

ELIA SYSTEM OPERATOR

**REGLES DE FONCTIONNEMENT DE LA RÉSERVE
STRATÉGIQUE**

**Selon la décision de la CREG (B)150312-CDC-1430 du 12
mars 2015**

Applicables à partir du premier novembre 2015

**Suivant l'article 7septies de la loi du 29 avril 1999 relative à
l'organisation du marché de l'électricité**

Table des matières

1	Préambule	4
2	Définitions	5
2.1	Définitions générales et abréviations	5
2.2	Symboles utilisés	9
3	Introduction	11
4	Entrée en vigueur et durée	13
5	Réservation de puissance de la réserve stratégique	13
5.1	Processus d'appels d'offres	13
5.2	Réservation de puissance pour la SGR	13
5.2.1	Conditions relatives aux offres	13
5.2.2	Sélection des offres SGR en vue d'une attribution de contrat	14
5.2.3	Conditions d'activation :	15
5.2.4	Rémunération	15
5.2.5	Contrôle et pénalité	15
5.2.6	Tests	17
5.3	Réservation de puissance SDR	17
5.3.1	Conditions relatives aux offres	17
5.3.2	Modalités d'effacement	19
5.3.3	Conditions d'activation	20
5.3.4	Sélection des offres SDR en vue d'une attribution de contrat	20
5.3.5	Rémunération	21
5.3.6	Tests	21
5.4	Combinaison technico-économique des offres	21
6	Activation de puissance de la réserve stratégique	26
6.1	Généralités	26
6.2	Activation de la réserve stratégique SGR	26
6.2.1	Nominations	26
6.2.2	Caractéristiques d'une activation	27
6.2.3	Rémunération	28
6.2.4	Contrôle et pénalité	30
6.3	Activation de la puissance de la réserve stratégique SDR	30
6.3.1	Baseline et Puissance disponible pour activation	31
6.3.2	Caractéristiques d'une activation	32
6.3.3	Rémunération	32
6.3.4	Contrôle et pénalité	33
6.4	Processus opérationnel allant de l'identification du risque de Déficit Structurel jusqu'à l'activation de la réserve stratégique	34
6.4.1	Détection du risque de Déficit Structurel par Critère Economique/Economic Trigger	34
6.4.2	Détection du risque de Déficit Structurel par Critère Technique/Technical Trigger	35
6.4.3	Différentes étapes d'une activation d'une Unité SR	37
6.4.4	Processus d'activation en J-1 et J	38
6.5	Sélection technico-économique de la /(des) Unités(s) de réserve stratégique pour activation	39
6.6	Impact sur le SI et NRV	39
6.7	Impact sur les prix de déséquilibre	40
6.7.1	Introduction	40
6.7.2	Règles applicables pour la définition des incitants complémentaires appliqués au tarif de déséquilibre	41
7	Transparence / Information du marché	42
7.1	Informations relatives à l'injection d'énergie dans la zone de réglage à partir d'Unités de la réserve stratégique	42



7.2 Information générale sur le fonctionnement de la réserve stratégique.....43

8 Monitoring43

Annexe : Exemple chiffré d'application d'un facteur d'équivalence.....44

1 Préambule

Le présent document constitue les règles de fonctionnement de la réserve stratégique, conformément à l'article 7septies, §1 et 2 de la Loi Electricité du 29 avril 1999, amendée par la loi du 26 mars 2014 en vue de l'établissement d'un mécanisme de réserve stratégique (ci-après « Loi Electricité »).

Il s'inscrit dans la démarche entreprise par le Ministre fédéral ayant l'Energie dans ses attributions (ci-après « Le Ministre ») visant à introduire dans la Loi Electricité à partir de 2014 un régime en vue d'assurer un niveau déterminé de sécurité d'approvisionnement pendant la Période Hivernale.

Le présent document constitue les règles de fonctionnement de la réserve stratégique soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (ci-après « CREG ») pour la réserve stratégique relative à la Période Hivernale qui débute le 1^{er} novembre 2015.

Ces règles de fonctionnement se rapportent notamment aux indicateurs pris en compte pour constater une situation de pénurie et aux principes relatifs à l'activation de la réserve stratégique par le gestionnaire du réseau.

Etant donné les délais relativement courts prévus par la loi entre une instruction par le Ministre à ELIA de constituer de la réserve stratégique et sa mise en application opérationnelle au 1^{er} novembre de la Période Hivernale visée, ainsi que le nombre de développements nécessaires à l'évolution de ce mécanisme encore récent, ELIA fera tous les efforts possibles en vue de l'adaptation des outils informatiques pour cette date. Si toutefois, un retard d'implémentation implique un retard sur l'application de certains principes décrits dans ces règles, ELIA informera le régulateur ainsi que le marché de la situation, de ses impacts, ainsi que des solutions transitoires.

2 Définitions

2.1 Définitions générales et abréviations

Activation : Demande d'ELIA vers une Unité SR et actions à entreprendre par cette Unité en vue d'injecter de l'électricité sur le réseau ou d'effacer un prélèvement, telles que décrites aux § 6.2.2 pour la SGR et § 6.3.2 pour la SDR.

ARP ou Responsable d'Accès : toute personne physique ou morale inscrite dans le registre des Responsables d'Accès conformément au Règlement Technique de Transport pour la gestion du réseau de transport et tel que défini dans le Contrat d'accès¹. Également désignée sous la dénomination de responsable d'équilibre dans les Règlements Techniques Distribution, de Transport Local et Régional.

Baseline : Ensemble des valeurs représentant la puissance électrique (moyenne quart-horaire) présumée c'est à dire qui aurait été prélevée par l'Unité SDR activée s'il n'y avait pas eu d'activation. Ces valeurs sont estimées selon la méthodologie décrite au § 6.3.1 utilisée lors d'une activation SDR et en particulier pendant la période de Livraison Effective pour déterminer le volume effacé par l'Unité SDR.

Belpex ou **BPX** : bourse belge de l'électricité, agréée en qualité du gestionnaire d'un marché d'échange de blocs d'énergie par arrêté ministériel le 11/1/2006 et dont le marché est régi par le Règlement de marché Belpex

- **DA** : Day-Ahead signifiant en J-1 pour le jour J
- **ID** : Intra-Day signifiant infra-journalier
- **Belpex DAM** : « Day Ahead Market segment », tel que défini à l'article 1, 9° du Règlement de marché Belpex
- **Belpex SRM** : « Strategic Reserve Market segment », tel que défini dans le Règlement de marché Belpex.
- **Ordre** : un ordre de prélèvement ou de livraison défini à l'article 1^{er}, 52°.
- **Ordre de Livraison** : l'offre ferme de livrer de l'électricité, soumise à la Plateforme d'échange; tel que défini à l'article 1^{er}, 36° du Règlement de Marché Belpex.
- **Ordre de Prélèvement**: l'offre ferme de prélever de l'électricité, soumise à la Plateforme d'échange tel que défini à l'article 1^{er}, 2° du règlement de Marché Belpex
- **Prix d'Ordre Maximum Belpex DAM** : Prix d'Ordre Maximum tel que défini à l'article 31.2 du Règlement de marché Belpex et relatif au segment Belpex DAM.
- **Ordre Limité** : Ordre de Prélèvement ou de Livraison sur Belpex tel que défini à l'article 31.5.1 du Règlement de marché Belpex.

Centrale de Production SGR : Une combinaison de (ou une seule) Unité(s) de Production incluant un ou plusieurs générateur(s) d'électricité, capable de produire de l'électricité indépendamment d'autres unités ou centrales de production existantes sur le marché et pour laquelle un Contrat SGR est conclu entre ELIA et le Fournisseur SGR.

« **CDS** » : 'closed distribution system' ou Réseau Fermé de Distribution, tel que défini dans le contrat d'Accès d'ELIA.

CIPU: Contrat de coordination de l'appel des unités de production

Comptage Principal : Mesure de l'énergie électrique associée au point d'accès telle que déterminée par ELIA ou le gestionnaire de Réseau de Distribution pour le réseau de distribution en vue de la facturation dans le

¹ Contrat approuvé par la CREG et disponible sur le lien : <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/acces/contrat-d-acces>

cadre de ses missions au moyen d'un ou plusieurs compteurs installé(s) par ce gestionnaire (appelés dès lors Compteurs Principaux);

Contrat d'Accès: Le contrat (ou équivalent) conclu entre ELIA (ou le Gestionnaire de réseau de Distribution) et le détenteur d'accès du Réseau de Transport (respectivement de Distribution), conformément au règlement technique d'application, spécifiant les conditions relatives à l'octroi de l'accès au réseau de Transport (respectivement de Distribution) pour le Point d'Accès concerné;

Coût de Réserve [€] pour une période donnée et pour une certaine puissance réservée [MW], correspond au montant total rémunéré pour cette puissance durant cette période. Il vaut est égal au produit Prix de Réserve relatif à cette puissance [€/MW/h], de cette puissance [MW] et par cette période[h].

Coût d'Activation [€] pour une activation d'une certaine puissance réservée pendant une période donnée, correspond au montant total rémunéré pour cette activation. Il vaut la somme des coûts forfaitaires liés à cette activation (coût de warm up, coût de prolongation si d'application) et du produit du Prix d'activation [€/MW/h] avec l'énergie activée pendant cette période.

Déficit Structurel de la Zone : situation pendant laquelle le niveau de consommation total de la zone de réglage belge ne peut être couvert par les capacités de production disponibles dans cette zone de réglage, hors Réserves de Balancing, tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché.

ELIA : ELIA System Operator S.A.

DGE « Direction Générale de l'Energie » : la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie telle que définie à l'Art.2, 27° de la Loi Electricité

Heures non critiques : Toutes les heures qui ne sont pas des heures critiques.

Heures critiques : heures comprises entre 9 et 13h ainsi que 17 et 21h pendant les jours ouvrables de la période hivernale à l'exception des vacances scolaires de Noël pour la Belgique;

Incremental Bid: offre faite à ELIA, par un producteur, pour un réglage à la hausse, aux conditions décrites dans le contrat CIPU, qui prévoient qu'à la demande d'ELIA, le producteur s'engage à augmenter la puissance produite par l'unité concernée.

Loi Electricité : Loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle qu'amendée de temps à autre

"LOLE": Loss Of Load Expectation, à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale, tel que défini à l'article 2.59° de la Loi Electricité.

Ministre : Ministre fédéral ayant l'Energie dans ses attributions

Minimum Offtake : terme relatif au contrat de réserve primaire à partir de charges (R1Load) indiquant le niveau de consommation en dessous duquel le fournisseur R1Load ne peut garantir la livraison du service, tel que défini à l'article 3.2.2 du contrat R1Load

Moyens de Balancing : ensemble des services d'équilibrage d'énergie utilisés par le gestionnaire de réseau en vue du maintien et du rétablissement de l'équilibre de la zone de réglage belge suivant les Règles Balancing.

Période Hivernale : période allant 1/11 d'une année au 31/03 de l'année suivante, telle que définie à l'Art. 2, 51° de la Loi Electricité. Dans la suite du document le terme « Période Hivernale Y - Y+1 » désignera la Période Hivernale allant 1/11 de l'année Y au 31/03 de l'année Y+1.

Pmax Disponible ou « Pmax_Available » : La valeur maximum de puissance quart-horaire que la Centrale SGR peut injecter sur le réseau pour un quart d'heure donné, tout en tenant compte de toutes les limitations techniques, opérationnelles, météorologiques ou toutes autres limitations connues du fournisseur SGR au moment où celui-ci communique cette valeur à ELIA.

Pmax technique : Une valeur unique (exprimée en MW) correspondant à la puissance maximum pouvant être techniquement développée par la Centrale SGR, dont la valeur est fournie par le fabricant et plus particulièrement à 15°C.

Pmin Disponible ou « Pmin_Available » : La valeur minimum de puissance quart-horaire que la Centrale SGR peut injecter sur le réseau pour un quart d'heure donné, tout en tenant compte de toutes les limitations techniques, opérationnelles, météorologiques ou toutes autres limitations connues du fournisseur SGR au moment où celui-ci communique cette valeur à ELIA.

Pmin Technique : Une valeur unique (exprimée en MW) correspondant à la puissance minimum pouvant être techniquement développée par la Centrale SGR, dont la valeur est fournie par le fabricant.

Point d'Accès : point d'Injection ou de Prélèvement au réseau de transport ou de distribution tels que défini(s) dans les Contrats d'Accès relatifs.

Point d'Accès CDS : Le point d'accès au Réseau Fermé de Distribution d'un Utilisateur du Réseau Fermé de Distribution tel que défini dans le Contrat d'Accès d'ELIA².

Point de Livraison : Point sur le réseau électrique à partir duquel le service SDR est livré et associé à un ou des comptage(s) permettant à ELIA de contrôler et mesurer la fourniture du service SDR tel que décrit au § 5.3.1.

Prix d'activation : Prix unitaire par MWh activé lors de l'activation d'une Unité SGR ou SDR.

Prix de réservation : Prix de réservation par MW et par heure demandé par le Candidat pour fournir soit pour le Service SGR via une (des) Centrale(s) de Production donnée(s) dans une Configuration donnée, soit le Service SDR pour un portefeuille donné de Points de livraison. Le Prix de Réservation est uniquement payé durant la Période Hivernale et ne peut comporter aucun prix d'activation anticipé, ni les frais de réservation de tout service de Black-Start potentiel.

Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique ou « Procédure de Constitution » : Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique établie par ELIA après consultation des utilisateurs de réseau, de la CREG et de la DGE et publiée sur le site web d'ELIA conformément à l'article 7quinquies §1^{er} et §6 de la Loi Electricité.

Puissance SGR Contractée : La quantité de SGR (exprimée en MW) contractée par ELIA auprès du Fournisseur SGR sur une Centrale SGR correspondant la capacité de production exprimée en MW que le Fournisseur SGR doit tenir à disposition d'ELIA à partir de cette Centrale. La puissance SGR Contractée est inférieure ou égale au Pmax technique de cette Centrale.

Règles Balancing : Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires établies suivant l'article 159,

² Contrat approuvé par la CREG et disponible sur le lien : <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/acces/contrat-d-acces>

§1 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant le Règlement Technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Règlement Technique : L'arrêté établissant un règlement technique pour la gestion d'un réseau (de transport, de transport local, de transport régional ou de distribution) de l'électricité et l'accès à celui-ci. Par exemple, le **Règlement Technique Fédéral (RTF) ou de Transport** désigne l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant le règlement technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Réseau ELIA : Le réseau de transport d'électricité pour lequel ELIA détient un droit de propriété ou à tout le moins un droit d'utilisation ou d'exploitation, incluant les réseaux de transport locaux en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles, et dont ELIA est le gestionnaire de réseau désigné.

Réserves de Balancing : ensemble des services d'équilibrage de l'énergie réservés par ELIA et comprenant la réserve secondaire, la réserve tertiaire (y compris la réserve tertiaire de production, les services d'ajustement de profil, la réserve tertiaire à partir de prélèvements interruptibles et le secours auprès d'autres GRT's).

SGR : Réserve Stratégique fournie à partir de d'unités de production telles que visées à l'article 7 quinquies § 2,2° à 4° de la Loi Electricité.

