

Elia – Analyse du volume dans le cadre des réserves stratégiques – mars 2014

Résumé	<p>Cette note comprend une estimation du volume à prévoir dans le cadre des réserves stratégiques à constituer pour les trois années à venir sur la base d'une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement.</p> <p>L'estimation de ce volume est fournie sous la forme d'une plage de valeurs. Les limites inférieure et supérieure de cette plage ont été déterminées sur la base de simulations dont les hypothèses sous-jacentes sont détaillées dans la présente note.</p> <p>Elia souhaite souligner qu'elle ne peut 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.</p>
Version	V1
Date	27/03/2014
Statut	<input type="checkbox"/> Draft <input checked="" type="checkbox"/> Version finale

Table des matières

1 Objectif de cette note	2
2 Hypothèses.....	2
2.1 Généralités	2
2.2 Demande d'électricité	2
2.3 Unités de production décentralisées.....	3
2.4 Unités de production centralisées.....	3
2.5 Variable stochastique.....	4
2.6 Capacité d'importation	4
3 Analyse de la sécurité d'approvisionnement.....	4
3.1 2014/2015.....	5
3.2 2015/2016.....	7
3.3 2016/2017.....	8
4 Simulations portant sur la Belgique seule	9
5 Conclusion	10

1 Objectif de cette note

Cette note vise à estimer la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur belge au cours des trois prochaines années sur la base des informations les plus récentes disponibles concernant le parc de production belge et l'hypothèse de la demande.

Cette note donne également une estimation du volume jugé nécessaire dans le cadre des réserves stratégiques à constituer pour les années concernées. À cet égard, aucune distinction n'est faite entre les mesures de limitation de la demande et une capacité de production complémentaire.

Cette note s'inscrit dans la mission dont Elia est investie en tant que gestionnaire du réseau de transport aux termes du projet de loi introduisant un mécanisme de réserves stratégiques, tel qu'approuvé le 13 mars 2014 en séance plénière du Parlement.

Les conclusions de cette note sont indissociablement liées aux hypothèses de départ qui y sont mentionnées et ne peuvent donc se lire que dans ce seul cadre de référence.

2 Hypothèses

2.1 Généralités

Sauf mention contraire, les hypothèses de départ sont identiques à celles développées dans le¹ « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 ». Les principales hypothèses sont rappelées dans cette note.

L'analyse se concentre sur les trois années à venir. Afin de pouvoir embrasser un hiver complet, les mois d'avril Y à mars Y+1 inclus sont pris en compte pour l'analyse de l'année Y. Dans la détermination du volume de réserves stratégiques, on ne considère cependant que la seule période hivernale (de novembre Y à mars Y+1 inclus).

Selon le projet de loi adopté, Elia recevra des données de la Direction générale Énergie du SPF Économie aux fins de l'analyse. Il a été convenu de coordonner les hypothèses relatives au parc de production thermique. Elia a intégré les informations reçues du SPF dans le rapport mentionné ci-avant et en a tenu compte dans les analyses.

2.2 Demande d'électricité

Le « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 » s'appuie sur 3 scénarios d'évolution de la demande. Chacun de ces scénarios se fonde sur le profil de charge de 2010. Ce profil fait l'objet d'une correction homothétique annuelle selon un coefficient d'accroissement de -1%, 0% ou +1% (cela veut dire que la valeur de crête de 2010 est aussi corrigée de cette manière).

Il est indiqué de se concentrer sur un scénario avec croissance pendant les pointes de consommation puisque ce sont ces pointes qui jouent un rôle déterminant dans la sécurité d'approvisionnement. Les pointes de consommation se présentent principalement dans des situations extrêmes, par exemple, en cas de températures très basses.

La présente analyse fait appel à plusieurs séries temporelles afin de mieux capter la sensibilité de la charge à la température. L'hypothèse de 1% de croissance de la pointe par rapport à la pointe de l'année 2010 est retenue.

1

http://economie.fgov.be/fr/modules/publications/analyses_etudes/rapport_moyens_production_electricite_2012-2017.jsp

Sur base de données historiques, une croissance de 1 % de la pointe est réaliste².

