

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

DECISION (BRUGEL-DECISION-20250620-331)

relative aux modalités et conditions pour le responsable de
la programmation (T&C SA)

Etablie sur base des articles 4 et 171 du règlement
technique de transport régional d'électricité en région de
Bruxelles-Capitale

20/06/2025

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Respect de la procédure d'approbation	4
3	Motifs et justifications	4
4	Dispositions principales de T&C SA.....	5
5	Impact sur les clients raccordés au réseau de transport régional à Bruxelles et sur les acteurs du marché.....	6
6	Recours	7
7	Décision.....	7
8	Annexe: Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation d'ELIA (T&C SA)....	8

I Base légale

Les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (T&C SA) s'inscrivent dans un cadre juridique à la fois européen et régional. Sur le plan européen, le règlement (UE) 2017/1485, dit SOGL (System Operation Guidelines), fournit les bases légales de la programmation coordonnée des ressources du système électrique. En particulier, les articles 46, 49 et 52 du SOGL exigent l'échange de données de programmation entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs importants du réseau (production, stockage, consommation). Ces exigences européennes visent à renforcer la transparence et la coordination opérationnelle dans l'ensemble du système électrique, condition indispensable à la sécurité d'approvisionnement. En outre, le cadre européen comprend le règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, qui promeut la coordination et la non-discrimination dans l'accès aux réseaux et services, ainsi que la Directive 2019/944 encourageant la participation des nouveaux acteurs (agrégateurs, réponse à la demande, etc.) au système électrique.

Au niveau régional bruxellois, le Règlement Technique de Transport Régional d'électricité (RTTR) du 10 juillet 2023 constitue la base réglementaire pour l'approbation formelle des contrats types tels que le T&C SA. L'article 171 du RTTR dispose en effet que « *le gestionnaire du réseau de transport régional détermine de manière transparente et non discriminatoire, dans le contrat de responsable de la programmation, les modalités et conditions applicables aux responsables de la programmation. Ce contrat type est approuvé par BRUGEL en application de l'Article 4 §2* ». Cette disposition confère à BRUGEL la compétence d'approuver le contrat type T&C SA. L'article 4 §2 du RTTR précise par ailleurs la procédure d'approbation des contrats types par le régulateur : toute proposition (ou modification) de contrat type élaborée par le GRT doit être soumise à BRUGEL pour approbation, laquelle est réputée tacitement accordée si BRUGEL ne réagit pas dans un délai de deux mois.

En résumé, le socle légal combiné – articles 46, 49 et 52 du SOGL, le règlement 2019/943, ainsi que les articles 4 et 171 du RTTR – justifie l'existence du T&C SA et sa soumission à l'approbation de BRUGEL.

La présente décision est établie sur la base de ces dispositions légales.

2 Respect de la procédure d'approbation

Le processus d'élaboration et d'approbation du T&C SA a respecté les prescriptions du RTTR et les bonnes pratiques de consultation des parties prenantes, garantissant ainsi la légalité de la procédure d'adoption de la proposition soumise à la décision d'approbation. Conformément à l'article 4 §2 du RTTR, ELIA a soumis à BRUGEL une proposition de contrat type T&C SA pour approbation formelle.

Avant cette soumission, le document a fait l'objet d'une consultation publique organisée par ELIA du 6 mars au 7 avril 2025. Cette consultation visait à recueillir les commentaires du marché sur trois modifications spécifiques apportées aux T&C SA à la lumière du retour d'expérience de la Phase I du projet iCAROS (voir ci-après). À l'issue de cette période de consultation, ELIA a analysé les contributions reçues et publié un rapport de consultation le 18 avril 2025, détaillant les remarques des parties prenantes et les réponses apportées. Certaines adaptations ont été intégrées dans la version finale du T&C SA à la suite de ces retours.

La présente décision de BRUGEL porte donc sur la version des T&C SA transmise par ELIA le 22 avril 2025, accompagnée du rapport de consultation du 18 avril 2025. Brugel constate ainsi que toutes les étapes de la procédure d'approbation – consultation publique transparente, prise en compte des retours et soumission officielle dans les délais – ont été suivies conformément au cadre légal.

3 Motifs et justifications

Les motifs ayant conduit à l'élaboration et à la soumission du T&C SA s'inscrivent dans la dynamique du projet global iCAROS (*integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security*) et découlent également du retour d'expérience de la Phase I de ce projet. Dans ce cadre, de nouveaux rôles et processus ont été introduits, notamment celui de Responsable de la Programmation (SA) pour la gestion des programmes d'injection/retrait, conformément aux exigences des codes de réseau européens.

Plus précisément, trois modifications majeures ont été apportées dans la version 2025 des T&C SA à la suite du retour d'expérience :

1. **Prise en compte des limites techniques minimales (DP_Pmin_inj/off) :** Le mécanisme de “retour au programme journalier” (retour à la valeur cible du programme après une déviation) a été affiné pour intégrer les contraintes de puissance minimale des unités.
2. **Intégration de l'impact de la réserve primaire (FCR) :** Les T&C SA ajustés tiennent désormais explicitement compte des activations de FCR (Frequency Containment Reserve) dans l'évaluation des écarts par rapport au programme.
3. **Nouvelles modalités pour les liens conditionnels d'offres de redispatching (RD) :** Afin d'offrir plus de flexibilité dans la soumission des offres de redispatching, le T&C SA révisé introduit la possibilité de lier conditionnellement certaines offres entre elles. Plus spécifiquement, les unités pourront lier des offres relatives à leurs phases de démarrage ou d'arrêt en redispatching, de sorte qu'elles ne soient activées que conjointement.

De manière plus générale, les modifications apportées aux T&C SA est d'assurer la conformité avec les exigences européennes (SOGL) en matière de coordination de la programmation opérationnelle des ressources du système. Sans un cadre structuré de planification des injections et soutirages, ELIA ne pourrait pas effectuer correctement ses études de sécurité (analyses N-1, prévisions de congestion, etc.).

4 Dispositions principales de T&C SA

Le contrat type T&C SA, dans sa version soumise à approbation, établit un cadre détaillé régissant le rôle de Responsable de la Programmation et les règles de communication des programmes d'injection et de prélèvement des unités concernées. Les dispositions essentielles peuvent être résumées comme suit :

- **Champ d'application et participants obligés** : Le T&C SA s'applique aux unités de production (et de stockage) de grande taille raccordées au réseau d'ELIA en Région de Bruxelles-Capitale, y compris via un réseau de distribution fermé le cas échéant. Plus précisément, toute installation d'une puissance électrique maximale ≥ 25 MW raccordée au réseau de transport régional (< 70 kV) est assujettie à l'obligation de désigner un SA et de respecter les règles de programmation opérationnelle d'ELIA.
- **Obligations de programmation et transmission des programmes** : Au cœur du rôle de SA se trouve l'obligation d'établir et de transmettre à ELIA un programme journalier pour chaque installation couverte. Ce programme indique, pour chaque quart d'heure de la journée suivante, la puissance prévue injectée (ou prélevée) par l'unité, en tenant compte de ses contraintes techniques et engagements (par exemple, engagements contractuels ou participation à des réserves). Le SA doit soumettre ces programmes via les outils informatiques dédiés (portail d'échange de données) selon un calendrier précis. Le T&C SA détaille les horizons temporels de planification (jour J-1, heures intrajournalières...) et la granularité des données à échanger, conformément aux exigences du SOGL et du RTTR.
- **Modalités de désignation du SA** : Le contrat type précise comment un utilisateur de réseau (détenteur d'une installation) désigne son Responsable de la Programmation. En règle générale, le BRP (Balance Responsible Party) associé au point d'accès est désigné d'office comme SA, conformément à la pratique actuelle. Le T&C SA entérine ce principe en stipulant que, sauf disposition contraire, le BRP du point assure le rôle de SA par défaut. Le T&C SA traite également des situations de changement : en cas de changement de BRP d'une installation, il y aura nécessité de re-signer ou adapter le contrat SA afin de garantir qu'à tout moment chaque unité dispose bien d'un SA attitré – évitant qu'une unité se retrouve sans responsable de programmation. Ainsi, les modalités de désignation et de changement de SA assurent la continuité de la couverture du rôle et la cohérence contractuelle en cas de modification d'acteurs.
- **Contrôle du respect du programme et retour au programme** : Afin de maintenir l'équilibre du système, ELIA dispose dans le T&C SA d'un mécanisme de contrôle des écarts et de retour au programme. Si une unité s'écarte de son programme au-delà d'un certain seuil de tolérance, ELIA peut émettre un ordre de "return to schedule" enjoignant le SA de ramener l'unité à son programme prévu. Ce mécanisme évite qu'une déviation non coordonnée d'une unité mette en péril l'équilibre global. Si ELIA envoie un tel ordre parce qu'une unité a dérivé de son programme par sa propre faute, aucune compensation n'est due au SA : il s'agit simplement du respect normal

de ses engagements contractuels. En revanche, des pénalités peuvent s'appliquer en cas de non-respect des ordres de retour au programme, conformément aux clauses du contrat (celles-ci visent à encourager la rigueur des SA dans la tenue de leurs programmes).

- **Adaptation du programme à la demande du gestionnaire du réseau de transport régional (GRTR) et rémunération :** À l'inverse de la situation précédente, le T&C SA prévoit qu'ELIA peut demander proactivement à un SA de modifier le programme d'une unité pour les besoins du réseau – c'est le cas typique d'une activation de flexibilité ou de redispatching en vue de résoudre une contrainte de réseau. Dans un tel scénario, l'unité est amenée à s'écarter volontairement de son programme à la demande d'ELIA (par ex. réduire sa production par rapport à ce qui était prévu, pour soulager une surcharge). Le contrat T&C SA consigne alors le droit à une rémunération du SA (ou de son client) pour le service rendu. En effet, l'article 171 §2 du RTTR impose que le contrat SA contienne « *le mécanisme relatif aux adaptations du programme à la demande du GRTR [...] ainsi que les circonstances dans lesquelles ces adaptations mènent à une rémunération. Ces rémunérations éventuelles doivent couvrir des coûts démontrables et raisonnables directement générés par la modification dudit programme* ».
- **Autres dispositions générales :** Le T&C SA comprend en outre des clauses générales concernant l'entrée en vigueur et la durée du contrat. Le contrat renvoie à une série d'annexes techniques faisant partie intégrante des modalités approuvées. Celles-ci détaillent les aspects pratiques tels que la liste des installations concernées par la programmation, la procédure d'acceptation d'un SA, les exigences de mesure, les processus de contrôle d'activation et de retour au programme, etc.

