Méthode d'évaluation et détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2018

Avril 2017

Suivant l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Table des matières

1 Liste des tableaux 4

2 Liste des figures 5

3 Objet du document 6

4 Résumé 7

5 Organisation du contrôle de l'équilibre 11

5.1 Organisation à différents niveaux 11
5.2 Cadre légal et réglementaire belge 12
5.3 Aperçu 12

6 Réserve primaire (R1) 14

6.1 Définition et finalité de la réserve primaire 14
6.2 Méthodologie de dimensionnement de la réserve primaire 15
6.3 Détermination de la puissance de réserve primaire 16
6.3.1 Détermination du paramètre C_i pour 2018 16
6.3.2 Combinaison des différents produits R1 16
6.3.3 Contraintes sur la combinaison des produits R1 18

7 Réserves secondaire et tertiaire (R2 + R3) 19

7.1 Définition et finalité des réserves secondaire et tertiaire 19
7.2 Principes du réglage de l'équilibre de la zone 19
7.2.1 Premier pilier : réglage secondaire automatique (R2) 21
7.2.2 Deuxième pilier : réglage tertiaire manuel (R3) 21
7.2.2.1 R3 non contractuelle (« offres I/D ») : activation manuelle d'unités à la hausse ou à la baisse dans le cadre du contrat CIPU 21
7.2.2.2 R3 contractuelle (« service auxiliaire de réserve tertiaire ») : rétablissement manuel de l'équilibre de la zone 22
7.3 Évolution du déséquilibre du système pour la période 2012-2016 22
7.4 Méthodologie retenue pour le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire (R2 et R3) 23
7.4.1 Finalité du dimensionnement de la R2 et de la R2+R3 24
7.4.2 Données utilisées pour le dimensionnement de la R2 et de la R2+R3 26
7.4.3 Paramètres utilisés pour le dimensionnement de la R2 et de la R2+R3 29
7.4.3.1 Horizon de prévision et période considérée 29
7.4.3.2 Foisonnement iGCC 30
7.4.3.3 Besoins et volumes de réserve 30
7.4.3.4 Probabilité de déficit 32
7.4.3.5 Unité standard 33
7.4.4 Aperçu des différentes étapes du dimensionnement de la R2 et de la R3 33
7.4.5 Étape 1 : Détermination de la différence de besoins de réserves secondaire et tertiaire (R2+R3) nécessaires pour le système « standard » et le système « global » 35
7.4.6 Étape 2 : Détermination de la réserve secondaire (R2) 35
7.4.6.1 Détermination des besoins de réserve secondaire 35
7.4.6.2 Détermination des volumes de réserve secondaire 36
7.4.7 Étape 3 : Détermination de la réserve tertiaire (R3) pour le système « standard » 36
7.4.7.1 Détermination des besoins de réserve tertiaire 36
7.4.7.2 Détermination des volumes de réserve tertiaire 36
7.5 Détermination de la puissance de réserve secondaire et réserve tertiaire 37
7.5.1 Paramètres de dimensionnement pour 2018 37
7.5.1.1 Capacité installée en production éolienne et photovoltaïque 37
7.5.1.2 Choix de l'horizon de prévision et des périodes 38

7.5.1.3 Unité standard 38
7.5.1.4 Paramètres retenus pour le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire 39
7.5.1.4.1 Baseline 39
7.5.1.4.2 Pannes de centrales 41
7.5.1.4.3 Perte de production offshore en cas de tempête 41
7.5.1.4.4 Erreur de prévision globale résiduelle liée à la production éolienne et photovoltaïque 42
7.5.1.4.5 Déséquilibre global utilisé pour le dimensionnement de la R2+R3 ... 44
7.5.1.5 Paramètres retenus pour le dimensionnement de la réserve secondaire 46
7.5.1.6 Probabilité de déficit présupposée (Pdef) 47
7.5.1.6.1 Pdef R2+R3 admise pour le système standard et le système global . 47
7.5.1.6.2 Pdef R2 admise 47
7.5.2 Détermination des volumes de réserve secondaire et tertiaire pour 2018 50
7.5.2.1 Etape 1 : Détermination de la différence de réserves secondaire et tertiaire (R2+R3) nécessaires pour le système « standard » et le système « global » 50
7.5.2.2 Etape 2 : Détermination de la réserve secondaire 51
7.5.2.2.1 Détermination des besoins de réserve secondaire 51
7.5.2.2.2 Détermination des volumes de réserve secondaire 52
7.5.2.3 Etape 3 : Dimensionnement de la R2+R3 et détermination de la R3 pour le système standard 52
7.5.2.3.1 Détermination des besoins de réserve tertiaire 52
7.5.2.3.2 Détermination des volumes de réserve tertiaire 53
7.5.3 Panne de la plus grosse centrale dans le système (approche N-1) 56

Abréviations 57

Liste des références 58

1 Liste des tableaux

Tableau 1 : évolution de la taille de l'unité standard entre 2017 et 2018 8
Tableau 2 : Comparaison des besoins et volumes de réserve pour 2017 et 2018 10
Tableau 3 : Temps de réaction et autres caractéristiques des services auxiliaires pour le réglage de l'équilibre 13
Tableau 4 : Facteurs pris en compte pour la détermination des réserves secondaire et tertiaire 28
Tableau 5 : Capacité installée supplémentaire de production éolienne par rapport à la capacité installée considérée dans la « baseline » (2016) [MW]. 37
Tableau 6: Capacité installée supplémentaire en production photovoltaïque par rapport à la capacité considérée dans la « baseline » (2016) [MW] 38
Tableau 7 : Caractéristiques de l'erreur de prévision supposée due à une production éolienne supplémentaire par rapport à 2016 (prévision – mesure) 43
Tableau 8 : Caractéristiques de l'erreur de prévision supposée due à une production photovoltaïque supplémentaire par rapport à 2016 (prévision – mesure) 43
Tableau 9 : Écart standard mensuel moyen de l'ACE sur base quart-horaire (et valeur cible), ainsi que Pdef théorique de la R2 pour régler la variabilité du déséquilibre du système 48
Tableau 10 : Energie totale en valeur absolue activée par iGCC.....48

2 Liste des figures

Figure 1 : Besoins de réserves en 2018 8
Figure 2 : Écart de fréquence quasi-stationnaire après une perturbation, selon ENTSO-E14
Figure 3: Graphique du délai d'activation par rapport à la puissance de réserve primaire demandée (selon ENTSO-E) 15
Figure 4 : Puissance de réglage primaire asymétrique à la hausse 17
Figure 5 : Puissance de réglage primaire asymétrique à la baisse (complémentaire) 17
Figure 6 : Puissance de réglage primaire symétrique (complémentaire).....17
Figure 7 : Évolution de la distribution de la valeur moyenne quart-horaire du déséquilibre du système 22
Figure 8: Évolution de la distribution de la variabilité du déséquilibre du système 23
Figure 9: Rôle des BRP (balancing responsible parties) et du GRT dans le marché d'ajustement belge 26
Figure 10 : Distribution des différentes sources de déséquilibre et du déséquilibre global attendu 29
Figure 11: Détermination des « besoins » de réserve 31
Figure 12 : Détermination des « volumes » de réserve.....32
Figure 13: Dimensionnement de R2 et R3 pour le système 34
Figure 14: Baseline utilisée pour le dimensionnement des réserves pour 2018 41
Figure 15 : Distributions des erreurs de prévision infra-journalières incrémentales résultant de la production supplémentaire d'énergie éolienne et photovoltaïque en 2018 par rapport à la baseline considérée (2016) 44
Figure 16: Distribution des probabilités d'une perte de puissance due à la panne d'une centrale ou à une tempête 45
Figure 17: Probabilité [%] qu'un déséquilibre négatif supérieur à X MW se produise 46
Figure 18: Probabilité [%] qu'un déséquilibre négatif supérieur à X MW se produise 46
Figure 19: Distribution cumulée de la variabilité absolue des différents facteurs pour le dimensionnement de la R2 47
Figure 20 : Évolution du déséquilibre du système, actions de réglage automatique et manuel et de l'ACE.....50
Figure 21 : Détermination des besoins R2.....51
Figure 22 : Dimensionnement de la R2 pour 2018 52
Figure 23 : Disponibilité de produits R2+R3 pour le système standard 55
Figure 24 : Dimensionnement de la R2+R3 pour le système standard 56

3 Objet du document

Le présent document répond à l'obligation définie à l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après « RT »). Cet arrêté royal est entré en vigueur le 28 décembre 2002.

L'article 233 du RT dispose que : « *Le gestionnaire du réseau évalue et détermine la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage. Il communique pour approbation à la commission sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci*. »

L'article 231, §2 du RT dispose que : « *Le gestionnaire du réseau détermine les réserves primaire, secondaire et tertiaire en tenant compte de la puissance de secours pour installation de cogénération de qualité de moins de 20 MW raccordées sur le réseau de transport, de transport local ou sur le réseau de distribution.* »

Elia System Operator (ci-après « Elia ») a été désignée gestionnaire de réseau de transport le 13 septembre 2002[1].

Elia souhaite souligner que sa méthode d'évaluation pour la détermination des réserves primaire, secondaire et tertiaire nécessaires vise à obtenir un équilibre raisonnable entre le coût de ces réserves et la fiabilité du système électrique belge et du système électrique interconnecté d'ENTSO-E.

Les principales modifications par rapport à la version précédente consistent en :

- la mise à jour et l'ajout d'informations relatives au déséquilibre du système observé en 2016 ;
- La réalisation d'analyses préliminaires ayant pour objectif d'améliorer la compréhension d'Elia quant à l'impact potentiel du processus de foisonnement iGCC sur son processus de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire ;
- L'absence - pour 2018 - du besoin de réserve à charge d'un seul ARP, conséquence de l'augmentation de la taille de l'unité standard à 1143 MW (capacité installée des parcs éoliens offshore en 2018)
- Le démarrage d'analyses supplémentaires en vue de déterminer tous les éléments influençant l'amélioration constatée de la qualité de l'ACE en 2016 ;
- La fin du produit « ICH » ;
- quelques reformulations et/ou précisions afin de clarifier au maximum le propos.

[1] Arrêté ministériel du 13/09/2002 publié le 17/09/2002

4 Résumé

Besoins et volumes de réserves

Lors de la détermination des puissances de réserve, une distinction est faite entre les « besoins » et les « volumes » de réserves[2] :

- « **Besoins** » de réserve : les besoins de réserve représentent la puissance théorique nécessaire afin de respecter les critères de dimensionnement prévus dans la méthodologie. Lors de ce calcul, les différences entre les produits de réserves ne sont pas prises en compte (la réserve est supposée disponible 100% du temps). La détermination des besoins de réserve est nécessaire afin de permettre une évaluation de l'évolution des besoins de réserves du système.
- « **Volumes** » de réserve : les volumes de réserve représentent les différentes puissances de chaque produit de réserve à contracter afin de respecter les critères de dimensionnement prévus dans la méthodologie. Lors de ce calcul, les différentes caractéristiques des produits de réserves sont prises en compte (notamment les différentes courbes de disponibilité[3] et nombre maximum d'heures d'activation). Les volumes de réserve achetés par Elia ne sont dès lors pas nécessairement égaux aux besoins de réserves.

Elia demande l'approbation des besoins et des volumes de réserve, tels que spécifiés ci-dessous.

- **Réserve primaire**

La puissance de réserve primaire[4] pour 2018 n'a pas encore été confirmée par ENTSO-E. Elia obtiendra cette puissance auprès de producteurs et/ou de clients industriels dans la zone de réglage belge et/ou l'achètera à l'étranger.

- **Réserve secondaire**

  - **Besoins de réserve secondaire**

Elia demande l'approbation des besoins en réserve secondaire symétrique d'une valeur de **139 MW**.

  - **Volumes de réserve secondaire**

Pour 2018, en tenant compte des caractéristiques du produit de réserve secondaire, les volumes sont égaux aux besoins. Elia demande dès lors l'approbation d'un volume contracté en réserve secondaire symétrique et continu d'une valeur de **139 MW**, à contracter au sein de la zone de réglage d'Elia.

---

2 La différence entre les « besoins » et « volumes » est expliquée plus longuement dans la section 7.4.3.3.

3 Elia vérifie si la disponibilité contractée est respectée et un système de pénalités est appliqué lorsque ce n'est pas le cas. Toutefois, Elia observe qu'en pratique, la disponibilité n'est pas toujours de 100%. Pour assurer la sécurité du système, la disponibilité des différentes réserves doit dès lors être prise en compte lors de la détermination des puissances de réserve.

4 Dans le cas de la réserve primaire, la différence entre les « besoins » et les « volumes » de réserves ne s'appliquent pas. La puissance nécessaire étant déterminée par ENTSO-E.

Réserve tertiaire

Besoins de réserve tertiaire

Les besoins de réserve à charge de l'ARP qui est seul responsable de l'injection d'unités dont la capacité est supérieure à l'unité standard, sont fixés à 0 MW. Ce besoin correspond à la différence entre les besoins de réserve du système global et les besoins de réserve du système standard. Pour l'année 2018[5], cette distinction n'a plus lieu d'être car aucun ARP n'est seul responsable de l'injection d'unités dont la capacité est supérieure à l'unité standard, comme le détaille le tableau ci-dessous. .

	Taille de l'unité standard	Taille de l'unité la plus grande à la seule charge d'un ARP	Distinction faite par ELIA entre système standard et système global ?
2017	878 MW (parcs éoliens offshore)	1037 MW	Oui, 878 MW < 1037 MW
2018	1143 MW (parcs éoliens offshore)	1037 MW	Non, 1143 MW > 1037 MW

Tableau 1 : évolution de la taille de l'unité standard entre 2017 et 2018

Elia demande l'approbation des besoins en réserves tertiaires à la hausse d'une valeur de **1051 MW**. Les besoins en réserve tertiaire correspondent à la différence entre les besoins de réserve du système standard et les besoins de réserve secondaire (1190 MW –139 MW = 1051 MW). En effet, les réserves secondaire et tertiaire contractées par Elia doivent permettre de couvrir les besoins du système standard.

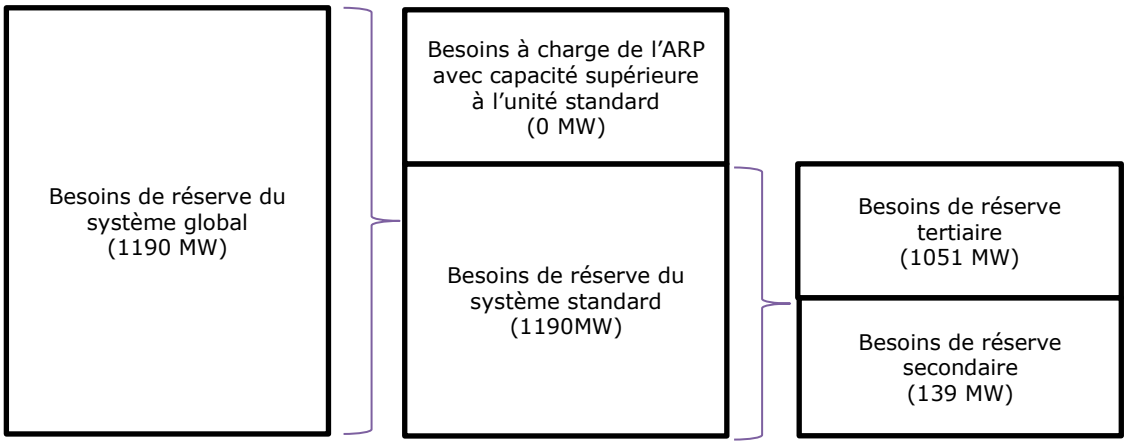

Figure 1 : Besoins de réserves en 2018

Volumes de réserve tertiaire

Les besoins de réserve ne sont pas nécessairement égaux aux volumes de réserve achetés par Elia (suite à des disponibilités parfois < 100% des différents produits, des développements des synergies internationales, etc.).

[5] La définition de l'unité standard est amenée à évoluer dans le futur et sera réévaluée par Elia chaque année afin d'y intégrer le résultat d'analyses complémentaires (par exemple, l'analyse de l'impact d'un changement de direction ou d'intensité du vent sur la production éolienne offshore)

Tenant compte des caractéristiques des produits de réserve tertiaire, Elia demande l'approbation d'un volume de puissance de réserve tertiaire d'une valeur de **830 MW**[6] afin de satisfaire- en combinaison avec les réserves inter-GRT - les critères d'application. Le volume est à obtenir à partir de réserve « R3 standard » et « R3 flex »en respectant les contraintes suivantes :

- minimum 300 MW[7] de « R3 standard » ;
- Le solde pour atteindre le volume total de 830 MW sera couvert par le produit « R3 flex ».

Les règles spécifiques relatives à la contribution finale des différents produits aux volumes de réserves seront décrites dans les « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires »[8] approuvées par la CREG, en conformité avec les volumes de réserve annoncés ci-dessus.

La dénomination des produits pourrait être sujette à modification dans le futur. Le cas échéant, les nouvelles dénominations seront spécifiées dans les« Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires » approuvées par la CREG.

La répartition des volumes R3 décrite ci-dessus est subordonnée à une quantité suffisante d'offres de volumes par les acteurs du marché au GRT.

En outre, Elia dispose des contrats de réserve avec des GRT voisins (non garantis). Les réserves inter-GRT ne doivent cependant être activées que dans des circonstances exceptionnelles, ce qui veut dire que leur activation doit demeurer limitée dans le temps. Tenant compte de ces réserves inter-GRT (et leurs limitations), les volumes de réglage tertiaire à contracter par Elia sont inférieurs aux besoins de réglage tertiaire identifiés.

Le tableau 1 compare les principaux résultats obtenus ainsi que les besoins et volumes de réserve pour 2017 et 2018, compte tenu des déséquilibres observés en 2015 et 2016 respectivement :

	2017	2018
	Principaux résultats obtenus lors de l'application de la méthodologie de dimensionnement	
Besoins du système global	1183 MW	1190 MW
Unité standard[9]	878 MW	1143 MW
Besoins du système standard	1053 MW	1190 MW
Besoin à charge de l'ARP avec capacité supérieure à l'unité standard	130 MW (=1183 – 1053)	0 MW
Réglage primaire	68 MW	À confirmer par ENTSO-E

6 Les volumes de réserves mentionnés représentent des volumes minimums nécessaires. Les réserves seront sélectionnées selon les règles de balancing et il se peut que le portefeuille résultant de la sélection soit légèrement supérieur aux volumes proposés, suite à la prise en compte des contraintes des différentes offres.

7 Pour le dimensionnement technique des volumes proprement dits, Elia se base sur la disponibilité observée en 2016 (cf. infra).

8 Régles de balancing

9 Le choix de la taille de l'unité standard est expliqué dans la section 7.4.3.3.

Besoins de réglage secondaire	142 MW	139 MW
Volumes de réglage secondaire	144 MW	139 MW
Besoins de réglage tertiaire	911 MW (= 1053 – 142)	1051 MW (= 1190 – 139)
Volumes de Réglage tertiaire	780 MW pour les déséquilibres à obtenir à partir de réserve « R3 production », « R3 des services d'ajustement de profil » et de prélèvements interruptibles « ICH », en respectant les contraintes : • maximum 200 MW de prélèvements interruptibles « ICH » • minimum 250 MW de « R3 production » • le solde étant couvert par du « R3 des services d'ajustement de profil »	830 MW à partir de réserve « R3 standard » et « R3 flex » en respectant les contraintes suivantes : • Minimum 300 MW de « R3 standard » ; • Le solde étant couvert par le produit « R3 flex ».

Tableau 2 : Comparaison des besoins et volumes de réserve pour 2017 et 2018

5 Organisation du contrôle de l'équilibre

5.1 Organisation à différents niveaux

L'organisation du contrôle de l'équilibre du réseau électrique synchrone continental européen (ci-après le « réseau ENTSO-E ») et les procédures correspondantes sont définies au niveau d'ENTSO-E, plus précisément dans la Politique 1[10] du manuel opérationnel d'ENTSO-E [1].

Le réseau ENTSO-E est divisé en zones de réglage[11] (appelées « Control Blocks ») :

- Dans chaque zone de réglage, les programmes d'échange d'électricité (sur base horaire) avec d'autres zones de réglage doivent être préalablement annoncés au gestionnaire de réseau de transport (ci-après « GRT »).
- Chaque zone de réglage doit exécuter les échanges avec les autres zones de réglage en temps réel conformément au programme introduit (par heure) le jour J-1[12] ou au programme adapté en infra-journalier.
- En cas de déséquilibre entre les injections et les prélèvements à l'intérieur de ses frontières (y compris les importations et exportations programmées depuis et vers d'autres zones de réglage), chaque zone de réglage doit revenir le plus rapidement possible au niveau d'échange déterminé sur la base du programme introduit en jour J-1 (par heure) ou du programme adapté en infra-journalier.

La zone de réglage d'Elia fait partie du réseau ENTSO-E. Les points d'injection et de prélèvement sont répartis dans des périmètres d'équilibre sur une base quart-horaire[13], chaque périmètre étant placé sous la responsabilité d'un responsable d'accès (ARP). Par conséquent, ce dernier est tenu à ce qui suit :

- Chaque ARP doit envoyer préalablement au GRT son programme détaillant les injections et les prélèvements prévus dans son périmètre sur une base quart-horaire, y compris les échanges avec l'étranger et d'autres ARP dans la zone de réglage.
- Chaque ARP doit prévoir et mettre en œuvre tous les moyens raisonnables afin de maintenir l'équilibre entre ses injections et ses prélèvements (le cas échéant, pertes incluses), en tenant compte des échanges avec l'étranger et d'autres ARP (art. 157, §1er RT).
- Chaque injection (ou prélèvement) dans la zone de réglage doit obligatoirement être attribuée au périmètre d'au moins un responsable d'accès (ARP).
- Chaque ARP doit respecter les mécanismes mis en place pour compenser les pertes d'énergie active.

