

Réserve stratégique

Avis de la Direction générale de l'Énergie sur l'analyse des volumes nécessaires dans le cadre de la détermination du besoin de réserve stratégique pour la période hivernale 2016-2017.

15/12/2015

SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie,

Direction générale de l'Énergie,

Services : Observatoire de l'Énergie et Autorisations et nouvelles Technologies

Contents

1. Introduction	3
2. Rapport d'analyse probabiliste d'Elia pour la période hivernale 2016-2017	4
3. Analyse de la Direction générale de l'Energie pour la période hivernale 2016-2017	6
3.1. Analyse des experts académiques	7
3.2. Analyse de la DG Energie selon son modèle déterministe	8
4. Avis et recommandation de la Direction générale de l'Energie pour la période hivernale 2016-2017 10	
5. Annexes.....	11
5.1. Annexe destinée à éclairer la compréhension sur le modèle déterministe de la DG Energie ...	11

1. Introduction

Le présent avis a été établi par la Direction générale de l'Énergie en application de l'article 6 § 2 de la loi du 26 mars 2014 et des articles 7bis et 7ter de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« loi électricité »).

En effet, la loi du 26 mars 2014 (adoptée par la Chambre des Représentants le 13 mars 2014) vise à introduire dans la loi électricité la possibilité pour le Ministre ayant l'énergie dans ses compétences de charger le gestionnaire de réseau de transport, de constituer pour une période donnée une réserve dite « stratégique » pouvant être activée en cas de risque de pénurie d'électricité durant la période hivernale.

La rentabilité des centrales électriques, particulièrement des centrales au gaz, est rendue incertaine par les récentes évolutions de marché (notamment des prix de l'électricité et du gaz). Dès lors, il s'avère nécessaire de prévoir un mécanisme pouvant être activé dans le cas où un risque non négligeable de pénurie est identifié à court terme et que conjointement, des unités de production sont mises à l'arrêt et/ou mises sous cocon en raison de conditions de marché jugées insuffisamment propices par les producteurs privés.

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, les unités qui font l'objet d'une notification de mise à l'arrêt temporaire ou définitive et les unités qui sont effectivement sous cocon (c'est-à-dire en arrêt temporaire) sont obligées de participer à la procédure de constitution de la réserve stratégique. Les offres de gestion de la demande, qui permettent d'aider le système électrique à surmonter les pics de consommation en les réduisant et aident ainsi à garantir la sécurité d'approvisionnement, sont autorisées à participer à la réserve stratégique.

Concrètement, selon l'article 7ter de la loi électricité, « 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) dernières périodes constitue des niveaux minimaux requis, pouvant être revus à la hausse au cours des procédures annuelles suivantes. »

Etant donné l'incertitude quant à la disponibilité des centrale de Doel1, Doel2, Doel 3 et Tihange 2 lors des trois hivers prochains au moment de l'élaboration des hypothèses de l'analyse probabiliste (septembre 2015), le gestionnaire de réseau a

remis le 13 novembre 2015 à la Direction générale de l'énergie du SPF Economie un rapport sur l'estimation des volumes nécessaires des réserves stratégiques en tenant compte d'une analyse de sensibilité. Cette analyse probabiliste est disponible sur le site internet du gestionnaire de réseau depuis le 02/12/2015¹.

2. Rapport d'analyse probabiliste d'Elia pour la période hivernale 2016-2017

La méthodologie suivie par le gestionnaire du réseau de transport Elia pour la réalisation de son analyse probabiliste est explicitée en détail dans son rapport afin de rendre l'estimation plus transparente.