SDR : Réserve Stratégique d'effacement fournie à partir de la demande telle que visée dans l'article 7 quinquies §2,1° de la Loi Electricité. On distingue, comme spécifié en détail au § 5.3.2 :

- **SDR DROP BY :** réserve stratégique d'effacement SDR pour laquelle le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire sa consommation d'un volume contractuellement fixé Rref;
- **SDR DROP TO :** réserve stratégique d'effacement SDR pour laquelle le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire sa consommation jusqu'à un niveau contractuellement fixé SL_{SDR};

Total Shedding Limit ou SL : niveau de puissance jusqu'auquel un fournisseur de réserve s'engage à effacer la consommation totale de son (ses) Point(s) de Livraison (ou d'Accès pour ICH) s'il est activé. On distingue :

- la **SL_{ICH}** relative au contrat de réserve tertiaire par les charges interruptibles
- La **SL_{SDR}** relative au contrat SDR DROP TO

Réseau de Distribution : Tout réseau de distribution électrique pour lequel le gestionnaire de réseau de distribution possède les droits de propriété ou du moins les droits d'usage et d'opérations et pour lequel le gestionnaire de réseau de distribution désigné a une licence par le régulateur régional ou la compétence d'autorité régionale;

Sous-comptage ou Submetering : Mesure de la consommation électrique d'équipement(s) ou processus situés au sein d'un site effectuée à partir d'un compteur ou un ensemble de compteurs (appelés dès lors Sous-compteurs) situés en aval de Compteurs Principaux, utilisée à des fins de mesure du service (SDR) fourni et pour ce faire répondant aux conditions décrites dans la Procédure de Constitution.

Target : Niveau de puissance qu'est supposé atteindre le prélèvement d'une Unité SDR pendant la période de Livraison Effective d'une activation. Ce niveau est fixe en cas de SDR DROP TO, et variable en cas de SDR DROP BY tel que décrit au §5.3.2.

Total Unsheddable Margin [UM_{SDR}] : Valeur en-dessous de laquelle le prélèvement net de puissance active ne peut être diminué lors d'une activation au(x) Point(s) de Livraison d'une Unité SDR, défini en cas de SDR DROP BY

Unité de Production : L'alternateur d'une unité physique qui génère ou absorbe de l'électricité (en cas de capacités de pompage).

Unité de Réserve Stratégique ou Unité SR : terme désignant une Centrale SGR ou une Unité SDR.

Unité SDR ou Centrale SDR: Un ensemble (agrégation) d'installations électriques consistant en des charges en des Points de Livraison, capables de réduire le prélèvement total (consommation électrique) de l'Unité au moyen de l'arrêt, du changement ou du ralentissement des processus de consommation d'énergie de ces charges aux Points de Livraison, sans faire appel à une augmentation de production d'énergie électrique, et pour laquelle un contrat SDR est conclu entre ELIA et le fournisseur SDR associé à cette Unité.

Zone de réglage: la zone dans laquelle le gestionnaire du réseau contrôle l'équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité, en tenant compte des échanges de puissance active entre zones de réglage;

Zone de réglage belge : zone pour laquelle Elia a été désignée gestionnaire de réseau conformément à la loi du 29 avril 1999 ;

2.2 Symboles utilisés

ACE= l'Area Control Error, égal à la différence instantanée entre les valeurs de référence (« programmes ») et les valeurs réelles (« mesures ») de l'échange de puissance de la zone de réglage belge, en tenant compte de l'effet du biais de fréquence, et de l'échange de puissance avec d'autres GRTs par foisonnement IGCC.

BAV_j = volume brut de réglage à la baisse c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés à la baisse par ELIA au cours du quart d'heure (j), y compris le volume d'énergie exporté dans le cadre du foisonnement IGCC ;

BOV_j = volume brut de réglage à la hausse c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés à la hausse par ELIA au cours du quart d'heure (j), y compris le volume d'énergie importé dans le cadre foisonnement IGCC ;

SRV_j = volume de réserve stratégique activé, c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés par ELIA auprès d'Unités SR, au cours du quart d'heure (j);

SRV_{BPXj} = volume de réserve stratégique fourni par ELIA à l'opérateur Belpex, au cours du quart d'heure (j);

SRV_{BCAj} = volume de réserve stratégique injecté dans la zone de réglage belge, au cours du quart d'heure (j);

HUP_j = le prix marginal des activations à la hausse, qui s'établit, durant le quart d'heure (j), au prix de l'unité de réglage à la hausse la plus chère activée pour le maintien de l'équilibre de la zone.

LDP_j = le prix marginal des activations à la baisse, qui s'établit, durant le quart d'heure (j), au prix de l'unité de réglage à la baisse la moins rémunératrice activée pour le maintien de l'équilibre de la zone ;

NRV_j = le volume net de réglage durant le quart d'heure j ;

SI_j = Le déséquilibre du système calculé pour le quart d'heure j, égal à la différence entre le area control error (ACE) et le volume net de réglage (NRV) relatifs à ce quart d'heure.

POS_j = Tarif applicable pour un déséquilibre positif durant le quart d'heure (j)

NEG_j = Tarif applicable pour un déséquilibre négatif durant le quart d'heure (j)

Rref=Puissance contractée en MW pour une Unité SDR ;



Pmes= Prélèvement total d'une Unité SDR mesuré sur base quart horaire tel que défini dans le contrat SDR.

3 Introduction

La réserve stratégique est constituée en vue de contribuer à assurer un niveau déterminé de sécurité d’approvisionnement de la zone de réglage belge lorsque le marché manifeste l’intention de se priver de capacités de production nécessaires au maintien d’un niveau suffisant de sécurité d’approvisionnement. Elle est activée dans le cas où un risque non négligeable de « Déficit Structurel de la Zone » est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d’utilisateurs de réseau³ et afin de préserver les Réserves de Balancing qui sont constituées pour palier à des déséquilibres quart-horaires soudains de la zone de réglage belge.

Remarque : La réserve stratégique pourrait exceptionnellement être activée dans des situations autres que le déficit structurel de capacité de production de la zone, si cette activation permet d’éviter le délestage forcé sur base du plan de sauvegarde et qu’elle n’a lieu qu’en dernier recours, si tous les autres moyens à disposition d’ELIA pour éviter le délestage sur base du plan de sauvegarde ont été épuisés ou s’ils sont insuffisants.

Ce document décrit les règles de fonctionnement de la réservation ainsi que de l’activation des capacités contractées sous forme de réserve stratégique.

Le réglage continu de l’équilibre dans la zone belge, notamment via l’appel aux Moyens de Balancing, pour compenser en temps réel la somme des déséquilibres résiduels des différents ARPs, dus entre autres à une erreur de prévision et/ou à des déclenchements imprévus d’unités de production ou de charges, relève des « Règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires » et ne fait pas partie du périmètre de ce document.

Les présentes règles visent à limiter au maximum les éventuelles interférences entre l’activation de la réserve stratégique et le fonctionnement du marché interconnecté de l’électricité ainsi que celui du Balancing.

L’impact d’une activation de la réserve stratégique sur les tarifs de déséquilibre quart horaires est donc défini afin de préserver les signaux du marché d’ajustement tout en donnant des signaux supplémentaires spécifiques aux acteurs du marché lorsque ceci est nécessaire dans certains cas précis.

ELIA réserve les capacités nécessaires à l’avance afin de s’assurer de leur disponibilité optimale pour la période concernée.

Dans la suite de ce document, seront définis :

- les règles relatives à la réservation de puissance de réserve stratégique dans le cadre de l’appel d’offre qui a lieu en 2015 (section 5) ;
- les règles relatives aux contrats qui en découlent⁴ y compris les modalités contractuelles d’activation et de rémunération de l’énergie (sections 6.2 et 6.3);

³ Dans le cadre d’un plan de sauvegarde

⁴ Les contrats SGR déjà passés par ELIA sur la base des arrêtés ministériels du 3 avril 2014 et du 16 juillet 2014 portant sur une période contractuelle allant jusqu’au 31 octobre 2017 (et donc encore en cours et valables pendant la période hivernale 2015-16) ont été conclus sur base des modalités relatives à la réservation, la sélection des offres reçues, l’attribution et l’activation (en ce compris la rémunération, le contrôle et les modalités contractuelles d’activation) décrites dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique en vigueur au moment de leur contractualisation approuvées par la CREG après consultation suivant sa décision (B)140605-CDC-1330 du 5 juin 2014 disponible sur le lien suivant : <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1330FR.pdf> et <http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B1330NL.pdf>



- le processus opérationnel d'ELIA menant à l'activation dans les situations susmentionnées applicable pour toutes les Unités SR qui ont un contrat en cours pendant la période de validité des présentes règles, ainsi que son impact sur les tarifs de déséquilibre (section 6.4 et suivantes) ;
- la mise à disposition du marché, par ELIA, de données relatives à la réservation et l'activation de la réserve stratégique ;
- le monitoring du mécanisme.

4 Entrée en vigueur et durée

Après approbation de la CREG, les présentes règles de fonctionnement de la réserve stratégique entrent en vigueur au 1er novembre 2015 jusqu'à l'entrée en vigueur d'une nouvelle version des règles de fonctionnement. Elles gouvernent également l'appel d'offres qui a lieu en 2015 ainsi que les contrats passés dans le cadre de cet appel d'offre⁵ (sections 5 ; 6.2 et 6.3). Toute évolution ultérieure de ces règles, liée aux évolutions du mécanisme de réserve stratégique ou des différents produits y liés, fera l'objet au préalable, conformément à l'article 7 septies § 1 et 2 de la loi électricité, d'une proposition d'ELIA en vue d'une approbation par la CREG.

5 Réserve de puissance de la réserve stratégique

Cette partie du document contient les règles de fonctionnement relatives à la réservation de puissances dans le cadre de l'appel d'offres pour l'établissement de la réserve stratégique qui a lieu en 2015.

5.1 Processus d'appels d'offres

Lorsque le Ministre donne l'instruction à ELIA de constituer de la réserve stratégique, ELIA lance un appel à la concurrence pour contracter ces volumes de réserve pour la ou les période(s) hivernale(s) indiquée(s) par le Ministre, selon la Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique. Cette Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique a été établie par ELIA après consultation publique. Elle est publiée sur le site web d'ELIA⁶.

5.2 Réserve de puissance pour la SGR

Ce paragraphe reprend les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de SGR pour les contrats SGR conclus au terme de l'appel d'offres qui a lieu en 2015.

5.2.1 Conditions relatives aux offres

Les candidats SGR sont des producteurs ayant l'obligation légale⁷ de remettre au moins une offre couvrant la totalité de la capacité de

⁵ Les contrats SGR déjà passés par ELIA sur la base des arrêtés ministériels du 3 avril 2014 et du 16 juillet 2014 portant sur une période contractuelle allant jusqu'au 31 octobre 2017 (et donc encore en cours et valables pendant la période hivernale 2015-16) ont été conclus sur base des modalités relatives à la réservation, la sélection des offres reçues, l'attribution et l'activation (en ce compris la rémunération, le contrôle et les modalités contractuelles d'activation) décrites dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique en vigueur au moment de leur contractualisation approuvées par la CREG après consultation suivant sa décision (B)140605-CDC-1330 du 5 juin 2014

⁶ www.ELIA.be > Users' Group > Task Force « Implementation Strategic Reserves » > Hiver 2015/2016 > Procédure de constitution de la réserve stratégique

⁷ Les critères légaux repris à titre informatif dans la Procédure de Constitution

l'installation de production pour les centrales de production visées par la Loi Electricité. .

Le volume offert dans chacune des offres peut être divisible ou non avec un volume minimum de 1MW. Pour les offres portant sur la totalité de la capacité de l'installation, il est demandé aux candidats d'offrir le volume qui peut être développé à 15°C (autrement dit au Pmax technique de cette installation). Les offres peuvent également être associées à des « conditions de réservation » qui permettent de refléter les différents coûts et/ou de lier des offres différentes entre elles. Les offres portant sur les mêmes Unités seront mutuellement exclusives.

L'arrêté ministériel du 15 janvier 2015, instruisant ELIA de constituer, via un appel d'offres, un volume de réserve stratégique complémentaire à compter du 1er novembre 2015, stipule que ce volume doit être constitué, pour ce qui relève de la capacité issue de la production, de capacités qui ne sont pas disponibles au 1er novembre 2015 sans la constitution de la réserve stratégique complémentaire. Il stipule également qu'une partie du volume à contracter, de 300 à 500MW issus de la production, est contracté pour une période de deux années consécutives à partir du 1er novembre 2015.

Un contrat SGR conclu dans le cadre de l'appel d'offres 2015 portera donc soit sur une période contractuelle totale de un an allant du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2016 soit sur une période contractuelle totale de deux années allant du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2017.

Pour ce faire, les candidats SGR sont tenus de remettre au moins deux offres. Ces dernières couvrant la totalité de la capacité de l'installation, l'une portant sur la période allant du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2016 et l'autre portant sur la période du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2017⁸.

Deux offres sur une même configuration, l'une portant sur la 1^e année et l'autre portant sur deux ans, pourront avoir des prix de réservation et d'activation différents l'une de l'autre.

5.2.2 Sélection des offres SGR en vue d'une attribution de contrat

L'attribution de contrats aux offres de puissances de la réserve stratégique sélectionnées a lieu conformément à l'Article 7 sexies de la Loi électricité.

L'attribution ne peut concerner que des offres et fournisseurs remplissant l'ensemble des conditions définies dans les documents d'appel d'offres et dans la Procédure de Constitution.

⁸ Ainsi par exemple une centrale de production composée de 2 turbines à gaz appelées GT1 et GT2 et d'une turbine à vapeur appelée ST (qui n'est pas capable de fonctionner seule sans au moins l'une des deux GT) doit faire deux offres pour la configuration « maximale » GT1+GT2+ST :

- une offre portant sur la 1^e année
- et une offre portant sur deux ans.

Si les 4 configurations suivantes sont offertes et **si** chacune de ces configurations fait l'objet d'une offre sur la 1^e année et d'une offre sur les deux années :

1. Offres SGR n°1.1 et 1.2 portant sur la configuration: GT1 seule
 2. Offres SGR n°2.1 et 2.2 portant sur la configuration : GT1 + GT2
 3. Offres SGR n°3.1 et 3.2 portant sur la configuration : GT1+ST
 4. Offres SGR n°4.1 et 4.2 portant sur la configuration : GT1+ GT2 + ST
- Les offres n° x.1 et x.2 (x variant de 1 à 4) sont mutuellement exclusives car portent sur la même unité.
 - Les offres 1.y, 2.y, et 3.y et 4.y (y variant de 1 à 2) sont aussi mutuellement exclusives car elles portent toutes notamment sur l'unité GT1.
 - Les offres 2.y et 4.y (y variant de 1 à 2) sont aussi mutuellement exclusives car elles portent toutes notamment sur l'unité GT2.
 - Les offres 3.y et 4.y (y variant de 1 à 2) sont aussi mutuellement exclusives car elles portent toutes notamment sur l'unité ST.

Conformément à l'article 7sexies, §1 ELIA communique à la CREG et au Ministre un rapport sur toutes les offres reçues, comprenant des pièces justificatives et sur les prix et volumes qui lui sont offerts pour la fourniture des réserves stratégiques et y inclut une proposition technico-économique de combinaison d'offres.

La sélection des offres (SGR et SDR) par ELIA en vue de constituer une telle proposition de combinaison technico-économique est réalisée de manière combinée pour la SGR et la SDR, selon des règles définies au §5.4.

5.2.3 Conditions d'activation :

Ces contrats SGR comprennent les caractéristiques suivantes relatives aux activations pendant les Périodes Hivernales:

- un nombre maximum d'activations complètes⁹ réparties sur la (l'ensemble des) Période(s) Hivernale(s) couvertes par la période contractuelle. Ce chiffre est fixé à 131 pour les contrats portant sur une année et à 229 pour les contrats conclus pour deux années au terme de la procédure d'attribution qui a lieu en 2015.
- une durée cumulée maximum des périodes de Livraison Effective¹⁰ d'une activation réparties sur la (l'ensemble des) Période(s) Hivernale(s) couvertes par la période contractuelle. Ce chiffre est fixé à 699 heures pour les contrats portant sur une année et à 1194 heures pour les contrats conclus pour deux années pour les contrats SGR conclus au terme de la procédure d'attribution qui a lieu en 2015.

5.2.4 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7 sexies §3 de la Loi Electricité, le système de rémunération de la réservation de puissance SGR est un système de type « pay as bid ».

Les fournisseurs SGR seront rémunérés pendant les Périodes Hivernales par un montant fixe mensuel calculé sur base du prix unitaire de réservation contracté [€/MW/h], de la Puissance SGR Contractée [MW] ainsi que du nombre total d'heures courant sur la Période Hivernale divisé par 5¹¹.