5. Impact sur les clients raccordés au réseau de transport régional à Bruxelles

L'implémentation des T&C SA en Région de Bruxelles-Capitale entraîne des impacts pratiques pour les acteurs du système électrique bruxellois concernés par la programmation, en particulier les clients directement raccordés au réseau de transport régional.

- **Clients raccordés au réseau de transport régional (producteurs/consommateurs ≥ 25 MW) :** Pour les (rares) producteurs de grande puissance situés à Bruxelles, le T&C SA officialise l'obligation de s'intégrer dans le dispositif de pilotage d'ELIA. Ces clients devront désigner un SA (souvent leur BRP actuel) et soumettre des programmes journaliers à ELIA pour leur installation. Cela requiert possiblement d'investir dans des systèmes de télécommunication si ce n'est pas déjà en place, afin d'échanger les données avec le dispatching d'ELIA. Ne pas se conformer à cette obligation exposerait le client à des sanctions réglementaires. En retour, ce cadre offre aux producteurs une meilleure visibilité : en étant intégrés dans la planification globale d'ELIA, ils réduisent le risque de voir leurs plans de production perturbés inopinément par le GRTR, et ils peuvent prétendre à des compensations si ELIA leur impose des adaptations exceptionnelles pour le bien du réseau.
- **Clients de taille intermédiaire (1 MW–25 MW) :** Pour les installations moyennes la participation volontaire au T&C SA constitue une opportunité de s'engager dans la gestion active de leur production/consommation. S'ils choisissent de devenir volontaires (le plus souvent via un agrégateur qui leur servira de SA), ils pourront alors offrir de la flexibilité à ELIA (p.ex. réduire leur consommation ou augmenter leur production sur demande du GRTR) et recevoir en échange des rémunérations de redispatching. Cela crée un revenu potentiel complémentaire et les implique davantage dans le marché électrique. Néanmoins, cette

participation s'accompagne de contraintes : ils devront respecter rigoureusement les consignes d'ELIA (y compris éventuellement subir des retours au programme imposés sans compensation), et fournir l'effort administratif de planifier/communiquer leurs programmes.

5 Recours

La présente décision peut faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL dans les deux mois suivant sa notification, conformément à l'article 30decies de l'ordonnance électricité. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. Elle peut également faire l'objet d'un recours devant la Cour des marchés de Bruxelles conformément à l'article 30undecies de l'ordonnance électricité dans les trente jours à partir de la notification de celle-ci. En cas de plainte en réexamen conformément à l'article 30decies, ce délai de trente jours est suspendu jusqu'à la notification de la décision sur plainte de BRUGEL, ou en l'absence de décision de BRUGEL, jusqu'à l'expiration du délai visé à l'article 30decies, § 2.

6 Décision

Vu la proposition de contrat type Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation introduite par ELIA (ci-après, « T&C SA ») ;

Considérant (1) les finalités et motifs de la proposition d'ELIA :

- moderniser le processus de programmation des ressources dans le cadre du projet iCAROS et améliorer l'efficacité de la coordination des unités de production, de stockage et de consommation ;
- garantir la sécurité opérationnelle du réseau au moyen d'une intégration proactive des programmes d'injection et de prélèvement dans l'analyse de sécurité du système ;
- assurer la conformité avec les exigences européennes en matière d'échange de données de programme (SOGL) applicables aux utilisateurs du réseau ;

Considérant (2) le cadre juridique applicable :

- articles 46, 49 et 52 du règlement (UE) 2017/1485 (SOGL) relatifs à l'échange des données de programmation et à la coordination des opérations entre GRT, utilisateurs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution ;
- règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité promouvant la transparence, la coordination et la non-discrimination dans la gestion du système électrique ;
- articles 4 et 171 du Règlement Technique de Transport Régional (RTTR) conférant compétence à BRUGEL pour approuver le contrat type SA et en fixant les modalités d'approbation ;

Considérant (3) que la procédure d'approbation a respecté les prescriptions légales : consultation publique du 6 mars au 7 avril 2025, prise en compte des remarques des parties prenantes (rapport publié le 18 avril 2025), soumission formelle du T&C SA à BRUGEL selon les dispositions de l'article 4 §2 du RTTR ;

Considérant (4) l'impact sur les utilisateurs du réseau de transport régional (< 70 kV) à Bruxelles :

- obligation de participation au processus de programmation pour les installations ≥ 25 MW (désignation d'un SA, soumission de programmes) et faculté de participation volontaire pour celles de 1 à 25 MW ;
- intégration accrue de ces unités dans la gestion du réseau, permettant une meilleure prévisibilité des flux et ouvrant droit à compensation en cas d'ajustements de programme imposés par ELIA pour des raisons de sécurité ;

Considérant (5) que les T&C SA ainsi soumis améliorent la transparence, l'efficacité et la non-discrimination du processus de programmation des ressources, tout en préservant la sécurité du système électrique bruxellois et en intégrant les évolutions du marché.

BRUGEL décide d'approuver les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (T&C SA) établies par ELIA laquelle entre en vigueur conformément aux dispositions prévues.

* *

*

7 Annexe: Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation d'ELIA (T&C SA)

Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (T&C SA)

en application des articles 46, 49 et 52 du règlement (UE) n° 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité et de l'article 128 du Code de Bonne Conduite, approuvé par la CREG par la décision (B) 2409 du 20 octobre 2022

XX/XX/XXXX

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	1
<i>Considérant ce qui suit :</i>	<i>2</i>
<i>Article 1 Objet et champ d'application.....</i>	<i>6</i>
<i>Article 2 Date de la mise en œuvre.....</i>	<i>6</i>
<i>Article 3 Impact attendu sur les objectifs du présent Règlement.....</i>	<i>7</i>
<i>Article 4 Langue</i>	<i>8</i>
<i>Article 5 Dispositions générales.....</i>	<i>8</i>
ANNEXE : CONTRAT POUR LE RESPONSABLE DE LA PROGRAMMATION	9

ELIA, LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT BELGE, TENANT COMPTE DES ÉLÉMENTS SUIVANTS,

Considérant ce qui suit :

- (1) Le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommée « SOGL »), entré en vigueur le 14 septembre 2017.
- (2) Le Code de Bonne Conduite approuvé par la CREG par la décision (B) 2409 du 20 octobre 2022, et tel que modifié de temps à autre, établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions ;
- (3) Elia Transmission Belgium S.A. (ci-après dénommée « Elia ») est responsable de l'exploitation du réseau de transport belge, pour lequel elle détient un droit de propriété ou au moins un droit d'utilisation. ELIA a été désignée gestionnaire de réseau de transport (GRT), conformément à la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et veille à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité du réseau de transport belge (ci-après dénommée la « loi Électricité »).
- (4) Les présentes Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (ci-après appelées « T&C SA ») sont une proposition élaborée par Elia conformément aux articles 46, 49 et 52 de la SOGL et aux articles 128 à 135 et 243 du Code de Bonne Conduite.
- (5) Les présentes T&C SA prennent en compte les principes généraux, les objectifs et les autres méthodologies établis dans la SOGL en :
 - (a) appliquant le principe de proportionnalité et de non-discrimination conformément à l'article 4(2)(a), de la SOGL ;
 - (b) veillant à la transparence conformément à l'article 4(2)(b) de la SOGL ;
 - (c) appliquant le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées, conformément à l'article 4(2)(c) de la SOGL ;
 - (d) veillant à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau, conformément à l'article 4(2)(d) de la SOGL ;
 - (e) respectant la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale conformément à l'article 4(2)(e) de la SOGL ;
 - (f) consultant les GRD compétents et tenant compte des incidences potentielles sur leur réseau conformément à l'article 4(2)(f) de la SOGL ; et
 - (g) prenant en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues conformément à l'article 4(2)(g) de la SOGL.
- (6) Les présentes T&C SA tiennent compte des principes généraux et des objectifs de la proposition de tous les GRT concernant les exigences des rôles et des responsabilités organisationnels essentiels liés à l'échange de données (ci-après dénommées « KORRR ») conformément à l'article 40(6) de la SOGL. Les KORRR traitent en particulier des rôles, exigences et responsabilités clés des GRT, des

gestionnaires de réseau de distribution (ci-après dénommés « GRD »), des gestionnaires de réseau fermé de distribution (ci-après dénommés « CDSO ») et des utilisateurs significatifs du réseau (ci-après dénommés « USR » ou « SGU ») en ce qui concerne l'échange d'informations nécessaire pour garantir cette observabilité.