Les hypothèses des « analyses précédentes du volume dans le cadre des réserves stratégiques » effectuées et transmises en 2014 à la Direction générale de l'énergie ont été quelque peu modifiées pour cet exercice (en concertation avec la Direction générale de l'Énergie):

- L'évolution des capacités thermiques a été adaptée en fonction des dernières informations disponibles et partagées par Elia et la Direction générale de l'énergie.
- Plus aucune maintenance n'est prise en compte durant les périodes hivernales.
- La demande annuelle de 2016 se base désormais sur la consommation totale de l'année 2014² en températures normalisées³. La croissance⁴ de la demande est désormais de 0,43% de 2014 à 2015, de 0,70% de 2015 à 2016, de 0,65% de 2016 à 2017, de 0,64 % de 2017 à 2018 et de 0,70 % de 2018 à 2019.
- Le gestionnaire de réseau utilise par ailleurs désormais une capacité d'importations nettes allant de 0 à 4500 MW⁵.

¹ Lien de la publication sur : <http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2015/02-12-2015-Belgian-security-of-supply-need-for-strategic-reserve>.

² Dernières statistiques disponibles.

³ Le profil horaire normalisé pour la température ne faisant pas apparaître de pointe extrême de consommation, une analyse de sensibilité de la consommation à la température est présentée par Elia dans son rapport.

⁴ Données de juin 2015 des consultants spécialisés IHS CERA prises en compte après validation par le Bureau fédéral du Plan.

⁵ Introduction du « flow based market coupling » dans l'analyse probabiliste. Le niveau instantané d'importations est dicté par les niveaux d'importations des autres pays de la zone Central West Europe. Quand 2 pays font face à un problème de sécurité d'approvisionnement, les importations des pays se font via un *adequacy patch* au prorata de leurs besoins (et non pas selon des réductions de coûts). Pour 43 % des heures avec déficit, la Belgique peut importer le maximum de 4500 MW, moins le reste du temps.

- A la demande de parlementaires et de la CREG, le *market response* (réponse du marché) est intégré dans l'estimation. Les résultats d'une enquête menée par le bureau de consultance Pöyry pour le compte du GRT ont été utilisés dans ce cadre.

Une analyse de sensibilité des LOLE (« Loss of Load Expectation » ou nombre d'heures où l'offre ne couvre pas la demande) est enfin faite selon la disponibilité des unités nucléaires (Doel 1, Doel 2, Doel 3 et Tihange 2).

Il s'agit ici d'une analyse basée sur un modèle de calcul probabiliste (ANTARES).

Le gestionnaire de réseau conclut dans sa note sur la nécessité de constituer une réserve stratégique totale de 1000 MW en l'absence de Doel 3 et Tihange 2 ou de 1800 MW en l'absence de Doel1, Doel 2, Doel 3 et Tihange 2 pour assurer la sécurité d'approvisionnement durant la période hivernale 2016-2017.

En cas de fonctionnement de Doel 3 et Tihange 2 (en présence ou non de Doel 1 et Doel 2), le gestionnaire de réseau conclut à la non nécessité de contracter une réserve stratégique pour l'hiver 2016/2017.

La probabilité que la demande de pointe estimée pour l'hiver 2016-2017 dépasse l'offre (LOLE) est représentée par les valeurs suivantes⁶ :

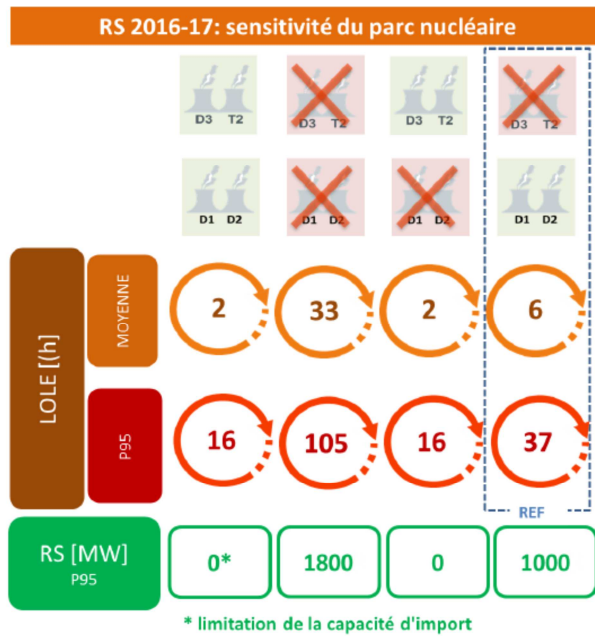
- LOLE moyen de 6 h et LOLE P95 de 37h en cas d'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2,