5.2.5 Contrôle et pénalité

La réservation de Puissance SGR Contractée pour une Centrale SGR se traduit pour le fournisseur par une obligation de :

- mise à disposition de la Puissance Contractée sur cette Centrale SGR sur base quart-horaire pendant toutes les Périodes Hivernales couvertes par la période contractuelle;
- maintien de cette Centrale SGR en dehors du marché de l'électricité durant toute la période contractuelle.

En jour J-1, les fournisseurs de réserve stratégique SGR, doivent introduire un programme d'accès journalier comprenant entre autres pour chaque

⁹ Une activation complète étant une activation pendant laquelle toutes les phases qui la constituent (Warm-up ; Ramp-up/down ; Livraison Effective) ont été achevées. Autrement dit, une activation annulée par ELIA à la fin de la période de Warm-up (qui correspond à la première phase) n'est pas complète.

¹⁰ Livraison effective telle que définie au §6.2.2

¹¹ Nombre de mois dans une Période Hivernale

Centrale SGR, le programme de production (de facto à 0 MW) ainsi que la Pmax Disponible sur base quart horaire. Ces informations sont vérifiées sur base des caractéristiques techniques et des informations de statut des unités de production transmis également dans le cadre de l'exécution du Contrat CIPU¹².

Les seules raisons pour lesquelles la Pmax Disponible nominée en J-1 peut être inférieure à la Puissance SGR Contractée sont des raisons techniques et imprévues telles que des avaries rendant le fonctionnement de la Centrale SGR impossible ou à puissance réduite. En outre, toute indisponibilité doit être annoncée le plus vite possible et justifiée.

ELIA contrôle mensuellement par quart d'heure et par Centrale SGR si le volume mis à disposition est supérieur ou égal au volume réservé sur cette Centrale.

En cas d'indisponibilité, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure et chaque MW manquant calculé par ELIA. Cette pénalité vient en déduction de la rémunération de réservation. Elle équivaut au prix de cette rémunération augmenté de 30%.

Toutefois une exception permettant une indisponibilité sans pénalité est accordée pour des indisponibilités dites « coordonnables », aux conditions bien spécifiques suivantes :

- La raison de cette indisponibilité doit être justifiée et concerner une réparation ou un arrêt pour une inspection ou un contrôle, qui peut attendre et être postposée à un moment ultérieur mais qui ne peut être planifié en dehors de la Période Hivernale.
- Le fournisseur SGR doit faire une demande pour indisponibilité coordonnée et proposer une date au moins une semaine à l'avance¹³ ou pour le weekend suivant.
- ELIA peut accepter la proposition du fournisseur SGR si la période indiquée ne présente pas de risque pour la sécurité d'approvisionnement de la zone de réglage belge ou proposer d'autres périodes moins défavorables.
- Les parties sont tenues de faire les meilleurs efforts afin de trouver une période propice à cette indisponibilité coordonnée. Si le fournisseur refuse la contre-proposition d'ELIA, alors le régime normal de pénalités pour indisponibilités est d'application.
- La durée maximale cumulée de ces indisponibilités est de 1 semaine sur toute la Période Hivernale;
- Aucune rémunération de réservation de capacité ne sera accordée pendant cette période pour les MW manquants.

Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur (y compris pénalités d'activation) est sujet à une limite supérieure, assurant que le montant total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux de réservation du contrat, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SGR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

¹² Les Centrales SGR devront être couvertes par un contrat CIPU signé avant le 1^{er} novembre 2015 facilitant l'échange d'informations avec ELIA, telles que les caractéristiques techniques et le carburant utilisé, ainsi que les informations relatives à leur disponibilité par quart d'heure. Si la Centrale SGR fait (a fait) l'objet d'un contrat CIPU et si l'un des paramètres fourni lors de la candidature de cette centrale diffère des informations contenues dans son (ancien) Contrat CIPU une justification devra être fournie par le Candidat SGR menant potentiellement à une adaptation/précision de certains paramètres du contrat CIPU afin d'assurer une cohérence entre les contrats SGR et CIPU.

¹³ Pendant la procédure "ready to run" telle que décrite dans le contrat CIPU

5.2.6 Tests

ELIA prévoit d'effectuer une série d'activations en vue de tester le bon fonctionnement des Centrales SGR. Le nombre de tests effectués à l'initiative d'ELIA peut varier entre 0 et 3 par Période Hivernale, de sorte à veiller à ce qu'il y ait au moins une activation de la Centrale (en test ou réelle) par Période Hivernale. Ces activations seront rémunérées conformément au § 6.2.3. Dans le cas où les tests ne sont pas concluants, les Centrales SGR concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au § 6.2.4, et considérées comme indisponibles jusqu'à la preuve du contraire, au moyen d'un nouveau test effectué à charge du fournisseur SGR.

Le fournisseur SGR peut également, de sa propre initiative et à ses propres frais, demander à effectuer des tests. Pour les tests à la demande du fournisseur SGR, les parties concernées se concerteront sur les modalités du test (période la plus propice, durée ...), notamment en vue de minimiser l'impact de celui-ci sur le marché et la sécurité du réseau. En outre ELIA se réserve le droit d'annuler/postposer ou écourter un test sans dédommagement du fournisseur.

5.3 Réserve de puissance SDR

Ce paragraphe reprend les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de réserve stratégique SDR.

5.3.1 Conditions relatives aux offres

La SDR constitue une forme alternative de la réserve stratégique. L'effacement de consommation (signifiant la diminution d'un prélèvement) a le même effet sur l'équilibre de la zone que l'augmentation d'une production.

Les candidats à la fourniture de SDR peuvent faire offre à partir d'installations qui répondent aux conditions décrites dans la Procédure de Constitution. Celles-ci reprennent entre-autres les principes ci-dessous :

1. Le volume de réserve SDR est offert à partir de prélèvement(s) en des Points de Livraison de manière individuelle ou sous forme agrégée.

Un Point de Livraison peut correspondre à :

- a. Un Point d'Accès au Réseau ELIA
- b. Un Point d'Accès au Réseau de Distribution
- c. Un Point situé au sein d'un CDS connecté au Réseau ELIA
- d. Un autre point situé au sein des installations électriques d'un Utilisateur de Réseau en aval d'un Point d'Accès au réseau ELIA

Un Point de Livraison doit être associé à un ou des comptage(s) permettant à ELIA de contrôler et mesurer la fourniture du service SDR. Dans les cas a et b ci-dessus, le comptage lié au Point de Livraison est un Comptage Principal; dans les cas c et d, le comptage lié au Point de Livraison est un Sous-comptage ou Submetering effectué à partir de Sous-Compteur(s) situés en aval du Compteur Principal (des Compteurs Principaux) du Point d'Accès au réseau ELIA concerné. Ce sous-comptage répond également aux conditions décrites dans la Procédure de Constitution.

2. Le candidat SDR doit être en mesure de fournir la preuve de l'accord du (des) utilisateur(s) du réseau concerné(s) pour la participation de leurs installations à la SDR.

3. La fourniture du Service SDR peut être combinée à la fourniture d'autres services auxiliaires conformément aux règles suivantes qui ont pour but d'éviter que la même capacité ne soit réservée pour deux objectifs différents:
- a. Concernant les Points de Livraison qui sont des Points d'Accès au réseau ELIA ou de Distribution (associés donc à un Comptage Principal):
 - a.1 Tout Point d'Accès au réseau ELIA qui participe au SDR DROP TO ne peut participer au SDR DROP BY et vice-versa ;
 - a.2 Tout Point d'Accès au réseau ELIA qui participe au service SDR DROP TO peut participer au service ICH aux conditions suivantes :
 - i. Le niveau de la Shedding Limit ICH (SL_{ICH}) est supérieur à la valeur de la somme de la Puissance de référence Rref et de la SL_{SDR} .
 - ii. Le candidat fournisseur de ces services doit être en mesure de prouver¹⁴ que la fourniture de SDR respecte les spécifications du contrat SDR même lorsque la consommation est réduite au niveau de la SL_{ICH} (par exemple pendant une activation ICH).
 - a.3 Tout Point d'Accès au réseau ELIA participant au service SDR DROP TO ou DROP BY peut également participer au service R1_Load aux conditions suivantes :
 - i. Le niveau de la Shedding Limit SDR (SL_{SDR}) (pour un SDR DROP TO) ou le niveau de la Unsheddable Margin (UM_{SDR})(pour un SDR DROP BY)est supérieur à la valeur de la somme du volume R1_load contracté pour le service de réglage primaire et du l'Minimum Offtake relatif au contrat de réglage primaire.
 - ii. Le candidat fournisseur de ces services doit être en mesure de prouver¹⁵ que la fourniture de R1_load respecte les spécifications du contrat R1_load même lorsque la consommation est réduite (par exemple lors d'une activation) au niveau de la Target.
 - a.4 Tout Point d'Accès au Réseau de Distribution qui participe au service SDR DROP BY peut également participer au service réserve tertiaire « *service d'ajustement de profil* » ou R3DP si les conditions suivantes sont respectées :
 - i. Il n'est pas repris dans un contrat R3DP 2015¹⁶ en cours
 - ii. Le candidat fournisseur de ces services doit être en mesure de prouver¹⁷ que la fourniture d'un des deux services respecte les spécifications du contrat de ce service même pendant une activation de l'autre service.
 - b. Concernant les Points de Livraison associés à un ou des sous-comptage(s) :
 - b.1 Les Points de Livraison associés à un Sous-Comptage qui participent au SDR DROP TO ne peuvent participer au SDR DROP BY et vice-versa

¹⁴ Lors de tests d'activation combinés des deux services concernés

¹⁵ Lors de tests d'activation combinés

¹⁶ En effet le contrat R3DP 2015 prévoit une clause d'exclusivité au niveau du Point d'Accès avec tout service d'effacement autre que R1Load.

¹⁷ Lors de tests d'activation combinés

b.2 Il n'y a pas de contrat des services auxiliaires en 2015¹⁸ (R1 load, R3 DP, ICH) pour le Point d'Accès au réseau ELIA en amont du Point de Livraison concerné.

4. Le prélèvement global au niveau du portefeuille SDR à partir duquel un volume **Rref** est offert doit répondre aux critères suivants:
- Le prélèvement moyen horaire sur l'ensemble des 3 Périodes Hivernales précédentes doit être $\geq (Rref + SL_{SDR})$ ou $(Rref + UM_{SDR})$
 - Le Taux de Disponibilité de Rref pendant les heures critiques des 3 Périodes Hivernales est supérieur ou égal à 80 %;
 - Le Taux de Disponibilité de Rref en dehors des heures critiques des 3 Périodes Hivernales est supérieur ou égal à 70 %;

Le Taux de Disponibilité de Rref pour une période spécifiée¹⁹, $AvRate_{period}(R_{ref})$, est défini comme suit :

$$AvRate_{period}(R_{ref}) = AvVol_{period}(R_{ref}) / \sum_h R_{ref}$$

Où $AvVol_{period}(R_{ref})$ est défini comme suit:

$$AvVol_{period}(R_{ref}) = \sum_h \min(R_{ref}, AvPow(h))$$

Et où $AvPow(h)$, représente la puissance disponible pour une certaine heure h , définie comme la différence (si positive) entre le prélèvement total du portefeuille sur l'heure h et la SL_{SDR} ou la UM_{SDR} , comme suit:

$AvPow(h) = \max(0, \text{offtake}(h) - SL_{SDR}(h))$ pour un produit SDR DROP TO

$AvPow(h) = \max(0, \text{offtake}(h) - UM_{SDR}(h))$ pour un produit SDR DROP BY

et tenant compte pour chacun des Points de Livraison qui est un point d'Accès en réseau de Distribution des conditions sur le volume maximum activable sur ce point spécifié par le Gestionnaire de réseau de Distribution concernés.

Une procédure de certification aura lieu avant la remise des offres afin de déterminer par portefeuille SDR quelle est la puissance de référence **Rref** maximale pouvant être offerte (sur ce portefeuille) respectant les critères ci-dessus. Les modalités précises du processus de certification sont décrites dans la Procédure de Constitution. Au terme de cette procédure, le candidat SDR a la possibilité de faire offre pour le portefeuille proposé pour une puissance contractuelle $R_{ref} \leq \mathbf{Rref}$ maximale accordée par ELIA.

Les candidats SDR peuvent remettre plusieurs offres portant sur toute la période contractuelle, dont le volume est divisible ou non, avec un volume minimum de 1 MW.

Les offres peuvent être associées à des « conditions de réservation » qui permettent de refléter les différents coûts et/ou de lier des offres pour de la SDR différentes entre elles.

Les contrats SDR portent sur une Période Hivernale.

5.3.2 Modalités d'effacement

On distingue deux modes d'effacement différents du produit SDR, respectivement SDR_DROP BY et SDR_DROP TO, considérés comme

¹⁸ En effet, introduire un contrat SDR en un point de livraison en aval d'un Point d'Accès couvert par un contrat de SA mènerait à contracter une partie du volume pour deux services différents.

¹⁹ La période spécifiée dans ce cas étant soit l'ensemble des heures critiques des 3 périodes hivernales soit l'ensemble des heures non critiques des trois périodes hivernales

équivalents dans la procédure de sélection des offres. Pour les Unités SDR contenant des Points de Livraison qui sont des Points d'Accès au réseau de Distribution, seul la variante DROP BY est possible. Dans tous les cas lors d'une activation d'une Unité SDR, le prélèvement de celle-ci doit être diminué jusqu'à atteindre un niveau de puissance appelé « Target ».

- Dans le cas de SDR DROP BY le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire la consommation de son Unité SDR d'un volume Ref fixé contractuellement²⁰. Le niveau Target est donc variable et égal au maximum entre (Baseline-Rref) et UM_{SDR} .
- Dans le cas de SDR DROP TO le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire la consommation de son Unité SDR, quelle qu'elle soit, jusqu'à un niveau de puissance fixé contractuellement et appelé SL_{SDR} . Le niveau Target est donc fixe et égal à la valeur SL_{SDR} .

5.3.3 Conditions d'activation

On distingue deux variantes de contrats SDR, respectivement SDR_4 et SDR_12, considérées comme équivalentes dans la procédure de sélection des offres. Ces contrats comprennent les caractéristiques suivantes relatives aux activations pendant une Période Hivernale.

- un nombre maximum d'activations complètes²¹ par Période Hivernale, fixé à 40 pour la variante SDR_4 et à 20 pour la variante SDR_12
- une durée maximum par Livraison Effective (définie en §6.3.2), fixée à 4 heures pour la variante SDR_4 et à 12 heures pour la variante SDR_12
- une durée minimum entre deux Périodes de Livraison Effective²² successives, fixée à 4 heures pour la variante SDR_4 et à 12 heures pour la variante SDR_12
- une durée cumulée maximum de Livraison Effective sur la Période Hivernale fixée à 130 heures pour les deux variantes
- une durée cumulée maximum de Livraison Effective de 60 heures pour une fenêtre glissante de 30 jours, et ce pour les deux variantes

5.3.4 Sélection des offres SDR en vue d'une attribution de contrat

L'attribution de contrats aux offres de puissances de la réserve stratégique sélectionnée a lieu conformément à l'Article 7 sexies de la Loi électricité.

L'attribution ne peut concerner que des offres et fournisseurs remplissant l'ensemble des conditions définies dans les documents d'appel d'offres et dans la Procédure de Constitution.

Conformément à l'article 7sexies, §1 Elia communique à la CREG et au Ministre un rapport sur toutes les offres reçues, comprenant des pièces justificatives et sur les prix et volumes qui lui sont offerts pour la fourniture des réserves stratégiques et y inclut une proposition technico-économique de combinaison d'offres.

La sélection des offres (SGR et SDR) par Elia en vue de constituer une telle proposition de combinaison technico-économique (SGR et SDR) est réalisée de manière combinée pour la SGR et la SDR, selon des règles définies au § 5.4.

