

**Réserve stratégique**  
**Avis de la DG Energie quant à la détermination du besoin de**  
**réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019.**

15/12/2018

SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie,

Direction générale de l'Energie,

Service : Energy Monitoring & Electricity System

## Table des matières

1. Introduction .....	3
2. Rapport d'analyse probabiliste d'Elia pour la période hivernale 2018-2019 : résumé .....	3
2.1. Le scénario de base.....	4
2.2. Les sensibilités étudiées.....	5
2.3. Les résultats .....	6
2.4. Recommandations du GRT .....	9
3. Analyse de la Direction générale de l'Energie pour la période hivernale 2018-2019 .....	9
4. Avis et recommandation de la Direction générale de l'Energie pour la période hivernale 2018/2019 .	11
5. Annexe destinée à éclairer la compréhension sur le modèle déterministe de la DG Energie .....	12

## 1. Introduction

Le présent avis a été établi par la Direction générale de l’Energie 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 »).

La loi du 26 mars 2014 a introduit dans la loi sur l’organisation du marché de l’électricité, la possibilité pour le Ministre ayant l’énergie dans ses compétences de charger le gestionnaire de réseau de transport, Elia, de constituer pour une période donnée une réserve dite « stratégique » pouvant être activée en Belgique en cas de risque de pénurie d’électricité durant la période hivernale.

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 contribuent 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’Energie 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, exprimé en MW.

## 2. Rapport d’analyse probabiliste d’Elia pour la période hivernale 2018-2019 : résumé

Le rapport d’analyse probabiliste du gestionnaire de réseau de transport, Elia, a été adressé le 15/11/2017 à la Ministre de l’Energie Marie Christine Marghem ainsi qu’à la Direction générale de l’Energie du SPF Economie. Après une présentation en task force « Implementation Strategic Reserve » organisée par Elia le 30/11/17, il a ensuite été publié sur son site.<sup>1</sup>

La méthodologie suivie par le gestionnaire du réseau de transport pour la réalisation de son analyse probabiliste est explicitée en détails dans son rapport afin de rendre la détermination du volume de réserve stratégique requis plus transparente. Il est à noter que deux consultations ont par ailleurs été

---

<sup>1</sup> [http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2017/20171130\\_Strategic-reserve-for-winter-2018-19](http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2017/20171130_Strategic-reserve-for-winter-2018-19)

réalisées par le GRT en 2017 pour l'exercice 2018-2019 : l'une sur la méthodologie<sup>2</sup> à poursuivre et l'autre sur les hypothèses et données<sup>3</sup> à utiliser.

## 2.1. Le scénario de base

Le scénario de base établi en concertation avec la DG Energie lors de l'été 2017 et intégrant des remarques méthodologiques issues de la consultation réalisée par le GRT, repose sur les hypothèses et données suivantes :

1) Du côté de l'offre, lors de la période hivernale 2018/2019,

- 158 MW de turbojets et 3.846 MW de centrales au gaz sont considérés en fonctionnement<sup>4</sup>,
- l'ensemble du parc nucléaire (5.919 MW) sera en fonctionnement avec un taux annuel d'indisponibilités non planifiées de 3,6 %<sup>5</sup>,
- le potentiel éolien onshore installé annuellement d'ici à 2020 (+/- 250 MW/an) ressort d'une consultation des Régions par la DG Energie<sup>6</sup> (soit 2.165 MW en début de période hivernale 2018),
- Le potentiel éolien offshore installé annuellement d'ici fin 2020 ressort des dernières informations disponibles auprès de la DG Energie et du GRT ( soit 1.051 MW en début de période hivernale 2018),
- Le potentiel solaire photovoltaïque installé annuellement d'ici à 2020 (+/- 450 MW/an) ressort d'une consultation des Régions par la DG Energie<sup>7</sup> (soit 3.881 MW en début de période hivernale 2018),
- Le parc hydroélectrique au fil de l'eau installé fin 2018 sera de 114 MW et celui du pompage-turbinage sera de 1.308 MW,
- Les potentiels de capacités d'incinération de déchets installés annuellement d'ici à 2020 sont des données issues d'une base de donnée d'Elia.
- Suite à l'abandon du projet de conversion de Langerlo en centrale biomasse, le potentiel de biomasse centralisé est identique à celui de l'hiver 2017/2018 (348 MW).
- La répartition entre le potentiel centralisé (348 MW fin 2018) et le potentiel décentralisé de biomasse est issue d'une base de données<sup>8</sup> du GRT mise à jour mensuellement sur base d'échanges avec ses