En sa qualité de GRT, Elia veille à l'équilibre total dans la zone de réglage concernée. Pour le réglage de la puissance active, le GRT doit offrir des services et disposer de moyens à cette fin (notamment des réserves primaire, secondaire et tertiaire[14]) afin de s'acquitter de ses tâches envers les autres zones de réglage européennes et envers le(s) responsable(s) d'accès dans sa propre zone de réglage.

En vue de remplir ce rôle, le GRT réserve ces moyens auprès d'utilisateurs du réseau (tant en production qu'en prélèvement) pour disposer en tout temps de moyens suffisants pour assurer l'équilibre de la zone. Le GRT active ces moyens en cas de déséquilibre dans le réseau ENTSO-E

---

10 Policy 1
11 Chaque zone de réglage est gérée par un ou plusieurs gestionnaire(s) de réseau de transport. Pour la plupart des pays, la zone de réglage coïncide avec les frontières nationales.
12 Le jour d'exécution des échanges est nommé jour « J ». Le jour qui précède est nommé jour « J-1 ». En jour J-1, les programmes d'échange pour le jour J sont nominés.
13 RT, TITRE IV : Accès au réseau (notamment le Chapitre II).
14 RT, TITRE IV : Accès au réseau (notamment le Chapitre XIII).

(pour les réserves primaires) ou dans sa propre zone de réglage (pour les réserves secondaires et/ou tertiaires).

Outre les moyens réservés, le GRT peut activer, selon les circonstances et les disponibilités, des moyens non réservés offerts dans le cadre du contrat CIPU ou, en dernier ressort, invoquer l'assistance de pays voisins – ce qu'on appelle l'assistance inter-GRT – pour rétablir l'équilibre de la zone de réglage belge.

5.2 Cadre légal et réglementaire belge

L'article 3, §1er du RT dispose que :

« Le gestionnaire du réseau organise la gestion technique des flux d'électricité sur le réseau de transport et accomplit ses tâches afin de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir un équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité à l'aide des moyens dont il dispose, conformément à l'article 8 de la loi du 29 avril 1999. Le gestionnaire du réseau veille à la compensation de l'équilibre global de la zone de réglage, causée par des déséquilibres individuels éventuels des différents responsables d'accès. »

Dans les chapitres qui suivent, nous commenterons plusieurs de ces « *moyens dont il dispose* », à savoir les puissances de réserve qui font partie des services auxiliaires, tel qu'indiqué à l'article 231, §1er du RT.

5.3 Aperçu

Les réserves primaires (R1) sont utilisées pour stabiliser la fréquence du système à une valeur stationnaire après une perturbation ou un incident et ce, en l'espace de quelques secondes. Celles-ci sont dimensionnées au niveau d'ENTSO-E puis réparti entre les différentes zones de réglage, conformément à leur poids dans le système électrique interconnecté. Ce poids est actuellement déterminé par la part de l'énergie nette générée dans les différentes zones de réglage[15].

- L'activation de R1 s'effectue automatiquement étant donné que le prestataire de services contrôle lui-même la fréquence du réseau et réagit en conséquence. La fourniture de R1 respectera les règles ENTSO-E en cette matière.

Contrairement à la réserve primaire, les réserves secondaire et tertiaire rétablissent la fréquence dans la zone synchrone et l'équilibre dans la zone de réglage dans laquelle le déséquilibre se produit.

- L'activation nécessaire de réserve secondaire est calculée de manière automatique dans le centre de conduite du GRT. La Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E stipule que les réserves secondaires doivent pouvoir être entièrement activées dans les 15 minutes et ce, aussi longtemps que le service est requis. Dans la pratique, la plupart des GRT européens exigent une activation complète plus rapide des réserves secondaires et ce, afin de pouvoir garantir une bonne qualité du contrôle de l'équilibre. En Belgique, ce temps d'activation maximal a été fixé à 7,5 minutes.
- L'activation nécessaire de réserve tertiaire est déterminée manuellement par le centre de conduite du GRT et ne s'effectue donc pas automatiquement. Le volume souhaité est communiqué au(x) fournisseur(s) concernés.

Pour tous les contrats R3, une fourniture complète est exigée dans les 15 minutes. En outre, le GRT peut disposer de réserves tertiaires non garanties, offertes dans le cadre du contrat CIPU (temps d'activation de 15 minutes).

[15] La méthodologie de détermination de la contribution de chaque GRT à la réserve primaire est amenée à évoluer une fois les nouveaux codes européens (notamment le « system operation guideline » entrés en vigueur.

Le tableau 2 donne, à titre récapitulatif, un aperçu des caractéristiques techniques des différentes puissances de réserve.

Type de puissance de réserve	Vitesse de réaction	Caractéristiques
Réglage primaire (R1)	+++ (automatique)	• Activation après quelques secondes et au plus tard dans les 30 secondes. • La puissance de réserve primaire est activée jusqu'à ce que le réglage secondaire vienne libérer le réglage primaire. • Puissance de réserve déterminée au niveau d'ENTSO-E.
Réglage secondaire (R2)	++ (automatique)	• Activation complète possible dans les 7,5 minutes. • La puissance de réserve secondaire doit libérer le réglage primaire et doit rester activée aussi longtemps que le déséquilibre perdure. • L'activation nécessaire est automatiquement calculée par le GRT. • Puissance limitée. • Recommandation de besoin au niveau d'ENTSO-E, mais déterminée par les zones de réglage individuelles.
Réglage tertiaire (R3)	+ (manuel)	• Activation complète au plus tard dans les 15 minutes. • La puissance de réserve tertiaire doit soulager et assister le réglage secondaire et doit rester activée aussi longtemps que le déséquilibre perdure. • L'activation nécessaire est fixée manuellement par le GRT. • Puissance plus importante. • Les puissances tertiaires demeurent activées jusqu'à ce que l'équilibre ait été rétabli par les acteurs du marché (concernés).

Tableau 3 : Temps de réaction et autres caractéristiques des services auxiliaires pour le réglage de l'équilibre

6 Réserve primaire (R1)

6.1 Définition et finalité de la réserve primaire

Si la production dans le réseau ENTSO-E est supérieure à la demande, la fréquence du réseau augmente. En cas de pénurie de production, la fréquence du réseau baisse. Un tel déséquilibre peut apparaître lors de la perte soudaine d'une unité de production ou d'un prélèvement, mais est également la conséquence inéluctable des fluctuations permanentes tant de la demande que de la production d'énergie électrique (cf. profil de charge journalier, échanges sur le marché, etc.). La hausse ou la baisse de la fréquence se poursuit de manière continue tant que l'équilibre entre la production et la demande n'a pas été rétabli. Comme les zones de réglage du réseau ENTSO-E sont interconnectées, la perturbation de fréquence sera sensible dans toutes les zones de réglage du réseau ENTSO-E.

Les réserves primaires doivent rétablir l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance fournie, ce qui entraîne une stabilisation de la fréquence à une valeur supérieure ou inférieure à la fréquence initiale, comme le montre la Figure 2. La demande fluctuante conduit à de petites fluctuations de la fréquence ; la panne d'une grosse unité de production ou la disparition soudaine d'un grand prélèvement peut aboutir à un écart de fréquence quasi-stationnaire important. Ces dernières années, on observe également des écarts de fréquence de plus en plus nombreux et importants sur les échanges, qu'on appelle des « écarts de fréquence liés au marché ».

L'écart de fréquence quasi-stationnaire (soit l'écart de fréquence résiduel après activation complète du réglage primaire) doit respecter les règles en vigueur ENTSO-E, compte tenu d'une dépendance de fréquence de la charge de 1 % par Hz (cf. Figure 2).

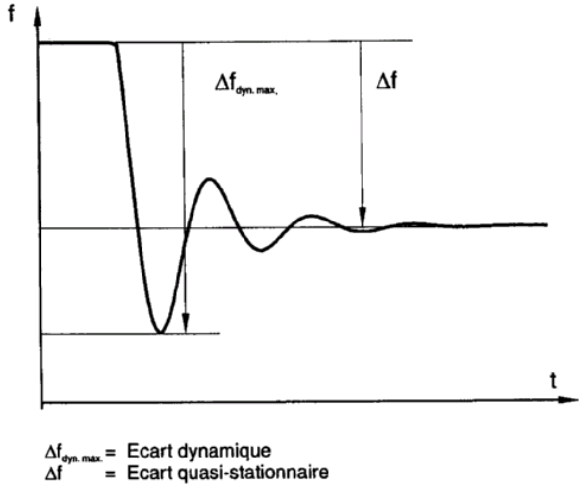

Figure 2 : Écart de fréquence quasi-stationnaire après une perturbation, selon ENTSO-E

Actuellement, l'activation de la puissance de réserve primaire doit notamment satisfaire aux règles suivantes :

1. Le réglage primaire doit avoir lieu automatiquement ;

2. Dans une exploitation non perturbée, les réserves primaires doivent être présentes en continu et sans interruption, indépendamment de l'« exploitation des unités en détail » (unit commitment in detail);

3. La puissance de réglage primaire commune dans le réseau ENTSO-E doit être mobilisée dans un délai inférieur ou égal à celui indiqué dans la Figure 3 (où ΔP correspond à l'ampleur du

déséquilibre en MW). Ces critères sont étendus à l'activation de la partie du réglage primaire mis à disposition par la zone de réglage belge[16].

4. Après activation, le changement de puissance sur les unités de production concernées doit pouvoir être maintenu durant au moins 25 minutes et ce, jusqu'à ce que les réserves secondaire et tertiaire libèrent le réglage primaire.

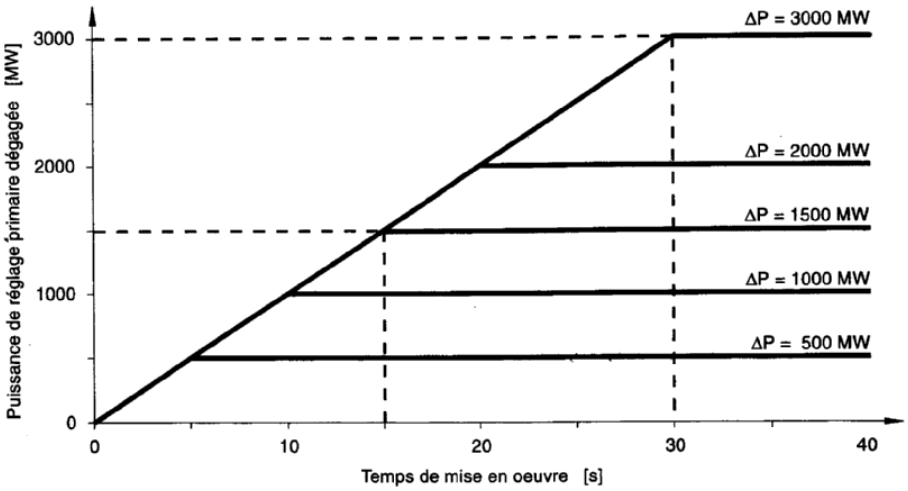

Figure 3: Graphique du délai d'activation par rapport à la puissance de réserve primaire demandée (selon ENTSO-E)

6.2 Méthodologie de dimensionnement de la réserve primaire

Le dimensionnement des réserves primaires totales pour le réseau ENTSO-E s'effectue chaque année au niveau d'ENTSO-E et évolue en fonction de l'expérience. Celui-ci conduit à la détermination d'une bande de réglage primaire annuelle pour chaque zone de réglage.

Selon la règle actuellement retenue pour le dimensionnement des réserves primaires, les réserves doivent être suffisantes pour pouvoir compenser la panne simultanée des deux plus grosses centrales dans le réseau ENTSO-E (actuellement, la puissance est de 2 fois 1500 MW).

Cette puissance de réserve primaire (actuellement 3000 MW) est répartie chaque année proportionnellement entre les différentes zones de réglage au sein du réseau ENTSO-E. Actuellement cette répartition est faite sur la base de l'énergie nette produite annuellement dans la zone de réglage[17] (l'énergie produite considérée est celle réalisée 2 ans auparavant) par rapport à la production nette totale dans le réseau ENTSO-E :

$$\mathbf{C_i \times 3\,000\ MW} \quad \text{avec} \quad C_i = \frac{\text{production dans la zone de réglage i [MWh]}}{\text{production totale réseau ENTSO-E [MWh]}}$$

[16] RT, article 242

[17] La méthodologie de détermination de la contribution de chaque GRT à la réserve primaire est amenée à évoluer une fois les nouveaux codes européens (notamment le « system operation guideline » entrés en vigueur.

6.3 Détermination de la puissance de réserve primaire

La méthode appliquée pour la détermination de la réserve primaire pour 2018 est celle décrite à la section 6.2.

La part dans le réglage primaire total par pays membre d'ENTSO-E est déterminée par ENTSO-E. Actuellement, la puissance de réserve primaire est répartie proportionnellement à l'énergie nette produite sur base annuelle, et s'élève à : C_i x 3 000 MW.

6.3.1 Détermination du paramètre C_i pour 2018

Le facteur C_i est déterminé chaque année par ENTSO-E et publié vers le mois d'octobre. Le volume de R1 pour 2018 n'a pas encore été confirmé par ENTSO-E.

6.3.2 Combinaison des différents produits R1

En 2012, Elia a élargi ses produits de réserve primaire afin de permettre aux clients industriels d'offrir une partie de la réserve primaire, traditionnellement fourni par les producteurs « classiques ».

A cette fin, en 2008, Elia a défendu le concept de réglage primaire mis en œuvre par des clients au sein d'ENTSO-E, ce qui a entraîné l'adaptation définitive de la politique 1 [1] du manuel opérationnel dans sa version 3 du 1er avril 2009. Cette nouvelle version ne limite plus le réglage primaire à un service pouvant uniquement être fourni par des unités de production, mais reconnaît désormais que le réglage primaire peut également être fourni du côté de la charge.

En 2010, une *taskforce* réunissant plusieurs clients industriels a été créée afin d'analyser l'option d'une fourniture de R1 par des prélèvements industriels. Dans ce cadre, il a été décidé d'élaborer un produit R1 asymétrique et linéaire, dont les caractéristiques sont les suivantes (cf. Figure 4) :

- La fourniture de R1 est asymétrique et, dans ce cas, s'applique uniquement si la fréquence est inférieure à 50 Hz, ce qui signifie que le prélèvement doit être diminué en pareil cas.
- Pour limiter le nombre d'activations par an, le service doit uniquement être mis à disposition à partir d'un écart de fréquence déterminé (-100 mHz).
- Le service est linéaire, ce qui signifie que la réduction de puissance doit être mise à disposition proportionnellement pour un écart de fréquence variant entre -100 mHz (début de l'activation) et -200 mHz (activation complète).

Étant donné qu'ENTSO-E impose une fourniture symétrique de réserves primaires, il convient de définir un produit asymétrique opposé à celui décrit précédemment (cf. Figure 5).

L'activation de R1 asymétrique débutant à partir d'un écart de fréquence déterminé (± 100 mHz), il convient également d'acheter un produit R1 symétrique pour un écart de fréquence variant entre -100mHz et 100mHz (cf. Figure 6).

Enfin, la puissance de réserve R1 peut être complétée par le produit R1 symétrique classique avec une activation linéaire entre 0 et ± 200 mHz.

Prenant tout ceci en considération, Elia permet une combinaison des produits suivants en 2018 :

- Pour le réglage à la hausse (sous forme agrégée ou non), un produit asymétrique, avec une réaction commençant dès -100 mHz.

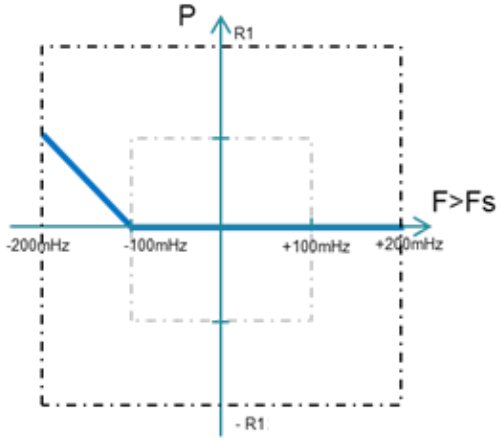

Figure 4 : Puissance de réglage primaire asymétrique à la hausse

- Pour le réglage à la baisse, un produit asymétrique, avec une réaction commençant à +100 mHz.

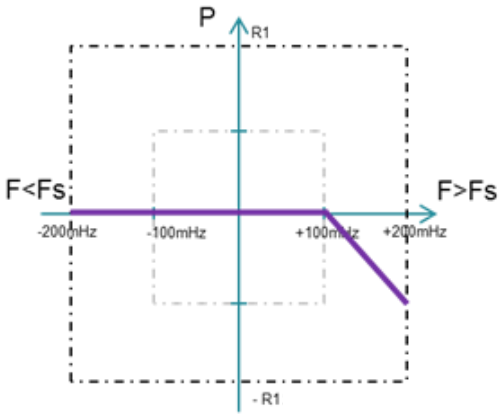

Figure 5 : Puissance de réglage primaire asymétrique à la baisse (complémentaire)

- Un produit de réglage primaire symétrique, une activation complète étant requise lors d'un écart de ±100 mHz.

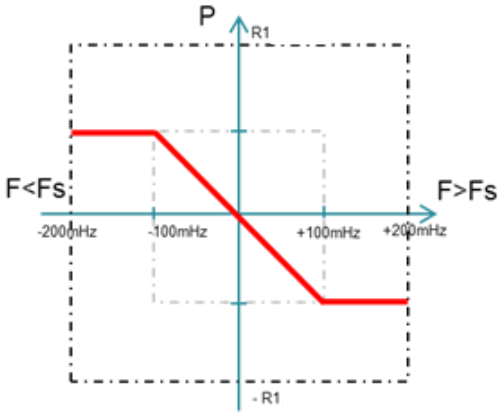

Figure 6 : Puissance de réglage primaire symétrique (complémentaire)

La combinaison des trois produits ci-dessus résulte en une puissance de réglage primaire symétrique conforme aux directives d'ENTSO-E.

- Un produit de réglage primaire symétrique et classique, avec activation linéaire en cas d'écart de fréquence variant entre 0 mHz et ±200 mHz. Ce produit pourra être offert tant par des fournisseurs étrangers que par des fournisseurs belges.

En résumé, depuis 2017, Elia autorise les 4 produits R1 différents et ce indépendamment de la technologie des ressources considérées :

- Produit de réglage asymétrique à la hausse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de -100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de -200 mHz ;
- Produit de réglage asymétrique à la baisse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de +100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de +200 mHz;
- Produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à ±100 mHz;
- Produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à ±200 mHz.

6.3.3 Contraintes sur la combinaison des produits R1

La sélection des différents produits respectera les contraintes suivantes :

- pour une déviation de fréquence de ±200 mHz, minimum 100% du volume R1[18] sera activé;
- pour une déviation de fréquence de ±100 mHz, minimum 50% du volume R1 sera activé;
- pour une déviation de fréquence de ±100 mHz, maximum 58% du volume correspondant au volume activé en cas de déviation de fréquence ±200 mHz sera activé;

Une fourniture étrangère éventuelle est uniquement possible pour le produit de réglage symétrique ±200 mHz.

[18] Le volume R1 réfère à la part du réglage primaire total déterminé par ENTSO-E.

7 Réserves secondaire et tertiaire (R2 + R3)

7.1 Définition et finalité des réserves secondaire et tertiaire

Contrairement à la réserve primaire, les réserves secondaire et tertiaire (respectivement R2 et R3) rétablissent la fréquence dans la zone synchrone et l'équilibre dans la zone de réglage.

Le signal d'activation de la R2 est calculé automatiquement dans le centre de conduite du GRT au moyen d'un régulateur PI et envoyé aux fournisseurs de la R2. La capacité convenue doit pouvoir être entièrement activée dans les 7,5 minutes et pouvoir suivre la consigne (setpoint) envoyé par le GRT. La R2 doit rester activée aussi longtemps que le service est requis.

L'activation nécessaire de la capacité convenue en R3 est déterminée manuellement par le centre de conduite du GRT. Le GRT transmet la valeur demandée aux fournisseurs de R3. La partie de R3 convenue par le GRT est composée de contrats de réserve tertiaire avec les producteurs, clients industriels, agrégateurs, de contrats d'assistance avec des GRT voisins (contrats inter-GRT, puissance non garantie), etc. Pour ces contrats, la fourniture complète est exigée dans les 15 minutes. Le GRT dispose également de réserve tertiaire non contractée offerte via le contrat CIPU (« Offres I/D »).

7.2 Principes du réglage de l'équilibre de la zone

Le réglage de l'équilibre de la zone de réglage sur base quart-horaire vise à maintenir les échanges d'énergie nette réels de la zone de réglage à la valeur programmée et à ramener ceux-ci au niveau programmé en cas de déséquilibre, provoqué par un prélèvement ou une production, dans la zone de réglage.

L'écart de fréquence quasi-stationnaire, présent dans le réseau après rétablissement de l'équilibre dans la zone synchrone par les réserves primaires, se voit ainsi lui aussi corrigé, permettant de libérer les réserves primaires afin que celles-ci soient disponibles en vue de compenser un prochain incident/déséquilibre.

Les réserves secondaire et tertiaire doivent en effet éviter une saturation du réglage primaire d'ENTSO-E qui, en cas de déséquilibre supplémentaire, entraînerait l'instabilité du réseau ENTSO-E et donc son écroulement. Par conséquent, chaque zone de réglage d'ENTSO-E est tenue de régler son équilibre.

Dans le jargon professionnel, le réglage de l'équilibre de la zone de réglage est également appelé « réglage de l'ACE ». L'ACE[19] (Area Control Error) est l'écart entre les échanges (contractuels) programmés de la zone de réglage avec l'étranger et l'échange réellement mesuré de la zone, en tenant compte également des réserves primaires activées pour soutenir la zone synchrone.

