

# Rapport portant sur les conditions nécessaires pour assurer l'équilibre dans la zone de réglage d'ELIA

## Table des matières

1	Contexte .....	3
2	Équilibrage par les BRPs en vue d'une réduction des déséquilibres résiduels .....	7
3	Diversification maximale des sources d'énergie participant au maintien de l'équilibre ...	9
4	Encouragement des synergies transfrontalières en matière d'équilibrage .....	20
5	Conclusion .....	22

Conformément à l'article 8, § 1, 15°, de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999, ci-après nommée la « loi électricité », ELIA est chargée dans le cadre de son rôle de gestionnaire de réseau (de transport) d'établir un « rapport en étapes » décrivant les « conditions nécessaires pour assurer l'équilibre de la zone de réglage ». Ce rapport examine ces étapes dans 3 groupes distincts de conditions qui, lorsqu'elles sont remplies, contribuent grandement à maintenir de façon efficace (moyennant des frais de réglage minimaux) et sûre (avec des moyens suffisants) l'équilibre de la zone de réglage d'ELIA. Les 3 groupes en question sont les suivants :

1. l'équilibrage par les BRPs en vue de réduire les déséquilibres résiduels
2. la diversification maximale des sources d'énergie qui participent au maintien de l'équilibre (aussi bien en termes de production que de prélèvement)
3. les synergies transfrontalières en matière d'équilibrage

Aux fins du présent rapport, ELIA se base sur les conclusions de l'étude « Réserves 2018 »<sup>1</sup>, qui diagnostique et analyse les besoins ainsi que la disponibilité des réserves en 2018. Cette étude, conduite à la demande de la CREG dans sa décision (B)120621-CDC-1162 du 21/6/2012, est disponible depuis le 8/6/2013 sur le site Web d'ELIA. Dans ce rapport, ELIA présente les conditions qui permettront d'assurer un maintien sûr et efficace de l'équilibre de la zone de réglage d'ELIA.

Ces conditions concernent différents acteurs présents sur le marché libéralisé de l'électricité. Vu les différents décideurs et régulateurs (tant à l'échelle fédérale que régionale) concernés par cette matière, il va de soi que la consolidation d'un maintien sûr et efficace de l'équilibre exige une multitude d'actions coordonnées.

---

<sup>1</sup> « Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018 », <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

## 1 Contexte

L'objectif fixé par l'Union européenne de porter la part des sources d'énergie renouvelable (SER) dans la consommation totale d'énergie à 20 % en 2020 a entraîné une augmentation considérable des unités de production (intermittente) d'énergie éolienne et solaire ainsi que des unités de biomasse. Ces sources d'énergie introduisent une plus grande variabilité stochastique dans la gestion du réseau et requièrent, en plus d'investissements supplémentaires dans le réseau, la flexibilité nécessaire pour faciliter leur intégration. En outre, la majorité de ces sources d'énergie est raccordée au réseau de distribution.

Selon l'article 157 du règlement technique fédéral, le responsable d'équilibre (BRP) est chargé du maintien de l'équilibre dans son portefeuille sur base quart-horaire. À cette fin, le BRP dispose de plusieurs marchés (day-ahead, intraday) sur lesquels il peut s'approvisionner pour répondre à la demande pendant la journée. Il existe cependant des circonstances imprévues ou difficilement prévisibles qui entraînent un déséquilibre entre la production et la demande au sein du portefeuille d'un BRP.

Ces « déséquilibres résiduels » peuvent notamment faire suite à des erreurs de prévision résiduelle concernant la charge, la production issue de sources d'énergie renouvelable (SER) telles que la production éolienne, solaire ou de biomasse, mais également à la perte imprévue de grands prélèvements ou à la panne d'unités de production. La panne d'une interconnexion HVDC<sup>2</sup> en fait également partie, puisqu'un BRP peut avoir négocié de l'énergie comprise dans son portefeuille, à concurrence des droits de capacité qui lui ont été accordés sur cette interconnexion. Compte tenu de leur étendue et de leur caractère immédiat, ces déséquilibres résiduels ne peuvent pas toujours être couverts par le BRP concerné.

En sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, ELIA est chargée de maintenir l'équilibre sur le réseau ELIA et doit éliminer ces déséquilibres résiduels à l'aide de services auxiliaires, tels que des réserves primaires, secondaires et tertiaires contractées et des réserves non contractées (ou flexibilité) sous la forme d'« offres libres ». Les besoins de réserves d'ELIA sont donc déterminés par le volume de ces déséquilibres résiduels.

Les réglages primaire et secondaire font partie des mécanismes qui maintiennent l'équilibre d'énergie. Les réglages primaire et secondaire sont actifs dans les 15 minutes. Dans les pays dont les marchés sont couplés, le réglage primaire compense le déficit de puissance ou le déséquilibre durant les premières minutes au moyen d'une action proportionnelle exercée sur l'écart de fréquence. Ensuite, le réglage secondaire est activé dans le pays où se situe le déséquilibre et résorbe l'écart de fréquence. La gestion du réglage secondaire est centralisée chez ELIA. Le réglage primaire est localisé au niveau des unités de production et est automatiquement activé dès les premières secondes qui suivent la perturbation de la fréquence. Outre la régulation de l'équilibre en Belgique, le réglage primaire sert à réagir à des pannes survenant à l'étranger.

---

<sup>2</sup> L'intégration de l'interconnexion HVDC de 1 000 MW avec le Royaume-Uni est prévue en 2018 (projet NEMO). En cas de panne, cette interconnexion HVDC peut causer des déséquilibres très importants (négatifs en cas d'importation et positifs en cas d'exportation). En outre, les échanges d'importations et d'exportations programmés ou le ramping sur ce câble introduisent une volatilité accrue dans les déséquilibres résiduels.

## Rapport portant sur les conditions nécessaires pour assurer l'équilibre dans la zone de réglage d'ELIA

Le réglage tertiaire est également géré au niveau d'ELIA et est activé manuellement. Celui-ci ne se compose qu'en partie de réserves contractées (en plus des offres libres), contrairement aux réserves secondaires qui sont contractées pour 100 % du volume.

Le tableau ci-dessous offre un aperçu des différentes caractéristiques techniques des services auxiliaires auxquels ELIA a recours pour l'équilibrage<sup>3</sup>.

Type de puissance de réserve	Vitesse de réaction	Caractéristiques
Réglage primaire (R1)	+++ (automatique et décentralisé)  Contracté à 100 %	<ul style="list-style-type: none"><li>• Activation après quelques secondes et au plus tard dans les 30 secondes.</li><li>• La puissance de réserve primaire est activée jusqu'à ce que le réglage secondaire vienne libérer le réglage primaire.</li><li>• Puissance de réserve déterminée au niveau d'ENTSO-E.</li></ul>
Réglage secondaire (R2)	++ (automatique et centralisé)  Partiellement contracté	<ul style="list-style-type: none"><li>• Activation complète possible au plus tard dans les 15 minutes.</li><li>• La puissance de réserve secondaire doit libérer le réglage primaire et rester activée aussi longtemps que l'équilibre n'a pas été rétabli.</li><li>• Puissance limitée.</li><li>• Recommandation de volume au niveau d'ENTSO-E, mais déterminée par les zones de réglage individuelles.</li></ul>
Réglage tertiaire (R3)	+ (manuel et centralisé)  Partiellement contracté	<ul style="list-style-type: none"><li>• Activation complète au plus tard dans les 3 minutes ou 15 minutes.</li><li>• La puissance de réserve tertiaire doit libérer et assister le réglage secondaire ; elle doit rester activée aussi longtemps que l'équilibre n'a pas été rétabli.</li><li>• Puissance plus importante.</li><li>• Les puissances tertiaires demeurent activées jusqu'à ce que l'équilibre ait été rétabli par les acteurs du marché (concernés).</li></ul>

