une disponibilité à 100 % des unités de la réserve stratégique est importante, surtout pour de grands volumes étant donné qu'une vague de froid (où les besoins en réserve stratégique sont les plus élevés) peut provoquer des problèmes de démarrage dans les unités plus anciennes. Concernant la SDR, c'est aussi une présupposition importante vu les limitations relatives à la quantité et à la durée de l'activation mentionnées dans les contrats.

La totalité des besoins en réserve stratégique est déterminée dans ce rapport, et ce, indépendamment du fait qu'une partie est déjà contractée sur base de contrats pluriannuels résultant d'appels d'offres déjà organisés par le passé (voir paragraphe 1.4).

8. CEER : Council of European Energy Regulators

9. SDR : Strategic Demand Reserve

10. SGR : Strategic Generation Reserve

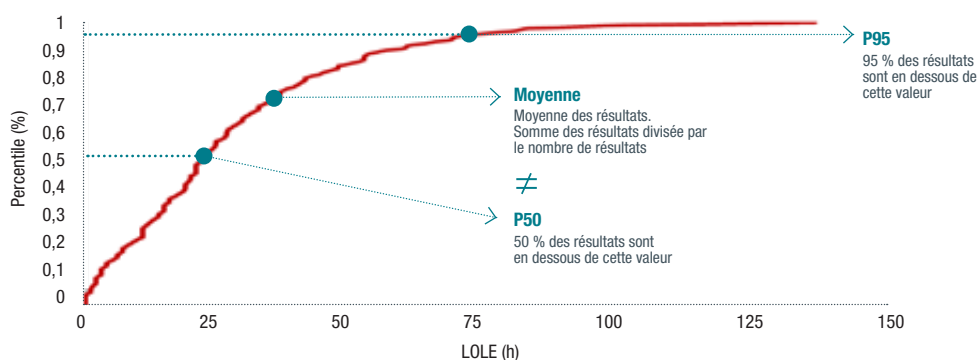
11. La moyenne d'une série de valeurs (LOLE par état futur) est calculée en additionnant ces valeurs et en divisant le total obtenu par le nombre de valeurs que compte la série.

COMMENT INTERPRÉTER LES CRITÈRES D'ADÉQUATION ?

L'exemple de la Figure 6 ci-dessous indique comment interpréter les critères d'adéquation. Une analyse probabiliste envisage différentes situations futures pour un hiver donné (voir paragraphe 2.1). Le modèle calcule l'indicateur LOLE pour chaque état futur. Pour le premier critère, la moyenne¹¹ de tous ces indicateurs est calculée. Pour le deuxième critère (percentile 95), tous les résultats LOLE sont classés. La valeur la plus élevée après la non-prise en compte des 5 % des valeurs les plus élevées donne le percentile 95. C'est un critère important pour maintenir le nombre d'heures de LOLE dans les limites, même durant une année exceptionnelle.

La figure ci-dessous montre aussi le percentile 50. Il convient d'observer qu'il n'est pas identique à la moyenne LOLE.

EXEMPLE DE FONCTION DE RÉPARTITION (CUMULATIVE DISTRIBUTION FUNCTION) (FIG. 6)



1.4 SITUATION ACTUELLE ET CONTEXTE DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE

La réserve stratégique est un concept introduit pour la première fois durant l'hiver 2014-2015. Cette réserve a été mise en place afin de faire face à la pénurie structurelle de production électrique en Belgique occasionnée par la fermeture temporaire ou définitive de centrales. Elle a pour but de contribuer à assurer la sécurité d'approvisionnement pendant la période hivernale.

Concrètement, avant chaque période hivernale et sur instruction du ministre de l'Énergie, Elia organise un appel d'offres auprès des centrales qui ont annoncé leur fermeture et auprès d'acteurs de gestion de la demande. La réserve ainsi constituée est activable entre le 1^{er} novembre et le 31 mars et est opérée en dehors du marché. Chaque année, cette réserve est à nouveau réévaluée.

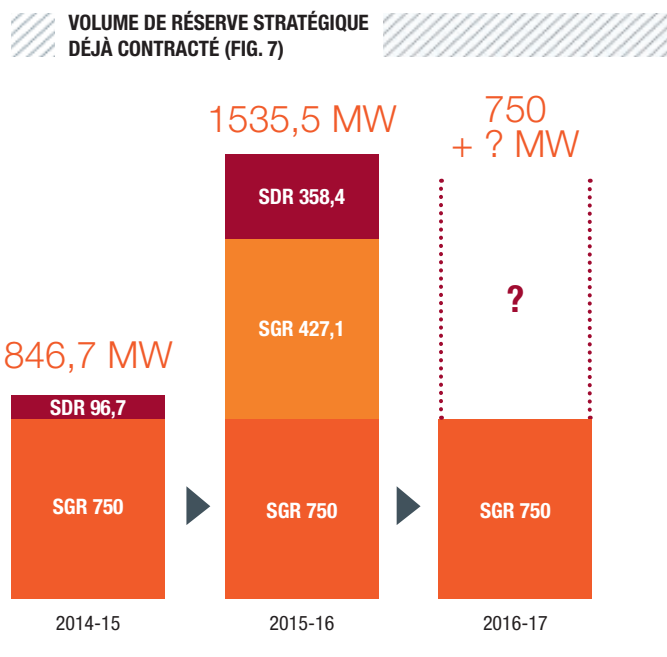
La **réserve stratégique contractée pour l'hiver 2014-2015** s'élevait à :

- 750 MW de capacité de production, contractée pour 3 ans
- 96,7 MW de capacité par de la réduction de consommation, contractée pour un an

La **réserve stratégique pour l'hiver 2015-16** est constituée en partie de capacité déjà contractée depuis 2014 (contrat de 3 ans) et en partie d'une nouvelle réserve. La capacité suivante est disponible pour la réserve stratégique au 1^{er} novembre 2015 :

- 750 MW de capacité de production, contractée depuis 2014
- 427,1 MW de capacité de production complémentaire, contractée pour un an
- 358,4 MW de capacité de réduction de la consommation, contractée pour un an

La Figure 7 offre un aperçu de la réserve stratégique contractée pour l'hiver 2014-2015 et l'hiver 2015-2016.



La réserve stratégique est activée lorsqu'une situation de « déficit structurel »¹² est identifiée sur la base des prévisions du marché ou du Gestionnaire de Réseau de transport (GRT¹³), en jour moins 1 (« day-ahead ») ou quelques heures à l'avance. La réserve stratégique se différencie en ce sens des mécanismes traditionnels d'équilibrage du réseau via les réserves d'équilibrage (balancing). Ces dernières sont en effet prévues pour pallier les déséquilibres instantanés et imprévus et ainsi maintenir à tout moment l'équilibre dans la zone belge, voir paragraphe 3.1.7.

“ Cette réserve stratégique de 1535,5 MW, dont 1177,1 MW contractés sur des centrales et 358,4 MW contractés sur des consommateurs (en général des industriels) qui diminuent leur prélèvement, contribue à garantir la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2015-2016. ”



Pour de plus amples informations sur la réserve stratégique, veuillez consulter le site Web d'Elia [3].

12. Une situation de « déficit structurel » comme définie dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique [6], est « une situation dans laquelle le niveau de consommation total dans la zone de réglage belge ne peut pas être couvert par la capacité de production disponible, sans les réserves de balancing, en tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché ».

13. GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport, en l'occurrence Elia

1.4.1 Comment un risque pour la sécurité d’approvisionnement est-il détecté ?

Chaque jour, le risque éventuel d’un manque de moyens de production est analysé, et ce, pour les sept jours à venir. Afin d’évaluer la présence d’un risque accru, différents éléments sont réunis dans une analyse déterministe :

- Les prévisions de la production d’énergie renouvelable ;
- Les dernières informations dont Elia dispose concernant la disponibilité des unités de production classiques ;
- Une estimation des niveaux d’importation possibles ;
- Les prévisions de la consommation totale d’électricité en Belgique.

Ces estimations sont peaufinées grâce aux données de plus en plus précises au fur et à mesure qu’on se rapproche de l’événement. Étant donné que le risque éventuel est déterminé sur la base d’hypothèses et de projections, il n’existe pas de certitude absolue quant à l’apparition d’une pénurie. À l’inverse, la perte inopinée d’une unité de production ou d’un élément du réseau peut entraîner un risque accru.

1.4.2 Qu’est-ce qui est communiqué si un risque en matière de sécurité d’approvisionnement est détecté ?

Si les analyses indiquent un risque possible en matière de sécurité d’approvisionnement, celui-ci est communiqué de manière transparente aux autorités concernées et au grand public via le site Internet d’Elia. L’application mobile d’Elia « Indicateur électricité » a été spécialement développée à cet effet [4], voir Figure 8.

Parallèlement, la détection d’un déficit structurel peut mener à une activation de la réserve stratégique. Cette activation sera également publiée sur le site Web d’Elia [5]. L’activation de la réserve stratégique se fait sur base de l’un des deux indicateurs suivants : un indicateur économique (« Economic Trigger ») ou un indicateur technique (« Technical Trigger »). De plus amples informations sur ces indicateurs se trouvent dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique [6].

“ L’activation de la réserve stratégique ne signifie en aucun cas qu’il faudra procéder à des délestages. La réserve stratégique est justement une mesure supplémentaire qui permet d’éviter tout délestage. ”

INDICATEUR ÉLECTRICITÉ : LES PRÉVISIONS À 7 JOURS (FIG. 8)



VERT

Il y a suffisamment d’électricité disponible pour répondre aux besoins de consommation. Pas d’inquiétude !



ORANGE

Il risque de ne pas avoir suffisamment d’électricité disponible pour satisfaire à nos besoins en consommation. Mobilisons-nous pour réduire notre consommation surtout aux moments critiques (en principe entre 17h et 20h) et éviter le délestage !



ROUGE

Il n’y a pas suffisamment d’électricité disponible pour répondre à tout moment à nos besoins de consommation. Des mesures d’interdiction ont été décidées par les autorités pour réduire encore la consommation.



NOIR

Si la situation l’exige, une partie des consommateurs sera temporairement privée d’électricité afin d’éviter une panne de courant de longue durée généralisée et non contrôlée.



1.4.3 Quelles mesures sont prises si un risque en matière de sécurité d’approvisionnement survient?

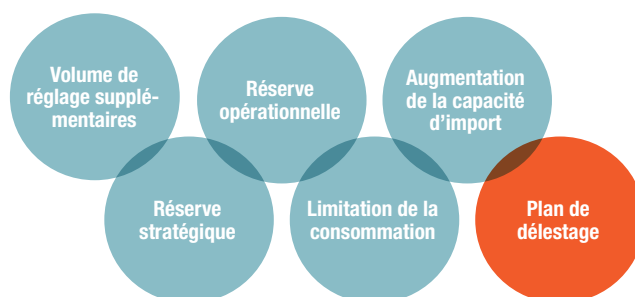
S’il s’avère que les marges en termes d’approvisionnement en Belgique sont considérablement réduites ou proches de zéro, Elia mettra en place un certain nombre d’actions pour faire face à cette situation, voir Figure 9 :

- Une demande de fourniture de **volumes de réglage supplémentaires** sera envoyée à tous les responsables d’équilibre. Elia peut ainsi faire appel à l’éventuelle capacité de production restante de toutes les centrales disponibles ou à des possibilités de réglage supplémentaires de la consommation d’électricité. Cela se fait par l’intermédiaire d’un message envoyé via Internet dans le flux RSS¹⁴, également appelé « balancing warnings » [7] ;
- Si nécessaire, Elia activera sa **réserve de balancing contractée**. Cela inclut l’activation d’unités au gaz spécifiques à démarrage rapide, le recours aux contrats avec des agrégateurs¹⁵, la réduction contrôlée et contractée de la consommation de clients industriels ou encore la demande d’aide auprès des gestionnaires de réseau de transport voisins ;
- Si la situation l’exige, Elia analysera si des mesures exceptionnelles sont possibles au niveau de la coordination et de la collaboration avec d’autres gestionnaires de réseau de transport d’Europe du Centre-Ouest (CWE¹⁶) pour augmenter davantage la **capacité d’importation** ;
- La **réserve stratégique** pourra également être activée en Belgique à la suite d’un indicateur économique ou technique ;
- Si les mécanismes de marché et les réserves ne suffisent pas, les autorités décident alors de limiter la **consommation d’électricité**. Des mesures de sensibilisation, potentiellement assorties de mesures d’interdiction, sont d’abord prises pour préserver l’équilibre sur le réseau pour les heures ou jours à venir ;

- Le dernier recours pour éviter une panne générale d’électricité (black-out) en Belgique est l’activation contrôlée du **plan de délestage**. Cette décision est prise par les ministres de l’Énergie et de l’Économie, la veille d’un éventuel délestage, a priori aux heures de pointe de consommation.

Il convient de noter que ces mesures ne seront pas forcément activées l’une à la suite de l’autre. Celles-ci peuvent très bien être utilisées en alternance.

MESURES SI UNE SITUATION DE PÉNURIE SE PRODUIT (FIG. 9)



14. RSS : Really Simple Syndication

15. Un agrégateur est un prestataire de services au niveau de la demande qui combine différentes charges de consommateurs de courte durée pour les vendre ou les mettre aux enchères dans les marchés de l'énergie organisés.

16. CWE : région d'Europe du centre ouest

1.4.4 Quand le plan de délestage est-il mis en œuvre ?

Si l'ensemble des mécanismes mis en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement ne suffit pas à satisfaire la demande en électricité, l'ultime recours est le plan de délestage, et ce, afin d'éviter que le déséquilibre persistant ne se transforme en une coupure généralisée de l'alimentation électrique (black-out). Le plan de délestage est un plan de crise qui, comme tout plan de crise, pourrait s'appliquer en tout temps, hiver comme été, cette année comme lors des années suivantes. Il intervient en ultime recours : il s'agit de délester ponctuellement certaines zones afin d'éviter l'effondrement du réseau tout entier, dans le but d'obtenir une diminution de la consommation d'électricité. Une telle mesure doit éviter que le réseau électrique ne s'effondre et n'évolue vers un black-out, qui priverait d'électricité tous les consommateurs du pays.

Pour toute question pratique relative au plan de délestage (par exemple rues concernées, durée des interventions, communication en cas de délestage, etc.), il faut consulter le site Web du SPF Économie [8].



QU'EST-CE QU'UN PLAN DE DÉLESTAGE ?

Ela a établi un plan global de délestage qui peut être activé soit automatiquement, en cas de problème soudain sur le réseau d'électricité à haute tension, ou soit manuellement, par exemple dans le cas d'une situation de pénurie prévue. Un tel délestage a pour but de supprimer une partie de la consommation du réseau afin d'éviter qu'un déséquilibre important du réseau n'entraîne une coupure généralisée de l'alimentation électrique du pays (black-out).

Pour procéder à un délestage, il faut couper un certain nombre de postes à haute tension. Cette opération est mise en œuvre pour plusieurs postes à haute tension faisant tous partie d'une tranche de délestage. En Belgique, depuis la modification du plan de délestage en 2015, il existe 8 tranches (contre 6 précédemment) représentant chacune une puissance entre 500 et 750 MW. Cela équivaut à environ 40 % de la pointe de consommation totale. Le nouveau plan de délestage est le résultat d'une adaptation récente et est opérationnel depuis le 1^{er} novembre 2015.

Ces 8 tranches ne sont pas constituées en zones géographiques régionales ou locales. Une même tranche concerne donc des communes de différentes régions du pays. Et de la même manière, une même commune, voire une même rue peut être alimentée par plusieurs postes de distribution appartenant à des tranches différentes. Cette situation peut parfois changer en fonction de facteurs ponctuels, comme des travaux sur le réseau de distribution par exemple.

Le plan de délestage a un **fondement légal** dans l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité, qui constitue une subdivision du code de sauvegarde conformément à l'article 312 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci.

1.5 CONSULTATION SUR LES CALCULS DU VOLUME DE RÉSERVE STRATÉGIQUE

La problématique hivernale, la sécurité d’approvisionnement et le mécanisme de réserve stratégique alimentent de plus en plus les débats menés sur l’énergie. Dans le cadre des rôles et responsabilités qui lui sont attribués, notamment en ce qui concerne le mécanisme de réserve stratégique, Elia a décidé de répondre aux souhaits des acteurs du marché qui sont soucieux de mieux comprendre les calculs de volume afférents à la réserve stratégique et d’y participer.

Dans cette optique, Elia a lancé une **consultation publique** afin de dresser un tableau clair et complet de tous les aspects susceptibles d’être améliorés. Cette consultation couvre différents aspects, allant de données et hypothèses au compte rendu des résultats en passant par la méthodologie, le format des résultats et leur mode de communication.

La consultation a été annoncée lors du « Working Group Belgian Grid » du 1^{er} juin 2015 à l’aide d’une présentation [9]. Peu après, tous les membres du « Working

Group Belgian Grid », la « Task Force Implementation Strategic Reserve » ainsi que la CREG, l’organe de régulation, ont été invités par e-mail à faire part, pour le 26 juin 2015, de leur feed-back sur les différents aspects évoqués.

1.5.1 Réponses des parties prenantes

Durant la période de consultation, Elia a reçu **4 réponses**. Celles-ci peuvent être consultées sur son site Web [10].

Les différents éléments de la consultation ont fait l’objet d’une présentation lors de la « Task Force Implementation Strategic Reserve » du 2 septembre 2015 [11].

Les différents éléments évoqués dans les réponses peuvent être classés en quatre catégories, voir Figure 10. Des suggestions d’amélioration seront proposées pour les différentes catégories.

CONSULTATION : DIFFÉRENTES CATÉGORIES DE RÉPONSES (FIG. 10)



1.5.2 Suites données à la consultation

Après avoir examiné les différentes suggestions, Elia a inclus la majorité d’entre elles dans l’exercice relatif à l’hiver 2016-2017.

Les améliorations apportées au niveau de la méthodologie sont abordées plus loin dans ce rapport. Le rapport a également été étoffé sur base des éléments évoqués lors de la consultation, sous la forme de détails complémentaires sur les hypothèses et d’informations contextuelles sur les résultats.

Elia a également prévu une explication distincte sur tous les éléments de la consultation. Ces explications, seront publiées avec ce rapport sur le site Web d’Elia, et contiendront :

- les éléments pris en compte et de quelle manière ;
- les éléments non pris en compte et la raison.

“ Une nouvelle consultation publique sera programmée en 2016 afin de collecter des suggestions et commentaires sur le rapport publié, ainsi que sur les hypothèses et la méthodologie utilisées dans l’analyse de l’hiver 2016-17. Les réponses seront utilisées pour améliorer l’analyse et le rapport pour l’hiver 2017-18. ”

1.6 AUTRES ÉTUDES D'ADÉQUATION

Ce rapport comporte une étude probabiliste de la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique. Cependant, il existe d'autres rapports qui traitent de cette matière, chacun mettant l'accent sur un aspect particulier et appliquant une méthodologie différente, voir Figure 11.

ÉTUDES DISPONIBLES SUR L'ADÉQUATION (FIG. 11)

Paragraphe	Étude Adequacy	Analyse	Indicateurs	Source
1.6.1	ENTSO-E SO&AF	Déterministe	Balance - Marge de capacité	[12]
1.6.2	ENTSO-E Winter Outlook	Déterministe	Balance - Marge de capacité	[13]
1.6.3	PLEF	Probabiliste	LOLE, ENS	[14]

1.6.1 ENTSO-E “Scenario Outlook and Adequacy Forecast”

ENTSO-E¹⁷ publie annuellement un rapport intitulé « Scenario Outlook and Adequacy Forecast » (SO&AF¹⁸). Ce document fournit aux parties prenantes du marché européen de l'énergie un aperçu de la sécurité d'approvisionnement dans un contexte national et européen. L'analyse se base sur des scénarios de type ascendant et se concentre sur le bilan énergétique comme indicateur d'adéquation. Le rapport publié en 2015 comporte une analyse des années 2016, 2020 et 2025.

Jusqu'à présent, cette analyse repose sur une méthode déterministe. Dans un futur proche, l'analyse de la sécurité d'approvisionnement en Europe devrait toutefois être réalisée sur base d'une méthode entièrement probabiliste. Cependant, un certain nombre de développements doivent encore être réalisés à cette fin.

L'analyse repose sur deux scénarios de type ascendant pour quantifier l'incertitude sur l'évolution du parc de production européen. Ces deux scénarios, à savoir le scénario A « conservative » et le scénario B « best estimate », sont composés par chaque gestionnaire de réseau de transport sur la base d'une méthodologie définie.

Les chiffres relatifs à la consommation électrique se basent sur les perspectives de croissance supposées les plus élevées par les gestionnaires de réseau de transport. Ces chiffres ne correspondent pas toujours aux perspectives de croissance les plus probables, mais donnent une indication des prévisions les plus critiques. Les perspectives de forte croissance supposent une

électrification de différents secteurs et une relance économique.

Le bilan énergétique de chaque pays fait l'objet d'une évaluation individuelle sur base des prévisions de charge et de production. Le point de référence utilisé pour cette analyse se situe le troisième mercredi de chaque mois à 19 heures.

L'analyse déterministe des hypothèses élaborées et décrites dans le rapport permet de tirer les conclusions suivantes pour la Belgique :

- En 2016, il y a un besoin de réserve stratégique afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, malgré l'importation depuis les pays voisins. Cette observation cadre avec la conclusion de l'analyse probabiliste.
- Une augmentation des capacités d'importation et de production résulte en une amélioration de la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique. Si de la capacité de production supplémentaire n'apparaît pas (nouvelles unités ou unités de nouveau disponibles pour le marché), il y aura toujours un besoin de réserve stratégique pour 2020.
- En 2025, des problèmes d'adéquation pourraient se manifester selon le scénario A, en raison de la sortie progressive du nucléaire. Le scénario B montre qu'une nouvelle capacité de production sera requise pour compenser la sortie du nucléaire.

1.6.2 ENTSO-E “Outlook Reports”

ENTSO-E publie chaque année le rapport « Winter Outlook and Summer Review ». Ce rapport sur l'adéquation à court terme se concentre d'une part sur les principaux risques liés à la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir. Il prend en compte différentes incertitudes telles que les conditions climatiques, l'arrêt d'unités de production, les prévisions de charge, la gestion de la charge et les problèmes de stabilité du réseau électrique. D'autre part, le rapport fournit également un aperçu des événements les plus importants de l'été précédent. L'objectif de ce document est de créer une plateforme où les gestionnaires de réseau de transport peuvent échanger des informations, instaurer de la transparence et informer les parties prenantes des risques potentiels pour l'hiver prochain.

Le rapport donne un aperçu des bilans énergétiques nationaux et régionaux entre la production disponible et la charge prévue sur une base hebdomadaire pour la période hivernale. Les informations utilisées pour réaliser cette analyse déterministe sont rassemblées par ENTSO-E au moyen d'un questionnaire qualitatif et quantitatif complété par chaque gestionnaire de réseau de transport. Le rapport pour l'hiver 2015-2016 paraîtra à l'automne 2015.

17. ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity. ENTSO-E est une association qui représente 41 GRT provenant de 34 pays européens.

18. SO&AF : Scenario Outlook and Adequacy Forecast

1.6.3 Pentalateral Energy Forum (PLEF) : “Regional Generation Adequacy Assessment”

Les gestionnaires de réseau de transport qui font partie du PLEF¹⁹ ont publié début 2015 une étude sur la sécurité d’approvisionnement au niveau régional. Pour ce faire, une nouvelle méthodologie a été mise au point pour permettre de réaliser une étude probabiliste sur l’adéquation à l’échelle régionale. Cette étude analyse les principaux indicateurs d’adéquation (LOLE et ENS) pour les différents pays ainsi que pour la région. Elle aborde à la fois l’hiver 2015-2016 et l’hiver 2020-2021.

Les résultats de l’étude régionale correspondent à l’analyse nationale réalisée dans le cadre de la réserve stratégique pour 2015-16. Cela s’explique notamment par le fait que la méthodologie appliquée pour l’analyse nationale (hiver 2015-2016) ressemble fortement à celle de l’analyse régionale. Dans cette étude, certains points

à améliorer ont été identifiés, tels que l’intégration d’une méthodologie basée sur les flux (flow based), de la gestion de la demande et de plus d’années climatiques. L’analyse actuelle prend en compte ces améliorations et une mise à jour des données d’entrée, voir 3.2.4 et 3.4.2.

Il résulte du scénario de base de l’étude des problèmes d’adéquation en France et en Belgique pour l’hiver 2015-2016. En ajoutant la réserve stratégique au modèle, on obtient en moyenne un LOLE d’environ 3h.

“ Les points à améliorer, identifiés dans l’étude sur la sécurité d’approvisionnement au niveau régional dans le cadre du Forum pentalatéral de l’énergie, sont pris en compte dans la méthodologie améliorée pour cette analyse nationale de l’hiver 2016-2017. Les améliorations méthodologiques sont expliquées aux paragraphes 3.2.4 et 3.4.2. ”

1.7 POINTS D’ATTENTION IMPORTANTS

Ce rapport donne une estimation du volume nécessaire dans le cadre de la réserve stratégique pour les hivers 2016-17, 2017-18 et 2018-19 sur la base d’une analyse probabiliste. Il convient de prendre en compte les hypothèses importantes suivantes pour les calculs.

- Dans le volume calculé, aucune distinction n’est faite entre les effacements de demande et la capacité de production. Le volume est calculé selon une disponibilité de 100 %. Il s’agit d’une hypothèse clé, surtout en ce qui concerne les grands volumes.
- Le calcul de ce volume a été effectué sans prendre en considération la possibilité de trouver effectivement ce volume sur le marché belge.

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.

19. PLEF: Penta-Lateral Energy Forum. Le Forum pentalatéral de l’énergie composé de l’Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas est élargi à la Suisse et de l’Autriche.

METHODOLOGIE



2.1 — Définition des états futurs	20
2.2 — L'identification des moments de déficit structurel	27
2.3 — Évaluation du volume de réserve stratégique	29

La **première étape** pour la détermination du volume de réserve stratégique durant un hiver donné consiste en la **création de divers états futurs** couvrant l'incertitude du parc de production et de la demande électrique. Chacun de ses états futurs est basé sur des données historiques d'aléas météorologiques (vent, ensoleillement, température, précipitations) ainsi que de l'indisponibilité de centrales.

La **deuxième étape** est l'**identification des moments de déficit structurel**, c'est-à-dire durant lesquels la production d'électricité sur le marché n'est plus suffisante pour satisfaire la demande de consommation. Une simulation horaire par un modèle de marché durant l'hiver étudié (de novembre à mars inclus) sera effectuée afin de quantifier les heures de déficit structurel pour chacun des scénarios définis lors de la première étape. Ce modèle est entre autres aussi utilisé par RTE²⁰ dans ses analyses de risque de défaillance ainsi que par différentes GRT dans le cadre d'une étude régionale d'adéquation du système effectuée dans le cadre du PLEF, voir paragraphe 1.6.3.

La **dernière étape** consiste à évaluer le volume de réserve stratégique nécessaire afin de **satisfaire le critère légal** d'adéquation du système, voir paragraphe 1.3. Un processus itératif est utilisé afin d'évaluer ce volume total de réserve stratégique.

Ce chapitre explique en détails les différentes étapes et outils utilisés.



20. RTE : Réseau de Transport d'Electricité, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France

2.1 DÉFINITION DES ÉTATS FUTURS

Afin de réaliser une analyse de risque probabiliste il est nécessaire d'évaluer une multitude d'états futurs. La distribution du risque de défaillance issue de ceux-ci permet d'évaluer les paramètres de sécurité d'approvisionnement.

2.1.1 Variables aléatoires et séries chronologiques

Les variables définissant les états futurs peuvent être reprises dans deux catégories : les variables climatiques et la disponibilité du parc de production, voir Figure 12.

Variables climatiques 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 mensuelle de **production hydraulique**

Variable non corrélée avec les autres :

- Paramètres de **disponibilité du parc thermique** permettant d'effectuer des tirages sur l'indisponibilité de centrales

VARIABLES (FIG. 12)

40 hivers climatiques (historiques) sont utilisés pour modéliser les aléas climatiques.



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 thermosensibilité



Probabilité et durée de défaillance



Tirage aléatoire par le modèle de chronique journalières de disponibilité

CORRÉLATION DES ALÉAS CLIMATIQUES

Les différentes données météorologiques ayant un impact sur la production renouvelable et la consommation ne sont pas indépendantes les unes des autres. Le vent, l'ensoleillement, la température et les précipitations sont liées entre elles pour une région donnée. De manière générale, les anticyclones sont caractérisés par un temps dégagé et peu de vent, alors que les dépressions par un temps couvert, avec plus de vent et de pluie.

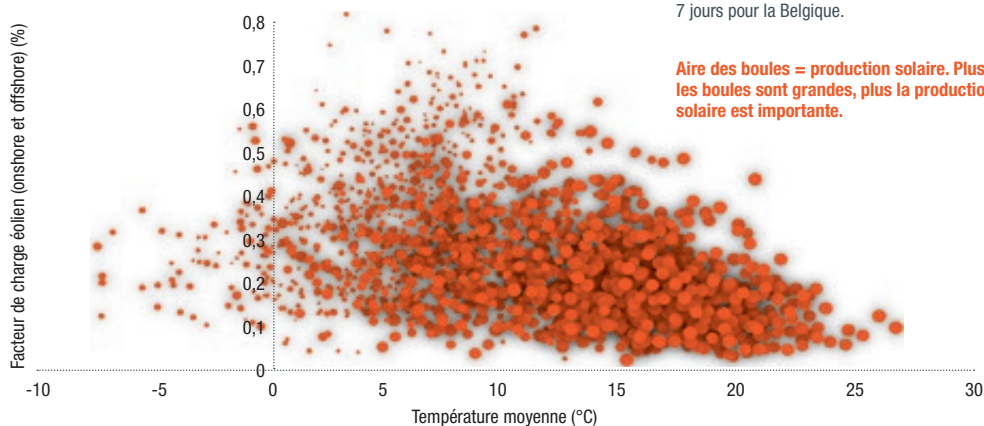
Le graphique de la Figure 13 montre la corrélation entre la production éolienne, la production photovoltaïque et la température pour la Belgique. Le graphique est basé sur une moyenne hebdomadaire de ces trois données pour la Belgique par contre les tendances journalières ou horaires ne sont pas prises en compte. On remarque plusieurs tendances :

- Plus la température est élevée, plus la production éolienne diminue. Ceci peut aussi être observé sur la Figure 14. Le vent souffle plus en hiver qu'en été.
- Plus la température est élevée, plus la production photovoltaïque sera importante. Ceci est logique car cela correspond aux mois d'été comme on peut le voir sur la Figure 16.
- Lorsque la production éolienne est très importante, la production solaire a tendance à diminuer.
- Durant les périodes de froid extrême, la production éolienne a tendance à diminuer alors que la production photovoltaïque a tendance à augmenter légèrement.

Les différentes données météorologiques sont aussi liées géographiquement entre elles. Un exemple typique est une perturbation qui passera d'abord par l'ouest de la France, puis par la Belgique, puis par l'Allemagne. La Figure 58 montre un autre exemple d'une corrélation géographique : la corrélation entre la température française et la température belge. Il est donc aussi important de garder la corrélation géographique entre les aléas climatiques.

Afin de réaliser une étude probabiliste, il est donc important de garder les différents aléas climatiques corrélés dans le temps et géographiquement.

CORRÉLATION ENTRE PRODUCTION ÉOLIENNE, SOLAIRE ET LA TEMPÉRATURE (MOYENNE SUR 7 JOURS) (FIG. 13)



40 hivers historiques sont utilisés pour modéliser les **variables climatiques** : les hivers entre les années 1973 et 2013. Les données météorologiques historiques de température²¹ et de précipitation proviennent de la base de données du NCDC²² des États-Unis [15].