Dans la pratique, le réglage de la zone, i.e. l'équilibre quart-horaire de la zone, repose sur deux piliers :

- le « réglage secondaire » correspondant à une bande de réglage automatique, et
- le « réglage tertiaire » correspondant à l'activation manuelle de la puissance de réglage disponible en 15 minutes:
    - l'activation manuelle des offres incrémentales/décrémentales (offres I/D – offres à la hausse/à la baisse) activables en 15 minutes dans le cadre du contrat CIPU ;
    - l'activation manuelle des réserves de puissance contractées pour le réglage tertiaire ;

    En outre, Elia a encore des accords avec les GRT voisins en vue d'une assistance bilatérale en cas d'épuisement des réserves (assistance inter-GRT). Ces réserves sont

[19] Déséquilibre résiduel de la zone de réglage après action de réglage par le GRT.

activées en dernier ressort et ne peuvent être utilisées que dans un nombre limité de cas de nature exceptionnelle.

Actuellement, les règles de la Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E [1] prévoient que l'action de réglage tertiaire manuelle complète et soulage le réglage secondaire ; il apparaît donc clairement, d'un point de vue technique, que ces deux actions se complètent et s'effectuent en interaction permanente. Ce constat découle des règles ci-dessous :

- L'objectif de la réserve secondaire est de régler les écarts arbitraires de la fréquence du réseau et des échanges avec d'autres zones en mode de fonctionnement normal (bruit) (Politique 1 du manuel opérationnel : B-S 2.1).

- La réserve tertiaire est activée manuellement en cas d'activation prolongée observée ou escomptée de la réserve secondaire (Politique 1 du manuel opérationnel : introduction du chapitre consacré aux réserves tertiaires).

- La réserve tertiaire est utilisée pour libérer la réserve secondaire lorsque la zone de réglage est en équilibre, ou est activée pour compléter la réserve secondaire en cas d'incident important (Politique 1 du manuel opérationnel : introduction du chapitre consacré aux réserves tertiaires).

- La réserve tertiaire doit être activée si la R2 n'est pas disponible en suffisance ou s'il est escompté qu'elle ne sera pas disponible en suffisance (Politique 1 du manuel opérationnel : C-S 2).

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

Dans le présent document, le « service auxiliaire de réserve tertiaire » désigne le service auxiliaire que le GRT fournit conformément au Titre IV, Chapitre XIII, Section VI du Règlement technique fédéral, et aux fins duquel le GRT contracte préalablement une partie des moyens techniques de réserve tertiaire qui devront finalement être mis en œuvre.

Elia donne corps aux dispositions figurant à ce sujet dans le règlement technique[20], et offre le service en vue de compenser les déséquilibres (tels que mesurés aux frontières de la zone de réglage) dans la zone de réglage.

La nature et l'ampleur du déséquilibre dans la zone de réglage déterminent le type de puissance de réglage à mettre en œuvre en vue de la compensation :

- Puissance de réglage secondaire :
  - Puissance de réglage rapide et automatique qui sert à régler des déséquilibres arbitraires dans le système et à compenser, en combinaison avec la puissance de réglage tertiaire, des déséquilibres importants.
  - Les déséquilibres qui sont suffisamment petits peuvent être réglés rapidement et entièrement par la puissance de réglage secondaire.
- Puissance de réglage tertiaire :
  - Cette puissance de réglage se compose de la « réserve tertiaire » et des offres libres (offres I/D) dans le cadre du contrat CIPU.
  - La puissance de réglage tertiaire est utilisée pour soulager la puissance de réglage secondaire en cas d'activation prolongée observée ou escomptée, ou pour assister la puissance de réglage secondaire en cas de déséquilibres importants.

On peut en conclure que le réglage secondaire sert principalement à compenser des déséquilibres brefs et arbitraires, alors que le réglage tertiaire sert à régler des déséquilibres prolongés, persistants et/ou de grande ampleur.

[20] Compte tenu, notamment, des articles 157 et 159

Les paragraphes qui suivent traitent de manière un peu plus approfondie les aspects fonctionnels des piliers précités du réglage de l'équilibre.

7.2.1 Premier pilier : réglage secondaire automatique (R2)

Comme mentionné plus haut, le réglage secondaire vise en permanence à compenser le déséquilibre de la zone de réglage. Le réglage secondaire est basé sur un régulateur PI qui a été créé pour compenser l'ACE (différence entre l'échange observé et programmé avec d'autres zones de réglage, compte tenu de l'activation de réserves primaires en raison d'écarts de fréquence).

Le réglage secondaire présente les caractéristiques suivantes :

- Les déséquilibres instantanés des responsables d'accès sont mesurés globalement aux frontières de la zone de réglage contrôlée par le GRT. Le réglage secondaire compense ainsi l'équilibre global de sa zone de réglage, et non pas l'équilibre individuel de chaque responsable d'accès.
- Le réglage secondaire réagit automatiquement : la puissance de réserve doit pouvoir être activée tant à la hausse qu'à la baisse, et débuter dans les 30 secondes avec une activation complète dans les 7,5 minutes.
- Le réglage utilise les informations transmises au départ du centre de conduite national au travers d'un signal centralisé[21].
- La taille (i.e. besoin) du réglage secondaire a été analysée dans les années précédant 2003 par ENTSO-E, qui a émis une recommandation non contraignante en la matière. Cette recommandation est reprise dans la Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E.

En outre, Elia a choisi de réaliser sa propre analyse de la bande de réglage secondaire nécessaire pour la zone de réglage belge. Le paragraphe 7.4.6 commente le dimensionnement du besoin et volume nécessaires.

Notons que les activités actuellement menées par ENTSO-E dans le cadre de la rédaction de nouveaux codes réseau pourront avoir un impact sur le dimensionnement de la réserve secondaire.

7.2.2 Deuxième pilier : réglage tertiaire manuel[22] (R3)

7.2.2.1 R3 non contractuelle (« offres I/D ») : activation manuelle d'unités à la hausse ou à la baisse dans le cadre du contrat CIPU

Si le réglage secondaire est saturé, le dispatcher d'Elia pourra soulager (manuellement) le réglage en demandant à des unités de production d'ajuster la production à la hausse ou à la baisse endéans les 15 minutes. Ces réserves sont également utilisées en cas de grands déséquilibres.

Dans le jargon professionnel, ce processus est parfois appelé « activation d'offres libres » dans le cadre du fonctionnement du marché d'ajustement.

[21] Le principe consiste à envoyer des consignes (toutes les 10 secondes) aux fournisseurs du service R2. Ces consignes sont obtenues à partir d'un calcul de réglage technique effectué par Elia selon une méthode PI avec l'ACE en tant que signal d'entrée (PI = proportionnelle intégrale). Le signal de sortie du régulateur PI est réparti proportionnellement entre les fournisseurs sélectionnés du service R2 en fonction de leur volume sélectionné de R2. Dans ce cadre, le « ramping rate » du signal est limité à 13,3 % de la puissance R2 sélectionnée par minute (ce qui correspond à l'activation complète en 7,5 minutes).

[22] La description des modalités de mise en œuvre de la puissance de réserve tertiaire est traitée dans le document « Règles de balancing » tel que communiqué par Elia à la CREG et publié sur le site Internet d'Elia, et sort du cadre du présent document.

7.2.2.2 R3 contractuelle (« service auxiliaire de réserve tertiaire ») : rétablissement manuel de l'équilibre de la zone

Tout comme la R3 non contractuelle, il s'agit ici d'une activation manuelle de la puissance de réglage en vue de soulager ou de compléter la puissance de réglage secondaire. Cette puissance est contractée sur des unités de production, auprès de clients industriels ou d'agrégateurs, …

La puissance R3 contractée sur des unités de production est réservée presque exclusivement pour Elia. Cela veut dire que le producteur a uniquement le droit de les activer pour son propre besoin à condition :

- que l'activation vise à compenser une panne dans son parc (pas chez des tiers) ;
- que ses autres réserves soient épuisées au moment considéré ;
- qu'Elia consente à leur activation.

En outre, Elia dispose de contrats avec des GRT voisins (« assistance inter-GRT »), en vue d'une importation/exportation de puissance de réglage. Celle-ci est activée dans des zones de réglage voisines (activation dans les 15 minutes).

7.3 Évolution du déséquilibre du système pour la période 2012-2016

Comme déjà évoqué ci-dessus, tant la nature que l'ampleur [MW] des déséquilibres du système sont des facteurs déterminants pour le dimensionnement du besoin des différentes réserves (R2 ou R3). La Figure 7 et la Figure 8 illustrent l'évolution du déséquilibre du système:

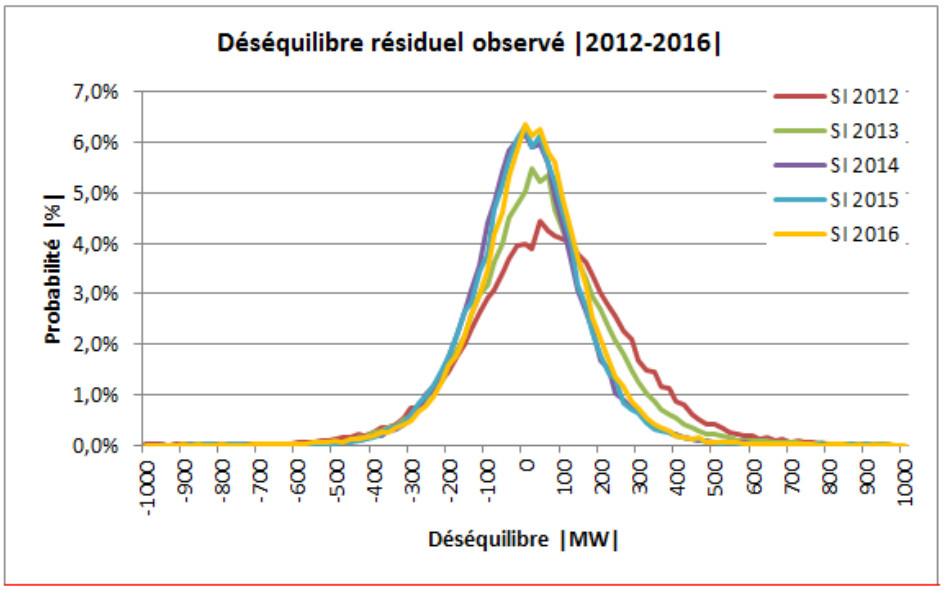

Figure 7 : Évolution de la distribution de la valeur moyenne quart-horaire du déséquilibre du système[23]

[23] Une valeur positive du déséquilibre renseigne un excédent de production.

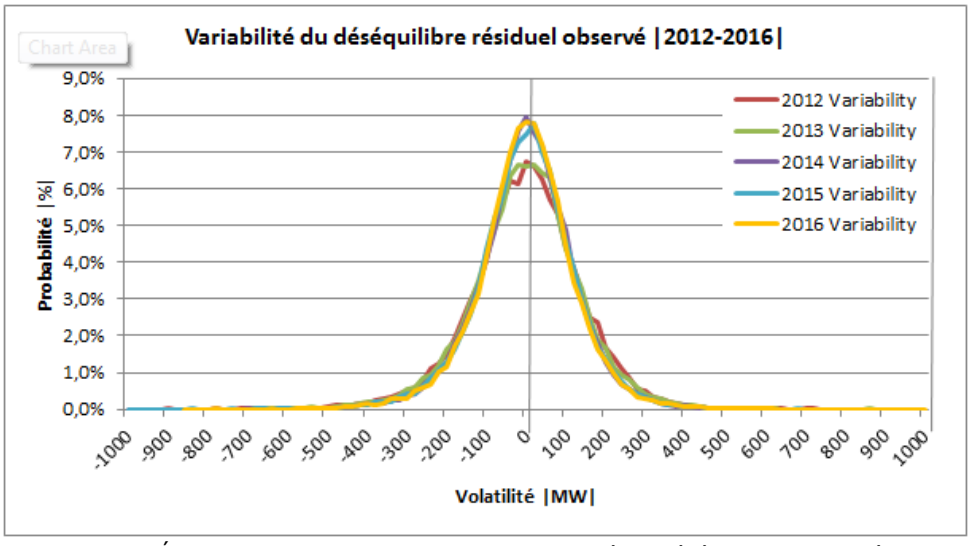

Figure 8: Évolution de la distribution de la variabilité du déséquilibre du système

Ces figures permettent de conclure :

- que le déséquilibre du système montre une tendance à la hausse jusqu'en 2012, et ensuite une tendance à la baisse jusqu'en 2014 où une stabilisation est observée. Celle-ci se confirme en 2016.

- qu'en 2012, on a pu constater une évolution vers une position structurellement longue du déséquilibre. On note néanmoins une baisse de la position longue observée en 2013 et une moyenne proche de zéro en 2014,2015 et 2016.

- Que la variabilité du déséquilibre du système reste stable depuis 2014 et ce malgré l'augmentation de la capacité installée des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques.

7.4 Méthodologie retenue pour le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire (R2 et R3)

Actuellement, la Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E [1] présente différentes méthodes pour le dimensionnement des réserves (R2+R3), parmi lesquelles on trouve :

- **« Control largest incident »**[24] **:** les réserves (R2+R3) sont dimensionnées pour pouvoir faire face à une contingence N-1, à savoir la plus grosse perte (de production) dans le système. Elle exige une réserve totale de 1143 MW, correspondant à la capacité nominale de la plus grosse unité en 2018[25].

[24] Cf. Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E : articles B-S 4, B-S 4.3 et B-D 5.3.

[25] Elia a démarré en 2017 une analyse ayant pour objectif d'étudier spécifiquement l'impact d'un changement de vitesse (ou de direction) du vent sur la production éolienne offshore.Les résultats de cette analyse seront utilisés afin d'affiner les données utilisées dans le processus de la détermination des puissances de réserve pour 2019 et pourraient influencer la détermination du « N-1 ».

- **« Probability for reserve deficits »**[26] **:** les réserves (R2+R3) sont dimensionnées pour que le GRT soit en mesure de compenser les déséquilibres dans le système durant au moins x % du temps. Cette méthode probabiliste se fonde sur des données statistiques (i.e. les déséquilibres des ARPs, les fluctuations de charge, les arrêts forcés d'unités de production (« Forced Outages » ou FO), etc.). Le choix des laps de temps considérés d'une part et du pourcentage de déficit d'autre part sont laissés aux GRT, étant donné que ces questions n'ont pas encore fait l'objet d'une harmonisation. La Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E donne l'exemple de 99,9%, correspondant à une probabilité de déficit de 0,1 %.

Alors que, d'un point de vue historique, les grands déséquilibres ont été causés par la perte instantanée d'une grande charge ou unité de production, on remarque ces dernières années que des erreurs de prévision de charge et de production commencent également à jouer un rôle plus important.

Une méthode de dimensionnement heuristique pour les réserves, telles que l'analyse de contingence N-1, ne permet pas de prendre en compte la complexité grandissante du système et l'incertitude qui y est liée.

Dans la littérature, la méthode probabiliste du dimensionnement des réserves est généralement présentée comme l'approche la plus efficace, car elle met en balance complexité du système et précision.

La méthodologie probabiliste détermine le besoin de réserves au moyen du déséquilibre escompté du système, qui est modélisé comme une combinaison de tous les facteurs de déséquilibre dans le système.

Enfin, la méthode probabiliste permet au GRT de vérifier, sur la base de la courbe de distribution de probabilité de la disponibilité des réserves (R2+R3), si le niveau de fiabilité prédéfini est respecté.

Pour définir la quantité de réserves secondaire et tertiaire dont Elia a besoin, le maximum (tel que prescrit par ENTSO-E) de l'approche N-1 et de l'approche probabiliste est retenu.

7.4.1 Finalité du dimensionnement de la R2 et de la R2+R3

La Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E stipule qu'en cas de déséquilibre dans la zone de réglage, l'Area Control Error de la zone de réglage doit être compensée dans le quart d'heure. Ce sont la nature et l'ampleur [MW] du déséquilibre qui déterminent le type de réserves à mettre en œuvre pour atteindre ce résultat :

- La réserve secondaire (réglage automatique) sert à régler des déséquilibres arbitraires dans des circonstances normales (bruit normal) et à prêter assistance en cas de déséquilibre important.

- La réserve tertiaire (réglage manuel) sert à soulager/assister la réserve secondaire d'une part, en cas d'activation prolongée (observée ou escomptée) et d'autre part, en cas de déséquilibres importants.

Les réserves secondaire et tertiaire doivent être entièrement disponibles, respectivement dans les 7,5 minutes et 15 minutes après leur activation.

Il apparaît donc que les deux qualités de réglage, à savoir la réserve secondaire seule et les réserves secondaire et tertiaire réunies, sont requises pour différents types de perturbation. C'est la raison pour laquelle leur dimensionnement est élaboré de manière distincte.

[26] Cf. Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E : article B-D 5.2.

- La R2+R3 est mise en œuvre pour des problèmes de sécurité (incidents dans le réseau tels que la panne d'une centrale ou le déclenchement soudain d'une charge importante) et en cas de déséquilibres importants (erreurs de prévision de production, notamment renouvelable, ou de prélèvement).

- En cas d'incident soudain dans le réseau ou lors de grands déséquilibres, la réserve secondaire doit participer mais ne doit pas couvrir l'intégralité du déséquilibre, et ne doit pas non plus être immédiatement libérée (sinon cette contribution ne dimensionnerait que la R3).

- La R2 seule est utilisée pour compenser n'importe quel déséquilibre en mode de fonctionnement normal du système. La R2 permet de régler automatiquement les fluctuations, de manière rapide et continue. En raison de son caractère automatique, la R2 est très importante pour garantir une bonne qualité de l'équilibre (ACE).

  En cas d'activation prolongée, la R2 est soulagée par la R3. Cela signifie que la R2 (réglage automatique) résout surtout des fluctuations rapides du déséquilibre, alors que la R3 (réglage manuel) est utilisée pour faire face à des fluctuations plus lentes du déséquilibre. Cela montre également l'importance de l'activation d'offres de R3 pour garantir une bonne qualité de l'équilibre.

La R2+R3 dans le système sert à compenser de grands déséquilibres sur une base quart-horaire et est donc déterminante pour la sécurité du système. Le dimensionnement de la R2+R3 se base sur les déséquilibres quart-horaires escomptés dans le système. Les facteurs de dimensionnement sont donc tous des sources de déséquilibre consécutives à des événements imprévus et à des erreurs de prévision.

À cet égard, il est important de noter que la méthode de dimensionnement des réserves part du principe que tous les ARPs prévoient et mettent en œuvre tous les moyens raisonnables pour réaliser l'équilibre de leur périmètre dans les 15 minutes. Par conséquent, le dimensionnement des réserves ne tient pas compte de déséquilibres structurels causés par des ARPs qui ne remplissent pas complètement ce rôle.

La Figure 9 montre la baisse de l'incertitude concernant la position finale du périmètre d'un ARP au fur et à mesure qu'on s'approche du temps réel (meilleurs prévision de charge, de la production du renouvelable, etc.). Chaque ARP doit utiliser tous les moyens raisonnables pour veiller à ce que son périmètre soit toujours en équilibre sur base de la meilleure prévision (à ce moment) de la position finale de son périmètre. L'organisation du marché belge encourage les ARPs à restaurer l'équilibre dans leur périmètre en temps réel ainsi qu'à aider l'équilibrage de la zone de réglage.

On peut donc en conclure que le dimensionnement des réserves ne peut tenir compte que des déséquilibres **résiduels** causés par des erreurs de prévision sur le prélèvement et la production, qui sont encore présents proches du temps réel, ou causés par la survenance d'un incident (panne d'une centrale…) qui ne peut être immédiatement compensé par l'ARP concerné. C'est une hypothèse très importante pour le dimensionnement des réserves.

Cela montre également l'importance d'incitants forts et efficaces, donnés par le tarif de déséquilibre, pour les différents acteurs du marché afin de limiter les déséquilibres résiduels du système et par conséquent les réserves nécessaires.

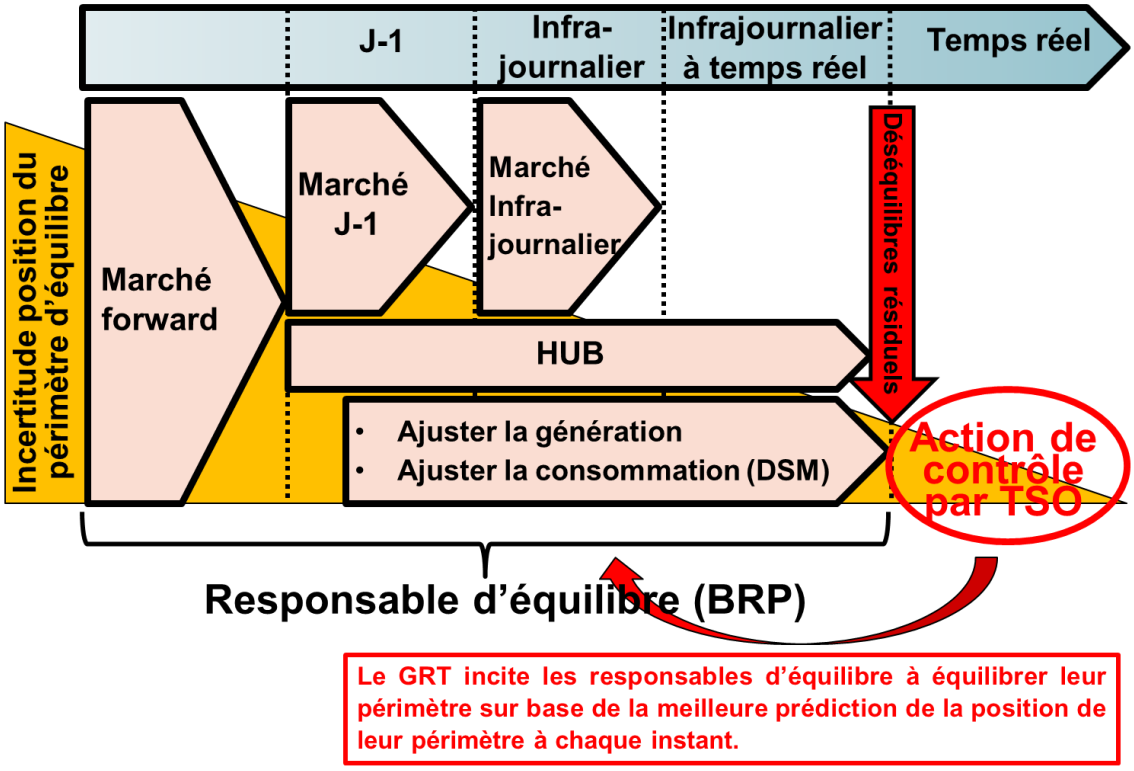

Figure 9: Rôle des BRP (balancing responsible parties) et du GRT dans le marché d'ajustement belge

La R2 sert à compenser des variations rapides et arbitraires du déséquilibre sur une base quart-horaire. Après un certain temps, la R3 vient - si nécessaire - soulager la R2. La variabilité du déséquilibre du système constitue une mesure de ces fluctuations rapides du déséquilibre. La variabilité du déséquilibre du système est définie comme la variation de la valeur moyenne du déséquilibre du système sur deux quarts d'heure consécutifs.