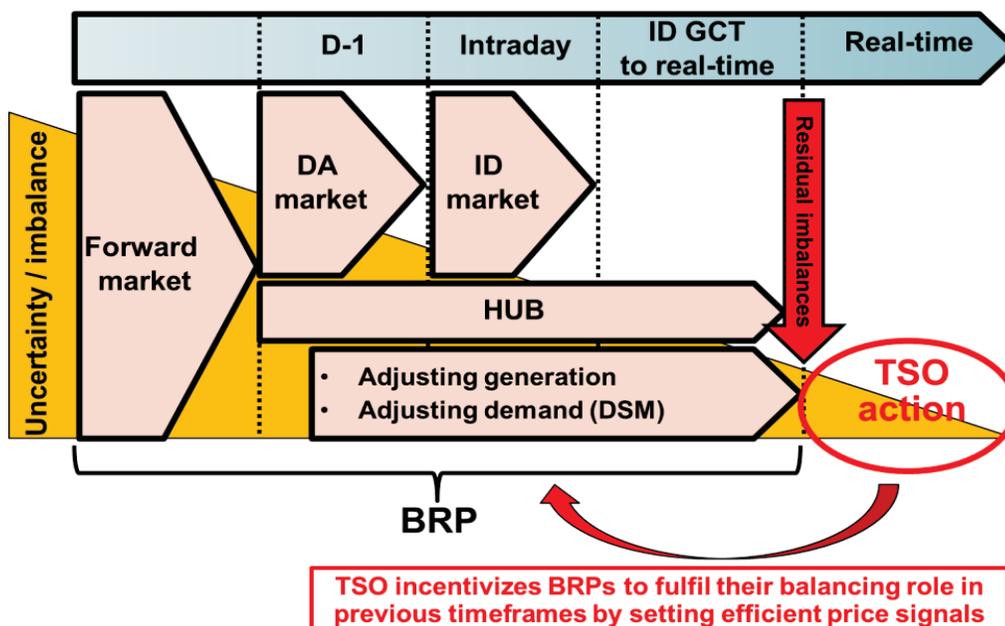
En matière d'équilibrage ou « balancing », ELIA vise un modèle dans lequel le gestionnaire de réseau incite les BRPs (au moyen de prix de déséquilibre) à corriger eux-mêmes leurs déséquilibres, même en temps réel. Dans de telles conditions, les actions du gestionnaire de réseau se limitent idéalement à l'activation (automatique) de réserves « rapides » dont la durée et le temps d'activation sont courts. Dans ce modèle de marché, le BRP est investi d'une plus grande responsabilité en matière d'équilibre.

Le gestionnaire de réseau se contente d'éliminer les déséquilibres restants ou résiduels. Ce modèle de marché de balancing présente l'avantage d'une réduction des risques en temps réel (et donc d'une meilleure sécurité du système) du fait que les BRPs sont incités à entreprendre le plus tôt possible les actions nécessaires pour rétablir l'équilibre au sein de

<sup>3</sup> Voir également « *Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018* », <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

leur portefeuille. Concrètement, cela signifie qu'à mesure que l'on approche de la situation en temps réel et que, dès lors, l'insécurité diminue, le BRP est en mesure d'élaborer de meilleures prévisions et peut déjà offrir et négocier la flexibilité sur les marchés intraday et day-ahead à des prix basés sur le marché.

Cette situation est illustrée dans le schéma suivant :



Étant donné que les BRPs sont soumis au mécanisme de prix de déséquilibre d'ELIA qui les incite en temps réel à maintenir l'équilibre, ils doivent investir en suffisance dans des outils de prévision tout en développant et déployant une flexibilité dans leur portefeuille afin d'éviter des déséquilibres et les pénalités qui y sont liées. Dans le même temps, cette approche conduit à une intégration plus efficace et plus durable des SER dans le système.

ELIA a opté pour ce modèle de marché à l'instar de TenneT aux Pays-Bas, et dans son rapport final sur l'impact du « Network Code on Electricity Balancing »<sup>4</sup>, la Commission européenne a également reconnu que ce concept est le plus efficace : "The most efficient balancing market is a market where 'minimal' residual imbalances remain to be solved by the TSO. This is maximised by a combination of incentives and liquid and efficient intraday market".

Jusqu'à début 2012, la plus grande partie de ces services auxiliaires était fournie par des centrales de production inscrites dans un contrat CIPU<sup>5</sup> conclu entre ELIA et le BRP concerné. Néanmoins, ELIA facilite depuis longtemps la participation de grands clients raccordés au réseau de transport en vue de la fourniture de réserves tertiaires. Ces « clients interruptibles » concluent directement un contrat avec ELIA pour la fourniture d'un volume d'interruptibilité dans le cadre de la réserve tertiaire. La puissance de réglage à la hausse et à

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf)

<sup>5</sup> Contrat CIPU : contrat de coordination de l'appel des unités de production décrivant les modalités et les différentes procédures selon lesquelles un BRP doit exploiter ces unités de production sur le réseau ELIA

la baisse pour les réserves secondaires était principalement fournie par des centrales turbines gaz vapeur (TGV). Depuis 2013, ELIA achète également un tiers de son réglage primaire directement auprès de grands clients industriels raccordés au réseau de transport.

Plusieurs facteurs ont modifié fondamentalement ce schéma d'achat classique de services auxiliaires (réserves), sans oublier la nécessité d'une diversification des types d'unités de production pour la fourniture de ces services auxiliaires et de la flexibilité en général, à savoir :

1. La hausse des flux variables émanant des SER à caractère intermittent (énergie solaire et éolienne). Ces prochaines années, nous assisterons à une nette augmentation de la puissance installée en production éolienne et solaire en Belgique, qui dépassera 4 GW en 2012 et atteindra plus de 8 GW en 2018.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PV	82	573	766	1579	1790	2100	2750	3069	3338	3548	3716
Wind	352	587	888	1025	1382	1597	2281	2683	3295	3982	4402
Onshore	346	557	693	830	1002	1095	1266	1420	1575	1730	1885
Offshore	6	30	195	195	380	502	865	1071	1488	1979	2204

2. La part croissante des unités de production raccordées au réseau de distribution, même si elles ne contribuent que dans une mesure très limitée au maintien de l'équilibre de la zone de réglage d'ELIA.
3. Le report d'investissements dans de grandes centrales flexibles fonctionnant au gaz et au charbon en raison des difficultés rencontrées au niveau du cadre des autorisations, ainsi que la rentabilité financière de tels investissements.
4. Les échanges croissants avec d'autres marchés de l'électricité nationaux à la suite des initiatives de couplage des prix (d'abord au niveau CWE et prochainement au niveau NWE) de sorte que les unités concernées peuvent vendre leur énergie sur un marché plus large.

À l'occasion des récentes situations caractérisées par une abondance de vent et de soleil, la quasi-absence d'installations nucléaires et de cogénération modulables, combinées avec une faible charge (appelée situation d'« incompressibilité »<sup>6</sup>), Elia a constaté une flexibilité (à la baisse) insuffisante en temps réel dans le système.

En outre, un nombre insuffisant de mesures sont prises pour développer cette flexibilité. Par conséquent, une meilleure prévision en temps opportun d'une telle situation d'incompressibilité, de même que le développement et l'utilisation de la flexibilité sont indispensables pour garantir la sécurité du système.

