

ELIA SYSTEM OPERATOR

**RÈGLES DE FONCTIONNEMENT DE LA RÉSERVE
STRATÉGIQUE**

Suite à la décision de la CREG

Applicables à partir de l'appel d'offres de 2018

**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	6
2.1	DÉFINITIONS GÉNÉRALES ET ABRÉVIATIONS	6
2.2	SYMBOLES UTILISÉS.....	11
3	INTRODUCTION	12
4	ENTRÉE EN VIGUEUR ET DURÉE	14
5	MODALITÉS POUR LES UNITÉS DE PRODUCTION QUI RETOURNENT SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	15
5.1	PRINCIPE GÉNÉRAL DE RETOUR AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	15
5.2	MODIFICATIONS DE LA NOTIFICATION DE MISE À L'ARRÊT DÉFINITIVE	15
5.3	ANNONCE D'UN RETOUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ D'UNITÉS DE PRODUCTION	16
5.4	MODALITÉS ET CONSÉQUENCES (D'UNE ANNONCE) D'UN RETOUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	16
5.5	REMBOURSEMENT DES COÛTS QUI ONT ÉTÉ COMPENSÉS EN VERTU D'UN CONTRAT SGR.....	16
6	RÉSERVATION DE PUISSANCE DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE	18
6.1	PROCESSUS D'APPELS D'OFFRES.....	18
6.2	RÉSERVATION DE PUISSANCE POUR LA SGR	18
6.2.1	<i>Conditions relatives aux offres SGR</i>	18
6.2.2	<i>Sélection des offres SGR en vue d'une attribution de contrat</i>	19
6.2.3	<i>Conditions d'activation</i>	20
6.2.4	<i>Rémunération</i>	20
6.2.5	<i>Contrôle et pénalité</i>	20
6.2.6	<i>Tests</i>	22
6.3	RÉSERVATION DE PUISSANCE SDR	22
6.3.1	<i>Conditions relatives aux offres</i>	22
6.3.2	<i>Modalités d'effacement</i>	25
6.3.3	<i>Conditions d'activation</i>	25
6.3.4	<i>Sélection des offres SDR en vue d'une attribution de contrat</i>	26
6.3.5	<i>Rémunération</i>	26
6.3.6	<i>Tests</i>	27
6.4	COMBINAISON TECHNICO-ÉCONOMIQUE DES OFFRES.....	27
7	ACTIVATION DE PUISSANCE DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE	32
7.1	GÉNÉRALITÉS.....	32
7.2	ACTIVATION DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE SGR.....	32
7.2.1	<i>Nominations</i>	32
7.2.2	<i>Caractéristiques d'une activation</i>	33
7.2.3	<i>Rémunération</i>	35
7.2.4	<i>Contrôle et pénalité</i>	36
7.3	ACTIVATION DE LA PUISSANCE DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE SDR.....	37
7.3.1	<i>Baseline et Puissance effaçable</i>	38
7.3.2	<i>Caractéristiques d'une activation</i>	39
7.3.3	<i>Rémunération</i>	39
7.3.4	<i>Contrôle et pénalité</i>	40
7.4	PROCESSUS OPÉRATIONNEL ALLANT DE L'IDENTIFICATION DU RISQUE DE DÉFICIT STRUCTUREL JUSQU'À L'ACTIVATION DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE	41
7.4.1	<i>Détection du risque de Déficit Structurel par Economic Trigger</i>	42
7.4.2	<i>Détection du risque de Déficit Structurel par Technical Trigger</i>	43

7.4.3	<i>Différentes étapes d'une activation d'une Unité RS</i>	45
7.4.4	<i>Processus d'activation en D-1 et D</i>	45
7.5	SÉLECTION TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE LA/(DES) UNITÉS(S) DE RÉSERVE STRATÉGIQUE POUR ACTIVATION	46
7.6	IMPACT SUR LE SI ET NRV.....	47
7.7	IMPACT SUR LES PRIX DE DÉSÉQUILIBRE	48
7.7.1	<i>Introduction</i>	48
7.7.2	<i>Règles applicables pour la définition des incitants complémentaires appliqués au tarif de déséquilibre</i>	48
8	TRANSPARENCE / INFORMATION DU MARCHÉ	51
8.1	INFORMATIONS RELATIVES À L'INJECTION D'ÉNERGIE DANS LA ZONE DE RÉGLAGE À PARTIR D'UNITÉS DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE	51
8.2	INFORMATION GÉNÉRALE SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA RÉSERVE STRATÉGIQUE	52
8.3	INFORMATION SUR PRIX DE LA SÉLECTION DE RÉSERVE STRATÉGIQUE.....	52
9	MONITORING	53
	ANNEXE 1 : FACTEUR D'EQUIVALENCE APPLIQUÉ À LA SDR	54
	ANNEXE 2 : CALCUL DES PRIX ADMINISTRATIFS DE DÉSÉQUILIBRE	58
	ANNEXE 3 : LES RÉFÉRENCES À DES PRIX DU CARBURANT ET DE CO2	61

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 pour la réserve stratégique relative à la Période Hivernale qui débute le 1er novembre 2018. Elles font suite à la décision de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (ci-après « CREG ») (B)1716 du 9 février 2018 relative à la proposition de règles de fonctionnement soumises à CREG par ELIA le 1 décembre 2017.

En outre, les règles de fonctionnement doivent tenir compte de l'étude européenne sur la compatibilité des réserves stratégiques belges avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État applicables, et en particulier les "Lignes directrices concernant les aides d'État pour la protection de l'environnement et l'énergie 2014-2020" (EEAG).

Depuis l'été 2017, les autorités belges et européennes sont en contact pour examiner la compatibilité du mécanisme de réserve stratégique belge avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État, et en particulier avec les "Lignes directrices concernant les aides d'État pour la protection de l'environnement et l'énergie 2014-2020" (EEAG).

Bien qu'aucune décision finale n'ait encore été prise, Elia et la CREG ont été formellement informées le 10/11/2017 des engagements pris par le Ministre fédéral de l'Energie envers la Commission européenne. Les obligations futures concernent principalement (cités de la communication reçue) :

- *"Belgium confirms that capacities contracted for the reserve cannot accumulate any revenues from in-the-market frequency ancillary services. An exception is made with respect to performance of the black-start service, but only if a market tender does not lead to the selection of a successful candidate to perform such service (plants participating in the strategic reserve can only perform the service as a last resort measure).*
- *Belgium confirms that it will run the next adequacy assessments on the basis of the "low probability high impact" scenario presented in the notification.*
- *Belgium confirms it is seeking an approval of the strategic reserve for no longer than 5 years.*
- *Belgium commits to reduce the volume sought for winter 2017/2018 from 900MW to 700MW on the basis of the TSO's revised assessment in order to reflect that some power plants that had initially announced their closure returned to the market after the reserve volume was fixed by the Minister.*
- *In order to avoid legal uncertainty in this respect for further strategic reserve tenders, Belgium commits to amend the relevant legal basis of the measure (Electricity Law) in order to ensure that the volume contracted is adjusted not only upwards but also downwards to reflect changes in market circumstances occurring in the period between the definition of the strategic reserve size by the Minister and the eventual contracting of capacities by the TSO.*
- *Belgium commits to modify the law (Electricity Law, article Art. 7 sexies 3) to ensure that, when the tender does not put forward competitive bids, prices are reduced by the Ministry on the basis of the recommendation of the Regulator.*

- *Belgium commits only to award one (1) year contracts following conclusion of the ongoing tender, i.e. only for winter 2017/2018.*
- *For the future and in any case before launching another reserve tender, Belgium commits to align the duration of reserve contracts with the frequency and time horizon of (annual) adequacy assessments, i.e. only 1 year contracts.*
- *For the future and in any case before launching another reserve tender, Belgium commits to increase the specific imbalance penalty in case of Structural Shortage following an economic or technical trigger (currently at 4.500 €/MWh) to above the intraday (ID) price cap (of 9.999,99 EUR/MWh) to limit market distortions.*
- *Before launching another reserve tender, Belgium commits that it will enshrine in the relevant legal basis of the measure (Electricity Law) a prohibition for capacities to return to the market (no-return clause) during the term of their reserve contracts.*
- *Before launching another reserve tender, Belgium commits that it will enshrine in the relevant legal basis of the measure (Electricity Law) a prohibition for power plants that announced "definitive closure" to return to the market at any point in time thereafter."*

Sans préjudice de l'exécution à temps ou de la formulation précise de ces engagements dans les textes légaux et réglementaires, Elia informe dès à présent les acteurs de marché de ces éléments qui devraient conduire à une modification du cadre légal et réglementaire dans les semaines et les mois qui suivent la notification. Ces règles de fonctionnement tiennent compte, comme demandé, des engagements susmentionnés. Toutefois, elles ne tiennent pas compte d'éventuels amendements des textes juridiques et réglementaires qui ne seraient pas directement liés aux engagements susmentionnés pris par le Ministre fédéral de l'Energie auprès de la Commission européenne. Notamment, ces engagements peuvent avoir un impact sur:

- la Section 5 : les passages sont indiqués par des notes de bas de page lesquelles seront éventuellement supprimées lorsque la loi fédérale sur l'électricité déterminera les conditions de fermeture définitive d'une installation de production ;
- l'évolution de trois ans à un an comme durée maximale des réserves stratégiques. Le texte est actuellement inchangé sur ce point, mais les passages relatifs aux contrats pluriannuels seront éventuellement sans objet dès que la loi sera modifiée (et/ou, comme c'était déjà le cas, si le Ministre décide d'ici le 15 janvier de constituer une réserve stratégique pour une durée maximale d'un an) ;
- la Section 6.4 : dans les passages concernant les paramètres de sélection technico-économique (calculés sur la base du « base case » de l'Etude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique de novembre 2017) et le facteur d'équivalence (calculé sur la base du scénario qui mène au volume le plus élevé dans l'Etude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique de novembre 2017), il est indiqué, au moyen d'une note de bas de page, que ces paramètres et le facteur d'équivalence peuvent éventuellement être modifiés si le Ministre décide de revoir le volume à une date ultérieure.

Ces changements éventuelles ont été proposés lors de la Task Force «implementation strategic reserve » du 30 novembre 2017.

2 Définitions

2.1 Définitions générales et abréviations

Activation : ordre 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 §7.2.2 pour la SGR et §7.3.2 pour la SDR.

Une Activation peut avoir lieu à la suite d'un Economic Trigger ou Technical Trigger, on parle alors d'« activation réelle », ou en vue de tester le bon fonctionnement d'une Unité SR, on parle alors d'« activation en test ». Une activation en test est toujours démarrée par un ordre d'ELIA vers une Unité SR soit à l'initiative d'ELIA soit à la suite d'une demande du fournisseur SGR/SDR qui opère cette Unité. Il existe deux types d'activations en test :

- Un **Test de simulation** est une activation en test **avant** l'entrée en vigueur du Contrat SGR ou SDR lors duquel le Fournisseur SGR ou SDR doit démontrer à une date et heure convenues à l'avance qu'il est capable de répondre aux exigences techniques stipulées dans le Contrat SGR ou SDR.
- Un **Test de livraison** est une activation en test **pendant** la période de validité du contrat SGR ou SDR qui permet de tester le bon fonctionnement du Service SGR ou SDR sous les conditions stipulées dans le Contrat SGR ou SDR.

Une Activation est réputée complète lorsque les phases qui la constituent (allant des phases « Warm-up » à « Livraison Effective », décrites aux §7.2.2 et §7.3.2) 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 d'une activation) n'est pas complète.

ARP ou Responsable d'Accès : toute personne physique ou morale inscrite dans le registre des Responsables d'Accès conformément au Règlement Technique, 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 § 7.3.1 utilisée lors d'une activation SDR et en particulier pendant la période de Livraison Effective pour déterminer le volume effacé par l'Unité SDR.

Centrale SGR : une (combinaison d') Unité(s) de Production, selon une configuration donnée, 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 ou « **Closed distribution system** » : Réseau Fermé de Distribution, tel que défini dans le Contrat d'Accès d'ELIA¹.

CIPU : contrat de coordination de l'appel des Unités de Production².

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

Comptage Principal : mesure quart-horaire 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 cadre de ses missions au moyen d'un ou plusieurs compteurs installé(s) par ce gestionnaire (appelés dès lors Compteurs Principaux).

Comptage associé à un Point de Livraison au sein d'un CDS : mesure quart-horaire de l'énergie électrique, utilisée à des fins de mesure du service (SDR) fourni et pour ce faire répondant aux conditions décrites dans la Procédure de Constitution. Elle est effectuée à partir d'un compteur ou d'un ensemble de compteurs utilisés par le Gestionnaire de Réseau CDS dans le cadre de ses obligations de facturation relatives à un Point d'Accès de son Réseau CDS.

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.

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 ou « 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'article 2, 27° de la Loi Electricité.

Incident dimensionnant : le déséquilibre de puissance active survenant instantanément le plus élevé envisagé au sein d'un bloc de Réglage Fréquence-Puissance (RFP), dans le sens positif et négatif (comme défini dans le Règlement (UE) 2017/1485).