Le déséquilibre escompté du système est déterminé par une combinaison de différentes sources de déséquilibre. Celles-ci sont déterminées au moyen :

- d'une série temporelle historique sur une période représentative ; ou
- d'une distribution de probabilité.

Cette approche est conforme aux travaux actuellement menés par ENTSO-E à propos de la méthodologie du dimensionnement des réserves dans le cadre de la rédaction de nouveaux codes réseau.

A noter que l'entrée en vigueur de certains codes réseaux européens, notamment le « System operation Guideline », est possible en 2017. La méthodologie décrite ci-dessous pourrait être impactée par ceux-ci lorsqu'ils seront d'application (il est toutefois vraisemblable qu'un délai pour la mise en application du code à dater de son entrée en vigueur soit défini).

7.4.2 Données utilisées pour le dimensionnement de la R2 et de la R2+R3

Tant le déséquilibre escompté du système que sa variabilité, qui sont utilisés pour le dimensionnement de la R2+R3 et de la R2 respectivement, sont déterminés au moyen d'une combinaison des différentes sources sous-jacentes de déséquilibre.

Les différentes sources de déséquilibre résiduel du système sont entre autres :

1. Les erreurs de prévision sur la charge ;
2. Les erreurs de prévision sur la production ;
3. Le suivi imparfait de la charge par la production en raison de produits de marché établis sur base horaire ;

4. Les pertes de charge ;
5. Les pertes d'unités de production ;
6. Les grandes variations instantanées dans les programmes d'échange avec d'autres zones de réglage ;
7. D'autres déséquilibres non identifiables causés par des ARPs ;
8. La différence entre la compensation des pertes de réseau prévues et les pertes de réseau instantanées réelles ;
9. …

Le Tableau 4 montre les données et/ou modèles qui ont été utilisés pour déterminer le futur déséquilibre résiduel du système et sa variabilité. La deuxième colonne renvoie à la liste ci-dessus en renseignant les sources de déséquilibre sous-jacentes. La troisième colonne indique s'il s'agit d'une série temporelle ou d'une distribution de probabilité. Les deux dernières colonnes signalent si les données sont utilisées dans le dimensionnement de la R2+R3 et/ou de la R2.

Données/modèle	**Source(s) de déséquilibre**	**Série temporelle ou distribution de probabilité ?**	**R2+R3 (déséquilibre du système)**	**R2 (variabilité)**
Baseline : déséquilibre résiduel historique du système de 2016. De futures sources complémentaires de déséquilibre sont ajoutées à la baseline (cf. ci-dessous).	1, 2, 3, 4, 6, 7, 8	Série temporelle	Oui	Oui
Panne de centrales de production : déséquilibres dus à la panne de centrales de production, ainsi que les déséquilibres dus à la perte de production éolienne offshore lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse de coupure des éoliennes entrainant un arrêt de la production de celles-ci.	5	Distribution de probabilité	Oui	Non
Erreurs de prévision du vent : erreurs de prévision dues à la capacité incrémentale de production éolienne onshore et offshore par rapport à la production éolienne considérée dans la baseline.	2	Série temporelle	Oui	Oui
Erreurs de prévision du photovoltaïque : erreurs de prévision dues à la capacité incrémentale de production photovoltaïque par rapport à la production	2	Série temporelle	Oui	Oui

photovoltaïque considérée dans la baseline.				

Tableau 4 : Facteurs pris en compte pour la détermination des réserves secondaire et tertiaire

La méthode probabiliste utilisée pour le dimensionnement permet de déterminer les besoins de réserve nécessaires pour compenser les déséquilibres du système (et la variabilité correspondante) tenant compte d'un risque de déficit préétabli. Il faut donc tenir compte du fait que les sources de déséquilibre peuvent contribuer positivement ou négativement au déséquilibre du système. Cela signifie qu'on s'attend à ce que l'ampleur maximale du déséquilibre total (ou de sa variabilité) soit inférieure à celle de la somme des différentes sources de déséquilibre.

C'est la raison pour laquelle les réserves nécessaires doivent être calculées sur la base du déséquilibre total (ou de sa variabilité). Un calcul distinct des besoins en réserve pour chaque facteur conduirait en effet à une surestimation des réserves nécessaires. Ceci est illustré à la Figure 10.

Les différentes sources de déséquilibre peuvent être modélisées de deux manières :

- **Addition des séries temporelles (si celles-ci sont connues) :** l'addition des séries temporelles permet d'obtenir le déséquilibre résultant (et sa variabilité). Cette méthode permet de prendre en compte la corrélation éventuelle entre les différentes sources de déséquilibre.

- **Convolution des distributions de probabilité :** cette méthode doit être utilisée si les séries temporelles des sources de déséquilibre sont inconnues (par exemple les déséquilibres causés par la panne soudaine de centrales et pour les déséquilibres causés par des tempêtes offshores). Cette méthode ne permet pas de prendre en compte la corrélation entre les différentes sources de déséquilibre (celles-ci sont implicitement considérées indépendantes les unes des autres).

Il existe une corrélation entre la baseline (y compris les erreurs de prévision de la capacité éolienne et photovoltaïque déjà installée) et les erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque provenant de la capacité installée incrémentale. Pour tenir compte de cette corrélation, il convient d'additionner les séries temporelles des deux sources de déséquilibre.

Il n'existe pas de corrélation entre des déséquilibres causés par la panne de centrales et les autres sources de déséquilibre (baseline, erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque provenant de la capacité installée incrémentale), vu le caractère inopiné de la panne de centrales.

La corrélation observée entre le comportement des différents parcs offshores raccordés actuellement dans le système est très élevée, notamment pendant les tempêtes. Ceci est principalement dû à la concentration géographique des parcs mais également aux caractéristiques techniques de ceux-ci.

Etant donné les caractéristiques des déséquilibres causés par la panne de centrales et ceux causés par la perte de production éolienne offshore en cas de tempête, les déséquilibres qui en résultent seront simulés séparément de ceux résultant des autres sources de déséquilibre. En effet, les déséquilibres résultant de tels événements ont lieu un nombre limité de fois par an, contrairement aux erreurs de prévisions par exemple, qui résultent d'un processus continu.

C'est pourquoi une convolution est appliquée entre d'une part, la distribution de probabilité des déséquilibres dus à la panne de centrales et aux tempêtes et d'autre part, la distribution de probabilité de la somme des séries temporelles de la baseline et des erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque provenant de la capacité installée incrémentale.

Etant donné que l'impact des pertes de production éolienne offshore en cas de tempête dépend fortement des caractéristiques techniques des turbines et que l'impact sur le système est lié à la combinaison de la réaction des différentes unités, cette méthodologie sera amenée à évoluer dans le futur. Elia a d'ailleurs démarré en 2017 une analyse ayant pour objectif d'étudier spécifiquement

l'impact d'un changement de vitesse (ou de direction) du vent sur la production éolienne offshore.Les résultats de cette analyse seront utilisés afin d'affiner les données utilisées dans le processus de la détermination des puissances de réserve pour 2019.

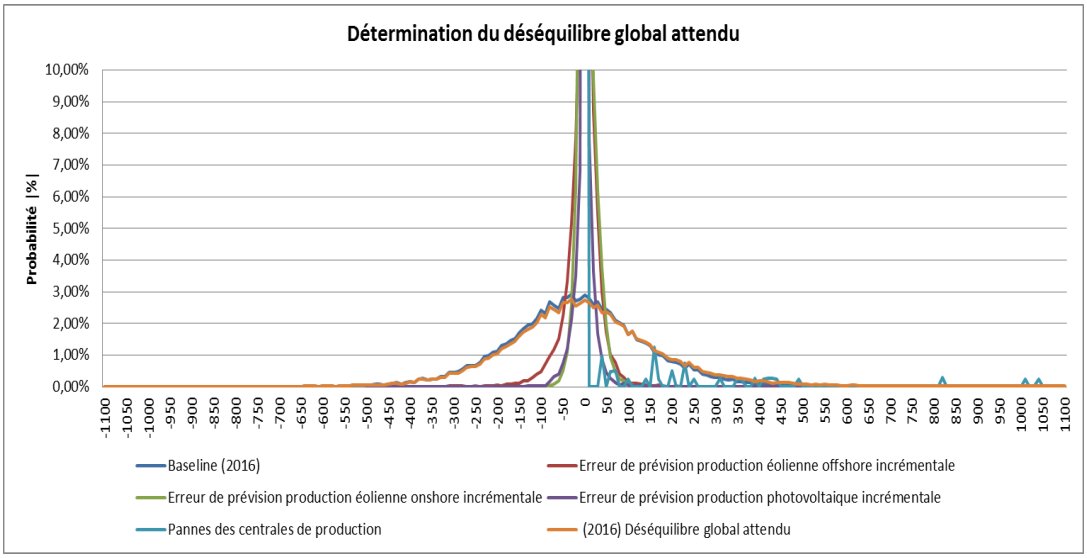

Figure 10 : Distribution des différentes sources de déséquilibre et du déséquilibre global attendu

Une conséquence de la méthode probabiliste est que les facteurs ayant une distribution de probabilité très fine (et qui entraînent donc individuellement de très petits besoins de réserve) sont négligeables. Le graphique ci-dessus démontre également que le déséquilibre total escompté du système est inférieur à la somme des sources de déséquilibre individuelles.

7.4.3 Paramètres utilisés pour le dimensionnement de la R2 et de la R2+R3

7.4.3.1 Horizon de prévision et période considérée

En principe, ce modèle peut être utilisé pour les horizons de prévision, tant à long terme qu'à court terme :

- longtemps à l'avance dans une analyse globalisant toutes les situations de production possibles (encore inconnues) pour la période considérée ;
- quelques heures ou jours à l'avance, jusqu'à maximum une semaine à l'avance, avec un modèle affiné qui prend en compte de manière individuelle certains paramètres. Il serait ainsi possible de prendre en considération les centrales qui tourneront effectivement (impact sur les « forced outages »), la quantité de production éolienne et photovoltaïque qui sera présente, etc. Pour fournir des résultats précis, l'introduction du modèle doit cependant se baser sur des données représentatives, collectées sur des périodes typiquement plus longues.

L'« **horizon de prévision** » désigne l'intervalle de temps situé entre le moment de l'exécution de l'analyse et le début de la période simulée considérée. Cet intervalle de temps est un facteur déterminant dans le dimensionnement des réserves. En effet, plus cet intervalle de temps est long, moins le GRT a de certitudes quant aux déséquilibres du système qui se produiront et quant aux réserves non contractées (offres I/D) qui seront disponibles. Un horizon de prévision d'un an ne permet pas au GRT de tenir compte, dans le dimensionnement, des réserves non contractées, précisément en raison de cette grande incertitude.

La « **période** » désigne le laps de temps pendant lequel les risques de panne de centrales peuvent être appliqués. Toutes les combinaisons possibles de pannes de centrales durant cette période sont prises en compte. Cette période reflète le temps durant lequel les ARPs sont censés (au plus tard) avoir la possibilité de faire face à la panne d'une centrale dans le marché ou dans leur propre périmètre.

7.4.3.2 Foisonnement iGCC

Au sein d'une région comprenant plusieurs zones de réglages distinctes interconnectées, des déséquilibres de signe opposé dans certaines de ces zones peuvent se produire à un moment donné.

Le foisonnement IGCC consiste en une mise en commun d'une partie des déséquilibres individuels des zones de réglage dans un « pool ». Le foisonnement dans ce pool des déséquilibres de sens opposés permet ainsi d'éviter les activations qui auraient eu lieu dans les sens opposés.

Cette opération de foisonnement se produit en continu avec une fréquence de rafraichissement du signal de déséquilibre de 5 secondes.

La puissance de déséquilibre pouvant être mise en commun dans le pool est limitée par la capacité disponible aux frontières, après clôture des allocations de capacité intra-journalières, et dépend de la position de déséquilibre de chaque zone de réglage.

La participation d'une zone de réglage au foisonnement IGCC n'est pas garantie. Ainsi, elle peut être limitée ou interrompue à tout moment en cas de danger potentiel pour la sécurité de l'équilibre de cette zone.

Elia a effectué en 2017 une analyse préliminaire afin d'identifier de quelle manière et avec quels effets le processus de foisonnement iGCC pourrait être intégré dans le processus de détermination des puissances de réserve pour 2018.

Les premiers résultats mettent en évidence :

- Un effet limité sur le volume de puissance de réserve secondaire (entre 0 et 3 MW de diminution du volume selon les hypothèses prises pour la modélisation des contraintes spécifiques à ce processus) ;
- La complexité de cette problématique, amenant Elia à envisager la réalisation d'études complémentaires dans le futur ;

Dans l'attente de la réalisation de ces analyses, Elia ne considère donc pas le processus de foisonnement iGCC comme un paramètre dans le processus de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire pour 2018.

7.4.3.3 Besoins et volumes de réserve

Une distinction doit être faite entre la notion de « besoins » de réserve et « volumes » de réserve.

- « **Besoins** » de réserve : les besoins de réserve représentent la puissance théorique nécessaire afin de respecter les critères de dimensionnement prévus dans la méthodologie. Lors de ce calcul, les caractéristiques des différents produits de réserve ne sont pas prises en compte (la réserve est supposée disponible 100% du temps).

  La méthodologie de dimensionnement prévoit que les besoins de réserve doivent permettre de couvrir les déséquilibres du système en respectant une probabilité de déficit préétablie (approche probabiliste).

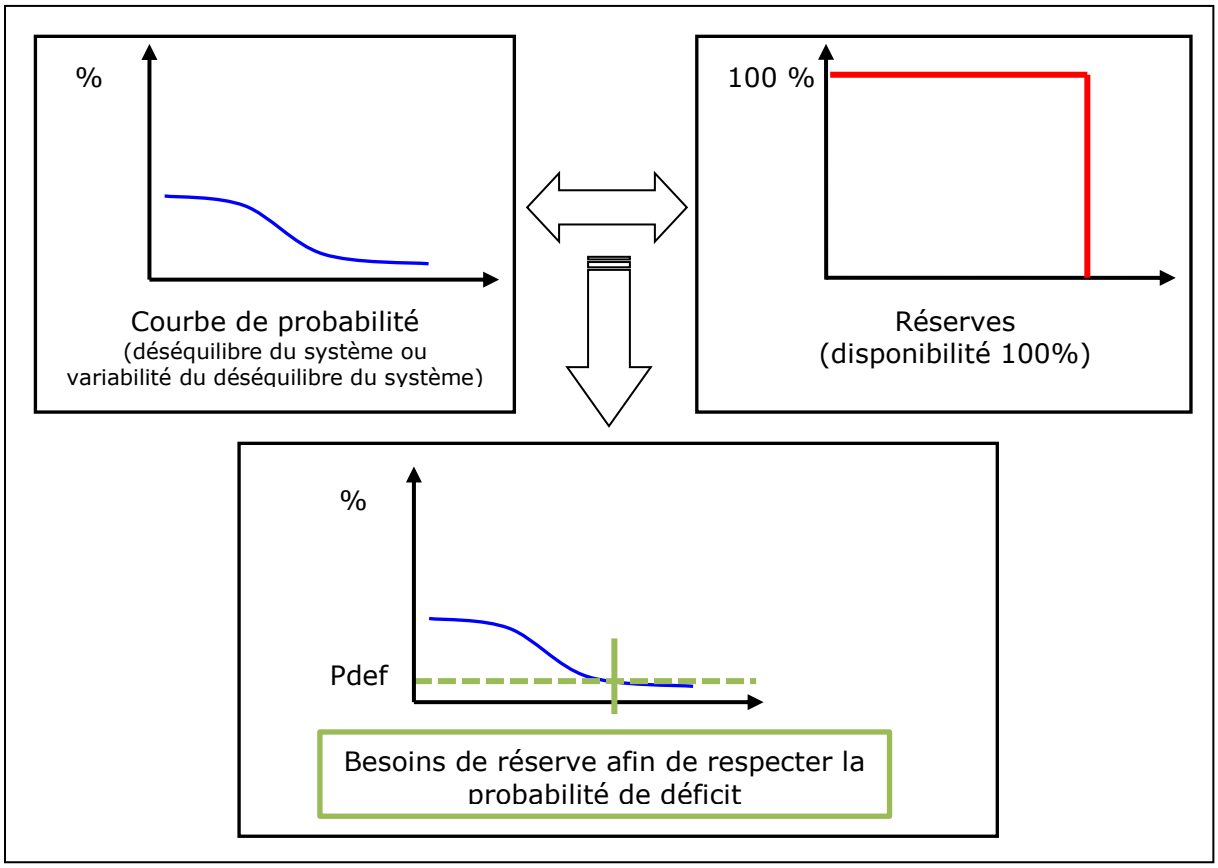

Figure 11: Détermination des « besoins » de réserve

Les besoins de réserve du système global doivent également permettre de couvrir une panne de la plus grosse centrale du système (approche N-1).

Pour définir la quantité de besoins de réserves secondaire et tertiaire, le maximum de l'approche N-1 et de l'approche probabiliste est retenu.

La détermination des besoins de réserve est nécessaire afin de permettre une évaluation de l'évolution des besoins de réserve du système. En effet, la comparaison des besoins de réserve d'une année à l'autre permet de comparer des résultats qui ne sont pas altérés par les caractéristiques des produits de réserve qui peuvent varier d'une année à l'autre.

Les besoins de réserve ne sont pas nécessairement égaux aux volumes de réserves achetés par Elia (suite à des disponibilités parfois < 100% des différents produits, aux développements de synergies internationales,...).

- « **Volumes** » de réserve : les volumes de réserve représentent les différentes puissances à contracter pour chaque produit de réserve afin de respecter les critères de dimensionnement prévus dans la méthodologie. Lors de ce calcul, les différentes caractéristiques des produits de réserve sont prises en compte (notamment les différentes courbes de disponibilité).

  Un calcul est effectué afin de vérifier que les volumes des différents produits de réserve achetés par Elia permettent de respecter la probabilité de déficit préétablie.

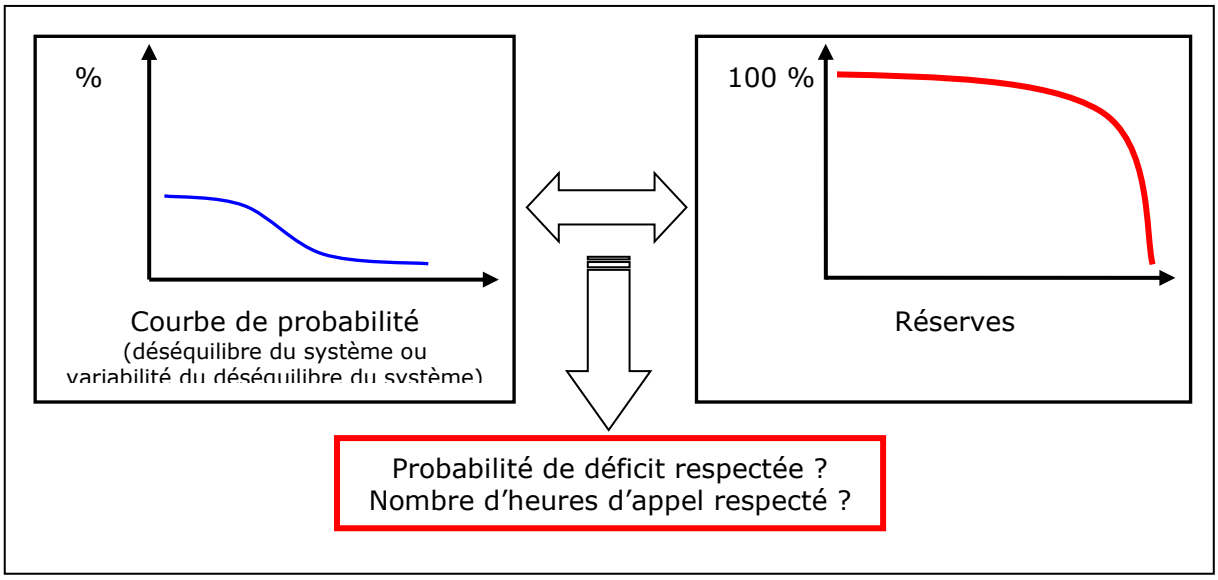

Figure 12 : Détermination des « volumes » de réserve

7.4.3.4 Probabilité de déficit

La probabilité de déficit (Pdef) correspond au laps de temps acceptable durant lequel :

- les réserves secondaire et tertiaire sont insuffisantes pour ramener l'ACE de la zone de réglage à zéro. Il est question ici de la sécurité du système.
- la réserve secondaire est insuffisante pour ramener la variabilité du déséquilibre du système à zéro. Il est question ici de la qualité du réglage, qui est déterminée par la valeur résiduelle de l'ACE.