- (7) Elia a agi conformément à l'article 40(5) de la SOGL, et aux articles 3(3) et 16 des KORRR et a défini, en coordination avec les GRD et les SGU, l'applicabilité et la portée des échanges d'informations des présentes T&C SA.
- (8) Conformément à l'article 131 2° du Code de Bonne Conduite, la désignation d'un Responsable de la Programmation (ci-après dénommé « SA ») dans ces T&C SA suivra les principes décrits au Considérant (9) et dans le contrat SA.
- (9) Conformément aux articles 104 et 243 du Code de Bonne Conduite, les rôles et responsabilités du SA pour ces T&C SA sont assumés par le responsable d'équilibre (Balance Responsible Party ou BRP) désigné comme
 - le BRP responsable du suivi du Point d'Accès conformément à l'annexe 3 du Contrat d'Accès; ou
 - le cas échéant, le BRP responsable de l'« Injection de la production locale » conformément à l'annexe 3bis B du Contrat d'Accès ou le BRP responsable du Point de Livraison situé en aval du Point d'Accès conformément à toute annexe remplaçant l'annexe 3bis B du Contrat d'Accès; ou
 - le cas échéant, le BRP responsable de l'« énergie injectée (nette) » conformément à l'annexe 3ter point 2 du Contrat d'Accès; ou
 - le cas échéant, le BRP responsable du suivi du Point d'Accès conformément aux annexes 3 et 5 du Contrat d'Accès ; ou
 - le cas échéant, le BRP responsable du suivi du Point d'Accès CDS relatif à une Technical Facility conformément aux annexes 6 et 6ter du Contrat d'Accès.
- (10) Conformément aux articles 3(1) et 3(9) des KORRR, le propriétaire de la Technical Facility reste responsable de la qualité de l'échange d'informations et du respect des présentes T&C SA même s'il a délégué la tâche de SA à un tiers. Tant que le Considérant (9) du présent T&C SA est en vigueur, cette disposition n'est pas applicable.
- (11) Conformément aux articles 128 et 243 du Code de Bonne Conduite, les présentes T&C SA s'appliquent à toutes les Technical Facilities raccordées directement au réseau de transport ou par l'intermédiaire d'un CDSO dans le respect des règles par défaut définies au Considérant (19) ou de l'exemption prévue aux Considérants (20) et (21).
- (12) Les échanges d'informations dans le cadre des présentes T&C SA seront écrits conformément aux articles 128 à 134 du Code de Bonne Conduite, aux articles 3.2(73), 3.2(78), 46, 49, 52, 110, 111 et 112 de la SOGL et à l'article 16 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommée « CACM »).

- (13) Conformément à l'article 131 3° du Code de Bonne Conduite et aux articles 3.2(73), 3.2(78), 110 et 111 de la SOGL, le Contrat SA définit le type d'échange d'informations qui doit être fourni concernant la programmation et l'offre de puissance active à la hausse ou à la baisse.
- (14) Conformément à l'article 131 4° du Code de Bonne Conduite et aux articles 110 et 111 de la SOGL, le Contrat SA définit les procédures et le calendrier de l'échange d'informations concernant la programmation et l'offre de puissance active à la hausse et à la baisse.
- (15) Conformément aux articles 131 5° et 133 du Code de Bonne Conduite, le Contrat SA prévoit les modalités de modification des programmes et l'offre de puissance active à la hausse ou à la baisse.
- (16) Conformément aux articles 22 et 23(3 et 4) de la SOGL, Elia peut demander que des modifications soient apportées aux programmes à titre d'actions correctives.
- (17) Conformément aux articles 3.2(77) et 102 de la SOGL et à l'article 127 du Code de Bonne Conduite, l'OPA informera ELIA des Forced Outages. Conformément à l'article 112 des SOGL et à l'article 135 du Code de Bonne Conduite, les informations fournies par le SA doivent être cohérentes avec celles fournies par l'OPA au niveau du Point de Livraison. En cas d'inconsistance entre les informations fournies par l'OPA et le SA pour le même Point de Livraison, le Contrat SA décrit l'impact pour le SA.
- (18) Conformément à l'article 134 du Code de Bonne Conduite, le SA d'un Parc Non Synchrone de Générateurs en Mer doit modifier son Programme Journalier et son offre de puissance active à la hausse ou à la baisse en raison de tempêtes en mer à venir ou en cours. Les modalités sont décrites dans le Contrat SA. Le SA d'un Parc Non Synchrone de Générateurs en Mer doit coordonner ces modifications requises dans le cadre d'une tempête en mer prévue ou en cours avec Elia. Dans le cadre d'une tempête prévue ou en cours, le SA d'un Parc Non Synchrone de Générateurs en Mer ne redémarrera pas sa Technical Facility sans l'approbation préalable d'Elia et sans se coordonner avec elle.
- (19) Pour ces T&C SA pour les Unités de Production d'Electricité Synchrones (Synchronous Power Generating Modules or sPGMs) et les Parcs Non Synchrones de Générateurs par source d'énergie primaire (Power Park Module ou PPM) d'une puissance installée inférieure à 25 MW raccordés au réseau de transport directement ou via un CDSO, les échanges d'informations spécifiés aux articles 46(1) (a-b), 110 et 111 de la SOGL, à l'article 16 de la CACM et aux articles 128 à 134 du Code de Bonne Conduite doivent être basés sur les informations par défaut et aucun Contrat SA ne doit donc être signé pour ces Technical Facilities, en tenant compte des dispositions transitoires conformément à l'article 243 du Code de Bonne Conduite. Les règles suivantes s'appliquent par défaut :
- (a) Conformément à l'article 131 3° du Code de Bonne Conduite et aux articles 3.2(78) et 111 de la SOGL, le programme d'injection du Point de Livraison sera par défaut la puissance active égale à la puissance active maximale indiquée dans le Contrat de Raccordement corrigé d'un profil si Elia le juge pertinent.
 - (b) Conformément aux articles 131 6° et 130 du Code de Bonne Conduite, aucune puissance active à la hausse ou à la baisse n'est supposée disponible par défaut.
 - (c) Si un SA d'un sPGM et/ou PPM d'une puissance installée inférieure à 25 MW raccordée au réseau de transport par l'intermédiaire d'un CDSO s'écarte de la règle par défaut, le SA concerné demandera au préalable l'autorisation du CDSO via lequel il est connecté. Le SA informera Elia sans délai de la décision du CDSO.

Les SA de ces sPGMs et/ou PPMs d'une puissance installée inférieure à 25 MW raccordés directement au réseau de transport ou par l'intermédiaire d'un CDSO peuvent, sur une base volontaire, décider de déroger à ces règles par défaut après notification à Elia et procéder à l'échange d'informations conformément aux spécifications établies dans le Contrat SA. Si le SA décide volontairement de déroger aux règles par défaut, il doit signer un Contrat SA pour les Technical Facilities pour lesquelles il déroge aux règles par défaut

- (20) Conformément aux articles 52(1) et 53(1) de la SOGL et à l'article 130(§2) du Code de Bonne Conduite, les Installations de Consommation raccordées directement au réseau de transport ou par l'intermédiaire d'un CDSO sont exemptées, nonobstant le droit du GRT de demander plus de renseignements comme le prévoit l'article 128 (§2) du Code de Bonne Conduite.
- (21) L'échange d'informations visé conformément à l'article 49(a) de la SOGL ne s'applique pas aux présentes T&C SA pour les sPGMs et PPMs raccordés au réseau de distribution. Toutefois, sur une base volontaire, le SA de ces sPGMs ou PPMs raccordés au réseau de distribution pourrait déroger à l'exemption accordée à ces Technical Facilities et procéder aux échanges d'informations après notification à Elia et conformément aux spécifications établies dans le Contrat SA. Si le SA décide volontairement de déroger à l'exemption accordée à ces Technical Facilities, il doit signer un Contrat SA pour ces Technical Facilities.
- (22) Conformément aux articles 46, 49 et 52 de la SOGL et à l'article 126 du Code de Bonne Conduite, le Responsable de la Planification des Indisponibilités (ci-après dénommé « OPA ») fournira des informations sur la disponibilité des Points de Livraison. Conformément aux articles 110 et 111 de la SOGL et à l'article 131 du Code de Bonne Conduite, le SA fournira des informations sur les programmes et la fourniture de puissance active à la hausse ou à la baisse pour ces mêmes Points de Livraison. Conformément à l'article 135 du Code de Bonne Conduite, l'Utilisateur de Réseau de la Technical Facility doit veiller à la cohérence des informations fournies pour le même Point de Livraison dans le cadre des Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités (ci-après dénommées « T&C OPA ») et des T&C SA. En cas d'inconsistance, le Contrat SA décrit l'impact pour le SA
- (23) Conformément à l'article 2 §2 1° du Code de Bonne Conduite, les sPGMs et les PPMs utilisés dans le cadre de la fourniture d'une alimentation de secours sont exemptés des exigences définies dans le T&C SA, s'ils satisfont aux conditions énoncées dans ledit article. Cependant, sur base volontaire, le SA de ces sPGMs ou PPMs utilisés dans le cadre d'une alimentation de secours peut déroger à l'exemption donnée pour ces Technical Facilities et procéder à l'échange d'informations après notification à Elia, conformément aux spécifications établies dans le Contrat SA. Si le SA, sur base volontaire, décide de déroger à l'exemption donnée pour ces Technical Facilities, il doit signer un Contrat SA pour ces Technical Facilities.
- (24) Conformément à l'article 126 du Code de Bonne Conduite, ELIA a publié le projet de proposition des T&C SA pour consultation publique du 06/03/2025 au 07/04/2025 et a respecté les modalités spécifiées à l'article 11 de la SOGL.