---

<sup>2</sup> [http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/SR-2018-19-Elia-answers-public-consultation-MH-D\\_erratum.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/SR-2018-19-Elia-answers-public-consultation-MH-D_erratum.pdf)

<sup>3</sup> [http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2017/20170929\\_Consultation-Report-input-data-for-SR2018-19-volume-determination.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2017/20170929_Consultation-Report-input-data-for-SR2018-19-volume-determination.pdf)

<sup>4</sup> L'unité de Drogenbos est considérée comme une OCGT de 230 MW (une lettre d'ENGIE du 24 mai 2017 signifiant l'exploitation de l'unité comme unité de pointe de 230 MW).

<sup>5</sup> Taux moyen sur les 10 dernières années sans tenir compte des arrêts exceptionnels survenus ces 5 dernières années..

<sup>6</sup> Consultation des membres du sous-groupe CONCERE SER/ENOVER HEB lors de l'été 2017.

<sup>7</sup> Consultation des membres du sous-groupe CONCERE SER/ENOVER HEB lors de l'été 2017.

clients directs et avec les gestionnaires de réseaux de distribution. Une capacité additionnelle de biomasse non-CIPU (décentralisée) est toutefois prise en compte pour considérer le taux de croissance envisagé par les régions lors de la consultation effectuée par la DG Energie lors de l'été 2017.

- Le potentiel de centrales de cogénération centralisées sera de 724 MW lors de l'hiver 2018/2019. La base de données du GRT comprenant des informations en provenance des gestionnaires de réseaux de distribution recense pour sa part, un potentiel décentralisé de cogénérations de 1.231 MW fin 2018. Ce potentiel a aussi été pris en considération.

- Les réserves primaire (FCR), secondaire (aFRR) et tertiaire (mFRR) fournis par des unités de production belges sont respectivement de 20, 139 et 357 MW.

- Les meilleures informations disponibles sur l'évolution des capacités de production disponibles à l'étranger ont été utilisées comme input.

2) Du côté de la demande, lors de la période hivernale 2018/2019,

- le taux de croissance de la demande annuelle totale de 2017 à 2018 est évalué à 0,5 %<sup>9</sup>.

- Les simulations relatives à la pointe de consommation<sup>10</sup> des 33 hivers simulés sur un profil normalisé amènent comme résultat une pointe de consommation<sup>11</sup> comprise entre 12,8 GW et 14,5 GW pour l'hiver 2018/2019. Les pointes de consommation aux percentiles 50 et 95 sont respectivement de 13,6 GW (probabilité de réalisation : une année sur deux) et de 14,3 GW (probabilité de réalisation : 1 année sur 20).

3) Le GRT utilise désormais une méthodologie flow-based améliorée : les domaines relatifs aux jours typiques ont été revus et ont été corrélés aux conditions climatiques. Dans des conditions normales de fonctionnement du réseau et dans des conditions de marché favorables, la capacité maximale d'importations<sup>12</sup> considérée dans les calculs pour l'hiver 2018/2019 est de 4.500 MW.

4) Le potentiel de *market response* considéré (702 MW) est issu de l'étude de E-CUBE menée en 2017 pour le compte d'Elia dans le cadre de la task force ISR.

## 2.2. Les sensibilités étudiées

Les fermetures exceptionnelles de longue durée des unités des parcs nucléaires belge et français (telles que connues de 2014 à 2017) ont un impact significatif sur la sécurité d'approvisionnement. Il est donc

---

<sup>8</sup> Toutes les unités de capacité supérieure à 0,4 MW sont répertoriées individuellement dans cette base de données (accord de coopération entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution).

<sup>9</sup> Taux moyen des derniers taux de croissance annuelle communiqués par IHS Markit de 2017 à 2021.

<sup>10</sup> Cette pointe de consommation est principalement influencée par la température.