- Les données de production hydraulique proviennent d'ENTSO-E pour la période allant de 1991 à 2013. Une reconstruction est utilisée sur base des précipitations historiques par pays pour les années 1973 à 1990 (NCDC).
- Une pondération de diverses stations météorologiques par pays est utilisée pour obtenir la température moyenne de chaque pays (NCDC).

Les données de production éolienne et solaire sont des données historiques utilisées dans le cadre des études ENTSO-E pour les années 2000 à 2013. Une reconstruction statistique est utilisée pour les années de 1973 à 1999 en tenant compte la corrélation avec les autres aléas climatiques.

Les données de disponibilité du parc thermique belge sont issues d'une analyse historique de 2006 à 2014 (plus d'information à ce sujet au point 3.1.5). Pour les autres pays, les taux d'indisponibilités dans les études ENTSO-E sont utilisés.



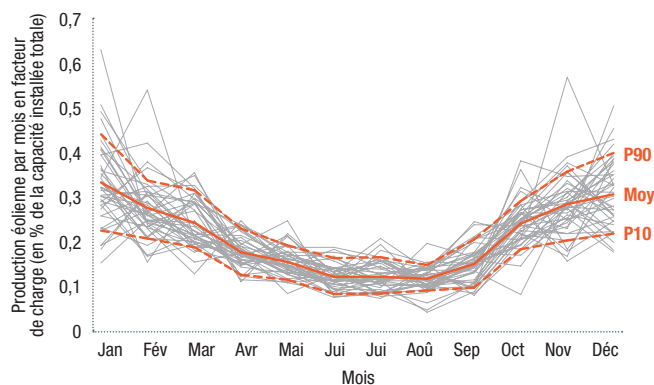
Variabilité de la production éolienne

La production éolienne dépend essentiellement de la vitesse du vent où sont installées les éoliennes. Le vent est plus élevé en hiver qu'en été, voir Figure 14 qui montre le facteur de charge moyen par mois pour les 40 années historiques²³. De plus, les valeurs mensuelles moyennes, P10 et P90 sont indiquées sur le graphique. Le graphique montre que la production éolienne est plus élevée en hiver qu'en été.

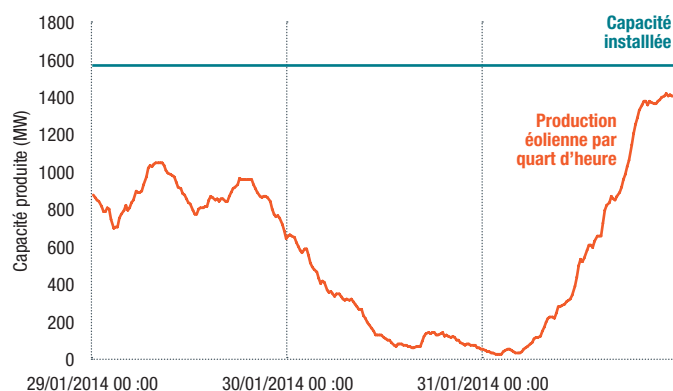
La production horaire peut varier rapidement passant du minimum au maximum en une journée comme illustré sur la Figure 15.

Plus la capacité installée des éoliennes augmente, plus la contribution de ce moyen de production aidera le système à être adéquat lorsqu'il y a du vent. En l'absence de celui-ci, d'autres productions devront être activées afin de satisfaire la consommation. **L'absence de vent est un facteur aggravant pour la sécurité d'approvisionnement.**

VARIABILITÉ DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE TERRESTRE PAR MOIS EN BELGIQUE SUR BASE DES 40 ANNÉES UTILISÉES (FIG. 14)



EXEMPLE HISTORIQUE DE LA VARIABILITÉ DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE PAR JOUR (FIG. 15)



21. Données de diverses stations météorologiques par pays.

22. NCDC : National Climatic Data Center

23. Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produit si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période



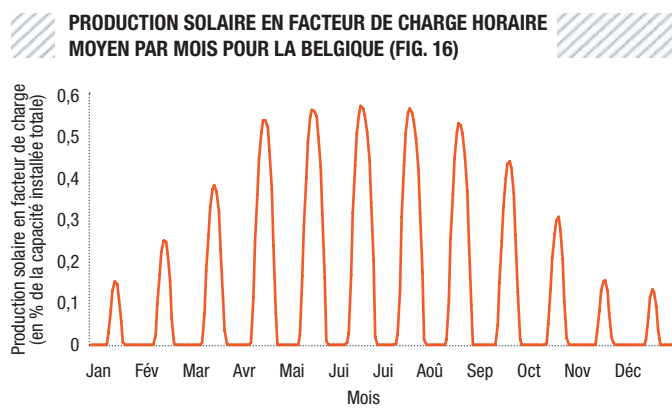
Variabilité de la production photovoltaïque

La production photovoltaïque suit la variabilité de l'irradiation solaire. La production moyenne sera plus élevée en été qu'en hiver :

- La durée d'ensoleillement journalière est plus élevée en été (maximale au solstice d'été (+/- 21 juin) et minimale au solstice d'hiver (+/- 21 décembre))
- L'irradiation solaire incidente est plus élevée au solstice d'été qu'au solstice d'hiver (le soleil monte plus haut dans le ciel)
- Le temps impacte fortement la production (par exemple la couverture nuageuse)
- Le rendement dépend entre autres de la température extérieure. Le rendement sera plus élevé lorsqu'il fait froid

La Figure 16 montre le facteur de charge horaire moyen pour chaque mois en Belgique.

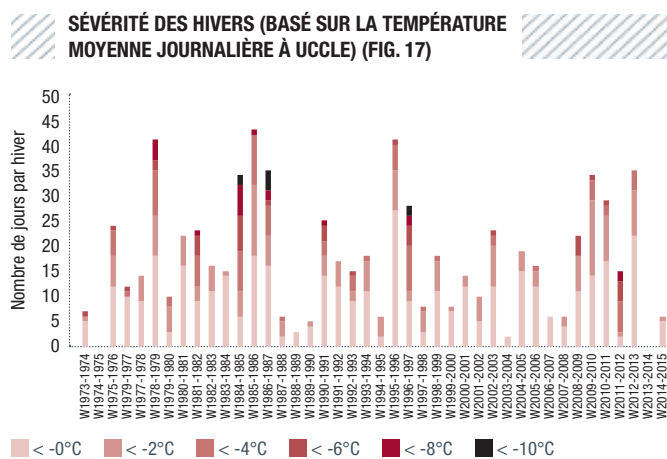
La production photovoltaïque étant faible en hiver, la contribution de ce moyen de production à la sécurité d'approvisionnement est limitée. De plus, pendant les heures de pointes en hiver (demande électrique élevée), la production est nulle (la nuit étant déjà tombée).



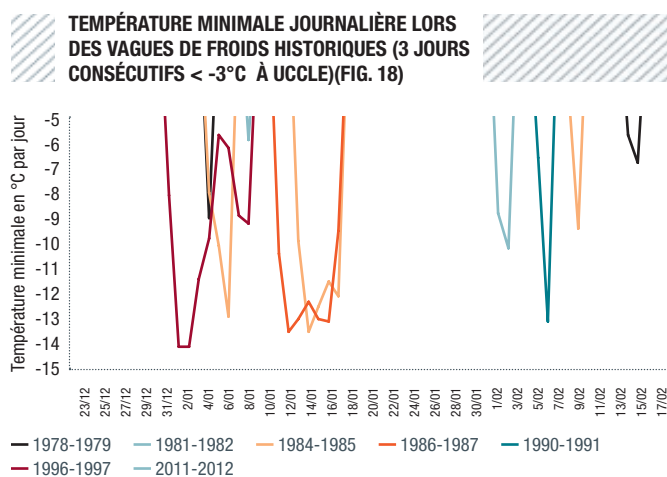
Variabilité de la température

La température est une donnée déterminante dans le risque de déficit structurel à cause de la thermosensibilité de la demande. Plus il fait froid, plus la consommation électrique augmente (voir paragraphe 3.2.3 pour la Belgique).

La Figure 17 montre pour chaque hiver depuis 1973, le nombre de jours où la température moyenne de la journée était en dessous de 0 °C à Uccle ainsi que la sévérité (le code couleur permet de visualiser la sévérité, plus les couleurs sont foncées, plus cet hiver a été sévère avec des températures très négatives).



Afin de comparer les vagues de froid, la Figure 18 montre les hivers les plus extrêmes observés sur la période 1973-2013 avec leur température minimale et leur situation dans le calendrier de l'hiver. Cela permet de comparer les vagues de froid.





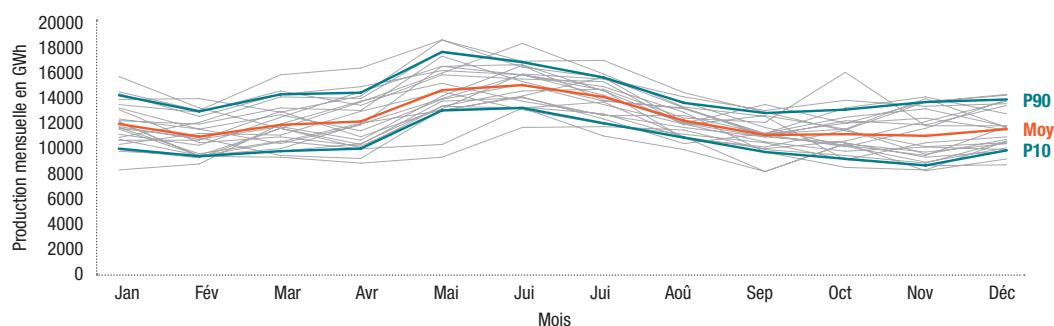
Variabilité de production hydraulique

La production hydraulique (hors pompage turbinage) dépend de l'afflux d'eau dans les bassins hydrauliques (précipitations, fonte des neiges/glaciers), de la capacité des réservoirs, de leur gestion, ainsi que de l'endroit où se trouvent les différentes centrales hydrauliques.

Une année sèche limitera les possibilités de production avec les centrales hydrauliques.

La Figure 19 montre que la variabilité historique de la production hydraulique (hors pompage turbinage) de la zone CWE (avec la Suisse), équivaut à 4 TWh par mois (entre le percentile 10 et le percentile 90). Entre l'année la plus sèche (2011) et l'année la plus pluvieuse (2001), on observe une différence de production annuelle de presque 50 TWh pour la zone considérée.

PRODUCTION HYDRAULIQUE MENSUELLE HISTORIQUE DE 1991 À 2013 DE LA ZONE CWE + LA SUISSE (EXCLUANT LE POMPAGE TURBINAGE) (FIG. 19)



Variabilité de la disponibilité du parc thermique

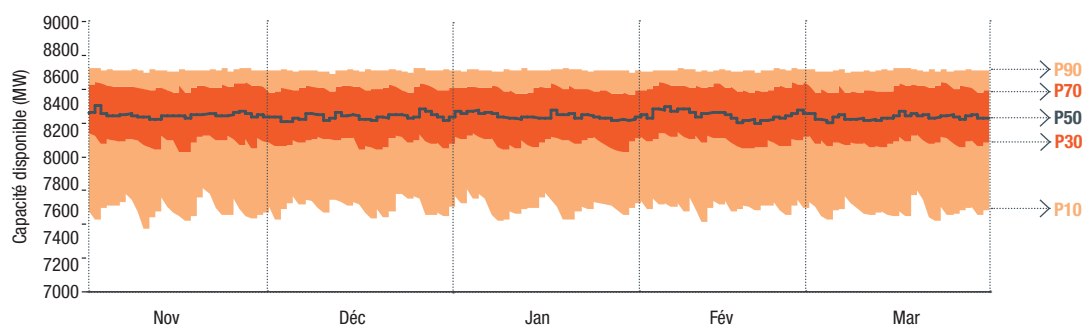
La disponibilité du parc thermique est tirée aléatoirement par le modèle sur base de paramètres historiques de probabilité et de durée de défaillance (voir paragraphe 3.1.5 pour plus d'informations).

La Figure 20 reprend la distribution des tirages effectués pour les unités modélisées individuellement dans le modèle pour la Belgique, voir paragraphe 3.1.3 et 3.1.4.

Des événements extrêmes peuvent avoir lieu (perte de plusieurs centrales) diminuant fortement la capacité disponible. Ces événements peuvent être déterminants dans l'occurrence de déficit structurel.

Les percentiles indiqués sur le graphique correspondent à la distribution journalière des arrêts fortuits des centrales basée sur une simulation avec 800 tirages aléatoires de disponibilité.

DISTRIBUTION DES SCÉNARIOS DE DISPONIBILITÉ GÉNÉRÉS POUR LE PARC DE PRODUCTION (MODÉLISÉ COMME UNITÉS SÉPARÉES) BELGE (FIG. 20)



Autres variables pouvant impacter la sécurité d'approvisionnement non considérées dans cette étude

Les événements suivants ne sont pas considérés dans l'étude (liste non exhaustive) :

- arrêts prolongés de centrales (sabotage, décisions politiques, ...)
- rupture d'approvisionnement des centrales en combustibles
- vague de froid extrême amenant au gel de cours d'eau permettant le refroidissement des centrales
- catastrophes naturelles (tornades, inondations, ...)

D'autres événements (entre autres sur la disponibilité du parc nucléaire, la perte de longue durée d'un élément de réseau, la capacité disponible en France, ...) sont considérés comme sensibilité, voir paragraphes 4.2 à 4.6.

2.1.2 Tirages Monte Carlo et agencement des années climatiques

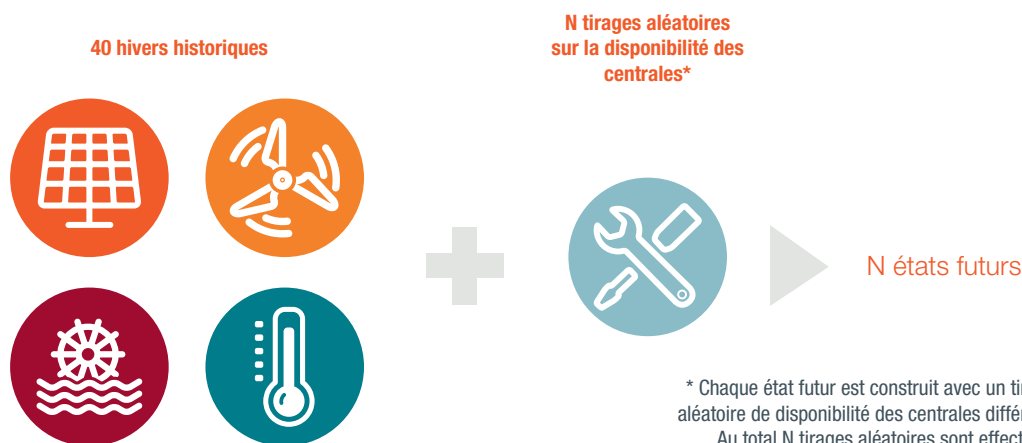
Les variables reprises en 2.1.1 sont combinées afin de maintenir la corrélation entre les différents moyens de production renouvelable (vent, photovoltaïque, hydraulique) et la température. Cette **corrélation** est **temporelle** et **géographique**.

L'hiver climatique d'une année donnée sera donc toujours combiné avec la même année climatique et ce pour tous les pays simulés.

La **disponibilité des centrales** est par contre tirée de manière **aléatoire** par le modèle. En introduisant les paramètres de probabilité et durée de défaillance pour chaque type de centrale, le modèle effectue un tirage sur les centrales (selon la méthode de Monte Carlo). Ceci résulte en différentes chroniques de disponibilité du parc thermique pour chaque pays. Ces disponibilités sont différentes pour chaque état futur.

Chaque « année Monte Carlo » a le même poids dans l'analyse, voir Figure 21.

CONSTRUCTION DES ANNÉES MONTE CARLO (FIG. 21)



LES MÉTHODES DE MONTE CARLO

Les méthodes de Monte Carlo sont utilisées dans divers domaines pour, entre autres, amener une **approche probabiliste du risque**. Elles se basent sur l'évaluation d'un grand nombre d'états futurs permettant de couvrir l'incertitude.

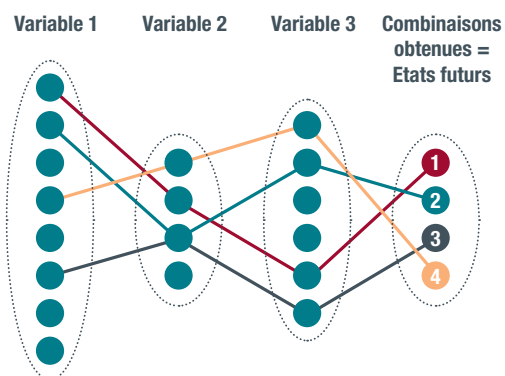
Dans cette analyse, des tirages aléatoires sont effectués sur la disponibilité du parc thermique de chaque pays. La combinaison de ces tirages avec les séries chronologiques corrélées de l'évolution horaire de la consommation et des conditions météorologiques particulières définit un état futur. La simulation a lieu sur cet état futur fixé (appelé « année Monte Carlo » ou « état futur »).

La simulation d'un grand nombre d'états futurs permet d'évaluer la distribution d'un indicateur choisi, voir Figure 6.

La Figure 22 montre un tirage aléatoire sur trois variables indépendantes ainsi que quatre combinaisons obtenues.

Cette approche est très différente d'une **méthode déterministe** utilisée dans d'autres études où seule une combinaison de variables est analysée, voir paragraphe 1.6.

UN GRAND NOMBRE DE TIRAGES ALÉATOIRES SUR DIFFÉRENTES VARIABLES PERMET DE CONSTRUIRE LES ÉTATS FUTURS (FIG. 22)



2.1.3 Nombre d'états futurs

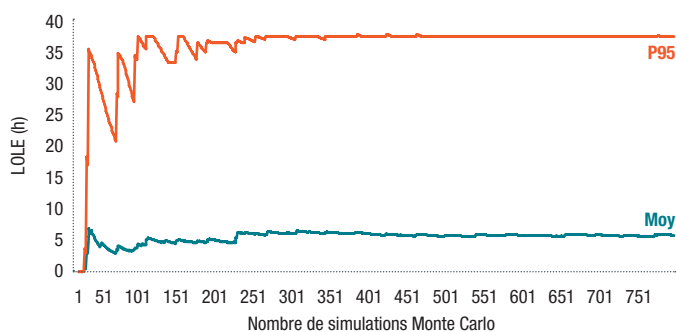
Le nombre d'états futurs nécessaire pour arriver à une convergence des résultats dépend entre autres des variables, du périmètre modélisé et de la variabilité du parc de production. Dans le cadre de cette étude les deux paramètres définis par la loi sont le LOLE moyen et le percentile 95 du LOLE. La convergence de ces deux paramètres est nécessaire.

Dans cette étude, le nombre d'états futurs nécessaires afin d'atteindre la convergence des indicateurs est de 800, voir Figure 23. Chacun des 40 hivers climatiques sera donc simulé 20 fois avec un tirage de disponibilité différent du parc thermique donnant ainsi 800 états futurs simulés.

C'est la combinaison des résultats de tous les états futurs qui fournira les distributions des heures de déficit structurel.

“ 800 états futurs (ou « années Monte Carlo ») sont simulés. Chaque état futur simulé correspond à un hiver climatique historique et à un tirage aléatoire de la disponibilité des centrales. ”

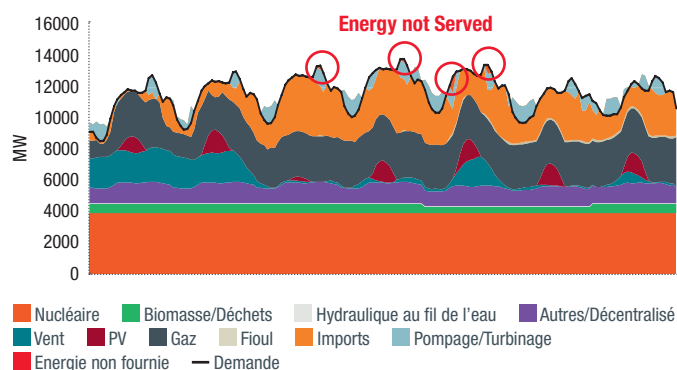
CONVERGENCE DES INDICATEURS LOLE POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRÉCE (FIG. 23)



2.2 L'IDENTIFICATION DES MOMENTS DE DÉFICIT STRUCTUREL

Chaque état futur défini est analysé heure par heure en simulant le marché électrique européen. Les moments de déficit structurel sont les heures où il n'y a pas assez de production pour couvrir la consommation d'un pays. Sur la Figure 24, 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 1 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 représenté sur la Figure 24.

EXEMPLE DE GÉNÉRATION PAR TYPE DE PRODUCTION POUR UNE SEMAINE DONNÉE POUR LA BELGIQUE (FIG. 24)



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

- la réserve opérationnelle a été soustraite des unités de 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

2.2.1 Le périmètre de simulation inclut 19 pays

La Belgique étant dépendante des imports en électricité, l'évaluation du risque de défaillance doit comprendre une modélisation explicite des pays voisins. Le périmètre est repris sur la Figure 25. Celui-ci inclut les pays de la région de l'**Europe du Centre-Ouest**; ainsi que leurs premiers voisins directs.

La zone **CWE (l'Europe du Centre-Ouest)** se compose de l'Allemagne (DE), la France (FR), la Belgique (BE), les Pays-Bas (NL), le Luxembourg (LU) et l'Autriche (AT).

En plus la zone CWE, les pays suivants sont aussi modélisés : Espagne (ES), Royaume-Uni (UK), Irlande (IE), Italie (IT), Suisse (CH), Slovénie (SI), République Tchèque (CZ), Slovaquie (SK), Hongrie (HU), Norvège (NO), Danemark (DK), Suède (SE) et Pologne (PL).

19 PAYS SONT MODÉLISÉS DANS CETTE ÉTUDE (FIG. 25)



19

pays sont modélisés
en détail dans l'analyse

2.2.2 Données d'entrée et de sortie du modèle

Afin de simuler le marché européen de l'électricité, divers hypothèses et paramètres doivent être définis. Ceux-ci seront détaillés dans le chapitre 3.

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

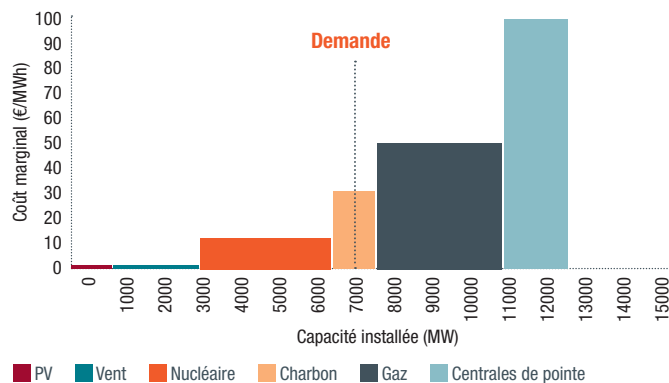
- le profile horaire de **consommation**
- la capacité du **parc de production thermique** et les paramètres de **disponibilité**
- la capacité de productions **éolienne, photovoltaïque et hydraulique**
- les **interconnexions** (selon la méthodologie basée sur les flux ou des capacités d'échanges entre pays)

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

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 des centrales sont pris en comptes dans cette analyse, voir Figure 26. En effet, prendre en compte l'empilement économique permet une modélisation correcte de l'utilisation des centrales de pompage/turbinage et des réservoirs hydrauliques, voir paragraphe 3.1.6.

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 d'offre (empilement des centrales) et la demande. Cette dernière est considérée comme inélastique, par contre la réponse du marché aux prix élevés sera prise en compte comme expliqué au paragraphe 3.2.4.

EXEMPLE D'EMPILEMENT ÉCONOMIQUE POUR UNE HEURE
DONNÉE ET POUR UN PARC DE PRODUCTION DONNÉ (FIG. 26)



Les **sorties du modèles** analysées dans cette étude sont les **chroniques horaires d'énergie non fournie** par le parc de production pour chaque pays. A partir de ces chroniques horaires différents indicateurs peuvent être déduits :

- le nombre d'heures de déficit structurel
- la marge excédentaire ou déficit de capacité
- les nombres d'activations de la réserve stratégique
- le volume d'énergie non fournie

D'autres sorties du modèles sont utilisées pour comprendre les résultats :

- la production par type de centrale par pays
- les échanges commerciaux entre pays
- la disponibilité du parc thermique

De nombreux autres indicateurs peuvent aussi être calculés, par exemple :

- les bilans énergétiques (export/import)
- le taux d'utilisation des échanges commerciaux
- le nombre d'heures de fonctionnement des centrales
- prix marginal horaire

La Figure 27 résume schématiquement les données d'entrées et de sorties du modèle.

DONNÉES D'ENTRÉES ET DE SORTIES DU MODÈLE (FIG. 27)



2.2.3 Modèle utilisé

Le simulateur de marché utilisé est ANTARES²⁴. Cet outil a été développé par RTE afin d'effectuer (entre autres) des analyses probabilistes de sécurité d'approvisionnement.

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 (voir paragraphe 2.1).

Le modèle est/a été utilisé dans le cadre de nombreux projets européens :

- PLEF adequacy study [14]
- Twenties project [16]
- E-Highways 2050 [17]
- TYNDP²⁵ de ENTSO-E [18]

Le modèle utilise l'empilement économique de chaque pays ainsi que la capacité d'échange entre chaque pays pour en déduire la gestion la plus économique de chaque centrale afin de minimiser les coûts de production.

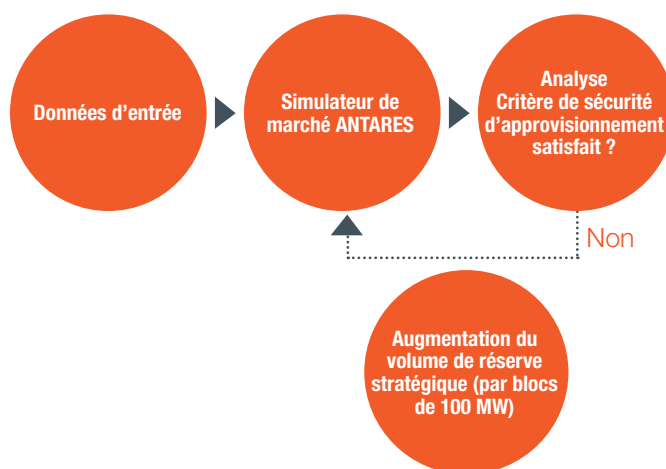
“ L'objectif d'ANTARES est de trouver l'optimum économique pour le système. ”

2.3 ÉVALUATION DU VOLUME DE RÉSERVE STRATÉGIQUE

Si après évaluation des 800 « années Monte Carlo », les critères légaux ne sont pas satisfaits, un volume de capacité de production additionnelle est nécessaire.

Un processus itératif est utilisé afin d'évaluer le volume total de réserves stratégiques, voir Figure 28. Le volume est augmenté par blocs de 100 MW jusqu'au moment où les critères légaux sont satisfaits. Entre chaque augmentation, une simulation des 800 états futurs a lieu avec le modèle de marché.

PROCESSUS ITÉRATIF POUR LE DIMENSIONNEMENT DU VOLUME DE RÉSERVE STRATÉGIQUE (FIG. 28)



24. ANTARES : A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

25. TYNDP : Ten Year Network Development Plan

HYPO THESES

en Belgique et dans les pays limitrophes

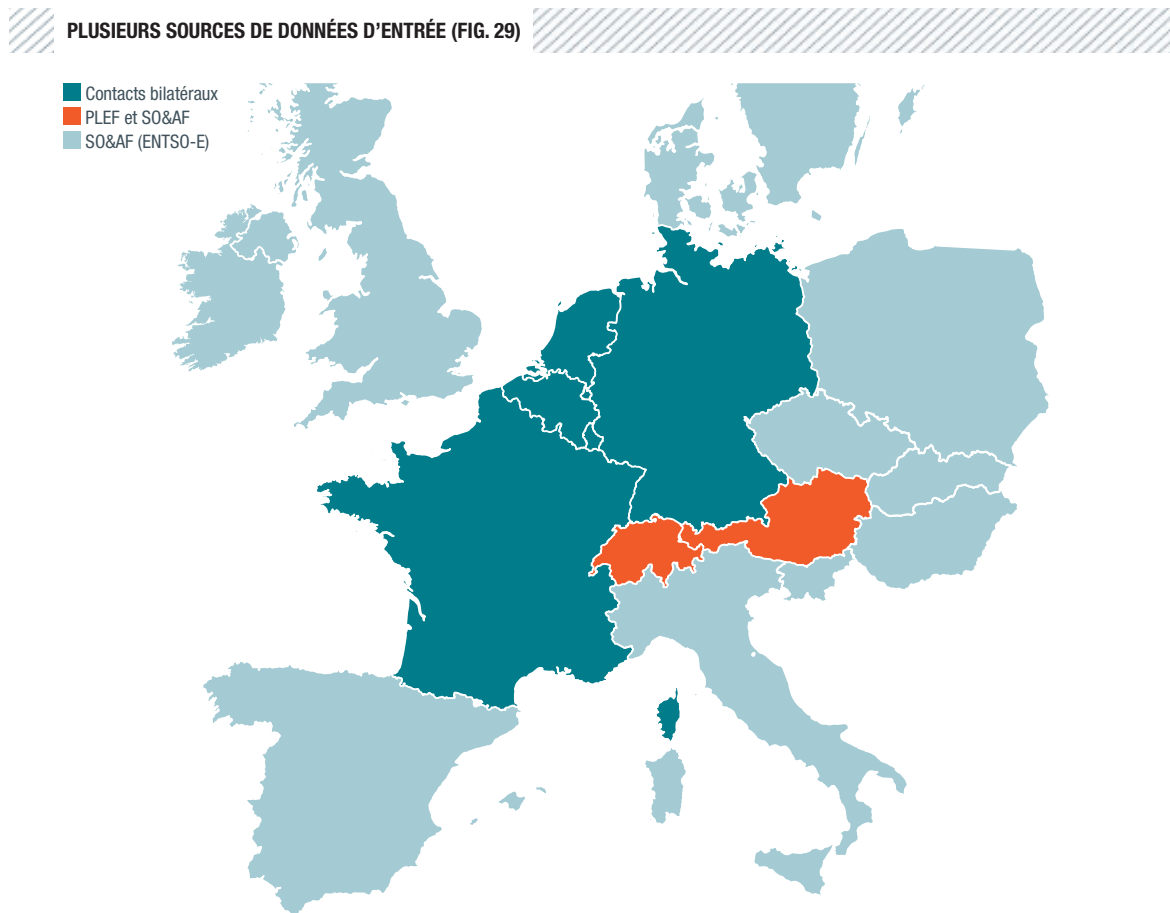
3.1 — Moyens de production en Belgique	32
3.2 — Consommation belge	40
3.3 — Hypothèses des pays voisins	47
3.4 — Interconnexions entre pays	52

Le parc thermique, les énergies renouvelables, les autres moyens de production et la consommation de chaque pays sont pris en compte dans le modèle. Chaque pays est modélisé comme un nœud dans ANTARES.

Pour la **Belgique**, les moyens de production et la consommation sont abordés en détail aux paragraphes 3.1 et 3.2. Conformément à l'art. 7bis de la loi Électricité, Elia a reçu avant le 15 octobre des données de la Direction générale Énergie du SPF Économie pour effectuer cette analyse. Les informations fournies par le SPF Économie sont aussi reprises dans ce rapport et utilisées dans l'analyse.

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 et du PLEF [12] [14]. La Figure 29 donne un aperçu des différentes sources.

Le rapport développe aussi les principales hypothèses pour les pays ayant un impact majeur sur la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement, à savoir la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Luxembourg (voir paragraphe 3.3).