2.3 Unités de production décentralisées

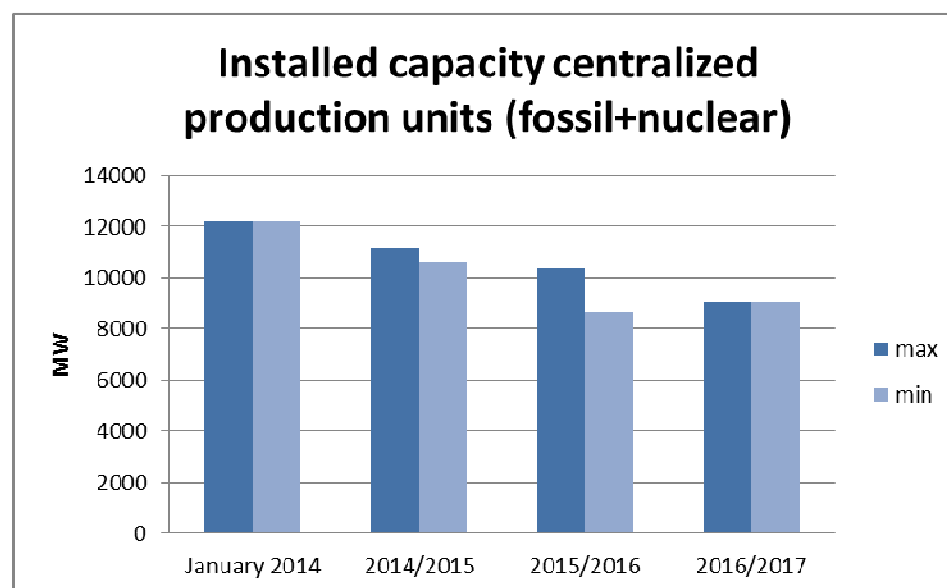
Le « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 » utilise une série temporelle pour le vent et le soleil. La présente analyse fait appel à plusieurs séries temporelles afin de mieux capter la sensibilité aux conditions météorologiques. Ces séries temporelles ont été achetées au sein d'ENTSO-E et comprennent 12 années de données corrélées pour les pays simulés.

Pour la cogénération et les installations « au fil de l'eau », on utilise respectivement 1 et 12 séries temporelles basées sur des données historiques.

Pour les puissances installées, il est supposé que le développement des unités de production décentralisées se poursuivra conformément aux objectifs 20/20/20 pour 2020, comme présumé également dans le Plan de développement fédéral d'Elia. En ce qui concerne le développement par catégorie, les perspectives régionales sont retenues comme hypothèse.

2.4 Unités de production centralisées

Le graphique ci-dessous donne un aperçu de la prévision de puissance installée des unités de production centralisées (énergie fossile + nucléaire) pour les trois prochaines années, sur la base des informations collectées auprès des producteurs par le SPF (février 2014). Il va de soi qu'Elia et le SPF ne peuvent garantir la réalisation de cette hypothèse dans la pratique.



Ce graphique prévoit des limites minimale et maximale, étant donné qu'un certain nombre d'unités ont annoncé leur mise hors service durant la période considérée. Les unités qui ont annoncé leur fermeture pendant la période hivernale (début novembre à fin mars) sont supposées demeurer en fonctionnement jusqu'à la fin de l'hiver, conformément à l'article 4, §3, du projet de loi adopté. La puissance installée pour janvier 2014 a été ajoutée à

² Au premier abord, cela pourrait paraître contredire les récentes statistiques qui montrent des baisses de l'« Elia grid load » (charge du réseau Elia). Toutefois, cet « Elia grid load » s'applique après déduction des injections d'énergie photovoltaïque et éolienne dans les réseaux de distribution et n'est pas représentative, à cet égard, de la consommation d'énergie totale. Or cette dernière s'avère déterminante pour la sécurité d'approvisionnement.

titre de point de comparaison. La fermeture (temporaire ou définitive) d'unités de production centralisées (énergie fossile + nucléaire) pour un total de 3 100 MW est annoncée entre janvier 2014 et l'horizon avril 2016 / mars 2017, ce qui correspond à plus de 25 % de la capacité de production de départ de l'analyse.