<sup>11</sup> Consommation totale équivalente à la consommation sur le réseau Elia et sur les réseaux de distribution.

<sup>12</sup> Capacité commerciale garantie.

utile de tester une sensibilité reposant sur ces arrêts non planifiés (éléments de faible probabilité mais observés récemment).

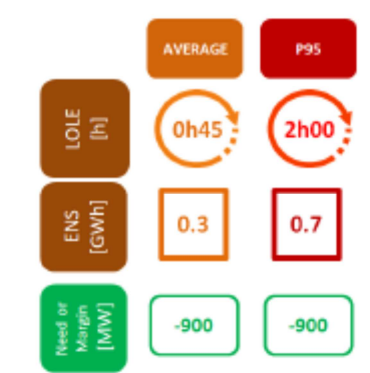
Une comparaison des disponibilités modélisée et réelle des capacités nucléaires belges a permis de conclure que les événements ayant pris place durant ces 5 dernières années peuvent être pris en compte via une réduction de 1 GW de la capacité nucléaire belge sur toute la période hivernale 2018/2019.

Une comparaison des disponibilités modélisée et réelle des capacités nucléaires françaises a permis quant à elle de conclure que les événements ayant pris place durant ces 5 dernières années peuvent être pris en compte via une réduction de 4,5 GW de la capacité nucléaire de la France sur toute la période hivernale.

A la sensibilité sur le nucléaire est ensuite ajoutée une sensibilité quant à la présence de l'unité de Drogenbos (Engie) en tant que OCGT (230 MW) ou CCGT (460 MW).<sup>13</sup>

### 2.3. Les résultats

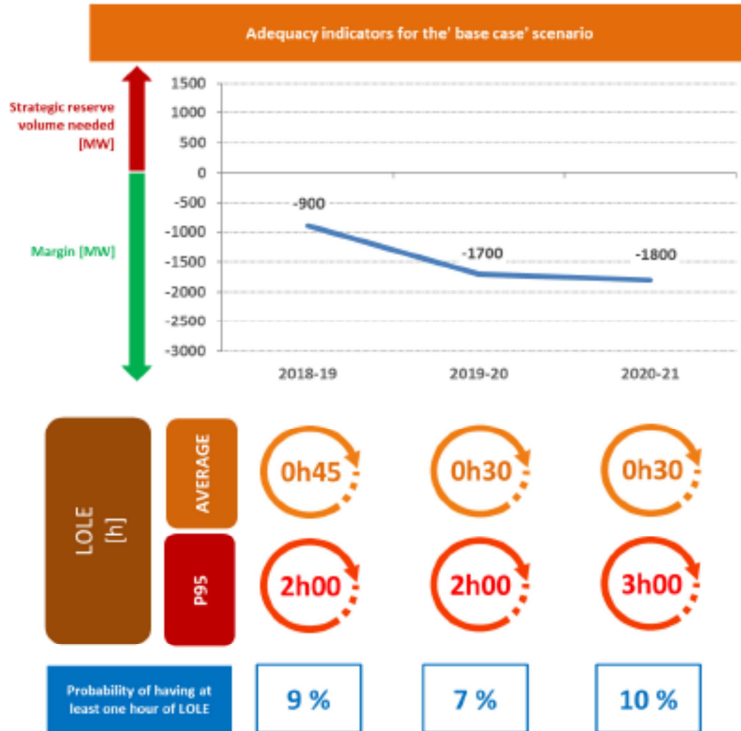
Les résultats du scénario de base montrent un LOLE moyen et un LOLE P95 bien inférieurs aux critères légaux de sécurité d'approvisionnement<sup>14</sup> (valeurs respectivement de 0h45 et 2h00 lors de l'hiver 2018/2019). Une marge de 900 MW permet de s'assurer du maintien du niveau légal de sécurité d'approvisionnement. Dans le cas où les hypothèses prises dans ce scénario de base se vérifient lors de l'hiver 2018/2019, aucun volume de réserve stratégique n'est requis.



Source : Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21

<sup>13</sup> Pour l'hiver 2017/2018, l'exploitant a indiqué utiliser l'unité en mode CCGT (turbine gaz-vapeur) durant certains moments de la période hivernale. Un tel scénario peut se reproduire lors de l'hiver 2018/2019.