“ Conformément à l’art. 7bis de la loi Électricité, Elia a reçu avant le 15 octobre 2015 des données de la Direction générale Énergie du SPF Économie aux fins de l’analyse de la réserve stratégique. ”

3.1 MOYENS DE PRODUCTION EN BELGIQUE

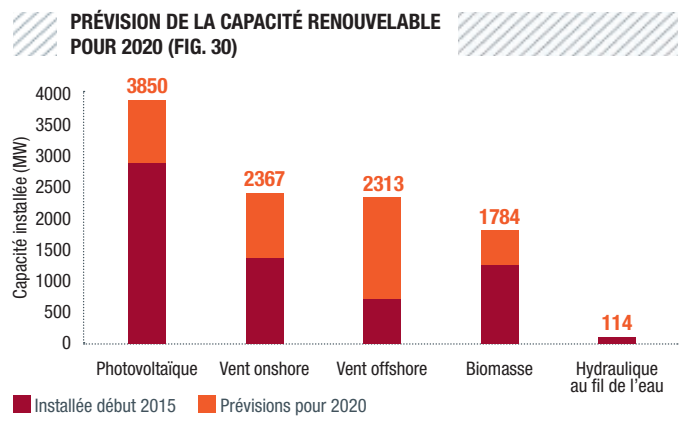
3.1.1 Prédiction des sources d'énergie renouvelables en 2020

Les objectifs belges issus du paquet législatif Climat et Énergie pour 2020 ont constitué l'amorce du développement des sources d'énergie renouvelables, avec pour résultat une part croissante de sources d'énergie intermittente dans le parc de production belge (environ 2900 MW de capacité photovoltaïque installée et 2000 MW de capacité éolienne installée début 2015). Le caractère intermittent des sources d'énergie renouvelables les rend moins faciles à prévoir et nécessite en permanence une capacité de secours.

Concernant la puissance installée, il est considéré que le développement des sources d'énergie renouvelables 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 renouvelables à la réalisation des objectifs climatiques européens. En 2010, un plan d'action national pour l'énergie renouvelable en Belgique a été publié [19]. Étant donné la croissance des sources d'énergie renouvelables 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, le 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.

La Figure 30 donne un aperçu des prévisions pour 2020. Ces chiffres ne sont pas contraignants et donnent une estimation optimiste de la puissance installée en 2020. La figure donne également une estimation de la puissance installée pour les différents types de sources d'énergie renouvelables pour le début de l'année 2015. Elle montre que la prévision pour 2020 prévoit 1000 MW supplémentaires en photovoltaïque et éolien onshore, 1600 MW en éolien offshore et 500 MW en biomasse.



UN GRAND NOMBRE DE DONNÉES EN TEMPS RÉEL SONT DISPONIBLES SUR LE SITE WEB D'ELIA ET LA PLATEFORME EUROPÉENNE DE TRANSPARENCE MISE À DISPOSITION PAR ENTSO-E

Pour suivre ce qui se passe en direct sur le réseau de transport belge, il existe un grand nombre de données en temps réel disponibles sur le site web d'Elia, tels que :

- courbe de charge
- capacité des interconnexions
- planning de maintenance des éléments du réseau de transport

Les données sont également téléchargeables pour des analyses ultérieures.



Pour en savoir plus consultez le site web d'Elia [20] et la plateforme européenne de transparence mise à disposition par ENTSO-E [21].

3.1.2 Éolien et photovoltaïque

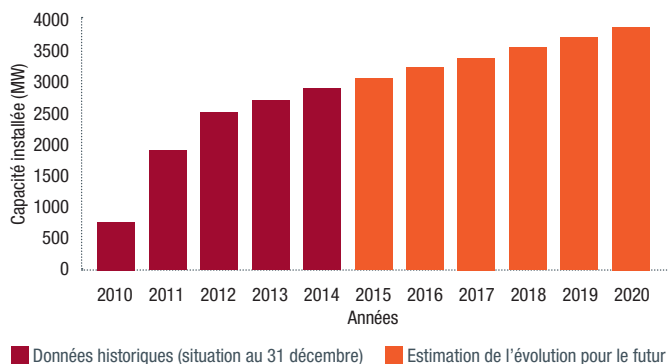
Les Figure 31, Figure 32 et Figure 33 reprennent l'historique des données de puissance installée à la fin de chaque année jusqu'en 2014, respectivement pour le photovoltaïque, l'éolien onshore et l'éolien offshore. Sur base des prévisions pour 2020 (voir paragraphe 3.1.1), une interpolation linéaire est appliquée entre 2014 et 2020 pour obtenir une estimation de la puissance installée en photovoltaïque et éolien pour chaque année.

- **Concernant le photovoltaïque**, cela conduit à une hausse moyenne de 160 MW par an, comparable à l'augmentation constatée au cours des deux dernières années. La puissance installée a surtout connu une forte progression en 2011 et 2012.
- **Concernant l'éolien onshore**, cela conduit à une augmentation de 170 MW par an, ce qui est comparable à la croissance moyenne de ces dernières années.

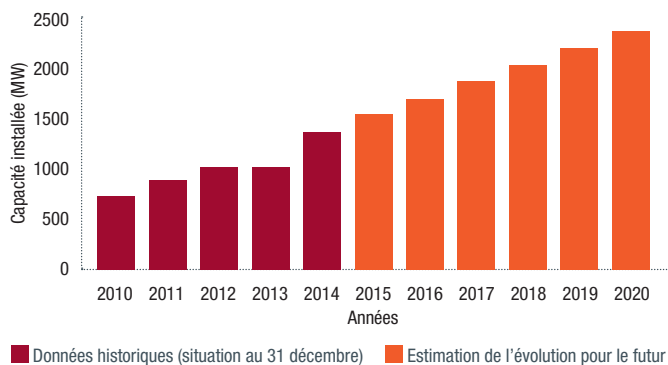
Pour l'éolien offshore, l'évolution annuelle est issue des informations en la possession d'Elia sur le raccordement progressif des parcs éoliens en mer. L'explication détaillée se trouve dans le Plan de développement fédéral 2015-2025 [36].



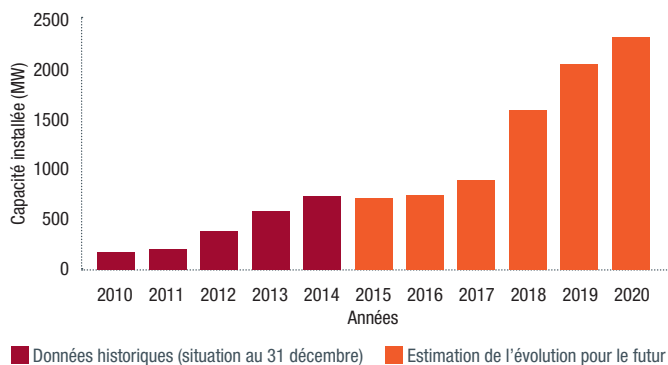
PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DE PHOTOVOLTAÏQUE (FIG. 31)



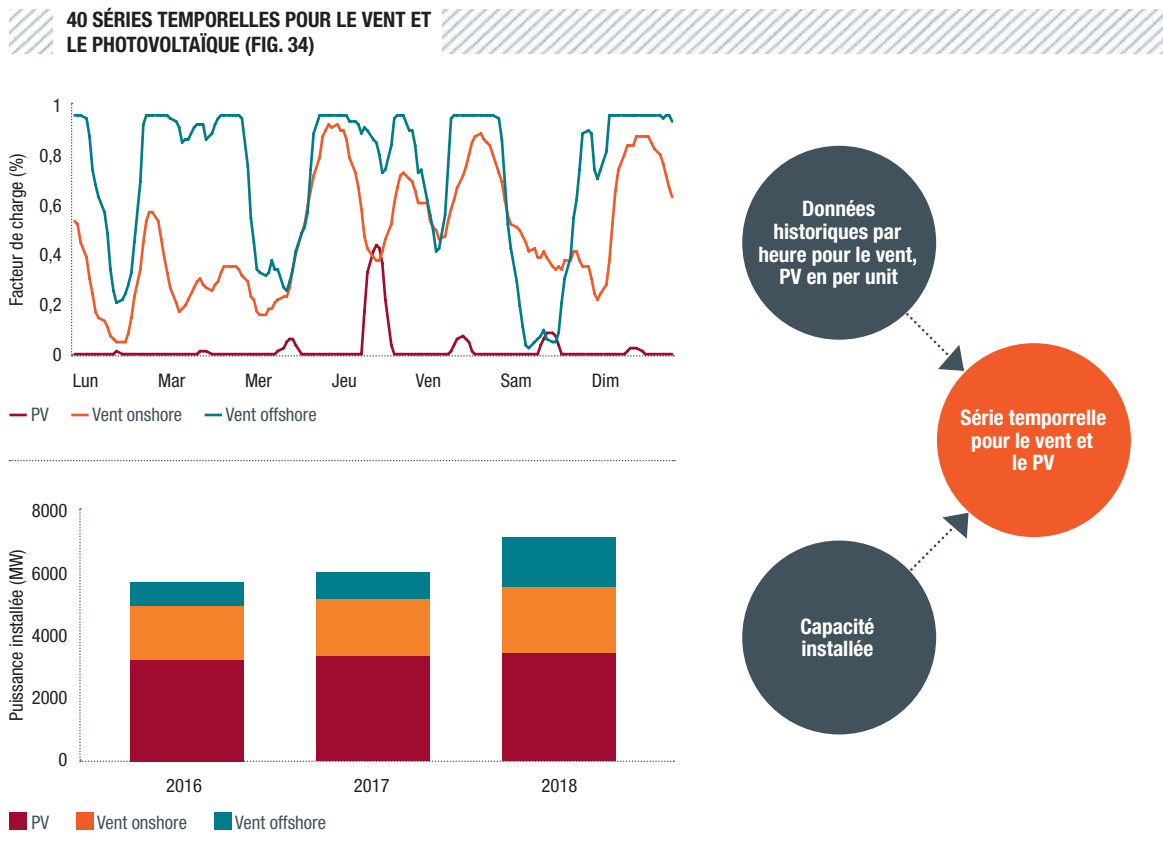
PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DE VENT ONSHORE (FIG. 32)



PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DE VENT OFFSHORE (FIG. 33)



Comme expliqué dans le paragraphe 2.1, les données de 40 hivers historiques sont utilisées pour modéliser la variabilité de la production éolienne et photovoltaïque. Les 40 profils sont mis à l'échelle sur base de la prévision de la puissance installée future, voir Figure 34.



3.1.3 Cogénération et biomasse

Elia dispose d'une **base de données reprenant à la fois les unités de production décentralisée et centralisée**. Cette base de données est mise à jour sur base mensuelle au moyen d'échanges avec les gestionnaires de réseau de distribution et avec les clients directs. Elle contient des informations sur les unités de production soumises à un contrat CIPU²⁶ ainsi que sur les unités pour lesquelles le contrat CIPU n'est pas d'application [22]. Si l'unité est soumise à un contrat CIPU, le producteur est obligé de tenir Elia au courant de la disponibilité de cette unité. Le producteur doit établir des prévisions concernant ces disponibilités à long terme (un an) comme à court terme (au jour J). Les unités qui ne sont pas soumises à un contrat CIPU ont généralement une petite puissance installée. Un accord a donc été passé avec les gestionnaires de réseaux de distribution stipulant que toutes les unités plus grandes que 0,4 MW doivent faire l'objet d'un rapport individuel. Dans la pratique, les unités plus petites que 0,4 MW sont également signalées, soit de manière individuelle par unité ou de manière agrégée par type.

La **base de données** contient des informations sur les **unités qui sont en service**, mais elle donne aussi une **vue sur les projets futurs**.

- Pour l'éolien onshore et le photovoltaïque, la base de données indique une croissance pour les années à venir. Cette croissance est répartie à travers le pays et se compose de nombreux petits projets.
- Pour la cogénération et la biomasse, la base de données indique une croissance limitée pour les années à venir. De plus, il en ressort que la croissance de la cogénération et de la biomasse est plutôt liée à des projets de plus grande envergure.

26. 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.

Sur la base de ces constatations, il a été décidé avec la Direction générale Énergie du SPF Économie de ne pas utiliser une interpolation linéaire (comme c'est le cas pour l'éolien et le photovoltaïque) pour réaliser l'estimation de l'avenir de la cogénération et de la biomasse, mais de prendre uniquement en compte les projets prévus et communiqués à Elia par le biais des mises à jour mensuelles. Cela conduit à l'estimation reprise dans la Figure 35 pour la biomasse et la cogénération pour les prochaines années.

Sur le site Internet d'Elia se trouve un aperçu du parc de production belge qui est soumis au contrat CIPU avec les paramètres techniques (type, combustible et puissance technique nominale) ainsi que l'ARP de chaque unité [24].

Les unités reprises dans cet aperçu sous les combustibles « Waste Recycle » (WR) et « Wood Pellets » (WP) appartiennent à la catégorie « Biomasse ». Dans la Figure 35, ces unités se trouvent sous la catégorie « Biomasse avec un contrat CIPU » (« Bio CIPU »).

Les unités reprises dans cet aperçu sous le combustible « Natural Gas » (NG) et le type de production « Cogeneration Unit » (Cogen) appartiennent à la catégorie « Cogénération »²⁷. Dans la Figure 35, ces unités se trouvent sous la catégorie « Cogénération avec un contrat CIPU » (« Cogen CIPU »).

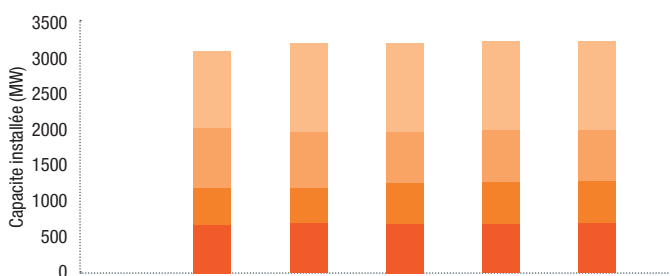
La puissance totale installée en biomasse disponible pour l'hiver 2016-2017 est estimée à 1 250 MW²⁸, alors qu'elle est estimée à 1 900 MW pour la cogénération. Quelques fermetures annoncées (définitives ou temporaires) sont déjà prises en compte dans cette estimation.

Une distinction des unités de type biomasse et cogénération avec et sans CIPU est effectuée dans le modèle.

- Les **unités CIPU** du type biomasse et cogénération sont modélisées en tant qu'**unités individuelles** comme les autres unités thermiques (voir paragraphe 3.1.4). Sur base de l'historique de disponibilité de ces unités, un tirage aléatoire est effectué pour chaque année selon « la méthode Monte-Carlo » (voir paragraphe 2.1).
- 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 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.

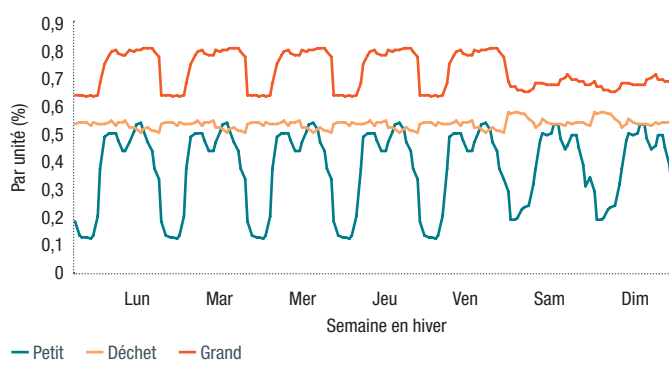
La Figure 36 montre une semaine en hiver de production horaire représentative pour les différents types par facteur de charge. La puissance installée se compose d'environ 65 % de petites installations, de 25 % de grandes et de 10 % d'installations d'incinération. La série temporelle qui sera utilisée dans le modèle se base sur ces profils horaires par facteur de charge et sur une estimation de la puissance installée (similaire à la Figure 34).

PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE COGÉNÉRATION ET BIOMASSE (FIG. 35)



	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
Cogen non-CIPU	1059	1214	1216	1216	1216
Cogen CIPU	839	774	722	722	722
Bio non-CIPU	505	530	578	601	601
Bio CIPU	680	680	680	680	680

PROFIL TYPE DE PRODUCTION POUR UNE COGEN (PETITE, GRANDE OU INCINÉRATEUR DE DÉCHETS) (FIG. 36)



27. Dans l'aperçu du site Web, l'unité de cogénération Ham-Gent est reprise dans le type de production « TGV » mais est considérée comme appartenant à la catégorie « Cogénération ».

28. Cette puissance ne comprend pas les combustibles renouvelables des centrales au charbon.

3.1.4 Parc de production thermique (excepté biomasse et cogénération)

On observe une réduction considérable des heures de fonctionnement à pleine charge des **unités au gaz conventionnelles** dû, entre autres, à la forte progression des sources d'énergie renouvelable et à la diminution de la consommation électrique, ce qui menace la rentabilité de ces unités et conduit, déjà à l'heure actuelle, à (l'annonce de) la fermeture de différentes unités au gaz.

En 2003, le gouvernement a adopté la loi sur la **sortie du nucléaire**. En vertu de cette loi, aucune nouvelle centrale nucléaire ne peut être créée et un calendrier a été établi pour l'arrêt des réacteurs de Doel et Tihange, 40 ans après leur mise en service. Cette loi a ensuite été amendée deux fois.

- La durée d'exploitation de Tihange 1 (962 MW) a été prolongée de 10 ans (à savoir jusqu'en 2025) conformément à l'adaptation de la loi effectuée en 2013.
- En conséquence de la modification de la loi en juin 2015, Doel 1 et Doel 2 (433 MW chacun) seront exploités 10 ans de plus (à savoir jusqu'en 2025), conformément aux conditions imposées par l'AFCN²⁹. Cette prolongation est uniquement applicable si un accord est conclu avec le propriétaire des centrales nucléaires avant le 30 novembre 2015 sur la compensation annuelle en contrepartie de la prolongation. Si les parties ne parviennent pas à un accord, la date de fermeture est fixée au 31 mars 2016.

Parmi les 5 926 MW de puissance installée issue des 7 réacteurs nucléaires existants, 2 014 MW (Tihange 2 et Doel 3) sont à l'arrêt pour un examen approfondi des cuves des réacteurs. Cela crée une incertitude concernant la disponibilité ou non de ces unités pour l'hiver 2016-2017 et les suivants. Étant donné la condition figurant dans la loi pour la prolongation de Doel 1 et Doel 2, il existe aussi une incertitude quant à la disponibilité ou non de ces unités (866 MW) pour l'hiver 2016-2017. Une analyse de sensibilité est dès lors nécessaire, voir paragraphe 4.2.

“ Dans le scénario de référence, Doel 3 et Tihange 2 sont hors service et Doel 1 et Doel 2 sont considérés en service pour l'hiver 2016-2017. ”

La Figure 37 donne un aperçu global de la puissance installée des unités de production thermiques centralisées pour les hivers 2016-17, 2017-18 et 2018-19 sur la base d'informations communiquées par les producteurs au ministre, à la CREG et à Elia, tel que prescrit par la loi. Il va de soi que ces parties ne peuvent pas garantir la réalisation de ces hypothèses.

Entre l'hiver 2014-2015 et 2015-2016, la réduction de capacité suivante est prise en compte sur le parc de production :

- - 556 MW : réduction de la capacité installée des unités thermiques au gaz
- - 433 MW : indisponibilité de Doel 1 pendant l'hiver

Entre l'hiver 2015-2016 et 2016-2017, les modifications supplémentaires suivantes ont été annoncées :

- + 433 MW : disponibilité de Doel 1 pendant l'hiver
- - 1323 MW : réduction de la capacité installée des unités thermiques (turbojet, charbon et gaz)

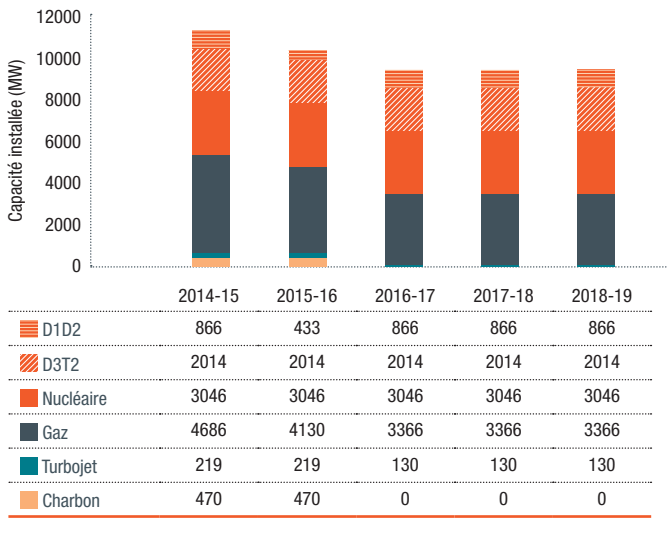
Il est **important** de noter que la situation prise en compte pour l'hiver 2015-16 est celle connue actuellement. Cela signifie que plusieurs unités seront à nouveau sur le marché en comparaison avec les prévisions de l'analyse de novembre 2014. Cela comprend également le retour sur le marché de certaines unités de cogénération par rapport à l'actualisation de l'étude précédente en juin 2015.

“ Dans le scénario de référence, aucune nouvelle unité de production thermique (excepté biomasse et cogénération) n'est prise en compte pour les hivers 2016-17, 2017-18 et 2018-19. ”

L'analyse réalisée en novembre 2014 pour l'hiver 2015-2016 envisageait une réduction de la capacité de production (thermique et cogénération) par rapport à l'hiver 2014-2015 qui était plus importante que la réduction de capacité effectivement observée (retour sur le marché d'unités ayant initialement annoncé leur fermeture). Par rapport à l'estimation de novembre 2014, on observe une évolution légèrement positive (<100 MW) pour l'hiver 2016-17, notamment grâce à l'hypothèse que Doel 1 sera de nouveau disponible et que plusieurs unités de cogénération resteront en service.

29. Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire

PARC DE PRODUCTION THERMIQUE : ÉVOLUTION (FIG. 37)³⁰



Les **unités thermiques** sont modélisées comme des **unités individuelles**. Sur la base de l'historique de la disponibilité de ces unités, un tirage aléatoire est effectué pour chaque année selon « la méthode Monte-Carlo », voir paragraphe 2.1.

3.1.5 Disponibilité du parc de production thermique

On considère deux types d'arrêts des unités de production :

- Les **arrêts planifiés** (surtout de la maintenance)
- Les **arrêts non-planifiés** (dû à la défaillance d'un élément)

Les arrêts planifiés

Les dernières années la maintenance prévue en hiver a diminué. Elia essaye de placer les maintenances, en collaboration avec les producteurs, hors de la période hivernale. L'hypothèse prise en compte est de ne pas considérer de maintenance de centrales lors de la période d'hiver.

DÉLAI LÉGAL DE PRÉAVIS POUR LA MISE HORS SERVICE DE MOYENS DE PRODUCTION CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 4BIS

*Art. 4bis. § 1. Aux fins de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité ainsi que la sécurité du réseau, la mise à l'arrêt définitive ou temporaire non programmée d'une installation de production d'électricité doit être notifiée au ministre, à la commission et au gestionnaire du réseau **au plus tard le 31 juillet** de l'année précédant la date effective de mise à l'arrêt temporaire ou définitive.*

Une mise à l'arrêt temporaire ne peut intervenir qu'après le 31 mars de l'année suivant la notification visée à l'alinéa 1^{er}.

Une mise à l'arrêt définitive ne peut intervenir qu'après le 30 septembre de l'année suivant la notification visée à l'alinéa 1^{er}.

Une notification de mise à l'arrêt est requise pour toute installation de production d'électricité raccordée au réseau de transport, que celle-ci ait ou non reçu une autorisation individuelle conformément à l'article 4.

§ 2. Après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, le Roi peut fixer la procédure de notification visée au § 1^{er}, notamment en ce qui concerne la forme et les modalités de la notification.

§ 3. Aucune mise à l'arrêt temporaire ou définitive, qu'elle soit programmée ou non, ne peut être effectuée durant la période hivernale.

§ 4. Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux unités visées par la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité.

PAS D'ENTRETIENS DE CENTRALES EN HIVER

Dans les rapports de mars 2014 et novembre 2014, on a tenu compte d'une sensibilité selon laquelle un nombre limité d'entretiens étaient prévus en hiver. Cette sensibilité correspondait à la limite supérieure de la fourchette du besoin en réserve stratégique.

Dans le planning d'entretien pour 2016, tous les entretiens sont planifiés en dehors des mois d'hiver. De ce fait, cette hypothèse n'est plus considérée comme une sensibilité.

La planification de la plupart des entretiens (sur les centrales et le réseau) en dehors des mois d'hiver, en plus de la diminution des unités disponibles sur le marché, a pour conséquence de rendre la planification des entretiens plus difficile et peut mener à des moments critiques pour la sécurité d'approvisionnement en dehors de la période hivernale.

30. Pour l'hiver 2015-16, la situation telle que connue actuellement est prise en compte dans les chiffres.

Les arrêts non planifiés

Les arrêts non planifiés ou arrêts forcés des unités sont pris en compte dans cette étude. Une analyse des données des arrêts non planifiés pour la période de 2006 à 2014 a été menée. Les données de chaque centrale ont été regroupées par type de production (Turbine-gaz-vapeur, Turbine à gaz, Turbojet, Nucléaire, Cogénération).

Les données utilisées pour cette analyse sont les données de disponibilité des centrales nominées sur le marché day-ahead.

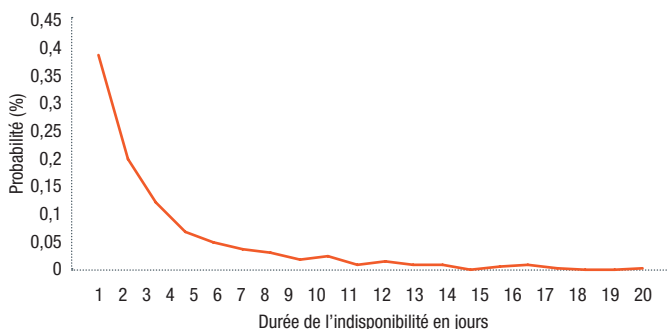
Pour l'indisponibilité de courte durée (c'est-à-dire une indisponibilité dans la journée), Elia peut faire appel à la réserve de balancing, voir paragraphe 3.1.7. Par conséquent, celles-ci ne sont pas prises en considération pour le calcul du volume de la réserve stratégique.

Les indisponibilités des centrales nucléaires de Doel 4 (période de août 2014 à décembre 2014 pour raison de sabotage) et de Doel 3/Tihange 2 pour microfissures ont été retirées du taux d'indisponibilité pris en compte dans cette étude. Par contre, la disponibilité de Doel 3 et Tihange 2 sont prises en compte comme une sensibilité dans les résultats de cette étude.

La durée des arrêts non planifiés est aussi une donnée établie à partir de la même analyse des données historiques. La probabilité associée à chaque durée sera modélisée pour chaque type de centrales.

La probabilité d'avoir des arrêts fortuits de courte durée est plus élevée. Par contre des arrêts fortuits de plus longue durée sont aussi observés dans l'historique, voir Figure 38.

EXEMPLE DE PROBABILITÉ DE DURÉE D'INDISPONIBILITÉ POUR UN TYPE DE CENTRALES (BASÉ SUR L'ANALYSE DES DONNÉES HISTORIQUES) (FIG. 38)



3.1.6 Hydroélectricité

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 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 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, voir paragraphe 2.1.

3.1.7 Réserve de balancing

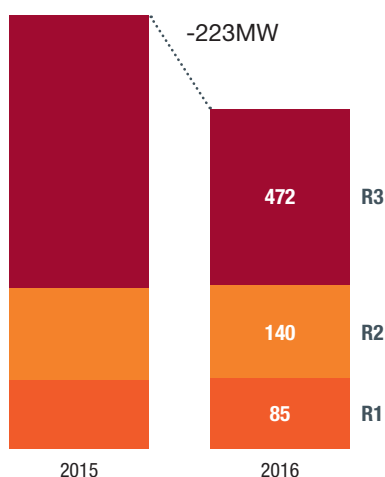
Dans le cadre de ses obligations légales, et plus précisément conformément à l'article 8, §1, de la loi Électricité, Elia doit contracter des services auxiliaires (notamment des réserves primaire, secondaire et tertiaire) pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique [23]. Cette réserve, également appelée réserve de balancing, est constituée de contrats spécifiques avec certains producteurs et consommateurs pour, le cas échéant, augmenter ou diminuer la production de certaines centrales ou le prélèvement sur certains sites, généralement industriels. De cette manière, Elia peut compenser le déséquilibre résiduel entre la production et la demande d'électricité au sein de la zone de réglage belge. Depuis la fondation d'Elia en 2001, cette **réserve de balancing** représente une **partie essentielle des activités de la société** pour conserver l'équilibre opérationnel du réseau.

Comme cette réserve doit pouvoir être activée indépendamment de la réserve stratégique pour compenser des déséquilibres (par exemple lors la perte occasionnelle d'une unité de production, des erreurs de prévision de la charge ou des sources d'énergie renouvelable), la réservation³¹ de capacité sur les unités thermiques pour les réserves primaire, secondaire et tertiaire est prise en compte dans la détermination du volume de la réserve stratégique en réduisant la capacité de production disponible pour le marché (l'obligation de réserve pour les ARP avec des unités de production plus importantes que l'unité de production standard est ici également comprise), voir Figure 39. On constate une diminution du volume de la réserve de balancing contractée sur les unités thermiques pour 2016 par rapport à l'année 2015.

La réserve stratégique et la réserve de balancing sont utilisées à des fins différentes. Cela ne veut toutefois pas dire qu'Elia n'activera pas la réserve de balancing en cas de déficit structurel. L'utilisation de la réserve de balancing est l'une des mesures possibles lorsqu'un déficit structurel survient, voir paragraphe 1.4.3.

Dans le modèle, une réduction de la capacité de production est prévue pour prendre en compte la réserve de balancing. Les arrêts non planifiés qui durent plus d'une journée sont modélisés par des tirages aléatoires, voir paragraphe 3.1.5. Cela ne veut pas dire qu'un même risque est compté deux fois dans le modèle, étant donné que la réserve de balancing est utilisée pour couvrir le premier quart d'heure ou les premières heures suivant un arrêt. En théorie, elles devraient être à nouveau disponibles aussi vite que possible en réserve de balancing dans le cas où un autre incident se produirait.

DIMINUTION DU VOLUME DE RÉSERVE DE BALANCING CONTRACTÉ SUR LES UNITÉS THERMIQUES (FIG. 39)



3.1.8 Résumé des moyens de production pour la Belgique

Le Figure 40 donne un aperçu des moyens de production tels que décrits au paragraphe 3.1. En tenant compte du délai légal de préavis pour la mise hors service des moyens de production, les chiffres pour 2017-2018 sont mentionnés sous réserve d'annonces de fermeture supplémentaires.

Les unités qui sont hors du marché pour l'hiver 2016-17 sont aussi considérées hors du marché pour les hivers 2017-18 et 2018-19. Une sensibilité de cette hypothèse est décrite aux paragraphes 5.1.1 et 5.2.1.

APERÇU DU PARC DE PRODUCTION EN BELGIQUE (MW) (FIG. 40)

		2016-17	2017-18	2018-19
Thermique	Charbon	0	0	0
	Turbojets	130	130	130
	Gaz (TGV, GT)	3366	3366	3366
	Gaz (Cogen)	1938	1938	1938
Nucléaire	Pas de sensibilité	3046	3046	3046
	Sensibilité	2880	2880	2880
Pompage - Turbinage		1308	1308	1308
Renouvelable	Biomasse	1258	1281	1281
	Vent	2429	2742	3608
	Photovoltaïque	3200	3363	3525
	Hydraulique - Fil de l'eau	114	114	114
Total		19669	20167	21195

La **situation actuelle du parc de production belge mène à une dépendance structurelle aux imports d'électricité depuis les pays voisins**. Ce fait est d'autant plus marqué pendant les périodes de faible production éolienne et solaire et/ou d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités thermiques ou nucléaires, voir paragraphe 4.6. En conséquence, il est important de modéliser correctement les pays limitrophes lors d'une étude d'adéquation pour la Belgique afin d'estimer la disponibilité de l'énergie dans les pays voisins.