SOUMET LES T&C SA SUIVANTES À L'APPROBATION DE L'AUTORITÉ DE RÉGULATION COMPÉTENTE

Article 1

Objet et champ d'application

- (1) Les présentes T&C SA sont la proposition élaborée par Elia concernant les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation conformément aux articles 46, 49 et 52 de la SOGL et à l'article 131 du Code de Bonne Conduite.
- (2) Les présentes T&C SA concernent les droits et obligations de SA de prendre des mesures en vue de fournir à Elia l'échange d'informations nécessaire pour lui permettre d'effectuer l'analyse de sécurité d'exploitation dans le cadre de la planification opérationnelle, conformément à l'article 46(1)(a-b) de la SOGL pour les Technical Facilities raccordées directement au réseau de transport ou via un CDSO sans préjudice des règles par défaut et exemptions visées aux Considérants (19), (20) et (23).
- (3) Le Contrat SA est joint en Annexe à la présente proposition, avec notamment les définitions, les dispositions générales et les dispositions spécifiques prévues aux articles 3.2(73), 3.2(78), 46, 49, 52, 110, 111 et 112 de la SOGL et aux articles 128 à 135 et 243 du Code de Bonne Conduite.
- (4) Conformément à l'article 6 de la SOGL et à l'article 3 et 4 du Code de Bonne Conduite, cette proposition doit être soumise à l'approbation de l'autorité de régulation compétente
- (5) Conformément à l'article 7 de la SOGL et à l'article 3 du Code de Bonne Conduite, Elia peut demander des modifications aux présentes T&C SA tout en respectant le Considérant (7). Ces modifications apportées aux T&C SA feront l'objet d'une consultation publique conformément à l'article 3 du Code de Bonne Conduite et respecteront les modalités visées à l'article 11 de la SOGL et approuvées par l'autorité de régulation compétente après leur soumission par Elia. Toute modification approuvée par l'autorité de régulation compétente, qui est notifiée à Elia et aux acteurs de marché concernés, y compris les contre-signatures du Contrat SA par Elia, s'applique automatiquement, mais au plus tôt un mois après notification par Elia aux acteurs de marché concernés (sauf disposition contraire prévue dans la modification), sans que le SA ait à signer un nouveau Contrat SA tant que le Considérant (9) des présentes T&C SA n'est pas modifié et le BRP de la Technical Facility comme spécifié dans le Considérant (9) reste la même partie. Ce dernier est sans préjudice des modalités spécifiées pour la résiliation comme spécifié dans le Contrat SA d'un SA particulier.

Article 2

Date de la mise en œuvre

- (1) Les T&C SA entreront en vigueur après notification par l'autorité de régulation compétente d'Elia de son approbation et après notification par Elia des acteurs de marché concernés. Elia informera les acteurs de marché concernés par les T&C SA de leur entrée en vigueur et les acteurs de marché disposeront d'un mois après la notification pour signer le Contrat SA avec Elia.
- (2) Après notification de l'approbation par l'autorité de régulation compétente à laquelle Elia a soumis les T&C SA, Elia publiera une version consolidée de ces T&C SA sur le site web d'Elia, y compris l'Annexe comportant le Contrat SA, comme spécifié à l'article 8 de la SOGL. En cas de conflit entre la version consolidée sur le site web d'Elia et les T&C SA, y compris l'Annexe, telles qu'approuvées

par l'autorité de régulation compétente et entrées en vigueur conformément aux régimes réglementaires applicables, ces dernières prévalent.

- (3) En tout état de cause, les T&C SA n'entreront pas en vigueur avant l'expiration d'un délai d'un mois à compter de la notification par Elia des acteurs de marché concernés, comme décrit au paragraphe 1er.
- (4) Les T&C SA entreront en vigueur pour une durée indéterminée.
- (5) Nonobstant les Considérants (19), (20), (21), et (22), les SA Technical Facilities directement connectées au réseau de transport ou par l'intermédiaire d'un CDSO ou d'un GRD pour lesquels aucune règle par défaut ne s'applique ou aucune dérogation n'est accordée, doivent obligatoirement signer le Contrat SA avec Elia dans le délai prévu à l'article 2(1 et 3). Le SA signataire du contrat doit être le BRP dans les présentes T&C SA, tel qu'il est identifié au Considérant (9).
- (6) Le facteur d'incitation indiqué à l'Annexe 11.A du contrat SA sera progressivement ajusté selon le calendrier de mise en œuvre suivant :
 - (a) Pendant une période de douze (12) mois démarrant le jour de l'entrée en vigueur des présentes T&C SA, si celle-ci a lieu le premier (1er) jour du mois, ou le premier (1er) jour du mois suivant l'entrée en vigueur des présentes T&C SA dans le cas contraire, le facteur d'incitation sera égal à zéro (0) pourcent ;
 - (b) Si les conditions spécifiées par la CREG au paragraphe 58 de la décision B2750 sont remplies, le facteur d'incitation sera égal à cinq (5) pourcents pendant les douze (12) mois suivants ;
 - (c) A la suite de ces douze (12) mois, si les conditions spécifiées par la CREG au paragraphe 58 de la décision B2750 sont remplies, le facteur d'incitation sera égal à dix (10) pourcents.

Article 3 **Impact attendu sur les objectifs du présent Règlement**

- (1) L'impact prévu des présentes T&C SA sur les objectifs de la SOGL peut être décrit comme suit :
 - (a) le principe de proportionnalité et de non-discrimination conformément à l'article 4(2)(a) de la SOGL et à l'article 131 du Code de Bonne Conduite sera appliqué à toutes les modalités spécifiées dans le Contrat SA, en tenant compte des dispositions transitoires conformément à l'article 243 du Code de Bonne Conduite;
 - (b) les présentes T&C SA seront accessibles à tous les acteurs de marché concernés en même temps et de manière transparente, conformément à l'article 4(2)(b) de la SOGL;
 - (c) La transposition des Considérants (19), (20), (21) et (23) dans les présentes T&C SA applique le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées, conformément à l'article 4(2)(c) de la SOGL, en tenant compte des dispositions transitoires conformément à l'article 243 du Code de Bonne Conduite;
 - (d) Le présent Contrat SA conforme au Considérant (7) assure la stabilité et la sécurité du réseau tout en respectant l'article 13(7)(b) de la Réglementation EU (2019/943) selon lequel les compensations prennent en compte les revenus nets de la vente d'électricité sur le marché day-ahead et en faisant appel à la possibilité de l'article 13(3) de la Réglementation EU

(2019/943) d'avoir un design non basé sur le marché après le marché day-ahead si le nombre de Technical Facilities est trop faible pour assurer une concurrence efficace. Compte tenu du fait que les principes introduits dans le présent Contrat SA évitent l'introduction de (nouvelles) distorsions du marché, le présent Contrat SA est aussi conforme à l'article 4(2)(d) de la SOGL;

- (e) En fixant les modalités du contrat SA de manière à ce qu'Elia dispose des informations pertinentes pour assurer la sécurité du réseau, y compris celles requises par la législation nationale conformément à l'article 4(2)(e) de la SOGL;
- (f) Le Considérant (21) a été spécifié après consultation des GRD compétents et tenant compte des incidences potentielles sur leur réseau conformément à l'article 4(2)(f) de la SOGL ; et
- (g) Le Contrat SA prend en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues conformément à l'article 4(2)(g) de la SOGL.

Article 4 Langue

- (1) Les langues de référence pour les T&C SA sont le néerlandais et le français. Les T&C SA seront mises à la disposition des acteurs de marché concernés en anglais à des fins d'information et de consultation.

Article 5 Dispositions générales

- (1) Dans les présentes T&C SA, à moins que le contexte ne s'y oppose :
 - (a) le singulier indique le pluriel et vice versa ;
 - (b) les références à un genre comprennent tous les autres genres ;
 - (c) la table des matières, les titres et les dénominations des présentes T&C SA sont insérés pour des raisons de commodité uniquement et n'affectent pas leur interprétation ;
 - (d) l'expression « y compris » et ses variantes doivent être interprétées sans restriction ;
 - (e) toute référence à une loi, un règlement, une directive, un décret, un instrument, un code ou tout autre texte législatif doit comprendre toute modification, extension ou réadoption de celui-ci alors en vigueur.

ANNEXE : CONTRAT POUR LE RESPONSABLE DE LA PROGRAMMATION

Contrat de Responsable de la Programmation

Contrat SA

Référence contractuelle [Référence contractuelle]

Entre

[Société], société établie en vertu du droit de **[Pays]** dont le siège social est établi **[Adresse]**, numéro d'enregistrement de la société **[Numéro]** et valablement représentée par **[Nom1]** et **[Nom2]**, en leurs qualités respectives de **[Rôle1]** et **[Rôle2]**;

Ci-après dénommée le « **Prestataire de services** », ou le « **SA** »,

et

ELIA Transmission Belgium S.A./N.V., société anonyme de droit **belge** dont le siège social est établi **Boulevard de l'Empereur 20, B-1000 Bruxelles, Belgique**, inscrite à la Banque Carrefour des Entreprises sous le numéro **731.852.231** (à partir du 1/1/2020, auparavant 476.388.378) et représentée par **[Nom1]** et **[Nom2]**, en leur qualité de **[Rôle1]** et **[Rôle2]** ;

Ci-après dénommée « **ELIA** » ou « **ELIA** »,

ELIA et le **Prestataire de Services** sont désignés individuellement comme « la Partie » et collectivement comme « les Parties ».

Considérant ce qui suit :

- ELIA est responsable de l'exploitation du réseau de transport belge sur lequel elle possède un droit de propriété ou à tout le moins un droit d'usage (dénommé ci-après le « réseau de transport ») ;
- ELIA a été désignée Gestionnaire du Réseau de Transport (ci-après dénommé « GRT ») conformément à la loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après dénommée « Loi Électricité », et veille à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité du réseau de transport ;
- ELIA doit donc garantir la sécurité d'exploitation, la qualité de la fréquence et l'utilisation efficace du réseau interconnecté et des ressources, conformément à la SOGL ;

les points suivants ont été convenus :

Sommaire

Part I - Conditions Générales	6
Art. I.1 Définitions	6
Art. I.2 Étendue des Services et structure contractuelle	8
Art. I.3 Règles d'interprétation supplémentaires.....	8
Art. I.4 Entrée en vigueur et durée du présent Contrat	8
Art. I.5 Facturation et paiement	9
Art. I.6 Responsabilité.....	10
Art. I.7 Urgence et Force Majeure	11
Art. I.8 Confidentialité	13
Art. I.9 Obligation d'information	15
Art. I.10 Réexamen.....	15
Art. I.11 Résiliation anticipée en cas de faute grave	15
Art. I.12 Dispositions diverses	16
Art. I.13 Droit applicable – règles concernant les différends	16
Part II - Conditions Spécifiques	18
Title 1: Définitions	19
Art. II.1 Définitions	19
Title 2: Conditions de participation	27
Art. II.2 Conditions pour le SA	27
Art. II.3 Conditions pour les Points de livraison.....	27
Title 3: Test préalable à la participation.....	31
Art. II.4 Tests de communication	31
Title 4: Must-run et may-not-run	32
Art. II.5 Demandes de must-run et May-not-run.....	32
Title 5: Soumission de Programmes Journaliers et RD Energy Bids	33
Art. II.6 Soumission de Programme Journalier.....	33
Art. II.7 Soumission de RD Energy Bids.....	34
Art. II.8 Lien entre Programme Journalier et RD Energy Bid	34
Title 6: Activation	35