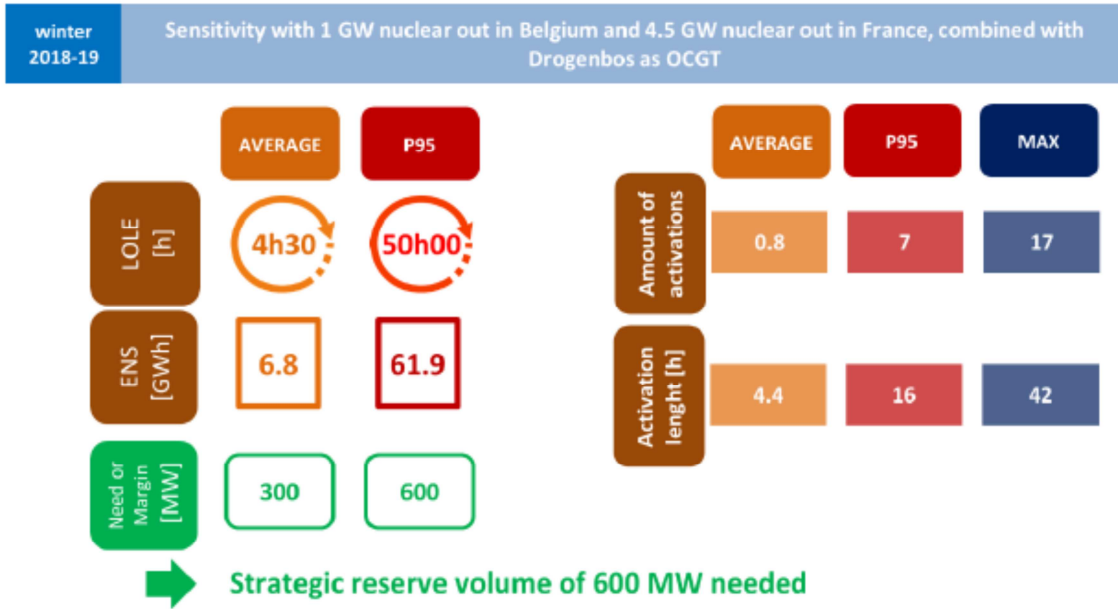
<sup>14</sup> L'article 7bis de la loi sur l'organisation du marché de l'électricité définit les critères de sécurité d'approvisionnement comme étant les suivants : LOLE moyen  $\leq 3$ h et LOLE P95  $\leq 20$ h.



Source : Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21

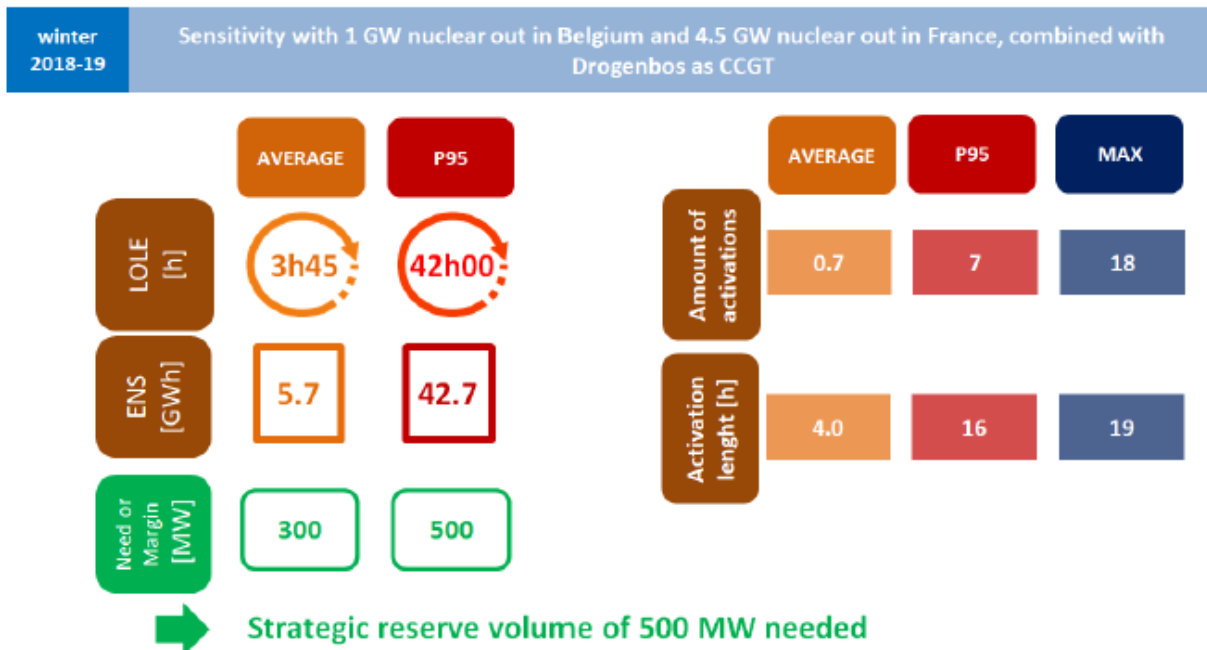
L'étude menée par Elia montre également que les critères LOLE et P95 sont respectés pour les périodes hivernales 2019/2020 et 2020/2021.