²⁰ mais en préservant une consommation minimale (UM_{SDR}) fixée dans le contrat

²¹ Une activation complète étant une activation pendant laquelle toutes les phases qui la constituent (Warm-up ; Ramp-up/down ; Livraison Effective) ont été achevées. Autrement dit, une activation annulée par ELIA à la fin de la période de Warm-up (qui correspond à la première phase) n'est pas considérée comme complète.

²² Définie au §6.3.2

5.3.5 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7 sexies §3 de la loi électricité le système de rémunération de la réservation de puissance SDR est un système de type « pay as bid ».

La rémunération mensuelle de la mise à disposition de puissance disponible s'effectue sur base du minimum pour chaque quart d'heure entre le volume contractuellement supposé être disponible (Rref) et le volume réellement disponible (Av_Vol). Cette puissance est mesurée selon le principe illustré par l'équation suivante:

$$\text{Max} [\text{Min} (Rref ; Av_Vol) ; 0]$$

Le montant total des rémunérations de réservation est donc au maximum égal au montant offert lors de l'appel d'offres et au minimum à 0²³.

Av_Vol est défini comme la différence entre la Puissance mesurée et la limite contractuelle (UM/SL), tenant compte pour chacun des Points de Livraison qui sont des points d'accès au réseau de distribution, des conditions contractuelles sur le volume maximum activable sur ce point spécifié dans le contrat entre le Gestionnaire de réseau de Distribution et le fournisseur SDR concernés.

5.3.6 Tests

ELIA se réserve le droit d'effectuer une activation en vue de tester le bon fonctionnement des unités SDR pour lesquelles un contrat est conclu et, de sorte à veiller à ce qu'il y ait au moins une activation de l'Unité (en test ou réelle) pendant la Période Hivernale. Ces activations seront rémunérées conformément § 6.3.3. Dans le cas où les tests ne sont pas concluants les unités concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au § 6.3.4, et considérées comme indisponibles jusqu'à la preuve du contraire, à travers un nouveau test effectué à charge du fournisseur SDR. Le fournisseur SDR peut également, de sa propre initiative et à ses propres frais, demander à effectuer des tests. Pour les tests à la demande du fournisseur SDR, les parties concernées se concerteront sur les modalités du test (période la plus propice, durée ...), notamment en vue de minimiser l'impact de celui-ci sur le marché et la sécurité du réseau. En outre ELIA se réserve le droit d'annuler/postposer ou écourter un test sans dédommagement du fournisseur.

5.4 Combinaison technico-économique des offres

Le paragraphe suivant décrit les règles régissant la sélection par Elia des offres (SGR et SDR) parmi celles reçues en vue de constituer une telle proposition de combinaison technico-économique conformément à l'article 7 sexies de la loi électricité.

L'arrêté Ministériel du 15 janvier 2015 fixe le volume de réserve stratégique minimum à contracter ; ce volume se fonde sur l'hypothèse que les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 demeurent indisponibles pour la Période Hivernale 2015-16.

Il prévoit en outre que, dans l'hypothèse où les réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 ou l'un de ces réacteurs sont autorisés, au plus tard au 30 juin 2015, par les autorités de sûreté nucléaire à redémarrer et sont disponibles pour la période hivernale 2015-2016, le gestionnaire du réseau pourra être autorisé à constituer une réserve stratégique pour un volume

²³ Limite qui est atteinte si le fournisseur SDR consomme pour tous les quarts d'heure de la Période Hivernale une puissance inférieure à SL_{SDR} ou UM_{SDR} .

complémentaire déterminé en fonction de la situation observée, sur la base d'une nouvelle analyse de sa part et d'un nouvel avis de la Direction générale de l'Energie, et sur la base des offres reçues dans le cadre de la procédure initiée à la suite de cet arrêté.

Le paragraphe suivant décrit les modalités relatives à la sélection des offres et l'attribution des contrats SGR/SDR dans le cadre de l'appel d'offre qui a lieu en 2015. Ces modalités sont d'application dans toutes les hypothèses relatives à la situation des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 mentionnés ci-dessus.

La sélection des offres reçues est réalisée via une optimisation économique prenant en compte aussi bien les coûts d'activation que de réservation de chacune des offres valablement introduites dans le respect des conditions d'appel d'offre et de la Procédure de Constitution.

Pour ce faire un *coût total* (TC) est calculé pour chaque offre. Ce coût total est basé sur un scénario hypothétique de recours à la réserve stratégique qui pourrait avoir lieu pendant la Période Hivernale 2015-2016.

Le coût total TC de chaque offre est défini selon la formule suivante, dont les paramètres sont connus des candidats au moment de la remise des offres:

$$TC = Res + (\# Act_{cold} * A1) + (\# Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})$$

pour les offres SGR et SDR couvrant une période hivernale,

ou

$$= 2 * Res + 2 * [(\# Act_{cold} * A1) + (\# Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})]$$

pour les offres SGR couvrant deux périodes hivernales

avec:

- **Res** : coût de réservation annuel [€] = volume offert [MW] * prix de réservation offert²⁴ [€/MW/h] * 3624[h]
- **A1**: coûts fixes d'une activation [€] à froid pour la SGR²⁵ et couts fixes d'une activation pour la SDR²⁶
- **A2**: coûts variables d'une activation du volume total offert [€/h] = volume offert [MW] * coût variable d'une activation [€/MWh] autrement dit prix « Ibid cost » pour une SGR tel que défini au § 6.2.3 et prix pour la Livraison Effective de la SDR tel que défini au § 6.3.3.
- **A3**: coûts fixes d'une activation à chaud [€] pour la SGR²⁷ et couts fixes d'une activation pour la SDR²⁸
- **#Act_{cold}**: le nombre d'activations dans la Période Hivernale dont le début n'intervient pas endéans les 24h après la fin d'une autre activation.
- **#Act_{hot}**: le nombre d'activations dans la Période Hivernale dont le début intervient endéans les 24h après la fin d'une autre activation.
- **Act_{duration}**: durée cumulée des activations sur la Période Hivernale

²⁴ Le prix de réservation offert pour une Centrale SGR étant Rprice1 pour l'offre couvrant la période hivernale 2015-16 et Rprice2 pour l'offre couvrant les périodes hivernales 2015-16 et 2016-17 sur ces centrales

²⁵ en d'autres termes les coûts de la période de Warm-up pour une activation à froid, définis au § 6.2.3

²⁶ en d'autres termes les coûts de la période de Warm-up, définis au § 6.3.2

²⁷ en d'autres termes les coûts de la période de Warm-up pour une activation à chaud, définis au § 6.2.3

²⁸ en d'autres termes les coûts de la période de Warm-up, définis au § 6.3.2

Pour ces trois derniers paramètres correspondant à un scénario d'activation qui diffère en fonction du volume minimum de réserve stratégique complémentaire²⁹ à contracter fixé par le Ministre deux niveaux sont déterminés comme décrit ci-dessous :

Volume complémentaire fixé par le Ministre	#Act _{cold}	#Act _{hot}	Act _{duration}
≥ 1500MW	4	16	130
<1500MW	2	2	13

Tableau 1 : paramètres relatifs aux scénarios pris en compte pour la sélection des offres

Le prix d'activation de la SGR (tel que défini au § 6.2.3) étant basé sur des facteurs variables (tels que le prix de combustible et CO₂), une référence représentative doit être choisie dans les 3 Périodes Hivernales passées. Les valeurs correspondantes pour ces facteurs variables seront ainsi prises en compte pour reconstituer le prix d'activation de la SGR. Cette référence sera annoncée et connue des candidats au moment de l'appel d'offre. ELIA déterminera cette référence comme la moyenne des 3 journées les plus froides des 3 Périodes Hivernales passées.

La sélection des offres est réalisée, de façon que le coût total des offres sélectionnées (**ΣTC**) soit le plus bas possible pour l'ensemble des deux Périodes Hivernales en respectant les conditions suivantes :

- le volume contracté pour la réserve stratégique (SGR et SDR) pour la Période Hivernale 2015-2016 couvre au moins le volume déterminé par le Ministre pour cette période ; si le volume total offert est inférieur au volume déterminé par le Ministre, le volume contracté sera le volume total offert,
- le volume contracté pour la réserve stratégique SGR couvre, pour la Période Hivernale 2016-2017, au moins 300MW³⁰ et au maximum 500MW.
- le volume de SDR contracté pour la Période Hivernale 2015-2016 est d'au moins 50MW³¹.

et ce tout en tenant compte :

- des conditions de réservation relatives à chacune des offres reçues³²
- des résultats de la procédure de certification
- d'un facteur d'équivalence (« EF »), appliqué préalablement à l'optimisation décrite plus haut, au volume de chaque offre SDR sur base de son positionnement dans un merit order économique des offres SDR reçues.

Pour ce faire, les offres SDR sont d'abord classées par ordre de prix croissant.

²⁷ complémentaire aux 750MW de réserve stratégique déjà contractée pour les Périodes Hivernales 2015-16 et 2016-17

³⁰ Si le volume total SGR offert pour deux années est inférieur à 300MW le volume SR à couvrir pour la Période Hivernale 2016-2017 devra être au moins égal au volume total SGR offert pour deux années. Ceci ne modifie en rien la possibilité qu'une offre soit considérée comme non raisonnable par la régulateur dans son analyse effectuée conformément à l'article 7Sexies§3 de la Loi Electricité.

³¹ Si le volume total SDR offert est inférieur à 50MW, tout le volume SDR offert sera sélectionné.

³² Par exemple le fait qu'elles soient divisibles ou non

Un facteur d'équivalence différent est prévu pour chaque tranche du volume SDR cumulé des offres reçues. Une offre dont la position dans le classement se situe au sein d'une certaine tranche se verra allouer le facteur d'équivalence correspondant à cette tranche. Ainsi, le 1^{er} facteur d'équivalence (le plus élevé) sera attribué offres de prix le plus bas (correspondant à la 1^e tranche) ainsi de suite suivant le tableau ci-dessous.

Positionnement de l'offre (Poffre) par rapport au volume total SDR offert classé par ordre de prix croissant	Facteur d'équivalence
Poffre ≤ 300MW	1
300 MW < Poffre ≤ 600MW	0.820
600 MW < Poffre ≤ 900 MW	0.802
900 MW < Poffre ≤ 1200MW	0.758
1200 MW < Poffre ≤ 1500 MW	0.655
1500 MW < Poffre ≤ 1800 MW	0.504
1800 MW < Poffre ≤ 2100 MW	0.374
2100 MW < Poffre ≤ 2400 MW	0.283
2400 MW < Poffre ≤ 2700 MW	0.224
2700 MW < SDR	0.196

Tableau 2 : Facteur d'équivalence appliqué aux offres SDR

Des explications schématisées ainsi qu'un exemple chiffré repris en annexe permettent respectivement d'illustrer le principe du facteur d'équivalence ainsi que la façon dont il est alloué aux différentes offres SDR.

Le « facteur d'équivalence » est une pondération appliquée au volume d'une offre SDR qui est de par la nature du produit caractérisée par des contraintes sur les activations (décrites au § 5.3.3) nécessitant de contracter pour un même besoin un volume supérieur à celui fixé par le Ministre pour atteindre les exigences concernant le LOLE comme décrit à l'article 7bis§1,3° de la Loi Electricité.

Le facteur d'équivalence permet de tenir compte de ces contraintes et de calculer le « volume équivalent » de chaque offre SDR permettant ainsi de mettre en compétition les offres SDR au même niveau de comparaison avec des offres de SGR.

1MW SDR est ainsi considéré comme équivalent à 1MW*EF de réserve stratégique.

L'attribution d'un contrat SGR/SDR pour les offres sélectionnées aura lieu après l'avis de la CREG quant au caractère manifestement déraisonnable ou non des offres et, le cas échéant, après un arrêté royal imposant les prix et volumes indispensables conformément à l'article 7 sexies.

Au terme de ce processus d'attribution et conformément à l'Arrêté Ministériel du 15 janvier 2015 :

- les offres SDR sélectionnées seront contractées pour la période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre 2015 au 31 mars 2016.
- les offres SGR portant sur un an sélectionnées seront contractées pour la période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre 2015 au 31 octobre 2016.



- les offres SGR portant sur deux ans sélectionnées seront contractées pour la période contractuelle totale allant du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2017.

6 Activation de puissance de la réserve stratégique

6.1 Généralités

Dans cette partie du document, sont définies les règles d'application lors de l'activation de la réserve stratégique qui, comme indiqué précédemment, visent à minimiser les interférences de la réserve stratégique avec le fonctionnement du marché interconnecté de l'électricité et celui du balancing.

Ce paragraphe reprend en particulier :

- Les caractéristiques d'une activation, sa rémunération, son contrôle aussi bien pour la SGR que pour la SDR
- Le processus de détection du besoin (suite à un indicateur économique ou un indicateur technique) et d'activation de la réserve stratégique
- L'ordre, basé sur des critères technico-économiques, dans lequel les différents volumes disponibles de la réserve stratégique seront activés
- L'impact sur les indicateurs de l'état de la zone de réglage belge et sur les tarifs de déséquilibre d'une activation de la réserve stratégique.

6.2 Activation de la réserve stratégique SGR

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci. Elles portent sur les contrats SGR conclus au terme de l'appel d'offres qui a lieu en 2015.

6.2.1 Nominations

Les acteurs auprès desquels de la puissance SGR a été contractée pour une ou plusieurs Centrales SGR doivent présenter auprès d'ELIA, en jour J-1, des programmes de production relatifs à chacune des Centrales SGR indiquant un volume disponible pour activation au moins égal au volume contracté sur chacune de ces Centrales SGR.

La réserve stratégique contractée est par définition uniquement activée à la hausse, c'est-à-dire dans le sens d'une augmentation de l'énergie produite.

Les programmes portent sur un quart d'heure ainsi que sur une Centrale SGR, et contiennent notamment :

- le statut de disponibilité de la Centrale SGR
- son programme de production si elle n'est pas activée (par défaut à 0 MW) pour chaque quart d'heure du jour J
- la Puissance maximum pouvant être atteinte pour la Centrale SGR en question pour chaque quart d'heure (Pmax Disponible).

Le volume maximum pouvant être activé est par conséquent la différence entre la Pmax Disponible et le programme.

L'activation ainsi que la rémunération s'effectuent par Centrale SGR et se basent sur les mesures quart horaires dont dispose ELIA sur le point d'accès de cette dernière.

6.2.2 Caractéristiques d'une activation

Les Centrales SGR sont conformément à l'article 7 quinquies §2, 2° à 4° des Centrales « hors marché ». Elles sont donc par conséquent à l'arrêt mais prêtes à être démarrées à tout moment pendant la Période Hivernale pour laquelle elles sont contractées. Une activation SGR se compose des différentes étapes suivantes; elle est considérée comme complète si les 3 étapes ont été effectuées :

1. La période de "Warm-up " : première phase de préparation des différents éléments constitutifs de la Centrale SGR nécessaire avant le démarrage et l'injection d'énergie à proprement parlé.

Pendant cette phase il n'y a, par définition, à priori pas d'injection d'énergie électrique. Cependant, des exceptions sont tolérées si une injection dite « résiduelle » est techniquement nécessaire au démarrage de la Centrale SGR par exemple pour préchauffer des turbines. Cette injection ne peut dépasser $x\%$ de la valeur P_{max} . La valeur de x doit être fixée dans le contrat SGR. Elle est par défaut à 0, toute demande en vue de fixer une valeur x supérieure à 0 doit être techniquement justifiée et dûment motivée par le fournisseur SGR.

La durée maximale de cette période est également fixée contractuellement à y heures sur base des caractéristiques techniques de la Centrale SGR. La valeur de y doit être inférieure ou égale à 5. Des exceptions sont cependant tolérées si elles sont techniquement nécessaires de par les caractéristiques techniques de la Centrale SGR. Toute demande en vue de fixer une valeur y supérieure à 5 doit être justifiée et dûment motivée par le fournisseur SGR.