Art. II.9	Activation de la RD Energy Bid	35
Art. II.10	Retour au Programme Journalier	36
Title 7:	contrôle d'activation, de retour au Programme Journalier et d'exhaustivité et de consistance des données	37
Art. II.11	Contrôle d'Activation	37
Art. II.12	Contrôle de Retour au Programme Journalier	37
Art. II.13	Contrôle d'Exhaustivité et de consistance des données	37
Title 8:	Rémunération et règlement	39
Art. II.14	Rémunération	39
Art. II.15	Règlement	40
Title 9:	Facturation	41
Art. II.16	Facturation et paiement	41
Part III -	Annexes	44
Annexe 1.	Liste des Points de Livraison	45
Annexe 2.	Procédure d'acceptation d'un SA	49
Annexe 3.	Exigences de comptage	50
Annexe 4.	Soumission de Programme Journalier	52
Annexe 5.	Soumission d'Offres d'Énergie de Redispatching	53
Annexe 6.	Reflet des coûts	57
Annexe 7.	Activation Des offres d'énergie de redispatching	58
Annexe 8.	Contrôle d'Activation	61
Annexe 9.	Contrôle de Retour au Programme Journalier	64
Annexe 10.	Rémunération d'un may-not-run	67
Annexe 11.	Règlement	72
Annexe 12.	Structure d'imputation	74
Annexe 13.	Coordonnées des contacts	75
Annexe 14.	Données Structurelles	78

PART I - CONDITIONS GÉNÉRALES

Art. I.1 DÉFINITIONS

Sauf plus ample précision aux fins de l'application du présent Contrat, sans toutefois méconnaître les dispositions d'ordre public, les notions définies dans la Loi Électricité, les décrets et/ou ordonnances relatifs à l'organisation du marché de l'électricité et/ou les différents Règlements Techniques applicables et les codes de réseau et lignes directrices de l'UE applicables, tels que modifiés périodiquement, sont également inclus pour les besoins du Contrat dans le sens de ces définitions légales ou réglementaires.

Les définitions suivantes sont par ailleurs d'application aux fins du Contrat :

Annexe	Toute annexe du présent Contrat ;
Article ou Art.	Tout article du présent Contrat ;
CACM	Le Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ;
Contrat	Le présent Contrat, y compris ses annexes ;
CREG	La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, c.-à-d. le régulateur national belge ;
Dommege Direct	Tout dommage, à l'exclusion de Dommages Indirects, résultant directement et immédiatement de toute violation contractuelle et/ou d'une faute dans le cadre ou suite à l'exécution de ce Contrat, pour quelque raison que ce soit (contractuelle ou extra-contractuelle). La faute en question est une faute qui n'aurait en aucun cas été commise, dans des circonstances similaires, par un Fournisseur de Services ou un GRT professionnel et expérimenté qui aurait agi en suivant les règles établies et en prenant toutes les précautions raisonnables ;
EBGL	Le Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique ;
Loi Électricité	La Loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, <i>M.B. 11.05.1999</i> , telle que modifiée périodiquement ;
NC E&R	Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique ;

Conditions Générales	Partie I du présent Contrat. Les Conditions Générales sont identiques dans les contrats suivants de services auxiliaires à conclure par ELIA : les contrats pour les services d'équilibrage (Contrats de BSP – « Balancing Service Provider » / Fournisseur de services d'équilibrage pour le FCR – « Frequency Containment Reserve » / Réserve de stabilisation de la demande, aFRR – « automatic Frequency Restoration Reserve » / Réserve automatique de Restauration de la Fréquence et mFRR – « manual Frequency Restoration Reserve / Réserve manuelle de Restauration de la Fréquence), les contrats pour les services de restauration (Contrats de RSP – « Restoration Service Provider » / Fournisseur de services de reconstitution), les contrats pour les services de contrôle de la tension et de la puissance réactive (Contrats de VSP – « Voltage Service Provider » / Fournisseur de services de tension) et les contrats pour les services relatifs à la gestion de la congestion (Contrats de SA – « Scheduling Agent » / Responsable de la programmation et d'OPA – « Outage Planning Agent » / Responsable de planification des indisponibilités) ;
Règlements Techniques	Le Règlement Technique Fédéral de transport (adopté sous la forme d'un arrêté royal sur la base de l'article 11 de la Loi Électricité – actuellement l'« Arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, M.B. 29.04.2019 », tel que modifié périodiquement, et les règlements techniques de transport locaux et régionaux, tels que modifiés périodiquement ;
Domage Indirect	Tout dommage indirect ou consécutif, comme, entre autres, la perte de revenus, la perte de profits, la perte de données, la perte d'opportunité commerciale, la perte de (futurs) clients ou les économies manquées ;
Loi du 2 août 2002	La Loi du 2 août 2002 concernant la lutte contre le retard de paiement dans les transactions commerciales, M.B.7.08.2002, telle que modifiée périodiquement ;
Services	Le(s) service(s) et tâches tels que décrits dans les Conditions Spécifiques du présent Contrat et tels que fournis par le Fournisseur de services ;
Fournisseur de Services	Le Fournisseur de Services tel qu'identifié en première page du présent Contrat ;
SOGL	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité ;
Conditions particulières	Partie II du présent Contrat, le cas échéant complétée par des annexes ;
Modalités et conditions ou « Terms and Conditions »	Les modalités et conditions telles que requises par les règlements européens en vigueur et élaborées conformément à ces derniers. Le présent Contrat constitue une annexe des Modalités et conditions (« Terms and Conditions ») telles qu'identifiées à la section « Considérant » du présent Contrat ;
Jour Ouvrable	Tout jour calendrier, sauf le samedi, le dimanche et les jours fériés légaux belges ;

Art. I.2 ÉTENDUE DES SERVICES ET STRUCTURE CONTRACTUELLE

I.2.1 Étendue des Services

En signant le présent Contrat, le Fournisseur de Services s'engage à fournir le(s) Service(s) conformément aux Conditions Générales et Spécifiques énoncées dans le présent Contrat.

Le présent Contrat entre les Parties établit leurs droits et obligations réciproques en ce qui concerne l'acquisition du/des Service(s) par ELIA auprès du Fournisseur de Services et la fourniture éventuelle du/des Service(s) par le Fournisseur de Services à ELIA.

I.2.2 Structure du Contrat

Le présent Contrat se compose d'une première partie contenant les Conditions Générales et d'une deuxième partie contenant les Conditions Spécifiques applicables aux Services, le cas échéant complétées par des annexes.

Les Parties doivent s'assurer que la bonne exécution du présent Contrat est toujours basée sur l'existence et la bonne exécution des accords contractuels nécessaires, le cas échéant, avec les tiers impliqués.

Art. I.3 RÈGLES D'INTERPRÉTATION SUPPLÉMENTAIRES

En signant le présent Contrat, le Fournisseur de Services renonce explicitement à appliquer ses propres conditions générales, spécifiques ou autres, quel que soit le moment ou la forme de leur émission.

La concrétisation dans ce Contrat d'une obligation ou d'une stipulation spécifique reprise dans la législation applicable ne doit en aucun cas être considérée comme dérogeant aux obligations ou stipulations qui, en vertu de la législation applicable, doivent être appliquées à la situation visée.

Dans le présent Contrat, y compris ses annexes, à moins que le contexte ne s'y oppose :

- le singulier indique le pluriel et vice versa ;
- les références à un genre comprennent tous les autres genres ;
- la table des matières, les titres et les dénominations sont insérés dans ce Contrat pour des raisons de commodité uniquement et n'affectent pas leur interprétation ;
- l'expression « y compris » et ses variantes doivent être interprétées sans restriction ;
- toute référence à une loi, un règlement, une directive, un décret, un instrument, un code ou tout autre texte législatif doit comprendre toute modification, extension ou réadoption de celui-ci alors en vigueur.

Art. I.4 ENTRÉE EN VIGUEUR ET DURÉE DU PRÉSENT CONTRAT

I.4.1 Entrée en vigueur du présent Contrat

Le présent Contrat entrera en vigueur dès qu'il aura été valablement signé par toutes les Parties, pour autant que les Modalités et conditions (« Terms and Conditions ») auxquelles le présent Contrat est lié sont déjà entrées en vigueur. Dans le cas contraire, le présent Contrat, une fois qu'il aura été valablement signé par toutes les Parties, entrera en vigueur à la date d'entrée en vigueur de ces Modalités et conditions.

Une fois que le présent Contrat sera entré en vigueur entre les Parties, celles-ci seront tenues par les Conditions Générales établies à la Partie I et les Conditions Spécifiques détaillées à la Partie II du présent Contrat, le cas échéant complétées par des annexes. Cela est sans préjudice du fait que la Partie II peut prévoir une date ultérieure pour le début de la fourniture de certains Services.

Une fois le présent Contrat entré en vigueur entre les Parties, il annulera et remplacera tous les accords antérieurs et les documents échangés entre les Parties concernant le même objet.

I.4.2 Durée du Contrat

Sans préjudice de l'Art. I.11 et sans préjudice des dispositions légales et réglementaires applicables, la durée du présent Contrat est précisée à la Partie II sur les Conditions Spécifiques.