Les résultats du scénario additionnel considérant le retrait de capacités nucléaires (1 GW en Belgique et 4,5 GW en France) sont présentés dans la figure suivante.



Source : Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21 (p. 117)

Les résultats du scénario additionnel considérant le retrait de capacités nucléaires (1 GW en Belgique et 4,5 GW en France) et une utilisation de l'unité de Drogenbos d'ENGIE lors de la période hivernale en tant que centrale CCGT (turbine gaz-vapeur de 460 MW au lieu d'une unité de pointe de 230 MW) sont présentés dans la figure suivante.





Source : Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21 (p. 119)

Les résultats doivent être analysés au regard du fait que le volume de réserve stratégique défini est considéré comme disponible en tout temps lors de la période hivernale<sup>15</sup>.

## 2.4. Recommandations du GRT

Au regard des engagements pris auprès de la Commission européenne par la Ministre fédérale de l’Energie en octobre 2017<sup>16</sup>, Elia recommande de prendre une décision sur base des scénarios intégrant des événements à faible probabilité ayant un impact important sur l’adéquation belge. Concrètement, pour Elia, en résulte un besoin de réserve stratégique de 500 MW ou de 600 MW si la centrale de Drogenbos est exploitée en mode CCGT (turbine gaz-vapeur) ou en mode OCGT (turbine à gaz à cycle ouvert) pour l’ensemble de l’hiver.

## 3. Analyse de la Direction générale de l’Energie pour la période hivernale 2018-2019

Au regard des engagements pris auprès de la Commission européenne en octobre 2017 et en particulier celui de ne conclure que des contrats que pour 1 an, seul l’hiver 2018/2019 a été analysé dans le présent avis.

L’analyse du GRT est comparée ci-dessous avec les calculs déterministes (explicités en annexe) de la Direction générale de l’Energie. Le modèle déterministe n’est pas présenté comme une alternative à l’évaluation précise de la sécurité d’approvisionnement<sup>17</sup>. Il permet simplement de vérifier les ordres de grandeur des résultats du modèle probabiliste du GRT. Pour s’assurer que la sécurité d’approvisionnement sera bien effective<sup>18</sup>, il envisage les situations les moins favorables et simule un scénario « low probability high impact<sup>19</sup> ».

---

<sup>15</sup> Des tests aléatoires sont prévus par le GRT afin de vérifier que les unités de production reprises dans la réserve stratégique sont effectivement disponibles. Des pénalités sont prévues en cas de défaillance.

<sup>16</sup> Elia –Adequacy study for Belgium : the need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21 (p. 19)

<sup>17</sup> Ce modèle déterministe (tableau) ne prend pas en compte, entre autres, les fermetures des unités de production des pays voisins.

<sup>18</sup> Sans considération des critères légaux de LOLE moyen  $\leq 3h$  et P95  $\leq 20h$ .

<sup>19</sup> Lettre du 13/10/2017 de la chef de cabinet de la Ministre MC Marghem, Anne Junion, à la DG Competition de la Commission européenne : lettre d’engagements pris sur le mécanisme de la réserve stratégique.