La puissance installée des centrales hydroélectriques (1 308 MW) n'est pas incluse dans le graphique ci-dessous, mais elle est cependant prise en compte dans les calculs au moyen d'une optimisation du modèle (consommation la nuit en vue de remplir les bassins, de manière à pouvoir faire face à des pointes de consommation d'électricité durant la journée).

Dans le cadre de ses obligations légales, et plus précisément conformément à l'article 8, §1, de la loi Electricité, Elia doit contracter des services auxiliaires (notamment des réserves primaires, secondaires et tertiaires) pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique. Comme ces réserves doivent pouvoir être activées indépendamment des réserves stratégiques pour compenser des déséquilibres individuels causés par les différents responsables d'accès (p. ex. la perte occasionnelle d'une unité de production, des erreurs de prévision de la charge ou de la capacité décentralisée), la capacité en réserves primaires, secondaires et tertiaires est considérée comme hors marché dans la présente analyse.

2.5 Variable stochastique

Le « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 » utilise, parmi les principales variables stochastiques, la variable de la disponibilité des moyens de production en raison de pannes et d'incidents, parallèlement aux travaux de maintenance planifiés, sur la base de données historiques. Toutefois, les variables stochastiques s'appliquent uniquement aux unités de production centralisées, puisque les unités de production décentralisées sont prises en compte dans les calculs au moyen de profils.

Vu les changements apportés au schéma de maintenance de ces dernières années, à savoir moins d'entretiens en hiver, de nouveaux chiffres ont été calculés sur la base d'un nombre d'années limité afin de refléter ces modifications.

Ces nouveaux chiffres se basent sur le fait qu'une petite proportion d'entretiens sera encore prévue en hiver. Elia juge ce scénario réaliste. Toutefois, les simulations ont été répétées en répartissant les entretiens prévus en hiver sur les autres mois. Les résultats de ces simulations sont utilisés pour déterminer la limite inférieure des besoins en réserves stratégiques.

2.6 Capacité d'importation

L'analyse part d'une capacité d'importation de 3 500 MW en hiver et de 3 000 MW en été, comme décrit dans le « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 ».

Une étude interne a cependant révélé que la définition de l'été peut être adaptée. La limitation à 3 000 MW s'applique aux véritables mois d'été (juillet et août), tandis que les 3 500 MW peuvent être maintenus pour les saisons intermédiaires et l'hiver.

3 Analyse de la sécurité d'approvisionnement

Les paragraphes ci-dessous offrent un aperçu des résultats concernant l'énergie non fournie (Energy Not Served - ENS) et le nombre d'heures par hiver durant lequel ce phénomène se produit (Loss Of Load Expectation - LOLE), selon les grandeurs définies dans le « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 ».

La capacité complémentaire a été déterminée de manière à satisfaire aux critères LOLE spécifiés dans le projet de loi approuvé :

- LOLE moyen \leq 3 h
- LOLE P95 \leq 20 h

Pour le calcul de la capacité complémentaire, cette capacité complémentaire est considérée comme présente à 100 %, aucune distinction n'étant faite entre les mesures de limitation de la demande ou une capacité de production complémentaire. Cette scission pourra éventuellement être opérée plus tard en fonction des besoins.

Le calcul de la capacité complémentaire est réalisé pour 3 ans en s'appuyant sur les hypothèses présentées au paragraphe 2. Ces résultats chiffrés sont étendus en plages de valeurs pour chaque année de manière à augmenter la représentativité

- Pour déterminer la limite inférieure, on répète les simulations, en répartissant l'entretien limité prévu en hiver sur les autres mois.
- Un certain nombre d'arguments qualitatifs sont avancés pour souligner l'importance de la limite supérieure. Pour la déterminer, les simulations sont répétées en quantifiant un certain nombre des arguments qualitatifs.