Incremental Bid : offre de puissance de réglage tertiaire non réservée faite à Elia pour un réglage à la hausse via une unité technique CIPU, une unité technique non-CIPU ou un ensemble d'unités techniques non-CIPU agrégées.

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 ou « Loss Of Load Expectation » : 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

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.

NEMO ou Nominated Electricity Market Operator : une entité désignée par l'autorité compétente pour s'acquitter de missions liées au couplage unique journalier ou infrajournalier (comme défini dans le Règlement (UE) 2015/1222). Les NEMO avec un SRM seront mentionnés sur le site web d'ELIA.

²Disponible sur: <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/coordination-de-la-production>

- **DA** : Day-Ahead signifiant en D-1 pour le jour D.
- **ID** : Intra-Day signifiant infra-journalier.
- **Algorithme de couplage par les prix** : l'algorithme utilisé dans le couplage unique journalier pour réaliser simultanément l'appariement des ordres et l'allocation de la capacité d'échange entre zones ;
- **Couplage unique journalier** : le processus d'enchères dans lequel, simultanément, les ordres recueillis sont appariés et la capacité d'échange entre zones est allouée pour différentes zones de dépôt des offres sur le marché journalier ;
- **Prix d'équilibre** : le prix déterminé par l'appariement de l'ordre de vente le plus élevé accepté et de l'ordre d'achat le plus bas accepté sur le marché de l'électricité ;
- **Ordre** : une intention d'achat ou de vente d'énergie ou d'une capacité exprimée par un acteur du marché sous réserve de conditions d'exécution spécifiées ;
- **Ordres appariés** : tous les ordres d'achat et de vente appariés par l'algorithme de couplage par les prix ou l'algorithme d'appariement continu des transactions.

Période Hivernale : période allant du 1/11 d'une année au 31/03 de l'année suivante, telle que définie dans 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, au niveau de son Point d'Accès³, 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 Ref : une valeur unique (exprimée en MW) correspondant à la puissance maximum pouvant être techniquement développée par la Centrale SGR et injectée dans le réseau au niveau de son Point d'Accès³ de cette dernière à 15°C et 1atm, basée sur les caractéristiques techniques fournies par le fabricant et la topologie du réseau électrique de la centrale.

Pmin Disponible ou « Pmin_Available » : la valeur minimum de puissance quart-horaire que la Centrale SGR peut injecter sur le réseau, au niveau de son Point d'Accès³, 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 Ref : une valeur unique (exprimée en MW) correspondant à la puissance minimum pouvant être techniquement développée par la Centrale SGR et injectée dans le réseau au niveau de son Point d'Accès³, basée sur les caractéristiques techniques fournies par le fabricant et la topologie du réseau électrique de la centrale.

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.

³La mesure du comptage associé au point d'accès de la centrale SGR faisant foi.

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'ELIA¹.

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 §6.3.1.

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 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 s'engage à tenir à disposition d'ELIA au niveau du point d'Accès² de cette Centrale. La puissance SGR Contractée est inférieure ou égale au Pmax Ref de cette Centrale.

Puissance censée être effacée SDR_{REQ} : puissance exprimée en MW que s'engage à effacer un fournisseur SDR en cas d'activation, endéans les délais contractuellement fixés. Cela correspond à :

- la différence positive entre la Baseline du/des Points(s) de Livraison de l'Unité SDR et la/les SL_{SDR}, dans le cas d'un contrat DROP TO ;
- le minimum entre la Puissance contractuelle Rref et la différence positive entre la Baseline du/des Points(s) de Livraison de l'Unité et la/les UM_{SDR}, dans le cas d'un contrat DROP BY.

Règles Balancing : règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires établies suivant l'article 159, §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-ci⁴.

Rémunération de la Réserve [€] : montant total rémunéré pour une période donnée pour une certaine puissance réservée [MW]. Il est égal au produit Rémunération Unitaire de Réserve relatif à cette puissance [€/MW/h], de cette puissance [MW] et par cette période [h].

Rémunération de l'Activation [€] : montant total rémunéré pour une Activation d'une certaine puissance réservée pendant une période donnée. Il vaut la somme des rémunérations forfaitaires liés à cette Activation (rémunération de warm up, rémunération de prolongation si d'application) et du produit du Rémunération Unitaire d'Activation [€/MWh] avec l'énergie activée pendant cette période.

Rémunération Unitaire de l'Activation : rémunération par MWh d'énergie activée lors de l'Activation d'une Centrale SGR ou d'une Unité SDR.

Rémunération Unitaire de la Réserve: Rémunération de la Réserve par MW et par heure pour la fourniture soit du service SGR via une (des) Centrale(s) donnée(s) dans une configuration donnée, soit du service SDR pour un (portefeuille de) Point(s) de Livraison donné. La Rémunération Unitaire de Réserve est uniquement payée durant la Période Hivernale et ne peut comporter aucune Rémunération de l'activation anticipée, ni les frais de la réservation de tout service de black-start potentiel.

⁴Disponible sur : <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/equilibre/mecanisme-d-ajustement>

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.

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 et la réserve tertiaire comme défini dans les Règles de Balancing.

SDR : Réserve Stratégique d'effacement fournie à partir de la demande telle que visée dans l'article 7quinquies §2, 1° de la Loi Electricité. On distingue, comme spécifié en détail au §6.3.2:

- **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}.

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

Shedding Limit ou SL_{SDR} : une limite représentant un niveau de puissance (exprimé en MW) jusqu'auquel un fournisseur avec un contrat SDR DROP TO s'engage à effacer la consommation de son (ses) Point(s) de Livraison s'il est activé.

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

Unité de Production : une installation de production d'électricité composée d'une unité de production ou d'un groupe d'unités de production.

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

Unité 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.

Unsheddable Margin ou UM_{SDR} : valeur minimale, définie en cas de SDR DROP BY, en dessous de laquelle le prélèvement net de puissance active au(x) Point(s) de livraison concerné(s) (ou l'Unité SDR concernée) ne peut descendre. Il s'agit de puissance inflexible ou non effaçable.

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 GRT 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_{SRMj} = volume total de réserve stratégique fourni par ELIA aux NEMO au cours du quart d'heure (j).

SRV_{BCAj} = volume de réserve stratégique activé par Elia en vue d'être injecté dans la zone de réglage belge, au cours du quart d'heure (j).

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 d'une Unité SDR au niveau de son (ses) point(s) de livraison 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 préserver les Réserves de Balancing qui sont constituées pour palier à des déséquilibres quart-horaires soudains de la zone de réglage belge et afin de prévenir le délestage forcé d’utilisateurs de réseau⁵.

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 ARP, 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 Balancing 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.

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 conditions concernant l’entrée en vigueur et la durée des règles de fonctionnement de la réserve stratégique (Section 4) ;
- les modalités pour les Unités de Production qui retournent sur le marché de l’électricité (Section 5) ;
- les règles relatives à la réservation de puissance de réserve stratégique dans le cadre de l’appel d’offre qui a lieu en 2018⁶ (Section 6) ;
- les règles relatives aux contrats qui en découlent y compris les modalités contractuelles d’activation et de rémunération de l’énergie (§7.2 et §7.3) ;
- le processus opérationnel d’ELIA menant à l’activation dans les situations susmentionnées applicable pour toutes les Unités SR qui ont un contrat

⁵ Dans le cadre d’un plan de sauvegarde

⁶ En cas d’instruction du Ministre conformément à l’article 7quater de la loi électricité.



en cours pendant la période de validité des présentes règles, ainsi que son impact sur les tarifs de déséquilibre (§7.4 et suivantes) ;

- la mise à disposition du marché, par ELIA, de données relatives à la réservation et l'activation de la réserve stratégique (Section 8) ;
- le monitoring du mécanisme (Section 9).

4 Entrée en vigueur et durée

Après approbation de la CREG, les présentes règles de fonctionnement de la réserve stratégique seront applicables 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 2018⁷ ainsi que les contrats passés dans le cadre de cet appel d'offres.

In concreto, la Section 5 s'applique aux Unités de Production qui participent à l'appel d'offres ayant lieu en 2018. Les Sections 6 et 7 (jusqu'à §7.3 inclus) s'appliquent uniquement sur les contrats pour SDR et SGR conclus après l'appel d'offres qui aura lieu en 2018. La seconde partie de la Section 7 (§7.4 jusqu'à §7.7 inclus), ainsi que les Sections 8 et 9, s'appliquent à tous les acteurs du marché, et/ou à toutes les Unités de Réserve Stratégique contractées.

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 7septies §1 et §2 de la loi électricité, d'une proposition d'ELIA en vue d'une approbation par la CREG.

⁷En cas d'instruction du Ministre conformément à l'article 7quater de la Loi électricité.

5 Modalités pour les Unités de Production qui retournent sur le marché de l'électricité⁸

5.1 Principe général de retour au marché de l'électricité

Sans préjudice des autres dispositions des règles de fonctionnement, les Unités de Production ayant fait une notification de mise à l'arrêt temporaire peuvent retourner sur le marché de l'électricité

Les Unités de Production qui ont notifié une mise à l'arrêt définitive et qui participent à l'adjudication pour la Réserve Stratégique ou ont conclu un contrat portant sur la Réserve Stratégique ne peuvent plus révoquer leur notification de mise à l'arrêt définitive après la date qui avait été annoncée pour cette mise à l'arrêt définitive

Pour les unités qui ont participé à l'appel d'offre de 2017, cette disposition est entrée en vigueur le 30 septembre 2017. Pour les unités qui participent à l'appel d'offre de 2018, mais n'ont pas participé à l'appel d'offre en 2017, cette disposition entre en vigueur à partir du 30 septembre 2018. Cette disposition s'applique indépendamment de la date prévue de mise à l'arrêt définitive et sans préjudice des autres dispositions des règles de fonctionnement.

5.2 Modifications de la notification de mise à l'arrêt définitive

Les Unités de Production qui participent à l'adjudication pour la Réserve Stratégique en 2018, et n'ont pas participé en 2017, ne peuvent pas modifier la date prévue de la mise à l'arrêt définitive ou le statut (mise à l'arrêt définitive versus temporaire) de leur notification de mise à l'arrêt définitive entre:

- Le 1er juin 2018 et l'échéance du contrat dans la Réserve Stratégique, pour les unités contractées dans la Réserve Stratégique;
- le 1er juin 2018 et le moment où les unités reçoivent la confirmation qu'elles n'ont pas été contractées dans la Réserve Stratégique, pour les unités qui ne sont pas retenues dans la Réserve Stratégique.

⁸comme indiqué à la section 1 « Préambule », le Ministre de l'Énergie s'est engagé auprès de la Commission européenne à apporter certaines modifications concernant ces modalités. Les modalités aux Sections 5.1, 5.2, 5.3 et 5.4 sont subordonnées à toute modification législative éventuelle, qui prévaudra sur les modalités contradictoires, dans la mesure de cette contradiction. La Section 5.5 continue de s'appliquer sans restriction.

5.3 Annonce d'un retour sur le marché de l'électricité d'Unités de Production

Des Unités de Production qui ont fait offre dans le cadre de l'appel d'offres qui a lieu en 2018 peuvent annoncer un retour sur le marché de l'électricité, lequel peut prendre effet au plus tôt à partir de la date à laquelle ELIA informe que l'Unité de Production n'est pas retenue dans la réserve stratégique.

Les Unités de Production qui ont été retenues dans la réserve stratégique pour plusieurs Périodes Hivernales suite à l'appel d'offres de 2018, peuvent annoncer un retour sur le marché de l'électricité.

- Si cette annonce est faite avant le 1er juin 2019 (respectivement à partir du 1er juin 2020), cette annonce est effective à partir du 1er novembre 2019 (respectivement du 1er novembre 2020).
- Si cette annonce est faite à partir du 1er juin 2019 (respectivement à partir du 1er juin 2020), cette annonce sera effective à partir du 1er novembre 2020 (respectivement à partir du 1^{er} novembre 2021).

Les modalités au §5.3 sont seulement applicables dans la mesure où l'Arrêté ministériel donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique supplémentaire, prévoit explicitement la possibilité pour les Unités de Production de revenir sur le marché pendant la période contractuelle. À défaut, un retour sur le marché de l'électricité peut avoir effet au plus tôt après l'expiration du Contrat SGR, si celui-ci a été annoncé avant le 1er juin de la dernière année du Contrat SGR.

5.4 Modalités et conséquences (d'une annonce) d'un retour sur le marché de l'électricité

L'annonce d'un retour sur le marché de l'électricité implique l'annulation de l'annonce initiale de la mise à l'arrêt.

L'avis doit être envoyé au Ministre, à la CREG et à ELIA et est publié sur le site internet d'ELIA dans les 5 jours ouvrables.

Le retour sur le marché de l'électricité entraîne la résiliation du Contrat SGR à partir de la date à laquelle cette annonce prend effet.