31. La capacité finale dépend des résultats des mises aux enchères relatives aux différents produits de réserve.

3.2 CONSOMMATION BELGE

Les différentes définitions de la charge se trouvent sur le site Web d'Elia [25]. La définition appliquée dans ce rapport est celle de la **charge totale pour la Belgique**. La charge du réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg, qui appartient à la zone de réglage d'Elia, est reprise dans la définition présentée sur le site Web. Dans le cadre de cette analyse, elle est considérée séparément, voir paragraphe 3.3.4.

La construction du profil de consommation se passe en différentes étapes, voir Figure 41. Les différentes étapes sont décrites une par une dans les paragraphes suivants.

DIFFÉRENTES ÉTAPES DANS LA CONSTRUCTION DU PROFIL DE CONSOMMATION (FIG. 41)

Étape 1 : Croissance de la demande totale belge (%)

Étape 2 : Le facteur de croissance est appliqué au profil normalisé de consommation pour la température (TWh)

Étape 3 : La thermosensibilité de la consommation à la température est rajoutée sur le profil normalisé de la consommation. Ce profil est celui utilisé pour les simulations (MW)
Il est possible de visualiser la pointe de chaque profil corrigé pour la température (MW)



DIFFÉRENTES DÉFINITIONS DE LA CHARGE

Deux définitions différentes peuvent être utilisées pour la charge. D'une part, il peut être question de la charge du réseau Elia (« Elia Grid Load ») et, d'autre part, de la charge totale (« Total Load »). Les deux définitions sont publiées sur le site Web d'Elia [25].

La **charge du réseau Elia** est un calcul basé sur les injections d'énergie électrique dans le réseau Elia. Elle comprend la production nette mesurée des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau Elia est soustraite. Cela a pour conséquence que la production décentralisée qui injecte de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution n'est pas toujours incluse dans la charge du réseau Elia. La part de ce segment dans la production n'a cessé d'augmenter ces dernières années. C'est pourquoi Elia a décidé de compléter les informations liées à la charge avec une prévision de la charge électrique totale pour la Belgique.

Le réseau Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg.

La **charge électrique totale** tient compte de toutes les charges électriques sur le réseau Elia et de toutes les charges sur les réseaux de distribution connectés (incluant les pertes de réseau). Étant donné que les mesures sur base quart-heure sont rares sur le réseau de distribution, cette charge doit être estimée sur la base d'une combinaison de mesures et de valeurs extrapolées des injections des unités de production, à laquelle s'ajoute l'importation. Ensuite, l'exportation et la puissance utilisée pour le stockage de l'énergie en sont déduites, donnant alors une estimation de la charge totale du réseau Elia et de tous les réseaux connectés.

3.2.1 Croissance de la consommation totale belge

Afin de tenir compte des récentes évolutions de la consommation, l'analyse utilise un historique des données et des prévisions récentes du bureau de consultance IHS CERA³² qui incluent les fluctuations conjoncturelles. La Figure 42 reprend les prévisions de croissance de la consommation pour les prochaines années (mise à jour de juin 2015)³³. Ces chiffres de croissance sont appliqués à l'historique des données pour la consommation qui sont normalisées pour la température. Le résultat donne une idée de la consommation future dans des conditions climatiques normales. L'influence de la température est dès lors appliquée à un stade ultérieur. Les chiffres de croissance ne prennent pas en compte la réponse du marché ni la gestion de la demande (voir 3.2.4).

Pour évaluer l'impact de ces hypothèses, une sensibilité en prenant une croissance nulle de la consommation belge sera calculée au paragraphe 4.5.

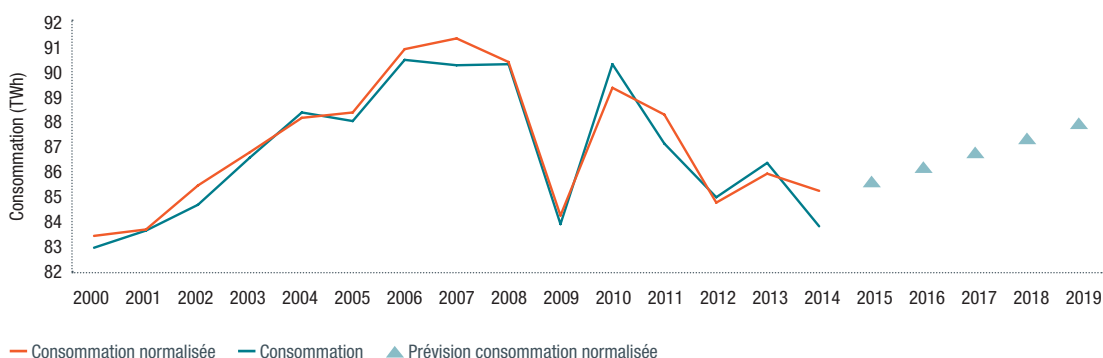
Les chiffres de croissance de la Figure 42 sont appliqués sur la consommation totale de la Belgique pour l'année 2014, après les avoir normalisés pour la température. La Figure 43 donne un aperçu de l'historique des données de la consommation totale belge avant et après normalisation pour la température, ainsi qu'une projection de la consommation totale pour les prochaines années sur la base des chiffres de croissance d'IHS CERA.

Le graphique montre que 2014 était une année particulièrement douce, ce qui explique en partie la baisse de la demande de pointe, voir Figure 50.

PRÉVISION DE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN BELGIQUE (FIG. 42)



CONSOMMATION ANNUELLE NORMALISÉE POUR LA BELGIQUE : HISTORIQUE ET PRÉVISION (FIG. 43)



32. IHS CERA : Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates

33. Les chiffres de croissances d'IHS CERA sont aussi utilisés dans le cadre du dossier tarifaire.

3.2.2 Profil de charge normalisé pour la température

Sur base de l'historique des données de la charge totale en Belgique, un profil type peut être construit pour la consommation belge dans lequel l'influence de la température est filtrée. Ce profil horaire, voir Figure 44, représente la consommation type basée sur l'historique des données, et ce, pour une température moyenne observée à cette heure. C'est ce que l'on appelle un profil normalisé pour la température. Ce profil est mis à l'échelle afin que la consommation totale corresponde aux prévisions pour les prochaines années (voir paragraphe 3.2.1). Comme on peut le voir sur la Figure 44, ce profil ne contient encore aucune pointe extrême de consommation. Cette consommation de pointe ne devient évidente qu'après l'ajout de la thermosensibilité de la consommation.

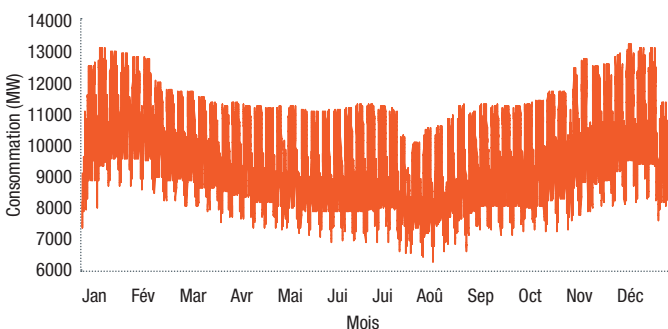
La Figure 45 illustre le profil type d'une semaine hivernale. Les éléments suivants en ressortent clairement :

- La consommation est plus faible durant le week-end qu'en semaine ;
- Une hausse de la consommation est observée à la fois durant l'heure de midi et en soirée ;
- L'augmentation de la consommation est plus élevée en soirée que durant l'heure de midi.

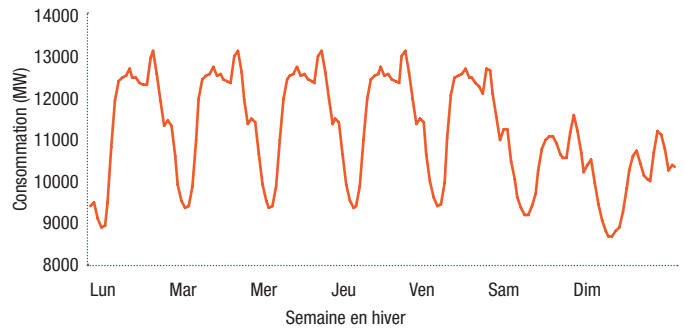
Il est important de noter que le pompage d'électricité issu des centrales de pompage-turbinage n'est pas pris en compte dans ce profil. Comme expliqué au paragraphe 3.1.6 l'utilisation de ces centrales est optimisée sur le plan économique par le modèle. Il s'agit donc d'un résultat de l'optimisation du modèle. Le profil ne tient pas non plus compte de la possible influence de la réponse du marché aux prix élevés, voir paragraphe 3.2.4. L'influence de la réponse du marché est également optimisée sur le plan économique par le modèle. Il s'agit donc aussi d'un résultat de l'optimisation du modèle.

L'historique des données est utilisé pour l'élaboration du profil normalisé de la consommation. Dans l'utilisation de ces données, des jours spéciaux sont marqués, afin que ceux-ci ne soient pas pris en compte. Par jours spéciaux, on entend par exemple : les jours de grève ou les jours où des effacements de la demande sont activés par Elia. Il s'agit d'une information clé dans l'élaboration d'un profil de consommation type.

PROFIL ANNUEL DE CONSOMMATION TYPE NORMALISÉ POUR LA TEMPÉRATURE (FIG. 44)



PROFIL HEBDOMADAIRE DE CONSOMMATION TYPE NORMALISÉ POUR LA TEMPÉRATURE (FIG. 45)

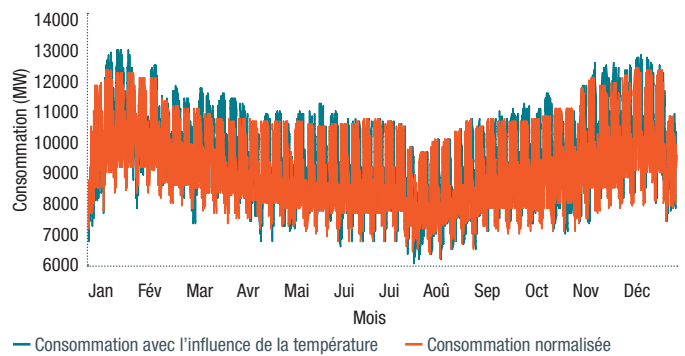


3.2.3 Thermosensibilité de la consommation

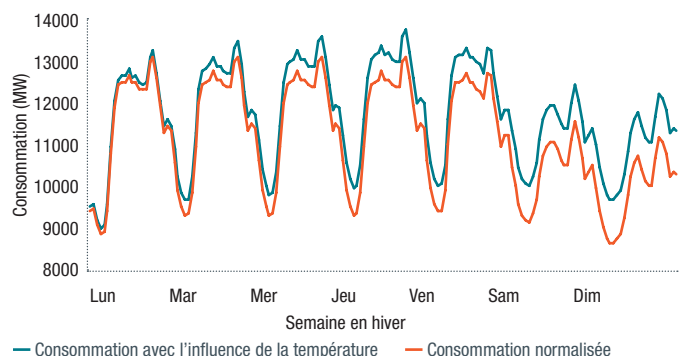
Durant la dernière étape de l'élaboration des profils de consommation totale pour la Belgique, l'influence de la température sur la consommation est prise en compte. Pour ce faire, l'historique de températures sur 40 ans est utilisé, voir paragraphe 2.1.

La Figure 46 montre l'influence de la température sur la consommation totale en Belgique pour une des 40 années de température. La Figure 47 montre le même impact sur une semaine en hiver. Pour cette semaine spécifique, l'influence se traduit par une demande de pointe de 13700 MW (par rapport au 13200 MW observés dans le profil normalisé).

INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE SUR LA CONSOMMATION POUR UNE ANNÉE (FIG. 46)



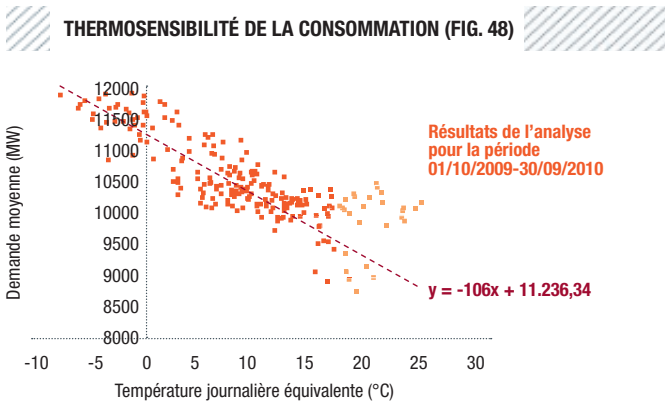
INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE SUR LA CONSOMMATION POUR UNE SEMAINE (FIG. 47)



La **thermosensibilité** de la consommation belge est en moyenne de **110 MW/°C**³⁴. Cela signifie donc qu'en cas de baisse d'un degré Celsius de la température, la charge augmente de 110 MW. Cette sensibilité s'explique principalement par le chauffage à l'électricité.

La thermosensibilité de la consommation est déterminée sur base de données historiques de la consommation totale belge et des données de températures moyennes. Dans l'analyse, un filtre est adapté pour les jours de semaine, les jours de week-end n'étant pas pris en compte dans celle-ci. Par ailleurs, on considère également la valeur de température du jour³⁵ équivalente. La thermosensibilité de la consommation est déterminée en comparant la valeur de la température journalière équivalente à la valeur de la température journalière moyenne. Le degré de déclivité de la droite de tendance linéaire par ces points³⁶ donne une estimation de la sensibilité.

La Figure 48 montre une année spécifique, où la thermosensibilité est estimée à 106 MW/°C. En répétant l'analyse pour différentes années, on obtient une thermosensibilité moyenne de 110 MW/°C. Aucune tendance à l'augmentation de cette valeur est observée.



La thermosensibilité de la consommation belge est moins importante qu'en France. Au contraire, la thermosensibilité française s'élève à 2300 MW/°C [26]. Étant donné la corrélation de la température entre les deux pays (en d'autres termes, s'il fait froid en Belgique, ce sera aussi le cas en France), il s'agit d'un élément clé à intégrer pour une étude sur la sécurité d'approvisionnement ; voir aussi le paragraphe 3.3.1 et la Figure 58.

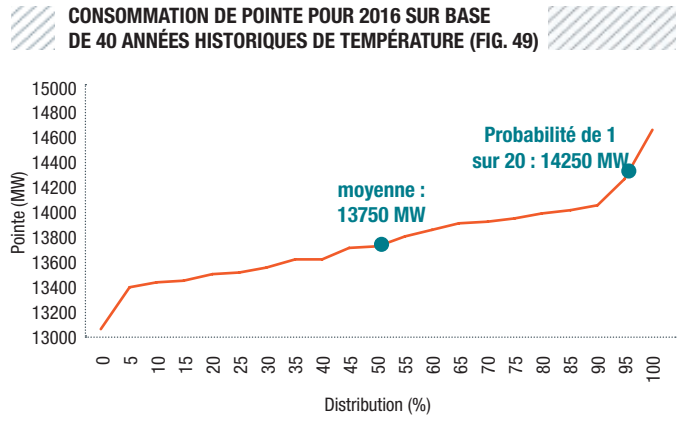
110 MW/°C

La thermosensibilité de la consommation électrique en Belgique s'élève à 110 MW/°C

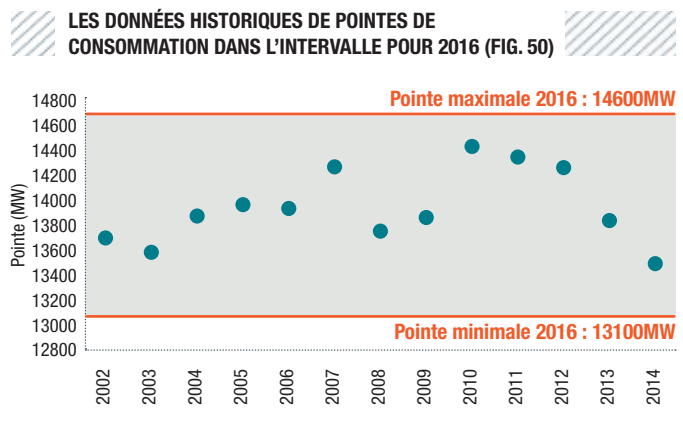
34. La thermosensibilité n'est pas constante pendant toute la journée, mais dans cette analyse on considère la valeur moyenne de 110 MW/°C pour toutes les heures de la journée.
 35. La valeur de température journalière équivalente tient compte de la valeur de degré-jour moyenne des 2 jours précédents : $0,6 J + 0,3 (J-1) + 0,1 (J-2)$.
 36. Les points où la valeur de degré-jour équivalente est supérieure à 16,5 °C ne sont pas pris en compte dans ce calcul.
 37. La demande de pointe est une estimation sur la base de mesures et de calculs.

Consommation de pointe pour la Belgique

La Figure 49 donne un aperçu de la consommation de pointe après avoir appliqué les 40 profils historiques de température, ce qui donne une consommation de pointe moyenne pour l'année 2016 de 13,75 GW. Pour une année exceptionnelle, elle peut atteindre 14,25 GW (probabilité de 1 sur 20).



La Figure 50 montre la consommation de pointe des dernières années depuis 2002³⁷. Il en ressort que la consommation de pointe n'est pas constante. Celle-ci ne suit pas toujours la croissance économique. Par exemple, une forte baisse de la consommation totale est observée en 2009, accompagnée malgré tout d'une hausse de la demande de pointe. De plus, il convient de signaler que la demande de pointe peut très fortement augmenter. Entre 2009 et 2010 par exemple, une hausse de 550 MW a pu être constatée.



“ La consommation de pointe constitue une variable clé pour la sécurité d'approvisionnement, mais son estimation est très difficile étant donné la dépendance à la température et aux paramètres économiques (croissance). ”

D'OÙ VIENT LA DIFFÉRENCE DE CONSOMMATION DE POINTE PAR RAPPORT À L'ÉTUDE RÉALISÉE EN NOVEMBRE 2014 ?

Le rapport « Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 » publié par le Bureau fédéral du Plan en octobre 2014 contient différents scénarios sur l'évolution de la demande. Pour l'analyse effectuée en **novembre 2014**, il a été choisi de prendre en compte le taux de croissance du scénario le plus optimiste (variante avec croissance du PIB élevée). La croissance annuelle moyenne par rapport à l'année 2010 représente 0,31 %, ce qui représente une consommation d'énergie moyenne totale de **91,8 TWh pour 2015** en Belgique. L'étude de novembre 2014 utilisait l'historique des données pour la température sur 13 ans. En appliquant la thermosensibilité, la **consommation de pointe se situait entre 14 GW et 14,8 GW**.

Afin de tenir en compte les récentes évolutions de la consommation, la nouvelle analyse utilise un historique des données et des prévisions du bureau de consultance IHS CERA qui incluent les fluctuations conjoncturelles, telles que décrites au paragraphe 3.2.1. La nouvelle prévision s'élève à une moyenne de **86,1 TWh pour 2016**. La fourchette s'étend toutefois de **85,3 TWh à 87,7 TWh** lorsque la thermosensibilité de la température (historique de 40 années) est prise en compte. La **consommation de pointe se situe entre 13,1 GW et 14,6 GW**. La fourchette de consommation de pointe est supérieure en raison de l'application d'un historique avec un nombre plus grand d'années (40 au lieu de 13).

La baisse dans les prévisions de la croissance de la consommation d'énergie électrique en Belgique entraîne une réduction du besoin en réserve stratégique.

LES PROFILS DE CONSOMMATION NE TIENNENT PAS COMPTE DE LA RÉPONSE DU MARCHÉ AU PRIX ÉLEVÉS

Les différentes étapes de l'élaboration des profils de consommation permettent d'obtenir des profils pour la consommation totale belge (sans le réseau Sotel/Twinerg, ce qui diffère de la définition de la consommation électrique totale publiée sur le site Web d'Elia). Ces **profils ne sont pas impactés par les effacements de consommation dus à la réponse du marché aux prix élevés**, voir paragraphe 3.2.4. Cela se justifie par les facteurs suivants :

- L'impact de la réponse du marché sur l'historique des données relatives à l'énergie est limité étant donné que seul un nombre restreint de flambées des prix a eu lieu au cours des dernières années et que l'impact des pointes électriques sur l'énergie totale de l'année est généralement faible ;
- Lors de la création du profil normalisé pour la consommation, les jours exceptionnels peuvent être marqués, de sorte à ce qu'ils ne soient pas pris en compte dans le profil ;
- Les chiffres de croissance sont une estimation qui n'inclut pas l'effet de la réponse du marché.

La réponse du marché aura un impact en cas de pénurie structurelle. Comme l'activation des effacements de marché se produit lors de fortes hausses du prix, l'utilisation de la réponse du marché est optimisée par le modèle. Ce sujet est abordé au paragraphe 3.2.4.



3.2.4 Réponse du marché

Dans l'analyse pour l'hiver 2014-2015 et 2015-2016, la réponse du marché³⁸ n'est pas explicitement prise en compte dans les calculs³⁹. La principale raison est qu'Elia ne possédait que peu de données fiables concernant la réponse du marché pour pouvoir la prendre en compte correctement dans la détermination du volume de la réserve stratégique. Les réactions des parties prenantes, qui sont également confirmées par la consultation relative à la détermination du volume, indiquent qu'il existe un potentiel au niveau de la réponse du marché qui doit être pris en considération dans les calculs du volume dans le cadre de la réserve stratégique.

Dans ce contexte, Elia a commandé une enquête pour affiner les hypothèses sur le potentiel au niveau de la réponse du marché en cas de problèmes 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'enquête a été envoyée à la mi-juin 2015. Les réponses ont été récoltées et l'analyse des réponses effectuée pendant l'été. Des efforts supplémentaires ont été fournis afin d'obtenir un taux de réponse convenable :

- 75 % des utilisateurs du réseau (% sur base de la somme des pointes de consommations des utilisateurs réseau) ;
- 85% des ARP's (% sur le total de la consommation belge) ;
- 14% des agrégateurs (% sur le volume de réserve vendu par les agrégateurs à Elia).

Les résultats de l'étude ont été présentés par Pöyry à l'occasion de la Task Force « Implementation Strategic Reserves » du 2 septembre 2015 [11].

38. La réponse du marché est ici définie comme réduction implicite (volontaire ou basée sur le prix) ou explicite (basée sur des contrats) du prélèvement net qui peut être utilisé par les acteurs de marché.

39. Dans la mise à jour de l'analyse pour l'hiver 2015-2016 réalisée en juillet 2015, Elia a considéré de manière implicite une part de réponse du marché dans l'hypothèse des profils de consommation (consommation de pointe limitée).

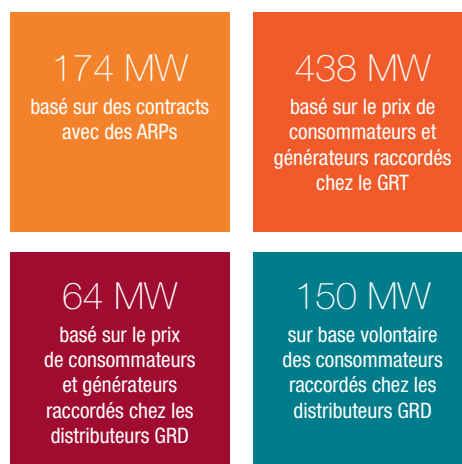
L'enquête aborde 3 types de flexibilité présents sur le marché : la réduction du prélèvement basée sur des contrats, basée sur les prix et sur base volontaire, voir Figure 51. Les résultats se concentrent sur la flexibilité qui peut être utilisée par les acteurs du marché, pas sur les volumes contractés et activés par Elia dans le cadre de la réserve de balancing et de la réserve stratégique.

3 TYPES DE FLEXIBILITÉ DANS LE MARCHÉ (FIG. 51)



La Figure 52 donne un aperçu des résultats de l'étude. Une distinction y est effectuée entre la flexibilité au niveau des utilisateurs du réseau de transport et de distribution. Les résultats de l'étude sont directement issus des réponses de l'enquête, après application d'un nombre limité de corrections sur base des contrôles incidents.

FLEXIBILITÉ SUR LE MARCHÉ : RÉSULTATS DE L'ÉTUDE RÉALISÉE AVEC PÖYRY (FIG. 52)



La Figure 52 donne uniquement un aperçu de la flexibilité totale sur le marché en puissance (MW). Il ressort toutefois de l'enquête que ce potentiel est soumis à plusieurs limitations, telles qu'un nombre limité d'activations par an, un nombre limité d'heures par activation et le prix d'activation sur Belpex ou le prix d'imbalance. On ne peut donc pas se contenter de réaliser la somme des différentes réponses de l'enquête pour alimenter le modèle, il faut tenir compte de ces limitations dans la modélisation. La Figure 53 donne un aperçu des limitations prises en compte dans le modèle. Ces hypothèses sont construites sur base de l'analyse réalisée par Pöyry et donc des différentes réponses à l'enquête.

FLEXIBILITÉ DU MARCHÉ : LIMITES (FIG. 53)



Pour le modèle, cela signifie concrètement que la flexibilité en MW doit être prise en considération, tout comme les limitations d'utilisation. La manière dont la flexibilité doit être appliquée dans le modèle dépend entre autres du prix et du nombre d'heures de déficit structurel. Durant ces heures de déficit structurel qui entraînent une augmentation des prix, la flexibilité supplémentaire du marché sera utilisée avant de qu'on se retrouve dans une situation où l'approvisionnement en énergie n'est pas suffisant. Étant donné les limitations, cette flexibilité supplémentaire ne peut pas offrir une solution à chaque période de déficit structurel. L'utilisation de la flexibilité disponible sera optimisée par le modèle et peut donc être considérée comme un résultat du modèle.

Sur la base des profils de la consommation sans réponse du marché (voir paragraphe 3.2.3) et du résultat du modèle en matière d'utilisation de la flexibilité du marché, les profils peuvent être calculés pour la consommation avec réponse du marché.

D'OÙ VIENT LA DIFFÉRENCE DANS LA COMPTABILISATION DE LA RÉPONSE DU MARCHÉ AVEC L'ACTUALISATION DE JUILLET 2015 ?

Dans la mise à jour de l'analyse pour l'hiver 2015-16 réalisée en juillet 2015, Elia considère de manière **implicite** une part de réponse du marché dans l'hypothèse des profils de consommation. La consommation de pointe pour 2015-16 était ici estimée entre 13 GW et 13,9 GW (selon les profils de températures).

Dans la **présente analyse**, la réponse du marché est prise en compte d'une façon **explicite**. La consommation de pointe (sans prendre en compte la réponse du marché) est ici estimée entre 13,1 GW et 14,6 GW. L'influence de la réponse du marché est ici optimisée par le modèle dans lequel, lors des moments critiques de sécurité d'approvisionnement, on peut compter sur 100 % du volume de la réponse du marché, voir paragraphe 4.1.6.



3.3 HYPOTHÈSES DES PAYS VOISINS

3.3.1 La France

Les hypothèses du parc français sont les mêmes que celles utilisées dans le scénario de référence du bilan prévisionnel de RTE publié en septembre 2015. RTE effectue une analyse de risque de défaillance en modélisant un périmètre similaire à celui considéré dans cette étude. L'analyse utilise le même outil (ANTARES) et la même méthode. Tous les détails repris ci-dessous peuvent être retrouvés dans le bilan prévisionnel de RTE [26].

Evolution du parc de production thermique

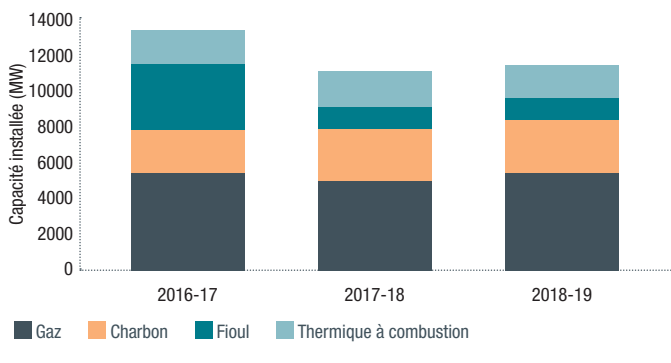
La capacité du parc thermique centralisé (hors nucléaire) installée pour les hivers suivants se trouve sur la Figure 54. Il faut noter que 2 centrales TGV sont en construction en France (une qui sera disponible pour l'hiver 2016-17 tandis que la deuxième est seulement considérée dans l'étude pour l'hiver 2018-19). Par ailleurs, certaines unités de production sont considérées sous cocon ou en maintenance lors des futurs hivers :

- 2 centrales TGV sous cocon pour 2016-17
- 1 centrale au charbon en maintenance pour 2016-17

En ce qui concerne le nucléaire, l'hypothèse retenue dans cette étude est la fermeture de la centrale de Fessenheim lors de mise en service de la centrale nucléaire EPR⁴⁰ de Flamanville. La capacité du parc nucléaire français ne va donc pas évoluer pour les 3 hivers suivants (2016-19).

La synthèse complète du parc français par type de production se trouve en page 70 du bilan prévisionnel complet de RTE (version 2015).

PARC DE PRODUCTION CENTRALISÉ FRANÇAIS (SANS LE NUCLÉAIRE) (FIG. 54)

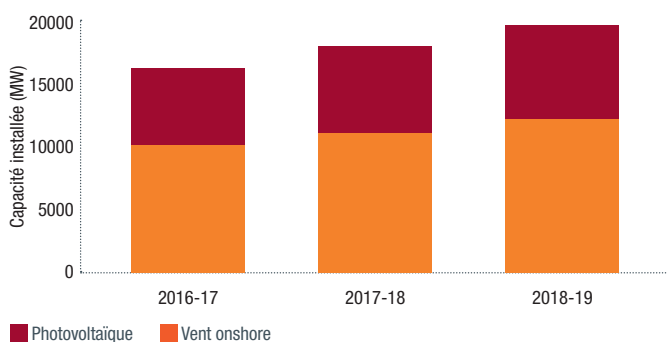


Evolution de la production renouvelable et décentralisée

Les hypothèses en termes de capacité installée de vent et photovoltaïque sont reprises sur la Figure 55. L'évolution du renouvelable en France table sur une augmentation de 1 GW par an pour l'éolien terrestre et de 0,7 GW par an pour le photovoltaïque.

Concernant la production décentralisée, celle-ci est aussi prise en compte avec les capacités installées reprises dans le bilan prévisionnel de RTE.

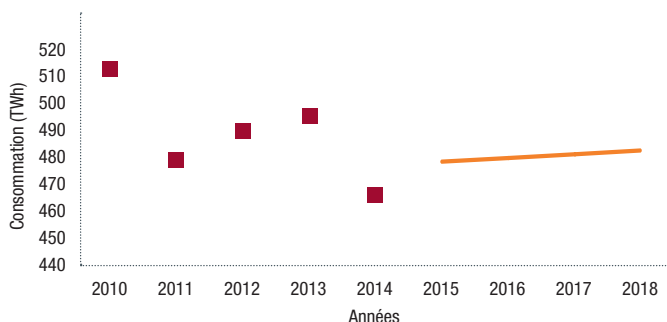
CAPACITÉ INSTALLÉE EN VENT ET PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE (FIG. 55)



Evolution de la demande totale en énergie en France

Le cas de référence de la consommation électrique en France, issu du Bilan Prévisionnel de RTE, a été utilisé dans les scénarios de calcul, voir Figure 56.