<sup>6</sup> situation du réseau dans laquelle le surplus d'énergie présent sur le réseau est supérieur à la puissance de réglage à la baisse disponible

## 2 Équilibrage par les BRPs en vue d'une réduction des déséquilibres résiduels

La quantité de réserves nécessaires à contracter chaque année par ELIA dépend sensiblement, comme décrit plus haut, de la mesure dans laquelle les BRPs parviennent à éviter les déséquilibres résiduels. Pour éviter une augmentation sensible de ces réserves, il importe que les BRPs :

1. investissent un maximum dans les prévisions (intrajournalières) à (très) court terme de la production et de la charge renouvelable variable (éolien, solaire) et décentralisée (raccordée au réseau de distribution). Ces meilleures prévisions devraient induire une réduction des déséquilibres résiduels.
2. recourent autant que possible aux différents marchés (tant intraday que day-ahead) pour leur propre équilibrage.
3. s'efforcent de manière proactive à développer la flexibilité dans leur portefeuille (tant pour la production que pour la charge) et à la proposer effectivement sur les différents marchés (day-ahead, intraday et le balancing).

Afin de pouvoir établir de meilleures prévisions, il est également important que la partie de la prévision liée à la charge et à la production soit estimée correctement au niveau de la distribution. À cette fin, les gestionnaires de réseau de distribution ont mis en place une série d'initiatives en vue de réunir des données de metering précises (smart metering) qu'ils utilisent pour établir un profil optimal tant du prélèvement (Synthetic Load Profiles<sup>7</sup>) que de la production (Synthetic Production Profiles<sup>8</sup>). Ces données sont mises à la disposition des fournisseurs, qui transmettent à leur tour ces informations aux BRPs pour leur permettre d'affiner leurs prévisions et nominations à l'égard d'ELIA.

En vue de favoriser les actions qui précèdent, ELIA a pris une série de mesures qui répondent à ces défis :

1. Introduction (depuis 2012) d'un meilleur mécanisme de prix de déséquilibre axé sur une rémunération/pénalisation marginale de la position de déséquilibre du BRP. Le nouveau mécanisme de déséquilibre n'étant plus lié aux prix Belpex day-ahead, un signal de prix plus correct, plus proche du temps réel, est donné pour les déséquilibres. Après le marché day-ahead, le BRP bénéficie donc d'un incitant supplémentaire (par le biais de prix marginaux de déséquilibre) pour négocier ses déséquilibres prévus sur le marché intraday.

---

<sup>7</sup> Les « Synthetic Load Profiles » (SLP) sont utilisés dans les marchés libéralisés de l'électricité et du gaz pour l'allocation des prélèvements des consommateurs qui ne sont pas équipés de compteurs télérelevés (source : [www.synergrid.be](http://www.synergrid.be)).

<sup>8</sup> Les « Synthetic Production Profiles » (SPP) servent à modéliser les volumes de production par quart d'heure dans le cas où ceux-ci ne sont pas relevés en continu (toutes les 15 minutes). Il s'agit de courbes synthétiques qui contiennent toutes les valeurs quart-horaires de la production pendant une année. Les SPP se classent par type de production mais au départ, seul un SPP pour les panneaux solaires (PV) est prévu. (Source : ATRIAS - UMIG 6.0 Market Processes)

En outre, les prix de déséquilibre comprennent une composante ou un incitant supplémentaire pour maintenir l'équilibre du système et déterminer le montant des prix de déséquilibre de manière à encourager les investissements dans les prévisions et l'utilisation de meilleures prévisions, des relevés précis et le développement et l'offre de flexibilité (sur une base quart-horaire). Par conséquent, une évaluation continue de la réaction des BRP à ces prix de déséquilibre est utile pour procéder à des ajustements éventuels.

Dans son rapport final sur l'impact du « Network Code on Electricity Balancing »<sup>9</sup>, la Commission européenne a également reconnu que ce mécanisme de prix de déséquilibre est le plus efficace : *“A single marginal price based mechanism for imbalances is the best practice to incentivise real-time participation of market actors, however this must be carefully considered vis-à-vis the alternative of a dual imbalance pricing system and with reference to the specificities of the individual power system.”*

2. Introduction de prix de déséquilibre négatifs qui permettent aux SER de participer également à l'équilibrage. Les producteurs SER bénéficient de mécanismes de soutien et, en cas d'interruption de la production, ils ont un coût d'opportunité à concurrence du soutien perdu, et placent donc des offres à des prix négatifs. De cette manière, un signal de prix fort est envoyé aux BRPs pour qu'ils corrigent leur position de déséquilibre.
3. Proposition de soumettre tous les volumes de déséquilibre aux prix de déséquilibre. Cette approche est conforme aux dispositions du futur « Network Code on Electricity Balancing »<sup>10</sup> européen : *“The Network Code on Electricity Balancing shall impose that generation units from intermittent renewable energy sources do not receive special treatment for imbalances and have a BRP, which is financially responsible for their imbalances”*. Dans son rapport final sur l'impact du « Network Code on Electricity Balancing »<sup>11</sup>, la Commission européenne a admis que ce principe est le plus efficace : *“All market participants across borders should ultimately face the same incentives, obligations and responsibilities”*. Par conséquent, les écarts de production pour les unités éoliennes off-shore et l'énergie « first firing » relèveraient également de ces prix de déséquilibre.
4. Envoi de « Balancing Warnings » aux BRPs pour anticiper l'éventualité de graves situations de déséquilibre (pénurie, incompressibilité).

---

<sup>9</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf)

<sup>10</sup> <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/>

<sup>11</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf)

5. Publication des prévisions de la production d'énergie éolienne et solaire sur le site Web d'ELIA.
6. Facilitation de la participation du BRP au rétablissement de l'équilibre du système au moyen d'une proposition de modification du contrat de BRP. Ces propositions font actuellement l'objet d'une concertation avec la CREG.
7. Mise sur pied d'une plateforme d'offres transparente sur laquelle tant les BRPs que les BSPs peuvent introduire des offres libres. Les critères appliqués pour l'introduction des offres (entre autres, les ramping rates et la durée) permettront également la participation à l'offre de flexibilité des SER, telles que les unités éoliennes, la biomasse et la cogénération, et du prélèvement.
8. Participation active à l'extension d'un marché intraday et day-ahead couplé dans la région d'Europe du nord-ouest (NWE). Ces projets pilotes gérés au niveau d'ENTSO-e doivent aboutir à un accès des acteurs économiques à une plus grande liquidité (transfrontalière) et donc à davantage de possibilités de négocier leurs déséquilibres. L'évolution vers des produits quart-horaires et une période de fermeture de moins d'une heure pour le marché intraday transfrontalier visent à élargir encore cette liquidité et à obtenir une intégration plus rentable des SER variables.

### **3 Diversification maximale des sources d'énergie participant au maintien de l'équilibre**

La forte concentration actuelle de la fourniture (traditionnelle) de services auxiliaires par des centrales de production au gaz de type TGV (et dans une moindre mesure par des unités de pointe du type OCGT<sup>12</sup>) fait obstacle à une gestion efficace (tant au niveau de l'achat que de l'activation) de ces services sur le plan économique. C'est la raison pour laquelle une diversification poussée des unités de production est essentielle pour faire face à la dépendance croissante à l'égard de ces unités coûteuses. Cette diversification exige non seulement une hausse des investissements dans les technologies de production, mais également des adaptations du cadre réglementaire, comme des « smart support schemes », et du modèle de marché pour l'achat de ces services auxiliaires et de la flexibilité.

Un portefeuille diversifié est une condition clé pour obtenir un marché de l'équilibrage (réserves et flexibilité) liquide (et donc plus efficace sur le plan économique) et plus durable. Dans un marché efficace, les réserves sont fournies par des unités de production tournantes ou par des charges actives (*demand side management*). En fonction des conditions du marché et météorologiques, il peut également s'agir de SER, de cogénération ou de grandes unités au gaz.