Les probabilités de déficit permettant de déterminer R2 (Pdef,R2) et R2+R3 (Pdef,R2+R3) respectivement sont définies préalablement.

La probabilité de déficit est déterminée de la manière suivante :

- **Pour les réserves secondaire et tertiaire :** le besoin de réserves secondaire et tertiaire est calculé sur base du déséquilibre escompté du système. En prenant en compte le volume de réserves secondaire et tertiaire il est possible de calculer la probabilité que ces réserves ne soient pas suffisantes pour compenser le déséquilibre escompté du système.

- **Pour la réserve secondaire :** le besoin de réserve secondaire est calculé sur base de la variabilité du déséquilibre escompté du système. En prenant en compte le volume de réserve secondaire il est possible de calculer la probabilité que les réserves secondaires ne soient pas suffisantes pour compenser la variabilité du déséquilibre escompté du système.Afin de déterminer le besoin de R2+R3 (R2) nécessaire pour respecter la probabilité de déficit admise, une disponibilité de 100% est considérée. Comme représenté dans la figure 11, le besoin de R2+R3 (R2) est dès lors égal à la valeur de la courbe de probabilité correspondant à la probabilité de déficit admise.

Afin de vérifier que le volume de R2+R3 (R2) permet de respecter la probabilité de déficit admise, la disponibilité des produits de réserve est prise en compte, comme représenté dans la figure 12. Il convient de multiplier à chaque fois la probabilité qu'un certain déséquilibre (variabilité) se produise avec la probabilité d'une disponibilité insuffisante de R2+R3 (R2) pour compenser ce déséquilibre (variabilité). La probabilité de déficit qui en résulte est la somme totale de la probabilité que la R2+R3 (R2) soit insuffisante pour chaque déséquilibre qui se présente (variabilité). Cette méthode permet de déterminer le volume de R2+R3 (R2) nécessaire pour respecter la probabilité de déficit admise, en tenant compte également de la disponibilité et nombre maximum d'heures d'activation des différentes réserves.

7.4.3.5 Unité standard

Lors de la détermination des besoins de réserve, une différenciation est faite entre les besoins pour le système standard et le système global. Dans le système standard, la perte de puissance due à une panne de centrale est limitée à la puissance d'une « unité standard »[27].

7.4.4 Aperçu des différentes étapes du dimensionnement de la R2 et de la R3

La méthodologie pour la détermination des besoins et volumes en réserves secondaire et tertiaire est constituée de 3 étapes :

Lors d'une première étape, la différence entre les besoins de R2+R3 pour le système « standard » et le système « global » est déterminée. Dans le cas où il existe, au terme de cette première étape, une différence entre système « standard » et système « global », Elia prévoit un volume de R2+R3 qui permet de régler les déséquilibres du système « standard » conformément à la probabilité de déficit préétablie.

La différence de besoins de R2+R3 entre le système « global » et le système « standard » doit alors être prévue par le seul ARP qui est responsable de l'injection de centrales dont la capacité est supérieure à celle d'une unité standard[28].

- Dans une deuxième étape, la réserve secondaire est dimensionnée. Les besoin et volume (en tenant compte également de la disponibilité des produits de R2) sont déterminés.
- Dans la troisième étape, le volume de R2+R3 pour le système standard est établi afin de respecter la probabilité de déficit admise.
  - Étant donné que la quantité de réserve secondaire a déjà été établie, cette étape permet de dimensionner le besoin de R3. Le besoin de R3 est calculé comme étant la différence entre les besoins R2+R3 du système standard et le besoin de R2 (besoins R3 = besoins R3 et R2 du système standard – besoin R2).
  - Ensuite, tenant compte de la disponibilité des produits de réserve tertiaire, les volumes de R3 sont déterminés. En effet, tous les produits de réserve tertiaire ne sont pas achetés par le GRT avec une disponibilité continue, pour des raisons techniques, économiques ou liées au marché.

La Figure 13 donne un aperçu des différentes étapes intervenant dans le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire.

[27] Le choix de la taille de l'unité standard est expliqué à la section 7.5.1.3

[28] L'application de cette méthodologie se limite à un système dans lequel un ARP est seul responsable de l'injection d'une centrale d'une capacité supérieure à la capacité de l'unité standard. Pour 2018, l'unité standard correspond à la capacité installée offshore (1143 MW). Il n'y a dès lors pas de différence entre système « standard » et système « global » et par conséquent pas de réserve à charge d'un ARP.
Cette méthodologie implique que le besoin de réserves complémentaires suite à la présence d'unités plus grandes que l'unité standard figurant dans le portefeuille d'un seul ARP n'est pas socialisée.

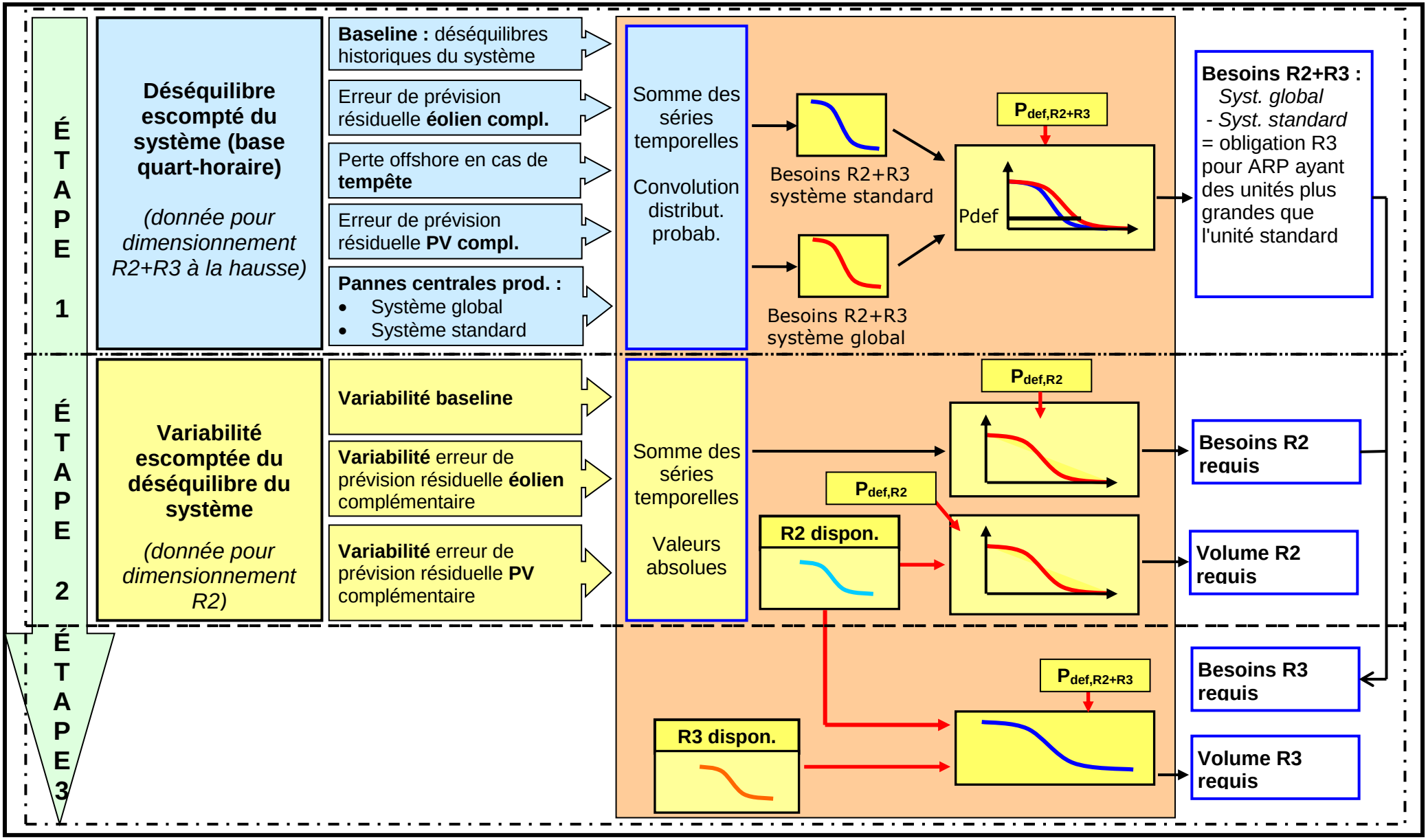

Figure 13: Dimensionnement de R2 et R3 pour le système

7.4.5 Étape 1 : Détermination de la différence de besoins de réserves secondaire et tertiaire (R2+R3) nécessaires pour le système « standard » et le système « global »

Dans cette phase, la différence de besoin en réserves secondaire et tertiaire à la hausse entre le système « standard » et le système « global » est calculée. Ce besoin de R2+R3 est déterminé au moyen des déséquilibres escomptés du système. À cette fin, les sources de déséquilibre renseignées dans le Tableau 4 sont prises en compte (voir également la Figure 10 pour la modélisation des sources de déséquilibre) :

- Déséquilibre dû à la panne d'une centrale (Forced Outage ou FO) : basé sur un modèle probabiliste qui calcule le risque de perte de puissance [MW] due à la panne de centrales pendant une période de X heures.
    - Système standard : la perte de puissance due à la panne d'une centrale est limitée à la taille d'une unité standard.
    - Système global : la perte de puissance due à la panne d'une centrale n'est pas limitée.Déséquilibre dû à la perte de production offshore suite à une tempête : basé sur un modèle probabiliste qui calcule le risque de perte de puissance [MW] pendant une période de X heures, due à une tempête.
- Erreurs de prévision de la production éolienne (pour la capacité installée incrémentale NON comprise dans la baseline).
- Erreurs de prévision de la production photovoltaïque (pour la capacité installée incrémentale NON comprise dans la baseline).
- Baseline qui comprend les déséquilibres historiques.

La distribution de probabilité permettant de déterminer le besoin en réserves secondaire et tertiaire à la hausse pour le système « global » (ou le système « standard ») est alors obtenue par la convolution de la distribution de probabilité de la puissance perdue dans le parc de production (y compris en cas de tempête) avec la distribution de probabilité de la somme des séries temporelles, constituée de la baseline (sans tenir compte des FO et des tempêtes) et des erreurs de prévision dues à la capacité installée incrémentale de production éolienne et photovoltaïque par rapport à la baseline.

La différence de besoins entre le système standard et le système global doit être prévue par l'ARP qui est responsable de l'injection de centrales ayant une capacité supérieure à celle d'une unité standard. Pour 2018, cette différence est de zéro.

7.4.6 Étape 2 : Détermination de la réserve secondaire (R2)

7.4.6.1 Détermination des besoins de réserve secondaire

Dans une deuxième phase, les besoins de réserve secondaire que le GRT doit prévoir sont dimensionnés sur la base de la probabilité de déficit afin de compenser la variabilité du déséquilibre escompté du système.

La variabilité du déséquilibre du système est établie au moyen de la somme des séries temporelles des différentes sources de variabilité dans le système (Figure 10). Étant donné qu'une bande symétrique de réserves secondaires est disponible, on prend la valeur absolue de la variabilité totale, laquelle est obtenue par la somme des facteurs suivants (cf. Tableau 4) :

- Variabilité de la baseline
- Variabilité de l'erreur de prévision de la production éolienne (pour la capacité installée incrémentale)
- Variabilité de l'erreur de prévision de la production photovoltaïque (pour la capacité installée incrémentale)

La probabilité de déficit admise pour les réserves secondaires est fixée à une valeur identique à celle admise en 2015 et 2016 pour les années 2016 et 2017,soit 21%. Sur base de celle-ci et de la variabilité escomptée dans le système, les besoins en réserve secondaire sont calculés.

7.4.6.2 Détermination des volumes de réserve secondaire

Les volumes de réserve secondaire sont déterminés en prenant en compte la distribution de probabilité de la disponibilité des produits de réserve secondaire. Le volume de réserve secondaire proposé doit permettre de respecter la probabilité de déficit admise de 21%.

7.4.7 Étape 3 : Détermination de la réserve tertiaire (R3) pour le système « standard »

7.4.7.1 Détermination des besoins de réserve tertiaire

Dans une troisième phase, les besoins en réserve tertiaire que le GRT doit prévoir sont dimensionnés sur base des résultats obtenus dans l'étape 1 (7.4.5) et l'étape 2 (7.4.6). La différence entre les besoins de réserves secondaire et tertiaire du système « standard » et les besoins de réserve secondaire correspond aux besoins de réserve tertiaire (besoins R3 = besoins R3 et R2 du système standard – besoins R2).

Les besoins de réserves secondaire et tertiaire doivent permettre au GRT de respecter la probabilité de déficit de 0,1% afin de compenser les déséquilibres escomptés du système « standard ».

7.4.7.2 Détermination des volumes de réserve tertiaire

Pour des raisons techniques, économiques ou liées au marché, les produits de réserve tertiaire n'ont pas tous une disponibilité continue. Le portefeuille R3 peut se composer de différents produits, à chacun desquels il est possible d'associer une disponibilité et un nombre maximum d'heures d'activation sur l'année.

Étant donné que le volume de R2 nécessaire a déjà été déterminé, le GRT peut composer un portefeuille de R3 tel que le volume de R2+R3 respecte la probabilité de déficit préétablie de 0,1 % pour le système « standard » (cf. paragraphe 7.4.3.3).

La probabilité de déficit est vérifiée pour le portefeuille de R2+R3 dans 2 cas : avec et sans tenir compte des contrats inter-GRT. Les réserves inter-GRT ne peuvent être activées que très rarement et dans des cas exceptionnels. Les résultats permettent dès lors de vérifier si le portefeuille proposé permet au GRT de respecter la probabilité de déficit préétablie dans le cas d'un usage seulement limité des réserves inter-GRT.

7.5 Détermination de la puissance de réserve secondaire et réserve tertiaire

La méthode appliquée pour le dimensionnement de la réserve secondaire et de la réserve tertiaire pour 2018 est celle décrite au chapitre 7.4. Les paragraphes qui suivent se penchent plus en détails sur l'application de cette méthode.

7.5.1 Paramètres de dimensionnement pour 2018

7.5.1.1 Capacité installée en production éolienne et photovoltaïque

A l'image de ces dernières années, la capacité installée de production d'énergie photovoltaïque et éolienne dans le réseau électrique est appelée à augmenter considérablement dans les années à venir. Contrairement aux centrales classiques (production centralisée), la production de ces unités revêt un caractère variable et n'est prévisible qu'en partie. Les erreurs de prévision relatives à la production d'énergie éolienne et solaire introduisent des déséquilibres supplémentaires dans le système, dont il faut tenir compte lors du dimensionnement des réserves.

Afin de pouvoir évaluer ces déséquilibres supplémentaires du système, Elia doit disposer de données sur la capacité actuellement installée en production éolienne et photovoltaïque, ainsi que d'une estimation de la capacité à venir.

Au cours des dernières années, Elia a consenti des efforts importants, notamment avec l'établissement de prévisions de production éolienne et photovoltaïque J-1[29] agrégées à l'attention des ARPs et autres utilisateurs du réseau, afin d'obtenir une bonne estimation de la production éolienne et solaire.

Le Tableau 5 reprend, sur base des informations dont dispose Elia[30], une estimation de la capacité installée supplémentaire totale de production éolienne entre 2016 et 2018 (aussi bien sur le réseau de transmission que de distribution). Il est cependant inévitable que ces valeurs changent en fonction de la réalisation des projets futurs et de la révision des données disponibles concernant la capacité installée.

2016-2018	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Avg
Éolien onshore	**331**	**333**	**335**	**336**	**338**	**340**	**342**	**344**	**345**	**347**	**349**	**351**	**341**
Éolien offshore	**165**	**165**	**165**	**165**	**179**	**242**	**312**	**382**	**430**	**430**	**430**	**430**	**291**

Tableau 5 : Capacité installée supplémentaire de production éolienne par rapport à la capacité installée considérée dans la « baseline » (2016) [MW].

- La capacité supplémentaire de production éolienne onshore par rapport à la fin 2016 s'élèverait à 351 MW d'ici à la fin 2018. Pour 2018, Elia considère une croissance linéaire de la production éolienne onshore, qui porterait la capacité installée totale à 2047 MW d'ici à la fin 2018.

- La capacité supplémentaire de production éolienne offshore par rapport à la fin 2016 s'élèverait à 430 MW d'ici à la fin 2018. La capacité installée totale s'élèverait à 1143 MW fin 2018.

[29] Site Internet d'Elia : http://www.elia.be/fr/grid-data/production/production-eolienne et http://www.elia.be/fr/grid-data/production/Solar-power-generation-data/Graph

[30] Les estimations des puissances supplémentaires de production éolienne et solaire sont estimées sur base des informations disponibles par Elia en janvier 2017 et utilisées dans la détermination des volumes de Réserve Stratégique (http://www.elia.be/fr/produits-et-services/Réserve%20stratégique/Information-produit)

Au total, on s'attend donc à une nette hausse de la capacité installée de production éolienne, de l'ordre de 32 % durant la période comprise entre fin 2016 et fin 2018.

Le Tableau 6 reprend, sur base des informations dont dispose Elia, une estimation de la capacité installée supplémentaire totale de production photovoltaïque entre 2016 et 2018. Il est cependant inévitable que ces valeurs changent en fonction de la réalisation des projets futurs et de la révision des données disponibles concernant la capacité installée.

2016 - 2018	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Avg
PV	**411**	**413**	**416**	**418**	**420**	**422**	**424**	**426**	**428**	**431**	**433**	**435**	**423**

Tableau 6: Capacité installée supplémentaire en production photovoltaïque par rapport à la capacité considérée dans la « baseline » (2016) [MW]

- La capacité supplémentaire de production photovoltaïque par rapport à la fin 2016 s'élèverait à 435 MW d'ici à la fin 2018. Pour 2018, Elia considère une croissance linéaire de la production photovoltaïque. La capacité installée totale serait ainsi portée à 3635 MW fin 2018.

Au total, on s'attend donc à une hausse de la puissance installée en production photovoltaïque de l'ordre de 14 % durant la période comprise entre fin 2016 et fin 2018.

Comme déjà mentionné au §7.4, il est important de noter que la méthode de dimensionnement considère uniquement les déséquilibres dus à des erreurs de prévision causées par une capacité supplémentaire mensuelle de production éolienne et photovoltaïque par rapport à la baseline considérée (2016). Cela signifie que le modèle ne tient pas compte des déséquilibres structurels éventuels causés par un manque de flexibilité (activée) dans le réseau pour compenser la production variable d'énergie éolienne et photovoltaïque. Il est donc supposé que les ARPs assument pleinement leur responsabilité [3] de garantir l'équilibre de leur périmètre sur une base quart-horaire.

7.5.1.2 Choix de l'horizon de prévision et des périodes

En principe, ce modèle peut être utilisé pour les horizons de prévision, tant à long terme qu'à court terme comme expliqué en 7.4.3.1.

La détermination des besoins et volumes de R2 et de R3 pour 2018 s'effectue avec un « **horizon de prévision** » d'un an. Cet horizon de prévision ne permet pas au GRT de tenir compte des éventuelles réserves non contractées lors du dimensionnement, en raison de la grande incertitude qui en découle.

Nous considérons des « **périodes** » qui ne durent pas plus de **8 heures**. Cela veut dire qu'Elia suppose qu'un ARP doit être en mesure, au plus tard après une période de 8 heures, de compenser la panne d'une centrale par des modifications sur d'autres centrales ou au moyen d'achats sur le marché (infra-journalier).

La période considérée détermine les déséquilibres escomptés en raison d'arrêts forcés (« forced outages ») qui s'ajoutent à d'autres sources escomptées de déséquilibre dans le calcul du besoin de R2+R3.

7.5.1.3 Unité standard

Comme expliqué en 7.4.3.5, la capacité de l'unité standard est déterminée afin de pouvoir différencier les besoins du système global et les besoins du système standard.

L'unité standard est au minimum équivalente à la perte d'une unité de production non nucléaire (500MW) mais prend également en compte la capacité installée offshore prévue pour 2018. En effet, les caractéristiques liées aux déséquilibres engendrés par la perte de production offshore en cas de tempête la rendent comparable à la perte d'une unité de production. L'impact des pertes de production offshore sur le système est considéré comme faisant partie du système « standard ».

Une analyse a été effectuée en 2016 pour étudier l'impact de la production photovoltaique (3,3 GW de capacité installée considéré dans l'analyse) sur le déséquilibre du système afin de déterminer si la capacité installée photovoltaique devait être considérée dans la définition de l'unité standard. Les résultats ont montré une influence sur le déséquilibre largement inférieure à 878 MW (capacité installée offshore au moment de l'analyse).

Ces conclusions s'appliquent également à 2018. Dès lors, la limitation qui s'applique aux centrales dans le système « standard » devient 1143 MW, correspondant à la capacité installée offshore.