Pendant cette période, le démarrage de la Centrale SGR peut être annulé par ELIA sans préavis. A la fin de cette période, ELIA confirme au fournisseur SGR :

- s'il peut procéder à l'étape suivante de l'activation de la Centrale SGR (Ramp-up),
- s'il doit prolonger la période de Warm-up de la Centrale SGR³³ ou
- si le démarrage doit être annulé et l'activation terminée.

2. La période de "Ramp-up " : seconde phase d'un démarrage pendant laquelle la puissance injectée par la Centrale monte graduellement jusqu'à atteindre le $P_{min_Available}$ de façon stable.

La durée maximale de cette période est également fixée contractuellement à z heures sur base des caractéristiques techniques de la Centrale SGR. La valeur de z doit être inférieure ou égale à 1,5 heures. Des exceptions sont cependant tolérées si elles sont techniquement nécessaires de par les caractéristiques techniques de la Centrale SGR. Toute demande par le fournisseur SGR en vue de fixer une valeur z supérieure à 1.5 heures doit être techniquement justifiée et dûment motivée par le fournisseur SGR.

3. La période de « Livraison Effective » qui commence au moment où la Centrale SGR est censée avoir atteint son $P_{min_Available}$ (tenant compte des délais propres à cette dernière pour les étapes précédentes) et se termine au moment indiqué par ELIA comme la fin de l'activation. Pendant cette période la Centrale SGR doit pouvoir être capable de varier entre son P_{min} Technique et son P_{max} Technique en un temps T de maximum 30 minutes. Des exceptions fixant contractuellement le maximum de T à plus de 30 minutes sont tolérées si dûment motivées et techniquement justifiées.

La durée minimale de l'étape Livraison Effective d'une activation est contractuellement fixée à 1 heure.

Remarques :

³³ Pour autant que ceci soit techniquement possible pour la Centrale SGR

- la durée cumulée totale des phases nécessaires à atteindre la consigne d'ELIA ne peut dépasser 12h ($y+z+T \leq 12$)
- une Centrale SGR sera par défaut considérée comme étant capable d'effectuer deux démarrages successifs sans contrainte quant à une durée minimale (minimum down time period) entre la fin d'une Livraison Effective et début de la période de Livraison Effective suivante. Des exceptions sont cependant tolérées si elles sont techniquement nécessaires de par les caractéristiques techniques de l'a Centrale SGR. Toute demande en vue de fixer une valeur de « minimum down time period » supérieure à 0 doit être justifiée et dûment motivée par le fournisseur SGR. En tout cas, le 'minimum down time period' ne peut pas dépasser 12h.

ELIA se réserve le droit de remettre en question et réduire contractuellement (après discussions avec le fournisseur SGR) les valeurs x , y , z , T ainsi que le « minimum down time period » ci-dessus, si sur base de démarrages passés ou lors de tests il semble que la Centrale SGR est capable de démarrer dans des meilleurs délais ou avec une injection résiduelle inférieure.

En outre, les paramètres x et y associés aux étapes Warm-Up peuvent être fixés à des valeurs différentes selon si l'activation consiste en un « démarrage à froid » ou un « démarrage à chaud ». On parle dès lors de Warm-up à chaud et de Warm-up à froid.

Un démarrage étant considéré avoir lieu dans des conditions à chaud si la dernière activation de la Centrale SGR³⁴ qui précède ce démarrage a pris fin moins de 24h avant le moment de la Livraison Effective de l'activation considérée diminué du délai nécessaire pour le Warm-up à chaud et le Ramp-up³⁵; Il est considéré comme un démarrage dans des conditions à froid dans le cas contraire.

Lors du processus d'identification et d'appel à la réserve stratégique ELIA tient compte de ces différentes étapes, comme expliqué au § 6.4.3.

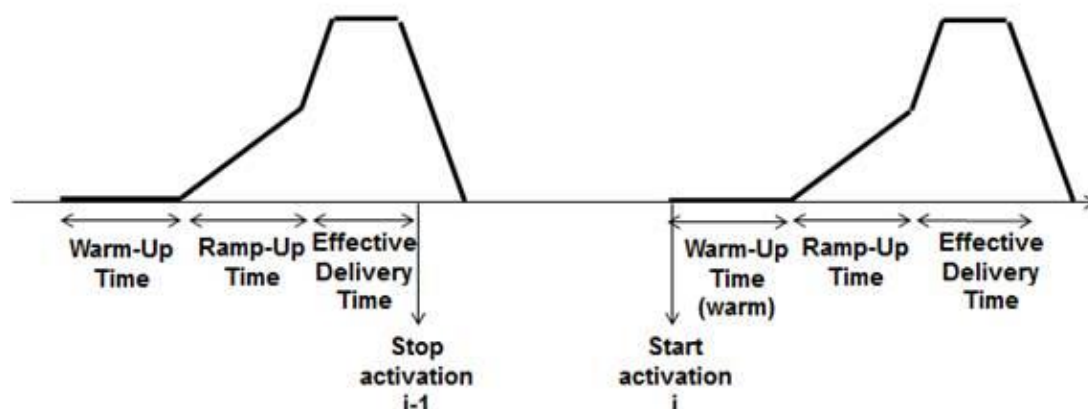
6.2.3 Rémunération

Le prix d'activation est fixé contractuellement de sorte à couvrir les coûts encourus par un fournisseur SGR pour produire de l'énergie à la demande d'ELIA.

La rémunération d'une activation est de type « cost reflective » afin de couvrir le coût que représente chaque activation pour un fournisseur SGR.

³⁴ y compris activation de test

³⁵ Autrement dit, l'activation i est considérée dans des conditions à chaud si le temps entre la fin de l'activation $i-1$ (« stop activation $i-1$ ») et le début de l'activation i (« start activation i ») tel qu'illustré ci-dessous est inférieur ou égale à 24h.



Compte tenu des incertitudes qui entourent la formation du prix du pétrole sur les marchés internationaux ainsi que la formation du prix du gaz, elle tient compte d'une manière raisonnable du coût des combustibles et des frais d'activation fixes du producteur.

Enfin, elle est composée des 3 termes suivants afin de tenir compte des différentes étapes liées à une activation.

1. Coûts de Warm-up [€] = FC + Sstart * SFprice avec:
 - FC = coûts fixes [€] nécessaires à chaque démarrage pouvant différer selon les conditions de démarrage (« à froid » ou « à chaud »);
 - Sstart = volume de carburant nécessaire pendant la période de Warm-up [GJ];
 - SFprice= prix de référence du fuel utilisé [€/GJ].
2. Coût pour tout MWh censé être injecté³⁶ à partir de la phase de Ramp-up jusqu'à la fin de l'injection:

Prix d'activation variable = Ibid cost [€/MWh] = {1,1 * (FuelCost+BHK) + External + ExtraROM}

 - FuelCost représente le coût du combustible de la Centrale SGR à laquelle est relative l'offre. Ce paramètre est déterminé sur base de la consommation spécifique du type de la Centrale SGR concernée et du prix du combustible attendu sur le marché, utilisé par cette Centrale SGR;
 - External représente l'ensemble des frais externes producteur liés à ce type de Centrale SGR, résultant directement de l'activation de l'offre (tels que par exemple les frais liés à l'émission de CO₂ ou éventuels coûts variables d'utilisation des réseaux de gaz et d'électricité), ces coûts doivent être raisonnables et démontrables ;
 - ExtraROM représente les frais de conduite et de maintenance. Il est par défaut fixé à 2€/MWh ;
 - BHK représente les frais de gestion. Ce paramètre est par défaut fixé à 5% du FuelCost.
3. Coût supplémentaire pour toute prolongation éventuelle à la fin de la période de Warm-up:

Prolongation costs [€/heure] = Sprolong * SFprice avec:

 - Sprolong = volume de carburant nécessaire pour chaque heure de prolongation du Warm-up [GJ/heure];
 - SFprice= prix de référence du fuel utilisé [€/GJ].

Pour la détermination des différents paramètres décrits ci-dessus, les mêmes règles et les mêmes valeurs des paramètres que celles utilisées dans le cadre du contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production (CIPU) sont retenus.

La réflectivité effective de ces coûts pourra être contrôlée par la CREG dans le cadre de son avis sur le caractère raisonnable des offres conformément à l'article 7 sexies§3 de la loi électricité ainsi que par ELIA lors de la signature du contrat CIPU.

³⁶ Telle que calculé par ELIA sur base des caractéristiques techniques ainsi que des délais de démarrage de la Centrale SGR décrits dans le contrat SGR.

6.2.4 Contrôle et pénalité

Pour chaque activation, ELIA calcule la différence par quart-d'heure entre l'énergie censée être injectée (SGR_{Req}) et l'énergie réellement injectée (SGR_{Sup}).

Pendant la phase de Ramp-up, une correction de la rémunération (au coût Ibid cost) sera appliquée pour tout MWh manquant et tenant compte d'une tolérance sur l'énergie censée être injectée. Cette tolérance s'élève à 1% de Pmax Technique avec un minimum de 0.5MW.

Autrement dit, si $SGR_{sup} < SGR_{req} - Tolerance$, la rémunération sera réduite de $Ibid\ cost * (SGR_{Req} - SGR_{Sup})$ avec $Tolerance [MW] = \max(0.5 ; 1\%Pmax\ Technique)$.

Pendant la phase de Livraison effective, une pénalité sera appliquée pour tout MWh manquant ainsi qu'excédentaire égale à $2 * Ibid\ cost$ tenant compte d'une bande de tolérance liée à la précision du réglage appliquée autour de l'énergie censée être injectée par la Centrale SGR. Cette tolérance s'élève à 1% de Pmax Technique avec un minimum de 0.5MW.

La pénalité est donc calculée sur base du principe illustré ci-dessous :

$2 * Ibid\ cost * \{ \max[0 ; SGR_{Req} - Tolerance - SGR_{Sup}] + \max[0 ; SGR_{Sup} - SGR_{Req} + Tolerance] \}$ avec $Tolerance [MW] = \max(0.5 ; 1\%Pmax\ Technique)$.

En cas de démarrage non concluant, autrement dit, si la Centrale SGR n'a pas atteint le niveau de son Pmin Available endéans les délais contractuellement fixés³⁷ après confirmation par ELIA de procéder au Ramp-up, elle sera considérée comme indisponible jusqu'à ce que le fournisseur SGR puisse, à l'aide de tests, prouver qu'elle est capable de démarrer dans ces délais. En outre, une pénalité supplémentaire forfaitaire égale à 3 jours de rémunération pour la réservation sera appliquée en plus de la pénalité d'indisponibilité.

En outre, ces Centrales SGR étant par définition hors du marché, tout volume d'énergie injecté au niveau du point d'accès d'une Centrale SGR pendant³⁸ ou en dehors des périodes d'activation sera neutralisé et ne sera pas prise en compte dans le décompte de la position d'équilibre de l'ARP dans le périmètre duquel est reprise la Centrale SGR.

Toute énergie prélevée sur le même point d'accès qu'une Centrale SGR suivra quant à elle les procédures normales de comptabilisation dans les périmètres d'accès et d'équilibre prévues dans le contrat d'accès et le contrat ARP.

Le montant total des pénalités de réservation (décrites au §5.2.5) et d'activation décrites ci-dessus appliquées à un fournisseur SGR est sujet à une limite supérieure par Période Hivernale assurant que la somme des pénalités ne dépasse pas la rémunération totale de réservation par Période Hivernale, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SGR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

6.3 Activation de la puissance de la réserve stratégique SDR

³⁷ selon les principes décrits au §6.2.2

³⁸ Y compris tests

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci.

6.3.1 Baseline et Puissance disponible pour activation

Le fournisseur SDR s'engage en cas d'activation à réduire la consommation totale de ses prélèvements jusqu'à la **Target** endéans une période contractuellement fixée. La puissance considérée comme effaçable pour chaque quart d'heure d'une activation est la différence entre la Baseline et la Target.

La Baseline de l'Unité SDR **Baseline_{SDRUnit}** est la somme des Baseline individuelles **Baseline_i** de tous les Points de Livraison *i* qui constituent cette Unité SDR.

Pour tout point de Livraison qui est un Point d'Accès au réseau ELIA, la Baseline_i vaut la nomination de puissance par quart d'heure introduite en J-1 par l'ARP de ce Point d'Accès.

Pour tout autre type de point de Livraison, la Baseline_i est calculée sur base des données de consommation historiques sur ce Point de Livraison selon la méthode X de Y décrite ci-après.

Pour une activation qui a lieu pendant une période D déterminée³⁹ du jour A.

1. Identification des jours « étalon ». Cette étape consiste à rechercher dans le passé X jours dont les mesures quart-horaires de prélèvement de du Point de Livraison seront utilisées pour calculer la Baseline_i. Ces X jours sont choisis parmi les Y derniers jours représentatifs⁴⁰ de la même catégorie que A (c'est-à-dire soit jour ouvrable soit weekend ou jour férié). Ils correspondent aux X jours (parmi les Y décrits ci-dessus) où la moyenne de la consommation de puissance active sur la période Dmax est la plus élevée, avec Dmax⁴¹ correspondant à la période maximale d'activation d'une durée de 4 heures ou 12 heures selon qu'il s'agit d'un contrat SDR_4 ou SDR_12 et qui commence au même quart d'heure.
2. Calcul du profil de la Baseline_i. Cette étape consiste à calculer la valeur de la Baseline pour chaque quart d'heure de la période D : cette valeur correspond à la moyenne des X valeurs du prélèvement de du Point de Livraison *i* mesuré pendant ce même quart d'heure au cours des X journées représentatives.
3. Ajustement du niveau de la Baseline. Cette dernière étape consiste à ajuster le profil quart-horaire obtenu au point 2 ci-dessus en fonction du prélèvement du Point de Livraison *i* pendant les 3 heures précédant la Notification⁴² de l'activation. L'ajustement s'effectue en additionnant à chaque valeur quart-horaire calculée une valeur « de correction » (positive ou négative). Celle-ci est obtenue en faisant la différence entre la valeur moyenne du prélèvement au point de Livraison *i* pendant les 3 heures précédant la Notification et la valeur moyenne du prélèvement au point de Livraison *i* pendant les heures correspondantes des X jours étalon.

L'activation de l'offre est toujours effectuée pour l'entièreté du volume effaçable d'une Unité SDR. Lorsque le fournisseur SDR reçoit une demande

³⁹ D correspond à la période de Livraison effective allant du quart d'heure [hh:mm] au quart d'heure [hh:mm + D]

⁴⁰ Une journée non représentative est une journée pendant laquelle le prélèvement de l'Unité SDR était influencé par un événement inattendu et/ou inhabituel tel que décrit dans le contrat SDR.

⁴¹ Dmax allant du quart d'heure [hh:mm] au quart d'heure [hh+4:mm] en cas de SDR_4 ou [hh+12:mm] en cas de SDR_12

⁴² Telle que définie au point 1 du §6.4.3

d'activation il doit réduire la consommation de son portefeuille jusqu'à atteindre la **Target**.

6.3.2 Caractéristiques d'une activation

Par analogie avec la SGR et pour tenir compte des délais de préparation nécessaires à l'effacement de la consommation de prélèvements une activation est également caractérisée par plusieurs étapes décrites ci-dessous ; elle est considérée comme complète si toutes ces étapes sont effectuées :

- La période de "Warm-up " : première phase de préparation nécessaire avant l'effacement à proprement parlé. La durée maximale de cette période dépend des caractéristiques de l'Unité SDR et est fixée dans le contrat SDR avec un maximum de 6.5 heures. Pendant cette période, l'effacement peut être annulé par ELIA sans préavis. A la fin de cette période, ELIA confirme au fournisseur SDR si l'effacement jusqu'à la **Target** peut continuer, si le fournisseur doit prolonger la période de Warm-up ou si l'effacement est annulé.
- La période de « Ramp-down » : seconde phase pendant laquelle la consommation globale du portefeuille SDR diminue jusqu'à atteindre la **Target**. La durée maximum de cette phase est également fixée contractuellement avec un maximum à 1,5 heures.
- Et la période de « Livraison effective » qui est la période commençant au moment où la consommation globale du portefeuille SDR est censée avoir atteint la **Target** (tenant compte des délais propres à l'Unité SDR pour les étapes précédentes, ce quart d'heure étant spécifié par ELIA lorsqu'elle fait appel au fournisseur SDR) et la demande d'arrêt de l'activation par ELIA. La durée de l'étape Livraison Effective d'une activation est soumise à un cap maximum tel que défini dans le contrat SDR.