---

<sup>12</sup> Open Cycle Gas Turbine (OCGT)

ELIA a pris récemment une série de mesures pour faciliter cette diversification dans la fourniture des services auxiliaires (réserves) :

1. Participation de grands clients industriels à la fourniture de réglage primaire. En 2013, ceux-ci représentent un tiers des volumes contractés.
2. Participation d'unités de cogénération à la réserve secondaire.
3. Facilitation d'offres asymétriques (Peak/Off-Peak) pour les réserves secondaires et tertiaires.
4. Possibilité d'introduire des offres libres pour les réserves secondaires.
5. Mise en place d'un marché secondaire, à la fois pour les réserves primaires et secondaires, mais aussi pour les réserves tertiaires provenant d'unités de production.

La participation à cette diversification d'unités éoliennes, hydroélectriques, de cogénération, de biomasse et, le cas échéant, de la charge, et ce tant sur le réseau ELIA que sur le réseau de distribution, est nécessaire pour garantir un maintien efficace de l'équilibre. Parmi les éléments importants susceptibles de faciliter la participation à la diversification des unités précitées figurent entre autres :

1. La mise au point de mécanismes de soutien intelligents ou « smart support schemes ». Les « smart support schemes » créent un cadre (plus) attrayant dans lequel les unités précitées sont en mesure, moyennant le développement d'une flexibilité de production, de participer à la fourniture de services auxiliaires (réserves) et de flexibilité vis-à-vis d'ELIA. À cet effet, une adaptation des modalités d'octroi des certificats verts (CV)<sup>13</sup> et des certificats de cogénération (CCG)<sup>14</sup> est nécessaire mais ne peut cependant être envisagée indépendamment d'autres mesures de nature technique ou d'un modèle de marché.

Dans les conditions actuelles, l'apparition de prix négatifs sur le marché du balancing est nettement influencée par le fait que, lorsqu'il y a interruption de la production, les producteurs ont un coût d'opportunité à hauteur du soutien perdu en cas de réglage à la baisse éventuel, et placent donc des offres à des prix négatifs pour compenser cette perte par le biais du marché du balancing. Lors de la conception de ces « smart support schemes », il importe de diminuer l'incitant qui pousse à exploiter une unité SER ou cogénération « de manière incompressible ». Ce résultat peut être atteint en favorisant :

- la participation des SER et de la cogénération au marché du balancing, et ce d'une manière qui les incite à faire des offres à leur véritable coût marginal sur ce marché et non à un niveau de prix basé sur l'importance du soutien alloué.

---

<sup>13</sup> Le certificat vert (CV) démontre que 1 000 kWh d'électricité nette provenant d'installations produisant de l'électricité sur la base de sources d'énergie renouvelable (éolien, solaire, biomasse, etc.) ont été produits.

<sup>14</sup> Le certificat de cogénération (CCG) prouve que 1 000 kilowattheures (kWh) d'énergie primaire ont été économisés dans une installation de cogénération de qualité en comparaison avec une situation dans laquelle la même quantité d'électricité et/ou d'énergie mécanique et de chaleur est produite séparément.

- une formation des prix économiquement acceptable dans le marché day-ahead au lieu d'encourager davantage les prix négatifs résultant d'un comportement d'offre motivé par l'importance du soutien alloué.

Une option à envisager éventuellement pour les nouveaux parcs éoliens off-shore consiste en l'introduction à moyen terme d'une prime feed-in variable (avec LCOE<sup>15</sup>) caractérisée par :

- un niveau de soutien variable avec compensation du soutien perdu en cas d'offres à la baisse et un mécanisme de soutien basé sur la production. Le mécanisme de soutien existant pour les parcs éoliens off-shore (entre autres, l'écart de production et les certificats verts) pourrait être remplacé par un système dans lequel le niveau de soutien nécessaire est calculé sur la base d'un LCOE (*levelized cost of energy*) par parc éolien off-shore. Seule la différence entre ce que l'on peut gagner à tout moment sur le marché (p. ex. via Belpex) et le LCOE (à titre de norme pour les revenus nécessaires) est versée à titre de soutien au moyen d'une prime feed-in variable. En outre, le LCOE pourrait comprendre tous les coûts liés au balancing, au raccordement et aux mécanismes de soutien existants (entre autres, l'écart de production).
- de meilleurs incitants à destination des producteurs SER pour la participation au marché du balancing à leur coût d'activation marginal réel et une proposition de perte de soutien pour l'énergie éolienne en cas de prix négatifs sur le marché. Le refus d'octroi de certificats verts en cas de prix du marché négatifs est envisagé et appliqué dans certains pays (cf. parc éolien Anholt au Danemark). Cependant, une application non harmonisée d'une telle règle dans les marchés actuels qui sont fortement couplés est susceptible d'entraîner une perturbation du « merit order » (échelle d'offres) entre les différentes régions. Par conséquent, Elia propose d'examiner plus avant une telle mesure sur la base des prix du marché dans un contexte interrégional et international plus large.

Des problèmes similaires se présentent pour d'autres sources d'énergie (éolien on-shore, biomasse, etc.) et la cogénération qui bénéficient d'un soutien par le biais d'un régime de certificats. Étant donné que le coût d'opportunité pour réaliser le réglage à la baisse sur le marché du balancing, ou le prix d'offre logique sur le marché day-ahead, est égal à la perte du soutien résultant de la non-réception d'un certificat, les offres seront effectuées sur le marché du balancing et day-ahead à un prix négatif au moins égal à la perte du soutien minimal garanti ou au prix du marché escompté.

---

<sup>15</sup> Le « levelized cost of energy » (LCOE) est le résultat d'un calcul de la partie non rentable et indique le niveau de soutien nécessaire exprimé en euros/MWh. Une « feed-in premium » (FIP) variable peut être instaurée sur la base de ce LCOE. Il est supposé à cet égard que le niveau de soutien tient compte des revenus tirés du marché. Dans la pratique, cela signifie que le niveau du soutien est calculé comme suit : Niveau de soutien = LCOE – Belpex. Ce niveau est alors variable et suit les prix du Belpex. Le soutien reçu est donc égal au volume produit pendant une heure donnée multiplié par le niveau de soutien accordé durant l'heure concernée. Pour une FIP variable, le soutien reçu dépend donc du moment auquel l'énergie est produite.

Ces sources renforcent ainsi l'incompressibilité éventuelle et creusent encore plus les prix négatifs éventuels.

Dans son avis au Gouvernement flamand dans le cadre du décret portant diverses dispositions en matière d'énergie (mars 2013), ELIA suggère, pour les unités de biomasse (et éventuellement les unités de cogénération de moyenne et grande taille) directement raccordées au réseau Elia, de transformer à court terme le mécanisme de soutien en une double structure (comprenant un banding factor supérieur et inférieur) sans pour autant toucher au principe de l'octroi de certificats ou au niveau de soutien global prévu. Ce système peut être instauré graduellement et éventuellement au cas par cas. De cette manière, le soutien total accordé à un producteur n'est pas modifié et le producteur peut même engranger un bonus en participant activement au marché de déséquilibre ou à la fourniture de services auxiliaires.

Dans tous les cas, des « smart support schemes » devraient favoriser à long terme l'intégration des SER dans le marché sans créer une capacité de production distincte en dehors du marché. De tels mécanismes de soutien intelligents ne doivent en aucun cas limiter le gestionnaire de réseau dans sa tâche consistant à maintenir l'équilibre du système et à garantir la sécurité d'approvisionnement. L'évolution à long terme vers des mécanismes de soutien fondés sur la capacité (avec un incitant pour la disponibilité) faciliterait en tout cas une participation complète des SER aux marchés de l'énergie, et inciterait dans le même temps les exploitants/BRP de SER à continuer à développer leur flexibilité inhérente et à l'offrir sur le marché de déséquilibre.