- LOLE moyen de 33 h et LOLE P95 de 105 h en cas d'indisponibilité de Doel 1, Doel 2, Doel 3 et Tihange 2,

- LOLE moyen de 2 h et LOLE P95 de 16 h en cas de fonctionnement de l'ensemble du parc nucléaire,

- LOLE moyen de 2 h et LOLE P95 de 16 h en cas d'indisponibilité de Doel 1 et Doel 2.

⁶ L'article 7bis de la loi sur l'organisation du marché de l'électricité définit les critères de sécurité d'approvisionnement comme étant les suivants : LOLE moyen ≤ 3 h et LOLE P95 ≤ 20 h.



Source : Elia – Besoin de réserve stratégique pour l’hiver 2016-17

3. Analyse de la Direction générale de l’Energie pour la période hivernale 2016-2017

Le 12/10/15, la Ministre fédérale de l’Energie a demandé expressément à la DG Energie déjà en charge de l’estimation de la réserve stratégique (via l’utilisation d’un modèle interne déterministe), d’être dorénavant assistée de deux experts issus du milieu académique (un francophone et un néerlandophone). Cette mesure d’appui académique permet de rendre la détermination du volume de réserve stratégique nécessaire plus transparente aux yeux de tous et d’objectiver la procédure.

Dans cette section sont ainsi présentés un résumé des analyses des Professeurs Johan Albrecht (UGent) et Estelle Cantillon (ULB - ECARES) ainsi que l’analyse de la DG Energie selon un modèle interne déterministe.

3.1. Analyse des experts académiques

Les Professeurs Johan Albrecht et Estelle Cantillon reconnaissent l'expertise d'Elia dans la modélisation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ainsi que son utilisation pour l'exercice explicité au point 2, des meilleures données disponibles actuellement. Ils reconnaissent également l'utilisation d'un outil de modélisation respectueux de l'état de l'art.

Pour leur analyse, les experts académiques ont adapté un modèle de simulation existant et disponible à l'Université de Gand. Les données d'inputs (parc de production, demande, impact des mécanismes de réponse du marché, importations, etc.) sont des données relatives à la Belgique uniquement⁷ et sont celles utilisées par le GRT dans son analyse probabiliste.

Tandis que le modèle du GRT a simulé 40 années de données climatiques, le modèle utilisé par les experts académiques se base sur la simulation de 3 années climatiques seulement⁸, ce qui diminue *de facto* la qualité des résultats obtenus. A ce titre, les experts précisent que le modèle utilisé pour leur analyse ne doit pas être considéré comme une alternative au modèle utilisé par le GRT pour simuler précisément la sécurité d'approvisionnement, mais bien comme un outil de validation.

Les résultats des analyses du GRT et des experts académiques présentés dans la table *infra*, sont très similaires⁹.

Cette constatation de grande similitude des résultats permet aux experts académiques de confirmer que l'analyse poursuivie par le GRT constitue une base solide à la remise d'un avis sur le volume de réserve stratégique nécessaire pour l'hiver 2016/2017.

		Elia	Experts académiques
LOLE (h)	Average	6	7
	P95	37	28
Strategic reserve (MW)	Average	700	500
	P95	1000	800

⁷ Pas de simulation donc du fonctionnement individuel des unités de production situées à l'étranger.

⁸ La vague de froid de l'hiver 2011/2012 était assez intense par rapport aux hivers des 25 dernières années. Les données de l'hiver 2011/2012 ont ainsi été prises en compte.