Art. I.5 FACTURATION ET PAIEMENT

I.5.1 Modalités de facturation - Instructions générales

Sans préjudice d'instructions spécifiques relatives aux modalités de facturation pouvant être établies dans les Conditions Spécifiques du présent Contrat, chaque facture envoyée au titre du présent Contrat contiendra au moins les éléments suivants :

1. nom complet et adresse de la Partie émettrice de la facture et de la Partie facturée ;
2. numéro de TVA de la Partie émettrice de la facture et de la Partie facturée ;
3. montant facturé, exprimé en euros ;
4. compte bancaire et adresse de la banque (y compris numéro IBAN et code BIC) à utiliser pour effectuer le paiement concerné ;
5. numéro de facture ;
6. date d'émission de facture ;
7. mention du Service et de la période sur la facture ;
8. taux d'imposition et montant d'imposition séparément, le cas échéant ;
9. exigence spécifique de facturation au titre de l'article 226 de la Directive 2006/112/CE, le cas échéant, p. ex. mention de la référence à la disposition applicable de la Directive lorsque la fourniture de services est soumise à la procédure d'autoliquidation de la TVA ;
10. référence si exigée par la Partie facturée ;
11. Délai de paiement conformément à l'Art. I.5.2 ci-après ; et
12. les éléments spécifiques tels que repris dans toute section relative à la facturation établie au titre des Conditions Spécifiques du présent Contrat.

L'absence d'une des mentions citées ci-dessus rend la facture nulle et non avenue. Dans ce cas, la Partie facturée se réserve le droit de renvoyer la facture à la Partie ayant émis la facture dans un délai de 15 (quinze) Jours Ouvrables. Ce renvoi équivaut à une contestation de la facture, sans qu'aucune autre réaction de la Partie facturée ne soit nécessaire. Le non-respect des mentions de facturation ci-dessus, dans le chef de la Partie émettrice de la facture, rend la facture erronée et fera l'objet d'une note de crédit à la Partie facturée. La Partie émettrice de la facture pourra alors envoyer une nouvelle facture rectifiée.

I.5.2 Modalités de paiement

Les paiements seront effectués dans les 30 jours calendriers suivant la fin du mois au cours duquel la facture est reçue (c.-à-d. la date d'échéance de la facture). La Partie facturée paie la Partie émettrice de la facture par transfert direct sur le compte bancaire indiqué. Dans le cadre de cet Article, une facture sera considérée reçue le troisième Jour Ouvrable suivant la date d'envoi de la facture (le cachet de la poste faisant foi en cas d'envoi d'une facture papier par la poste ; en cas de facture électronique, la date prise en considération est la date d'introduction de la facture dans le système électronique ou la date de son envoi par e-mail).

Pour être recevable, toute contestation relative au montant d'une facture doit être envoyée par lettre recommandée à la Partie émettrice de la facture avant la date d'échéance (telle que définie ci-dessus) de la facture contestée. Les motifs de la contestation doivent être expliqués de façon aussi compréhensible et détaillée que raisonnablement possible. Si la valeur de la facture est contestée, la partie non contestée de la facture sera de toute façon payée. Les Parties négocieront de bonne foi en vue d'atteindre un accord sur le montant contesté de la facture dans les trente (30) Jours Ouvrables après réception de la lettre recommandée, faute de quoi l'Art. I.13 sera appliqué.

Le montant contesté sera payé dans les 30 jours calendriers suivant la fin du mois au cours duquel 1) un accord a été trouvé concernant le litige ou 2) une décision a été adoptée selon laquelle le litige entre les Parties est définitivement réglé en vertu de l'Art.I.13. Les Parties s'engagent à ne pas invoquer l'exception de l'inexécution (« exceptio non adimpleti contractus ») pour suspendre l'exécution de leurs obligations respectives pendant la durée du litige.

I.5.3 Intérêts pour retard de paiement

Tout retard de paiement entraînera de plein droit et sans mise en demeure des intérêts sur le montant total de la facture, et ce, conformément à l'article 5 de la Loi du 2 août 2002 à partir du jour suivant la date d'échéance, jusqu'au et y compris le jour où le paiement intégral est effectué.

Art. I.6 RESPONSABILITÉ

I.6.1 . Principes généraux

Sans préjudice de toute obligation de résultat prévue au titre du présent Contrat (comme les obligations de confidentialité ou de paiement), le cas échéant, et sans préjudice de l'application d'un système de pénalités prévu dans le Contrat, la fourniture du/des Service(s) par le Fournisseur de Services est une obligation de moyens.

Les Parties mettront tout en œuvre, au cours de la durée du contrat, pour prévenir les dommages causés par une Partie à l'autre et, le cas échéant, pour les limiter.

I.6.2 Dommages Directs

Les Parties au présent Contrat seront responsables l'une vis-à-vis de l'autre de tout Dommage Direct. La Partie ayant commis la violation et/ou la faute indemnise l'autre Partie pour tout Dommage Direct subi, y compris pour toute plainte d'un tiers en rapport avec un tel Dommage Direct. Sauf en cas de tromperie ou de faute délibérée, une Partie n'est en aucun cas tenue d'indemniser l'autre Partie pour un Dommage Indirect, y compris en cas de plainte d'un tiers.

I.6.3 Processus

Dès que l'une des Parties a connaissance d'une quelconque demande d'indemnisation, en ce compris une demande d'indemnisation découlant de la plainte d'un tiers, pour laquelle ce dernier pourrait intenté une action contre l'autre Partie, cette Partie en informe l'autre Partie sans délai. Cette notification doit être faite au moyen d'une lettre recommandée, mentionnant la nature de la demande, le montant de celle-ci (si connu) et le mode de calcul - tout ceci raisonnablement détaillé et en faisant référence aux dispositions légales, réglementaires ou contractuelles sur lesquelles la plainte pourrait être basée. En cas de plainte d'un tiers, la Partie défaillante coopère pleinement avec la Partie défenderesse concernant cette réponse et défense, dans la mesure du raisonnable.

I.6.4 Plafonds

Toute indemnité due, le cas échéant, par toute Partie est en tout cas limitée à un maximum de deux fois la valeur annuelle du Contrat, dont le montant ne peut excéder 12 500 000 € (douze millions et demi d'euros) par an et par Partie, cela quel que soit le nombre de plaintes. Ce plafond est sans préjudice des plafonds applicables aux plaintes contractuelles de tiers.

Art. I.7 URGENCE ET FORCE MAJEURE

I.7.1 Situation d'urgence

En cas de situation d'urgence (telle que définie dans les dispositions légales et réglementaires applicables), ELIA a le droit et/ou l'obligation de prendre toutes les mesures prévues dans la législation et la réglementation applicables. En cas de contradictions avec les dispositions du présent Contrat, ces mesures prévues dans les dispositions légales et réglementaires applicables prévalent sur les droits et obligations au titre du présent Contrat.

I.7.2 État d'alerte, d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution

Si le système est en état d'alerte, d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution (tel que défini dans les dispositions légales et réglementaires ¹applicables), ELIA a le droit et/ou l'obligation de prendre toutes les mesures prévues dans les dispositions légales et réglementaires applicables, y compris, dans certaines circonstances, de suspendre les activités de marché conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables. En cas de contradictions avec les dispositions du présent Contrat, ces mesures prévues dans les dispositions légales et réglementaires applicables prévalent sur les droits et obligations au titre du présent Contrat.

I.7.3 Force majeure

Sans préjudice des droits et obligations des Parties établis dans les cas énoncés aux Art. I.7.1 et I.7.2 et tels que définis dans les dispositions légales et/ou réglementaires applicables, et sans préjudice de l'application des dispositions de sauvegarde et de reconstitution telles que définies dans les dispositions légales et/ou réglementaires applicables, les Parties seront, en cas de force majeure qui empêche totalement ou partiellement l'exécution de leurs obligations sous le présent Contrat, déchargées de leurs

¹Y compris l'article 72 du CACM ; l'article 16.2 du Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le Règlement (CE) n° 1228/2003, et l'article 16.2 du Règlement (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

obligations respectives au titre du présent Contrat, sous réserve des obligations financières nées avant l'événement de force majeure. Cette suspension des obligations ne durera que pendant l'événement de force majeure.

Le terme « force majeure » désigne, sans préjudice de la définition de force majeure donnée par les dispositions légales et réglementaires applicables, tout événement ou situation imprévisible ou inhabituel qui échappe à toute possibilité de contrôle raisonnable d'une Partie et qui n'est pas imputable à une faute de la Partie, qui ne peut être évité ou surmonté malgré toutes les mesures préventives et la diligence raisonnables déployées, qui ne peut être corrigé par des mesures raisonnablement envisageables sur le plan technique, financier ou économique pour la Partie, qui est réellement survenu et est objectivement vérifiable, et qui met la Partie dans l'impossibilité temporaire ou permanente de s'acquitter de ses obligations au titre du présent Contrat, et qui est survenu après la conclusion du Contrat.

L'application des mécanismes de marché, tels que les tarifs de déséquilibre, ou l'application de tarifs élevés dans l'état de marché normal, ne peut être qualifiée de force majeure.