2. Un équipement obligatoire pour la fourniture de services auxiliaires (en l'occurrence, le réglage primaire et secondaire et la régulation de la tension) pour toutes les nouvelles unités (> 50 MW) raccordées au réseau Elia. De cette façon, les unités les plus récentes, et donc les plus efficaces, seront toujours équipées sur le plan technique pour participer à la fourniture de ces services auxiliaires et contribuer ainsi à la capacité nécessaire afin de garantir cette fourniture depuis le sol belge.
3. Une obligation d'offrir une puissance de réglage à la baisse (flexibilité) pour les SER (production éolienne on-shore et off-shore, production de biomasse) sur le marché de déséquilibre. ELIA facilite déjà la participation d'unités de cogénération et d'énergie éolienne aux offres libres. L'octroi du CV demeurant strictement limité à la quantité d'énergie produite, ces offres ont lieu à un prix négatif qui tient compte, notamment, du coût d'opportunité du CV perdu. Si le système de certificats actuel génère des prix de déséquilibre négatifs, il constitue, dans le même temps, un puissant incitant à destination des autres BRP pour collaborer au rétablissement de l'équilibre du système. À court terme, l'effet est donc favorable sur les prix de déséquilibre et encourage un maintien précis de l'équilibre.

4. L'équipement technique obligatoire des parcs éoliens off-shore pour leur permettre de réduire leur injection de manière contrôlée en cas de grandes tempêtes (ce qu'on appelle l'« *active stall pitching* »). En outre, Elia devrait avoir la possibilité de désactiver préventivement les parcs éoliens off-shore en cas de prévision de tempête (« *preventive offshore wind curtailment* »). Il est souhaitable de créer à cette fin un cadre légal et réglementaire adapté.
5. L'évolution vers l'acquisition à plus court terme (mensuelle, hebdomadaire, journalière) de services auxiliaires, permettant également la participation d'unités de production et de charges dont les cycles de prévisibilité sont moins longs. À la suite de la recommandation de la CREG d'octobre 2012, ELIA entreprendra dès 2014 l'introduction d'achats à brève échéance (tout au plus mensuelle) pour une partie des réserves primaires et secondaires. Ce projet a reçu l'approbation de la CREG, en particulier l'approbation préalable des coûts qui y seront associés en 2014. L'extension de ces achats à court terme en 2015 nécessite la création d'un cadre légal et réglementaire adapté.
6. La création de la possibilité pour de nouveaux acteurs économiques, tels que les agrégateurs, de participer aussi à la fourniture des services auxiliaires et de la flexibilité appropriés. En termes concrets, ELIA a ouvert la participation de la charge à la fourniture de réserves primaires (uniquement pour la charge sur le réseau de transport) et de réserves tertiaires (charge sur le réseau de transport et sur le réseau de distribution) à de tels BSPs, qui ne sont pas des BRPs. En 2013 et également durant l'année qui suivra, de grands clients industriels assureront un tiers du réglage primaire.
7. L'élaboration de nouveaux modes d'exploitation opérationnelle pour les centrales de pompage hydroélectriques, telles que Coo et Plate Taille. Grâce à ces nouveaux modes d'exploitation efficaces sur le plan économique, il sera possible d'obtenir une plus grande optimisation des réserves primaires, secondaires et tertiaires.
8. La prévision de la possibilité pour toutes les unités, à quelque niveau du réseau que ce soit (sauf éventuellement la production à très petite échelle) de participer aux offres à la baisse (ou aux offres à la hausse si les moyens techniques le permettent) sur le marché de déséquilibre. Les accords contractuels et techniques conclus entre le producteur et le BRP doivent prévoir cette possibilité. Dans le cadre contractuel prévu entre Elia et le BRP, ces offres sont compensées financièrement au niveau du portefeuille global du BRP. Au cours de l'été 2012, un produit de ce type a été testé avec succès dans le réseau Elia sous le nom d'« Aggregated Power Plant - APP ». Ce produit trouvera d'autres applications durant l'automne 2013.
9. Une collaboration structurée entre ELIA, les gestionnaires de réseau de distribution, les BRPs et les nouveaux venus tels que les BSPs, afin de faire en sorte que la flexibilité présente dans le réseau de distribution puisse participer aux réserves et au marché du balancing. Il importe dans ce cadre d'assurer la sécurité d'exploitation des

réseaux de distribution (notamment la qualité de tension). Dans des circonstances exceptionnelles, cette flexibilité, tant au niveau du prélèvement que de la production, peut se révéler nécessaire pour assurer une gestion rentable du réseau (gestion locale d'une congestion) et, dans des circonstances normales, peut être un produit au service du maintien de l'équilibre. À partir de 2014, ELIA prévoit concrètement la participation de la charge présente sur le réseau de distribution à la fourniture de réserve tertiaire à hauteur de 50 MW maximum.

En parallèle, la flexibilité de production peut également concourir à maximiser la possibilité de raccordement d'unités de production (SER) décentralisées à un coût social moins élevé en utilisant l'infrastructure réseau existante. Moyennant une exploitation efficace de la flexibilité présente, il est possible d'obtenir un optimum technico-économique global dans les coûts d'investissement réseau. Un cadre légal et réglementaire stable s'impose cependant pour offrir une sécurité d'investissement tant aux gestionnaires de réseau qu'aux producteurs, BRPs et BSPs.

Au niveau des différentes réserves dans les services auxiliaires, nous distinguons les possibilités suivantes pour obtenir une gestion plus efficace en termes économiques :

1. En ce qui concerne le **réglage primaire** (également appelé « *Frequency Containment Reserves* », *FCR*), les heures « must run » représentent un facteur de coût important. Plus le nombre d'heures d'exploitation ou d'heures de fonctionnement est élevé, plus la part des heures « must run », et donc du coût de réservation, est faible. En cas d'augmentation des prix du gaz, la rentabilité (et les heures de fonctionnement) des centrales au gaz classiques baisse et, par conséquent, le coût de réservation augmente en raison du nombre élevé d'heures « must run ». En raison de cette évolution, plusieurs centrales au gaz (TGV) sont soit mises (temporairement) à l'arrêt, soit transformées en centrales de pointe au gaz de type ouvert (dont l'efficacité est encore plus faible). Traditionnellement, les unités OCGT sont employées pour l'exploitation de pointe et de réserve, alors que les unités TGV servent à la charge de base ou moyenne.

Pour assurer ce résultat, la participation des sources d'énergie (décentralisées) suivantes doit être davantage encouragée et développée :

- Biomasse et unités de cogénération, compte tenu d'un nombre d'heures de fonctionnement plus élevé et donc d'une part plus faible des coûts « must run » dans les coûts de réservation. En outre, la participation croissante de ces unités au réglage primaire permet de diminuer la contribution de coûteuses unités TGV.
- « Demand side management » ou la participation des clients industriels mais également de la charge (résidentielle) raccordée au réseau de distribution.
- Énergie éolienne, solaire, biomasse et unités de cogénération grâce à des « smart support schemes » et évolution vers une contractualisation à court terme (sur base journalière) afin d'accroître la prévisibilité de la participation.

Sur le plan de la politique d'achat, Elia a permis de concrétiser en 2012 l'option consistant à contracter de la puissance de réserve primaire en dehors de sa propre zone de réglage (en France). Elia a notamment été forcée de constater qu'il existe une pénurie sur le marché belge en ce qui concerne la réserve primaire offerte contractuellement. L'achat de réserve primaire à l'étranger présente des opportunités à cet égard puisqu'il accroît la liquidité du marché.