5.5 Remboursement des coûts qui ont été compensés en vertu d'un Contrat SGR

Dans le cas où des Unités de Production ont engagé des coûts d'investissement ou des coûts pour de grands travaux de rénovation afin de rendre les Unités de Production conformes aux exigences techniques pour la livraison de la réserve stratégique et que ces coûts ont été remboursés dans le cadre d'un Contrat SGR, une partie doit être reversée à ELIA lors du retour de ces Unités de Production sur le marché de l'électricité.

L'obligation de remboursement lors du retour sur le marché est indépendante du fait que ce retour a lieu pendant la durée d'un Contrat SGR (dans la mesure où cette possibilité est expressément prévue par l'Arrêté ministériel (voir ci-dessus)) ou après l'expiration d'un Contrat SGR.

Lors de la soumission de leur(s) offre(s) à ELIA, les candidats SGR doivent fournir à la CREG une répartition des coûts entre d'une part les coûts d'investissement et des coûts pour des grands travaux de rénovation et d'autre part les coûts récurrents. Le total de ces coûts doit correspondre à l'offre soumise par le candidat SGR. Il faut en outre fournir la preuve de la nécessité de cet investissement et les



éléments suivants doivent être spécifiés : d'une part le nombre d'années de durée de vie de l'investissement ou de l'extension de durée de vie de l'Unité de Production à la suite de la réalisation de grands travaux de rénovation et, d'autre part, le nombre d'heures d'opération supplémentaires rendues possibles par l'investissement ou de l'extension de durée de vie de l'Unité de Production à la suite de la réalisation de grands travaux de rénovation. Cette (extension de) durée de vie et la répartition des coûts font partie de l'évaluation du caractère manifestement déraisonnable ou non des offres par la CREG. Le cas échéant, les coûts d'investissement et des coûts pour des grands travaux de rénovation seront inclus dans le Contrat SGR.

La part des coûts d'investissement et les coûts pour des grands travaux de rénovation à rembourser lors du retour sur le marché de l'électricité est déterminée par la CREG sur base de la valeur résiduelle effective de l'investissement.

Si l'Unité de Production est vendue ou si le contrôle est cédé à un tiers, toutes les obligations résultant du Contrat SGR doivent être remplies par l'acquéreur; dans ces cas, ELIA se réserve le droit d'exiger les sûretés nécessaires à l'acquéreur, y compris les garanties bancaires correspondant à la partie non amortie. En cas de refus ou à défaut de constitution de la sûreté, le montant à rembourser devient immédiatement exigible de la part du cédant.

6 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 2018 en cas d'instruction par le Ministre conformément à l'article 7quater de la loi électricité.

6.1 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 est établie par ELIA après consultation publique. Elle est publiée sur le site web d'ELIA⁹.

6.2 Réserve de puissance pour la SGR

Les fournisseurs de la SGR prennent toutes les mesures (y compris contractuelles) nécessaires, telles que la garantie de la disponibilité de combustibles primaires, en vue d'assurer la disponibilité de la réserve stratégique.

6.2.1 Conditions relatives aux offres SGR

Les candidats SGR sont des producteurs ayant l'obligation légale¹⁰ de remettre au moins une offre couvrant la totalité de la capacité de 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 1 MW. Pour les offres portant sur la totalité de la capacité de l'installation, il est demandé aux candidats d'offrir la Puissance qui peut être développée par la Centrale SGR et pouvant être injecté dans le réseau au niveau du point d'accès à 15°C de la Centrale SGR (autrement dit au Pmax Ref de cette installation)¹¹. Les offres peuvent également être associées à des « conditions de réservation » qui permettent de lier des offres différentes entre elles. Les offres portant sur les mêmes unités seront mutuellement exclusives¹².

⁹ Lorsque le document est soumis à consultation, il est publié sur le lien www.elia.be > ELIA > Publications > Consultation Publique. Une fois la consultation terminée, la version finale est publiée sur la page « Archives ».

¹⁰ Conformément à l'article 7quiquies §3 de la loi électricité.

¹¹ Si, en cas de contractualisation, il s'avère lors de tests avant le début de contrat que la Centrale SGR n'est capable d'atteindre le volume offert et contracté, les valeurs de nomination prises en compte pour le contrôle de disponibilité seront limitées à la puissance que la Centrale SGR a atteint lors de ce test, et ce jusqu'à preuve du contraire via l'organisation d'un nouveau test à la demande du fournisseur (et de ce fait dont les coûts seront supportés par le fournisseur).

¹² 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

Conformément à l'article 7quater, le Ministre peut donner instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique pour une durée de un à trois ans à partir du premier jour de la Période Hivernale à venir et fixe en MW le niveau de cette réserve.

En conséquence, selon les dispositions indiquées par le Ministre, les contrats de réserve stratégique peuvent couvrir 1, 2 ou 3 Périodes Hivernales et le volume à constituer peut varier d'une Période Hivernale à l'autre.

Les contrats SGR conclus au terme de l'appel d'offres porteront sur une période contractuelle de 1, 2 ou 3 ans à partir du 1er novembre de la (les) Période(s) Hivernale(s) pour laquelle/lesquelles l'unité est sélectionnée.

Les candidats SGR sont pour ce faire tenus de remettre un nombre d'offres, couvrant la totalité de la capacité de leur centrale, égal au nombre de Périodes Hivernales pour lesquelles un volume de réserve stratégique issu de la production doit être constitué.

La durée de ces offres doit varier par pas de 1 an à partir de la 1^e année pour laquelle la centrale doit¹³ être offerte et pour laquelle elle n'est pas couverte par un contrat SGR existant.

Ainsi, par exemple, si l'instruction du ministre porte sur 3 ans les candidats SGR devront faire 3 offres concernant la capacité maximale d'une installation de production portant successivement sur : la 1^e année, sur la 1^e et la 2^e année, et sur la 1^e, la 2^e et la 3^e année.

Deux offres portant sur une même configuration mais pour une durée différente pourront avoir des prix de réservation et d'activation différents l'une de l'autre.

6.2.2 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 7sexies 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 est réalisée de manière combinée pour la SGR et la SDR, selon des règles définies au §6.4.

des deux GT) doit être offerte pour la configuration « maximale » GT1 + GT2 + ST (configuration a). Mais peut aussi être offerte pour les configurations GT1 + ST (conf. b) ; GT2 + ST (conf. c) ; GT1 + GT2 (conf. d) ; GT1 (conf. e) ou GT2 (conf. f). Les offres a, b, d et e sont mutuellement exclusives car portent sur la GT1 ; les offres a, c, d et f sont aussi mutuellement exclusives car portent sur la GT2.

¹³ Les critères légaux portant sur l'obligation de faire offre sont repris à titre informatif dans la Procédure de Constitution.

6.2.3 Conditions d'activation

Ces contrats SGR comprennent les caractéristiques suivantes relatives aux activations pendant les Périodes Hivernales¹⁴ :

- un nombre maximum d'activations complètes à la demande d'Elia réparties sur la (l'ensemble des) Période(s) Hivernale(s) couvertes par la période contractuelle. Ce chiffre est fixé comme suit pour les contrats conclus au terme de la procédure d'attribution qui a lieu en 2018 :
 - 17 pour les contrats d'1 an,
 - 36 pour les contrats de 2 ans,
 - 54 pour les contrats de 3 ans ;
- une durée cumulée maximum des périodes de Livraison Effective¹⁵ d'activation réparties sur la (l'ensemble des) Période(s) Hivernale(s) couvertes par la période contractuelle. Ce chiffre est fixé comme suit pour les contrats conclus au terme de la procédure d'attribution qui a lieu en 2017 :
 - 88 heures pour les contrats 1 an,
 - 194 heures pour les contrats 2 ans,
 - 284 heures pour les contrats 3 ans ;
- une durée cumulée maximum des périodes de Livraison Effective¹⁵ de 106 heures par Période Hivernale.

6.2.4 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7sexies §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 mensuel calculé sur base de la Rémunération Unitaire de Réservation contractée [€/MW/h], de la Puissance SGR Contractée [MW] ainsi que du nombre total d'heures par mois de la Période Hivernale¹⁶.

6.2.5 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, sous réserve et conformément aux modalités prévues à la Section 5.

¹⁴Ces paramètres sont déterminés à partir du nombre maximal d'activations et de la durée maximale par activation décrites dans le scénario « Results for the sensitivity for reduced nuclear availability with Drogenbos in OCGT operating mode » dans la section 6.2.2 de l'« Étude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique » de novembre 2017.

¹⁵Livraison effective telle que définie au §7.2.2.

¹⁶Pour chaque mois de la Période Hivernale.

En jour D-1, les fournisseurs de réserve stratégique SGR, doivent introduire un programme d'accès journalier (« nominations ») comprenant entre autres pour chaque 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 CIPU¹⁷.

Les seules raisons pour lesquelles la Pmax Disponible nominée en D-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 calculée par ELIA. Cette pénalité vient en déduction de la Rémunération de la Réserve. Elle équivaut à cette rémunération augmentée 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'avance¹⁸ 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 la Réserve 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 par Période Hivernale ne dépasse pas les revenus totaux de réserve pour cette Période Hivernale, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part

¹⁷Les Centrales SGR devront être couvertes par un contrat CIPU signé avant le 1^{er} novembre 2018 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 les paramètres introduites dans le cadre de SGR peuvent dévier de celles déclarées dans le cadre du contrat CIPU, qui en conséquence pourrait aussi être mis à jour si nécessaire. Dans tous les cas, toutes les données doivent être justifiables et démontrables.

¹⁸Pendant la procédure "ready to run" telle que décrite dans le contrat CIPU.

du fournisseur SGR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

6.2.6 Tests

ELIA prévoit d'effectuer un Test de simulation en vue de tester le bon fonctionnement des Centrales SGR. Ce Test de simulation n'est pas rémunéré par ELIA. Les Tests de simulation des unités mises sur le marché à ce moment ne conduisent pas à une correction de périmètre. Les Tests de simulations des unités hors marché à ce moment suivent les principes de correction du périmètre des Tests de livraison, comme décrit au §7.2.4.

Le nombre de tests de livraison 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 à la demande d'Elia (via un Test de livraison ou une activation réelle) par Période Hivernale. Ces activations seront rémunérées conformément au §7.2.3.

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.

Dans le cas où les tests ne sont pas concluants, les Centrales SGR concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au §7.2.4.

6.3 Réserve de puissance SDR

6.3.1 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 exactement et exhaustivement 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 ;
 - e. un autre point situé au sein des installations électriques d'un Utilisateur de Réseau en aval d'un Point d'Accès connecté au Réseau de distribution.

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 le cas c ci-dessus, le comptage lié au Point de Livraison est un Comptage associé à un Point de Livraison au sein d'un CDS ;
- dans les cas d et e, le comptage lié au Point de Livraison est un Sous-comptage ou Submetering.

Les comptages associés aux Points de Livraison de type c, d et e répondent à des exigences spécifiques 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. Un Point de Livraison qui, depuis le 1er novembre 2015, faisait partie d'une offre ayant été soumise dans le cadre d'un appel d'offre par le gestionnaire du réseau de transport pour la livraison de puissance de réglage primaire, secondaire ou tertiaire, tel que définies dans les Règles de Balancing, ne peut pas participer à la SDR.
4. Le volume **Rref** offert pour un portefeuille SDR donné, doit être inférieur ou égal à la puissance « Puissance de Référence SDR maximale autorisée » par Elia au terme du processus de certification décrit dans la Procédure de Constitution. Cette « Puissance de Référence SDR maximale autorisée » est calculée sur base du prélèvement global au niveau du portefeuille SDR.

Cette « Puissance de Référence SDR maximale autorisée » est calculée par Elia et répond aux critères ci-dessous :

1. Critères de disponibilité pendant les plages horaires selon la probabilité d'activation associée à ces plages¹⁹.

Tableau 1 : Le Taux de Disponibilité devant être dépassé, exprimé en pourcentage, pour différentes périodes (la plage « vacances Noël 1 » concernant les jours compris entre Noël et Nouvel An ; et la plage « vacances Noël 2 » concernant le reste des vacances scolaires de Noël en Belgique)

[%]	Dimanche et jours fériés	Samedi			Jours ouvrables					
		0;16	16;22	22;24	0;6	6;7	7;13	13;17	17;20	20;24
Heure [début ; fin]	0;24	0;16	16;22	22;24	0;6	6;7	7;13	13;17	17;20	20;24
Novembre	40	40	40	65	40	65	85	75	85	75
Décembre	40	40	40	65	40	75	85	85	85	75
Janvier	40	40	40	65	40	55	75	85	85	65
Février	40	40	40	65	40	55	75	65	75	55
Mars	40	40	40	40	40	40	65	55	65	40
Vacances Noël 1	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Vacances Noël 2	40	40	40	40	40	40	75	75	75	40
Prix DAM ≥ 150 €/MWh	85									
Tarif applicable pour un déséquilibre positif ≥ 150 €/MWh	85									

¹⁹En fonction du scénario « Results for the sensitivity for reduced nuclear availability with Drogenbos in OCGT operating mode » dans la section 6.2.2 de l' « Étude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique » de novembre 2017.