⁹ Scénario où seuls Doel 3 et Tihange 2 ne seraient pas disponibles. La différence entre les résultats d'Elia et des experts académiques pour le P95 peut s'expliquer par la méthodologie de modélisation des capacités d'importations disponibles.

3.2. Analyse de la DG Energie selon son modèle déterministe

L'analyse du GRT est complétée ci-dessous par les calculs déterministes (explicités en annexe) de la Direction générale de l'Énergie. Le modèle déterministe n'est pas présenté comme une alternative à l'évaluation précise de la sécurité d'approvisionnement. Il permet néanmoins bien de valider les ordres de grandeur des outputs du modèle probabiliste du GRT.

La Direction générale de l'Énergie a pris comme hypothèses de travail de ne considérer que la production d'électricité directement injectée sur le réseau de transport (idem pour la consommation)¹⁰. La capacité de production fiable et disponible lors de l'hiver 2016-2017 se chiffre ainsi à 11.056 MW.

En ce qui concerne la demande de pointe, la Direction générale de l'Énergie a retenu une valeur récente de consommation de pointe annuelle mesurée sur le réseau Elia-Sotel¹¹. L'année 2014¹² ayant été douce, par mesure de précaution pour vérifier la sécurité d'approvisionnement avec le modèle déterministe, c'est la valeur du 17 janvier 2013 qui a été retenue (13385 MW). Cette donnée récente est susceptible de représenter au mieux hors conditions climatiques extrêmes, la pointe de l'hiver 2016-2017 sur le réseau de transport¹³.

En ce qui concerne la capacité nucléaire disponible, Doel 1 et Doel 2 ont été considérés comme en fonctionnement¹⁴. Les unités Doel 3 et Tihange 2 ont également été considérées comme en fonctionnement¹⁵.

En matière d'importations et sans pouvoir compter tant sur les données du *flow based market coupling* que du fonctionnement effectif des PST¹⁶ dans un

¹⁰ Dans son analyse, Elia a pour sa part simulé l'ensemble de la production et de la consommation (réseau Elia et réseaux de distribution).

¹¹ <http://www.elia.be/en/grid-data/data-download>.

¹² Les valeurs moyennes des hivers 2013/2014 et 2014/2015 sont respectivement de 6,9°C et 5,4°C. Celle de l'hiver 2012/2013 est de 3,8°C. (Étude de la CREG (F)150910-CDC-1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015, p.12/49).

¹³ Plus il y aura de renouvelables dans le mix électrique, moins la charge sur le réseau de Elia sera élevée (13845 MW en 2010, 13208 MW en 2011, 13362 MW en 2012, 13385 MW en 2013, 12736 MW en 2014).

¹⁴ Signature de la convention de prolongation de Doel 1 et de Doel 2 entre le groupe ENGIE et le gouvernement fédéral le 30/11/2015.

¹⁵ L'AFCN a en effet rendu le 17/11/2015 un avis positif quant au redémarrage de ces réacteurs et quant à leur exploitation jusqu'à leur arrêt définitif fixé respectivement par la loi, au 1er octobre 2022 et au 1er février 2023. Electrabel prévoit un redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 aux environs du 15/12/2015.

¹⁶ Les PST sont des transformateurs déphaseurs permettant de mieux gérer les flux transfrontaliers d'électricité.

modèle déterministe, l'analyse se réfère à la situation exposée/défundue par le GRT lors de la Commission parlementaire du 14 juillet 2015, à savoir un import net maximum de 2700 MW.

Enfin, il y a lieu également de tenir compte du « critère N-1 » (principe suivant lequel le réseau doit rester exploitable même lorsqu'il perd de manière imprévue un élément important, une unité de production ou une liaison du réseau de transport). Dans le cas présent, ce critère correspond à une perte de 1000MW.

La prise en compte des hypothèses explicitées ci-dessus amène la Direction générale de l'Energie à considérer **un manque de 0 MW**.