Par ailleurs, il convient d'examiner dans un cadre européen la manière dont les gestionnaires de réseau de transport peuvent acheter ensemble leur réglage primaire et réaliser ainsi d'importantes économies d'échelle.

Conclusion : les principales pistes de nature à favoriser dans un futur proche la liquidité dans l'achat du réglage primaire sont les suivantes :

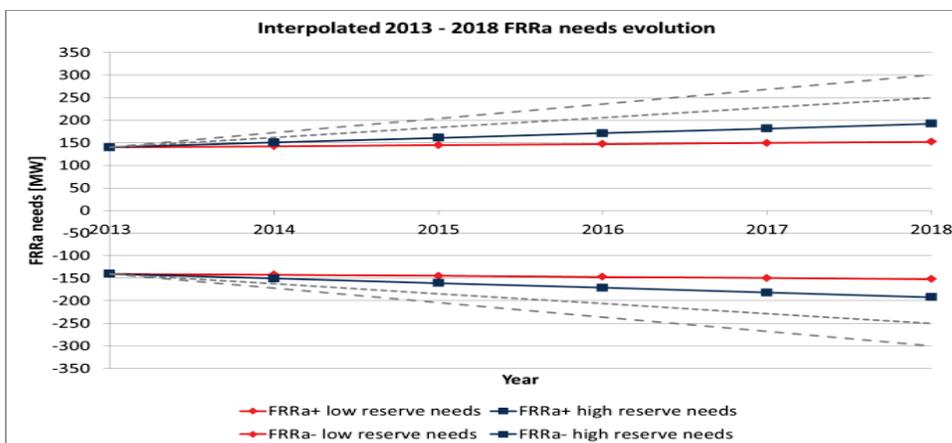
- Évolution vers des achats à court terme (hebdomadaires/journaliers)
- Élargissement de la participation du « Demand Side Management »
- Possibilité d'achat auprès de fournisseurs situés en dehors de la zone de réglage propre
- Participation à des achats réalisés en commun par des gestionnaires de réseau
- Participation accrue de l'énergie éolienne et solaire et des unités de biomasse et de cogénération grâce à des « smart support schemes »

2. Le **réglage secondaire** (également appelé « *automatic Frequency Restoration Reserves* », *aFRR*) est principalement fourni par des centrales au gaz (TGV) à temps de réaction rapide. Vu les prix élevés du gaz, ces centrales se caractérisent par un « clean spark spread » négatif qui exclut tout achat et toute activation efficaces en termes économiques. Dans un marché de réserve efficace, les réserves tournantes (qui sont nécessaires tant pour les FCR que pour les aFRR) doivent être fournies par les unités (sélectionnées dans le « merit order » ou empilement économique des moyens de production) qui sont actives suivant le marché et les conditions de vent. À défaut, les coûts « must run » élevés des unités non sélectionnées feront augmenter sensiblement le prix de revient des réserves tournantes. La production éolienne n'est pas associée à des coûts « must run » et est donc tout indiquée pour participer à la fourniture du réglage secondaire (à la baisse).

Le besoin d'aFRR s'intensifiera dans les années à venir en raison d'une hausse constante des déséquilibres résiduels dus à une part plus élevée de la production variable des SER et des erreurs de prévision y afférentes. De surcroît, le comportement de ramping de la production variable des SER et de l'interconnexion HVDC prévue avec le Royaume-Uni entraînera une augmentation supplémentaire des déséquilibres résiduels.

Le besoin concret d'aFRR supplémentaires dépendra surtout de la flexibilité présente dans le système, qui peut réagir sur base quart-horaire à ces déséquilibres résiduels.

Le graphique ci-dessous esquisse l'évolution du besoin d'aFRR. Selon les estimations, la quantité nécessaire d'aFRR en 2018 varierait, en fonction du scénario de besoins de réserve élevés ou faibles<sup>16</sup>, entre 152 MW et 192 MW. En 2013, ce besoin est établi à 140 MW.



Pour répondre au besoin supplémentaire d'aFRR, la participation des sources d'énergie (décentralisées) suivantes doit être davantage développée :

- Biomasse et cogénération compte tenu d'un nombre d'heures de fonctionnement plus élevé et donc d'une part plus faible des coûts « must run ». Par ailleurs, la participation croissante de ces unités au réglage à la baisse permet d'abaisser la puissance de fonctionnement opérationnelle (Pmin) sur les unités TGV (pour le réglage à la hausse), ce qui conduit à son tour à une diminution des coûts « must run ». Comme indiqué plus haut, ELIA prévoit cette asymétrie dans l'acquisition de réserves secondaires.
- Mise au point de nouveaux modes d'exploitation efficaces qui permettent une utilisation plus avantageuse sur le plan économique des centrales de pompage hydroélectriques telles que Coo et Plate Taille pour le réglage secondaire.
- Énergie éolienne (dénuee de coûts « must run ») et biomasse pour le réglage secondaire à la baisse dans les périodes de production renouvelable élevée (lorsque la part de production conventionnelle est faible) au moyen de « smart support schemes ».
- « Demand side management » ou participation de la charge – a priori, celle-ci est plutôt difficile étant donné la plus grande variation dans les fluctuations de puissance demandées.

Par ailleurs, il convient d'examiner dans un cadre européen la manière dont les gestionnaires de réseau de transport peuvent acheter (réserves) ou activer (énergie) ensemble leur réglage secondaire.

<sup>16</sup> Voir également « Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018 », <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

Concrètement, ELIA a lancé un projet pilote à cet effet avec le gestionnaire de réseau néerlandais TenneT pour en évaluer la faisabilité (cf. 4. Encouragement des synergies transfrontalières en matière d'équilibrage).

Conclusion : les principales pistes de nature à favoriser dans un futur proche la liquidité dans l'achat du réglage secondaire sont les suivantes :

- Évolution vers des achats à court terme (hebdomadaires/journaliers)
- Participation d'unités hydroélectriques et de centrales TGV performantes à faible puissance de fonctionnement opérationnelle (Pmin) pour le réglage à la hausse
- Participation de l'énergie éolienne et solaire et des unités de biomasse et de cogénération moyennant des « smart support schemes » dans le réglage à la baisse (vu l'absence (dans le cas de l'éolien) ou de moindres coûts « must run »)
- Participation du « Demand Side Management »
- Possibilité d'un achat commun (réserves) ou d'une activation commune (énergie) du réglage secondaire entre gestionnaires de réseau

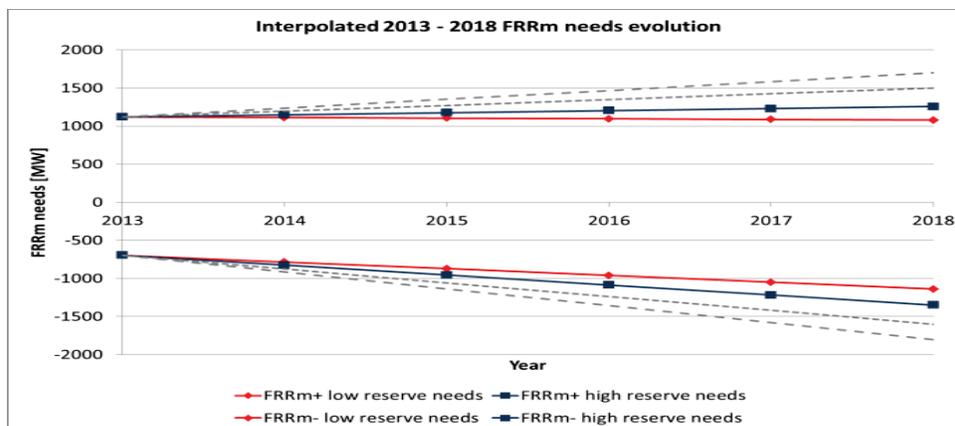
3. Le **réglage tertiaire** (également appelé « *manual Frequency Restoration Reserves* », *mFRR*) est caractérisé par un temps de réaction plus long (pleine charge dans les 15 minutes suivant l'activation) et est fourni par différents types d'unité, notamment les unités turbojet et les turbines au gaz, ainsi que les clients interruptibles raccordés au réseau ELIA.