Le Taux de Disponibilité de Rref pour les plages définies dans le Tableau 1 pendant les 3 Périodes Hivernales précédentes²⁰ est supérieur (>) au pourcentage associé à ces plages dans ce même tableau.

Le Taux de Disponibilité de Rref pour une période spécifiée dans le Tableau 1, $AvRate_{period}(R_{ref})$, exprimé en % de la Puissance Rref est défini comme le pourcentage de Rref disponible en moyenne pour toutes les heures h d'une période donnée « *period* ». La période se rapportant au Taux de Disponibilité de disponibilité correspond au mois (voir les lignes du tableau) et à l'heure pour chaque type de jour (jour ouvrable, samedi, dimanche et jour férié légalement reconnu) (voir les colonnes du tableau). Cette moyenne ne prenant en compte que la puissance disponible inférieure ou égale à Rref. Il est calculé comme suit :

$$AvRate_{period}(R_{ref}) = \frac{AvVol_{period}(R_{ref})}{\sum_h R_{ref}} * 100$$

Où $AvVol_{period}(R_{ref})$ exprimé en MW est défini comme la somme pour toutes les heures h d'une période donnée de la puissance disponible pour chacune des heures h limitée à la puissance Rref. Elle est calculée comme suit :

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

Et où $AvPowtot(h)$ représente la puissance disponible au niveau de toute l'Unité SDR pour une certaine heure h. Elle correspond à la somme des puissances disponibles de chacun des Points de Livraison i de l'unité SDR pour l'heure h.

Et la puissance disponible de chaque Point de Livraison i pour l'heure h est définie comme la moyenne quart horaire pour l'heure h de la différence (si positive) entre le prélèvement quart horaire de ce Point de Livraison et sa SL_{SDR} ou sa UM_{SDR} pendant les quatre quart d'heures de l'heure h ; Ceci tenant compte, pour les Points de Livraison en réseau de Distribution des conditions sur le volume maximum activable sur ce point spécifié par le(s) Gestionnaire de réseau de Distribution concerné(s).

2. Critère de disponibilité pendant les heures à prix du marché élevé :

Pendant toutes les heures avec un prix DAM d'un NEMO en Belgique ≥ 150 €/MWh, le taux de disponibilité de Rref est supérieur à 85%, ainsi que pendant toutes les heures avec un tarif applicable pour un déséquilibre positif ≥ 150 €/MWh. Ce taux de disponibilité est calculé de la même façon que les critères de disponibilité de Rref pour les périodes dans le Tableau 1, " $AvRate_{period}(R_{ref})$ ", en prenant comme période toutes les heures h où les critères ci-dessus dans ce paragraphe s'appliquent.

Conformément à l'article 7quater, le Ministre peut donner instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique pour une durée de un à trois ans à partir du premier jour de la Période Hivernale à venir et fixe en MW le niveau de cette réserve.

En conséquence, selon les dispositions indiquées par le Ministre, les contrats de réserve stratégique peuvent couvrir 1, 2 ou 3 Périodes Hivernales et le volume à constituer peut varier d'une Période Hivernale à l'autre.

Les candidats SDR peuvent remettre offre pour la 1^e, ou pour plusieurs Périodes Hivernales consécutives (comprenant toujours la 1^e) pour lesquelles un volume de réserve stratégique à partir de la SDR est prévu par l'instruction du Ministre.

²⁰2015/16, 2016/17 et 2017/18.

Ainsi, si l'instruction du ministre porte sur un volume SDR de 3 ans, les candidats SDR peuvent faire offre couvrant la 1^e Période Hivernale seulement, ou plusieurs offres, couvrant successivement, la 1^e période Hivernale mais aussi la 1^e et la seconde période Hivernale et/ou la 1^e, la 2^e et la 3^e période Hivernale.

Pour chacune de ses configurations (1, 2 ou 3 période hivernales) 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 lier des offres différentes de SDR entre elles.

Les contrats SDR porteront sur la/les Période(s) Hivernale(s) pour laquelle/lesquelles l'Unité SDR est sélectionnée.

6.3.2 Modalités d'effacement

On distingue deux modes d'effacement différents du produit SDR, respectivement SDR_DROP BY et SDR_DROP TO, considérés comme 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 ou qui sont en aval de 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 réduit d'une certaine valeur.

- 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 Rref fixé contractuellement²¹.
- 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 SL_{SDR} .

6.3.3 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 complètes à la demande d'Elia²² par Période Hivernale, fixé à 40 pour la variante SDR_4 et à 20 pour la variante SDR_12. Ces valeurs ne seront en plus jamais plus grandes que le nombre maximal d'activations de SGR pour la même durée de contrat comme définie au §6.2.3;
- une durée maximum par Livraison Effective²³, 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 Effective²³ successives, fixée à 4 heures pour la variante SDR_4 et à 12 heures pour la variante SDR_12 ;

²¹En préservant une consommation minimale (UM_{SDR}) par Point de Livraison fixée dans le contrat.

²²Pour les activations à la demande d'Elia (réelles ou tests).

²³Définie au §7.3.2.

- une durée cumulée maximum de Livraison Effective²³ sur la Période Hivernale fixée à 100 heures pour les deux variantes. Cette valeur ne sera en plus jamais plus grande que la durée cumulée maximale de Livraison Effective de SGR pour la même durée de contrat, comme déterminée au §6.2.3 ;
- une durée cumulée maximum de Livraison Effective²³ de 40 heures pour une fenêtre glissante de 30 jours, et ce pour les deux variantes.

Remarque : aucune contrainte n'est imposée à l'unité SDR pour la période qui suit directement la Livraison Effective (qui correspond à la dernière étape d'une activation SDR).

6.3.4 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 7sexies 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 §6.4.

6.3.5 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7sexies §3 de la loi électricité le système de Rémunération de la Réserve 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 (R_{ref}) et le *prélèvement effectivement disponible pour effacement* (SDR_{MAD}).

Le montant total des Rémunérations de la Réserve est donc au maximum égal au montant offert lors de l'appel d'offres et au minimum à 0²⁴.

SDR_{MAD} est défini comme la valeur positive de la Puissance mesurée diminuée de la limite contractuelle (UM_{SDR}/SL_{SDR}), 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.

²⁴Limite 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} .

6.3.6 Tests

ELIA planifie l'exécution d'un Test de simulation avant l'entrée en vigueur du contrat pour tester le bon fonctionnement des Unités SDR. Ce Test de simulation ne sera pas rémunéré par Elia. Des Tests de simulation d'Unités SDR ne mènent pas à une correction du périmètre.

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 à la demande d'Elia (via un Test de livraison ou une activation réelle) pendant la Période Hivernale. Ces activations seront rémunérées conformément au §7.3.3.

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.

Dans le cas où les tests ne sont pas concluants les unités concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au §7.3.4.

6.4 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 7sexies de la Loi Electricité.

Le paragraphe suivant décrit les modalités relatives à la sélection des offres et l'attribution des contrats SGR/SDR.

L'instruction du Ministre concernant la constitution d'un volume de réserve stratégique conformément à l'article 7quater de la loi électricité n'est pas encore connue au moment de l'établissement des présentes règles. Cette instruction pourra potentiellement contenir des paramètres qui devront être pris en compte dans les règles de sélection. Ces paramètres sont le volume de SR et/ou le volume (minimum et/ou maximum) de SGR et/ou SDR à constituer pour chacune des Périodes Hivernales à venir. Les modalités suivantes sont d'application dans toutes les hypothèses relatives à ces paramètres. Ceux-ci seront connus des candidats comme décrits dans la Procédure de Constitution.

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

Pour ce faire une *Rémunération Totale* (TR) est calculée pour chaque offre. Cette Rémunération Totale est basée sur un scénario de recours à la réserve stratégique qui pourrait avoir lieu pendant la Période Hivernale²⁵.

²⁵comme indiqué à la section 1 « Préambule », le Ministre de l'Energie s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre en œuvre certains changements, notamment à modifier le volume des réserves stratégiques. À cet égard, si le volume est revu par le Ministre, cela peut également impliquer une modification de ces paramètres (#Acthot, #Actcold, Actduration). Un tel changement peut se produire si le scénario du rapport de

La rémunération TR associée à chaque offre est définie selon la formule suivante, dont les paramètres sont connus des candidats au moment de la remise des offres :

$$TR = Res_1 + (\#Act_{cold} * A1) + (\#Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})$$

pour les offres SGR et SDR couvrant une période hivernale,

ou

$$= 2 * Res_2 + 2 * [(\#Act_{cold} * A1) + (\#Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})]$$

pour les offres SGR ou SDR couvrant deux périodes hivernales, si d'application

$$= 3 * Res_3 + 3 * [(\#Act_{cold} * A1) + (\#Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})]$$

pour les offres SGR ou SDR couvrant trois périodes hivernales, si d'application

avec :

- **Res_x, (x variant de 1 à 3) :** Rémunération de la Réservation annuelle [€] = volume offert [MW] * prix offert pour la Rémunération de Réservation Unitaire [€/MW/h] pour une offre couvrant x période(s) hivernale(s)* 3623[h] ;
- **A1 :** prix offerts pour les rémunérations fixes d'une activation [€] à froid pour la SGR²⁶ et rémunérations fixes d'une activation pour la SDR²⁷ ;
- **A2 :** prix offerts pour les rémunérations variables d'une activation du volume total offert [€/h] = volume offert [MW] * prix offert pour la Rémunération variable d'une activation [€/MWh] autrement dit pour le « Ibid cost » pour une SGR tel que défini au §7.2.3 et la Rémunération pour la Livraison Effective de la SDR telle que défini au §7.3.3 ;
- **A3 :** prix offert pour les rémunérations fixes d'une activation à chaud [€] pour la SGR²⁸ et rémunérations fixes d'une activation pour la SDR²⁷ ;
- **#Act_{cold} :** le nombre d'activations²⁹ dans la Période Hivernale dont le début n'intervient pas endéans les 24h après la fin d'une autre activation. Pour l'appel d'offres de 2018, ce nombre est fixé à 1 par Période Hivernale.
- **#Act_{hot} :** le nombre d'activations²⁹ dans la Période Hivernale dont le début intervient endéans les 24h après la fin d'une autre activation. Pour l'appel d'offres de 2018, ce nombre est fixé à 0 par Période Hivernale.

volume, qui a servi de base à la sélection de ces paramètres, change suite à la révision du volume.

²⁶En d'autres termes les rémunérations de la période de Warm-up pour une activation à froid, définis au §7.2.3

²⁷En d'autres termes les rémunérations de la période de Warm-up, définis au §7.3.2

²⁸En d'autres termes les rémunérations de la période de Warm-up pour une activation à chaud, définis au §7.2.3

²⁹En fonction du scénario «Base Case» dans la Section 6.1 de l'« Étude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique » de novembre 2017.

- **Act_{duration}** : durée cumulée des activations²⁹ sur la Période Hivernale. Pour l'appel d'offres de 2018, ce nombre est fixé à 3 pour les Périodes Hivernales 2018/19 et à 2 pour la Période Hivernale 2019/20 et 2020/21.

Le Rémunération de l'Activation d'une centrale SGR (tel que défini au § 7.2.3) étant basé sur des paramètres variables, une référence représentative doit être choisie. Les valeurs correspondantes pour ces facteurs variables seront ainsi prises en compte pour reconstituer le Rémunération de l'Activation de la SGR. Cette référence sera annoncée et connue des candidats au moment de l'appel d'offre. Pour les paramètres « SFprice », « CO₂costs », la référence prise sera la moyenne des 3 journées les plus froides des 3 Périodes Hivernales passées. Pour le paramètre « Other External », la référence prise sera la valeur indiquée par le candidat.

La sélection des offres est réalisée, de façon que le montant de la somme des Rémunérations Totales des offres sélectionnées (**ΣTR**) soit le plus bas possible pour la (l'ensemble des) Période(s) Hivernale(s) sur laquelle (lesquelles) porte l'instruction du Ministre en respectant les conditions suivantes :

- 1) le volume sélectionné pour la réserve stratégique (SGR et SDR) pour une certaine Période Hivernale 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.
- 2) le volume sélectionné pour la réserve stratégique SGR, respectivement SDR, couvre, pour une certaine Période Hivernale au moins le minimum défini par le Ministre pour la SGR/respectivement SDR **pour cette Période Hivernale**. Si **pour cette Période Hivernale** le volume total de SGR/respectivement SDR offert est inférieur au volume minimal déterminé par le Ministre pour la SGR/respectivement SDR, le volume sélectionné pour la SGR/respectivement SDR sera le volume total offert pour la SGR/SDR.
- 3) **le cas échéant et pour autant que ceci respecte la condition 1 et la condition 2** : le volume sélectionné pour la réserve stratégique SGR/ respectivement SDR couvre, pour une certaine Période Hivernale au maximum le maximum défini par le Ministre pour la SGR /respectivement SDR pour cette période hivernale. Dans le cas où le maximum défini par le Ministre ne permet pas de respecter la condition 1 ou 2, ce maximum pourra être dépassé à un coût minimal nécessaire pour pouvoir atteindre les conditions 1 et 2.

et ce tout en tenant compte :

- des conditions de réservation relatives à chacune des offres reçues³⁰,
- 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 qui couvrent la(les) même(s) période(s) hivernal(es) sont d'abord classées par ordre de prix croissant (sur base de leur Rémunération Totale Unitaire UTR).