Comme déjà mentionné au §5.3.3 la durée maximale de l'étape Livraison Effective d'une activation est contractuellement fixée à 4 ou 12 heures et la durée minimum est fixée à 1 heure.

6.3.3 Rémunération

La rémunération est basée sur des prix fixés dans le contrat SDR au terme de la procédure d'attribution. Elle est, tout comme pour la rémunération de la SGR, composée de plusieurs termes pour refléter les différentes étapes d'une activation :

1. Une rémunération forfaitaire [€] dès la première notification d'ELIA pour activation (correspondant au début de la période de Warm-up).
2. En cas de prolongation de la période de Warm-up: une rémunération forfaitaire [€/heure] de prolongation.
3. Durant la période de Livraison Effective de la SDR, le volume effectivement effacé, est rémunéré au prix d'activation en [€/MWh] fixé. Le volume effectivement effacé, est déterminé comme la diminution de consommation par rapport à la Baseline durant la période de Livraison Effective et tant que cette diminution de consommation ne dépasse pas la SL(ou Target) dans le cas d'un SDR- DROP TO ou ne soit pas supérieure à la valeur Rref dans le cas d'un SDR DROP BY:

Volume effectivement effacé = $SupVol$

= $max [0 ; Baseline - max(Pmes ; SL)] * durée de livraison effective dans le cas d'un SDR DROP TO$

= $\min (Rref ; NactVol)$ dans le cas d'un SDR DROP BY

avec NactVol étant la diminution de consommation par rapport à la Baseline, tenant compte pour chacun des points de Livraison qui sont des points d'Accès au réseau de Distribution, des conditions contractuelles sur le volume maximum activable sur ce point spécifié dans le contrat entre le gestionnaire de réseau de Distribution et le fournisseur SDR.

6.3.4 Contrôle et pénalité

Le contrôle d'activation consiste à :

1. Comparer pendant la période de Livraison Effective, le volume effectivement effacé et le volume censé être effacé. Le volume censé être effacé pour un quart d'heure donné correspond à la différence positive entre la Baseline pour ce quart d'heure et la Target. Une pénalité est prévue dans le cas où la **Target** ne serait pas atteint. Cette pénalité est proportionnelle au ratio entre le volume non effacé *Non_del_Vol* et le volume censé être effacé ReqVol selon le principe illustré ci-après :

$$2 * \text{prix d'activation [€/MWh]} * \min \left(1, \frac{\text{Non_del_Vol}}{\text{ReqVol}} \right) * \text{ReqVol}$$

Avec *Non_del_Vol* égal à la différence entre le volume censé être effacé ReqVol et le Volume effectivement effacé décrit plus haut : *Non-del-Vol* = *ReqVol* - *SupVol* Une tolérance de 1% par rapport à la valeur $Rref + SL_{SDR}$ pour SDR DROP TO et $Rref + UM_{SDR}$ pour SDR DROP BY sera appliquée à cette pénalité.

2. Comparer le temps nécessaire à l'atteinte de la **Target** et les délais contractuels. Lorsque la **Target** n'est pas atteinte endéans la période de Ramp-down une pénalité forfaitaire égale à 3 jours de rémunération pour la réservation sera appliquée :

$$3 * 24h * \text{prix de réservation [€/MW/h]} * Rref$$

Cette pénalité est cumulative avec la précédente.

Après 3 activations consécutives non conformes (auxquelles une des deux pénalités d'activation décrites ci-dessus a été attribuée), ELIA se réserve le droit, après analyse et discussion avec le fournisseur SDR, d'exclure l'Unité SDR du contrat de réserve stratégique SDR ou de revoir à la baisse sa puissance contractuelle *Rref* jusqu'à ce qu'il démontre qu'il est à nouveau capable de fournir le service selon les modalités contractuelles. Pendant la période d'exclusion, et sans préjudice de sa responsabilité pour le dommage causé, le Fournisseur SDR ne sera pas rémunéré pour la disponibilité de la puissance contractuelle.

De même si à la fin de la Période Hivernale sur laquelle porte le contrat SDR, il s'avère qu'au moins 30% des activations effectuées se sont vues attribuer une pénalité d'activation, ELIA se réserve le droit d'exclure l'Unité SDR pour l'éventuel appel d'offre portant sur la Période Hivernale suivante.

Le montant total des pénalités d'activation décrites ci-dessus appliquées à une Unité SDR est sujet à une limite supérieure sur base de la période contractuelle assurant que la somme des pénalités ne dépasse pas la rémunération totale de réservation par période contractuelle, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SDR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

Le contrat ARP fixera les modalités spécifiques à la prise en compte de l'effet d'une activation d'une Unité SDR, dans le périmètre de l'(des) ARP(s)

correspondant aux points d'accès associés⁴³ à cette Unité selon les principes ci-dessous.

- Pour les points de Livraison qui sont des Points d'Accès au réseau ELIA, remplacement de la mesure en ces Point d'Accès par la nomination en ces point d'Accès pendant la période de Ramp-down et jusqu'à la fin de la période de Livraison Effective.
- Pour les 3 autres types de points de Livraison, pas de correction du périmètre.

Par souci de clarté, il convient de préciser que ce sont les dispositions du contrat ARP qui prévaudront pour ces modalités.

6.4 Processus opérationnel allant de l'identification du risque de Déficit Structurel jusqu'à l'activation de la réserve stratégique

Cette partie du document contient les règles de fonctionnement relatives au processus opérationnel d'appel à la réserve stratégique en cas de Déficit Structurel. Afin d'éviter toute confusion, à partir de ce point du document, les dispositions des présentes règles s'appliquent à l'ensemble des unités SR sous contrat.

La réserve stratégique est utilisée pour couvrir les besoins de la zone de réglage belge lorsque la sécurité d'approvisionnement en électricité de cette dernière est compromise.

Elle est activée dans le cas où un risque non négligeable de « Déficit Structurel de la Zone » est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d'utilisateurs de réseau par mise en application du plan de sauvegarde et afin de préserver le volume de réserves balancing disponible pour sa fonction première⁴⁴.

Le risque de Déficit Structurel de la zone de réglage belge peut être identifié de deux façons différentes :

- Via l'activation d'une alarme basée sur un indicateur économique. On parle alors d'activation par « Economic Trigger »
- Via l'activation d'une alarme basée sur des indicateurs techniques. On parle alors d'activation par « Technical Trigger »

6.4.1 Détection du risque de Déficit Structurel par Critère Economique/Economic Trigger

Une première identification de risque de Déficit Structurel peut avoir lieu en observant les résultats du Belpex DAM, s'il s'avère au terme de l'enchère que le volume total de l'offre d'énergie électrique (Ordres de Livraison) n'est pas suffisant pour couvrir le volume total de la demande en énergie exprimée sous forme d'Ordres de Prélèvement Limités placés au Prix d'Ordre

⁴³ Les points d'accès associés à une Unité SDR sont les Points de Livraison (lorsque ces derniers sont des points d'Accès au réseau ELIA ou au réseau de Distribution), ou les Points d'Accès au réseau ELIA en amont des Points de Livraison dans les autres cas.

⁴⁴ Qui est de pallier au déséquilibre résiduel soudain de la zone provenant principalement d'erreurs de prévision de la charge ou de la production renouvelable par les ARP et/ou de d'interruption soudaines et accidentelles d'installations situées dans leur portefeuille.

Maximum⁴⁵ sur ce marché tel que décrit dans le Règlement de marché Belpex.

Si tel est le cas, ELIA, en qualité d'opérateur de la réserve stratégique, met à disposition de Belpex un volume provenant de la réserve stratégique pour couvrir, dans la mesure du possible, les volumes d'Ordres Limités de prélèvement non servis au terme de l'enchère de ce marché alors que soumis au Prix d'Ordre Maximum. Ces Ordres de Prélèvement sont dupliqués automatiquement sur le Belpex SRM qui débute au terme de l'enchère du Belpex DAM et donc du couplage de marché NWE. Cette duplication sera la seule manière possible de placer des Ordres de Prélèvement sur le Belpex SRM.

En pratique, ELIA communiquera à Belpex avant l'enchère du Belpex DAM les volumes horaires de la réserve stratégique à sa disposition pour les heures du jour suivant⁴⁶.

Belpex allouera le volume mis à sa disposition par ELIA, ou une partie de celui-ci, de manière à satisfaire, dans la mesure du possible, la demande sur le Belpex SRM. Si le volume mis à disposition par ELIA est insuffisant pour satisfaire toute la demande sur le Belpex SRM, Belpex allouera ce volume au prorata de la demande. Tous les échanges sur ce segment de marché se feront au Prix d'Ordre maximum d'application pour le Belpex DAM.

Tout volume à fournir par ELIA à l'opérateur Belpex pour une période donnée et exécuté sur le segment de marché SRM, sera ferme et sera toujours livré.

6.4.2 Détection du risque de Déficit Structurel par Critère Technique/Technical Trigger

Un recours à la réserve stratégique peut également avoir lieu si en DA ou en ID ELIA identifie un risque élevé de Déficit Structurel basé sur différents indicateurs de prévision de l'état du système.

La première évaluation de la situation du système a lieu en J-1 au plus tôt à 18h lorsqu'ELIA dispose pour la première fois de toutes les informations pertinentes lui permettant d'effectuer cette analyse.

Après cette première analyse, l'évolution du système est continuellement surveillée et une détection du risque de Déficit Structurel par critère technique peut avoir lieu au plus tôt en DA à 18h jusqu'à 4 heures⁴⁷ avant le temps réel.

Parmi les différents indicateurs pris en compte pour l'aide à la décision, des prévisions pour le jour J qui se présentent sous la forme de courbes sont surveillées en continu au dispatching d'ELIA. Il s'agit des 4 courbes suivantes :

1. La courbe de prévision de la production totale sur la zone de réglage belge, incluant
 - Les informations provenant du marché (imports nets DA et ID)
 - Les programmes de production introduits en DA ou ID par les unités couvertes par un contrat CIPU (à l'exception des parcs de production éolienne)

⁴⁵ Dans ces situations le prix DAM atteint le prix d'Ordre Maximum

⁴⁶ en tenant compte des contraintes techniques tels que les délais de Warm up et Ramp up des Centrales SGR et du moment où la première notification par ELIA pour le lendemain peut avoir lieu. Par exemple, la puissance mise à disposition de Belpex pour une Centrale SGR dont les délais de démarrage sont de 9h, sera de 0MW entre 0 et 3h du matin le jour J, tenant compte d'une notification au plus tôt à 18h en DA.

⁴⁷ tenant compte d'un délai nécessaire à ELIA pour effectuer une analyse contextuelle afin d'estimer correctement le risque de Déficit Structurel, ainsi que des délais nécessaires aux acteurs de marché pour soumettre des nominations en ID.

- Les informations de production provenant d'outils de prévision d'ELIA tels que les prévisions de production éolienne et solaire et/ou unités de production non CIPU, et ce aussi bien pour la production raccordée en réseau ELIA que la production raccordée en réseau de distribution
2. La courbe de prévision d'ELIA sur la consommation totale sur la zone de réglage, tenant compte de données de comptage et de prévisions météo historiques extrapolées sur base des prévisions météo pour le jour J.
- Remarque : Ces deux premiers sets de données sont en théorie identiques, puisque l'un représente presque les prévisions de production des acteurs de marché (elles-mêmes égales à leurs prévisions de consommation) nuancée avec les prévisions de production d'ELIA et la seconde représente les prévisions de consommation d'ELIA. Une différence entre ces deux courbes signifie :
- Une différence dans la somme des prévisions de consommation des acteurs de marché par rapport à la prévision de consommation d'ELIA
 - Une différence dans les prévisions de production renouvelable et/ou décentralisée des acteurs de marché et celle d'ELIA
3. La courbe reprenant la prévision de production totale sur la zone de réglage (= la courbe décrite sous n°1) augmentée de la marge activable endéans 15 minutes mise à la disposition d'ELIA sous forme d'Incremental Bids sur les unités couvertes par un contrat CIPU.
4. La limite supérieure de production, basée sur la courbe décrite au point 3, augmentée de la puissance de Réserves de Balancing disponible.

ELIA procède à une analyse contextuelle au moins lorsque l'une des deux situations suivantes se produit au plus tard 4 heures⁴⁸ avant le temps réel:

- La courbe de prévision n° 2 est supérieure à la courbe de prévision n° 3. Ce qui signifie pour les moments où ce dépassement a lieu qu'il y a une inadéquation entre la marge de production rendue disponible par le marché et les prévisions d'ELIA sur la consommation totale sur la zone de réglage belge. Cette situation conduirait à utiliser des Réserves de Balancing pour couvrir la demande de consommation et réduire ainsi la marge qu'ils constituent pour palier à des déséquilibres soudains.
- Il n'y a pas assez de marge entre la courbe n° 4 et l'une des deux courbes 1 ou 2 pour couvrir le déclenchement d'une unité de production nucléaire.

L'analyse contextuelle d'ELIA consiste à estimer le risque de Déficit Structurel en vérifiant toute information pertinente à sa disposition telle que la marge d'erreur des courbes de prévision utilisées (par exemple : différence entre les mesures météo au moment de cette estimation et les prévisions pour cet instant, de la différence entre la prévision et la courbe réelle de la production et de la consommation au moment de l'estimation, la disponibilité d'unités lentes non démarrées ou toute autre capacité à disposition des producteurs et dont Elia a Connaissance en contactant si nécessaire les différents producteurs concernés, la disponibilité aux frontières, la situation du réseau et de sa sécurité en Belgique ainsi que dans les pays voisins) .

Toutefois, comme indiqué au §3 « introduction » la décision d'avoir recours à de la réserve stratégique pourrait exceptionnellement être activée dans des situations plus proches du temps réel, tenant compte des délais d'activation des Unités SR, si cette activation permet d'éviter le délestage forcé sur base

⁴⁸ 4 heures correspondant à une fenêtre de temps qui tient compte d'un délai nécessaire à ELIA pour effectuer une analyse contextuelle afin d'estimer correctement le risque de Déficit Structurel, ainsi que des délais nécessaires aux acteurs de marché pour re-soumettre des nominations en ID.

du plan de sauvegarde et si tous les autres moyens à disposition d'ELIA pour éviter le délestage sur base du plan de sauvegarde ont été épuisés ou sont insuffisants. Sur base des différentes informations ELIA peut, si elle juge le risque de Déficit Structurel suffisant, faire appel à la réserve stratégique.

Contrairement à l'activation par Economic Trigger qui est la conséquence binaire d'un processus automatique, l'activation par Technical Trigger est le résultat de tout un processus décisionnel dans lequel la part d'évaluation humaine est importante.

Le livrable de cette analyse correspond à un profil de puissances à couvrir par de la réserve stratégique pour plusieurs quarts d'heures (« profil à couvrir » pour « période à couvrir »).

6.4.3 Différentes étapes d'une activation d'une Unité SR

L'activation à proprement parler d'unités de réserve stratégique s'effectue en plusieurs étapes.

Ceci permet de tenir compte des délais nécessaires aux fournisseurs SGR et SDR (tels que décrit aux §6.2.2 ainsi que §6.3.2) pour préparer leur(s) Centrale(s) SGR/ Unité(s) SDR à injecter de l'énergie dans le réseau, tout en permettant à ELIA de disposer de la flexibilité d'annuler une activation et de repousser le plus tard possible toute décision irréversible afin de minimiser l'impact de la réserve stratégique sur le marché d'équilibrage de la zone de réglage belge.