Les **mFRR à la hausse** ont principalement pour but de libérer l'aFRR afin que celle-ci soit à nouveau disponible pour assurer une réaction rapide aux déséquilibres résiduels provenant, p. ex., de la production renouvelable variable (sujette à des erreurs de prévision positives et négatives) et pour faire face à de rares déséquilibres importants (panne d'unités de production ou perte d'une interconnexion HVDC).

Le graphique ci-dessous esquisse l'évolution du besoin de mFRR à la hausse (mFRR+). Selon les estimations, la quantité nécessaire de mFRR à la hausse en 2018 varierait, en fonction du scénario de besoins de réserves élevés ou faibles<sup>17</sup>, entre 1 078 MW et 1 258 MW. En 2013, ce besoin est établi à 1 120 MW, dont 661 MW contractés par ELIA.

---

<sup>17</sup> Voir également « *Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018* », <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>



Afin de faire face au remplacement des turbojets et au besoin supplémentaire éventuel de mFRR à la hausse, la participation des sources d'énergie (décentralisées) suivantes doit être davantage développée :

- Centrales de pointe en encourageant les investissements dans de nouvelles unités de production (très efficaces) parallèlement à la conversion d'unités TGV existantes en unités de type OCGT. Dans le cas d'une très basse exploitation en tant que pure unité de pointe, le coût total de l'unité OCGT s'élèvera environ à la moitié de celui d'une unité TGV.
- Agrégats de courant de secours existants (groupes diesel).
- « Demand side management » par la désactivation de charges (décentralisées).

Par ailleurs, il convient d'examiner dans un cadre européen la manière dont les gestionnaires de réseau de transport peuvent acheter (réserves) ou activer (énergie) ensemble leur réglage tertiaire. Concrètement, ELIA a lancé un projet pilote à cet effet avec le gestionnaire de réseau néerlandais TenneT pour en évaluer la faisabilité (cf. 4. Encouragement des synergies transfrontalières en matière d'équilibrage).

Les **mFRR à la baisse** acquièrent de plus en plus d'importance étant donné le phénomène d'abondance de vent et de soleil combinée à une faible charge (incompressibilité). Depuis un certain nombre d'années, ELIA constate l'insuffisance de flexibilité à la baisse dans le système ainsi que des mesures prises par les BRPs pour développer cette flexibilité. En principe, il ne faut pas contracter de flexibilité à la baisse puisqu'il s'agit d'un excédent d'énergie souvent associé à des prix de déséquilibre négatifs (par l'activation de SER avec allocation de CV et CCG).

En cas d'offre insuffisante de flexibilité à la baisse, il peut être nécessaire qu'ELIA envoie des signaux adaptés par le biais des prix de déséquilibre afin que les BRPs procèdent à des investissements en la matière.

Selon les estimations, la quantité supplémentaire nécessaire de mFRR à la baisse varierait entre 1 138 MW et 1 348 MW en 2018 (voir graphique ci-dessus : mFRR-).

Pour assurer ce résultat, la participation des sources d'énergie (décentralisées) suivantes doit être davantage développée :

- Nouvelles unités de production (très efficaces) prévoyant la possibilité technique d'un fonctionnement à une puissance opérationnelle minimale, dotées de fonctions de ramping avancées et permettant une mise en service/un arrêt rapide. Chaque réduction de la puissance de fonctionnement opérationnelle minimale des centrales existantes dans ce cadre est tout aussi importante (p. ex. conversion TGV existantes en OCGT).
- L'énergie éolienne, solaire et la biomasse moyennant des « smart support schemes » pour la participation aux réserves. Pour la fourniture de flexibilité, ces unités peuvent déjà faire des offres avec compensation du coût d'opportunité en raison de la perte du CV/CCG.
- Capacités de stockage (p. ex. unités de pompage hydroélectriques telles que Coo et Plate Taille).

Par ailleurs, des contrats transfrontaliers de partage de réserves (« contrats inter-GRT ») avec les gestionnaires de réseau de transport voisins sont nécessaires, à la fois pour les mFRR à la hausse et à la baisse. Ces contrats visent à pallier une perte instantanée ou la panne d'une grande centrale ou d'une interconnexion HVDC en mode importation ou exportation.

Enfin, ELIA peut également compter sur les offres libres (mFRR non contractées) qui sont proposées dans le cadre du contrat CIPU. Comme déjà évoqué, ELIA a lancé un projet pour capter de la flexibilité supplémentaire au moyen d'une plateforme d'offres transparente.

Conclusion : les principales pistes de nature à favoriser dans un futur proche la liquidité dans l'achat du réglage tertiaire sont les suivantes :

- Évolution vers des achats à court terme (hebdomadaires/journaliers)
- Participation de centrales de pointe efficaces (Open Cycle Gas Turbine)
- Participation d'agrégats de courant de secours existants (groupes diesel)
- Participation du « demand side management » par la désactivation de charges (décentralisées) dans le réglage à la hausse
- Possibilité d'un achat commun (réserves) ou d'une activation commune (énergie) de réglage tertiaire entre gestionnaires de réseau
- Participation de nouvelles unités de production (très efficaces) prévoyant la possibilité technique d'un fonctionnement à une puissance opérationnelle minimale, dotées de fonctions de ramping avancées et permettant une mise en service/un arrêt rapide
- Énergie éolienne, solaire et biomasse dans le réglage à la baisse
- Capacités de stockage (p. ex. unités de pompage hydroélectriques telles que Coo et Plate Taille) dans le réglage à la baisse
- Mise en place d'une plateforme d'offres transfrontalière et transparente pour la flexibilité

#### 4 Encouragement des synergies transfrontalières en matière d'équilibrage

Dans le cadre de la réalisation d'un marché du balancing unifié en Europe (« target model »), ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators) a demandé à ENTSO-E de lancer des projets pilotes afin de tester la faisabilité de ce « target model ». Ce « target model » est l'objet du « Network Code on Electricity Balancing ». Ce code réseau découle du 3<sup>e</sup> paquet énergétique européen et a introduit un nouveau système en vue de l'élaboration d'une réglementation européenne contraignante. Ce code a donc le même effet qu'un règlement et est immédiatement et directement applicable aux États membres, sans devoir être transposé dans le droit national.

ENTSO-E remplit un rôle important en tant que co-auteur de ce code réseau. Par conséquent, le « Network Code on Electricity Balancing » déterminera le futur cadre dans lequel ELIA doit effectuer son équilibrage. L'entrée en vigueur de ce code réseau sera cependant précédée d'une procédure de comitologie dans laquelle la Commission européenne se fera assister, dans l'exercice de ses pouvoirs exécutifs, par des représentants des États membres réunis en comités. Grâce à ces comités, la Commission pourra se concerter avec les services publics nationaux avant de statuer sur les mesures d'exécution. L'objectif est de faire correspondre le mieux possible ces mesures à la réalité dans chaque pays concerné, afin que la réalisation de ce marché européen unifié du balancing tienne compte au maximum des mécanismes de marché qui ont déjà prouvé leur efficacité.