7.5.1.4 Paramètres retenus pour le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire

Pour la détermination des besoins de R2+R3 aussi bien du système standard que du système global, on tient compte des sources de déséquilibre suivantes (cf. §7.4.2 pour une description détaillée des différentes sources) :

- **Baseline :** il s'agit des déséquilibres résiduels du système observés historiquement en 2016, hors périodes de panne de centrales et tempête. Ces données reflètent les erreurs de prévision nettes relatives à la charge et à la production (y compris la capacité déjà installée de production éolienne et photovoltaïque), d'autres déséquilibres nets causés par des ARPs, la différence entre les pertes réseau compensées par rapport aux pertes réseau réelles, etc.
- **Pannes d'unités de production (« forced outages » ou « FO ») :** déséquilibres causés par la panne soudaine d'une centrale ;
- **Perte de production offshore en cas de tempête :** déséquilibres dus à la perte de production éolienne offshore lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse de coupure des turbines entrainant un arrêt de la production de celles-ci ;
- **Erreurs de prévision de production éolienne onshore et offshore :** erreurs de prévision infra-journalières nettes pour la production éolienne installée supplémentaire entre 2016 et 2018 (qui ne sont donc pas implicitement comprises dans la baseline) ;
- **Erreurs de prévision de production photovoltaïque :** erreurs de prévision infra-journalières nettes pour la production photovoltaïque installée supplémentaire entre 2016 et 2018 (qui ne sont donc pas implicitement comprises dans la baseline) ;

7.5.1.4.1 Baseline

La méthode probabiliste se base sur les déséquilibres escomptés du système. Ces déséquilibres escomptés sont déterminés au moyen des déséquilibres résiduels du système observés historiquement, ce qu'on appelle la « baseline », auxquels s'ajoutent des déséquilibres supplémentaires dus à des changements attendus dans le système électrique.

Par conséquent, la baseline comprend le déséquilibre net de tous les ARPs, dû à des erreurs de prévision de la charge et de la production, aux programmes d'échange, ainsi que d'autres déséquilibres (différence entre les pertes de réseau compensées prévues et les pertes de réseau réelles, etc.).

Pour le dimensionnement des réserves en 2018, on utilise les données historiques des déséquilibres résiduels du système de l'année 2016.

L'évolution des déséquilibres du système historiquement observés dépend de différents facteurs, notamment le comportement des ARPs (ajustement du périmètre sur une base quart-horaire), la flexibilité disponible au sein du système, les incitants induits par le tarif de déséquilibre, etc.

Dans ce cadre, Elia a constaté en 2016 une légère baisse du déséquilibre résiduel du système (en termes d'énergie) par rapport à 2015 (cf. 7.3). La baisse observée (en termes absolus) s'élevait à environ 2.5 %. On peut supposer que cette baisse est le résultat des efforts/améliorations permanents au cours de ces dernières années, parmi lesquels on peut citer :

- l'effet du passage du mécanisme de déséquilibre au mécanisme du « single marginal pricing » (meilleurs incitants) ;
- les efforts supplémentaires concernant la communication sur la problématique du déséquilibre auprès des ARPs et des acteurs du marché ;
- les efforts consentis afin de permettre aux acteurs du marché d'avoir une meilleure vue de l'injection totale prévue de production éolienne et photovoltaïque. Depuis 2013, l'infeed pour les postes d'injection est également publiée ;
- les efforts consentis afin de permettre aux ARPs de dévier de leurs équilibres afin d'aider l'équilibrage de la zone, comme spécifié dans le contrat ARP ;
- etc.

Étant donné qu'Elia continuera à s'employer à l'avenir à mieux informer les ARPs et les acteurs du marché sur le déséquilibre du système (prévisions infra-journalières de la production éolienne et photovoltaïque[31], publication de l'injection d'énergie photovoltaïque, publication des données d'injection émanant de réseaux de distribution, incitants plus efficaces grâce au tarif de déséquilibre, etc.), la baisse des déséquilibres de la baseline devrait se poursuivre et est supposée égale à 2% entre 2016 et 2018.

Elia constate que la liquidité sur le marché infra-journalier est actuellement limitée et adopte dès lors des hypothèses conservatrices concernant les diminutions des déséquilibres résiduels du fait de l'utilisation des marchés infra-journaliers par les ARPs.

En 2011 et 2012, Elia a pu constater une évolution vers une position structurellement longue du déséquilibre net des ARPs (cf. [2]). En 2012, le déséquilibre résiduel moyen du système s'élevait à +64 MW. Depuis 2013, une baisse de la position longue a été observée : le déséquilibre résiduel moyen du système s'élevait encore à 41 MW en 2013, pour atteindre 2,5 MW en 2014 et 4 MW en 2015. Pour 2016, Elia observe cependant une valeur légèrement supérieure aux années précédentes : 16,6 MW. Ces valeurs relativement faibles témoignent de l'amélioration de la position des déséquilibres ces deux dernières années.

Afin de ne pas tenir compte deux fois des déséquilibres dus aux pannes d'unités de production et dus à la perte de production offshore en cas de tempête, ceux-ci ont été exclus de la série temporelle historique de la baseline 2016. La Figure 14 reflète la distribution de la baseline résultante.

[31] Une prévision intraday de la production photovoltaïque, ainsi que l'injection d'énergie photovoltaïque en temps réel sont déjà communiquées sur le site Internet d'Elia depuis mars 2013.

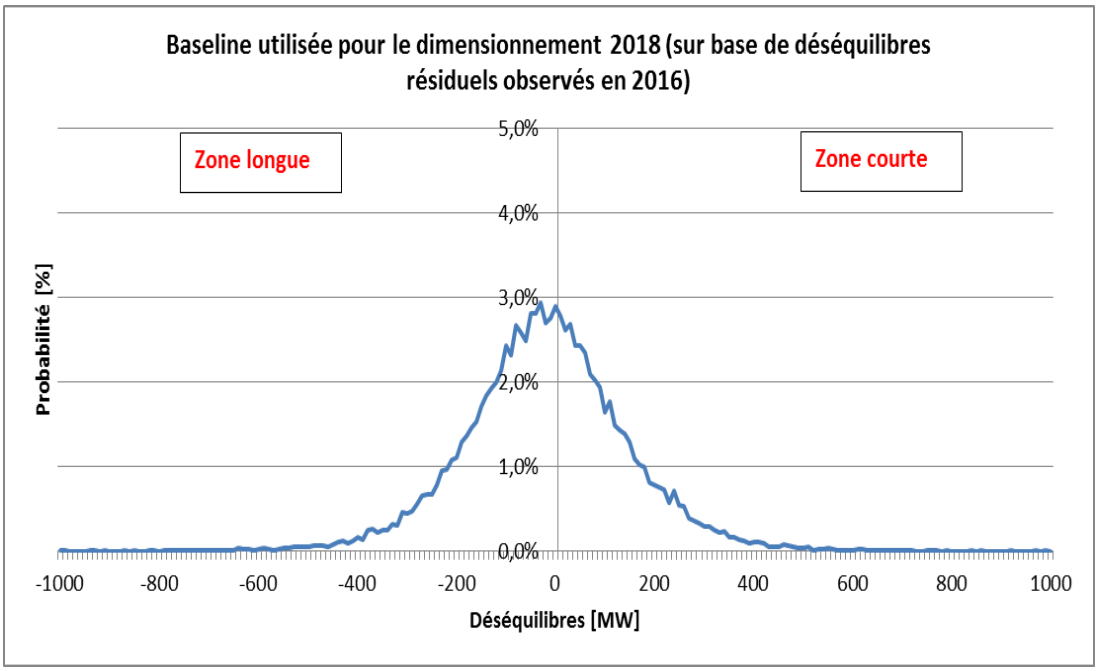

Figure 14: Baseline utilisée pour le dimensionnement des réserves pour 2018

7.5.1.4.2 Pannes de centrales

La perte de puissance en raison d'une panne soudaine d'une centrale de production est l'un des facteurs déterminants pour le dimensionnement de la R2+R3.

La distribution de probabilité de la perte imprévue de puissance dans un parc de production durant une certaine période (8 heures) est obtenue par la convolution des distributions de probabilité de la perte de chaque (groupe d') unité(s) durant cette période. Dans ce cadre, il est supposé qu'une unité ne peut être perdue qu'une seule fois dans la période considérée et que la panne de chaque centrale est indépendante de la panne d'une autre centrale.

Un risque de panne indépendant et constant dans le temps est supposé pour les unités thermiques et nucléaires. Lors d'une panne, il est présumé que l'unité a été précédemment exploitée au maximum de sa puissance et n'injecte plus de puissance après la panne. Les risques de panne des unités existantes ont été calculés par type de centrale sur la base du journal de bord du centre de contrôle national. Cela permet d'appréhender leur risque de panne comme une fonction exponentielle de la période considérée, avec comme valeurs moyennes :

- **unité nucléaire : 1,5 panne par an**
- **TGV et turbines à gaz : 3 pannes par an**
- **autres unités : 3 pannes par an**

7.5.1.4.3 Perte de production offshore en cas de tempête

La distribution de probabilité de la perte de production offshore en cas de tempête est obtenue par la convolution des distributions de probabilité de la perte offshore pour différentes vitesses de vent. En effet, les parcs offshores ont des caractéristiques techniques différentes, notamment les vitesses de coupure (c'est-à-dire la vitesse de vent à partir de laquelle l'éolienne se bloque et ne produit donc plus de puissance), ainsi que d'autres critères (laps de temps mesuré, etc.).

Les pertes de production offshore sont considérées comme indépendantes des pannes de centrales. Par contre, étant donné les caractéristiques des événements simulés, les pertes obtenues avec des vitesses de vent différentes ne peuvent pas être additionnées. Les pertes de production offshore simulées en cas de tempête sont les suivantes :

- **Perte de 817 MW (vitesse de coupure de 25m/s): 27 heures (9*3heures) par an**
- **Perte de 1143 MW (vitesse de coupure de 30m/s): 3 heures (1*3heures) par an**

Les risques de pertes offshores en cas de tempête ont été déterminés sur base des observations historiques dans l'attente de résultats d'analyses plus approfondies qui seront effectuées par ELIA en 2017 comme expliqué dans le chapitre 7.4.2 Les hypothèses reprisent actuellement dans le dimensionnement sont dès lors amenées à évoluer dans le futur.

7.5.1.4.4 Erreur de prévision globale résiduelle liée à la production éolienne et photovoltaïque

La baseline contient déjà les déséquilibres dus à des erreurs de prévision de la production éolienne et photovoltaïque (capacité installée) pour 2016. Cependant, comme déjà mentionné au §7.5.1.1, la capacité installée devrait augmenter d'environ 32 % pour la production éolienne et d'environ 14 % pour la production photovoltaïque d'ici la fin 2018. C'est pourquoi les déséquilibres dus aux erreurs de prévision sur cette capacité incrémentale doivent être modélisés séparément.

Fin 2011, Elia a mis en place une prévision de production éolienne agrégée en J-1 pour la zone de réglage belge. Celle-ci montre également l'injection réelle extrapolée de la production éolienne. Ces données sont publiées[32] à la fois pour la production éolienne onshore, la production éolienne offshore et la production cumulée.

La différence entre l'injection prévue et l'injection réelle totale donne l'erreur de prévision agrégée sur la production éolienne pour 2016 dans la zone de réglage belge.

Sur la base de ces prévisions J-1, il est possible d'estimer les déséquilibres provenant de la capacité installée incrémentale des productions éoliennes onshore et offshore.

- L'erreur de prévision de la production onshore J-1 d'Elia est divisée par la puissance installée correspondante et ensuite multipliée par la puissance installée incrémentale.
- Pour modéliser l'erreur de prévision provenant de la capacité offshore incrémentale, l'erreur de prévision de la production offshore J-1 d'Elia a été utilisée.
- Lors de l'activation d'offres décrémentales sur les parcs éoliens, la puissance activée correspondante est ajoutée à la production mesurée et ainsi prise en compte dans l'erreur de prévision.

Les prévisions de production éolienne infra-journalières sont intrinsèquement meilleures que les prévisions en J-1. En recourant aux prévisions infra-journalières, les ARPs peuvent donc limiter les déséquilibres causés par des erreurs de prévision de la production éolienne en J-1. Mais à cette fin, les ARPs doivent impérativement être en mesure de modifier les positions adoptées en J-1 par le biais du marché infra-journalier ou en procédant à des modifications dans leur parc de production et/ou à des prélèvements dans leur périmètre.

La littérature révèle que le potentiel d'amélioration théorique relatif d'une prévision infra-journalière par rapport à une prévision en J-1 est de l'ordre de 30 % à 40 % au maximum [4].

Vu la liquidité réduite des marchés infra-journaliers et l'usage actuellement limité des nominations infra-journalières par les ARPs, des hypothèses conservatrices ont été établies pour 2018 en ce qui concerne le fonctionnement du marché infra-journalier. Par conséquent, une amélioration relative totale de 7 % par rapport à la prévision de production éolienne J-1 a été supposée. Le tableau 7 indique les caractéristiques de l'erreur de prévision de production éolienne supposée pour la capacité installée supplémentaire par rapport à la baseline.

[32] http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation

2016	Moyenne	Écart standard	MAE[33]
Éolien onshore	1,56 %	6,35 %	4,55 %
Éolien offshore	-0,65 %	12,81 %	8,66 %

Tableau 7 : Caractéristiques de l'erreur de prévision supposée due à une production éolienne supplémentaire par rapport à 2016 (prévision – mesure)

Il en ressort que l'écart standard pour la prévision de production éolienne onshore J-1 est inférieure à celle pour la prévision offshore. Cette situation pourrait s'expliquer par le fait que l'écart par rapport à la moyenne des erreurs de prévision est moins important pour les éoliennes onshore (vu leur plus grande répartition géographique).

Elia a établi une prévision de production photovoltaïque agrégée en J-1 et infra-journalier pour la zone de réglage belge montre également l'injection réelle extrapolée de la production photovoltaïque.

La différence entre l'injection prévue et l'injection réelle donne l'erreur de prévision agrégée sur la production photovoltaïque pour 2016 dans la zone de réglage belge.

Par analogie avec la méthode suivie pour l'éolien (cf. supra), il est donc possible de calculer l'erreur de prévision J-1 due à une production photovoltaïque supplémentaire par rapport à la baseline.

Les prévisions de production photovoltaïque infra-journalière sont meilleures que les prévisions J-1. La baisse des déséquilibres résiduels dépend cependant de la capacité des ARPs à adapter leur périmètre à cette prévision corrigée. Elia constate qu'une bonne estimation de la production photovoltaïque par les ARPs est néanmoins plus difficile que pour la production éolienne[34]. C'est peut-être dû au caractère très décentralisé de la production photovoltaïque (la majorité de la capacité est installée chez des particuliers) et à la difficulté d'estimer la capacité effectivement installée. Elia suppose dès lors une diminution relative des déséquilibres résiduels de la production photovoltaïque de l'ordre de 3,5 % par rapport à l'erreur de prévision J-1 (cf. 7 % pour l'éolien).

Le Tableau 8 indique les caractéristiques de l'erreur de prévision du photovoltaïque supposée pour la capacité installée supplémentaire par rapport à la baseline.

2016	Moyenne	Écart standard	MAE[32]
PV	-0,13 %	3,83 %	1,71 %

Tableau 8 : Caractéristiques de l'erreur de prévision supposée due à une production photovoltaïque supplémentaire par rapport à 2016 (prévision – mesure)

Le résultat de ces modèles se traduit par des séries temporelles de l'erreur de prévision infra-journalière incrémentale, tant de la production éolienne onshore que offshore et que de la production photovoltaïque. Ces séries temporelles peuvent être additionnées à la baseline, afin de tenir compte d'une éventuelle corrélation entre elles (ce qui n'est pas possible en cas de convolution des distributions qui en résultent).

La Figure 15 montre les distributions résultant des erreurs de prévision de production onshore, offshore et photovoltaïque infra-journalières incrémentales.

[33] **MAE** (écart absolu moyen) : ce paramètre donne l'écart moyen (en tant que % de la capacité installée) de la prévision de production éolienne J-1 par rapport à la production réelle, sans tenir compte du signe de l'erreur de prévision.

[34] Elia constate systématiquement des déséquilibres (généralement positifs) importants les jours de grande injection de production photovoltaïque, p. ex. le 18/2/2013, le 20/2/2013, etc.

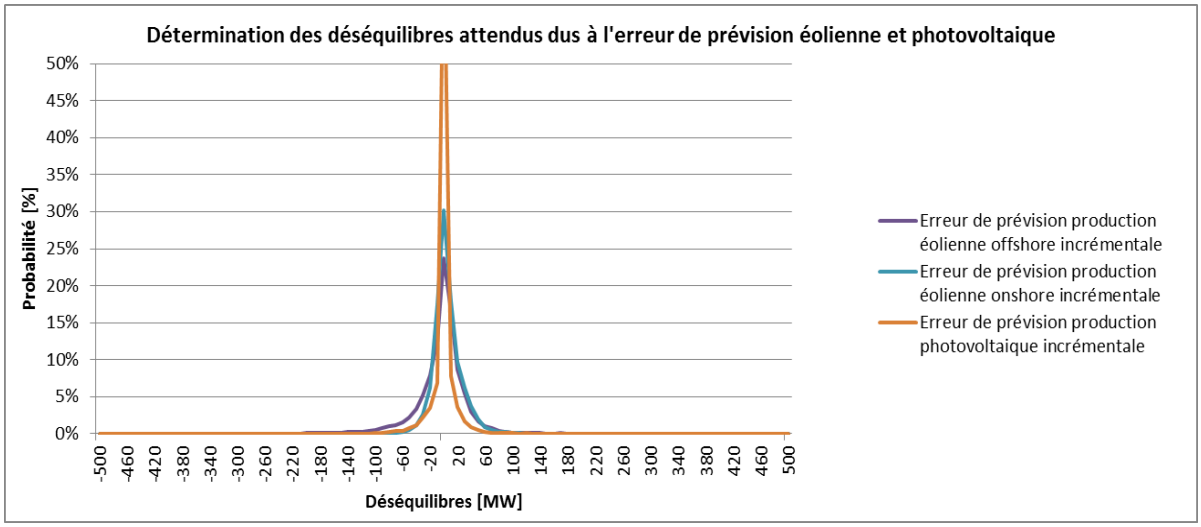

Figure 15 : Distributions des erreurs de prévision infra-journalières incrémentales résultant de la production supplémentaire d'énergie éolienne et photovoltaïque en 2018 par rapport à la baseline considérée (2016)

Comme mentionné aux paragraphes 7.5.1.4.1 et 7.5.1.4.3, les déséquilibres imputables à la perte de puissance instantanée due à la coupure d'éoliennes offshore en cas de tempête ne sont pas inclus dans la baseline.

7.5.1.4.5 Déséquilibre global utilisé pour le dimensionnement de la R2+R3

Lors du dimensionnement de la R2+R3, Elia fait s'il y a lieu la distinction entre les besoins de réserve pour le système standard et les besoins pour le système global :

- Dans le système standard, la perte de puissance maximale considérée due à la panne d'une centrale est limitée à la capacité d'une unité standard
- Dans le système global, la perte de puissance due à la panne d'une centrale n'est pas limitée.

Pour 2018, comme expliqué précédemment, le besoin de réserve pour le système standard est égal au besoin de réserve pour le système global.

La Figure 16 représente la distribution de probabilités de perte de puissance suite à une panne d'une centrale ou une tempête:

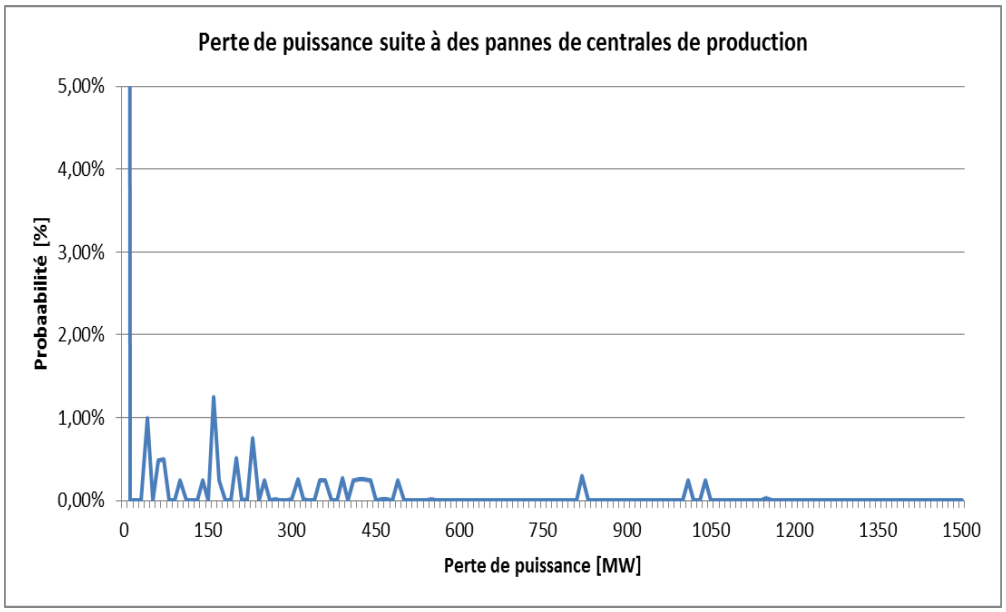

Figure 16: Distribution des probabilités d'une perte de puissance due à la panne d'une centrale ou à une tempête

Le déséquilibre total est établi avec une combinaison des différents facteurs de déséquilibre (baseline, FO, tempête, erreurs de prévision résiduelles de la production (supplémentaire) éolienne et photovoltaïque). Les déséquilibres négatifs escomptés du système sont utilisés pour le dimensionnement de la R2+R3 (réserves à la hausse). Pour le réglage des déséquilibres positifs du système, Elia compte sur les réserves secondaires et sur les offres D dans le cadre du contrat CIPU (cf. infra). La Figure 17 reflète la distribution cumulée des probabilités de déséquilibres négatifs du système, tant pour le système standard que pour le système global :

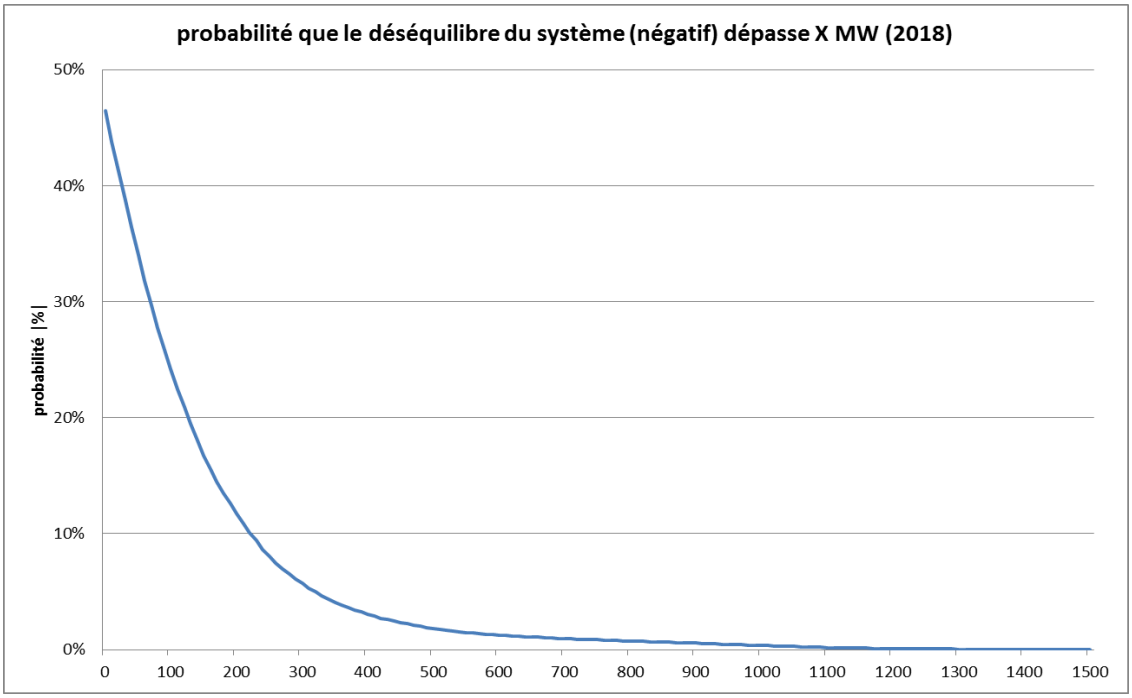

Figure 17: Probabilité [%] qu'un déséquilibre négatif supérieur à X MW se produise

La figure 18 ci-dessous est un agrandissement de la figure 17 afin d'illustrer le besoin du système à couvrir par ELIA pour respecter la probabilité de défaillance Pdef fixée à 0.1%.