3.1 2014/2015

	LOLE (h)		ENS (MWh)		Capacity added (3h LOLE & 20h LOLE in P95)	
	Average	P95	Average	P95	Average	P95
2014/2015	1	2	506	348	0	0

Il ne ressort pas directement des résultats de l'étude probabiliste que des réserves stratégiques sont nécessaires pour l'hiver 2014/2015. Les deux critères LOLE sont réunis.

Par contre, différents arguments qualitatifs mettent en évidence la nécessité de disposer de réserves stratégiques pour l'hiver 2014/2015 :

1. Doel 1 sera définitivement et complètement hors service à compter du 01/02/2015. Si une vague de froid survient après cette date, des problèmes risquent de se poser.
2. Pour les hivers 2015/2016 et 2016/2017, le besoin de réserves stratégiques est manifeste, tant en situation moyenne que dans des circonstances exceptionnelles. Il importe de garantir que la capacité manquante sera encore disponible. En outre, il est également indiqué de pouvoir tester les nouvelles procédures avant de contracter et d'activer de plus grands volumes de réserves stratégiques.
3. L'analyse probabiliste envisage la disponibilité variable des moyens de production en raison de pannes et d'incidents en plus des travaux de maintenance planifiés. Des indisponibilités extrêmes et prolongées d'unités ne sont pas intégrées dans les simulations. Celles-ci se contentent de considérer de brèves indisponibilités dues à des incidents, pannes et entretiens.

Comme observé l'année dernière, l'indisponibilité de 2 grandes unités nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) n'est pas irréaliste. Cette situation, qui est plus grave que la situation P95, n'est pas incluse dans les simulations.

4. Pour les pays environnants, Elia a retenu une hypothèse concernant les unités de production disponibles et la demande sur la base des informations disponibles au sein d'ENTSO-E. Il va de soi qu'Elia ne peut assurer que cette hypothèse soit réalisée dans la pratique. Il est possible que l'énergie supposée sur la base des hypothèses ne soit pas toujours disponible en réalité sur les marchés des pays voisins, comme ce fut le cas durant la vague de froid de février 2012. Cela relève de la responsabilité exclusive des acteurs du marché.

À cet égard, il est important de constater que des programmes de fermeture d'unités de production sont également annoncés dans les pays voisins. L'hypothèse d'une importation de 3 500 MW à partir des pays voisins lors des pointes de consommation, déterminantes pour la sécurité d'approvisionnement, doit donc être validée principalement sur base d'une analyse du parc de production CWE. Cette hypothèse devra être régulièrement soumise à une nouvelle validation.

5. Les simulations réalisées pour la Belgique seule font clairement apparaître que celle-ci est très dépendante des pays voisins pour la sécurité d'approvisionnement et pas uniquement lors des pointes de consommation. Les chiffres concernant la Belgique seule sont mentionnés au paragraphe 4. Dès lors, la Belgique est également très tributaire des programmes de fermeture prévus dans les pays voisins (cf. point 4) et de la disponibilité du réseau à l'étranger (cf. point 6).
6. La capacité d'importation de 3 500 MW s'applique dans des conditions d'exploitation normales du réseau durant la période hivernale, soit la période enregistrant une pointe de consommation.

En cas d'incident exceptionnel (p. ex. la perte d'un poste frontalier ou la chute d'un pylône à haute tension d'importance critique en cas de vents exceptionnels) dans le réseau Elia ou dans celui des pays voisins, il peut arriver que cette capacité doive être diminuée.

Dans ce cadre, il convient de souligner que la capacité d'importation dépend à tout moment de la capacité de transport disponible dans les réseaux des pays voisins ainsi que de l'influence des importations et exportations entre ces pays et leurs pays voisins respectifs (vu le maillage important des réseaux de transport des pays CWE). L'impact de ces facteurs dépend du cadre régulateur international (ACER et les régulateurs nationaux concernés, conjointement avec les gestionnaires de réseau des pays voisins).

Dans ce contexte, la mise à disposition de capacité d'importation et d'exportation par le gestionnaire de réseau est une obligation de moyens aux termes de laquelle Elia doit agir en tant qu'« opérateur prudent et raisonnable » à l'échelle tant nationale qu'internationale.