³⁰Par exemple le fait qu'elles soient divisibles ou non, le fait qu'elles soient combinables ou mutuellement exclusives entre elles...

Un facteur d'équivalence différent est prévu pour chaque tranche du volume SDR cumulé. 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 aux offres de prix le plus bas (correspondant à la 1^e tranche) ainsi de suite suivant le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Facteur d'équivalence appliqué aux offres SDR

Positionnement de l'offre (Poffre) par rapport au volume total SDR offert classé par ordre de prix croissant	Facteur d'équivalence ³¹
Poffre ≤ 200MW	1.00
200 MW < Poffre ≤ 400MW	0.94
400 MW < Poffre ≤ 600 MW	0.89
600 MW < Poffre	0.83

Des explications schématisées ainsi qu'un exemple chiffré repris en annexe 1 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 § 6.3.3) 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^o 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.

Au terme de ce processus d'attribution et selon les modalités de l'instruction du Ministre sur un volume de réserve stratégique à constituer :

- les offres SGR portant sur 1, 2 ou 3 ans sélectionnées seront contractées pour la période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre 2018 au 31 octobre 2019, respectivement 2020 ou 2021 ;
- les offres SDR portant sur 1, 2 ou 3 Périodes Hivernales sélectionnées seront contractées pour une période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre au 31 mars de la/des Périodes Hivernales concernées.

Remarque importante : L'attribution éventuelle 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

³¹En fonction du scénario « Results for the sensitivity for reduced nuclear availability with Drogenbos in OCGT operating mode » dans la section 6.2.2 de l' « Étude relative à la sécurité d'approvisionnement pour la Belgique » de novembre 2017. Comme indiqué à la section 1 « Préambule », le Ministre de l'Energie s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre en œuvre certains changements, notamment à modifier le volume des réserves stratégiques. À cet égard, si le volume est revu par le Ministre de telle sorte que ce volume est supérieur au volume supposé dans le scénario qui a servi de base au calcul du facteur d'équivalence, un nouveau calcul de ce facteur d'équivalence peut également avoir lieu.



royal imposant les prix et volumes indispensables conformément à l'article 7sexies de la Loi Electricité.

7 Activation de puissance de la réserve stratégique

7.1 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.

7.2 Activation de la réserve stratégique SGR

7.2.1 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 D-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, ainsi que la Rémunération de l'Activation associée qui est calculée sur base des formules décrites au §7.2.3.

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 D,
- 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.

7.2.2 Caractéristiques d'une activation

Les Centrales SGR sont conformément à l'article 7quinquies §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} Ref. 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 heures. 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 SGR³²,
- 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} Available et son P_{max} Available en un temps T de maximum 30 minutes. Des exceptions

³² Pour autant que ceci soit techniquement possible pour la Centrale SGR



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 :

- 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, le paramètre associé à l'étape Warm-Up peut être fixé 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.

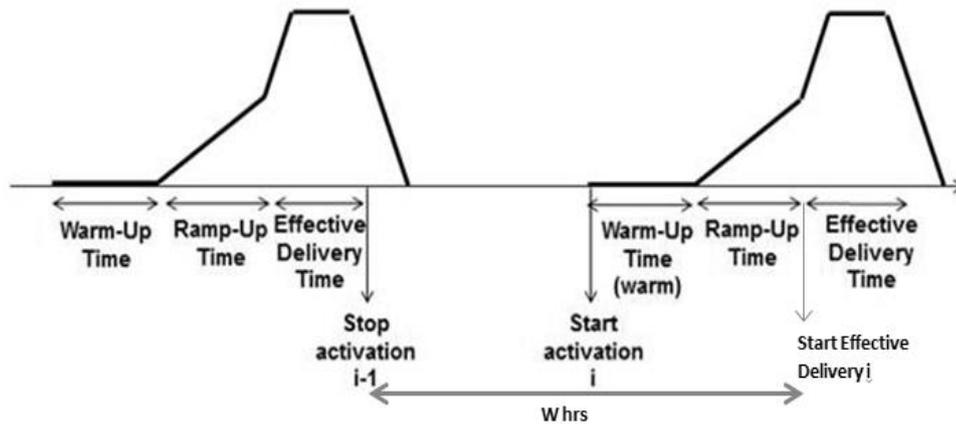
Un démarrage étant considéré avoir lieu dans des conditions à chaud si le moment correspondant au début de sa Livraison Effective a lieu moins de W heures afin la fin de la dernière activation^{33,34} de la Centrale SGR qui précède ce démarrage. W étant égal à 24h + le délai nécessaire pour le Warm-up 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 §7.4.3.

³³Qui a atteint au moins la phase de ramp-up

³⁴Y compris activation de test à la demande du fournisseur

³⁵Autrement 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.



7.2.3 Rémunération

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

Elle est déterminée par une formule fixée contractuellement sur base de paramètres variables tels que le coût de combustible et les coûts fixes de démarrage de sorte à couvrir les coûts encourus par un fournisseur SGR pour produire de l'énergie à la demande d'ELIA.

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

1. Rémunération de Warm-up [€] = $FC + S_{start} * SF_{price}$ avec :
 - FC = coûts fixes [€] nécessaires à chaque démarrage pouvant différer selon les conditions de démarrage (« à froid » ou « à chaud ») ;
 - S_{start} = volume de carburant nécessaire pendant la période de Warm-up [GJ] ;
 - SF_{price} = le prix du combustible publié attendu sur le marché tel que décrit dans l'annexe 3, repris du contrat CIPU [€/GJ].
2. Rémunération 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 publié attendu sur le marché du combustible utilisé par cette Centrale SGR (SF_{price}), tel que décrit dans l'annexe 3, repris du contrat CIPU.
 - External représente l'ensemble des frais externes du producteur liés à ce type de Centrale SGR, résultant directement de

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.

l'activation ; il est constitué d'une part des frais liés à l'émission de CO₂, appelés « CO₂ costs » et d'autre part, d'autres coûts appelés « Other External » (tels que par exemple et si d'application, des coûts d'utilisation des réseaux de gaz et d'électricité). Ces coûts doivent être raisonnables et démontrables.

- Pour les frais « CO₂ costs » la référence qui doit être utilisée est décrite dans l'annexe 3, repris du contrat CIPU ;
 - pour les « Other External », il est demandé aux candidats SGR de fournir, dans leur(s) offre(s), le coût en €/MWh que représente pour ce poste une activation de la centrale SGR.
 - 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 Rémunération 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= le prix du combustible publié attendu sur le marché tel que décrit dans l'annexe 3, repris du contrat CIPU [€/GJ].

La réflectivité effective de ces valeurs dans l'offre du candidat SGR pourra être contrôlée par la CREG dans le cadre de son avis sur le caractère raisonnable des offres conformément à l'article 7sexies §3 de la Loi Electricité.

Elia effectuera un monitoring pour vérifier le respect de ces formules dans les prix nominés quotidiennement pour les centrales contractées par le fournisseur SGR.

7.2.4 Contrôle et pénalité

Pour toute activation, indépendamment du fait qu'il s'agisse d'une activation réelle ou d'une activation de test, 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 de l'Activation pour tout MWh censé être injecté*³⁷ 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 Ref avec un minimum de 0.5MW³⁸.

Pendant la phase de Livraison effective, une pénalité sera appliquée pour tout MWh manquant ainsi qu'excédentaire égale au double de cette Rémunération de l'Activation tenant compte d'une bande de tolérance liée à la précision du réglage

³⁷ Telle que décrite au point 2 du §7.2.3.

³⁸ Autrement dit, si SGR_{sup} < SGR_{req} - Tolérance, la *Rémunération de l'Activation pour tout MWh censé être injecté* sera réduite de $\text{Ibid cost} * (\text{SGR}_{\text{Req}} - \text{SGR}_{\text{Sup}})$ avec Tolérance [MW] = max(0.5 ; 1%Pmax Ref).

appliquée autour de l'énergie censée être injectée par la Centrale SGR. Cette tolérance s'élève à 1% de Pmax Ref avec un minimum de 0.5MW³⁹.

En cas de démarrage non concluant, autrement dit, si la Centrale SGR n'a pas atteint le niveau de son Pmin endéans les délais contractuels après confirmation par ELIA de procéder au Ramp-up, une pénalité forfaitaire égale à 3 jours de *Rémunération de la Réservation* sera appliquée. En outre, en cas de non-respect des délais contractuels la centrale 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.

Dans le cas où, pendant l'« Effective Delivery », il n'est pas possible d'atteindre le Pmax disponible, ou toute autre valeur demandée par ELIA entre le Pmin disponible et le Pmax disponible, endéans les délais contractuels (compte tenu d'une marge de tolérance de 1% du Pmax Ref avec un minimum de 0.5 MW), une pénalité forfaitaire égale à 3 jours de *Rémunération de la Réservation* sera appliquée. En outre, le volume non disponible (différence entre le Pmax contracté et la puissance atteinte endéans les délais contractuels) sera considéré comme non disponible jusqu'à ce que le fournisseur SGR puisse, à l'aide de tests, prouver qu'il est capable de livrer la puissance demandée dans les délais.

Par ailleurs, ces Centrales SGR étant par définition hors du marché, tout volume d'énergie injecté au niveau du point d'accès d'une Centrale SGR pendant⁴⁰ 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 en dehors d'une activation 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 §6.2.5) et d'activation décrites ci-dessus appliquées à un fournisseur SGR est sujet à une limite supérieure assurant que la somme des pénalités par Période Hivernale ne dépasse pas la *Rémunération de la Réservation* totale pour cette 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.

7.3 Activation de la puissance de la réserve stratégique SDR

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

L'activation de l'offre est toujours effectuée pour l'entièreté du volume effaçable d'une Unité SDR (principe de « all or nothing »). Lorsque le fournisseur SDR reçoit une demande d'activation il doit réduire la consommation de son portefeuille de tout le volume effaçable (ou Puissance censée être effacée SDR_{REQ}) endéans une période contractuellement fixée.

³⁹ La pénalité est donc calculée sur base du principe suivant : $2 * \text{Ibid cost} * \{\max[0 ; \text{SGRReq-Tolerance} - \text{SGRSup}] + \max[0 ; \text{SGRSup} - \text{SGRReq} + \text{Tolerance}]\}$ avec Tolerance [MW] = $\max(0.5 ; 1\% \text{Pmax Ref})$.

⁴⁰ Y compris tests pendant la période contractuelle

7.3.1 Baseline et Puissance effaçable

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 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 déterminée⁴¹ 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 du Point de Livraison seront utilisées pour calculer la Baseline_i. Ces X jours sont choisis parmi les Y derniers jours représentatifs⁴² de la même catégorie que le jour A (c'est-à-dire soit catégorie 1 : jour ouvrable, soit catégorie 2 : weekend ou jour férié, soit enfin catégorie 3 : lundi ou 1^{er} jour ouvrable qui suit un jour férié⁴³). Ils correspondent aux X jours (parmi les Y décrits ci-dessus)⁴⁴ où la moyenne de la consommation de puissance active sur la période D_{max} est la plus élevée, avec D_{max}⁴⁵ 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 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 Notification⁴⁶ 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.

⁴¹ D correspond à la période de Livraison effective allant du quart d'heure [hh:mm] au quart d'heure [hh:mm + D]

⁴² 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.

⁴³ La catégorie 3 est optionnelle ; par défaut c.-à-d. en l'absence de choix explicite du fournisseur SDR de considérer la catégorie 3, le jour A sera exclusivement traité soit comme un jour de la catégorie 1, soit comme un jour de la catégorie 2.

⁴⁴ Pour la catégorie 1, X est déterminé à 4 jours et Y est déterminé à 5 jours. Pour la catégorie 2 et catégorie 3, X est déterminé à 2 jours et Y est déterminé à 3 jours.

⁴⁵ D_{max} 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

⁴⁶ Telle que définie au point 1 du §7.4.3.

7.3.2 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 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 peut commencer, 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/des Points de Prélèvement SDR diminue :
 - jusqu'à atteindre la SL_{SDR} en cas de DROP TO ;
 - d'un volume égal à SDR_REQ en cas de DROP BY.

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 allant du moment où la consommation globale du/des Point(s) de Livraison SDR est censée⁴⁷ avoir atteint la SL_{SDR} (en cas de DROP TO) /avoir diminué d'un volume égal à SDR_REQ (en cas de DROP BY) jusqu'au moment de la demande d'arrêt de l'activation par ELIA. Comme déjà mentionné au §6.3.3 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.