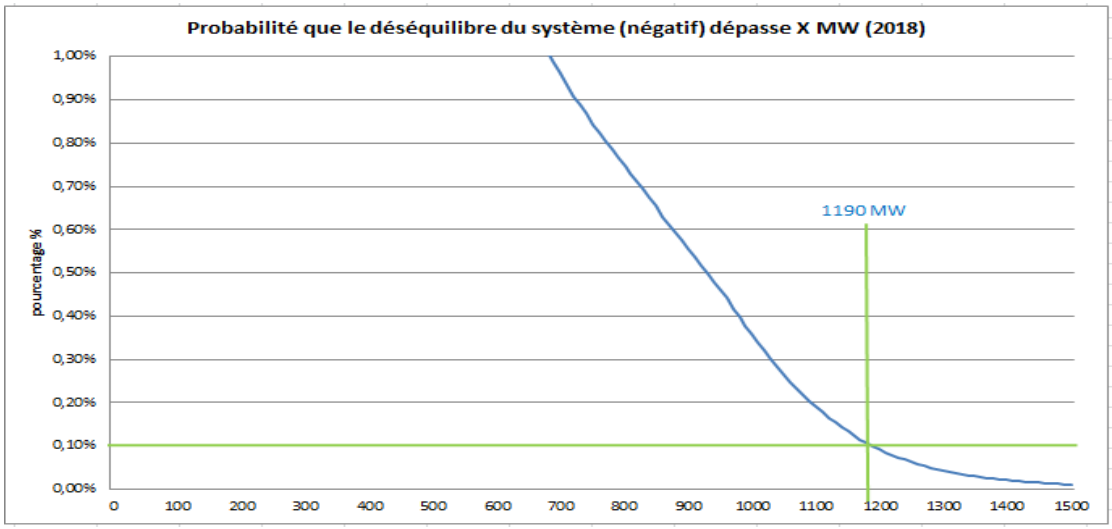

Figure 18: Probabilité [%] qu'un déséquilibre négatif supérieur à X MW se produise

7.5.1.5 Paramètres retenus pour le dimensionnement de la réserve secondaire

Les facteurs suivants sont pris en compte pour le dimensionnement de la R2 :

- La variabilité de la « baseline » : ce facteur est le plus important pour le dimensionnement de la R2. Il comprend notamment la variabilité (i.e. mesure des fluctuations rapides) des déséquilibres dus à des erreurs de prévision de charge ou de

production et aux étapes dans des programmes d'échange avec l'étranger, ainsi que la variabilité des déséquilibres causés par la différence entre les pertes de réseau compensées prévues et les pertes de réseau réelles, etc.

- La variabilité de l'erreur de prévision résiduelle résultant d'une production supplémentaire d'énergie éolienne et photovoltaïque en 2018 par rapport à la baseline 2016.

La variabilité globale utilisée pour le dimensionnement de la R2 est obtenue par l'addition des séries temporelles de la variabilité relative à chaque facteur. Étant donné que la R2 doit permettre de régler des valeurs de variabilité tant positives que négatives, on prend la **valeur absolue** de la série temporelle qui en résulte. Les distributions qui en résultent sont illustrées à la Figure 19.

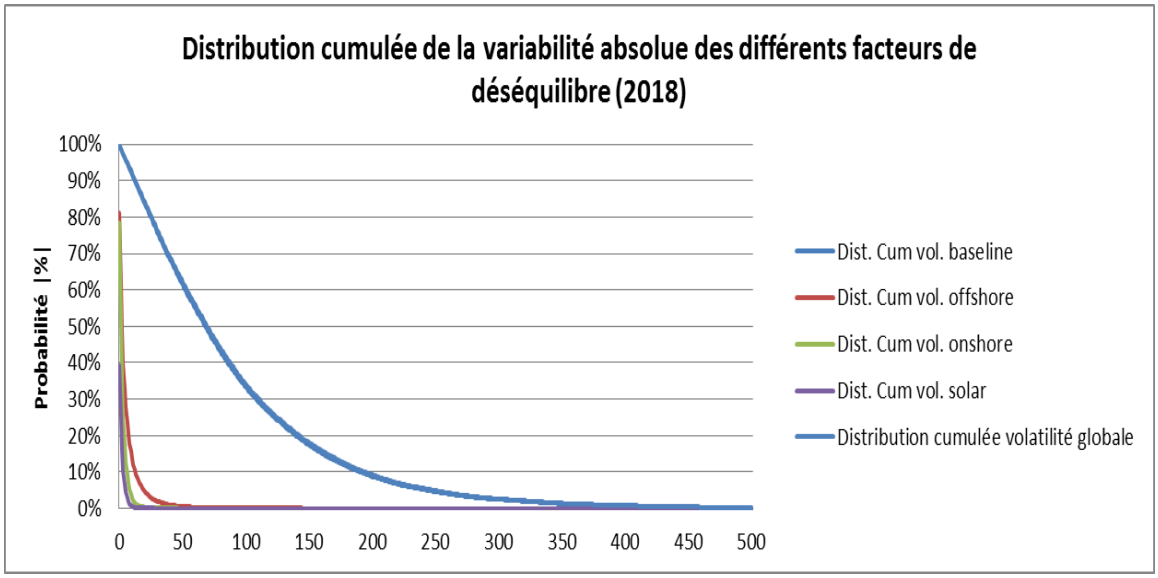

Figure 19: Distribution cumulée de la variabilité absolue des différents facteurs pour le dimensionnement de la R2

7.5.1.6 Probabilité de déficit présupposée (Pdef)

7.5.1.6.1 Pdef R2+R3 admise pour le système standard et le système global

La probabilité de déficit des réserves secondaire et tertiaire correspond à la somme acceptable d'intervalles de temps durant lesquels les réserves secondaire et tertiaire à la hausse ne sont pas suffisantes pour régler les déséquilibres négatifs du système dans la zone. Cette probabilité de déficit présupposée doit être respectée tant pour le système standard que pour le système global (cf. infra).

La Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E [1] prend la valeur de 0,1 % comme exemple pour une seule zone de réglage, ce qui correspond à un peu moins de 9 heures par an. Dans ce cas, on pourrait établir que le manque acceptable d'une zone de réglage est tributaire de la taille et de la puissance du système interconnecté.

Pour 2018, nous admettons, tout comme pour 2017, une probabilité de déficit (Pdef) de **0,1 %** pour le dimensionnement de la R2+R3, et le risque usuel concernant l'approvisionnement du GRT. Cela signifie que la probabilité d'insuffisance du portefeuille R2+R3 final pour régler les déséquilibres négatifs du système en 2018 doit être inférieur à 0,1 %.

7.5.1.6.2 Pdef R2 admise

Nous définissons la probabilité de déficit de la réserve secondaire comme étant la somme acceptable d'intervalles de temps durant lesquels la réserve secondaire n'est pas suffisante pour régler la variabilité du déséquilibre escompté du système.

La réserve secondaire (réglage automatique) sert à compenser des variations arbitraires et rapides du déséquilibre, qui sont modélisées au moyen de la variabilité du déséquilibre du système. En raison de son caractère automatique, la R2 est très importante pour garantir une bonne qualité de l'« Area Control Error » (ACE). Les activations manuelles (offres I/D dans le cadre du contrat CIPU, réserves tertiaires) servent à compenser de grands déséquilibres de longue durée et jouent donc également un rôle important dans la qualité observée de l'ACE. L'iGCC mis en place en octobre 2012 participe également à une amélioration de la qualité de l'ACE.

Pour évaluer la qualité de l'ACE, Elia se base sur les indicateurs de qualité de l'équilibre de la zone de réglage définis par ENTSO-E. Le tableau 9 représente l'écart standard mensuel moyen de l'ACE sur base quart-horaire, ainsi que la valeur cible établie par ENTSO-E, pour la période 2011-2016 (cf. [2]).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
σ_{ACE} [MW]	91,6	77,4	60,8	40,33	46	36,44
Cible [MW]	97,5	99	96	96	96	96
Pdef R2 théorique	26,3 %	27,6 %	27,8 %	21,7 %	22%	21 %

Tableau 9 : Écart standard mensuel moyen de l'ACE sur base quart-horaire (et valeur cible), ainsi que Pdef théorique de la R2 pour régler la variabilité du déséquilibre du système

L'amélioration de la qualité de réglage observée ces dernières années peut être en partie expliquée par 2 éléments :

- L'effet du passage du mécanisme de déséquilibre au mécanisme du « single marginal pricing » depuis 2012 et une amélioration continue des publications et communications d'ELIA envers les acteurs de marché et ;
- La mise en place du processus iGCC en octobre 2012. Le tableau 10 ci-dessous représente l'énergie totale en valeur absolue activée selon le processus de foisonnement iGCC. L'augmentation observée en 2014 est due à une amélioration de l'algorithme aux frontières implémentée en octobre 2013 tandis que l'évolution constatée en 2016 est expliquée par l'arrivée de la France dans la coopération, ce qui a augmenté la liquidité au bénéfice de l'ensemble de la coopération.

	2013	2014	2015	2016
iGCC	174 GWh	317 GWh	255 GWh	428 GWh

Tableau 10 : Energie totale en valeur absolue activée par iGCC

Afin d'identifier si d'autres paramètres expliquent cette amélioration de qualité, de quelle manière tous ces éléments l'influencent et comment ils évolueront dans le futur, ELIA a démarré en 2017 des analyses supplémentaires.

Les résultats seront utilisés, au même titre que ceux des autres études en cours (ex : dimensionnement dynamique des besoins, impact d'un changement de puissance ou de direction du vent sur le parc éolien offshore,…), afin de déterminer les priorités des prochaines années concernant l'évolution de la méthodologie de dimensionnement.

Dans l'attente de ces résultats, Elia fixe la probabilité de déficit (Pdef) à **21 %** pour le dimensionnement de la R2 pour 2018, valeur identique à la Pdef utilisée en 2017.

Actuellement, les déséquilibres positifs dans le système doivent être compensés par des réserves secondaires et des « offres décrémentales » (offres de réglage à la baisse) dans le cadre du contrat CIPU. Elia ne réservera pas des volumes à la baisse complémentaires en 2018. En effet, les déséquilibres ont, jusqu'à présent, pu être couverts par les réserves secondaires et des « offres

décrémentales » ainsi que par des réserves disponibles sur des unités faiblement coordonnables et par l'inter-GRT.

Notons que les réflexions actuellement menées par ENTSO-E dans le cadre de la rédaction de nouveaux codes réseau auront vraisemblablement un impact important sur la réserve tertiaire à la baisse à contracter et sur la méthodologie à appliquer lors du dimensionnement de celles-ci. Le volume de réserve tertiaire à la baisse à contracter est donc amené à évoluer dans le futur, lors de la mise en application des codes européens.

Les actions et modifications suivantes, entreprises par Elia, lui permettent encore aujourd'hui de mieux faire face aux déséquilibres:

- Identification d'offres décrémentales libres complémentaires qui n'avaient pas été considérées auparavant. Il est ainsi possible de mieux compenser les déséquilibres positifs du système. Des offres décrémentales sont notamment effectives sur des parcs éoliens.
- La nouvelle structure des tarifs de déséquilibre en 2012 (principe d'un prix marginal unique) donne de meilleurs signaux aux acteurs du marché pour diminuer la production en cas d'incompressibilité. Le prix d'activation de ces offres libres complémentaires peut en effet être bas, voire négatif. Un signal efficace est ainsi donné au marché, ce qui conduira à une réaction complémentaire des acteurs du marché. L'effet du passage du mécanisme de déséquilibre au mécanisme du « single marginal pricing » s'est fait principalement ressentir en 2013 et 2014.
- Dans le passé, Elia a également accordé une grande attention à l'activation d'actions de réglage manuel suffisantes pour désaturer les réserves secondaires et les compléter en cas de grands déséquilibres. Cela ressort également de l'évolution des actions de réglage manuel durant les trois dernières années, tel qu'indiqué à la Figure 20.
- Depuis octobre 2012, la mise en place de l'iGCC participe également à une amélioration de la zone de réglage belge.

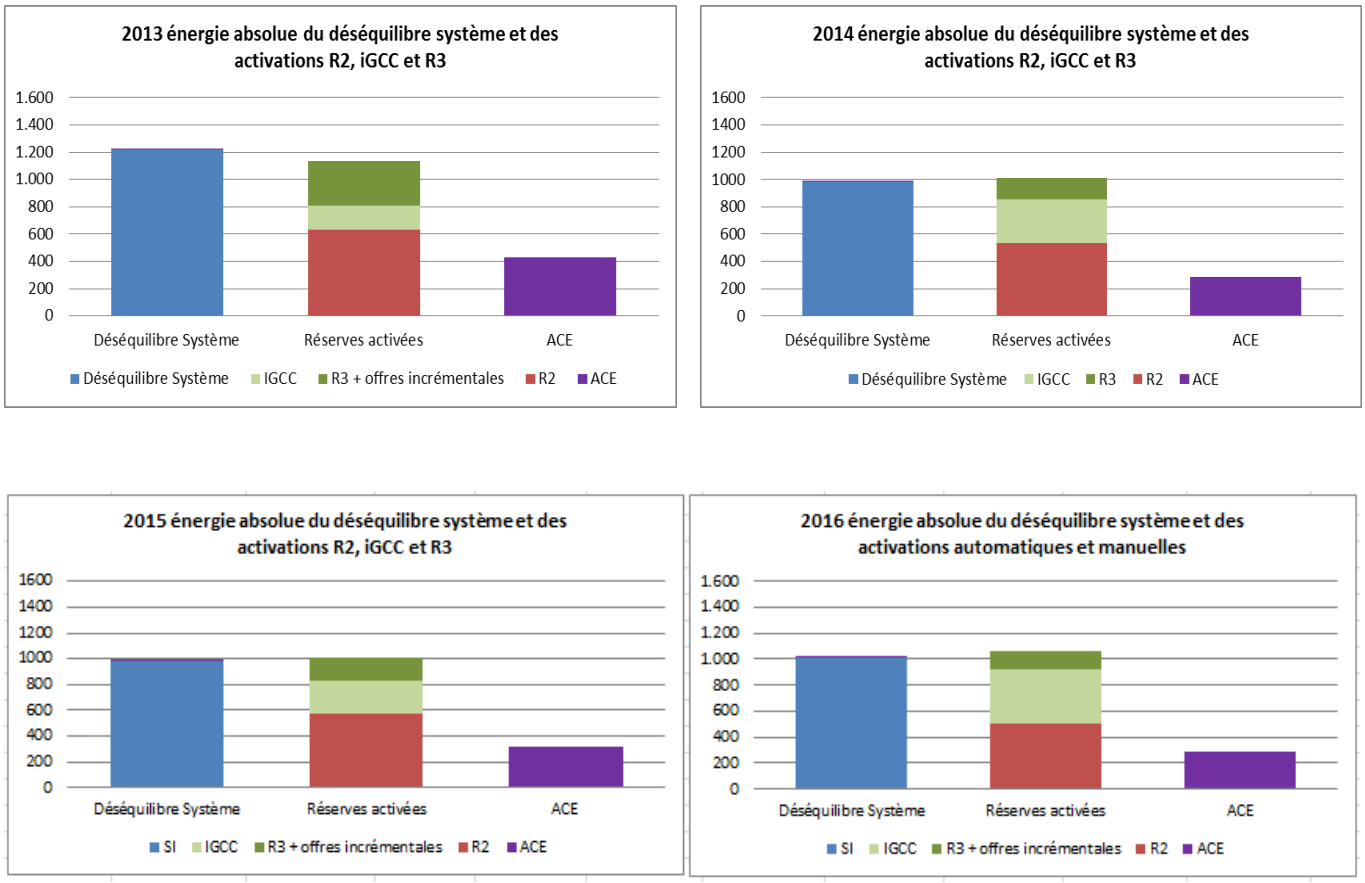

Figure 20 : Évolution du déséquilibre du système, actions de réglage automatique et manuel et de l'ACE

7.5.2 Détermination des volumes de réserve secondaire et tertiaire pour 2018

Les paragraphes ci-dessous montrent les résultats de l'application des méthodes décrites au chapitre 7.4.4, visant à déterminer les volumes de réserve secondaire et tertiaire nécessaires pour la zone de réglage d'Elia pour l'année 2018.

7.5.2.1 Etape 1 : Détermination de la différence de réserves secondaire et tertiaire (R2+R3) nécessaires pour le système « standard » et le système « global »

Elia prévoit un besoin R2+R3 dimensionné sur la base des besoins de réserve du système standard (cf. paragraphe 7.4.4). Dans le système standard, la perte de puissance lors de la panne d'une centrale (et le déséquilibre qui en résulte) est limitée à la capacité d'une unité standard alors que le système global ne considère pas de limitation sur la capacité installée d'une centrale. Le besoin de R2+R3 nécessaire pour le système standard, égal à 1190 W pour 2018 sera socialisé. Pour 2018, il n'y a pas de différence entre système standard et système global. Par conséquent la puissance de réserve à charge du seul ARP qui est responsable de l'injection d'unités dont la capacité est supérieure à l'unité standard est fixée à 0 MW pour 2018

Étant donné que le besoin R2+R3 du système global est plus important que la capacité de la plus grosse unité dans le réseau d'Elia en 2018 (1143 MW), le critère N-1 déterministe est respecté.

7.5.2.2 Etape 2 : Détermination de la réserve secondaire

7.5.2.2.1 Détermination des besoins de réserve secondaire

Le dimensionnement des besoins de réserve secondaire pour 2018 s'effectue à l'aide de la méthode décrite au paragraphe 7.4.6.

Comme mentionné au paragraphe 7.5.1.6.2,l'amélioration de l'ACE observée entre 2013 et 2016 est en partie due à la mise en place de l'iGCC (octobre 2012). Il s'agit toutefois d'une réserve qui n'est pas garantie et dépend fortement du comportement des différents GRTs. La disponibilité de l'iGCC dans un an peut changer, notamment en fonction de l'évolution des capacités disponibles aux frontières et de la position de déséquilibre de chaque GRT participant.

A ce titre, comme expliqué au paragraphe 7.4.3.2, ELIA a effectué en 2017 une analyse préliminaire afin d'identifier de quelle manière et avec quel effet le ce processus pourrait être considéré dans la détermination des volumes de réserve secondaire et tertiaire.

Dans l'attente des résultats complets de l'analyse, Elia ne considère pas encore le processus de foisonnement iGCC comme un paramètre dans le processus de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire pour 2018.

L'évolution de la variabilité des déséquilibres du système historiquement observés dépend par ailleurs de différents facteurs, dont le comportement des ARPs (ajustement du périmètre sur une base quart-horaire), la flexibilité disponible au sein du système (et la capacité des ARPs à accéder à suffisamment de flexibilité), les incitants induits par le tarif de déséquilibre (et la capacité des ARPs à réagir aux prix de déséquilibre), etc.

De plus, Elia constate que le besoin de réserve secondaire correspondant à la Pdef est inférieur au besoin actuellement recommandé par ENTSO-E. Elia a choisi de réaliser sa propre analyse mais désire néanmoins ne pas s'écarter trop significativement de la recommandation d'ENTSO-E.

Depuis 2015 ELIA a fixé la probabilité de déficit à 21 %. Cette valeur a été utilisée pour déterminer le besoin de réserve secondaire pour 2016, 2017 et 2018 et a permis d'obtenir une bonne qualité de l'ACE . La Figure 21 indique que, le besoin correspondant à une Pdef de 21% est 139 MW.