1. La première étape est la notification. Une fois un besoin d'énergie de la réserve stratégique identifié pour une période donnée commençant à l'instant t , ELIA notifie les fournisseurs SGR/SDR sélectionnés afin que ces derniers puissent se préparer pour être prêts à injecter l'énergie demandée à l'instant t . Cette notification a lieu au plus tard X heures avant l'instant t . X tenant compte des délais d'activation des Unités SR sélectionnées tels que décrit au §6.2.2 pour une SGR et § 6.3.2 pour une SDR.
2. La seconde étape est la vérification. Cette étape a lieu au plus tard lorsque les Unités SR notifiées sont supposées avoir effectué les préparations nécessaires liées à la période de Warm-up et sont prêtes à commencer à injecter graduellement de l'énergie dans le réseau. Elle a donc lieu après la notification et au plus tard Y heures avant l'instant t . Y tenant compte des délais nécessaire des Unités SR sélectionnées pour atteindre le niveau de puissance souhaité (c'est -à-dire la consigne (set point) s'il s'agit d'une Centrale SGR⁴⁹ ou la Target s'il s'agit d'une Unité SDR⁵⁰). Lors de cette étape ELIA confirme le besoin et donc le volume d'énergie à injecter et demande aux Unités SR de commencer leur Ramp-up pour les SGR et Ramp-down pour les SDR. A partir de ce moment-là, l'injection d'énergie de la réserve stratégique dans le réseau n'est à priori plus réversible.

Si au contraire le besoin n'est pas confirmé, ELIA peut demander une prolongation de la période de Warm-up⁵¹ pour postposer l'injection d'énergie ou annuler l'activation et demander aux Unités SR de s'arrêter. Le choix entre une prolongation ou une annulation sera basé sur les indicateurs de prévision de l'état du système tels que décrits au § 6.4.2.

⁴⁹ Conformément au §6.2.2

⁵⁰ Conformément au §6.3.2

⁵¹ En respectant les modalités contractuelles

Le processus allant de la détection d'un risque de Déficit Structurel, passant par les différentes étapes décrites au § 6.4.3 jusqu'à l'atteinte, à un instant t le jour J, du niveau désiré d'énergie de la réserve stratégique injectée est un processus quotidien qui commence en J-1 à 18h, lorsque ELIA dispose de toutes les informations nécessaires pour analyser la situation du système.

Comme expliqué précédemment un premier profil de besoins à couvrir par de la réserve stratégique en jour J pendant une « période à couvrir » (résultat d'une détection par Economic Trigger et/ou Technical Trigger) est donc identifié en DA à 18h.

Lorsqu'un tel profil est identifié ELIA effectue d'abord une première sélection technico-économique (telle que décrit au §6.5) des Unités SR devant être activées pour couvrir ce profil pendant cette période. Elle identifie ensuite, quel est le moment adéquat pour lancer la notification (comme définie au § 6.4.3) des Unités SR sélectionnées tenant compte du délai de préavis le plus long parmi les Unités SR disponibles et activables pour le moment voulu.

A moins qu'une nouvelle alarme par Technical Trigger n'apparaisse indiquant une détérioration de la situation⁵² et nécessitant de refaire l'exercice ci-dessus, l'étape suivante a lieu au moment précédemment identifié pour la notification.

Au moment de la notification, ELIA vérifie d'abord si la sélection effectuée précédemment correspond toujours au profil de besoin.

Si la sélection correspond bien toujours au profil de besoins ELIA notifie le(les) fournisseur(s) SGR et/ou SDR sélectionné(s) de se préparer à injecter de l'énergie (ou effacer de la demande) et à atteindre un niveau de puissance défini pour un quart d'heure défini.

Dans le cas contraire, une nouvelle sélection peut avoir lieu⁵³. Si le profil de besoins est postposé et nécessite des activations plus tardives le moment ultime pour la notification peut également être postposé.

La dernière étape de ce processus est la vérification (comme définie au § 6.4.3). Lors de cette étape ELIA vérifie une dernière fois si la sélection effectuée précédemment correspond toujours au profil de besoin. Si c'est le cas elle demande au(x) fournisseur(s) de SDR/SGR notifiés de procéder à la phase suivante de leur activation⁵⁴. Si ce n'est pas le cas, elle peut annuler l'activation, demander aux fournisseurs de rester prêts à continuer l'activation via une prolongation de la phase de Warm-up⁵⁵, si la situation le nécessite et le permet, adapter la sélection.

⁵² Autrement dit augmentation significative de la puissance maximum à couvrir ou un déplacement du profil de besoin nécessitant un démarrage plus tôt que prévu.

⁵³ Ceci est toujours possible puisque le moment de la notification est basé sur le délai de préavis de l'Unité la plus lente parmi toutes les Unités SR disponibles et activables.

⁵⁴ Correspondant respectivement au Ramp-up des Centrales SGR et Ramp-down des Unités SDR

⁵⁵ En respectant les modalités contractuelles

6.5 Sélection technico-économique de la /(des) Unités(s) de réserve stratégique pour activation

Dans cette partie du document sont définis les principes d'application lorsqu'une sélection a lieu pour établir le sous-ensemble des différents volumes de la réserve stratégique à disposition (SGR et/ou SDR) qui seront activés afin de couvrir un profil donné de besoin identifié.

Cette sélection est effectuée en tenant compte de l'estimation par le dispatching d'ELIA du profil des besoins de la réserve stratégique et de l'évolution potentielle de celui-ci, ainsi que des contraintes techniques spécifiées dans les contrats SGR et SDR⁵⁶ et vise à trouver un compromis raisonnable entre les objectifs suivants:

1. Minimiser le coût total d'activation (y compris coûts fixes liés à une activation)
2. Minimiser l'excédent d'énergie⁵⁷ apporté dans la zone de réglage belge par la réserve stratégique

Tout en tenant compte des contraintes suivantes :

- le nombre d'activations disponibles pour chaque contrat SDR et SGR⁵⁸,
- une rotation suffisante des différents fournisseurs activés.

6.6 Impact sur le SI et NRV

Le volume d'énergie de la réserve stratégique correspondant au volume vendu par ELIA et alloué sur Belpex SRM est par principe inclus dans les nominations de vente et d'achat d'énergie introduites en J-1 auprès d'ELIA par les ARP correspondants et selon les règles reprises dans le contrat ARP⁵⁹.

Mis à part ce volume fourni sur Belpex SRM, tout volume injecté dans la zone de réglage belge par une Unité SR de la réserve stratégique à la demande d'ELIA sera comptabilisé dans le NRV.

Ainsi si pour le quart d'heure (j) un volume de **SRV_j** de la réserve stratégique est activé par ELIA afin notamment de fournir le volume **SRV_{BPXj}** alloué sur Belpex SRM pour ce quart d'heure :

⁵⁶ Limites telles que le nombre, la durée et la fréquence des activations ainsi que sur la durée cumulée de l'ensemble des activations ou la disponibilité contractuelle des volumes activables.

⁵⁷ En effet, une adéquation parfaite entre le besoin réel de la réserve stratégique et le volume activé n'est pas possible. D'une part à cause de la marge d'erreur induite par le fait qu'une activation par Technical Trigger est basée sur des prévisions de la situation et non sur son état en temps réel et d'autre part à cause des contraintes techniques liées aux Centrales SGR et SGRUnités SDR telles que :

- la puissance minimum Pmin qu'une Centrale SGR produit lorsqu'elle est démarrée,
- la non divisibilité du volume activé SDR (volume activable de type « tout ou rien » correspondant à la différence entre les nominations le Baseline et la SL_{SDR}le Target),
- les différentes injections d'énergie possibles pendant les phases de Warm-up, Ramp-up/Ramp-down des Centrales SGR et Unités SDR

Pour ces raisons, dans le cas général, les volumes de la réserve stratégique activés seront tels qu'ils couvrent au moins le profil de besoins ce qui induit un excédent d'énergie. Il n'est pas exclu qu'un déficit, de petit volume, soit en revanche induit sur certaines heures.

⁵⁸ Par exemple, dans la première partie de la période hivernale ELIA sera plus « économe » quant à l'activation d'Unités SDR que pendant la seconde partie de la période hivernale.

⁵⁹ partie « transfert de blocs d'énergie internes »

- le volume de la réserve stratégique activé par ELIA dans la zone de réglage belge, au cours du quart d'heure (j), SRV_{BCAj} et donc égal à $SRV_j - SRV_{BPxj}$
- Le NRV_j pour le quart d'heure (j) sera égal à $BOV_j + SRV_{BCAj} - BAV_j$

Ceci permet, de par la relation $SI_j = ACE_j - NRV_j$ de reconstituer le SI_j correct, à savoir le déséquilibre initial de la zone tel qu'il aurait été sans aucune intervention d'ELIA.

6.7 Impact sur les prix de déséquilibre

6.7.1 Introduction

La zone de réglage belge est en Déficit Structurel lorsque la capacité de production nécessaire pour couvrir les besoins en consommation de la zone (tenant compte des capacités d'importation mais excluant la partie réservée pour les réserves de Balancing) n'est pas suffisante. Une telle situation se produit lorsqu'un ou plusieurs acteurs de marché ne prévoient pas individuellement assez de capacité de production pour assurer la sécurité d'approvisionnement de leur propre portefeuille. En pratique une situation de Déficit Structurel se traduit en temps réel par un déséquilibre négatif de la position du périmètre des ARP en question, et par un déséquilibre global négatif de la zone de réglage belge.

Le tarif de déséquilibre dans ces situations doit être suffisamment élevé pour inciter les ARP à ne pas compter sur l'intervention d'ELIA.

L'activation de la réserve stratégique par ELIA à la suite d'un Economic ou Technical Trigger est une condition nécessaire mais pas suffisante pour déclencher un incitant spécifique dans le tarif de déséquilibre.

Pour cette raison ELIA utilise également un indicateur « temps réel » servant à caractériser la situation de sécurité d'approvisionnement du pays pour le besoin spécifique de la détermination du tarif de déséquilibre, appelé « Structural Shortage Indicator ».

Le « Structural Shortage Indicator » est réputé positif pour un quart d'heure (j) si le déséquilibre de la zone ne peut pas être résorbé par la marge de puissance de réglage à la hausse non-contractée et mise à disposition d'ELIA par les ARP par quart d'heure pendant les deux derniers quarts d'heure (j et j-1).

Cet indicateur considéré seul et en dehors du contexte de la sécurité d'approvisionnement de la zone ne permet pas de faire la différence entre une situation de Déficit Structurel de capacité de production et un déséquilibre instantané élevé. Par contre combiné à un Economic Trigger et/ou un Technical Trigger il permet d'identifier les moments où le déséquilibre du système est tel que les Réserves de Balancing (réservées par ELIA dans le but de résorber des déséquilibres soudains et temporaires dus à une erreur de prévision et/ou une panne d'équipement) sont détournées de leur mission principale et sont utilisées pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays.

La combinaison de l'activation de la réserve stratégique par Economic ou Technical Trigger avec l'occurrence du « Structural Shortage Indicator » servira à déclencher un incitant tarifaire adéquat.

Lorsque de l'énergie est injectée par une Unité de la réserve stratégique et sans occurrence de « Structural Shortage Indicator », les tarifs de déséquilibre sont recalculés administrativement afin de se rapprocher le plus possible de ce qu'ils auraient été sans apport d'énergie par des Unités de réserve stratégique. Par souci de transparence et afin que le marché puisse

suivre l'évolution potentielle des prix le re-calcul sera basé sur des valeurs connues des acteurs de marché.

6.7.2 Règles applicables pour la définition des incitants complémentaires appliqués au tarif de déséquilibre

Le « Structural Shortage Indicator » pour un quart d'heure donné (j) est positif si pour ce quart d'heure(j) et pour le quart d'heure précédent (j-1) le SI moyen de chacun de ces quart d'heures est négatif⁶⁰ et ne peut être résorbé par la capacité disponible respectivement pour chacun des deux quarts d'heure sous forme d'Incremental Bids (autrement dit SI< -Ibids pour le quart d'heure j et j-1) . Cette capacité est définie et publiée sur le site internet d'ELIA sous le titre de « available marginal balancing energy prices per volume level», sous le lien suivant :

<http://www.ELIA.be/en/grid-data/balancing/available-regulation-capacity>

A l'heure où ces règles sont introduites, les volumes d'Incremental Bids publiés proviennent d'unités CIPU coordonnables, à l'exception des réserves non contractées sur les unités de pompage-turbinage. Les volumes d'Incremental bids pris en compte pour la définition du « Structural Shortage Indicator » suivront l'évolution des volumes d'Incremental Bids de cette publication.

Ainsi, pour tout quart d'heure (j) pour lequel les deux conditions suivantes sont remplies :

1. Condition 1 : l'activation d'au moins une Unité de réserve stratégique (SGR ou SDR) à la suite d'une identification de risque de « Déficit Structurel de la Zone » par Economic ou Technical Trigger⁶¹ est en cours et se situe dans l'intervalle délimité par les quarts d'heure suivants inclus:

1. le 1^{er} quart d'heure de la « période à couvrir »⁶² ;
2. le quart d'heure qui précède le quart d'heure indiqué par le dispatching d'ELIA à l'Unité SR pour arrêter l'activation⁶³.

2. Condition 2 : Le « Structural Shortage indicator » est positif.

pour ces quart d'heures uniquement, et conformément à la décision de la CREG (A) 141016-CDC-1381 du 16 octobre 201464 , le tarif de déséquilibre positif (POSj) et négatif (NEGj) est fixé à un montant forfaitaire égal à 4500€/MWh.

Pour tout autre quart d'heure (i)

⁶⁰ Signifiant que la zone est en déséquilibre négatif

⁶¹ Les cas où la réserve stratégique est activée pour des raisons de test ou pour éviter un plan de sauvegarde comme mentionné dans le § Introduction où il est flagrant que cette activation n'est pas liée à un « risque de Déficit Structurel de la Zone » tel que des raisons de congestion ou de tension du réseau, n'influencent pas l'apparition prix de déséquilibre à 4500€/MWh

⁶² Dont il est question aux §6.4.2 §6.4.4

⁶³ Autrement dit la période nécessaire à la Centrale SGR/ l'Unité SDR pour revenir à sa situation initiale n'est pas comprise dans la condition 1 décrite ci-dessus. A titre d'exemple, si à xxh17 le dispatching donne l'ordre à la Centrale SGR/l'Unité SDR en cours d'activation d'arrêter cette activation à partir de xxh30, la condition 1 décrite ci-dessus ne sera plus d'application à partir de 00h30. Si le dispatching donne l'ordre d'arrêter cette activation à partir de 00h20 la condition 1 décrite ci-dessus ne sera plus d'application à partir de 00h15.

⁶⁴ Décision relative à la proposition des modalités d'application du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

- pour lesquels la Condition 1 est remplie mais pas la Condition 2, ou
- pour lesquels **SRV_i** est strictement positif⁶⁵,

les tarifs de déséquilibre seront recalculés administrativement. Ce re-calcul est basé sur le prix indiqué sur le site web d'ELIA dans la publication relative aux courbes de niveau de prix par niveau de puissance activable telle que décrite dans les Règles Balancing publiée sous le titre de « available marginal balancing energy prices per volume level » sur le lien suivant :

<http://www.ELIA.be/en/grid-data/balancing/available-regulation-capacity>

Ainsi pour tout quart d'heure (i) décrit ci-dessus, le prix de déséquilibre positif (**POS_i**) et négatif (**NEG_i**) sera égal à la valeur du prix repris dans ce tableau comme le prix maximum pouvant être atteint pour la fourchette de puissance de réglage dans laquelle se trouve le **NRV_i**.