7.3.3 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 (SDR_Sup), 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_{SDR} dans le cas d'un SDR DROP TO ou ne soit pas supérieure à la valeur R_{ref} dans le cas d'un SDR DROP BY. Pour calculer la diminution de consommation par

⁴⁷Ce quart d'heure étant spécifié par ELIA lorsqu'elle fait appel au fournisseur SDR tenant compte des délais propres à l'Unité SDR pour les étapes précédentes

rapport à la Baseline, il est tenu compte pour chacun des points de Livraison qui sont des points d'Accès au réseau de Distribution ou des points en aval de 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.

7.3.4 Contrôle et pénalité

Le contrôle d'activation consiste à :

1. Comparer par quart d'heure pendant la période de Livraison Effective, le volume effectivement effacé et le volume censé être effacé (ou Puissance censée être SDR_{REQ} tel que décrit au §7.3.2).

Une pénalité est prévue dans le cas où la puissance effacée est inférieure à la puissance effaçable. Cette pénalité est proportionnelle au ratio entre le volume non effacé et la Puissance censée être effacée⁴⁸.

Une tolérance de 1% par rapport à la valeur $R_{ref} + SL_{SDR}$ pour SDR DROP TO et $R_{ref} + UM_{SDR}$ pour SDR DROP BY sera appliquée à cette pénalité.

2. Vérifier que l'effacement complet a bien lieu endéans les délais contractuels, c'est-à-dire endéans la période de Ramp-down.

Lorsque l'effacement complet prend plus de temps que la période de Ramp-down, une pénalité forfaitaire égale à 3 jours de Rémunération de la Réservation sera appliquée :

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

Cette deuxième pénalité est cumulative avec la précédente.

En outre, les sanctions suivantes sont d'application :

- Après 3 activations consécutives auxquelles une des deux pénalités d'activation décrites ci-dessus a été attribuée, l'Unité SDR (ou une partie des points de livraison qui la constituent) sera exclue pour la participation à un prochain appel d'offres et la puissance prise en compte pour le contrôle de disponibilité sera limitée à la puissance que l'unité SDR réussit à effacer, et ce jusqu'à ce que le fournisseur démontre qu'il est à nouveau capable de fournir le service selon les modalités contractuelles.
- Dès la 1re activation pour laquelle le volume total effacé est inférieur à 10% du volume censé être effacé, l'Unité SDR sera exclue de la participation à un prochain appel d'offres et Elia annulera la Rémunération de la Réservation, et ce jusqu'à la fin de la Période Hivernale sur laquelle porte le contrat.
- 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, l'Unité SDR (ou une partie des points de livraison qui la constituent) sera exclue pour l'éventuel appel d'offre suivant.

⁴⁸La pénalité est donc basée sur le principe de la formule suivante $2 * \text{prix d'activation } [€/MWh] * \min \left(1, \frac{SDR_{REQ} - SDR_{Sup}}{SDR_{REQ}} \right) * SDR_{REQ}$

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 Hivernale assurant que la somme des pénalités ne dépasse pas la valeur totale de la Rémunération de la Réservation par Période Hivernale, 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 associés⁴⁹ à cette Unité selon les principes ci-dessous.

- Pour les points de Livraison qui sont des Points d'Accès au réseau ELIA, l'effet de l'activation est remplacé par la Baseline pendant la période de Ramp-down et jusqu'à la fin de la période de Livraison Effective.
- Pour les 4 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.

7.4 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 zone 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 première⁵⁰.

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 »

⁴⁹Les 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.

⁵⁰Qui 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.

7.4.1 Détection du risque de Déficit Structurel par Economic Trigger

Tout NEMO peut organiser de son propre gré un segment de marché Réserve Stratégique (SRM), à savoir un segment de marché dans lequel il est possible de proposer un volume de Réserve Stratégique (volume RS), pour autant que celui-ci réponde aux conditions générales d'ELIA, établies bilatéralement dans un contrat entre le NEMO concerné et ELIA. Une liste des NEMO disposant d'un tel contrat est publiée sur le site web d'ELIA⁵¹.

- Le NEMO s'engage à communiquer à ELIA, après l'appariement dans le cadre du Couplage unique journalier, en cas de Prix d'équilibre égal au Prix d'équilibre maximal tel que défini à l'Article 41 du Règlement 2015/1222, le volume total des Ordres d'achat non appariés⁵² placés à un prix égal au Prix d'équilibre maximal.
- Lorsqu'ELIA reçoit un volume positif d'Ordres d'achat non appariés d'au moins un des NEMO et qu'il correspond au résultat de l'Algorithme de couplage par les prix pour la zone de dépôt des offres belge, un « economic trigger » est détecté, ce qui entraîne l'ouverture du SRM des NEMO ayant transmis un volume positif d'Ordres d'achat non appariés.
- Un « economic trigger » ne sera cependant pas identifié lors du découplage du DAM de l'un des NEMO dans la zone de réglage belge. Le découplage d'un DAM est une situation dans laquelle le DAM du NEMO n'est pas couplé avec les autres marchés day-ahead. Il s'agit d'une situation où l'Algorithme de couplage par les prix avec les autres marchés day-ahead ne fournit pas de résultats pour ce DAM (par exemple en raison de problèmes informatiques).
- Lorsqu'un « economic trigger » est identifié, ELIA met un volume RS à la disposition de chaque SRM. Ce volume RS est défini au moyen d'une allocation au pro rata de la réserve stratégique disponible, sur la base du volume d'Ordres d'achat non appariés transmis par chacun des NEMO. Le volume RS total par SRM est limité au volume transmis par le NEMO concerné. Le volume RS total qu'ELIA met à disposition est limité au volume disponible, tel que publié sur le site web d'ELIA avant le Couplage unique journalier. Ces volumes représentent la réserve stratégique disponible par heure, dont ELIA dispose pour les heures de la journée suivante⁵³.
- Chaque NEMO avec un SRM dupliquera le volume total d'Ordres d'achat non appariés placés à un prix égal au Prix d'équilibre maximal sur son segment de marché SRM. Cette duplication sera la seule manière possible de placer des Ordres d'achat sur le SRM.
- Chaque NEMO allouera le volume RS mis à sa disposition par ELIA de manière à satisfaire, dans la mesure du possible, les Ordres d'achat sur son SRM. Si le volume RS mis à disposition par ELIA est insuffisant pour satisfaire toute la demande sur le SRM, le NEMO allouera le volume SR attribué au pro rata des ordres d'achat individuels sur son SRM. Tous les échanges sur ce segment de marché s'effectueront au Prix d'équilibre maximal.

⁵¹Disponible sur : www.elia.be > Produits & Services > Réserve stratégique > Documents

⁵²Les ordres d'achat soumis à des conditions d'exécution exceptionnelles (par exemple les ordres concernant des blocs) peuvent être exclus de ce volume pour des raisons techniques.

⁵³En tenant compte des contraintes techniques telles que les délais de Warm-up et de 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 la disposition des NEMO pour une Centrale SGR dont les délais de démarrage sont de 9 heures sera de 0 MW entre 0 et 3 heures du matin le jour D, compte tenu d'une notification au plus tôt à 18 heures en DA.

- Tout volume à fournir par ELIA aux NEMO pour une période donnée et alloué par un NEMO sur son segment de marché SRM sera ferme et sera toujours activé.

7.4.2 Détection du risque de Déficit Structurel par 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 Technical Trigger peut avoir lieu au plus tôt en DA à 18h jusqu'à 4 heures⁵⁴ 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),
 - 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.

⁵⁴tenant 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.

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.
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 heures⁵⁵ avant le temps réel :

- La courbe de prévision nr. 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 l'Incident dimensionnant.

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 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 des détections par Economic ou Technical trigger 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 »).

⁵⁵4 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.

7.4.3 Différentes étapes d'une activation d'une Unité RS

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 §7.2.2 ainsi que §7.3.2) 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 RS sélectionnées tels que décrit au §7.2.2 pour une SGR et §7.3.2 pour une SDR.
2. La seconde étape est la vérification. Cette étape a lieu au plus tard lorsque les Unités RS 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 RS sélectionnées pour produire/effacer le volume souhaité (c'est -à-dire atteindre la consigne (set point) s'il s'agit d'une Centrale SGR⁵⁶, ou effacer un volume de SDR_{REQ} s'il s'agit d'une Unité SDR⁵⁷). Lors de cette étape ELIA confirme le besoin et donc le volume activé et demande aux Unités RS 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-up⁵⁸ pour postposer l'injection d'énergie ou annuler l'activation et demander aux Unités RS 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 §7.4.2.

7.4.4 Processus d'activation en D-1 et D

Le processus allant de la détection d'un risque de Déficit Structurel, passant par les différentes étapes décrites au §7.4.3 jusqu'à l'atteinte, à un instant t le jour D, du niveau désiré d'énergie de la réserve stratégique injectée est un processus quotidien qui commence en D-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 D pendant une « période à couvrir » (résultat d'une

⁵⁶Conformément au §7.2.2

⁵⁷Conformément au §7.3.2

⁵⁸En respectant les modalités contractuelles

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 §7.5) des Unités RS 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 § 7.4.3) des Unités RS sélectionnées tenant compte du délai de préavis le plus long parmi les Unités RS disponibles et activables pour le moment voulu.

A moins qu'une nouvelle alarme par Technical Trigger n'apparaisse indiquant une détérioration de la situation⁵⁹ 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 lieu⁶⁰. 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 §7.4.3). 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 activation⁶¹. 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-up⁶², si la situation le nécessite et le permet, adapter la sélection.

7.5 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 SDR⁶³ et vise à trouver un compromis raisonnable entre les objectifs suivants :

⁵⁹Autrement dit augmentation significative de la puissance maximum à couvrir ou un déplacement du profil de besoin nécessitant un démarrage plus tôt que prévu.

⁶⁰Ceci 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.

⁶¹Correspondant respectivement au Ramp-up des Centrales SGR et Ramp-down des Unités SDR

⁶²En respectant les modalités contractuelles

⁶³Limites 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.

1. Minimiser la rémunération globale d'activation (y compris rémunérations fixes liés à une activation).
2. Minimiser l'excédent d'énergie⁶⁴ 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 SGR⁶⁵,
- une rotation suffisante des différents fournisseurs activés.

7.6 Impact sur le SI et NRV

Le volume d'énergie de la réserve stratégique correspondant au volume vendu par ELIA et alloué sur les SRM des NEMO 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 ARP⁶⁶.

Mis à part ce volume fourni sur les SRM des NEMO, tout volume de réserve stratégique activé par 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 total **SRV_{SRMj}** alloué sur les SRM des NEMO pour ce quart d'heure :

- 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_{SRMj}**,
- 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.

⁶⁴En 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 Unités 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 « all or nothing » tel qu'expliqué au §7.3),
- 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.

⁶⁵Par 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.

⁶⁶Partie « transfert de blocs d'énergie internes ».

7.7 Impact sur les prix de déséquilibre

7.7.1 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 ».

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 » positif servira à déclencher un incitant tarifaire adéquat.

Lorsque une Unité de la réserve stratégique est activée et est située dans une phase où elle est supposée injecter de l'énergie et sans occurrence de « Structural Shortage Indicator » positif, 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.

7.7.2 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 déséquilibre de la zone de réglage représenté par le SI moyen de chacun de ces quart d'heures est

négatif⁶⁷ et ne peut être résorbé par la marge de puissance de réglage à la hausse non-contractée et mise à disposition d'ELIA par les ARP 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 volume per product », 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 des réserves tertiaires non réservées, 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 trois conditions suivantes sont remplies :

- **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 Trigger⁶⁸ est en cours ; et se situe dans la phase de Warm-up, Ramp-up/down ou Effective Delivery.
- **Condition 2** : le quart d'heure j se situe dans l'intervalle de temps défini comme « période à couvrir » tel que défini au §7.4.2.
- **Condition 3** : Le « Structural Shortage indicator » est positif.

Pour ces quarts d'heures uniquement le tarif de déséquilibre positif (POS_j) et négatif (NEG_j) est fixé à un montant forfaitaire, comme déterminé dans le « Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels 2016-2019 »⁶⁹.

Pour tous les autres quarts d'heure (i) pour lesquels les 3 conditions ci-dessus ne sont pas remplies mais pour lesquels **SRV_i** est strictement positif⁷⁰, 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 « bidding 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

⁶⁷Signifiant que la zone est en déséquilibre négatif.

⁶⁸Les cas où la réserve stratégique est activée sans d'une identification de risque de « Déficit Structurel de la Zone » par Economic ou Technical Trigger, tels que les activations pour des raisons de test ou pour éviter un plan de sauvegarde comme mentionné dans le §3 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, ne font pas partie des cas qui remplissent la condition 1.