ELIA estime d'emblée que les points suivants sont importants dans la finalisation du Network Code on Electricity Balancing :

- Organiser l'heure de fermeture du marché du balancing au plus près du temps réel. De cette manière, les BRPs pourront exploiter au maximum les possibilités pour régler leur propre équilibrage (cf. recommandation de la Commission européenne dans son « Impact Assessment on European Electricity Balancing Market »<sup>18</sup> : *“The closing of intra-day market must be no more than 1 hr ahead of the physical gate closure and the PTU moving to 15 minutes will help reduce balancing costs”.*)
- Éviter des limitations inutiles dans l'échange de réserves entre un gestionnaire de réseau et un BSP. En d'autres termes, il doit être possible d'acheter à l'avenir des réserves auprès de fournisseurs situés en dehors de la propre zone de réglage.

Les projets pilotes précités servent également de référence aux autres gestionnaires de réseau européens pour la traduction du futur Network Code on Electricity Balancing dans la pratique.

---

<sup>18</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf)

En juin 2012, ELIA a mis en place à cette fin un projet pilote de ce type en partenariat avec TenneT, le gestionnaire du réseau à haute tension néerlandais. Ce projet vise principalement à analyser la possibilité de synergies dans le concept de marché des aFRR et mFRR. Ce projet aboutira à une étude de faisabilité dans le courant de 2014.

D'autre part, ELIA participe (dans la phase de test jusqu'en octobre 2013) au 1<sup>er</sup> module de l'initiative « International Grid Control Cooperation » (iGCC) dans laquelle les gestionnaires de réseau participants échangent en temps réel des données sur le déséquilibre du système et évitent ainsi des activations opposées de puissance de réglage secondaire. Cette approche se traduit par une diminution des propres activations, et ce, à plus bas coût. L'énergie échangée est compensée a posteriori sur la base d'un système de prix d'opportunité. Ce système tend à répartir équitablement les avantages financiers à plus long terme entre les gestionnaires de réseau de transport participants. Les gestionnaires de réseau du Danemark, des Pays-Bas, de Tchéquie et de Suisse participent à cette initiative aux côtés des 4 gestionnaires de réseau allemands réunis en un seul bloc. La prolongation éventuelle de la participation à l'iGCC est soumise à la décision d'ENTSO-E au terme de la phase de test, ainsi qu'à l'approbation par la CREG de la proposition introduite par ELIA pour la poursuite de sa participation.

Une extension à un deuxième module fait l'objet d'un autre projet pilote européen. Le module 2 implique pour les participants de se prêter mutuellement assistance en cas de capacités insuffisantes de réglage secondaire. Par conséquent, le risque de déséquilibre du système est partagé entre les gestionnaires de réseau participants, ce qui augmente la sécurité du système avec une quantité égale de réserves secondaires.

Dans chacun des projets pilotes existants, il est cependant important de bien évaluer la complexité de la mise en place du modèle de marché par rapport aux avantages effectifs qui en seront retirés. En tout cas, cette collaboration européenne en vue de la réalisation du « target model » exigera beaucoup de temps et d'efforts de la part des gestionnaires de réseau concernés.

## 5 Conclusion

Les 3 groupes de conditions qui contribuent grandement à préserver de façon efficace et sûre l'équilibre de la zone de réglage d'ELIA comprennent :

1. l'équilibrage par les BRPs en vue de réduire les déséquilibres résiduels
2. une diversification maximale des sources d'énergie qui participent à l'équilibrage
3. les synergies transfrontalières en matière d'équilibrage

Ces conditions concernent différents acteurs présents sur le marché libéralisé de l'électricité. Vu les différents décideurs et régulateurs (tant à l'échelle fédérale que régionale) concernés par cette matière, il va de soi que la consolidation d'un maintien sûr et efficace de l'équilibre exige une multitude d'actions coordonnées.

En matière d'équilibrage ou « balancing », ELIA vise un modèle dans lequel le gestionnaire de réseau incite les BRPs à corriger autant que possible eux-mêmes leurs déséquilibres, même en temps réel. Dans ce concept de marché, le BRP est investi d'une plus grande responsabilité en matière d'équilibre. Le choix d'ELIA pour ce modèle de marché implique notamment que les BRPs doivent jouer un rôle (pro)actif dans le maintien de l'équilibre au sein de leur portefeuille. Étant donné que la quantité de réserves nécessaires qu'ELIA doit contracter chaque année dépend de la mesure dans laquelle les BRPs parviennent à éviter les déséquilibres résiduels, il importe que les BRPs :

1. investissent dans les prévisions de la production et de la charge renouvelable variable (éolien, solaire) et décentralisée (raccordée au réseau de distribution).
2. s'emploient à développer et à offrir la flexibilité dans leur portefeuille avec une diversification maximale des sources d'énergie participantes (cogénération, biomasse, éolien, solaire mais aussi charge (décentralisée)).
3. utilisent les différents marchés (tant day-ahead qu'intraday), d'une part, pour réaliser leur propre équilibrage et, d'autre part, pour créer une liquidité maximale en vue de l'élimination des déséquilibres pour d'autres BRPs.
4. participent à l'achat à court terme de réserves

Afin d'affiner les prévisions relatives à la partie liée à la production et à la charge au niveau de la distribution, les gestionnaires de réseau de distribution doivent continuer à déployer le smart metering et le smart profiling. Les BRPs pourront alors utiliser ces instruments pour établir des prévisions plus précises sur base journalière et infrajournalière.

Il semble indiqué, du point de vue des politiques, de suivre les évolutions suivantes :

1. Proposition de soumettre tous les volumes de déséquilibre aux prix de déséquilibre, donc également les écarts de production des parcs éoliens off-shore et les injections « first firing ».
2. Mise au point de mécanismes de soutien intelligents ou « smart support schemes » qui créent un cadre (plus) attractif dans lequel les unités SER et de cogénération sont en mesure de participer à la fourniture de services auxiliaires et à la flexibilité vis-à-vis d'ELIA.
3. Proposition d'un équipement obligatoire pour la fourniture de services auxiliaires (en l'occurrence, le réglage primaire et secondaire et la régulation de la tension) pour toutes les nouvelles unités (> 50 MW) raccordées au réseau Elia.
4. Proposition d'une offre obligatoire de puissance de réglage à la baisse (flexibilité) pour la production éolienne on-shore et off-shore, ainsi que pour la production de biomasse sur le marché de déséquilibre.
5. Extension graduelle des achats à court terme en 2015 via la création d'un cadre légal et réglementaire adapté, et ce, moyennant des résultats positifs en 2014.
6. Création de la possibilité pour de nouveaux acteurs économiques, tels que les agrégateurs, de participer aussi à la fourniture des services auxiliaires et de la flexibilité.

En outre, ELIA participe activement à plusieurs programmes de recherche, tant à l'échelle nationale qu'internationale, qui visent à concevoir des solutions innovantes pour un meilleur équilibrage. Étant donné que cette participation exige beaucoup de temps et d'efforts, il importe de prévoir les moyens nécessaires à cette fin.

À plus long terme, les différentes options et la faisabilité du stockage d'énergie (storage) doivent être soumises à un examen plus approfondi, de même que la possibilité pour ELIA d'utiliser elle-même des installations de stockage dans le cadre de l'équilibrage, moyennant la création d'un cadre légal et réglementaire adapté.

Enfin, ELIA continue, en constante concertation et en étroite collaboration avec les acteurs concernés, à mettre en place des initiatives pour respecter les conditions d'un équilibrage efficace et sûr.

\*\*\*\*\*