La Direction générale de l’Energie a pris comme hypothèses de travail de ne considérer que la production d’électricité directement injectée sur le réseau de transport. La capacité de production centralisée fiable et disponible lors de l’hiver 2018/2019 se chiffre ainsi à **10983,8 MW** selon les taux d’indisponibilités considérés.

En ce qui concerne la demande de pointe, la Direction générale de l’Energie a retenu une valeur de consommation de pointe élevée mesurée sur le réseau Elia-Sotel<sup>20</sup>. La valeur retenue, par principe de précaution, doit être la pointe maximale de consommation d’un hiver récent dont les températures moyennes sont en-dessous des températures normales de la saison. C’est ainsi la valeur du 17 janvier 2013 qui a été retenue (13.385 MW)<sup>21</sup>.

Enfin, il y a lieu de tenir compte des réserves disponibles<sup>22</sup> ainsi que du «critère N-1» (principe suivant lequel le réseau doit rester exploitable même lorsqu’il perd de manière imprévue un élément important). Dans le cas présent, ce critère correspond à une perte de 1000 MW.

La prise en compte des hypothèses explicitées ci-dessus amène la Direction générale de l’Energie à considérer un manque de **3421,2 MW** devant être comblé par des importations, un potentiel de réponse du marché<sup>23</sup> et un volume de réserve stratégique.

Pour ce qui concerne les importations possibles à la pointe de consommation, rien n’est plus difficile que de fixer une valeur de façon déterministe.

Le GRT affirme pouvoir garantir une capacité simultanée d’imports de 4.500 MW. La disponibilité de l’énergie à l’étranger reste malheureusement incertaine. En poursuivant notre approche de conserver les situations les plus défavorables à la sécurité d’approvisionnement en électricité de la Belgique, une valeur représentative de 2.500 MW d’imports peut être retenue à titre de base à la discussion. Cette valeur est le reflet de valeurs d’imports du marché day-ahead pour l’heure de pointe en soirée de journées tendues de la période hivernale 2016/2017.

Un déficit de 921,2 MW reste alors encore à combler (par de la gestion de la demande dans le marché<sup>24</sup> selon un nombre d’activations et des durées d’activation précises et par un volume de réserve stratégique). Il est à noter que vu la possibilité pour ENGIE de convertir son unité de Drogenbos en

---

<sup>20</sup> <http://www.elia.be/en/grid-data/data-download>. Attention, cette valeur intègre la consommation de la zone Sotel située dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg.

<sup>21</sup> La température normale de l’hiver est de 3,6°C. Les températures moyennes des hivers 2012/13, 2013/14, 2014/15, 2015/16 et 2016/17 sont respectivement de 2,9°C, de 6,3°C, de 3,7°C, 6,4°C et de 3,97°C. (<http://www.meteo.be/meteo/view/fr/1124472-Bilan+climatologique+saisonnier.html>).

<sup>22</sup> R1 (FCR) est géré au niveau du système interconnecté européen. aFRR et mFRR ne sont pas repris dans le tableau en annexe pour ne pas compter deux fois, de la capacité disponible en cas de situation difficile. Le produit R3ICH n’existera plus lors de l’hiver 2018/2019.

<sup>23</sup> L’étude menée par e-CUBE en 2017 à la demande de Elia pour déterminer les potentiels de market response considère un potentiel de 668 MW pour l’hiver 2017/2018. A ce potentiel sont associés des nombres d’heures d’activation et des durées maximales.

<sup>24</sup> Cf. potentiel E-CUBE de 637 MW (hors services auxiliaires).

période de situation tendue sur les marchés en CCGT, ce déficit peut encore être comblé par une capacité additionnelle de 230 MW ; ce qui revient à 691,2MW pouvant être comblée partiellement par le potentiel de 637MW de gestion de la demande.

#### **4. Avis et recommandation de la Direction générale de l’Energie pour la période hivernale 2018/2019**

Bien que le modèle utilisé par la Direction générale de l’Energie et par le GRT divergent de par leur nature, force est de constater que les résultats obtenus pour estimer la réserve stratégique totale nécessaire sont proches.