Les situations suivantes sont, entre autres, à considérer comme force majeure uniquement pour autant qu'elles répondent aux conditions de force majeure mentionnées au second paragraphe de l'Art. I.7.3 :

- les catastrophes naturelles consécutives à des tremblements de terre, des inondations, des tempêtes, des cyclones ou d'autres situations climatologiques exceptionnelles, reconnues comme telles par un pouvoir public habilité en la matière ;
- une explosion nucléaire ou chimique et ses conséquences ;
- les situations de risque exceptionnel (ou risque « hors catégorie ») pendant lesquelles l'indisponibilité soudaine du réseau ou d'une unité de production d'électricité est causée par des raisons autres que le vieillissement, le manque d'entretien ou la qualification des opérateurs ; y compris l'indisponibilité du système informatique, causée par un virus ou non, lorsque toutes les mesures préventives ont été prises en tenant compte de l'état de la technique ;
- l'impossibilité technique temporaire ou permanente pour le réseau d'échanger de l'électricité en raison de perturbations au sein de la zone de réglage causées par des flux d'électricité qui résultent d'échanges d'énergie au sein d'une autre zone de réglage ou entre deux ou plusieurs autres zones de réglage et dont l'identité des acteurs du marché concernés par ces échanges d'énergie n'est pas connue d'ELIA et ne peut raisonnablement l'être par ELIA ;
- l'impossibilité d'exploiter le réseau, des installations qui, du point de vue fonctionnel, en font partie, ou des installations du Fournisseur de Services en raison d'un conflit collectif qui donne lieu à une mesure unilatérale des employés (ou groupes d'employés) ou tout autre conflit social ;
- l'incendie, l'explosion, le sabotage, l'acte de nature terroriste, l'acte de vandalisme, les dégâts provoqués par des actes criminels, la contrainte de nature criminelle et les menaces de même nature ou les actes ayant les mêmes conséquences ;
- la guerre (déclarée ou non), la menace de guerre, l'invasion, le conflit armé, l'embargo, la révolution, la révolte ; et
- La situation dans laquelle une autorité compétente invoque l'urgence et impose des mesures exceptionnelles et temporaires aux opérateurs et/ou utilisateurs du réseau, telles que les mesures nécessaires pour maintenir ou rétablir le fonctionnement sûr et efficace des réseaux, y compris l'ordre de délestage de charge en cas de pénurie.

La Partie qui invoque une situation de force majeure informe le plus rapidement possible l'autre Partie, par téléphone et/ou e-mail, des circonstances pour lesquelles elle ne peut exécuter partiellement ou entièrement ses obligations, du délai raisonnablement prévisible de non-exécution et des mesures qu'elle a prises pour remédier à cette situation.

La Partie qui invoque une situation de force majeure met néanmoins tout en œuvre pour limiter les conséquences de la non-exécution de ses obligations envers l'autre Partie, le réseau de transport et les tiers, et pour remplir à nouveau celles-ci.

Si la situation de force majeure a une durée de trente (30) jours consécutifs ou plus et qu'une Partie, consécutivement à cette situation de force majeure reconnue par les deux Parties, est dans l'impossibilité de remplir ses obligations essentielles dans le cadre du Contrat, l'autre Partie peut résilier le Contrat avec effet immédiat via l'envoi d'une lettre recommandée motivée.

Art. I.8 CONFIDENTIALITÉ

I.8.1 Absence de divulgation d'informations confidentielles

Les Parties et/ou leurs employés traitent toute information, qu'elles s'échangent mutuellement dans le cadre ou à l'occasion du Contrat, dans la confiance la plus stricte et ne les divulguent pas à des tierces parties sauf si au moins l'une des conditions suivantes est remplie :

- si l'une des Parties est appelée à témoigner en justice ou dans ses relations avec les autorités réglementaires, administratives et judiciaires compétentes. Les Parties s'informeront au préalable, dans la mesure du possible, et s'accorderont sur la forme et le contenu de la communication de ces informations ;
- en cas d'autorisation écrite préalable de la Partie dont émanent les informations confidentielles ;
- en ce qui concerne ELIA, en concertation avec les gestionnaires d'autres réseaux ou dans le cadre de contrats et/ou de règles avec les gestionnaires de réseaux étrangers ou les coordinateurs de sécurité régionaux/centres de coordination régionaux, pour autant que nécessaire et lorsque l'anonymisation n'est pas possible et pour autant que le destinataire de l'information s'engage à donner à cette information le même degré de confidentialité que celui donné par ELIA ;
- si cette information est aisément ou habituellement accessible ou disponible au public ;
- si la communication de l'information par une Partie est indispensable pour des raisons techniques ou de sécurité, entre autres à des sous-traitants et/ou leurs travailleurs et/ou leurs représentants et/ou les coordinateurs de sécurité régionaux/centres de coordination régionaux, pour autant que ces destinataires soient liés par des règles de confidentialité qui garantissent la protection de la confidentialité de l'information de manière appropriée ;
- si l'information est déjà légalement connue par une Partie et/ou ses employés et agents d'exécution au moment de la communication, et qu'elle n'a pas été communiquée au préalable par la Partie communicante, directement ou indirectement, ou par une tierce partie, en violant une obligation de confidentialité ;
- l'information qui, après la communication de celle-ci, a été portée à l'attention de la Partie destinataire et/ou son personnel et ses agents d'exécution par une tierce partie, sans violation d'une obligation de confidentialité vis-à-vis de la Partie communicante ;
- la communication de l'information est prévue par la législation et/ou réglementation applicable(s) ;

- la communication d'information et de données agrégées et anonymes.

Le présent Article est sans préjudice des clauses spécifiques relatives à l'obligation de confidentialité concernant le gestionnaire du réseau de transport belge (tant au niveau fédéral que régional) telles qu'imposées par les dispositions légales et réglementaires applicables.

Une Partie ne peut, pour des raisons de confidentialité, refuser de révéler de l'information qui est essentielle et pertinente pour l'exécution du Contrat. L'autre Partie à laquelle cette information est communiquée garantit de conserver la nature confidentielle de celle-ci.

Le Fournisseur de Services déclare et garantit que l'information confidentielle sera uniquement utilisée aux fins de l'établissement de l'offre/l'exécution des Services et pas à d'autres fins.

Chacune des Parties prendra les mesures nécessaires pour que cet engagement de confidentialité soit aussi respecté strictement par ses employés, ainsi que par toute personne qui, sans cependant être employée par l'une des Parties mais pour laquelle cette Partie est néanmoins responsable, pourrait valablement accéder à cette information confidentielle. Par ailleurs, cette information confidentielle sera uniquement divulguée sur base du principe « need to know » et référence sera toujours faite à la nature confidentielle de l'information.

I.8.2 Infractions aux obligations de confidentialité

Toute infraction à la présente obligation de confidentialité sera considérée comme une faute grave dans le chef de la Partie qui viole cette obligation. Cette infraction donne lieu à dédommagement pour tout dommage Direct ou Indirect, matériel ou immatériel (par dérogation à l'Art. I.6.2) que l'autre Partie peut raisonnablement démontrer, sous réserve des plafonds prévus à l'Art. I.6.4. I.6.4.

I.8.3 Propriété

Chacune des Parties conserve la pleine propriété de cette information confidentielle, même lorsqu'elle a été communiquée à d'autres Parties. La communication d'information confidentielle n'entraîne pas de transfert de propriété ou d'autres droits que ceux qui sont mentionnés dans le Contrat.

I.8.4 Durée

Sans préjudice des dispositions légales et réglementaires applicables, les obligations de confidentialité précitées restent applicables pour une durée de cinq (5) ans après la fin du Contrat.

I.8.5 Enregistrements téléphoniques

Les Parties conviennent que les communications téléphoniques en temps réel seront enregistrées par leurs centres de dispatching respectifs. Les Parties acceptent la nécessité d'enregistrer ces communications et le principe sur lequel elle repose. Concernant la valeur probante, les Parties reconnaissent que l'enregistrement de ces communications constituera une preuve recevable pour tout règlement de litige relatif au présent Contrat. Les deux Parties informent leur personnel respectif de l'existence et/ou de la possibilité de ces enregistrements, ainsi que de l'existence et/ou de la possibilité de tels enregistrements réalisés par l'autre Partie.

Art. I.9 OBLIGATION D'INFORMATION

Les Parties s'engagent, pour la durée du présent Contrat, à s'informer, dans les meilleurs délais possibles, de tout événement ou information que la Partie qui en a connaissance doit raisonnablement considérer comme un événement ou une information susceptible d'avoir un effet défavorable sur le Contrat et/ou sur l'exécution des obligations déterminées dans le Contrat à l'égard de l'autre Partie.

Art. I.10 RÉEXAMEN

I.10.1 Modifications du texte principal du présent Contrat (Conditions Générales et Spécifiques) et de ses Annexes généralement applicables

Le présent Contrat ne peut être modifié que dans le cadre du processus de modification des Modalités et conditions (« Terms and Conditions ») auxquelles il est lié, et suivant les processus prévus à cet effet dans les dispositions légales et réglementaires applicables.

Une fois que la CREG a approuvé les modifications du Contrat, y compris la date proposée pour leur entrée en vigueur, ces modifications prennent effet, comme indiqué dans le plan d'implémentation des Modalités et conditions (« Terms and Conditions ») modifiées et comme confirmé dans la notification par lettre recommandée avec accusé de réception envoyée par ELIA au Fournisseur de Services au cas où les modifications s'appliquent à des relations contractuelles existantes concernant l'objet régi par le présent Contrat, sans toutefois que ces modifications ne s'appliquent avant un délai de 14 jours après cette notification.

Sans préjudice des compétences des autorités compétentes et sans préjudice des dispositions légales et réglementaires applicables, si le Fournisseur de Services n'est pas d'accord avec les modifications qui seraient applicables au Contrat actuellement en vigueur, le Fournisseur de Services peut résilier le Contrat.

I.10.2 Modifications d'Annexes spécifiques d'une Partie

Sans préjudice des obligations imposées par les dispositions légales et réglementaires applicables, toute Annexe contenant des informations spécifiques d'une Partie peut être modifiée par écrit moyennant accord des deux Parties (mais uniquement concernant les informations spécifiques des Parties elles-mêmes).

Toute modification des données de contact mentionnées dans l'Annexe pertinente du présent Contrat (c. à d. personne de contact, adresse, adresse e-mail, numéros de téléphone et de fax) doit être communiquée à l'autre Partie au plus tard 7 (sept) Jours Ouvrables avant la date de prise d'effet de ladite modification. Les deux Parties garderont à jour les données de contact telles que fournies à l'Annexe pendant toute la période de validité du Contrat. Ces échanges et mises à jour peuvent s'effectuer par e-mail et ne nécessitent pas de procédure formelle de modification écrite du Contrat.