EVOLUTION DE LA DEMANDE FRANÇAISE (FIG. 56)



■ Historique (total non corrigé pour la température) — Projection (RTE BP 2015)
Source : « ENTSO-E Monthly consumption data » pour l'historique [27]

40. EPR : European Pressurised Water Reactor

La sensibilité de la demande à la température

En France, la sensibilité de la consommation électrique à la température extérieure est la plus marquée en Europe. Le niveau de puissance appelée sur le réseau français augmente très vite lorsque les températures deviennent négatives. Une vague de froid est particulièrement critique pour le réseau français. Ce phénomène est entre autres dû à l'utilisation massive de chauffage électrique.

La température historique de la France est construite selon la pondération des stations météorologiques [28].

La sensibilité de la demande française à la température est modélisée de manière linéaire. Selon RTE et d'autres études, la demande en électricité de la France augmente d'environ 2300 MW par degré Celsius [29] [30].

Réponse du marché

RTE prend en compte des effacements de la consommation dans son analyse.

Le total de ces effacements est de l'ordre de 3,2 GW de puissance installée pour l'hiver 2016-17. Cette capacité est considérée comme disponible pour tout l'hiver sans limites d'activations.

Résultats de l'analyse de risque effectuée par RTE

Le bilan prévisionnel français de 2015 estime que le risque de défaillance pour la France s'est réduit pour l'hiver 2015-2016 et 2016-17 par rapport à l'analyse réalisée en 2014 (dû principalement au maintien en service d'unités au fioul et au gaz représentant un supplément de 4 GW pour l'hiver 2015-2016 et 2,3 GW pour l'hiver 2016-17), voir Figure 57.

Le critère utilisé par la France pour définir un système adéquat est de 3 heures pour le LOLE moyen.

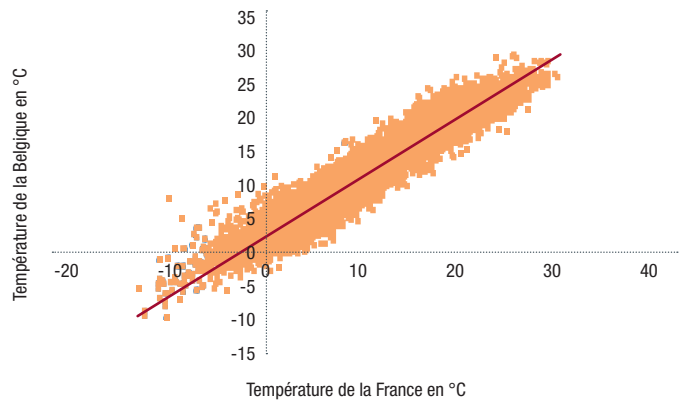
RISQUE LOLE EN FRANCE (FIG. 57)

Scénarios de référence		2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
LOLE inter-connecté	RTE bilan prévisionnel 2014	4h	5h45	4h	2h30
	RTE bilan prévisionnel 2015	0h30	1h15	2h	1h45
LOLE isolé	RTE bilan prévisionnel 2014	50h	105h	125h	60h
	RTE bilan prévisionnel 2015	14h	20h	34h	28h

Cette diminution du risque en France augmentera la probabilité que la France puisse fournir de l'énergie à la Belgique.

La Belgique et la France sont très fortement liées en termes de température. La Figure 58 montre la corrélation entre la température journalière moyenne de ces deux pays.

CORRÉLATION ENTRE LA TEMPÉRATURE JOURNALIÈRE MOYENNE FRANÇAISE ET BELGE (FIG. 58)



“ La France a besoin des imports pour sa sécurité d’approvisionnement. Le risque de défaillance pour l’hiver 2016-17 s’est réduit par rapport aux prévisions du bilan prévisionnel de RTE réalisé en 2014. Les températures française et belge sont fortement liées. ”

Les capacités d'interconnexions aux frontières françaises

Après la mise en service de la nouvelle interconnexion entre l'Espagne et la France mi-2015, aucune augmentation supplémentaire de la capacité d'interconnexion de la France n'est prévue avant l'hiver 2016-17. La capacité hivernale d'import totale de la France est de 10050 MW.

3.3.2 Les Pays-Bas

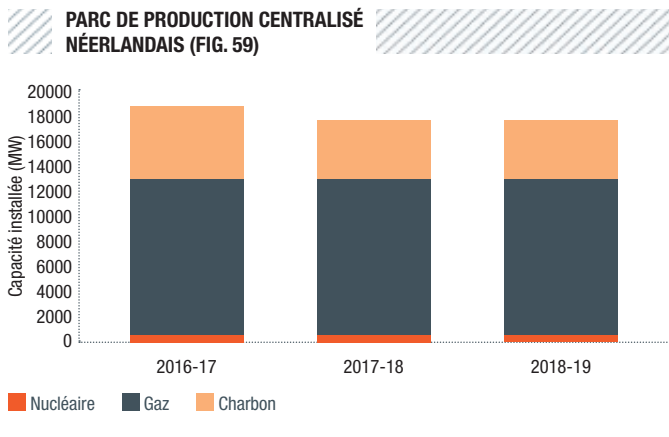
Les hypothèses du parc de production et de la consommation des Pays-Bas sont reprises dans ce paragraphe. Différentes sources ont été utilisées :

- le dernier rapport de Juillet 2015 sur la sécurité d’approvisionnement du gestionnaire de réseau TenneT [31] ;
- les données collectées au sein de ENTSO-E (données du SO&AF), voir paragraphe 1.6.1 ;
- les données collectées au sein du PLEF, voir paragraphe 1.6.3.

Thermique centralisé

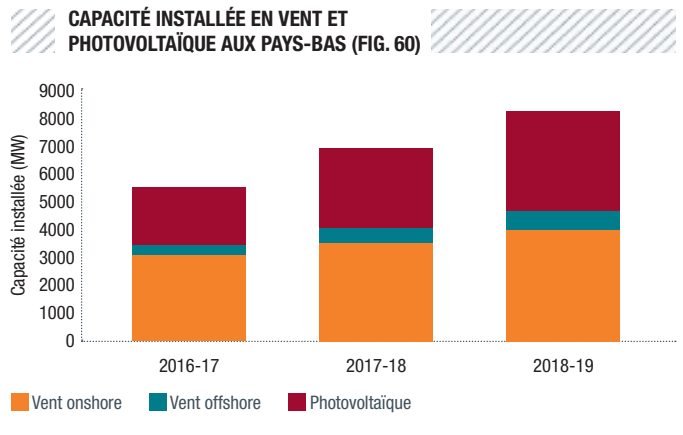
L’évolution du parc thermique centralisé est principalement marquée par la réduction de la capacité de production via le combustible charbon de 2,66 GW au total, voir Figure 59. Cette réduction se fait en deux étapes : en janvier 2016 et en juillet 2017 comme indiqué dans l’accord énergétique de septembre 2013. De plus, certaines centrales sont mises sous cocon durant la période analysée. La mise sous cocon des unités de production passe de 4,7 GW en 2016 à 5,1 GW en 2019. Seule cette augmentation de 0,4 GW est prise en compte dans la présente analyse. Une réduction du parc de production thermique néerlandais aura un impact sur le risque de défaillance de la Belgique.

Différents scénarios sont repris dans l’étude du gestionnaire de réseau néerlandais. Le scénario de base étudié par TenneT sera utilisé dans cette étude.



Evolution de la production renouvelable et décentralisée aux Pays-Bas

Une forte augmentation des énergies renouvelables est prévue aux Pays-Bas à l’horizon 2022, voir Figure 60. La capacité éolienne installée atteindra 6 GW en 2020 et la capacité photovoltaïque installée sera de 6,5 GW en 2022. La capacité éolienne installée en mer (Wind offshore) représentera, quant à elle 4450 MW à l’horizon 2023.



Evolution de la demande en énergie et sensibilité à la température

L’évolution de la demande totale des Pays-Bas est celle considérée dans l’étude de TenneT sur la sécurité d’approvisionnement des Pays-Bas de 2015. Une croissance annuelle de 0,3% est prise en compte.

La consommation électrique des Pays-Bas est moins sensible à la température que d’autres pays. La valeur de 90 MW/°C a été utilisée pour la modéliser [32].

Résultats de l’analyse de risque par TenneT

L’analyse de risque effectuée par TenneT montre que les Pays-Bas sont autosuffisants en termes de production électrique. Une marge à l’export est même disponible. Celle-ci est estimée à 3,5 GW en 2015 pour le scénario de base.

L’évolution de cette marge diminue dans le futur à 2,5 GW en 2016 et 2,2 GW en 2019 pour le scénario de base. Différentes sensibilités sont analysées où la marge diffère selon celles-ci.

“ Les Pays-Bas sont actuellement en surcapacité de production électrique et peuvent fournir de l’énergie au moment où les pays voisins en ont besoin, notamment pendant la période hivernale. Une diminution de la capacité à l’export aura un impact sur le risque de déficit structurel de la Belgique. ”

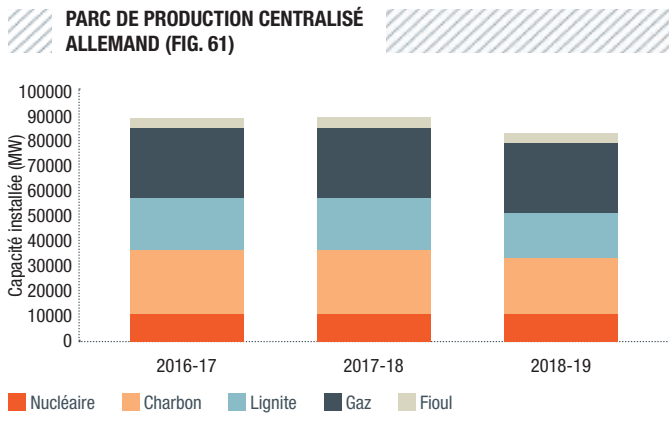
3.3.3 L'Allemagne

Les hypothèses de l'Allemagne sont tirées de plusieurs études :

- PLEF [14]
- SO&AF [12]
- Des données et études du régulateur allemand [33]
- Des différents rapports sur le futur énergétique allemand ainsi que le rapport sur la sécurité d'approvisionnement de 2014 se trouvant sur le site du Ministère de l'Énergie allemand : « *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* » [34]

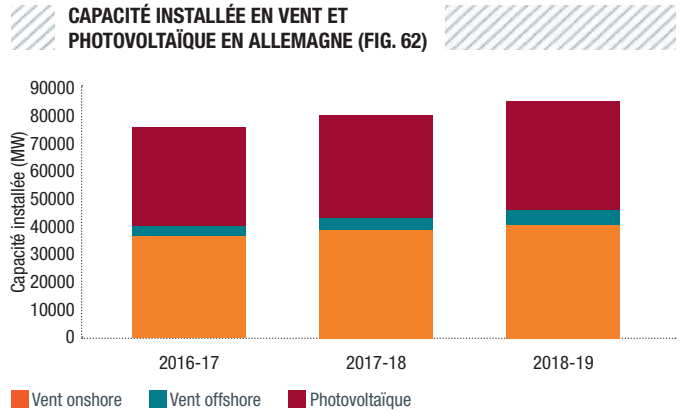
Thermique centralisé

L'évolution de la capacité installée allemande prise en compte dans l'étude est principalement impactée par la fermeture de certaines centrales au charbon et au lignite à l'horizon 2018-19, voir Figure 61.



Evolution de la production renouvelable et décentralisée en Allemagne

La capacité installée en vent et photovoltaïque pour les trois hivers suivants est reprise dans la Figure 62.



Évolution de la demande en énergie et sensibilité à la température

L'hypothèse du taux de croissance annuel de la consommation allemande prise en compte dans la présente étude est de 0,8 %. La sensibilité de la consommation électrique à la température utilisée dans cette étude est de 500 MW/°C pour l'Allemagne 97[34].

Résultats de l'analyse de risque de défaillance de l'Allemagne réalisée en 2014

La dernière étude (datant de septembre 2014) a été réalisée par les quatre GRT allemands [35]. La marge de capacité estimée dans ce rapport pour l'Allemagne se situe entre 8 et 9 GW pour l'hiver 2016-17.

MODIFICATIONS POSSIBLES À COURT TERME POUR LES HYPOTHÈSES AUX PAYS-BAS

Le géant énergétique français Engie, maison mère d'Electrabel, va mettre sous cocon une ou **plusieurs centrales au gaz aux Pays-Bas**. Cela a été confirmé par un porte-parole au « *Het Financieele Dagblad* ». « Nos centrales au gaz sont sous haute pression. Elles gagnent moins que leurs coûts fixes ». Engie possède des centrales au gaz à Bergum, Lelystad, Eemshaven et Zwolle. Les centrales au gaz ne sont plus rentables à cause des bas prix du charbon, de la surcapacité et de l'augmentation des importations d'électricité verte depuis Allemagne, où ces dernières années grâce à d'importantes subventions gouvernementales les capacités installées en énergie éolienne et photovoltaïque ont bondi. La part de marché du gaz dans la production d'électricité néerlandaise a baissé depuis 2010 de 62 à 48 pour cent. Au cours de la même période, la part du charbon est passée de 18 à 29 pour cent.

Source : De Tijd, 27/10/2015

“ L'Allemagne est actuellement en surcapacité de production électrique et peut fournir de l'énergie au moment où les pays voisins en ont besoin, notamment pendant la période hivernale. Une diminution de la capacité à l'export de l'Allemagne aura un impact sur le risque de déficit structurel de la Belgique. ”

3.3.4 Le Luxembourg

La modélisation du Luxembourg a son importance pour la Belgique. Une partie de ce pays se trouve dans la zone de réglage belge (voir la zone « LUb » représentée sur la Figure 63). Cette zone « LUb » contient une turbine gaz vapeur ainsi que de la consommation électrique d'origine industrielle. L'offre et la demande en électricité de cette zone « LUb » sera considéré comme faisant partie de la zone belge.

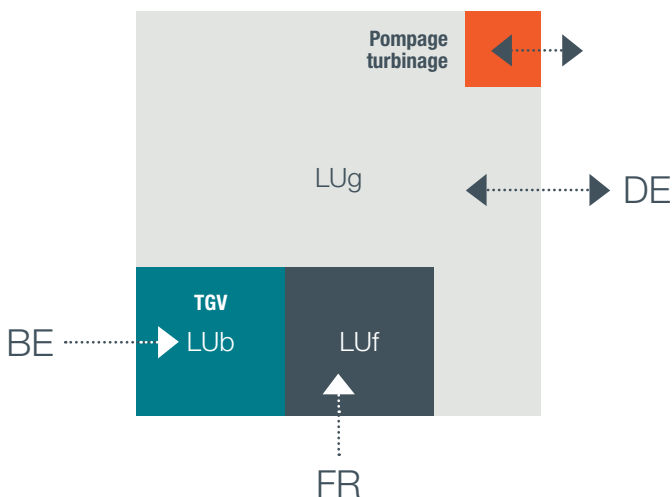
Les deux autres zones électriques du Luxembourg (c'est-à-dire la partie raccordée à la France (LUf) ainsi que la partie raccordée à l'Allemagne (LUg)) sont considérées comme entièrement incluses dans ces deux pays respectivement.

Les hypothèses concernant la capacité installée de vent, photovoltaïque, hydraulique et la consommation du pays sont incluses dans la zone LUg raccordée à l'Allemagne. À l'exception des consommations des zones LUb et LUf qui sont comptabilisées dans la zone belge et française respectivement.

Interconnexion entre la Belgique et la zone LUg

Un projet d'interconnexion permettra de connecter électriquement la Belgique à l'Allemagne via le Luxembourg. Ce projet d'interconnexion est composé de différentes phases avec notamment le renforcement du réseau de transport Luxembourgeois en 2017 pour résoudre des congestions internes sur le réseau afin d'optimiser les échanges d'énergie. L'apport de cette interconnexion n'est pas considéré dans cette analyse vu l'existence de congestions internes sur le réseau luxembourgeois.

MODÉLISATION DU LUXEMBOURG (FIG. 63)



3.3.5 Autres pays modélisés

Les autres pays non repris ci-dessus sont modélisés dans la présente étude avec des données du SO&AF et du PLEF (Autriche et Suisse).

Ces pays ont moins d'impact direct sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique mais leur impact sur la zone CWE déterminera s'ils pourront fournir de l'énergie à la Belgique aux moments de déficit structurel.



3.4 INTERCONNEXIONS

ENTRE PAYS

Lors des études précédentes, les interconnexions entre tous les pays étaient modélisées avec des valeurs fixes de capacité commerciale. Cette capacité d'interconnexion est disponible pour l'échange commercial entre deux pays. L'échange commercial horaire pour un état futur donné est le résultat de l'optimisation économique du modèle de marché. Aux moments de déficit structurel dans une zone, la direction de l'échange commercial sera toujours vers la zone étant en déficit de capacité de production.

Cette section est structurée en trois paragraphes.

Le **paragraphe 3.4.1** traite de la **capacité d'importation de la Belgique**.

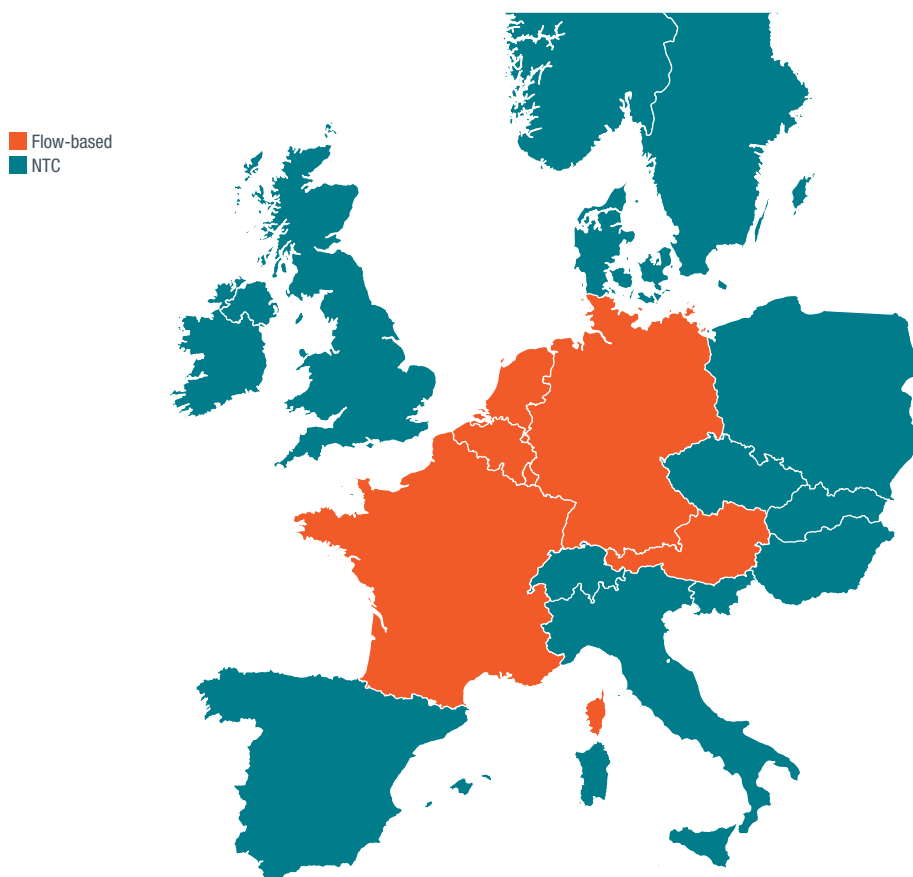
Les interconnexions entre pays sont modélisées dans cette analyse comme dans le mécanisme de couplage des marchés « day-ahead », voir Figure 64. La France, les Pays-Bas, l'Allemagne (couplée avec le Luxembourg et l'Autriche) et la Belgique (zone CWE) sont modélisés

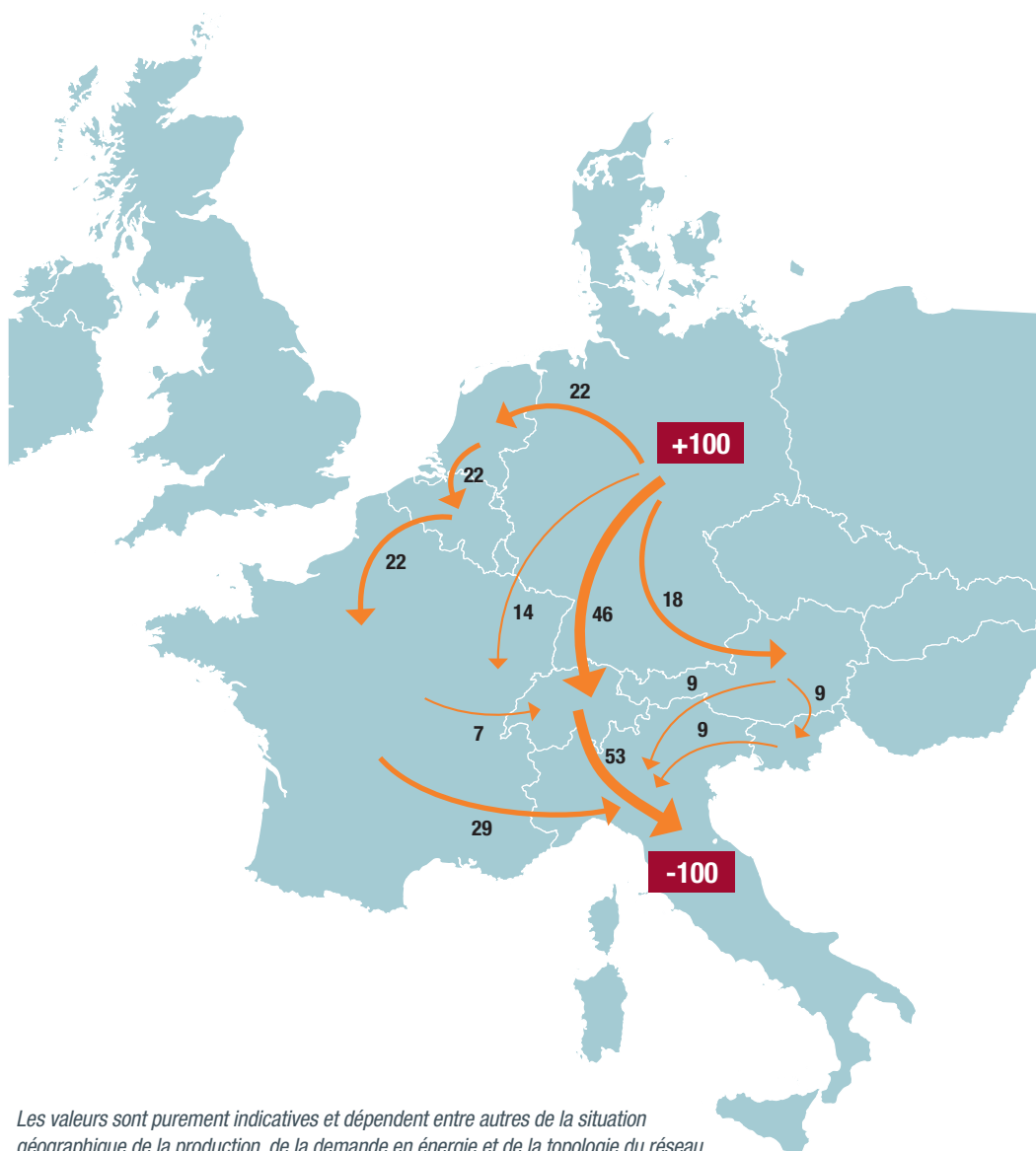
selon la **méthodologie flow-based**, voir Figure 61. Grâce à une description plus détaillée du réseau, la méthode flow-based permet d'améliorer l'utilisation des interconnexions et, par conséquent, la convergence des prix, tout en maintenant le même niveau de sécurité d'approvisionnement. La méthode flow-based est élaborée dans le **3.4.2**.

Les interconnexions avec les autres pays hors CWE sont modélisées par des valeurs de **capacité d'échanges commerciaux entre les pays**. Les capacités d'importation et d'exportation disponibles pour les échanges commerciaux ou NTC⁴¹ sont calculées par les gestionnaires de réseau. Ces valeurs NTC sont calculées en fonction des caractéristiques techniques des lignes et des contraintes internes de chaque GRT, voir le **paragraphe 3.4.3**.

41. NTC : Net Transfer Capacity

MODÉLISATION DES INTERCONNEXIONS (FIG. 64)



RÉPARTITION DES FLUX PHYSIQUES LORS D'UN ÉCHANGE COMMERCIAL ENTRE L'ALLEMAGNE ET L'ITALIE (FIG. 65)
Exemple d'un échange commercial de 100 MW entre l'Allemagne et l'Italie


Les valeurs sont purement indicatives et dépendent entre autres de la situation géographique de la production, de la demande en énergie et de la topologie du réseau.

La Belgique occupe une place centrale au cœur du réseau européen interconnecté et des échanges d'électricité entre les pays qui le composent. La Belgique se situe au centre de nations telles que la France, les Pays-Bas et Allemagne qui peuvent, selon la situation de leur réseau ou les conditions du marché, exporter ou importer des quantités importantes d'énergie électrique.

Compte tenu du maillage (à la manière d'une toile d'araignées, le réseau électrique à haute tension est composé d'une série de « boucles » qui permettent à l'électricité de circuler par différents chemins) du réseau électrique européen, toute transaction entre 2 pays passe en partie par les réseaux des pays voisins et génèrent dans ceux-ci des flux non nominés (c'est-à-dire des flux d'énergie qui ne relèvent pas de leurs propres échanges commerciaux mais qui traversent « librement » le pays).

Ces flux constituent pour Elia un facteur d'incertitude considérable dans le calcul de la capacité d'échange avec les pays voisins. L'arrivée massive des productions d'origine renouvelable, principalement en Allemagne, augmente encore la variabilité des échanges et, par conséquent, l'incertitude sur les flux non nominés. La méthodologie flow-based (décrite dans le paragraphe 3.4.2) permet de mieux prendre en compte l'impact des échanges commerciaux entre pays sur les lignes électriques.

3.4.1 Capacité d'importation de la Belgique

Le réseau Elia aura une capacité technique d'importation pour l'hiver 2016-17 d'approximativement 3750 MW sur la frontière avec les Pays-Bas et de 3900 MW sur la frontière française. La capacité technique d'importation par frontière n'équivaut pas à la capacité d'importation de la Belgique. Une partie de la capacité technique aux frontières sera utilisée pour des échanges commerciaux entre d'autres pays. L'exemple de la Figure 65 montre la répartition des flux pour un échange entre l'Allemagne et l'Italie. Une partie de ces flux traverseront la Belgique. Il est à noter que les transformateurs déphaseurs installés à la frontière nord de la Belgique permettent de contrôler une partie de ce flux traversant le pays et de les dévier vers d'autres liaisons électriques.

Frontière avec les Pays-Bas

Avec la réalisation du projet BRABO 1 [36], la capacité d'import technique à la frontière nord augmente avec environ 1000 MW; de 2750 MW à environ 3750 MW.

Il faut aussi noter que cette capacité technique d'importation tient compte du critère de sécurité N-1 (voir cadre explicatif) appliqué sur un réseau complet. Elle n'est par contre pas valable pour une longue indisponibilité d'un élément du réseau. Dans ce cas, la capacité technique d'importation devra être calculée en appliquant le critère de sécurité N-1 sur la situation détériorée du réseau.

Frontière avec la France

La capacité d'import technique venant de la France est de 3900 MW. La réalisation de renforcements sur cette frontière sont prévus [36] mais auront un effet seulement après les hivers étudiés dans ce document.

Projets d'interconnexion avec d'autres pays

L'interconnexion avec l'Allemagne (projet ALEGRO) [37] et avec le Royaume-Uni (projet NEMO) [38] ne sont pas prises en compte dans cette étude car leurs mises en service arrivent après les hivers étudiés.

Capacité d'importation de la Belgique

La capacité d'importation de la Belgique est la capacité qui peut être mise à la disposition du marché vers le réseau belge en cas de conditions d'exploitation normales, c'est-à-dire aucune indisponibilité planifiée ou imprévue de l'infrastructure du réseau (à la fois en Belgique et dans les pays voisins), et sans connaissance préalable des flux d'énergie. Vu que des événements imprévus peuvent intervenir à chaque instant, cette capacité est graduellement mise à disposition du marché, en parties annuelles, mensuelles, « day ahead » et « intraday ». De plus, cette capacité dépend des saisons et des maintenances sur le réseau.

CAPACITÉ D'INTERCONNEXION, CAPACITÉ D'IMPORTATION ET SOLDE D'IMPORTATION

La **capacité d'interconnexion** disponible prend en considération un état de sécurité (N-1) du réseau en conditions d'exploitation réelles. Toute la capacité ne peut dès lors pas être libérée à l'avance.

La **capacité d'importation** maximale représente la capacité qui peut être introduite en Belgique en cas de disponibilité totale du réseau et sans tenir compte de la situation du marché en dehors du pays. Cette capacité dépend des moyens disponibles en Belgique pour le réglage de la tension, la puissance de court-circuit et l'inertie généralement fournie par la production intérieure. En cas d'importation considérable, il faut veiller à ce que cette production soit encore suffisamment présente.

Cela ne signifie toutefois pas que la capacité d'importation maximale sera disponible dans tous les cas. S'il y a des limitations sur les réseaux internes ou étrangers, si les flux du réseau découlant de la situation du marché nécessitent une exportation sur l'une des frontières, ou si l'énergie à l'étranger n'est pas disponible, il ne sera alors pas possible de bénéficier de la capacité d'importation maximale. La capacité exploitable réelle est appelée le **solde d'importation**.

Grâce à la réalisation de BRABO I et l'ajout de deux batteries de condensateur dans le réseau belge pour le maintien de la tension, on peut se baser pour l'hiver 2016-17 sur une capacité d'importation maximale pour la Belgique de 4500 MW.

La disponibilité effective du solde d'importation de 4500 MW est soumise à deux conditions essentielles :

- Les conditions de marché sont favorables à l'importation ;
- Les conditions d'exploitation du réseau sont dans un état normal.

Concernant les conditions spécifiques de marché, les flux internationaux peuvent impliquer que le solde d'importation disponible sera nettement plus bas. La prise en compte « flow based » dans la modélisation (voir 3.4.2) permet de tenir compte de ces effets.

En effet, avec l'évolution décrite au paragraphe 3.4.2, vers une modélisation flow-based de la zone CWE pour le calcul du volume de réserve stratégique, il n'est plus nécessaire de considérer ce solde ferme ou permanent. Le solde d'importation est désormais variable en fonction des circonstances de marché. Il est déterminé par le domaine flow-based lui-même.

LE « PRINCIPE N-1 » SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT

Ces chiffres de capacité d'importation tiennent compte des marges de réserve que doivent appliquer les gestionnaires de réseau selon la réglementation européenne, afin d'être à tout instant capables de pourvoir à la sécurité d'approvisionnement. La perte d'une ligne est en effet possible à tout moment. Les autres lignes doivent alors pouvoir assumer un surcroît de courant électrique. En termes techniques, cette notion s'appelle le « principe N-1 » : sur un ensemble déterminé de « N lignes », qui transportent collectivement une certaine quantité d'énergie, il ne peut y avoir de surcharge si la capacité de transport est réduite à « N-1 ligne » en cas d'imprévu.

Les accords internationaux exigent de respecter en permanence ce critère N-1, y compris en cas de travaux d'entretien ou de réparation sur un élément du réseau. Dans ce dernier cas, il est en effet possible qu'il faille réduire la capacité d'importation. On bascule alors sur le principe N-2 : une ligne qui subit un entretien périodique ou une réparation de longue durée moins une autre ligne en raison d'un incident imprévu. On évite bien sûr de telles situations aux périodes les plus critiques de l'année, comme en cas de pointe de consommation en hiver, mais elles ne peuvent jamais être exclues, par exemple à la suite de conditions météorologiques hivernales.