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

**Compte tenu de l’incertitude qui existe à ce jour sur la disponibilité des parcs nucléaires belge et français lors de l’hiver 2018/2019 et compte tenu du rôle d’assurance que doit jouer la réserve stratégique au regard du maintien de la sécurité d’approvisionnement belge, la Direction générale de l’Energie propose à la Ministre de donner instruction au gestionnaire du réseau de transport de constituer un volume de réserve stratégique de 500 MW pour l’hiver 2018/2019. Ce volume prend, par ailleurs, en compte la conversion possible et aisée de la centrale de Drogenbos en cycle combiné.**

**Au regard des engagements pris par la Ministre de l’Energie en octobre 2017 auprès de la Commission européenne, la DG Energie recommande à la Ministre de ne pas donner instruction à Elia en janvier 2018 de constituer une réserve stratégique pour les périodes hivernales 2019/2020 et 2020/2021.**

<p><b>La Direction générale de l’Energie propose à Madame la Ministre de donner instruction au gestionnaire du réseau de transport, de constituer une réserve stratégique de 500 MW pour l’hiver 2018-2019.</b></p>
---

Le Directeur général a.i.

Nancy MAHIEU.

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

	Calculs			Capacités MW hiver 2018- 2019
	(1)+(5)+(9)	<b>Capacité installée<sup>25</sup></b>	<b>Total</b>	<b>13970,45</b>
1	(2)+(3)+(4)		<u>Non intermittents</u>	<u>11296</u>
2			Thermique fossile (hors biomasse et CHP) <sup>26</sup>	4004
3			Nucléaire <sup>27</sup>	5.919
4			CHP + biomasse et déchets <sup>28</sup>	1.373
5	(6)+(7)+(8)		<u>Intermittents</u>	<u>1367,5</u>
6			Eolien offshore <sup>29</sup>	1051
7			Eolien onshore <sup>30</sup>	285,95
8			Hydraulique au fil de l'eau <sup>31</sup>	30,5
9	(9)		<u>Pompage Turbinage</u>	<u>1.307</u>
10	(11)+(15)+(19)	<b>Capacités disponibles et fiables</b>	<b>Total</b>	<b>10983,8</b>
11	(12)+(13)+(14)		<u>Intermittents</u>	<u>463,4</u>
12			Eolien	394,1

<sup>25</sup> Il s'agit uniquement des capacités installées injectant sur le réseau de Elia.

<sup>26</sup> Selon les données consolidées échangées entre le GRT et la DG Energie (données présentes dans le rapport du GRT de novembre 2017 p 48) , 158 MW de turbojets et 3846 MW d'unités au gaz (3308 CCGT et 538 OCGT ; Drogenbos ayant été considérée en OCGT).

<sup>27</sup> L'ensemble du parc nucléaire est pris en compte.

<sup>28</sup> Il existera au total 3118 MW installés pour cette catégorie dans le parc belge (831 MW de biomasse dont 368 MW avec contrat CIPU, 1.955 MW de cogénérations dont 724 MW centralisées et 332 MW de déchets dont 281 MW centralisés).

<sup>29</sup> Capacité totale éolienne installée du parc belge (offshore + onshore) = 3216 MW. 1051 MW installés d'offshore sont attendus fin 2018.

<sup>30</sup> Information transmise par Elia à la DG Energie le 5/12/17 par email (capacité installée à ce jour en centralisé).

<sup>31</sup> Information sur les capacités centralisées en service transmise par le GRT à la DG Energie le 26/10/2016 (0,7 MW sur le 36 kV et 29,8 MW sur le 70 kV). Pas de modification de capacité, depuis décembre 2016, observée.

			offshore <sup>32</sup>	
13			Eolien onshore <sup>33</sup>	58,6
14			Hydraulique au fil de l'eau <sup>34</sup>	10,7
15	(16)+(17)+(18)		<u>Non intermittents</u>	<u>9434,4</u>
16			CHP + biomasse et déchets <sup>35</sup>	1.281,4
17			Thermique fossile (hors biomasse, déchets et CHP) <sup>36</sup>	3411,1
18			Nucléaire <sup>37</sup>	4741,9
19	(19)		<u>Pompage turbinage</u> <sup>38</sup>	<u>1.086</u>

<sup>32</sup> Le taux de charge annuel des parcs éoliens offshore en Belgique se situe entre 37,5 et 41% (échantillon 2012-2016). (<http://www.apere.org/fr/observatoire-eolien>). Par mesure de précaution, le facteur le plus limitatif (37,5 %) est considéré.