4. Avis et recommandation de la Direction générale de l'Énergie pour la période hivernale 2016-2017

Bien que les modèles utilisés par la Direction générale de l'Énergie, par les experts académiques et par le GRT divergent de par leur nature et malgré les hypothèses très restrictives du modèle déterministe prises en matière d'importations, force est de constater que les résultats obtenus pour estimer la réserve stratégique totale nécessaire sont semblables.

La Direction générale de l'Énergie valide ainsi sur base de son analyse et de celle des experts académiques les résultats obtenus via le modèle probabiliste du GRT. La DG Énergie utilise en conséquence ces derniers (plus précis) pour formuler ses recommandations à la Ministre.

Compte tenu de la réserve stratégique déjà contractée en moyens de production (750 MW) et dans l'hypothèse du fonctionnement de l'ensemble du parc nucléaire, aucun volume de réserve stratégique complémentaire n'est requis pour l'hiver 2016 – 2017.

La Direction générale de l'Énergie propose à Madame la Ministre de ne pas donner instruction au gestionnaire du réseau de transport de constituer une réserve stratégique additionnelle pour l'hiver 2016-2017.

Nancy Mahieu,
Directeur général a.i.

5. Annexes

5.1. Annexe destinée à éclairer la compréhension sur le modèle déterministe de la DG Energie

	Calculs			Capacités MW hiver 2016-2017	
	(1)+(5)+(9)	Capacité installée¹⁷	nette	Total	13119
1	(2)+(3)+(4)			<u>Non intermittents</u>	<u>10817</u>
2				Thermique fossile (hors biomasse et CHP) ¹⁸	3496
3				Nucléaire ¹⁹	5919
4				CHP + biomasse ²⁰	1402
5	(6)+(7)+(8)			<u>Intermittents</u>	<u>995</u>
6				Eolien offshore ²¹	733
7				Eolien onshore ²²	176
8				Hydraulique au fil de l'eau ²³	86
9	(9)			<u>Pompage Turbinage</u>	<u>1307</u>
10	(11)+(15)+(19)	Capacités disponibles	et	Total	11056
11	(12)+(13)+(14)			<u>Intermittents</u>	<u>374,9</u>

¹⁷ Il s'agit des capacités installées injectant sur le réseau de Elia..

¹⁸ Selon les données consolidées transmises par le GRT à la DG Energie , 130 MW d'unités utilisant des produits pétroliers et 3366 MW d'unités au gaz.

¹⁹ Doel1, Doel 2, Doel 3 et Tihange 2 sont pris en compte.

²⁰ Il existera au total 3196 MW installés de biomasse et cogénération dans le parc belge (respectivement 1258 MW et 1938 MW). Selon le GRT, 1402 MW sont raccordés sur son réseau (et disposent ainsi d'un contrat CIPU).

²¹ Capacité totale éolienne installée du parc belge (offshore + onshore) = 2429 MW. Les parcs offshore sont entièrement raccordés au réseau Elia et font l'objet d'un contrat CIPU.

²² Capacité installée des unités éoliennes onshore reprises dans le parc de production par le GRT sur son site au 13/11/15 (<http://publications.elia.be/upload/ProductionParkOverview.html?TS=20120416193815>) et faisant l'objet d'un contrat CIPU.

²³ Unités au fil de l'eau reprises dans le parc de production par le GRT sur son site au 13/11/15 (<http://publications.elia.be/upload/ProductionParkOverview.html?TS=20120416193815>) et faisant l'objet d'un contrat CIPU.