⁶⁹Grille tarifaire approuvée par la CREG, disponible sur : <http://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/electricite-transport/tarifs-de-reseau-elia>

⁷⁰SRV_i est strictement positif lorsqu'un volume de réserve stratégique est demandé par Elia à un fournisseur SGR/SDR. Ces situations de SRV_j positif mais de SSI non positif couvrent les situations d'activation « réelle » pour lesquelles le déficit structurel ne se confirme pas mais également les situations de tests (à l'initiative de ELIA ou du fournisseur SGR/SDR), ou les situations visant à 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 ».



comme le prix pouvant être atteint pour la fourchette de puissance de réglage dans laquelle se trouve le **NRV_i**. Un exemple de ce calcul est donné dans l'annexe 2.

8 **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 que le tarif de déséquilibre et les paramètres qui le déterminent.

8.1 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 marché les données relatives au statut des activations en cours de la réserve stratégique via son site web, www.elia.be > Grid data > Réserve Stratégique. En particulier :

1. Le « Flux RSS » envoie aux acteurs abonnés des mises à jour relatives à la détection d'un risque de déficit selon un « economic trigger » ou « technical trigger ». Il envoie également, à chaque fois qu'une nouvelle étape d'une activation est atteinte, une mise à jour contenant des informations sur les étapes suivantes et sur les volumes activés dès que ces informations sont connues ou sont communiquées au fournisseur de Réserve Stratégique concerné.
2. La page « État de l'activation » fournit des informations en temps réel sur l'état actuel de la réserve stratégique, à la fois sur le marché day-ahead et intraday. Ces informations portent sur le trigger activé, l'état actuel de l'activation et les volumes reflétant le besoin de réserve stratégique. Elles sont visibles dès qu'un trigger a lieu ou qu'une étape de l'activation est atteinte.
3. La page « Capacité RS » présente la capacité SGR disponible qui peut être vendue sur les SRM des NEMO en cas d'« economic trigger », ainsi que le volume effectivement vendu sur ces SRM sur la base d'un « economic trigger ».
4. La page « Test de livraison » montre les tests effectués, ainsi que la puissance maximale et la période du test. Quand il s'agit d'un test à la demande du fournisseur, cette information est publiée avant le test, dès qu'ELIA accepte de réaliser le test. Quand il s'agit d'un test à la demande d'ELIA, cette information n'est pas publiée au préalable, mais seulement annoncée par « Flux RSS » au moment où le message de notification est envoyé au fournisseur de réserve stratégique testé.

L'impact sur les indicateurs servant à la formation de prix pour la compensation des déséquilibres quart horaires sera repris dans des publications existantes

décrites dans les règles balancing et disponibles⁷¹ sur le site web, via le lien www.elia.be > Grid Data > Balancing :

1. La page « Mise en œuvre de puissance de réglage » montre le volume de réserve stratégique activé par Elia dans la zone de réglage et les autres ressources d'équilibrage activées pendant ce quart d'heure.
2. La page « Puissance de réglage disponible » montre une projection en temps réel des volumes qui peuvent être activés pour compenser les déséquilibres et les prix marginaux correspondant à leur activation sur base des nominations. Cette page sert notamment au calcul administratif des tarifs de déséquilibre tel que décrit au §7.7.
3. La page « Prix de déséquilibre » permet de consulter le déséquilibre du réseau dans la zone de réglage, le volume de régulation net et le prix de déséquilibre correspondant. Les prix POS_j et NEG_j sont calculés selon les règles décrites au §7.7. Cette page propose également un graphique indiquant le volume disponible des Incremental Bids, l'indication d'un éventuel besoin en réserve stratégique et l'évolution du déséquilibre du réseau.

8.2 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 et produits relatifs à la Réserve Stratégique sont publiés sur le site web d'ELIA.

8.3 Information sur prix de la sélection de réserve stratégique

Elia publie également sur son site web, après concertation avec et sous réserve d'accord de la CREG, des indications relatives au prix de réservation des unités SGR et au prix de réservation et d'activation des unités SDR qui ont été contractées.

⁷¹En temps réel + 15 minutes d'une manière non validée et en mois +15 jours de manière validée.

9 Monitoring

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

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 les SRM des NEMO et les volumes injectés dans la zone de réglage belge, ainsi qu'une distinction entre les volumes activés par type de réserve (SGR/SDR) ;
- le résultat des Tests de livraison (à la demande d'ELIA ou du fournisseur).

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.

Annexe 1 : 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. 1 MW SDR est ainsi considéré comme équivalent à $1\text{MW} \cdot \text{EF}$ de réserve stratégique.

Comme précisé dans les §6.2.3 et §6.3.3, 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 10 MW de réserve stratégique pendant 200 heures, Elia devrait, pour couvrir ce besoin, faire appel soit à un contrat SGR pour 10 MW (qui peut être activé 200 heures) soit à deux contrats de SDR de 10 MW chacun étant donné que ces contrats ne peuvent être activés plus de 100heures (*Figure 1*).

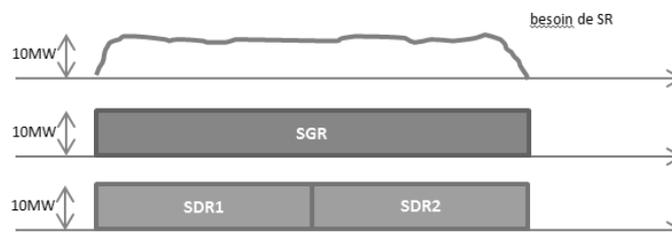


Figure 1

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 7quater 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 à une forme plutôt triangulaire (*Figure 2*).

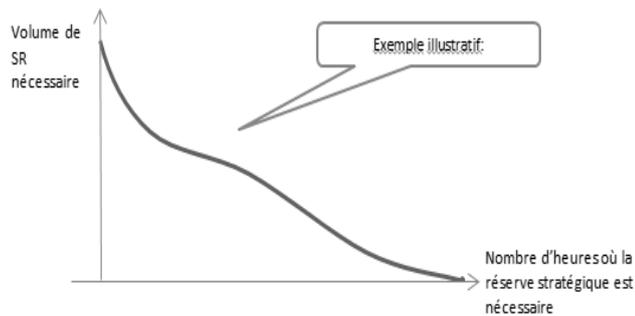


Figure 2

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 §6.3.3, autrement dit pour le sommet du profil illustré en *Figure 3*. 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, (en partant du sommet du profil triangulaire jusqu'à sa base), 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.

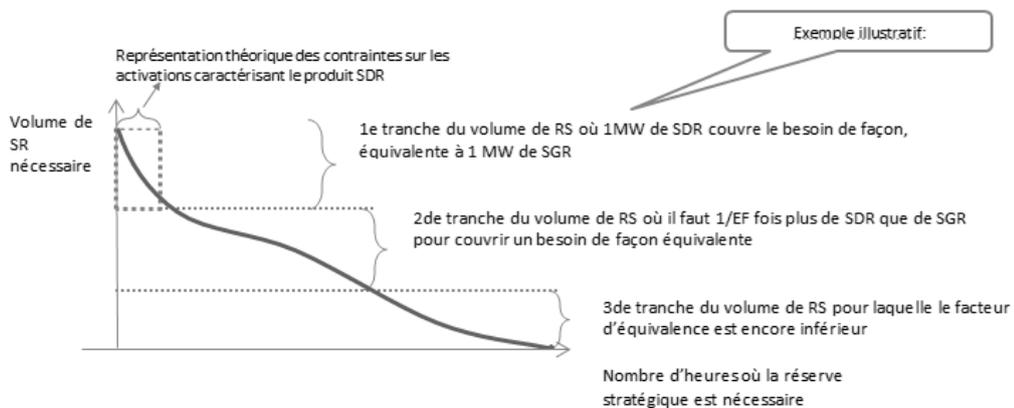


Figure 3

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 SDR⁷² 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 (*Figure 4*).

⁷²En 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.

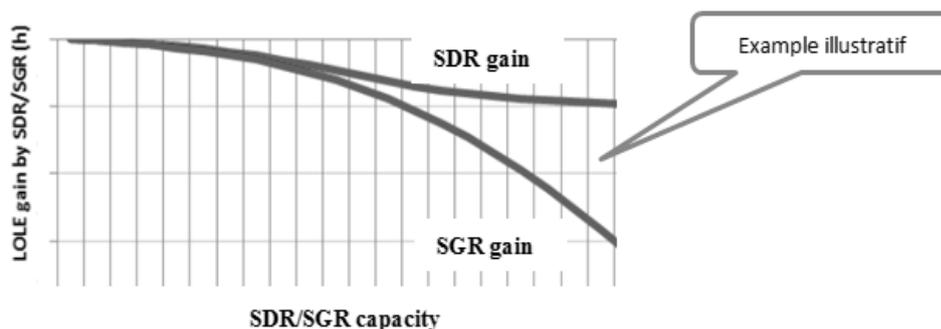


Figure 4

Le facteur d'équivalence a été calculé par pas de 200MW 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 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 SDR⁷³ sont triées par ordre croissant de leur rémunération totale unitaire (UTR)
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 2* de la §6.4.⁷⁴
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 une Rémunération Totale (TR) de 783 k€ pour un volume de 54 MW correspond à un volume cumulé de 328 MW ce qui correspond à la deuxième ligne du tableau d'E.F. (*Tableau 2* de la §6.4) et donc à un Facteur d'Equivalence de 0.94. Le volume équivalent de cette offre vaut donc $(0.94 \cdot 54)$ 50.76 MW. Le volume équivalent de cette offre ainsi que son prix (783 k€ au total pour un volume équivalent de 50.76 MW) seront utilisés dans l'optimisation décrite à la §6.4.

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 §6.4.

⁷³Si plusieurs offres SDR contiennent les mêmes points de livraison (et sont donc mutuellement exclusives), seule l'offre couvrant le plus grand volume sera prise pour déterminer l'Equivalence Factor qui sera alloué à l'ensemble de ces offres.

⁷⁴Pour les candidats fournisseurs SDR qui remettent plusieurs offres différentes et mutuellement exclusives car constituées de Points de Livraison communs une seule offre (elle avec le plus grand volume) est prise en compte pour déterminer le facteur d'équivalence qui sera attribué à toutes ces offres constituées de Points de Livraison communs.

Offre n°	TC TR [k€]	Volume offert [MW]	TCUUTR [€/MW/h]	Volume cumulé offert [MW]	Facteur d'équivalence	Volume équivalent [MW]
1	466	250	0.51	250	0.94	235.00
2	274	24	3.15	274	0.94	257.56
3	783	54	4.00	328	0.94	308.32
4	236	13	5.01	341	0.94	320.54
5	299	15	5.05	356	0.94	334.64
6	435	20	6.00	376	0.94	353.44
7	1248	53	6.50	429	0.89	381.81
8	381	15	7.01	444	0.89	395.16
9	1276	44	8.00	488	0.89	434.32
10	2218	72	8.50	560	0.89	498.40
11	997	32	8.60	592	0.89	526.88
12	2743	87	8.70	679	0.83	563.57
13	2073	65	8.80	744	0.83	617.52
14	783	24	9.00	768	0.83	637.44
15	934	28	9.20	796	0.83	660.68
16	1957	54	10.00	850	0.83	705.70
17	2306	63	10.10	913	0.83	757.79
18	850	23	10.20	936	0.83	776.88
19	1941	52	10.30	988	0.83	820.04
20	3015	80	10.40	1068	0.83	886.44

Annexe 2 : Calcul des prix administratifs de déséquilibre

Les prix de déséquilibre sont fixés à une valeur forfaitaire si les trois conditions de §7.7.2 sont remplies. Dans tous les autres cas où le SRV_{BCAj} est strictement positif, les tarifs de déséquilibre seront calculés d'une façon administrative. Les exemples ci-dessous illustrent la manière de calcul.

Principes pour le calcul administratif lors d'une activation d'un volume de Réserve Stratégique par « Technical trigger » sans « SSI » :

Dans l'exemple fictif repris dans le tableau ci-dessous, le NRV_j est publié pour un quart d'heure donné, et est calculé selon la formule décrite dans §7.6, $NRV_j = BOV_j + SRV_{BCAj} - BAV_j$. Selon cette formule, le volume net de réglage (NRV_j), pour un quart d'heure donné j , est calculé sur la base de la différence entre d'une part la somme du volume de la régulation à la hausse (BOV) et le volume de réserve stratégique activé SRV_{BCAj} , et d'autre part le volume de la régulation à la baisse (BAV). Ces informations sont publiées pour chaque quart d'heure sur le site internet d'ELIA (cfr. mise en œuvre de puissance de réglage > Grid Data > Balancing).

Quarter	SI [MW]	SRV _j [MW]	NRV _j [MW]	BOV [MW]	BAV [MW]
t>t+15'	580	400	480	80	0

Le volume de réserve stratégique activé SRV_{BCAj} ne contient pas le volume de réserve stratégique qui est livré aux NEMO sous un « Economic trigger » car ce volume n'a pas d'effet sur le déséquilibre du système ou le prix de déséquilibre⁷⁵.