<sup>33</sup> Le taux de charge annuel des parcs éoliens terrestres en Belgique se situe entre 20,5 et 26,4%, (échantillon 2012-2016). (<http://www.apere.org/fr/observatoire-eolien>). Par mesure de précaution, le facteur le plus limitatif (20,5 %) est considéré.

<sup>34</sup> Le taux de charge annuel des centrales hydroélectriques en Belgique se situe selon les cours d'eau entre 35 % et 60 % (<http://www.apere.org/fr/observatoire-hydroelectricite>). Par mesure de précaution, le facteur de 35 % sera retenu. Cette valeur est conforme à la valeur de 37 % retenue par SETIS pour les unités de puissance inférieure à 100 MW. ([https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI\\_2014.pdf#page=26](https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf#page=26))

<sup>35</sup> En moyenne de 2007 à 2016 en Belgique, les taux d'indisponibilités des cogénérations, des incinérateurs de déchets et des unités thermiques classiques sont respectivement de 6,7%, de 1,7% et de 10,4% (cf. <http://www.elia.be/en/about-elia/publications/Public-Consultation/Strategic-Reserve-input-data-for-determining-the-volume-for-winter-2018-2019>). La capacité disponible des cogénérations sera donc de 675,5 MW, celle des déchets de 276,2 MW et celle de la biomasse de 329,7 MW.

<sup>36</sup> En moyenne de 2007 à 2016 en Belgique, les taux d'indisponibilités des turbojets, des turbines à gaz et des turbines gaz-vapeur sont respectivement de 4,5 %, de 13,6 % et de 8,8 % (cf. <http://www.elia.be/en/about-elia/publications/Public-Consultation/Strategic-Reserve-input-data-for-determining-the-volume-for-winter-2018-2019>). Par mesure de précaution, le taux d'indisponibilités maximal observé des turbines gaz-vapeur durant cette période (cf. figure 36 du rapport du GRT sur les besoins en réserve stratégique de novembre 2017) est considéré (plutôt que le taux moyen) soit 15,5 %. La capacité disponible des turbojets est donc de 151 MW, celle des turbines à gaz de 464,8 MW et celle des turbines gaz-vapeur de 2.795,3 MW.

<sup>37</sup> Conformément à un scénario « high impact, low probability », une tranche nucléaire de 1000 MW est retranchée du parc total et le coefficient d'indisponibilité de 3,6 % (cf. <http://www.elia.be/en/about-elia/publications/Public-Consultation/Strategic-Reserve-input-data-for-determining-the-volume-for-winter-2018-2019>) est appliqué sur les 4919 MW restants.

<sup>38</sup> Capacité profilée selon le remplissage des bassins (source Elia).

20		<b>Réserve stratégique de production existante</b>	<b>0</b>
21		<b>Réserve R3 ICH<sup>39</sup></b>	<b>0</b>
22		<b>Réserves FCR<sup>40</sup></b>	<b>20</b>
23		<b>Critère N-1</b>	<b>1.000</b>
24		<b>Demande de pointe</b>	<b>13.385</b>
25	(24)-(10)-(20)-(21)+(22)+(23)	<b>Gap pour assurer sécurité d'approvisionnement<sup>41</sup></b>	<b>3421,2</b>

<sup>39</sup> Le produit R3ICH n'existera plus lors de l'hiver 2018/2019.

<sup>40</sup> FCR est évaluée à 80 MW. Il s'agit d'une réserve devant être disponible pour maintenir en équilibre le système interconnecté haute tension européen. Sachant qu'une part de ce potentiel peut être contractée à l'étranger depuis mi-2016 ou avec de la demande, seuls 20 MW sont considérés comme étant fournis par des unités de production belges.

<sup>41</sup> Déficit calculé sans tenir compte des importations dont pourrait bénéficier la Belgique lors de la pointe de consommation ni de potentiels de market response.