La perte de longue durée d'un élément de réseau n'est pas prise dans le calcul du volume de la réserve stratégique même si cela a un impact sur la capacité d'importation de la Belgique. L'influence de la perte d'un élément du réseau sur le domaine flow based est calculée comme sensibilité, voir paragraphe 4.3.

EN QUOI LES CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES HIVERNALES PEUVENT-ELLES CONSTITUER UN RISQUE POUR LE RÉSEAU ? COMMENT ELIA S'Y PRÉPARE-T-ELLE ? QUEL IMPACT CELA A-T-IL SUR LE RÉSEAU ET LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ?

Les lignes à haute tension sont de plus en plus exposées à des phénomènes météorologiques spécifiques qui se sont produits au cours de ces dernières années. Cela ne se manifeste pas uniquement en Belgique et est probablement lié aux changements climatiques. Elia a également connu plus de problèmes au cours des 10 dernières années en raison de conditions météorologiques exceptionnelles.

– **Des dépôts de neige** sur les lignes à haute tension peuvent se produire lors de conditions climatiques exceptionnelles très spécifiques, caractérisées par du vent, des températures proches de zéro et des intempéries. Ces dépôts de neige sur les câbles d'une ligne peuvent augmenter les forces sur les pylônes jusqu'à 500 %. De ce fait, des pylônes peuvent casser ou des câbles pendre trop bas, la ligne ne pouvant alors pas être exploitée en toute sécurité.

– **Des bourrasques de vent exceptionnelles (« tornades »)** peuvent se manifester sous la forme de vents descendants, qui se produisent très localement et ne durent que quelques minutes. Le vent peut alors atteindre des vitesses importantes : 200 km/h à 270 km/h. Ces bourrasques de vent peuvent provoquer d'importants dommages à plusieurs niveaux : arbres, maisons, infrastructure locale et également pylônes à haute tension.

Pour pallier au mieux aux conditions météorologiques extrêmes, Elia applique des normes techniques exigeantes. Ainsi, par exemple, les pylônes à hautes tensions les plus récents (construits après 1985) sont prévus pour faire face à des vents de 180km/h, mais pas contre des bourrasques de vents exceptionnelles.

Afin de faire face à la chute d'une ligne électrique, Elia dispose de lignes de secours qu'il est possible d'installer en un temps limité à quelques jours ou semaines en fonction de l'ampleur des dégâts et des possibilités d'accès au chantier.



3.4.2 Méthode flow based appliquée à la zone CWE

Pourquoi inclure la méthodologie « flow based » dans cette étude ?

La Belgique étant au centre de la zone CWE, ses possibilités d'import seront entièrement définies par la méthodologie dite « flow-based » qui est d'application dans le marché régional CWE de l'électricité. Le bilan énergétique de la Belgique dépend des bilans énergétiques des autres pays de la zone CWE et d'un domaine définissant le périmètre des possibilités d'échanges d'énergie.

Cette méthodologie est retenue dans la modélisation de la présente étude. Elle permet d'intégrer les interactions entre le marché et le réseau de transport d'électricité. Par exemple, aux moments où la France et la Belgique sont en situation de déficit structurel, ce type de modélisation met en lumière que la capacité d'importation belge peut être fortement réduite dans le cas où d'importants flux traversent la Belgique pour aussi alimenter la France.

L'introduction de la méthodologie flow-based dans l'étude d'évaluation du volume de réserve stratégique de la Belgique permet ainsi d'évaluer la probabilité et l'impact d'avoir des soldes d'importations limités par les conditions de marché des pays voisins.



Explication didactique du couplage de marché flow-based (en français) avec un film réalisé par le régulateur français de l'énergie (CRE) [39].

Comment fonctionne le flow based en réalité ?

La méthode flow-based utilise des facteurs de distribution PTDF⁴² permettant d'approximer les flux réels des lignes résultants d'échanges commerciaux entre pays. L'exemple de la Figure 65 montre que les flux d'énergie se répartissent inégalement sur les différents chemins entre deux pays.

Pour chaque heure de l'année, un domaine limitant les échanges possibles entre les pays de la zone CWE est défini (ce domaine est aussi appelé « domaine flow-based »). Celui-ci est construit sur base des branches critiques (éléments du réseau limitant les échanges), de l'impact de la perte d'éléments du réseau sur celles-ci (voir le critère N-1), d'une marge opérationnelle sur chaque ligne et d'éventuelles parades qui permettent de décharger partiellement les éléments critiques. Ces parades permettent donc de maximiser les échanges acceptables (via des changements de topologie ou l'utilisation des transformateurs déphaseurs à la frontière avec les Pays-Bas).

Le bilan énergétique de chaque pays de la zone CWE aura une influence (par le biais des PTDF calculés) sur le flux passant dans les branches critiques définies. Celles-ci sont des éléments du réseau qui sont significativement impactés par les échanges commerciaux entre pays.

Le domaine flow-based est différent pour chaque heure de l'année car :

- la topologie du réseau change ;
- des maintenances ou des indisponibilités d'éléments du réseau interviennent ;
- la localisation et la disponibilité des unités de production varient.

Comment le flow based est pris en compte dans cette étude ?

Jusqu'à présent, les simulations de marché pour la sécurité d'approvisionnement étaient principalement basées sur des contraintes fixes d'échanges commerciaux aux frontières.

Toutefois, peu de d'outils de simulation de marché permettent d'introduire différents facteurs de distributions (PTDF) et de domaines flow-based pour chaque heure de l'année, ce qui permettrait de se rapprocher du processus opérationnel de flow-based Market Coupling. Ceci fait qu'un seul domaine flow based peut être intégré dans le modèle. Afin de créer un domaine de référence représentatif pour les hivers futurs, l'étude de Coreso⁴⁴ (en coopération avec les GRT de la zone CWE) sur l'hiver 2014-15 a été utilisée [43] [44]. Sur base de celle-ci, le domaine de référence pour les hivers suivants est construit en rajoutant les renforcements du réseau 380 kV d'Elia prévus jusqu'à l'hiver 2016-17.

Dans l'étude conjointe de Coreso, deux cas ont été analysés :

- Cas A (vent disponible et grand froid) ;
- Cas B (absence de vent et très grand froid).

“ Dans sa volonté de continuellement améliorer son approche, Elia est un des premiers GRT à utiliser une approche flow-based pour ses études de sécurité d'approvisionnement. ”



Plus d'information sur le couplage de marché flow-based sur le site web d'Elia [40], CASC⁴³ [41] et BELPEX [42].

42. PTDF : Power Transfer Distribution Factor

43. CASC : Capacity Allocating Service Company

44. Coreso : Coordination of Electricity System Operators

Le choix du domaine de référence pour cette analyse s'est porté sur le cas B. Celui-ci correspond à une optimisation du réseau pour le cas où la France et la Belgique sont importatrices nettes. L'analyse des résultats (voir paragraphe 4.1.8) montre que les moments de déficit structurel surviennent pour la majorité des cas lorsque la production éolienne est faible. Cette situation est considérée comme déterminante pour le risque de déficit structurel en Belgique.

Les renforcements du réseau belge depuis l'hiver 2014-15 pris en compte pour le calcul du domaine de référence de l'hiver 2016-17 sont repris ci-dessous :

- Ligne 380.12 entre Gramme et Van Eyck : second circuit 380 kV ;
- Couplage du poste de Van Eyck ;
- 2^{ème} PST⁴⁵ à Zandvliet en parallèle pour l'hiver 2016-17 ;
- Prise en compte de la marge apportée par les équipements de monitoring des lignes (Dynamic Line Rating : « Ampacimons ») où ceux-ci sont présents ;
- 2^{ème} ligne Doel – Zandvliet (passage de 150 kV à 380 kV).

Les différentes parades utilisées pour construire ce domaine ont été coordonnées et approuvées par les autres GRT dans le cadre de l'étude de Coreso. Il est important de noter qu'Elia n'a aucune garantie que les autres GRT acceptent ces parades dans des situations où la Belgique aura un risque de déficit structurel.

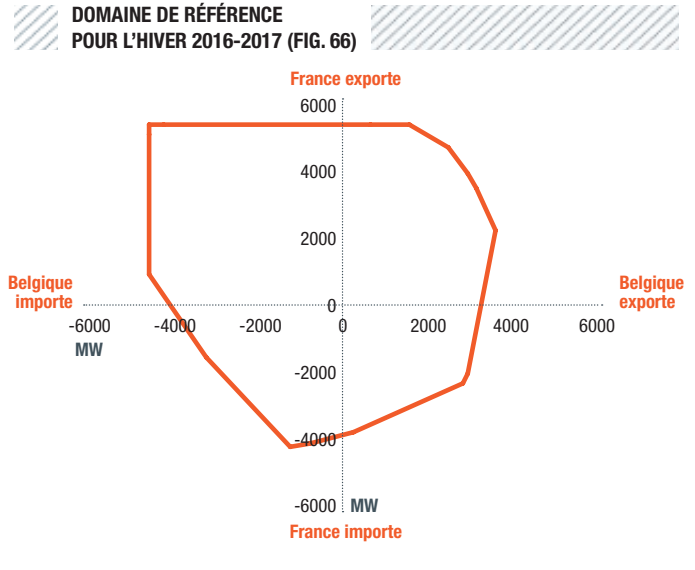
Le domaine utilisé est valable si tous les éléments réseaux sont disponibles dans la zone CWE. La défaillance d'éléments impactera le domaine et donc les échanges possibles entre les pays.

Illustration du domaine de référence pris en compte

Dans le domaine de référence, il est considéré que tous les éléments du réseau belge et des pays voisins sont disponibles. L'impact de la perte d'un élément pour une longue durée sera étudié dans le paragraphe 4.3.

Le domaine flow-based (multidimensionnel) peut être visualisé par une projection sur le plan de 2 pays, voir Figure 66.

La France et la Belgique étant les deux pays où le risque de déficit structurel est le plus élevé dans la région CWE, la visualisation du domaine sur les bilans énergétiques de ces deux pays permettra d'expliquer la capacité d'importation disponible pour la Belgique.



Le graphique de la Figure 66 montre les possibilités d'importations et exportations de la France et de la Belgique dans le domaine flow-based. Le bilan énergétique représenté sur le graphique est le bilan par rapport aux autres pays de la région CWE. Pour la Belgique cela équivaut au bilan total du pays car la Belgique n'a pas d'autres échanges en dehors de la région CWE. Pour la France, les échanges avec le Royaume-Uni, l'Italie, l'Espagne et la Suisse ne sont pas comptabilisés sur le bilan énergétique représenté.

Si la France peut exporter de l'énergie vers les autres pays de la région CWE, la Belgique pourra importer 4500 MW. Par contre, dès que la France a besoin d'imports depuis la région CWE, la capacité d'importation de la Belgique sera limitée et suivra la ligne définie dans le troisième cadran du graphique (en bas à gauche). Cette ligne montre que l'importation totale de la France et de la Belgique ensemble est limitée à environ 4800 MW en zone CWE. Cette limite est déterminée par les capacités d'importation de la Belgique depuis les Pays-Bas et de la France depuis l'Allemagne.

L'ADEQUACY PATCH UTILISÉ DANS L'OUTIL DE COUPLAGE DES MARCHÉS

Lorsqu'un seul pays est en déficit structurel (prix day-ahead atteignant 3000 €/MWh), la capacité d'import maximale sera attribuée à ce pays.

Lorsque deux ou plusieurs pays sont en déficit structurel simultanément, l'import alloué à chacun vise normalement la maximalisation du « welfare » global ce qui pourrait favoriser un pays par rapport à un autre. Afin d'éviter cela, l'import sera attribué au prorata du besoin de chacun des pays sur base d'une fonction quadratique comme défini dans l'algorithme du couplage de marché Euphemia [45].

L'adequacy patch comme défini ci-dessus est momentanément simulé en post traitement des résultats venant d'ANTARES.

45. PST : Phase Shifting Transformer (transformateur déphaseur)

3.4.3 Capacité commerciale fixe aux frontières pour les pays hors de la zone flow based

Modélisation

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.

Ces valeurs de capacités sont issues d'études réalisées au sein d'ENTSO-E, de contacts bi- et multilatéraux et prennent en compte les nouveaux projets d'interconnexions pour les hivers futurs.

Les NTC 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 le site de transparence d'ENTSO-E [21].

Capacité d'importation commerciale maximale en hiver pour la zone CWE

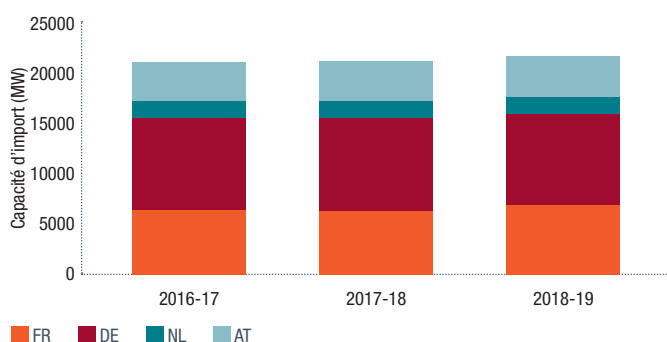
L'impact des pays hors de la zone CWE sur le risque de déficit structurel belge est dû à la capacité de ceux-ci à fournir de l'énergie à la zone CWE en période de défaillance.

Les capacités d'import commerciales de la zone CWE prises en compte :

- **France** : Somme des capacités nette de transferts vers la France (hors de la zone flow based) considérée pour l'hiver 2016-17 : **6350 MW**. Cette valeur est la somme des capacités commerciales avec l'Espagne, l'Italie, la Suisse et le Royaume-Uni.
- **Pays-Bas** : Somme des capacités nette de transferts vers Pays-Bas (hors de la zone flow based) considérée pour l'hiver 2016-17 : **1700 MW**. Cette valeur est la somme des capacités commerciales avec la Norvège et le Royaume-Uni.
- **Allemagne et de l'Autriche** : Somme des capacités nette de transferts vers l'Allemagne (couplée avec l'Autriche et le Luxembourg) considérée pour l'hiver 2016-17 : **9100 MW (DE) + 3845 MW (AT)**. Cette valeur est la somme des capacités commerciales prises en compte pour les interconnexions avec la Pologne, République Tchèque, la Hongrie, la Suisse, l'Italie, la Slovénie, la Suède et le Danemark.

La **somme des capacités commerciales** reprises dans la Figure 67 est le maximum possible que la zone CWE (BE, FR, NL, DE, AT, LU) peut importer dans le modèle en hiver. Le total de la capacité commerciale d'import (>20 GW) peut paraître important mais afin que la totalité de la capacité soit utilisée, il faut que l'énergie soit disponible à l'étranger (hors de la zone CWE) aux moments de déficit structurel.

HYPOTHÈSES CONCERNANT LA CAPACITÉ D'IMPORT MAXIMALE POUR LA ZONE FLOW-BASED CWE (FIG. 67)



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.

RESUL TATS

pour l'hiver 2016-17

4.1 — Scénario de référence	60
4.2 — Sensibilité sur la disponibilité des unités nucléaires	68
4.3 — Sensibilité sur la perte d'un élément du réseau pour une longue période	70
4.4 — Sensibilité sur la capacité de production disponible en France	71
4.5 — Sensibilité avec une croissance de la demande belge de 0 %	72
4.6 — Sensibilité pour la Belgique isolée	73

Les hypothèses décrites au chapitre 3 forment le scénario de référence pour les calculs du besoin en réserve stratégique. Toutefois, on tient compte d'un certain nombre de sensibilités vu l'incertitude de certaines hypothèses de base et leur impact sur le besoin en réserve stratégique. La Figure 68 donne un aperçu des 5 sensibilités qui seront développées dans ce chapitre.

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE ET SENSIBILITÉS (FIG. 68)

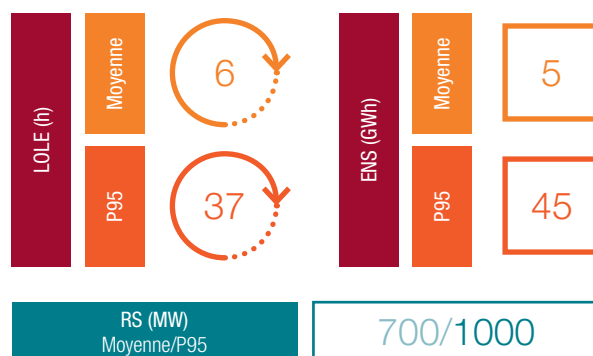
	Scénario de référence	Sensibilité
Nucléaire en BE		
Domaine FB	Tous les éléments réseaux disponibles	Perte d'un élément durant une longue période
Parc FR	Rapport RTE 2015	Rapport RTE 2014
Croissance de la demande	Croissance de IHS CERA	Croissance de 0%
Import	BE interconnectée	BE isolée

4.1 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE HIVER 2016-17

4.1.1 Calcul LOLE et ENS

Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 des calculs indiquent que l'hiver 2016-17 doit s'accompagner d'effacements de la demande et/ou d'une capacité de production complémentaire en plus de ce qui a déjà été contracté, voir la Figure 69. La capacité totale nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE⁴⁶ moyen s'élève à 700 MW et sous les 20 heures pour le LOLE P95 s'élève à **1 000 MW** dans un scénario où Doel 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles et Doel 1 et Doel 2 sont disponibles. Le critère P95 est le critère décisif dans le scénario de référence pour le besoin en réserve stratégique.

BESOIN DE RÉSERVE STRATÉGIQUE POUR L'HIVER 2016-17 (FIG. 69)

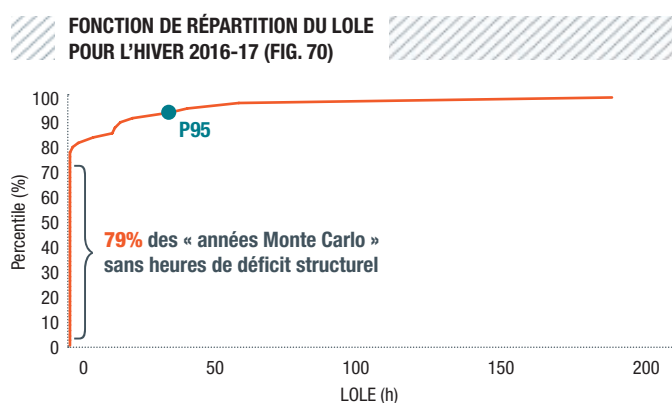


1000 MW

Le besoin en réserve stratégique pour l'hiver 2016-17 est de 1 000 MW dans le scénario de référence

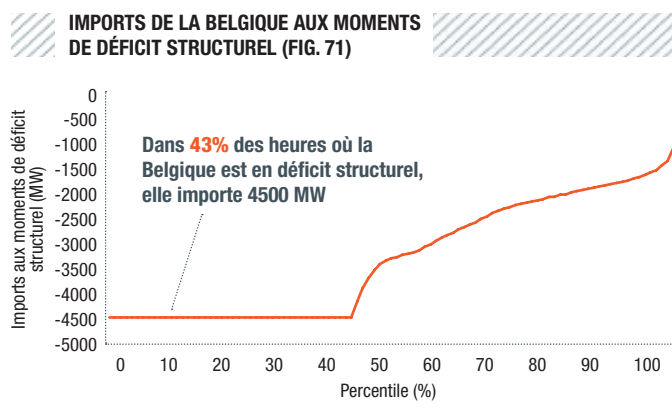
46. Les états futurs ayant un LOLE nul sont aussi pris en compte dans le calcul du LOLE moyen.

La Figure 70 montre la fonction de répartition du LOLE pour les 800 « années Monte-Carlo ». La figure montre qu'il n'y a aucun problème de sécurité d'approvisionnement pour 79 % des états futurs simulés. Pour les 21 % restants, on est confronté à un déficit structurel entre 1 et 179h. Le percentile P95 est indiqué sur la figure et correspond à 37h.



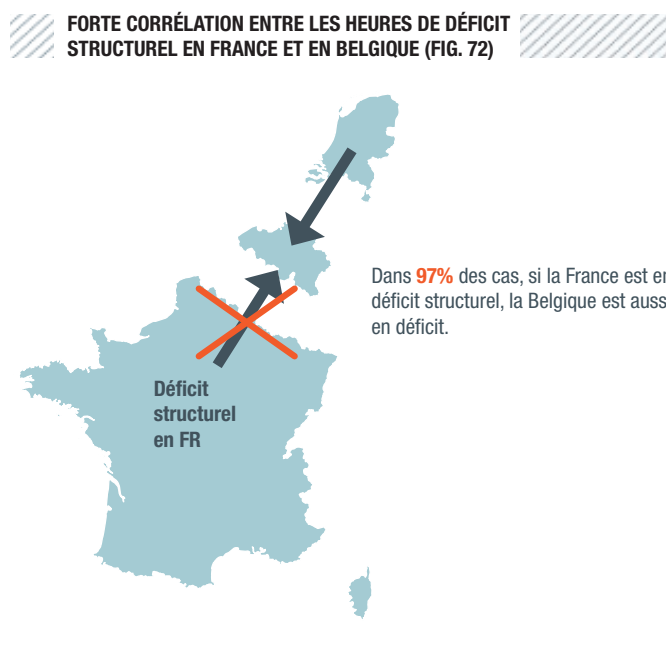
4.1.2 Importation en cas de pénurie structurelle

La Figure 71 montre le niveau d'import de la Belgique en MW lors des heures de déficit structurel. Durant 43 % des heures de déficit structurel, la Belgique peut compter sur 4 500 MW d'importation. Cela signifie que la capacité de production est disponible à l'étranger et que cette énergie peut être exportée vers la Belgique. Pour les 57 % restantes, la Belgique importe moins de 4 500 MW (jusqu'à 1 150 MW qui est le minimum observé). Cette réduction est fortement liée aux problèmes de sécurité d'approvisionnement de la France comme expliqué au paragraphe 4.1.3.



4.1.3 Corrélation avec des problèmes de sécurité d'approvisionnement en France

La forte corrélation entre la Belgique et la France en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement peut être observée sur la Figure 72. Dans 97 % des cas, lorsqu'un déficit structurel est observé en France, on remarque également un déficit structurel en Belgique. La Belgique étant très dépendante des importations (voir paragraphe 4.6), l'importation depuis la France est un des principaux moteurs affectant la sécurité d'approvisionnement en Belgique, voir paragraphe 4.1.8.



Sur base de l'analyse réalisée par RTE en 2015, le nombre d'heures de déficit structurel de la France est moins élevé pour l'hiver 2016-17 (voir paragraphe 3.3.1) que ce que montraient les résultats de l'analyse réalisée en 2014⁴⁷. Le moindre changement dans le parc de production français aura un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique à cause de la dépendance de cette dernière à l'importation.

47. Les estimations du LOLE moyen pour la France ne sont pas nulles. Cela veut dire que la France ne peut pas importer assez durant ces moments pour ramener le LOLE moyen à 0 heures.

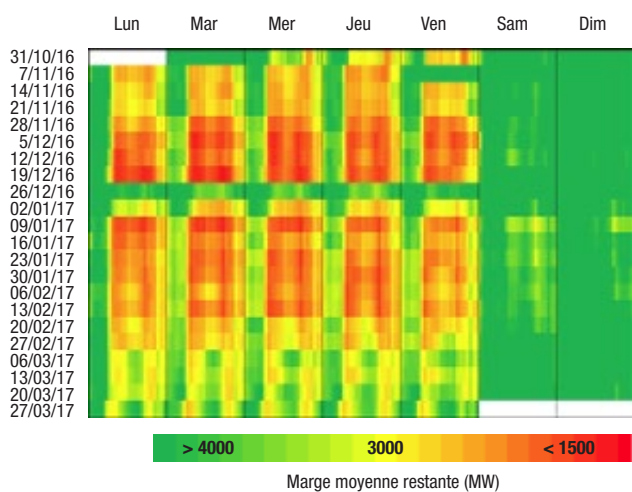
4.1.4 Quels sont les moments à risque ?

La probabilité d'avoir une heure de déficit structurel peut être visualisée en utilisant la marge de capacité disponible et non utilisée du système belge pour chaque heure de l'hiver. Cette marge est directement issue des simulations effectuées avec le modèle. La marge est calculée comme la somme de la capacité disponible et non utilisée du parc thermique modélisé comme unités indépendantes et de la capacité d'import disponible et non utilisée.

Cette marge tient déjà compte de ce qui est utilisé au niveau des centrales de pompage-turbinage et de la réponse du marché.

Sur base de la marge horaire moyenne des 800 états futurs, la Figure 73 peut être construite.

VISUALISATION DE LA MARGE MOYENNE DE CAPACITÉ RESTANTE SUR LE SYSTÈME BELGE POUR CHAQUE HEURE DE L'HIVER 2016-17 (SUR BASE DES 800 ÉTATS FUTURS SIMULÉS) (FIG. 73)



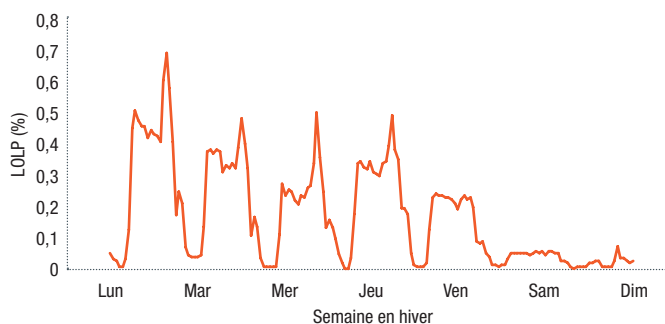
Le graphique montre la marge moyenne de capacité du système belge pour les différentes heures des semaines de l'hiver 2016-17. Pour chaque heure, la marge moyenne est construite sur base des marges horaires de chaque état futur. Les couleurs sur le graphique permettent de visualiser la marge restante pour chaque heure de l'hiver. Plus les couleurs tendent vers le rouge, plus la marge restante est faible et donc plus le risque d'être en déficit structurel augmente.

On constate que la marge moyenne disponible suit essentiellement le profil de la consommation électrique. Les différents effets journaliers, hebdomadaires de la consommation peuvent être déduits du graphique. Les pointes matinales et du soir peuvent être facilement identifiées. On remarque aussi que les jours du weekend

présentent une marge plus élevée que ceux de la semaine. La marge est plus élevée durant les semaines de congé de fin d'année. A noter que les congés scolaires de fin d'année en France et en Belgique coïncident seulement dans la semaine du 26/12/2016 [46] [47] [48]. La France commence les congés le 19/12/2016 alors que la Belgique commence une semaine plus tard et poursuit ses congés la semaine du 02/01/2017. Ceci résulte en une marge plus élevée durant les deux semaines où la Belgique ou la France sont en congés. Le risque de déficit structurel reste relativement faible la première semaine de janvier.

Une autre manière de visualiser le risque de déficit structurel se base sur la probabilité d'avoir une heure de déficit structurel (LOLP). En faisant la moyenne du risque par jour de la semaine, on obtient le graphique de la Figure 74).

QUAND EST CE QUE LA PROBABILITÉ EST LA PLUS ÉLEVÉE D'AVOIR UNE HEURE DE DÉFICIT STRUCTUREL PENDANT LA SEMAINE : MOYENNE LOLP POUR CHAQUE HEURE DE LA SEMAINE (FIG. 74)



Ces deux graphiques (Figure 73 et Figure 74) sont basés sur les sorties de la simulation de référence sur 800 états futurs. Il est important de préciser que selon le nombre d'heures de déficit structurel, la capacité installée, les années climatiques, la capacité disponible dans les pays voisins, ... les valeurs de ces deux graphiques peuvent changer. Par contre les grandes tendances (risque élevé durant les heures de pointes par exemple) ne devraient pas changer.

4.1.5 Nombre d'activations de la réserve stratégique

La Figure 75 donne une estimation des heures de fonctionnement et du nombre d'activations de la réserve stratégique (1000 MW), nécessaire pour satisfaire aux critères légaux pour le scénario de référence.

- Pour une **année moyenne**, il s'agit d' **1 activation** et de 6 heures de fonctionnement
- Pour une **année exceptionnelle**, il s'agit de **5 activations avec un total de 37 heures de fonctionnement**

Dans une année exceptionnelle, il est possible que ces 5 activations et 37 heures de fonctionnement soient nécessaires dans le courant d'un même mois (par exemple lors d'une vague de froid), voir Figure 18.



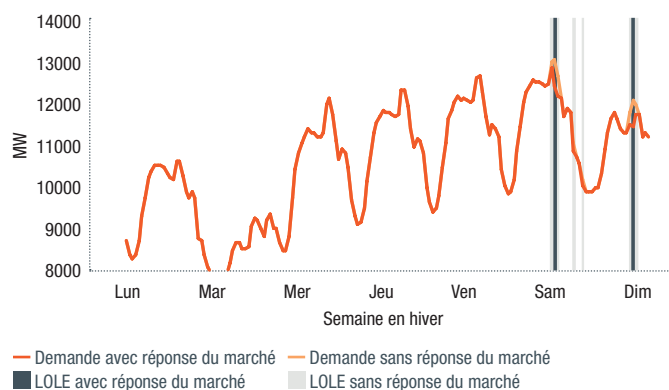
NOMBRE D'ACTIVATIONS DE LA RS (FIG. 75)

	Heures de fonctionnement (h) Moyenne/P95	# activations Moyenne/P95
Par an	6/37	1/5

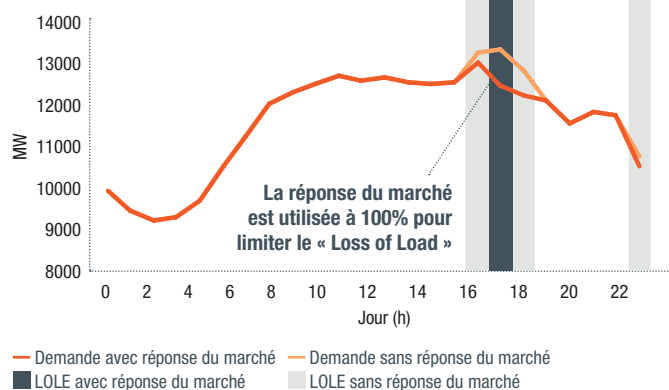
4.1.6 Impact de la réponse du marché

La réponse du marché est prise en compte dans le scénario de référence avec un volume et des limitations sur les activations de celui-ci comme expliqué au paragraphe 3.2.4. La Figure 76 montre comment la réponse du marché est utilisée par le modèle pour une semaine où le déficit structurel est de 8 heures. Les heures de déficit structurel sont indiquées sur le graphique en gris clair. Durant ces heures, les prix du marché sont élevés et de la flexibilité additionnelle est activée. Grâce à ces activations, le nombre d'heures de déficit structurel est réduit de 6 heures. En d'autres mots, la prise en compte de la réponse du marché pour cet exemple, mène à 2 heures de déficit structurel (gris foncé sur la figure). Durant ces 2 heures, 100 % du volume de réponse du marché a été utilisé. Sur la Figure 77, un zoom est effectué pour la sixième journée de la semaine de la Figure 76. Dans cet exemple, les limitations en activations et en heures de fonctionnement de la réponse du marché ne sont pas limitantes.

INFLUENCE DE LA RÉPONSE DU MARCHÉ SUR LA DEMANDE ET SUR LE LOLE : POUR UNE SEMAINE (FIG. 76)



INFLUENCE DE LA RÉPONSE DU MARCHÉ SUR LA DEMANDE ET LE LOLE : POUR UN JOUR (FIG. 77)



L'impact de la réponse du marché sur le nombre d'heures de déficit structurel ainsi que sur le besoin en réserves stratégiques est montré sur la Figure 78. L'impact sur le nombre d'heures et le besoin est limité. Ceci est dû au fait que seulement 21% des 800 états futurs présentent des heures de déficit structurel (jusque 179 h, comme indiqué sur la Figure 70). Dans les états futurs avec beaucoup d'heures de déficit structurel, celles-ci sont souvent concentrées sur de courtes périodes de temps. La raison peut être une vague de froid de quelques jours (voir Figure 18) ou plusieurs indisponibilités fortuites de centrales durant quelques jours.