Le volume de réserve stratégique activé (à l'exception du volume livré à l'opérateur de marché) est alors ajouté au NRV, et le prix administratif pour le déséquilibre du système est déterminé sur base de ce niveau de NRV. Cela se fait sur la base des publications « available regulation capacity » provenant des offres à la hausse et à la baisse reçues par ELIA, et publiés par incréments de 100 MW sur le site internet d'ELIA (cfr. Puissance de réglage disponible > Grid Data > Balancing). Dans l'exemple ci-dessous, le NRV_j étant situé entre 400 et 500 MW, le prix du réserve stratégique SR_j est fixé à 290 €/MWh.

		Marginal prices (€/MWh) for activation of							
Quarter	...	-200 MW	-100 MW	100 MW	200 MW	300 MW	400 MW	500 MW	...
t>t+15'	...	5	10	60	65	100	180	290	

Ce prix administratif de déséquilibre (POS_i et NEG_i) est publié sur le site (prix de déséquilibre > Grid Data > Balancing) dans les colonnes POS, NEG ainsi que le prix de réserve stratégique SR_j dans le format tel que illustré ci-dessous.

Quarter	MIP [€/MWh]	MDP [€/MWh]	SR [€/MWh]	POS [€/MWh]	NEG [€/MWh]
t>t+15'	55	10	290	290	290

⁷⁵ $SRV_{BCAj} = SRV_j - SRV_{SRMj}$ (ou $SRV_{BCAj} = SRV_j$ en l'absence d'un Economic trigger)

Sans activation de la réserve stratégique, le prix de déséquilibre est calculé sur la base du prix marginal pour le réglage à la hausse, MIP_j ou du prix marginal pour le réglage à la baisse, MDP_j , respectivement pour le réglage à la hausse ou à la baisse⁷⁶. Dans l'exemple illustré ici, la réserve stratégique soulage le volume de réglage activé à la hausse. En effet, le déséquilibre du système de -580 MW est compensé d'une part par l'activation de 400MW de réserve stratégique et d'autre par l'activation à la hausse de 80MW de moyens de balancing. Sans réserve stratégique, les 480MW de NRV auraient été constitués exclusivement de moyens de balancing. Le prix administratif est alors déterminé à 290 €/MWh.

Illustration avec un cas réel : test d'activation du 02.10.2016 :

Dans ce cas concret, il s'agit d'un test d'activation entre 9h00 et 14h00. Le tableau ci-dessous montre à nouveau le SRV_j activé avec le BOV_j , BAV_j et NRV_j pour la fenêtre de temps entre 12h00 et 14h00. Pendant cette période, le volume de réserve stratégique activé monte graduellement de 73.7 MW à 447.0 MW (SRV_j dans le tableau). L'activation de test résulte en une diminution du BOV nécessaire, et pour des volumes plus élevés aussi en une augmentation du BAV nécessaire, pour compenser l'impact de l'injection de la réserve stratégique.

Quarter	SI [MW]	SRV _j [MW]	NRV [MW]	BOV [MW]	BAV [MW]
12:00 > 12:15	-231.02	73.7	158.87	87.82	2.66
12:15 > 12:30	-7.49	131.7	69.41	34.46	96.75
12:30 > 12:45	-76.42	186.2	88.41	0.02	97.81
12:45 > 13:00	-122.17	204.7	127.36	0.01	77.35
13:00 > 13:15	-162.68	211.9	219.94	27.83	19.78
13:15 > 13:30	-101.57	245.7	118.56		127.14
13:30 > 13:45	-90.48	298.6	158.88		139.72
13:45 > 14:00	68.68	447.0	262.91		184.09

Ce profil permet de déterminer le prix administrative en cas de déséquilibre sur la base du prix marginal pour l'activation d'un volume de réserve à la hausse (positif) et à la baisse (négatif) par tranche de 100 MW dans le tableau ci-dessous.

Quarter	Marginal prices (€/MWh) for activation of:							
	...	-300 MW	-200 MW	-100 MW	100 MW	200 MW	300 MW	...
12:00 > 12:15		8.72	8.72	8.72	46.08	52.21	52.21	
12:15 > 12:30		14.65	14.65	14.65	42.28	52.21	52.21	
12:30 > 12:45		14.65	14.65	14.65	42.28	52.21	52.21	
12:45 > 13:00		14.65	14.65	14.65	42.28	42.28	52.21	
13:00 > 13:15		12.83	12.83	12.83	42.21	52.21	52.21	
13:15 > 13:30		14.65	14.65	14.65	40.75	52.21	52.21	
13:30 > 13:45		14.65	14.65	14.65	40.75	40.75	52.21	
13:45 > 14:00		12.39	14.65	14.65	40.75	40.75	40.75	

- Dans cet exemple, il se situe entre 12h00 et 12h15 un déficit relativement important dans le système, $SI < -200$ MW, par rapport au volume de la réserve

⁷⁶ Mécanisme de balancing:

<http://www.elia.be/fr/produits-et-services/equilibre/tarifs-de-desequilibre>;

Règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement :

<http://www.elia.be/fr/produits-et-services/equilibre/mecanisme-d-ajustement>.

stratégique activée. Cela réduit par conséquent le volume BOV devant être activé. Le NRV est comprise entre 100 MW et 200 MW et détermine le prix administratif de déséquilibre à 52.21 €/MWh.

- Entre 12h15 et 12h45, le déficit du système est inférieur, en valeur absolue, au volume de la réserve stratégique activée. Autrement dit, on injecte pour les besoins d'un test plus d'énergie dans le système que nécessaire. Les réserves à la baisse seront activées pour compenser et maintenir l'équilibre du système. Cela augmente en conséquence le volume BAV devant être activé. Etant donné que malgré cette compensation avec des moyens de réglage à la baisse, le NRV reste positif, et le prix administrative de déséquilibre est fixé à 42.28 €/MWh.
- Entre 13h00 et 13h15, il y a de nouveau un déficit substantiel dans le système. La réserve stratégique réduit donc le BOV et le NRV est calculée à 52.21 €/MWh. Par contraste, il existe entre 13h15 et 14h00 un déficit du système faible et il n'y a alors pas BOV (et pas de prix). Le NRV, avec l'activation des réserves stratégiques reste positive et le prix administrative de déséquilibre est fixé à 52.21 €/MWh (13h15-13h30) et 40.75 €/MWh (13h30 - 14h00).

Quarter	MIP [€/MWh]	MDP [€/MWh]	SR [€/MWh]	POS [€/MWh]	NEG [€/MWh]
12:00 > 12:15	46.08	8.72	52.21	52.21	52.21
12:15 > 12:30	42.28	14.65	42.28	42.28	42.28
12:30 > 12:45	42.28	14.65	42.28	42.28	42.28
12:45 > 13:00	42.28	14.65	42.28	42.28	42.28
13:00 > 13:15	42.21	12.83	52.21	52.21	52.21
13:15 > 13:30	0.00	14.65	52.21	52.21	52.21
13:30 > 13:45	0.00	14.65	40.75	40.75	40.75
13:45 > 14:00	0.00	14.65	40.75	40.75	40.75

Annexe 3 : Les références à des prix du carburant et de CO2

Coal Pulverized (CP)

Les parties se réfèrent à la publication quotidienne de Platts "Platts European Power Daily" avec la référence suivante : Coal CIF ARA - Month Ahead (section Platts Generating Fuel Cost Comparisons). Le "Platts European Power Daily" est publié tous les jours en semaine. Si les offres sont effectuées en semaine, les parties prennent la publication de ce jour. Si aucune publication n'est publiée ce jour, les parties prennent la dernière disposition publiée avant la date de l'exécution des offres.

Le prix est indiqué en €/MWh_{elec}, en utilisant une norme de rendement de 34%. Le prix doit être augmenté avec 0.25 €/GJ pour tenir compte des coûts de transport. En outre, les droits d'accise de 8.6 €/tonne doivent être ajoutés. La valeur calorifique inférieure est 25.121 GJ/tonne.

Le producteur doit, sur les procédures Ready-to-run et Nomination et à titre indicatif, envoyer des prix Incremental et Decremental qui sont calculées sur la base d'une estimation de cet indice qui est basée sur le marché.

Natural Gas (NG)

- W-1

Les parties se réfèrent à la publication quotidienne dans Heren ESGM ("European Spot Gas Markets"). Mardi de la semaine W-1, la publication Hub de Zeebrugge (offre) est prise avec la référence suivante : WDNW (weekdays next week), comme strike price et à augmenter avec une prime de 0.4 pence/therm. La somme de ces composants doit être utilisée comme prix de carburant dans le cadre de la procédure Ready-to-run. Le prix doit être augmenté de 0.17 €/GJ pour tenir compte des coûts de transport.

L'indice publié est exprimée en pence/therm. La conversion de therm vers GJ(i) est fait comme suit : GJs/therm = 0.105556 et GJ(i)/GJs = 0.9035. La conversion de £ à € suit le cours du mardi de la semaine W-1 comme publié sur le site Web de la Bank of England.

- D-1

Les parties se réfèrent à la publication quotidienne du Heren Zeebrugge Day-Ahead index. L'indice publié est exprimée en pence/therm. La conversion de therm vers GJ(i) est comme suivant GJs/therm = 0.1055056 et GJ(i)/GJs = 0.9035. La conversion de £ à € suit le cours du mardi de la semaine W-1 comme publié sur le site web de la Bank of England.

Pour les jours ouvrés, l'indice Day-Ahead est publié le jour D-1 pour le jour D (Zeebrugge Day-Ahead index). Pour chaque jour défini comme jour de "week-end" par Heren Energy, le prix sera publié dans ESGM weekend index, le jour précédent le "weekend". Les jours de week-end sont les samedis et dimanches, éventuellement étendu aux jours de congé adjacents à un weekend (par exemple les jours fériés et le Vendredi saint). Si le jour de Noël et jour suivant (25 et 26 Décembre) ainsi que le Jour de l'An (le 1er Janvier) tombent au milieu de la semaine, ces jours sont également considérés comme jour de weekend. Cet indice, augmenté de 0.17 €/GJ pour tenir compte des coûts de transport, est considéré comme la référence pour la facturation des soumissions demandées par ELIA.

Le producteur doit, sur les procédures Ready-to-run et à titre indicatif, envoyer des prix Incremental et Decremental qui sont calculées sur la base d'une estimation de cet indice qui est basée sur le marché.

Fuel A (FA)



Les parties se réfèrent à la publication quotidienne de Platts "Platts European Power Daily" avec la référence suivante : Fuel Oil (NW Europe 1%) – Next Month (section Platts Generating Fuel Cost Comparisons).

Le "Platts European Power Daily" est publié tous les jours en semaine. Si les offres sont effectuées pour un jour en semaine, les parties prennent la publication de ce jour. Si aucune publication n'est publiée ce jour, les parties prennent la dernière disposition publiée avant la date de l'exécution des offres.

Le prix est indiqué en EUR/MWhelec, en utilisant une norme de rendement de 32%. Le prix est augmenté de 5 €/tonne pour prendre en compte les frais de transport. Les droits d'accise de 15 €/tonne et la valeur trimestrielle de l'impôt APETRA sera également ajoutés. La valeur calorifique inférieure est 40.06 GJ/tonne.

Le producteur doit, sur les procédures Ready-to-run et Nomination et à titre indicatif, envoyer des prix Incremental et Decremental qui sont calculés sur la base d'une estimation de cet indice qui est basé sur le marché.

Gas Oil (GO)

Les parties se réfèrent à la publication quotidienne de Platts "Platts European Power Daily" avec la référence suivante : GasOil (NW 0.1% cargoes) - Spot (section Platts Generating Fuel Cost Comparisons).

Le "Platts European Power Daily" est publié tous les jours en semaine. Si les offres sont effectuées un jour en semaine, les parties prennent la publication de ce jour. Si aucune publication n'est publiée ce jour, les parties prennent la dernière disposition publiée avant la date de l'exécution des offres.

Le prix est indiqué en EUR/MWhelec en utilisant un rendement standard de 32%. Le prix doit être augmenté avec €5 / 1000 l afin de tenir compte des coûts de transport. Le droit d'accise de €18.59 / 1000 l et la valeur trimestrielle de l'impôt APETRA impôt sont également ajoutés. La valeur calorifique inférieure est 42 GJ/tonne.

Le producteur doit, pour les procédures Ready-to-run et Nomination et à titre indicatif, envoyer des prix Incremental et Decremental qui sont calculés sur la base d'une estimation de cet indice qui est basé sur le marché.

CO2

Les parties se réfèrent à la publication quotidienne du ECarbix sur European Energy Exchange. Le prix exprimé en €/EUA (équivalent à €/tonne CO2) et en suivant les facteurs de conversion applicables :

- Coal : 93 kg CO2/GJth
- Fuel A : 69 kg CO2/GJth
- Natural Gas : 51 kg CO2 GJth
- Gas Oil : 72 kg CO2/GJth
- W-1

Tous les mardis à 12h le settlement price suivant est utilisé comme prix de référence pour les procédures Ready-to-run : EEX EU Carbon Futures (Derivatives) Second Period European Carbon Futures'.

- D-1

Chaque jour D-1 à 12h le spot price suivant comme une référence pour le jour D dans la procédure Nomination "EEX EU Ecarbix ».