Dans les simulations, la Belgique et les pays voisins sont simulés sous la forme d'une *plaque de cuivre*. Il n'est donc pas tenu compte des limitations éventuelles évoquées précédemment. La capacité d'importation simultanée est considérée en permanence à un niveau de 3 500 MW. Cette hypothèse devra être régulièrement soumise à une nouvelle validation (voir publication du « rapport sur l'avancement du développement de la capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande » sur le site Internet d'Elia)³.

Pour déterminer la limite supérieure des besoins en réserves stratégiques pour l'hiver 2014/2015, on répète les simulations pour les arguments les plus sensibles (4 et 6) mentionnés plus haut. Dans les situations qui suivent, un besoin en réserves stratégiques de 800 MW se fait ressentir :

- Situation dans laquelle la Belgique ne peut pas importer depuis la France lors des pointes de consommation (énergie non disponible sur le marché)
- Situation dans laquelle la capacité d'importation simultanée est limitée à 2 700 MW/2 800 MW en raison d'un incident de réseau extrême survenu en Belgique ou dans un pays voisin

³ <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/news/2014/04-02-2014-power-supply-security-in-Belgium>

Sur la base des arguments ci-dessus, Elia recommande une plage de [0-800 MW] de réserves stratégiques pour l'hiver 2014/2015.

3.2 2015/2016

	LOLE (h)		ENS (MWh)		Capacity added (3h LOLE & 20h LOLE in P95)	
	Average	P95	Average	P95	Average	P95
2015/2016	63	165	53995	155492	1400	1400

Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 indiquent que 2015/2016 doit s'accompagner de mesures de limitation de la demande complémentaires et/ou d'une capacité de production complémentaire. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 est de 1 400 MW.

Pour 2015/2016, la capacité supplémentaire s'élève à 1 400 MW. Cette capacité est inférieure à la différence de 1 900 MW de capacité de production disponible par rapport à 2014/2015. Cela s'explique par les facteurs suivants :

- La capacité supplémentaire est considérée comme une capacité disponible 100 % du temps.
- Le LOLE moyen en 2014/2015 était de 1 heure et non pas de 3 heures. Une capacité supplémentaire est nécessaire pour ramener le chiffre de 3 heures à 1 heure.
- L'influence d'hypothèses concernant la demande d'électricité, la puissance installée en énergie éolienne, solaire, cogénération...
- Disponibilité partielle d'unités durant la période considérée.

Les unités de production qui entrent en ligne de compte dans le cadre des réserves stratégiques sont limitées. Vu le besoin d'une capacité supplémentaire de 1 400 MW, il est très probable qu'il faille juger plusieurs des grandes unités qui seront mises hors service comme étant nécessaires, en combinaison avec des produits limitant la demande et/ou des unités de plus petite taille.

En vue de déterminer la limite inférieure des besoins en réserves stratégiques, on répète les simulations sans la maintenance prévue en hiver.

	LOLE (h)		ENS (MWh)		Capacity added (3h LOLE & 20h LOLE in P95)	
	Average	P95	Average	P95	Average	P95
2015/2016 no maintenance winter	48	113	38628	114416	1200	1200

Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 indiquent que 2015/2016 sans maintenance doit s'accompagner de mesures de limitation de la demande complémentaires ou d'une capacité de production supplémentaire. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 est de 1 200 MW.

D'autre part, plusieurs facteurs de risque soulignent un besoin complémentaire de réserves stratégiques pour l'hiver 2015/2016. Les 4 derniers facteurs de risque tels qu'évoqués pour 2014/2015 peuvent être répétés.

L'ajout de 800 MW supplémentaires par rapport à la valeur haute résultant de l'analyse purement quantitative pour l'hiver 2014/2015 est maintenu :

- Situation dans laquelle la Belgique ne peut pas importer depuis la France lors des pointes de consommation

- Situation dans laquelle la capacité d'importation simultanée est limitée à 2 700 MW/2 800 MW en raison d'un incident de réseau extrême survenu en Belgique ou dans un pays voisin

Sur la base des calculs et arguments présentés ci-dessus, Elia recommande une plage de [1 200 MW-2 200 MW] de réserves stratégiques pour l'hiver 2015/2016.