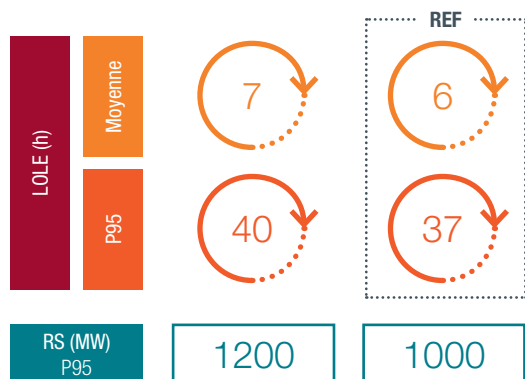
Le volume et les limitations d'activations de la réponse du marché prises en compte dans le scénario de référence ne sont pas suffisantes durant une période prolongée de déficit structurel, voir Figure 79.

4.1.7 Capacité des pays voisins à fournir de l'énergie dans le cas de déficit structurel en Belgique

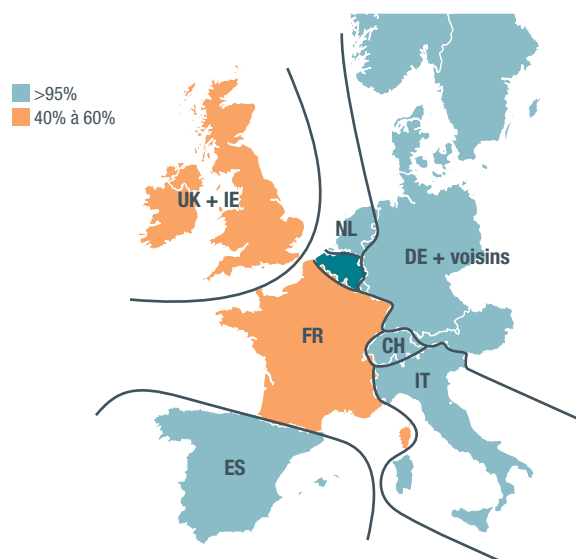
En analysant les échanges commerciaux entre les pays de la zone CWE et les premiers voisins de cette zone, il est possible de calculer la probabilité pour un pays ou zone d'être en mesure de pouvoir fournir de l'énergie aux moments de déficit structurel en Belgique.

Une réduction de capacité de production dans toutes les zones identifiées (orange et bleues) sur la Figure 80 aura un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

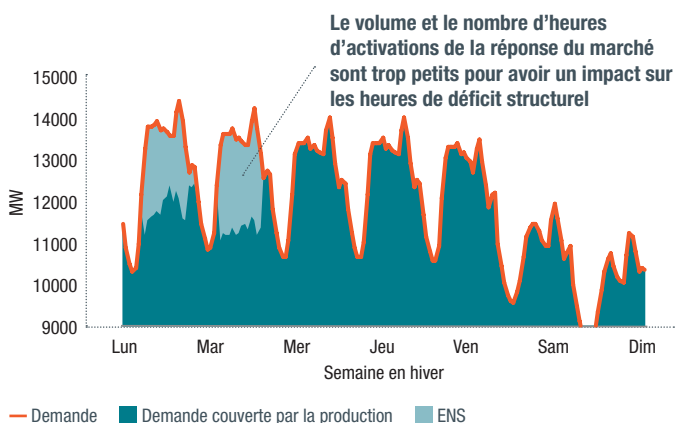
RS 2016-17 : SANS RÉPONSE DU MARCHÉ (FIG. 78)



PROBABILITÉ QUE LES ZONES VOISINES À LA BELGIQUE PEUVENT EXPORTER AU MAXIMUM LORS DES MOMENTS DE DÉFICIT STRUCTUREL POUR LA BELGIQUE POUR 2016-17 (FIG. 80)



SEMAINE EXCEPTIONNELLE DE DÉFICIT STRUCTUREL (FIG. 79)



4.1.8 Facteurs déterminants de risque de déficit structurel

Les heures où les réserves stratégiques doivent être activées peuvent être placées en différentes catégories selon leurs causes reprises ci-dessous :

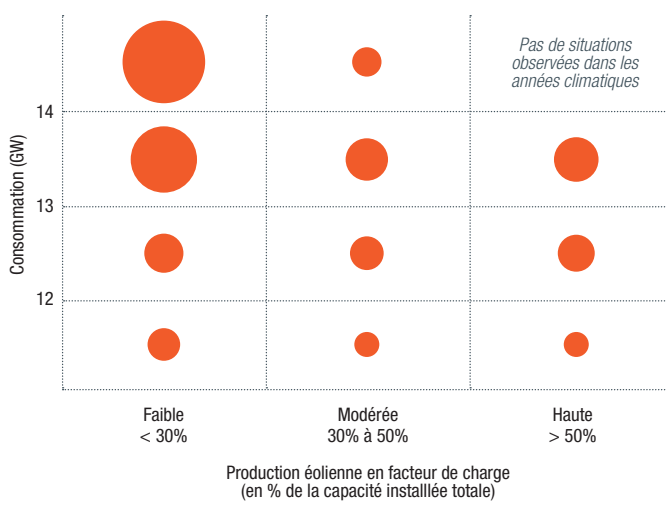
- la **consommation** (et donc pour une grande partie la **température**)
- la **disponibilité** du parc thermique
- la **production éolienne** (et donc le **vent**)
- la **capacité d'importation** aux moments de déficit structurel
- la production **photovoltaïque** (et donc **l'ensoleillement**)

Ces causes n'ont pas toutes le même poids dans l'explication des moments problématiques. La température, le vent et la disponibilité du parc thermique (en Belgique et en France) sont les trois facteurs les plus influents. La capacité d'import sera réduite aux moments où la France aura aussi besoin d'énergie depuis la zone CWE pour sa sécurité d'approvisionnement. Afin d'illustrer l'impact de ces facteurs, le graphique de la Figure 81 montre en fonction de la demande et de la production éolienne, où se trouvent les heures de déficit structurel. Cette catégorisation a été faite sur base de la simulation de référence sur 800 « années Monte Carlo ».

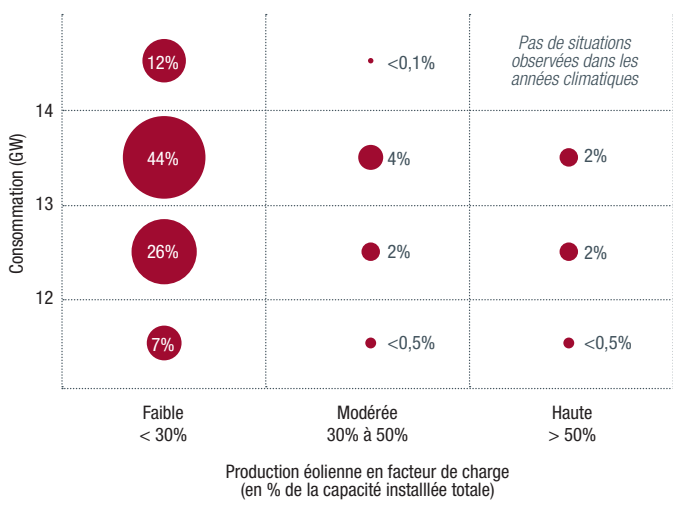
Les pourcentages dans chaque cadran montrent où se trouvent les moments de déficit structurel en fonction de la demande et de la production éolienne. La somme de tous les cadrans vaut 100% (nombre total d'heures où les réserves stratégiques sont nécessaires). Ces pourcentages sont seulement valides pour le cas de référence.

La sévérité d'une heure de déficit structurel est la quantité de capacité de réserve stratégique devant être activée pour que le système soit adéquat. La sévérité peut être visualisée de manière qualitative sur la Figure 82 pour chaque cadran défini. Plus l'aire de la boule représentée sur la graphique est grande, plus la sévérité est importante. On remarque que les heures les plus sévères sont celles où la consommation est très élevée et le vent est faible.

SÉVÉRITÉ DES HEURES DE DÉFICIT STRUCTUREL SELON LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET LA CONSOMMATION (FIG. 82)



RÉPARTITION DES HEURES EN DÉFICIT STRUCTUREL SELON LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET LA CONSOMMATION (FIG. 81)

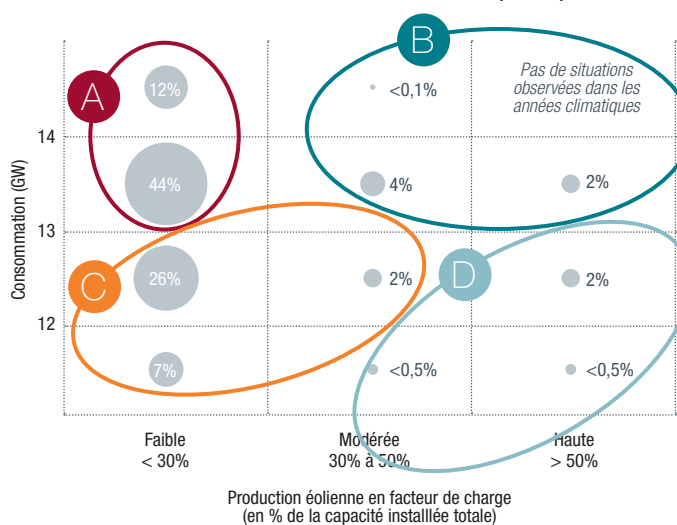


Afin d'expliquer les différentes dynamiques de chaque cadran, le graphique de la Figure 83 a été divisé en 4 parties. Chaque partie sera expliquée ci-dessous. Ces catégorisations sont basées sur des effets similaires observés dans les cadrans afin de comprendre les tendances. Des cas particuliers peuvent subsister dans chacun des cadrans.

L'indisponibilité d'une partie du parc de production peut aggraver la situation mais n'est pas le facteur principal de déficit structurel dans cette catégorie.

L'absence de production photovoltaïque durant les heures de pointes en soirée aggrave la situation mais n'est pas un facteur déterminant.

CATÉGORISATION DES HEURES EN DÉFICIT STRUCTUREL SELON LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET LA CONSOMMATION (FIG. 83)



A) Froid et pas de vent

Cette région correspond à **56% des cas**. Ces moments de déficit structurel sont caractérisés par une **consommation très élevée et l'absence de vent**. De plus, la **capacité d'importation de la Belgique est souvent réduite** car la France ne peut exporter de l'énergie (la consommation française étant aussi élevée). L'absence de vent aggrave la sévérité de l'énergie non fournie au système.

Les heures de déficit structurel se trouvant dans cette catégorie sont les plus extrêmes et souvent consécutives.

Pendant les heures de déficit structurel :

- Au-dessus de 14GW de consommation en Belgique (12%), la capacité d'importation sera très souvent réduite.
- Entre 13 et 14 GW (44%), la capacité d'import sera réduite dans 70 % des cas.

Il est aussi intéressant de noter que si on se trouve dans des conditions de consommation élevée (>14GW) et absence de vent (<10% de facteur de charge de vent), les chances d'avoir une heure où l'activation des réserves stratégiques est nécessaire sont de 60 %.

B) Froid et indisponibilité

Cette région correspond à **6 % des cas**.

Comme dans le cas A, les heures de déficit structurel dans cette région sont principalement dues à une **consommation élevée** ainsi qu'à une **capacité réduite d'importation** se combinant avec une **disponibilité du parc thermique réduite** (en Belgique ou en France). Ce sont des heures où il fait froid et la France a aussi besoin d'énergie. Ici, le vent n'est plus un facteur aggravant, mais l'indisponibilité d'une partie du parc (arrêts fortuits) entraîne un besoin d'activation des réserves stratégiques.

La sévérité du déficit structurel est beaucoup moins élevée que dans la région A.

C) Indisponibilité et pas de vent

Cette région correspond à **35% des cas**.

Après la région A, la région C contient le plus d'heures en déficit structurel.

La consommation est élevée mais n'est plus le facteur déterminant. L'**absence de vent** ainsi que l'**indisponibilité** d'une partie du parc mènent à un déficit structurel en Belgique. Pour la plupart des cas dans cette région, la **capacité d'importation** de la Belgique n'est pas réduite. Ce sont donc des heures où l'énergie est disponible à l'étranger.

D) Indisponibilité

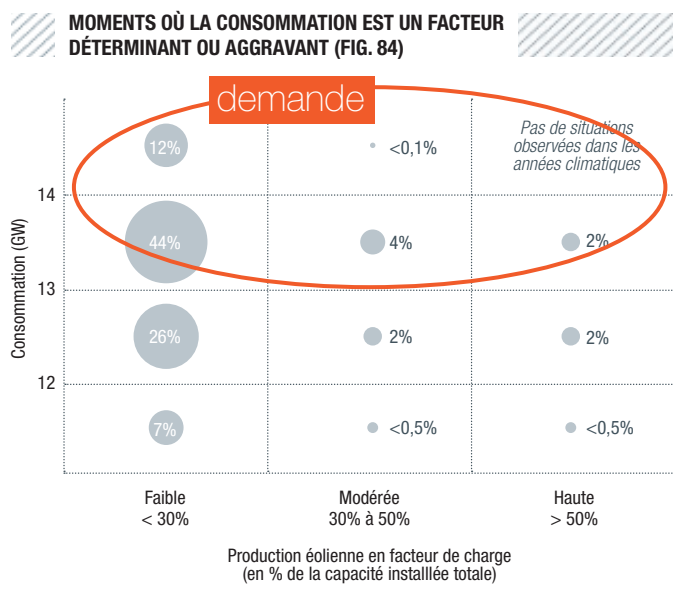
Cette région correspond à **3 % des cas**.

Ce sont des moments où la demande et le vent ne jouent pas un rôle déterminant. L'**indisponibilité du parc thermique** ainsi que la **capacité d'import réduite** ont le plus grand impact. La quantité de déficit structurel est la plus faible par rapport aux autres catégories.

Facteurs déterminants amenant un déficit structurel

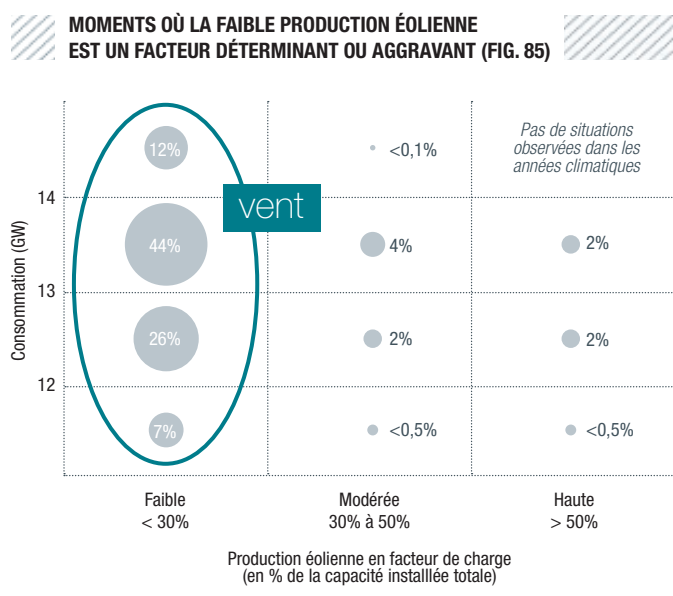
La température

L'influence de la thermosensibilité de la consommation joue un rôle important. Plus il fera froid, plus la consommation augmente. On peut facilement voir sur le graphique de la Figure 84 que la plupart des moments de déficit structurel surviennent lorsque la consommation est élevée. Dans 63 % des cas la consommation est au-dessus de 13 GW et est donc un des facteurs déterminants. La combinaison d'une forte consommation avec les autres facteurs mènera à une heure de déficit structurel.



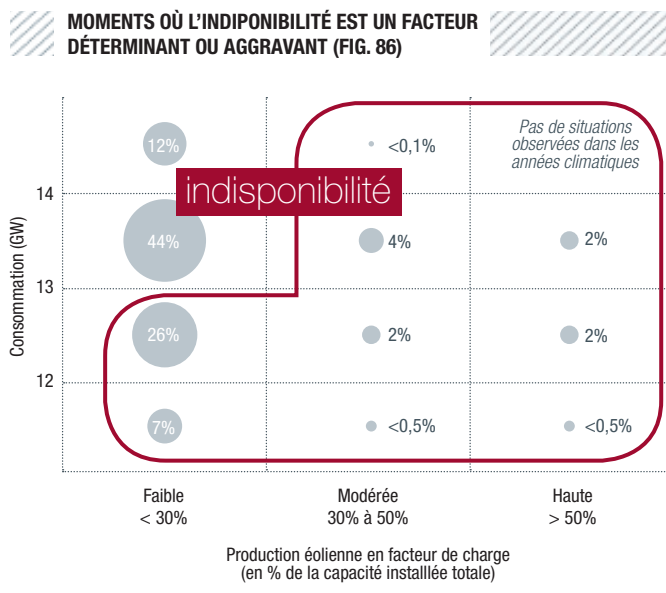
Le vent

L'influence de la production éolienne peut facilement se voir sur le graphique de la Figure 85 car il est construit en fonction de celle-ci. Les cadrans se trouvant sur la partie gauche de la Figure 85 illustrent les moments où la production éolienne est faible (<30% de facteur de charge). Le vent a donc un impact déterminant pour 89% des heures où une activation des réserves stratégiques est nécessaire.



L'indisponibilité

L'indisponibilité devient un facteur déterminant à consommation plus faible (<13 GW) : régions C et D (38% des cas). L'indisponibilité d'une partie du parc joue aussi un rôle dans la région B (6% des cas) où combinée à une consommation élevée, aggrave la situation. Les régions sont représentées sur la Figure 86.



Facteurs aggravants

Influence de la capacité d'importation

La capacité d'importation de la Belgique aux moments de déficit structurel dépend de la disponibilité de l'énergie dans les pays voisins et surtout en France. Si la France ne peut exporter de l'énergie vers la Belgique, la capacité d'importation de la Belgique sera fortement réduite. Comme la France et la Belgique sont corrélées en termes d'aléas climatiques, la capacité d'importation sera réduite principalement durant les vagues de froid (région A et B) et dans une moindre mesure dans les autres régions.

Influence de la production photovoltaïque

La production photovoltaïque est moins déterminante dans les heures de déficit structurel mais aggrave la situation car la plupart de ces heures arrivent à un moment où la production photovoltaïque est nulle (50% des cas). Dans 80% des cas, la production photovoltaïque est en dessous de 500 MW aux moments de déficit structurel.

4.2 SENSIBILITÉ SUR LA DISPONIBILITÉ DES UNITÉS NUCLÉAIRES

Étant donné l'incertitude quant à la disponibilité de Doel 3 et de Tihange 2 en raison de l'enquête en cours sur les cuves des réacteurs et de l'incertitude de la disponibilité de Doel 1 et Doel 2 en raison d'une condition posée par la loi (voir paragraphe 3.1.4), une analyse de sensibilité concernant ces unités nucléaires est réalisée dans ce rapport. La Figure 8878 montre les différentes situations possibles, dans lesquelles le scénario de référence comprend Doel 1 et Doel 2 disponibles et Doel 3 et Tihange 2 indisponibles pour l'hiver 2016-17.

Pour les simulations dans lesquelles les unités nucléaires sont disponibles, elles le sont pour l'intégralité de l'hiver. D'éventuels approvisionnements en combustible nucléaire ou maintenances pendant l'hiver n'entrent pas en ligne de compte. Des arrêts non planifiés sont par contre envisagés.

SCÉNARIOS SUR LA DISPONIBILITÉ DES CENTRALES NUCLÉAIRES (FIG. 87)

Sensibilité sur la disponibilité de D3 et T2



Sensibilité sur la disponibilité de D1 et D2

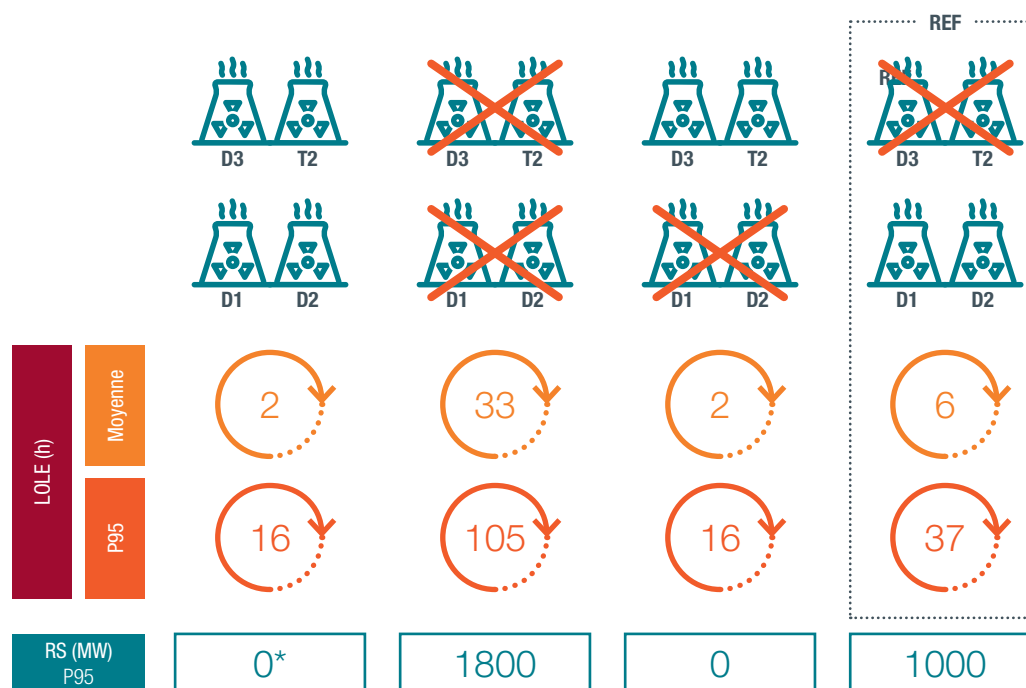


La Figure 88 montre l'impact sur les chiffres LOLE pour les différents scénarios en ce qui concerne la disponibilité nucléaire. Le besoin en réserve stratégique augmente de 800 MW par rapport au scénario de référence lorsque Doel 1 et Doel 2 ne sont pas disponibles. Pour les sensibilités où Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles, il n'y a pas besoin de réserve stratégique.

- Lorsque Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles et Doel 1 et Doel 2 ne le sont pas, il y a 1148 MW de capacité de production supplémentaire disponible par rapport au scénario de référence. Cela résulte en une diminution du besoin de la réserve stratégique à 0 MW.

- Lorsque l'ensemble du parc nucléaire est disponible, il n'y a pas besoin de réserve stratégique. Les chiffres LOLE ne sont toutefois pas inférieurs à la sensibilité sans Doel 1 et Doel 2. Ceci est dû au fait que d'une part tous les réacteurs sont présents à Doel et d'autre part qu'un tel scénario de production limite les possibilités d'importation via la frontière nord. Ce scénario implique la réalisation des phases 2 et 3 du projet BRABO (en plus de la phase 1) afin d'augmenter la capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas d'environ 1000 MW. C'est un hasard que les chiffres des 2 sensibilités avec Doel 3 et Tihange 2 disponibles correspondent.

RS 2016-17 : SENSIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE (FIG. 88)



* limitation de la capacité d'import

4.3 SENSIBILITÉ SUR LA PERTE D'UN ÉLÉMENT DU RÉSEAU POUR UNE LONGUE PÉRIODE

Les accords internationaux exigent qu'à tout moment le **critère N-1** soit rempli lors de l'entretien ou de la réparation d'un élément de réseau. Ces situations sont le plus possibles évitées durant les périodes critiques de l'hiver mais elles ne peuvent pas être totalement exclues. Comme mentionné dans le paragraphe 3.4.1, la perte d'une ligne ou d'un élément critique du réseau peut avoir lieu en raison de conditions météorologiques hivernales. Selon l'incident, la perte de l'élément peut durer jusqu'à la fin de l'hiver.

Ces **phénomènes exceptionnels ne sont pas pris en compte** dans le scénario de référence. Ce paragraphe analyse l'influence de la perte prolongée d'un élément de réseau sur le domaine flow based et donc du besoin en réserve stratégique.

La perte prolongée d'un élément de réseau va affecter le domaine d'échanges dans lequel le marché peut fonctionner selon la méthode flow based, voir paragraphe 3.4.2. Le domaine devra être recalculé pour les jours suivants en tenant compte du critère N-1 et de l'indisponibilité de la perte de l'élément.

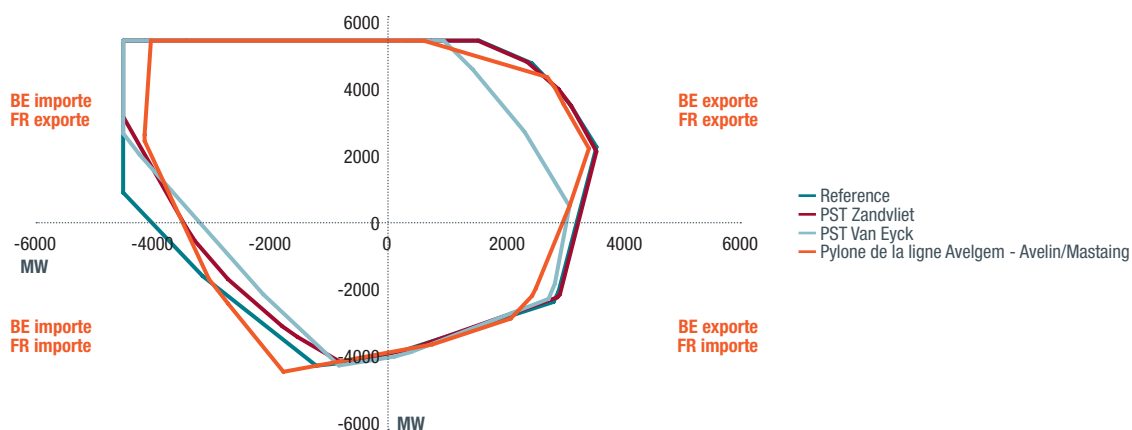
Afin d'évaluer l'impact de longue durée de la perte d'un élément du réseau, 3 éléments critiques ont été considérés :

- la perte d'un transformateur déphaseur au poste de Van Eyck ;
- la perte d'un transformateur déphaseur au poste de Zandvliet ;
- un incident sur un pylône de la ligne transfrontalière entre Avelgem et Avelin / Mastaing.

L'impact sur le domaine flow based de référence est différent pour la perte de chacun de ces éléments de réseau. La Figure 89 montre l'impact de ces pertes sur ce domaine. Cependant, l'impact peut être différent si un autre domaine de référence aurait été utilisé.

La perte prolongée d'un transformateur déphaseur ou d'un pylône est considérée comme représentative pour d'autres pertes similaires telles que l'endommagement d'une autre liaison 380 kV. Dans ces cas, même en ayant un équipement de réserve, il est improbable de réaliser la remise en état pendant l'hiver en cours.

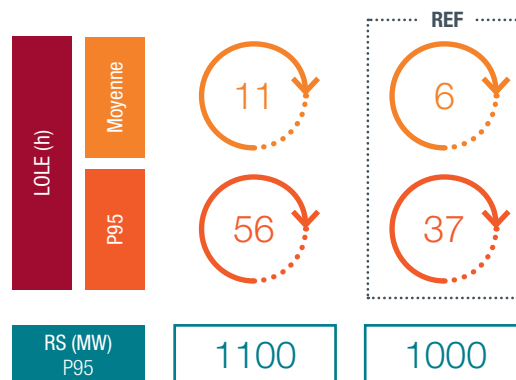
RS 2016-17 : SENSIBILITÉ SUR L'IMPACT DE LA PERTE DE LONGUE DURÉE D'UN ÉLÉMENT DE RÉSEAU SUR LE DOMAINE FLOW BASED (FIG. 89)



Les résultats de cette sensibilité sur le nombre d'heures de déficit structurels ainsi que sur le volume de réserve stratégique sont repris sur la Figure 90. Les chiffres qui y figurent sont ceux de l'impact de la perte de l'élément le plus restrictif ; dans ce cas, la perte prolongée d'un pylône sur la ligne entre Avelgem et Avelin / Mastaing. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel augmente de 6h à 11h par rapport au scénario de référence (presque le double). Le LOLE pour une année exceptionnelle passe de 37h à 56h. Malgré l'augmentation des chiffres de LOLE, l'impact sur le besoin de réserve stratégique se limite à 100 MW.

Si la capacité de production en France ou en Belgique venait à changer, l'impact d'un changement du domaine flow based sur les résultats pourrait avoir un impact plus important.

RS 2016-17 : SENSIBILITÉ DE LA PERTE DE LONGUE DURÉE D'UN ÉLÉMENT DE RÉSEAU (FIG. 90)



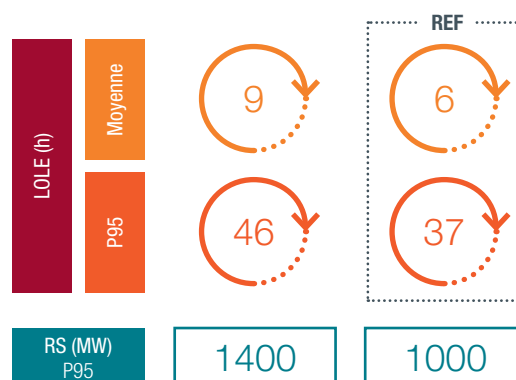
4.4 SENSIBILITÉ SUR LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DISPONIBLE EN FRANCE

Le paragraphe 3.3.1 décrit les hypothèses prises en compte pour la France dans cette étude. Dans le rapport de RTE de 2015, on peut lire que certaines unités restent en service en comparaison avec le rapport de 2014. Ceci mène à un risque de déficit structurel moins marqué pour la France. Vu le changement de ces hypothèses et la dépendance de la Belgique à la capacité de la France à pouvoir exporter de l'énergie, une sensibilité a été réalisée. En prenant les hypothèses du rapport de 2014 au lieu de celles de celui de 2015, on remarque une diminution de la capacité installée du parc de production de 2,3 GW.

La Figure 91 indique l'impact de cette diminution de capacité de production en France sur les chiffres de LOLE. La moyenne d'heures de déficit structurel augmente de 6h à 9h. Les chiffres de LOLE pour une année exceptionnelle augmentent de 37h à 46 heures. Par ailleurs, cela mène à un besoin supplémentaire de 400 MW en réserve stratégique afin de satisfaire aux critères LOLE. La diminution de capacité de production en France a un impact direct sur le besoin en réserve stratégique en Belgique.

Ces résultats montrent que les problèmes de sécurité d'approvisionnement en France et en Belgique sont très liés, voir paragraphe 4.1.3. Une modification dans les hypothèses de la France a une influence directe sur les chiffres pour la Belgique. Cela s'explique par une grande dépendance de la Belgique à l'importation, voir paragraphe 4.6.