12		fiables	Eolien offshore ²⁴	307,9
13			Eolien onshore ²⁵	35,2
14			Hydraulique au fil de l'eau ²⁶	31,8
15	(16)+(17)+(18)		<u>Non intermittents</u>	<u>9595,1</u>
16			CHP + biomasse ²⁷	1121,6
17			Thermique fossile (hors biomasse et CHP) ²⁸	3146,4
18			Nucléaire ²⁹	5327,1
19	(19)		<u>Pompage turbinage</u> ³⁰	<u>1086</u>
20			Réserve stratégique de production existante³¹	750
21		Réserve R3 ICH³²	261	
22		Réserves R1³³	85	
23		Critère N-1	1000	
24		Imports	2700	
25		Demande de pointe³⁴	13385	
26	(25)-(10)-(20)-(21)+(22)+(23)-(24)	Gap pour assurer sécurité d'approvisionnement	-297 → 0	

²⁴ Facteur de charge moyen durant cette période de 42 % selon les statistiques 2014 de l'Observatoire de l'énergie de la DG Energie.

²⁵ Facteur de charge de 20% (source : Wikipédia). La valeur basse de la fourchette proposée par la Commission européenne (1800 – 2200 heures de fonctionnement sur l'année) corrobore la valeur retenue de 20 %.

(https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf#page=14)

²⁶ Facteur de charge retenu de 37 % (de 37% à 40 % pour les unités < 100 MW)

(https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf#page=26)

²⁷ Facteur de charge moyen communément admis en hiver de 80 %.

²⁸ Facteur de charge moyen communément admis en hiver de 90 % pour le thermique (fossile + nucléaire).

²⁹ Facteur de charge moyen communément admis en hiver de 90 % pour le thermique (fossile + nucléaire).

³⁰ Capacité profilée selon le remplissage des bassins (source Elia).

³¹ Capacités contractées pour les offres de réserve stratégique de production en vigueur pour 3 ans depuis le 1^{er} novembre 2014.

³² Le potentiel de R3 considéré par le GRT en septembre 2015 pour 2016 était de 472 MW. Afin d'éviter des doubles comptages avec la capacité de production disponible, seule R3 ICH est ici prise en compte.

³³ R1 de 85 MW (obligation de solidarité qui implique toujours une disponibilité).

³⁴ Demande de pointe sur le réseau Elia-Sotol de janvier 2013 (prise en compte uniquement de la charge du réseau du GRT, conformément à la méthodologie poursuivie).

> Le tableau ci-dessus montre bien que la sécurité d’approvisionnement est assurée sans devoir recourir à la constitution d’une réserve stratégique complémentaire.

A titre de discussion, en supposant la venue d’un hiver 2016/2017 rude, la charge totale (consommation sur le réseau Elia et sur les réseaux connectés sur Elia) pourrait atteindre 14,6 GW³⁵. Sans tenir compte de la production des prosumers, le manque à combler selon la méthodologie déterministe détaillée *supra*, serait alors de 918 MW³⁶.

Un potentiel maximum de 612 MW de demand side response pourrait alors dans ce cas, aider le réseau à retrouver l’équilibre offre-demande (selon l’étude Pöyry : existence de potentiels de 174 MW contract-based with BRPs et de 438 MW price-based from TSO).

Il est de plus important à rappeler l’existence des marges de sécurité inhérentes au modèle déterministe (application simultanée à toutes les unités de production de facteurs d’indisponibilité). Le total de ces marges vaut 2062,8 MW³⁷.

³⁵ Voir rapport du GRT sur le besoin en réserve stratégique pour l’hiver 2016-2017 (p. 44 de la version fr).

³⁶ Le GRT doit veiller à ce que soient respectés les critères LOLE définis par la loi sur l’organisation du marché de l’électricité. Son analyse probabiliste ne tend cependant pas à recourir à de la puissance supplémentaire pour couvrir tout MW manquant.

³⁷ Les facteurs de charge retenus amènent à considérer des capacités indisponibles de l’éolien onshore pour 140,8 MW, d’éolien offshore pour 425,1 MW, de hydraulique au fil de l’eau pour 54 MW, de CHP et biomasse pour 280,4 MW, de thermique fossile pour 349,6 MW, de nucléaire pour 591,9 MW et de turbinage (STEP) pour 221 MW.