3.3 2016/2017

	LOLE (h)		ENS (MWh)		Capacity added (3h LOLE & 20h LOLE in P95)	
	Average	P95	Average	P95	Average	P95
2016/2017	77	175	65948	166157	1500	1500

Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 indiquent que 2016/2017 doit s'accompagner de mesures de limitation de la demande complémentaires et/ou d'une capacité de production supplémentaire. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 est de 1 500 MW.

La capacité supplémentaire pour 2016/2017 est pratiquement identique à celle à prévoir pour 2015/2016. Cela s'explique par le fait que les situations hivernales sont comparables pour les deux années selon les hypothèses appliquées.

Pour 2015/2016, on note une légère différence entre le LOLE pour l'hiver et l'ensemble de l'année. Cette différence est plus importante pour 2016/2017. Cela montre qu'il est réaliste de penser, vu la perte d'un volume important de moyens de production centralisés, que les mois situés en dehors de la période hivernale deviendront également critiques en raison de travaux de maintenance, également dans les pays voisins. Compte tenu de cette situation, il est recommandé de prévoir également des règles pour l'activation de réserves stratégiques en dehors des mois d'hiver. Cette conclusion se voit encore renforcée par les simulations qui ne prévoient pas de maintenance en hiver.

Les unités de production qui entrent en ligne de compte dans le cadre des réserves stratégiques sont limitées. Vu le besoin d'une capacité supplémentaire de 1 500 MW, il est très probable qu'il faille juger plusieurs des grandes unités qui seront mises hors service comme étant nécessaires, en combinaison avec des produits limitant la demande et/ou des unités de plus petite taille.

En vue de déterminer la limite inférieure des besoins en réserves stratégiques, on répète les simulations sans la maintenance prévue en hiver.

	LOLE (h)		ENS (MWh)		Capacity added (3h LOLE & 20h LOLE in P95)	
	Average	P95	Average	P95	Average	P95
2016/2017 no maintenance winter	50	119	42152	117396	1300	1300

Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 indiquent que 2016/2017 sans maintenance doit s'accompagner de mesures de limitation de la demande complémentaires et/ou d'une capacité de production complémentaire. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 est de 1 300 MW.

D'autre part, plusieurs facteurs de risque soulignent un besoin complémentaire de réserves stratégiques pour l'hiver 2016/2017. Les

4 derniers facteurs de risque tels qu'évoqués pour 2014/2015 peuvent être à nouveau répétés.

L'ajout de 800 MW supplémentaires par rapport à la valeur haute résultant de l'analyse purement quantitative pour l'hiver 2014/2015 est maintenu :

- Situation dans laquelle la Belgique ne peut pas importer depuis la France lors des pointes de consommation
- Situation dans laquelle la capacité d'importation simultanée est limitée à 2 700 MW/2 800 MW en raison d'un incident de réseau extrême survenu en Belgique ou dans un pays voisin

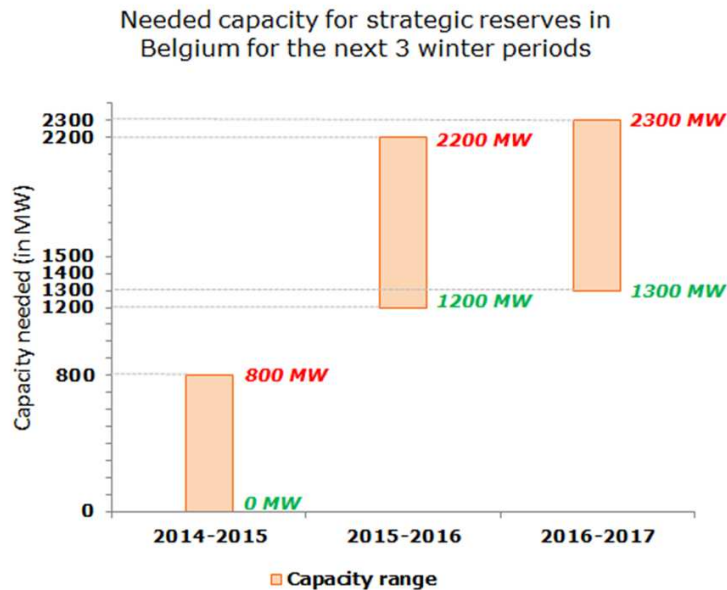
Sur la base des calculs et arguments présentés ci-dessus, Elia recommande une plage de [1 300 MW-2 300 MW] de réserves stratégiques pour l'hiver 2016/2017.