RS 2016-17 : SENSIBILITÉ SUR LA DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION EN FRANCE (FIG. 91)



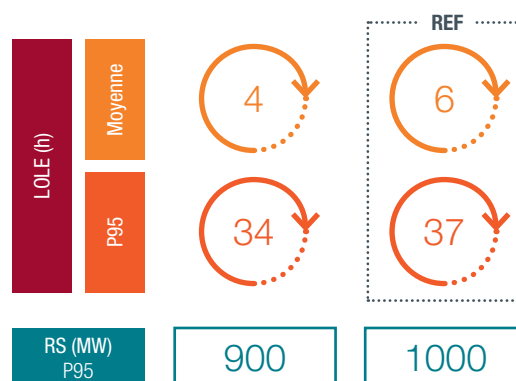
4.5 SENSIBILITÉ AVEC UNE CROISSANCE DE LA DEMANDE BELGE DE 0 %

Dans le scénario de référence, les chiffres du cabinet de conseil IHS CERA ont été utilisés pour déterminer la croissance de la demande belge, voir le paragraphe 3.2.1. Pour évaluer l'impact de cette hypothèse, une sensibilité avec une croissance à taux nul a été simulée. Cela signifie que la charge totale de la Belgique est maintenue constante à 85,1 TWh durant la première et la deuxième étape de la construction du profil de consommation, voir paragraphe 3.2. Durant la troisième étape, lors du rajout de la thermosensibilité de la consommation, 40 profils de températures historiques donneront chacun un profil de consommation. La réduction de la croissance de la consommation a un impact moyen de 190 MW sur la consommation de pointe, avec un maximum allant jusqu'à 230 MW pour un profil particulier.

L'hypothèse de croissance nulle est effectuée à titre purement indicatif pour évaluer l'impact d'une diminution de la croissance de la charge totale. Selon les informations dont dispose Elia (enquête annuelle sur les clients directs et les distributeurs ainsi que sur les études de raccordement), la croissance de la charge totale du scénario de référence est considérée comme une bonne estimation.

La Figure 92 montre l'impact sur les chiffres de LOLE d'une croissance nulle de la consommation totale. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel passe de 6h dans le scénario de référence à 4h. Le LOLE pour une année exceptionnelle de 37h à 34h. Cette sensibilité a un impact limité sur le besoin en réserves stratégiques. Celui-ci diminue de 100 MW.

RS 2016-17 : SENSIBILITÉ AVEC 0% DE CROISSANCE DE LA DEMANDE TOTALE DE LA BELGIQUE (FIG. 92)



4.6 SENSIBILITÉ POUR LA BELGIQUE ISOLÉE

La loi Electricité ne prévoit pas de critère LOLE pour un système où la Belgique serait isolée. Dans cette analyse, on ne tient non plus compte d'un tel critère. Par contre il est intéressant de connaître la contribution des importations à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

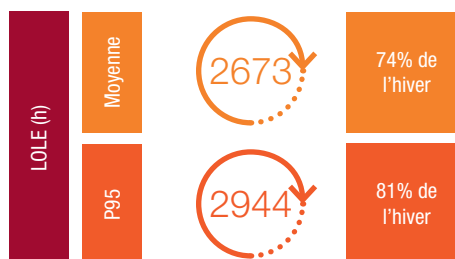
La Figure 93 montre les chiffres de LOLE pour la Belgique isolée pour l'hiver 2016-17. Sans imports, le pays est en déficit structurel durant 2673 heures pour une année moyenne. Cela correspond à 74 % des heures de l'hiver. Ce chiffre monte à 2944 heures pour un hiver exceptionnel (81 % de l'hiver).

Dans cette analyse, la Belgique peut importer jusqu'à 4500MW si nécessaire comme le montre la Figure 71. Ceci est possible grâce aux investissements réalisés dans les interconnexions avec les pays voisins et de la disponibilité d'une capacité de production suffisante dans ces pays. Le Plan de développement fédéral 2015-2025 donne un aperçu des investissements prévus par Elia pour l'avenir [36]. L'évolution de la capacité de production à l'étranger doit être étroitement surveillée

étant donné la forte dépendance à l'importation de la Belgique.

Pour cette sensibilité, aucun besoin en réserve stratégique n'a été calculé vu qu'aucun critère LOLE n'est présent dans loi pour le cas isolé.

RS 2016-17 : SENSIBILITÉ DE LA BELGIQUE ISOLÉE (FIG. 93)



RESU TATS

perspectives
pour l'avenir

5.1 — Analyse de l'hiver 2017-18
5.2 — Analyse de l'hiver 2018-19

75
77



Le besoin d'une réserve stratégique pour l'hiver 2017-18 et 2018-19 sera évalué dans ce chapitre. Les hypothèses comme décrites dans le chapitre 3 ont été utilisées pour les calculs. Concernant la disponibilité des unités de production thermiques en Belgique, les informations communiquées par les producteurs ont été utilisées. Il est possible que cette information ne soit pas complète pour les hivers 2017-18 et 2018-19 car selon la loi, les unités doivent annoncer les fermetures temporaires ou définitives avant le 31 juillet de l'année qui précède la fermeture. Ceci veut dire que jusqu'au 31 juillet 2016, les fermetures supplémentaires pour l'hiver 2017-18 ne seront pas connues. De même que pour l'hiver 2018-19, les fermetures ne seront pas toutes connues avant le 31 juillet 2017.

Une seule sensibilité sur les hypothèses du parc installé en Belgique a été calculée pour les hivers 2017-18 et 2018-19.

5.1 ANALYSE DE L'HIVER 2017-18

Comme décrit dans les paragraphes 3.1 et 3.2, il y a peu ou pas de changements dans les hypothèses pour la Belgique autour de la consommation et des unités de production disponibles entre les hivers 2017-18 et 2016-17. Les évolutions mineures sont :

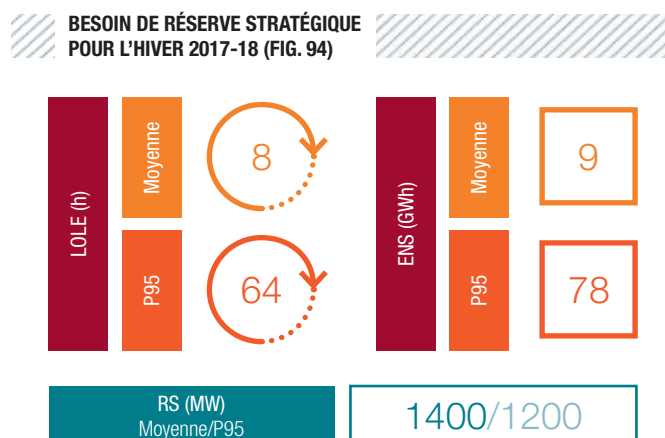
- Une croissance limitée de la consommation totale belge : impact sur la consommation de pointe allant jusqu'à 80 MW.
- Une évolution mineure de la capacité installée des énergies renouvelables.

Cependant, les principaux changements dans les hypothèses se trouvent dans les pays voisins, voir paragraphe 3.3. Pour la France, il y a une diminution de la capacité thermique de 2,3 GW prise en compte. Pour les Pays-Bas, la diminution de la capacité thermique est de 1 GW. Pour l'Allemagne, aucun changement n'est pris en compte par rapport au parc de production thermique. Pour ces trois pays, il existe une évolution positive concernant les énergies renouvelables et une légère augmentation de la consommation totale.

La combinaison de ces changements mène à une augmentation du besoin en réserves stratégiques de 400 MW comme présenté sur la Figure 94. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel passe de 6h à 8h pour l'hiver 2017-18 par rapport à l'hiver précédent. Le LOLE pour une année exceptionnelle de 37h à 64h. En analysant les simulations, le critère moyen de LOLE pour

l'hiver 2017-18 est le critère le plus contraignant pour le dimensionnement de la réserve stratégique. L'augmentation du volume de la réserve stratégique est en ligne avec la sensibilité calculée sur la disponibilité du parc thermique français pour l'hiver 2016-17, voir paragraphe 4.4.

Il est important de souligner que les annonces de fermetures supplémentaires qui ne sont pas encore officielles pour la Belgique et les pays voisins, ne sont pas incluses dans l'analyse. De nouvelles fermetures pour cause de rentabilité ne sont pas prises en compte.

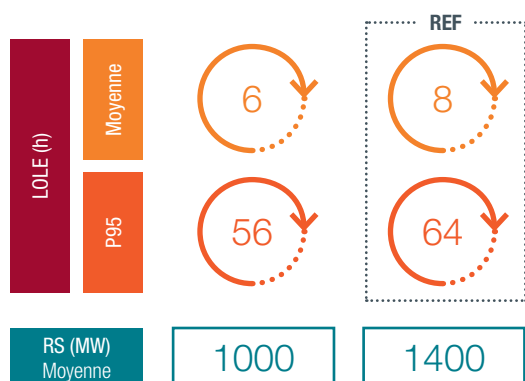


5.1.1 Sensibilité sur la disponibilité de la production en Belgique

Dans les hypothèses pour l'hiver 2017-18, il n'y a pas d'évolution de la capacité de production thermique prévue par rapport à l'hiver 2016-17. Ceci est une approche prudente, compte tenu qu'un certain nombre d'unités pourrait revenir sur le marché. Une sensibilité a été effectuée en considérant un retour de 500 MW sur le marché pour l'hiver 2017-18.

Cette capacité de production supplémentaire pour la Belgique conduit à une réduction du besoin en réserve stratégique de 400 MW par rapport au scénario de référence pour l'hiver 2017-18, comme indiqué sur la Figure 95. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel a diminué de 8h à 6h dans le scénario de référence. Le LOLE pour une année exceptionnelle diminue de 64h à 56h.

RS 2017-18 : SENSIBILITÉ SUR LA CAPACITÉ DE PRODUCTION EN BELGIQUE (FIG. 95)



REPRENEUR ALLEMAND POUR LA CENTRALE DE LANGERLO À GENK

La société allemande German Pellets va racheter la **centrale de Langerlo à Genk** comme rapporté par E.ON, le propriétaire actuel de la centrale. Il est prévu que German Pellets utilisera que les granulés de bois (pellets) pour produire de l'énergie. La **reconversion** coûtera plus de 125 millions d'euros.

La centrale de Langerlo était alimentée dans le passé par le charbon. Par la suite, il a été aussi possible de brûler du gaz ou de la biomasse. Quand le producteur d'énergie E.ON a repris la centrale à Electrabel en 2009, l'intention était de la faire entièrement passer à la biomasse, et en particulier aux granulés de bois. [...]

La centrale de biomasse de **400 MW**, va recevoir des certificats verts durant 10 ans pour la somme de 220 millions d'euros par an.

Source : De redactie 19/08/2015



5.2 ANALYSE DE L'HIVER 2018-19

Comme décrit dans les paragraphes 3.1 et 3.2, il y a peu ou pas de changements dans les hypothèses pour la Belgique autour de la consommation et des unités de production disponibles entre les hivers 2018-19 et 2017-18. Les évolutions mineures sont;

- Une croissance limitée de la consommation totale belge : impact sur la consommation de pointe allant jusqu'à 120 MW.
- Une évolution de la capacité installée des énergies renouvelables et principalement un bond d'environ 700 MW de la capacité installée en éolien offshore.

Il y a aussi un certain nombre de changements dans les hypothèses des pays voisins. Pour la France, une légère augmentation de la capacité thermique de 0,45 GW est prévue. Pour les Pays-Bas il n'y a aucune fermeture de centrale (officielle) prévue. Pour l'Allemagne, cependant, une réduction de la capacité installée du parc de production thermique de 6 GW (fermetures de centrales au charbon et au lignite) est prévue. Pour les trois pays, il existe une tendance positive de la part des énergies renouvelables et une augmentation de la consommation totale.

La combinaison de ces changements mène à une légère augmentation du besoin en réserve stratégique de 100 MW comme présenté sur la Figure 96. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel augmente de 8h à 9h pour l'hiver 2018-19 par rapport à l'hiver précédent. Le LOLE pour une année exceptionnelle diminue de 64h à 46h. En analysant les simulations, le critère moyen de LOLE pour l'hiver 2018-19 est le critère le plus contraignant pour le dimensionnement de la réserve stratégique.

BESOIN EN RÉSERVE STRATÉGIQUE POUR L'HIVER 2018-19 (FIG. 96)

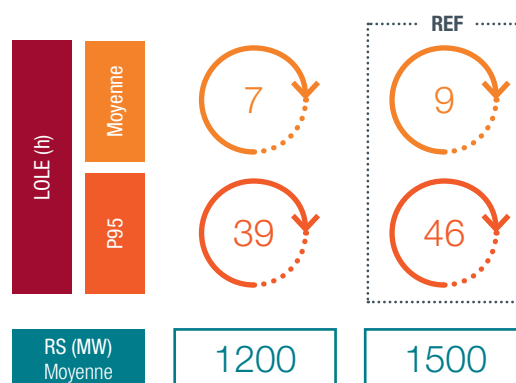


5.2.1 Sensibilité sur la disponibilité du parc de production en Belgique

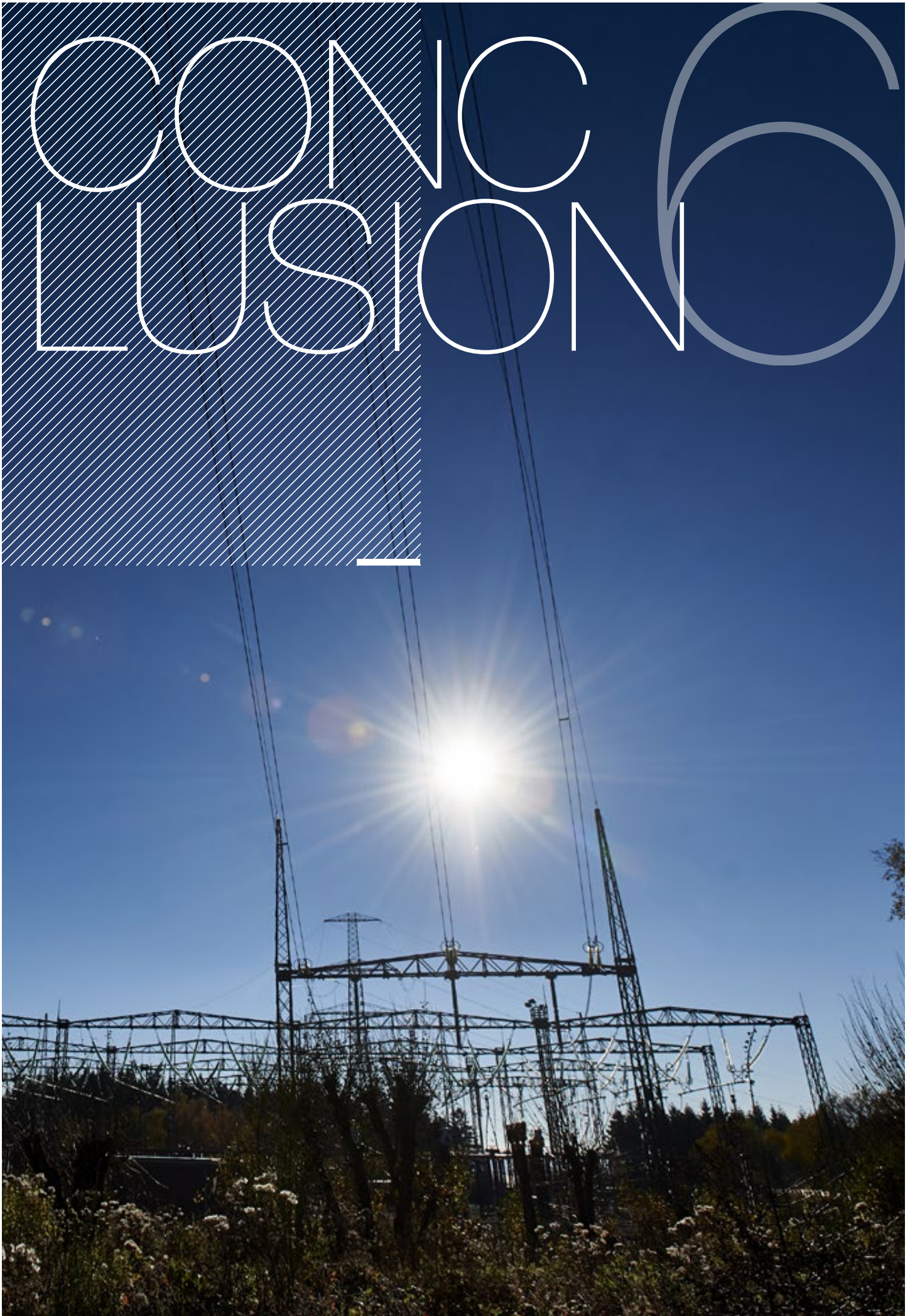
Dans les hypothèses pour l'hiver 2018-19, il n'y a pas d'évolution de la capacité de production thermique prévue par rapport à l'hiver 2017-18. Ceci est une approche conservatrice, compte tenu qu'un certain nombre d'unités pourrait revenir sur le marché. Une sensibilité a été calculée en considérant un retour de 500 MW sur le marché pour l'hiver 2018-19.

Cette capacité de production supplémentaire pour la Belgique conduit à une réduction du besoin en réserve stratégique de 300 MW par rapport au scénario de référence pour l'hiver 2018-19, comme indiqué sur la Figure 97. Le nombre moyen d'heures de déficit structurel diminue de 9h à 7h par rapport au scénario de référence. Le LOLE pour une année exceptionnelle diminue de 46h à 39h.

RS 2018-19 : SENSIBILITÉ SUR LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DE LA BELGIQUE (FIG. 97)



CONCLUSION



Ce rapport fournit une estimation de la capacité manquante pour répondre aux normes légales de sécurité d’approvisionnement pour l’hiver 2016-17, 2017-18 et 2018-19, sur base d’une analyse probabiliste, afin de permettre au ministre de déterminer le volume de réserve stratégique.

Le **scénario de référence** utilisé pour le calcul du volume de réserve stratégique, **comprend les éléments suivants** pour la Belgique et les pays voisins :

- La croissance de la consommation totale
- L’évolution de la part des énergies renouvelables
- L’évolution de la capacité installée de la production thermique. Pour la Belgique, les fermetures annoncées officiellement comme prescrit par la loi sont prises en compte. Pour les pays voisins, la meilleure estimation des gestionnaires de réseaux respectifs est utilisée.

Le **scénario de référence** utilisé pour le calcul du volume de réserve stratégique, **ne tient pas compte des éléments suivants** pour la Belgique et les pays voisins :

- Les annonces de fermetures non officielles d’unités thermiques en Belgique et dans les pays voisins. Selon divers articles de presse, des fermetures supplémentaires ne sont pas à exclure
- La perte prolongée d’un élément du réseau pour cause d’entretien ou de réparation durant les périodes critiques de l’hiver. Ces situations sont évitées autant que possible, mais ne peuvent jamais être complètement exclues, par exemple, suite à des dommages causés par les conditions hivernales
- La fermeture des centrales nucléaires de Doel 1 et 2

Cela signifie que pour le scénario de référence, le volume de réserve stratégique calculé dans le cadre de ce rapport ne suffit pas pour être couvert pour les éléments cités ci-dessus. Une analyse de sensibilité sur chacun de ces éléments permet d’identifier un besoin supplémentaire de réserve stratégique.

Pour l’hiver 2016-17, l’analyse montre qu’un volume de **1000 MW** de réserve stratégique est nécessaire sur base des hypothèses du scénario de référence.

Elia a également effectué des calculs d’orientation pour les hivers 2017-18 et 2018-19.

Pour l’hiver 2017-18, l’analyse montre qu’un volume de réserve stratégique de **1000 MW** est nécessaire en prenant l’hypothèse qu’environ 500 MW d’unités thermiques reviennent sur le marché. En supposant que ces unités thermiques ne reviennent pas sur le marché, le volume de réserve stratégique monte à **1400 MW**. L’augmentation du besoin par rapport à l’hiver 2016-17 est expliquée en partie par une réduction de la capacité de production disponible dans les pays voisins et une augmentation de la consommation totale en Belgique et dans les pays voisins.

Pour l’hiver 2018-19, l’analyse montre qu’un volume de réserve stratégique de **1200 MW** est nécessaire en prenant l’hypothèse qu’environ 500 MW d’unités thermiques reviennent sur le marché. En supposant que ces unités thermiques ne reviennent pas sur le marché, le volume de réserve stratégique monte à **1500 MW**. La faible augmentation par rapport à l’hiver 2017-18 peut s’expliquer en partie par une augmentation de la consommation totale de la Belgique et des pays voisins ainsi qu’une réduction de la capacité de production disponible en Allemagne.

Le rapport répond à la demande des parties prenantes par le biais d’une consultation publique pour plus de transparence sur les hypothèses et les résultats. Les principales modifications méthodologiques qui ont été mises en œuvre sont l’intégration de la réponse du marché et l’application de la méthodologie flow-based pour les flux internationaux.

Un certains nombres de **points d'attention** ressortent de cette analyse :

- La **Belgique** est fortement **dépendante des importations** d'électricité pour sa sécurité d'approvisionnement. Tout changement dans les hypothèses des pays voisins peut avoir un impact sur les résultats pour la Belgique. Une forte corrélation entre la Belgique et la France existe en matière de sécurité d'approvisionnement. Dans 97% des cas quand un déficit structurel est observé en France, un déficit structurel est également présent en Belgique. Une réduction de 2,3 GW, soit environ 2% de la capacité thermique de production en France, augmente le besoin de réserve stratégique pour 2016-17 de 400 MW.
- Les calculs sont effectués **sans tenir compte de l'entretien des unités thermiques en hiver**. Cela signifie que les indisponibilités prolongées (dues à un sabotage ou une décision politique), qui peuvent durer jusqu'à plusieurs semaines, ne sont pas incluse dans les calculs. Elia met tout en œuvre afin de planifier les entretiens des centrales en dehors de l'hiver, en coopération avec les producteurs. Cela vaut également pour **l'entretien et la réalisation des renforcements du réseau Elia affectant des infrastructures critiques**. La planification de l'ensemble de ces interventions en dehors des mois d'hiver, en plus de la diminution des unités présentes sur le marché, fait que la planification de ces opérations devient plus critique et peut conduire à des moments difficiles pour la sécurité de l'approvisionnement en dehors de l'hiver.

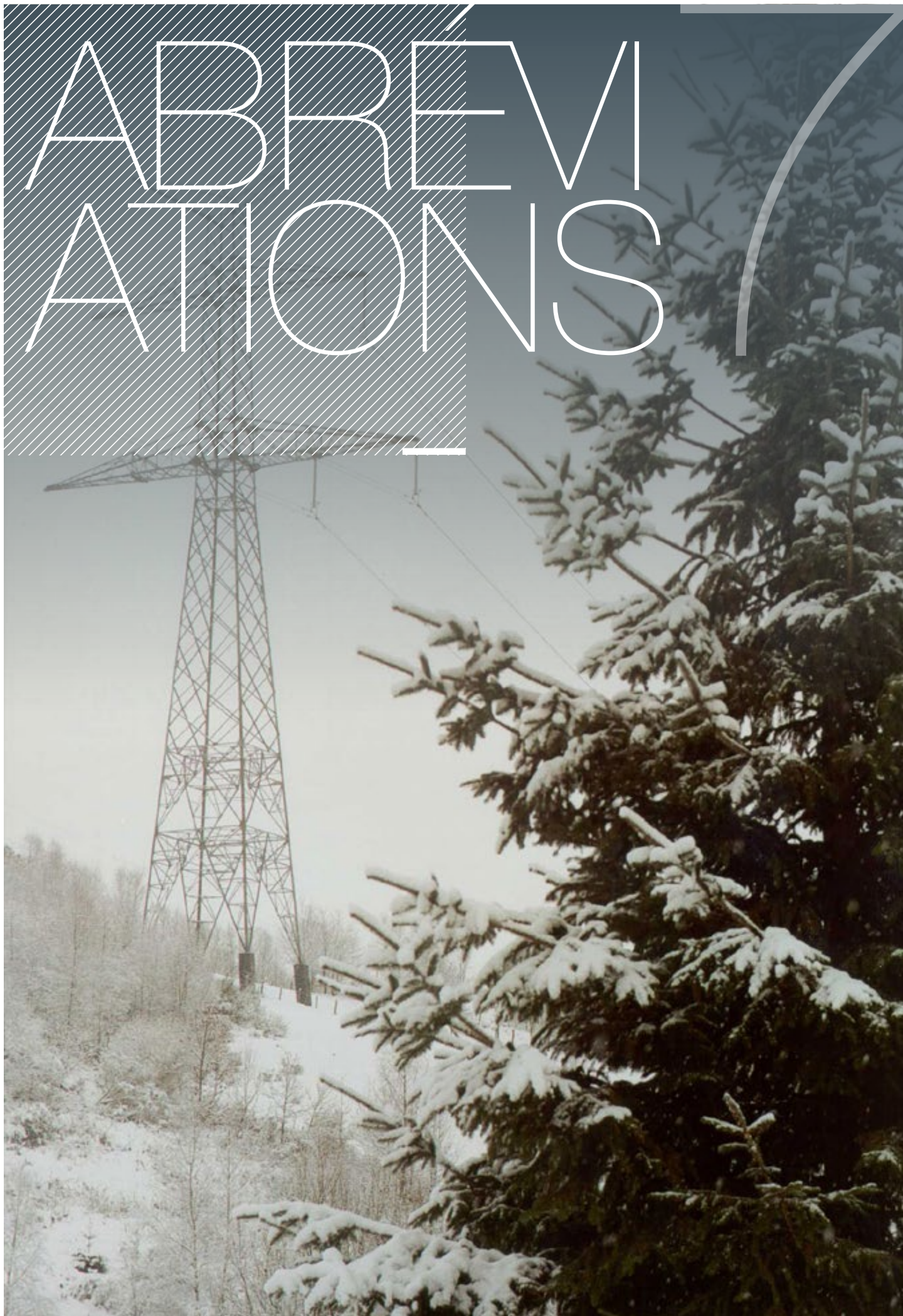
Lors de l'interprétation des résultats, il faut tenir compte des hypothèses clés suivantes :

- Le volume calculé ne fait pas de distinction entre des produits d'effacement de la demande et de capacité de production. Le volume est calculé en supposant qu'il est **disponible à 100%**. Ceci est une hypothèse clé, surtout pour les gros volumes.
- Le calcul du volume nécessaire est effectué sans tenir compte de la possibilité d'être en mesure de trouver ce **volume en Belgique**.

Elia tient à souligner que les conclusions de ce rapport sont inséparables des hypothèses mentionnées dans celui-ci. Elia ne peut garantir que ces hypothèses se réaliseront. Celles-ci, dans la plupart des cas, échappent à la responsabilité directe du gestionnaire du réseau.

Si des changements dans les hypothèses de départ ont lieu, le besoin en réserve stratégique devra être réévalué ou une mise à jour de cette étude devra être réalisée.

ABBREVIATIONS



ANTARES

A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

ARP

Access Responsible Party

CASC

Capacity Allocating Service Company

CEER

Council of European Energy Regulators

CIPU

Contract for the Injection of Production Units

CORESO

Coordination of Electricity System Operators

CREG

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

CWE

Région d'Europe du centre ouest

GRD

Gestionnaires des réseaux de distribution

ENS

Energy Not Served

ENS95

Energy Not Served pour une année statistiquement exceptionnelle (percentile 95)

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

EPR

European Pressurized Water Reactor

AFCN

Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire

FB

Flow-Based

SPF

Direction générale de l'Énergie du Service public fédéral Économie

IHS CERA

Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates

LOLE

Loss Of Load Expectation

LOLE95

Loss Of Load Expectation pour une année statistiquement exceptionnelle (percentile 95)

LOLP

Loss Of Load Probability

NCDC

National Climatic Data Center

NTC

Net Transfer Capacity

PLEF

Penta-Lateral Energy Forum

PV

Photovoltaïque

PST

Phase Shifting Transformer (transformateur déphaseur)

RTE

Réseau de Transport d'Électricité (gestionnaire du réseau de transport en France)

SDR

Strategic Demand Reserve

SGR

Strategic Generation Reserve

SO&AF

Scenario Outlook and Adequacy Forecast

RS

Réserve stratégique

GRT

Gestionnaire du réseau de transport

TYNDP

Ten Year Network Development Plan

Cogen

Centrale de cogénération

SOURCES



- [1] http://economie.fgov.be/nl/ondernemingen/energie/Energiebevoorradingzekerheid/strategische_reserve_elektriciteit/#.VjOHfWeFPiU
- [2] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-ESS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf
- [3] <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/Strategic-Reserve/Product-informatie>
- [4] <http://www.elektriciteit-in-evenwicht.be/stroomindicator/>
- [5] <http://www.elia.be/en/grid-data/Strategic-Reserve/Status-Activation>
- [6] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/Winter_2015-2016/SFR_werkingsregels-voor-strategische-reserve_03-2015.pdf
- [7] <http://www.elia.be/nl/grid-data/balancing/balancing-warnings>
- [8] <http://economie.fgov.be/nl/elektriciteitsschaarste/afschakelplan/#.VjVjyGeFPiU>
- [9] http://publications.elia.be/upload/UG_upload/GFZ6RIV9HS.pdf
- [10] <http://www.elia.be/en/users-group/Strategic-Reserves-Implementation-Task-Force/Public-consultation>
- [11] http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf
- [12] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- [13] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/outlook-reports/Pages/default.aspx>
- [14] http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2015/12-03-2015_First-regional-generation-adequacy-assessment-report-published
- [15] <http://www.ncdc.noaa.gov/>
- [16] <http://www.twenties-project.eu/>
- [17] <https://www.entsoe.eu/major-projects/the-e-highway2050-project/Pages/default.aspx>
- [18] <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx>
- [19] http://economie.fgov.be/nl/binaries/NREAP-BE-v25-NL_tcm325-112992.pdf
- [20] <http://www.elia.be/en/grid-data>
- [21] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [22] <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten/coördinatie-van-de-productie>
- [23] <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1423FR.pdf>
- [24] <http://www.elia.be/nl/grid-data/productie/productie-park>
- [25] <http://www.elia.be/nl/grid-data/Belasting-en-belastingvoorspellingen>
- [26] <http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>
- [27] <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>
- [28] <https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/services/actualites.jsp?mode=detail&id=9483>
- [29] http://www.carbone4.com/download/Carbone4_Energies_Reseau_et_pointe_de_demande.pdf
- [30] http://www.google.be/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&ved=0CG-cQFjAJahUKEwjdp8KZ8arIahXH2xoKHdrFDtQ&url=http%3A%2F%2Fwww.sigeif.fr%2Ffichier.php%3Ftable%3Darticle%26champ%3DDocument%26id%3D381%26ctrl_%3D3fedc8271bb1f-1faaf3964004e364f1f58ada2f7%26telechargement%3Doui&usg=AFQjCNGxw9TJ-m3D6FkwOK-mTgD_W4ZTtkA&sig2=iuFX_1T5BNAPwqk9YZnESg
- [31] http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=52&tx_ttnews-5btt_news%5d=1483
- [32] <http://www.energie.sia-partners.com/20141112/consommation-electrique-en-europe-les-suedois-plus-thermosensibles-que-les-francais>
- [33] <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [34] <http://bmwi.de/DE/Themen/energie.html>
- [35] <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [36] <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>
- [37] <http://www.elia.be/nl/projecten/netprojecten/ALEGrO>
- [38] <http://www.nemo-link.com/>
- [39] <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions#section6>
- [40] <http://www.elia.be/en/products-and-services/cross-border-mechanisms/transmission-capacity-at-borders/flow-based-marktkoppeling-centr-w-europa>
- [41] <http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE-Flow-Based-MC/Documentation>
- [42] https://www.belpex.be/wp-content/uploads/CWE_FB-MC_feasibility_report.pdf
- [43] <http://www.coreso.eu/central-western-europe-winter-study-20142015/>
- [44] http://www.casc.eu/media/CWE%20Flow%20based%20project_FBUG%20meeting%20minutes_02022015.pdf
- [45] http://www.casc.eu/media/Annex%2016_20%20Adequacy%20Mitigation.pdf
- [46] http://www.education.gouv.fr/pid25058/le-calendrier-scolaire.html?annee=160&zone=0&search_input=%C2%A0D%C3%A9partement%2C+Code+postal+ou+ville
- [47] <http://www.enseignement.be/index.php?page=23953>
- [48] <http://onderwijs.vlaanderen.be/schoolvakanties-volgende-schooljaren>