7 Transparence / Information du marché

Une série de publications seront disponibles sur le site Web d'ELIA afin d'assurer une transparence suffisante du mécanisme de la réserve stratégique mis en place et de donner aux différents acteurs de marché un certain nombre d'informations claires pertinentes relatives à l'impact d'une activation de la réserve stratégique sur la situation de la zone de réglage ainsi que sur les tarifs de déséquilibre.

Pour ce faire ELIA publiera des informations relatives aux volumes de la réserve stratégique activés qui influencent la position de la zone de réglage ainsi qu'à l'activation des deux conditions pouvant influencer le tarif de déséquilibre.

7.1 Informations relatives à l'injection d'énergie dans la zone de réglage à partir d'Unités de la réserve stratégique

ELIA mettra à disposition des acteurs du marché⁶⁶, les données relatives aux demandes d'activation (notification, activation, stop) de la réserve stratégique ainsi que leur impact sur les indicateurs servant à la formation de prix pour la compensation des déséquilibres quart horaires.

Ces données compléteront des publications existantes décrites dans les règles balancing et disponibles sous le titre « using regulation capacity » et « imbalance prices » aux liens suivants :

<http://www.ELIA.be/en/grid-data/balancing/using-regulation-capacity>

<http://www.ELIA.be/en/grid-data/balancing/imbalance-prices>

Pour chaque quart d'heure (j) durant lequel la réserve stratégique est activée ($SR_j \geq 0$) :

⁶⁵ Ceci couvre les situations de tests ou pour éviter un plan de sauvegarde comme mentionné dans le § « Introduction » où il est flagrant que cette activation n'est pas liée à un « risque de Déficit Structurel de la Zone » ainsi que les périodes de Warm-up et de retour à une situation initiale qui suivent une activation.

⁶⁶ En temps réel + 15 minutes d'une manière non validée et en mois +15 jours de manière validée

- le volume de la réserve stratégique injecté dans la zone de réglage belge **SRV_BCAj** sera publié dans une colonne spécifique du tableau « using regulation capacity » mentionné ci-dessus.
- Une colonne spécifique indiquera le prix POSj et NEGj calculés selon les règles expliquées au § 6.7
- Un signal explicite indiquant qu'au moins une Unité de réserve stratégique est activée et que l'activation se situe entre le 1^{er} quart d'heure de la « période à couvrir »⁶⁷ et la demande d'arrêt du dispatching correspondant ainsi à la 1^e condition nécessaire à l'application du tarif de déséquilibre de 4500€/MWh.

7.2 Information générale sur le fonctionnement de la réserve stratégique

Le présent document, la Procédure de Constitution ainsi que les PV des différentes rencontres de la TF iSR servant de plateforme de consultation organisée par ELIA pour la mise en place et les évolutions des règles de constitution d'une part ainsi que des produits SDR, SGR et des règles de fonctionnement d'autre part sont publiés sur le site web d'ELIA.

8 Monitoring

Dans cette section sont repris les différents types de monitoring proposés par ELIA vers la CREG. Ils viennent s'ajouter et/ou compléter les différents monitorings décrits dans les Règles Balancing.

Etant donné le caractère relativement nouveau du mécanisme de la réserve stratégique il n'est pas exclu qu'à la demande de la CREG, ou sur initiative d'ELIA, ELIA fournisse des analyses supplémentaires ad hoc.

Des indicateurs relatifs à l'utilisation de la réserve stratégique seront inclus dans le rapport de monitoring spécifique relatif au mécanisme de réserve stratégique transmis mensuellement par ELIA à la CREG. En particulier les éléments ci-dessous seront repris dans le suivi :

- La disponibilité des puissances de la réserve stratégique par type de réserve (SGR/SDR)
- Le monitoring des volumes activés avec une distinction entre les volumes fournis sur Belpex SRM et les volumes injectés dans la zone de réglage belge, ainsi qu'une distinction entre les volumes activés par type de réserve (SGR/SDR)

Les données quart horaires relatives aux volumes activés ainsi qu'aux tarifs de déséquilibre relatifs pendant les quarts d'heure concernés seront également fournies à la CREG dans le cadre de l'envoi mensuel de d'information quart-horaires.

⁶⁷ Dont il est question aux §6.4.2 §6.4.4

Annexe : Facteur d'Equivalence appliqué à la SDR

Le facteur d'équivalence (« EF ») permet de tenir compte de ces contraintes et de calculer le « volume équivalent » de chaque offre SDR permettant ainsi de mettre en compétition les offres SDR au même niveau de comparaison avec des offres de SGR. 1MW SDR est ainsi considéré comme équivalent à 1MW*EF de réserve stratégique.

Comme précisé dans les §5.2.3 et 5.3.3, la réserve SGR est calibrée de sorte à pouvoir être utilisée même dans les situations les plus extrêmes nécessitant un nombre élevé d'activations de SR, tandis que la SDR est calibrée de sorte à constituer un compromis entre d'une part les besoins du système et d'autre part les possibilités d'effacement des charges (liées souvent à des impératifs industriels).

De par sa nature la SDR « seule » nécessite un plus grand volume de SR contracté que la SGR pour couvrir les besoins en réserve stratégique à partir d'un certain seuil. Ainsi dans l'exemple théorique où il est nécessaire d'avoir recours à 10MW de réserve stratégique pendant 260 heures, Elia devrait, pour couvrir ce besoin, faire appel soit à un contrat SGR pour 10MW (qui peut être activé 260heures) soit à deux contrats de SDR de 10MW chacun étant donné que ces contrats ne peuvent être activés plus de 130heures.

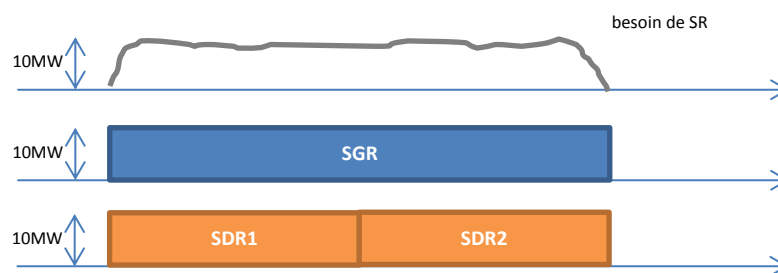


Figure 1

Dans cet exemple il faut donc deux fois plus de SDR que de SGR pour couvrir le même besoin. Le même principe est d'application tenant également compte de la durée de chaque activation et de la fréquence des activations (puisque les conditions d'activation de la SDR imposent des limites sur la durée de chaque activation et sur le nombre d'activations).

Cependant le volume de réserve stratégique nécessaire (c'est à dire la hauteur du profil de besoin illustré ci-dessus) n'est pas constant pendant toutes les heures où la réserve stratégique sera nécessaire. Autrement dit, pour une grande partie des activations de réserve stratégique au cours d'une Période Hivernale donnée il ne sera pas nécessaire d'activer complètement tout le volume de réserve stratégique à constituer pour cette Période Hivernale tel que fixé par le Ministre conformément à l'article 7 quater de la loi Electricité.

La distribution du volume de besoin en réserve stratégique en fonction du nombre d'heures où la réserve stratégique est nécessaire en moyenne⁶⁸ a une forme plutôt triangulaire :

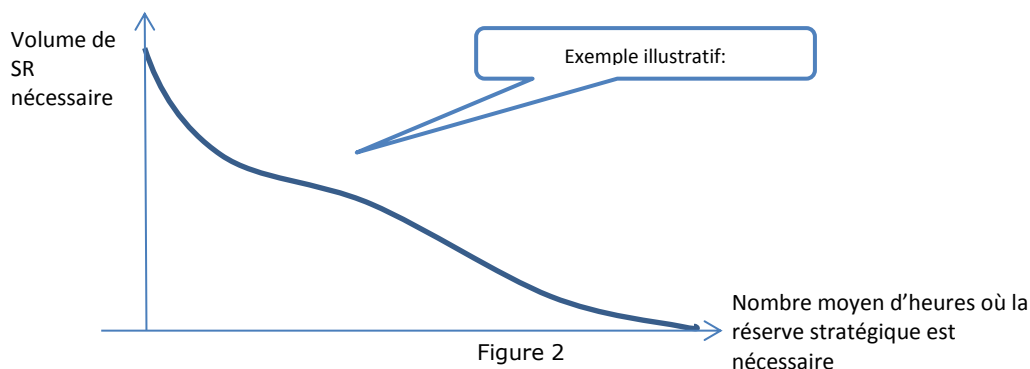
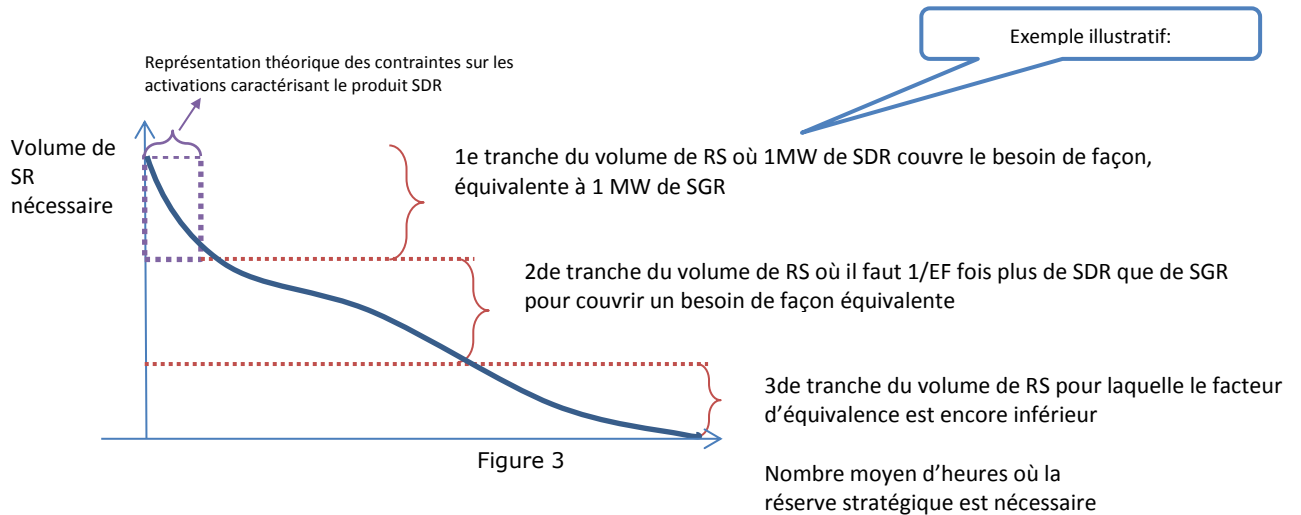


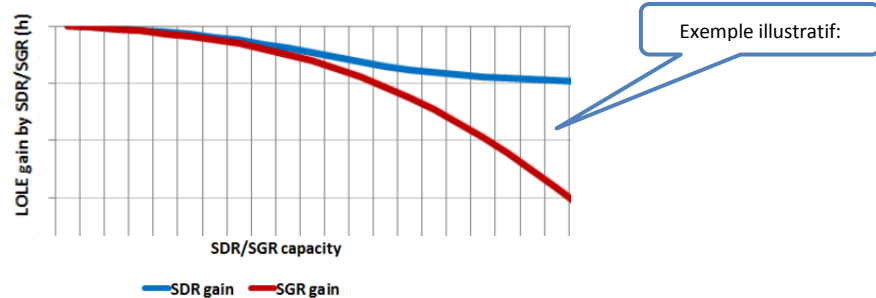
Figure 2

⁶⁸ Correspondant au volume fixé par le Ministre

Un volume de réserve SDR est équivalent au même volume de réserve SGR tant que le besoin en réserve stratégique se situe endéans les limites du contrat SDR telles que décrites au § 6.2.3, autrement dit pour le sommet du profil illustré en figure 2. Ainsi pour une partie du volume nécessaire, la SDR et la SGR couvrent le besoin de façon équivalente, le Facteur d'Équivalence sera donc égal à 1. Pour le reste du volume de réserve stratégique à contracter il faut plus de SDR que de SGR pour couvrir le besoin de façon équivalente, plus le volume augmente, (en partant du sommet du profil triangulaire jusqu'à sa base), plus le nombre d'heures d'utilisation (ainsi que la durée de chaque activation et la fréquence de celles-ci) augmentent, plus le facteur d'équivalence diminue.



Le facteur d'équivalence est calculé comme le ratio entre d'une part la réduction du nombre d'heures de LOLE moyen (= gain LOLE) qu'a pour effet un certain volume X de SDR⁶⁹ et d'autre part le gain LOLE si ce volume X était amené par de la SGR, et ce en faisant varier X de 0 jusqu'au volume total de réserve stratégique nécessaire.



Le facteur d'équivalence a été calculé par pas de 300MW de SDR. Il est appliqué préalablement à la sélection des offres, au volume de chaque offre SDR reçue selon sa position dans un classement par merit order économique.

En pratique, les offres SDR sont d'abord classées par ordre de prix croissant. Un facteur d'équivalence différent est prévu pour chaque tranche du volume SDR cumulé des offres reçues. Une offre dont la position dans le classement se situe au sein d'une certaine tranche se verra allouer le facteur d'équivalence correspondant à cette tranche. Ainsi, le 1er facteur d'équivalence (le plus élevé) sera attribué aux offres de prix le plus

⁶⁹ en supposant que le reste de besoin de réserve stratégique (volume SR à contracter - X) est couvert de sorte à correspondre à un remplissage du profil triangulaire du sommet à sa base

bas (correspondant à la 1e tranche) ainsi de suite. Voici les étapes qui seront suivies, dans cet ordre, pour déterminer le volume équivalent par offre :

- 1) Les offres SDR sont triées par ordre croissant de leur coût unitaire (TCU)
- 2) A chaque offre est associé le volume SDR cumulé découlant de ce classement.
- 3) Le facteur d'équivalence est déterminé pour chaque offre sur base de son classement (volume SDR cumulé associé à cette offre) et de la position du volume cumulé associé dans le tableau de facteurs d'équivalence repris au tableau n°2 de la section 5.4.
- 4) Un volume équivalent est calculé pour chaque offre en multipliant le volume offert avec le facteur d'équivalence respectif.

Application de ces 4 étapes sur les 20 offres fictives ci-dessous:

Ainsi, l'offre n°3 à un coût total de 783k€ pour un volume de 54MW correspond à un volume cumulé de 328 MW ce qui correspond à la seconde ligne du tableau repris en section 5.4. (« 300 MW < SDR ≤ 600MW ») ce qui correspond à un Facteur d'Equivalence de 0.820.

Le volume équivalent de cette offre vaut donc $(0.82 \cdot 54)$ 44,28MW.

Le volume équivalent de cette offre ainsi que son coût total seront utilisés dans l'optimisation décrite à la section 5.4.

Offre n°	TC [k€]	Volume offert [MW]	TCU [€/MW/h]	Volume cumulé offert [MW]	Facteur d'équivalence	Volume équivalent [MW]
1	466	250	0,51	250	1	250
2	274	24	3,15	274	1	24
3	783	54	4,00	328	0,820	44,28
4	236	13	5,01	341	0,820	10,66
5	299	15	5,50	356	0,820	12,3
6	435	20	6,00	376	0,820	16,4
7	1248	53	6,50	429	0,820	43,46
8	381	15	7,01	444	0,820	12,3
9	1276	44	8,00	488	0,820	36,08
10	2218	72	8,50	560	0,820	59,04
11	997	32	8,60	592	0,820	26,24
12	2743	87	8,70	679	0,802	69,774
13	2073	65	8,80	744	0,802	52,13
14	783	24	9,00	768	0,802	19,248
15	934	28	9,20	796	0,802	22,456
16	1957	54	10,00	850	0,802	43,308
17	2306	63	10,10	913	0,758	47,754
18	850	23	10,20	936	0,758	17,434
19	1941	52	10,30	988	0,758	39,416
20	3015	80	10,40	1068	0,758	60,64

Une fois le volume équivalent de chaque offre SDR calculés, ces dernières sont mises en concurrence avec les offres SGR sur base de règles décrites dans le §5.4.