4 Simulations portant sur la Belgique seule

Un critère LOLE ignoré par la présente analyse est celui d'un système individuel sans importations. Une valeur de 16 heures est spécifiquement retenue pour ce critère. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des chiffres pour la Belgique seule. Cela donne une idée de la dépendance de la Belgique par rapport à ses voisins. Pour l'hiver 2014/2015, la Belgique dépend pour plus de 500 heures des pays voisins. Pour les hivers 2015/2016 et 2016/2017, ce chiffre dépasse les 2 000 heures. Cela montre l'importance des arguments qualitatifs 4 et 6 et d'arguments quantitatifs lorsqu'il s'agit de déterminer la limite supérieure dont il est question au paragraphe 2.

	LOLE (h)	
	Average	P95
2014/2015	1	2
2014/2015 no import	580	886
2015/2016	63	165
2015/2016 no import	2107	2519
2016/2017	77	175
2016/2017 no import	2161	2577

5 Conclusion



Le graphique qui précède donne un aperçu de la plage des besoins en réserves stratégiques pour 2014/2015, 2015/2016 et 2016/2017. La limite inférieure est déterminée à l'aide de simulations qui ne prévoient pas de maintenance en hiver. Pour déterminer la limite supérieure, les simulations sont répétées en maintenant un entretien minimum en hiver et en limitant la capacité d'importation à 2 700 MW/2 800 MW en raison d'un incident de réseau extrême survenu en Belgique ou dans un pays voisin ou lorsqu'une importation depuis la France n'est pas possible lors des pointes de consommation (énergie non disponible sur le marché).

Différents arguments qualitatifs et quantitatifs sont évoqués pour souligner l'importance de la limite supérieure, ce qui implique qu'un besoin en réserves stratégiques se fera déjà ressentir pour l'hiver 2014/2015.

D'après les résultats de l'enquête sur le potentiel de la demande menée en 2013, celle-ci n'égalera pas le volume d'une unité TGV pour les prochains hivers, parce qu'il s'est avéré qu'une grande partie de la puissance industrielle flexible disponible participe déjà d'une manière ou d'une autre à la gestion de la demande. Elia continuera à évaluer et à développer la participation de la demande aux réserves stratégiques durant les années à venir et, si possible, également dans les réseaux de distribution.

Vu la nécessité de disposer d'un volume important pour 2015/2016 et 2016/2017, il est indispensable d'avoir des réserves stratégiques d'un volume au moins comparable à celui de plusieurs grandes unités, en combinaison avec des produits limitant la demande et/ou des unités de plus petite taille, et a fortiori au volume de toutes les autres unités dont la fermeture serait annoncée. À cet égard, il convient de faire remarquer que la capacité supplémentaire est une capacité qui est considérée comme présente à 100 %. Il s'agit d'un aspect important de l'hypothèse, surtout en ce qui concerne les grands volumes.

Enfin, Elia souhaite insister sur le fait que les conclusions de cette note sont indissociablement liées aux hypothèses de départ qui y sont mentionnées. Vu la grande dépendance de la Belgique par rapport aux pays voisins pour la sécurité d'approvisionnement, il est important de réexaminer régulièrement l'hypothèse d'une importation de 3 500 MW lors des pointes de consommation, tant pour la disponibilité de l'énergie sur le marché des pays voisins que pour la disponibilité du réseau en Belgique et dans les pays voisins.