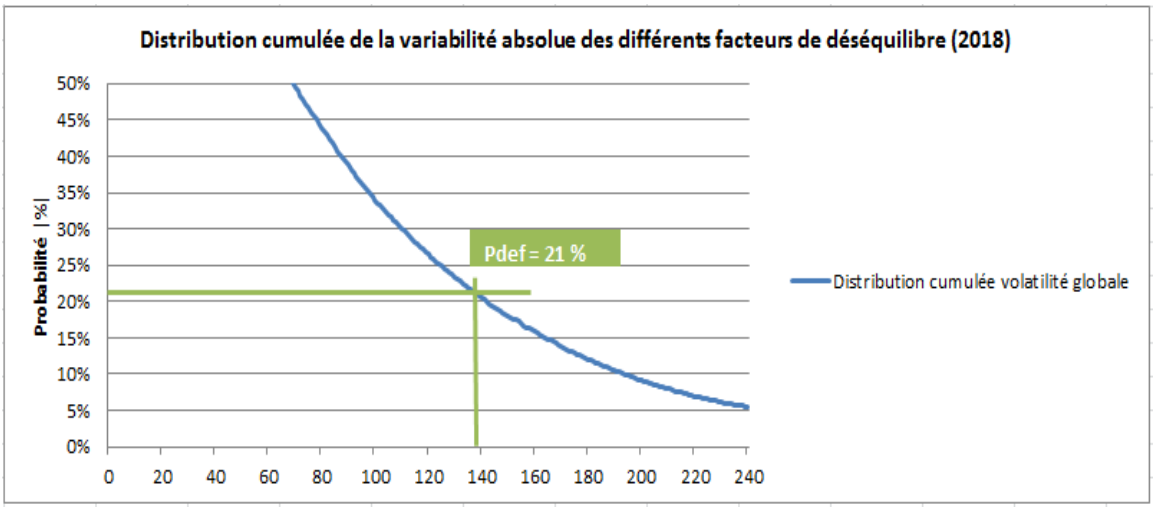

Figure 21 : Détermination des besoins R2

7.5.2.2.2 Détermination des volumes de réserve secondaire

Lors du dimensionnement de la réserve secondaire, il faut également tenir compte de la disponibilité de la R2. À cette fin, il est également important de mentionner que le marché secondaire de la R2 permettra aux producteurs d'acheter de la R2 auprès d'autres acteurs du marché pour des raisons économiques, en cas de FO ou de maintenance afin de pouvoir toujours mettre à disposition la puissance contractée. Un système de pénalités incitera les ARPs à utiliser le marché secondaire si nécessaire.

Il reste néanmoins possible, en cas de panne d'une centrale en jour J, qu'un certain volume de R2 ne soit pas disponible. Dans ce cas, le système de pénalités doit inciter les ARPs à mettre à disposition la R2 – dans la mesure du possible – au plus vite. Lors du dimensionnement de la R2, Elia tient compte du fait que le volume R2 ne sera pas entièrement disponible dans certains cas.

Elia estime qu'il existe un risque de 0,3 % de perdre 30 MW de R2 [35]. Ce risque est calculé à partir de la disponibilité observée de la réserve secondaire en 2016. En prévoyant un volume de 139 MW de R2, la Pdef de 21 % est respectée. . La Figure 22 montre tant la distribution cumulée de la variabilité du déséquilibre du système escompté pour 2018 que de la disponibilité supposée de la réserve secondaire.

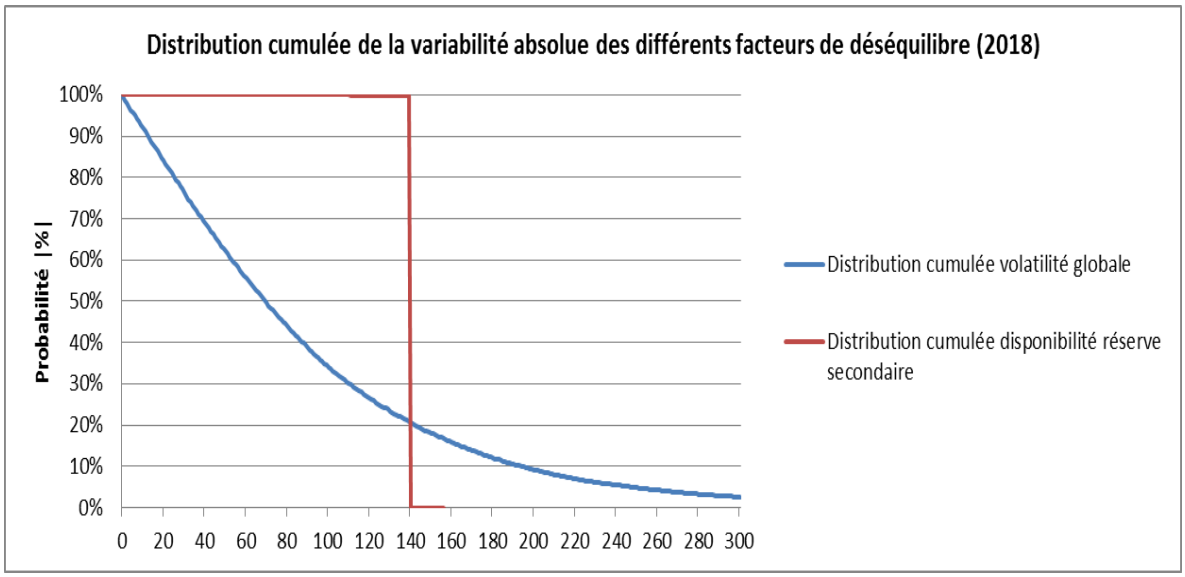

Figure 22 : Dimensionnement de la R2 pour 2018

7.5.2.3 Etape 3 : Dimensionnement de la R2+R3 et détermination de la R3 pour le système standard

7.5.2.3.1 Détermination des besoins de réserve tertiaire

Les besoins de réserve tertiaire nécessaires pour respecter, en combinaison avec les besoins de réserve secondaire précités, la Pdef de 0,1 % présupposée pour le système standard sont déterminés à l'aide de la méthode décrite au paragraphe 7.4.7.

Les besoins en réserve tertiaire correspondent à la différence entre les besoins du système standard et les besoins en réserve secondaire. Pour 2018, les besoins en réserve tertiaire sont donc équivalents à 1051 MW (= 1190 MW – 139 MW).

[35] Les hypothèses retenues pour la disponibilité de la réserve secondaire prennent en compte les mécanismes du marché actuels. Notons que ceux-ci sont décrits dans les règles de balancing et peuvent être amenés à évoluer.

7.5.2.3.2 Détermination des volumes de réserve tertiaire

La réserve tertiaire qu'Elia prévoit a néanmoins une disponibilité parfois inférieure à 100 % pour des raisons techniques, économiques et liées au marché. Les produits de réserve tertiaire qu'Elia prend en compte pour le dimensionnement sont les produits de réserve tertiaire « standard » et « flex », dont la participation est ouverte aussi bien aux unités CIPU qu'aux ressources non CIPU. Ces 2 produits exigent une disponibilité continue et se différencient par un nombre maximum d'activation par période contractuelle (illimité pour la réserve tertiaire « standard » et limité pour la réserve teritaire « flex »).

A noter que la dénomination des produits pourrait être sujette à modification dans le futur. Le cas échéant, les nouvelles dénominations seront spécifiées dans les« Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires » approuvées par la CREG.

Pour tous ces produits, à partir du 1er janvier 2018, l'extension du marché secondaire permettra aux acteurs du marché (tant les acteurs existants que les nouveaux venus) d'obtenir la réserve tertiaire dont ils sont contractuellement responsables, auprès d'autres acteurs du marché pour des raisons technico-économiques, aussi bien en « day ahead » qu'en infra-journalier.

Elia vérifiera si la disponibilité contractée est respectée. Un système de pénalités est appliqué lorsque ce n'est pas le cas.

En outre, Elia dispose des **contrats de réserve avec des GRT voisins** (non garantis) :

- Contrat d'assistance de 250 MW conclus avec RTE (disponibilité de 99,6 % en 2016) ;
- Contrat d'assistance de 300 MW avec TenneT NL (disponibilité de 99,7 % en 2016).

Pour le dimensionnement, Elia ne tient compte que d'un seul contrat inter-GRT puisqu'on peut supposer qu'une capacité de transport sera toujours disponible, soit dans le sens Pays-Bas vers Belgique, soit dans le sens France vers Belgique (les congestions se produisant généralement dans un sens). C'est ce qui explique qu'il soit tenu compte du seul contrat avec RTE (250 MW), correspondant à la valeur minimale des deux contrats.

La réserve inter-GRT ne peut cependant être activée que dans des circonstances exceptionnelles, ce qui veut dire que leur activation doit demeurer limitée dans le temps.

Les offres I/D dans le cadre du contrat CIPU, ne sont pas prises en compte dans le dimensionnement de la réserve R2+R3 pour le système standard, vu l'horizon de prévision d'un an et donc la grande incertitude quant à la disponibilité de ces ressources.

Pour 2018, Elia propose suite à une analyse technico-économique le portefeuille de produits R3 suivants :

- Au total 830 MW[5] à obtenir à partir de réserve « R3 standard » et « R3 flex » en respectant les contraintes suivantes :
    - Minimum 300 MW de « R3 standard » et ;
    - Le solde pour atteindre le volume total de 830 MW sera couvert par le produit « R3 Flex »

Les règles spécifiques relatives à la contribution finale des différents produits au volume de réserves seront décrites dans les « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires » approuvées par la CREG, en conformité avec les volumes de réserve annoncés ci-dessus.

La répartition des volumes R3 décrite ci-dessus est subordonnée à une offre de volumes suffisants au GRT par les acteurs du marché.

Les contraintes sont définies afin de prendre en compte les différentes caractéristiques des produits. En effet, les produits sont limités sous certains aspects : nombre d'activations, durée de chaque activation, indisponibilité entre deux activations. La réserve inter-GRT sera utilisée uniquement dans des circonstances exceptionnelles. Les contraintes prennent également en compte la liquidité du marché R3 actuel et les évolutions futures prévues notamment avec l'implémentation des nouveaux codes européens.

Les volumes de réserve contractés doivent avoir une disponibilité continue. Elia vérifie si la disponibilité contractée est respectée et un système de pénalités est appliqué lorsque ce n'est pas le cas. Toutefois, Elia observe qu'en pratique, la disponibilité n'est pas toujours de 100%.

Pour assurer la sécurité du système, la disponibilité des différentes réserves doit dès lors être prise en compte lors de la détermination de la probabilité de déficit de la R2+R3 pour le système standard. Pour le dimensionnement du portefeuille de R2+R3 pour 2018, Elia tient compte des disponibilités suivantes des réserves contractées[36] :

- 139 MW de R2 avec une disponibilité telle que décrite au paragraphe 7.5.2.2
- Minimum 300 MW[37] de R3 standard : bien qu'Elia contracte la « R3 standard » avec une disponibilité continue, il reste possible que, durant le jour J, Elia ait moins de « R3 standard » que celle contractée en raison de la perte d'une unité de « R3 standard » . C'est pourquoi Elia postule la disponibilité suivante de « R3 standard », calculée à partir de la disponibilité observée du produit « R3 production » en 2016 :
    - 290 MW à 0,3 % du temps
    - 300 MW à 99,7 % du temps
- Le solde pour atteindre le volume total de 830 MW est couvert par le produit « R3 Flex ».[38]3 flex », avec une disponibilité continue. Il demeure cependant possible, en raison de circonstances imprévues, qu'un moindre volume de « R3 flex » soit disponible par rapport au volume contracté. Elia tient compte de la disponibilité suivante lors du dimensionnement, calculée à partir de la disponibilité observée du produit « R3 des services d'ajustement de profil » en 2016
    - 480 MW à 9.1 % du temps ;
    - 530 MW à 90, 9 % du temps ;

    .
- 250 MW inter-GRT : en 2016, une très bonne disponibilité moyenne de 99,6 % pour l'inter-GRT avec RTE et TenneT NL a été observée au centre de contrôle national (dispatching).

[36] Les hypothèses retenues pour la disponibilité des différents produits de réserve tertiaire prennent en compte les mécanismes du marché actuels. Notons que ceux-ci sont décrits dans les règles de balancing et peuvent être amenés à évoluer.

[38] Comme expliqué ci-dessus, les volumes de réserve tertiaire des différents produits doivent respecter certaines contraintes. Les quantités sélectionnées sont soumises aux règles de balancing. Les volumes issus du dimensionnement reflètent une situation du portefeuille de R3 qui respecte les contraintes et qui permet à Elia de s'assurer que la qualité du système sera maintenue

La Figure 23 représente la distribution de la disponibilité des différents produits, ainsi que la disponibilité du volume total de R2+R3 et la distribution cumulative de cette disponibilité.

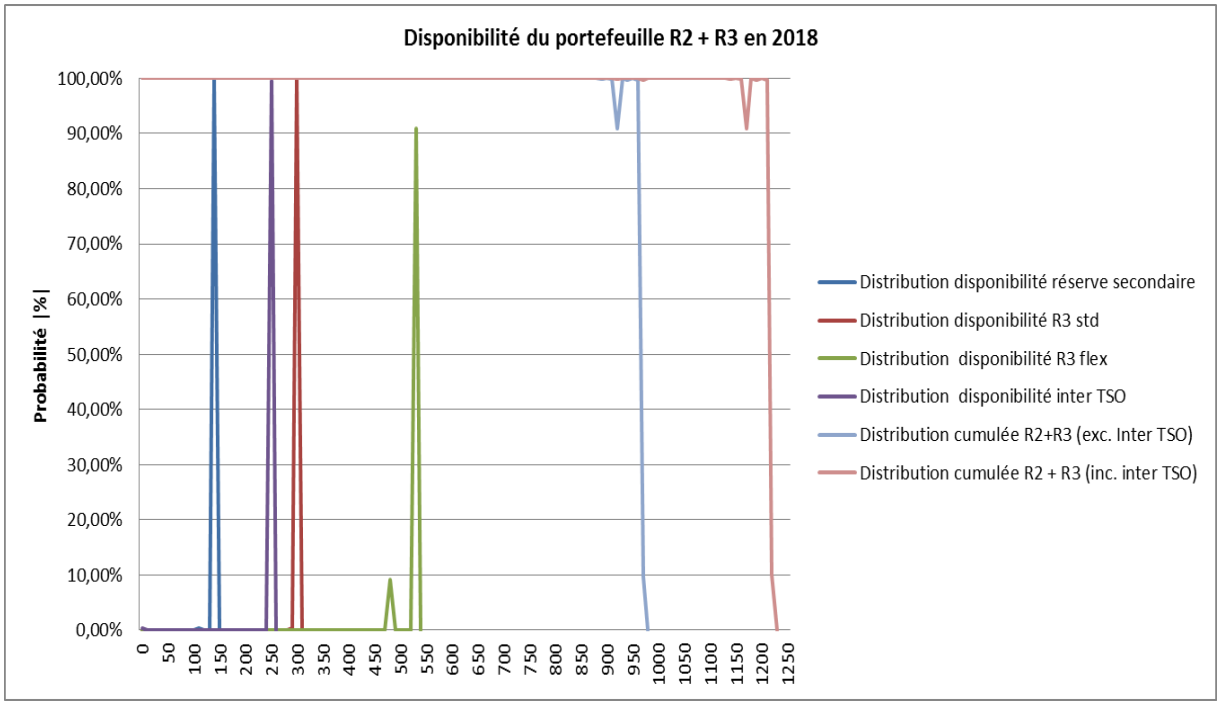

Figure 23 : Disponibilité de produits R2+R3 pour le système standard

Lorsqu'on calcule la Pdef du portefeuille R2+R3 proposé pour le système standard sans tenir compte de l'inter-GRT, on obtient une valeur de 0,426 %, soit une valeur supérieure à la Pdef R2+R3 présupposée de 0,1 %.

Lorsqu'on calcule la Pdef du portefeuille R2+R3 proposé pour le système standard en tenant compte de l'inter-GRT avec RTE, on obtient une Pdef de 0.084 %, et la probabilité de déficit présupposée est donc respectée.

Comme déjà évoqué plus haut, le contrat inter-GRT doit être activé uniquement dans des circonstances très exceptionnelles. Pour respecter la Pdef de 0,1 %, Elia compte sur une activation de l'inter-GRT pendant 28 heures par an, ce qui est acceptable vu que, dans certains cas, Elia peut également disposer d'offres I/D dans le cadre du contrat CIPU. Le nombre maximum d'heures d'appel aux produits de réserve R3 est également contrôlé.

La Figure 24 montre la distribution cumulée des déséquilibres négatifs pour le système standard et la disponibilité des réserves pour le portefeuille proposé de R2+R3 pour le système standard, avec ou sans l'inter-GRT. Cette figure montre visuellement que la réserve R2+R3 pour le système standard suffit pour la majorité des déséquilibres, ce qui est également reflété via la Pdef R2+R3 pour le système standard.

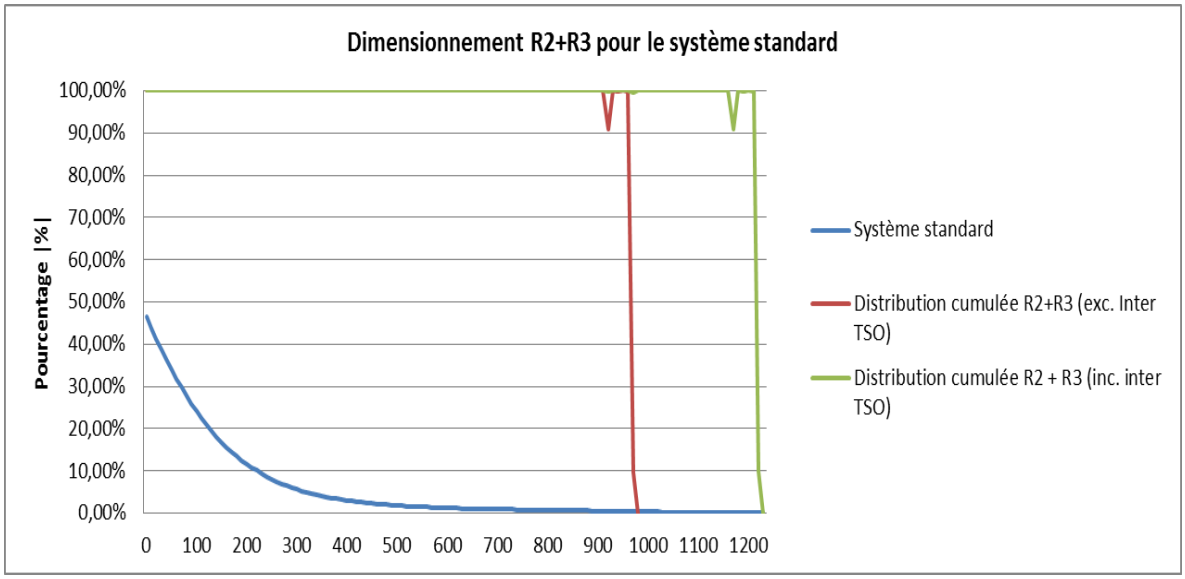

Figure 24 : Dimensionnement de la R2+R3 pour le système standard

Le dimensionnement de la R2+R3 pour le système standard démontre que le portefeuille R3 proposé répond à tous les critères préétablis.

7.5.3 Panne de la plus grosse centrale dans le système (approche N-1)

Comme démontré plus haut, les réserves du système global suffisent à compenser une panne de la plus grosse centrale. Lors du dimensionnement des réserves, on tient compte d'un nombre limité de pertes de la plus grosse centrale, qui pour 2018 correspond aux parcs éoliens offshore ayant une capacité installée de 1143 MW. Le produit R3 flex dispose de contraintes quant au nombre maximum d'activation par période contractuelle. Cela ne pose toutefois pas de problème puisque :

- Les réserves totales dans le système sont supérieures à la plus grosse unité ; il ne faut donc pas activer la totalité des réserves en cas de panne de cette unité.
- On part du principe que, dans certains cas, Elia a accès à suffisamment d'offres incrémentales (I-bid) pour compenser la panne de ces centrales, de manière à ce que la quantité de réserves activées puisse être limitée. En témoigne notamment le fait que, ces dernières années, le nombre maximal d'activations des prélèvements interruptibles n'a pas été atteint.
- Il est apparu précédemment que la réaction d'Elia (et du ou des ARP(s) concerné(s)) a été suffisante à chaque panne d'une centrale nucléaire (qui jusqu'en 2017 correspondait à la plus grosse centrale de production de la zone de réglage d'ELIA)

Abréviations

ACE	Déséquilibre résiduel de la zone de réglage après action de réglage par le GRT.
ARP	Responsable d'accès
BRP	Responsable d'équilibre
BSP	Offrant de services de réserve
CIPU	Contrat de coordination des injections des unités de production
J-1	Un jour à l'avance
ENTSO-E	Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
FO	Panne d'une centrale (« Forced Outage »)
Offres I/D	Offres à la hausse et à la baisse
ICH	Prélèvement interruptible (Interruptibility Contract Holder)
MO	Manuel opérationnel
PV	Photovoltaïque
R1	Réserve primaire
R2	Réserve secondaire
R3	Réserve tertiaire
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
RT	Règlement technique

Liste des références

[1]	Tel que décrit dans la Politique 1 du manuel opérationnel d'ENTSO-E : https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/
[2]	Elia : « Reporting des réserves 2014 »
[3]	Article 157 du règlement technique : http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2002121942&table_name=loi
[4]	Cf. projet TradeWind : www.trade-wind.eu/ Cf. « Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration », F. Borggrefe, K. Neuhoff ; CPI ; 2010
[5]	Elia : « Etude Réserves 2018 » http://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018