Art. I.11 RÉSILIATION ANTICIPÉE EN CAS DE FAUTE GRAVE

Le Contrat peut être suspendu ou résilié unilatéralement par l'une des Parties (la « Partie affectée ») sans intervention judiciaire dans le cas où l'autre Partie (la « Partie défaillante ») ne corrige pas une violation ou faute grave dans un délai de quinze (15) Jours Ouvrables après que la Partie défaillante a reçu une lettre recommandée avec accusé de réception signalant la violation ou faute grave et par laquelle cette Partie se voit notifiée que le Contrat sera suspendu ou résilié sans autre forme de notification si la violation ou faute grave susmentionnée n'est pas entièrement corrigée dans le délai fixé. Le délai de quinze (15) Jours Ouvrables peut être prolongé par la Partie affectée. Le Contrat sera suspendu ou résilié sous réserve de toute action légale dont la Partie qui n'est pas défaillante dispose à l'égard de la Partie défaillante, en ce compris une demande de dommages et intérêts.

Art. I.12 DISPOSITIONS DIVERSES

I.12.1 Renonciation

Le fait que l'une des Parties renonce à l'application d'une ou de plusieurs clauses du Contrat, que ce soit de façon permanente ou temporaire, ne pourra en aucune circonstance être considéré comme une renonciation aux droits de cette Partie découlant de ladite ou desdites clauses.

I.12.2 Intégralité de l'accord

Sans préjudice de l'application des dispositions légales et réglementaires s'y rapportant, le Contrat renferme l'intégralité de l'accord conclu entre les Parties et contient tous les arrangements qui ont été convenus entre les Parties concernant l'objet du Contrat.

I.12.3 Notifications

Toute notification exigée dans le cadre du Contrat se fera par écrit (y compris par e-mail), sauf disposition contraire prévue dans les dispositions du présent Contrat.

L'échange d'informations relatif à l'exécution du Contrat se fera entre les personnes de contact respectives des Parties, comme prévu à l'Annexe concernée.

I.12.4 Cession des droits

Les droits et obligations stipulés dans le Contrat ne peuvent en aucune circonstance être cédés, ni totalement ni partiellement, sans l'autorisation écrite et préalable de l'autre Partie (sauf en cas de cession en faveur d'entreprises affiliées à ELIA au sens de l'article 1:20 du Code belge des sociétés et des associations, pour laquelle aucune autorisation n'est requise). Cette autorisation ne peut être déraisonnablement refusée ou retardée.

I.12.5 Divisibilité

L'invalidité d'une ou de plusieurs dispositions du Contrat, pour autant que cette invalidité n'affecte pas l'objet même du Contrat, sera sans effet sur la validité, l'interprétation et/ou l'exécution des autres dispositions du Contrat.

Si une ou plusieurs dispositions du Contrat devaient être déclarées invalides ou non exécutoires, le processus de révision prévu à l'Art. I.10 sera suivi.

Art. I.13 DROIT APPLICABLE – RÈGLES CONCERNANT LES DIFFÉRENDS

Le Contrat est régi et interprété conformément au droit belge.

Tout litige relatif à la conclusion, la validité, l'interprétation ou l'exécution du Contrat ou de contrats ou opérations ultérieurs qui pourraient en découler, ainsi que tout autre litige relatif ou lié au Contrat sera, à la discrétion de la Partie la plus diligente, soumis :

- à la juridiction du Tribunal de l'entreprise de Bruxelles ; ou
- au service de médiation/conciliation et d'arbitrage organisé par le régulateur conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables ; ou

- à un arbitrage ad hoc en conformité avec les dispositions du Code judiciaire belge.

Étant donné la complexité des relations, les Parties acceptent par la présente, afin de rendre possible l'application des règles relatives à la connexité ou l'intervention, soit, en cas de litiges connexes, de renoncer à toute clause d'arbitrage afin d'intervenir dans une autre procédure judiciaire, soit, au contraire, de renoncer à une procédure judiciaire afin de prendre part à un arbitrage pluripartite. En cas de dissension, la préférence sera donnée à la procédure introduite en premier.

PART II - CONDITIONS SPÉCIFIQUES

TITLE 1: DÉFINITIONS

Art. II.1 DÉFINITIONS

Sauf plus ample précision aux fins de l'application du Contrat SA, sans toutefois méconnaître les dispositions des Conditions Générales d'ordre public, les notions définies dans la Loi Électricité, les décrets et/ou ordonnances relatifs à l'organisation du marché de l'électricité et/ou les différents Règlements Techniques applicables et les codes de réseau et lignes directrices de l'UE applicables, tels que modifiés périodiquement, sont également inclus pour les besoins du Contrat SA dans le sens de ces définitions légales ou réglementaires.

Les définitions suivantes sont par ailleurs d'application aux fins du Contrat SA :

1.	Contrat d'Accès	Comme défini à l'article 2 §1 45° du Code de Bonne Conduite ;
2.	Point(s) d'Accès	Au sens de l'article 2 §1 46° du Code de Bonne Conduite pour un accès au réseau de transport d'ELIA. Dans le cas d'un accès au Réseau ELIA autre que le réseau de transport, à un Réseau Public de Distribution ou à un CDS : point, caractérisé par un lieu physique et un niveau de tension pour lequel un accès au Réseau ELIA autre que le réseau de transport, à un Réseau Public de Distribution ou à un CDS est attribué en vue d'injecter ou de prélever de la puissance, à partir d'une unité de production d'électricité, d'une installation de consommation ou d'un parc non-synchrone de stockage raccordé à ce réseau ;
3.	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique ou « aFRR »	Au sens de l'article 3(99) du SOGL ;
4.	Available ou « A »	Au sens du Contrat OPA ;
5.	Plan de Disponibilité	Au sens du Contrat OPA ;
6.	État de Disponibilité	Au sens du Contrat OPA ;
7.	Responsable d'Équilibre ou « BRP »	Au sens de l'article 2(7) de l'EBGL, et inscrit dans le registre des Responsables d'Équilibre ;
8.	Services d'Équilibrage	Au sens de l'article 2(3) de l'EBGL ;
9.	Baseline	Valeur (en MW) correspondant à la puissance moyenne, sur une base quart-horaire, qui aurait été mesurée sur le

		Point de Livraison considéré sans activation demandée par ELIA. Le Prélèvement net à partir du Réseau ELIA est considéré comme une valeur positive, tandis que l'Injection nette sur ce Réseau est considérée comme une valeur négative. Dans le cadre du Contrat SA, cette valeur est égale au Programme Journalier ;
10.	Contrat BRP	Le contrat conclu entre ELIA le BRP conformément à l'article 119 du Code de Bonne Conduite ;
11.	Contrat BSP aFRR	Contrat du fournisseur de services d'équilibrage pour la Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique;
12.	Contrat BSP FCR	Contrat du fournisseur de services d'équilibrage pour le Service de Réserve de Stabilisation de la Fréquence ;
13.	Contrat BSP mFRR	Contrat du fournisseur de services d'équilibrage pour la Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle;
14.	Réseau Fermé de Distribution ou « CDS »	Comme défini à l'article 2 §1 5° du Code de Bonne Conduite ; Aux fins de ces Conditions Spécifiques, le CDS fait référence au CDS connecté au Réseau ELIA ;
15.	Gestionnaire de CDS ou « CDSO »	Comme défini à l'article 2 §1 11° du Code de Bonne Conduite ;
16.	Fuseau Horaire d'Europe Centrale / Heure d'Été d'Europe Centrale ou « CET/CEST »	Fuseau horaire qui est en avance d'une heure sur le temps universel coordonné en dehors des périodes d'heure d'été (CET) et de deux heures sur le temps universel coordonné pendant les périodes d'heure d'été (CEST) ;
17.	Code de Bonne Conduite	Le Code de Bonne Conduite, approuvé par la CREG par la décision (B) 2409 du 20 octobre 2022, et tel que modifié de temps à autre, établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions ;
18.	Indicateur de Risque de Congestion ou « CRI »	Au sens des Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion ;
19.	Contrat de Raccordement	Comme défini à l'article 2 §1 22° du Code de Bonne Conduite ;

20.	Coordonnable ou « C »	Le Niveau de coordonnabilité correspondant à la capacité de modifier l'Injection (et/ou le Prélèvement) sur le Réseau d'ELIA, à la demande d'ELIA.
21.	Niveau de Coordonnabilité	Caractéristique donnée par direction (c'est-à-dire à la hausse et à la baisse) à une Technical Facility correspondant à sa capacité à modifier ou non son Injection (ou son Prélèvement) sur le Réseau d'ELIA, à la demande d'ELIA.
22.	Programme Journalier	L'ensemble des valeurs (en MW), sur une base quart-horaire, représentant l'Injection et/ou le Prélèvement attendu le plus précis par un Point de Livraison pour un Jour considéré, sans tenir compte de la participation du Point de Livraison à la fourniture de Services d'Équilibrage ou du RD Service.
23.	Jour	Période d'un Jour débutant à 00:00 CET le matin jusqu'à 24:00 CET ;
24.	Point de Livraison ou « DP »	Un point sur un réseau électrique ou dans les installations électriques d'un Utilisateur du Réseau, où un service est fourni. Ce point est associé à un ou plusieurs compteurs et/ou mesures, selon les dispositions du contrat relatif à ce service, qui permettent à ELIA de contrôler et d'évaluer la fourniture du service concerné ;
25.	Activation Directe	Activation d'un ensemble de RD Energy Bids, demandée par ELIA, exigeant que le ramping, jusqu'à la RD Requested, commence immédiatement ;
26.	DP_Pmax _{inj}	La puissance maximum, représentée par une valeur positive (en MW), qui peut être injectée sur le Réseau ELIA par le Point de Livraison ;
27.	DP_Pmin _{inj}	La puissance de régulation minimum, représentée par une valeur positive (en MW), qui peut être injectée sur le Réseau ELIA par le Point de Livraison ;
28.	DP_Pmax _{off}	La puissance maximale, représentée par une valeur positive (en MW), qui peut être prélevée du Réseau ELIA par le Point de Livraison ;
29.	DP_Pmin _{off}	La puissance de régulation minimale, représentée par une valeur positive (en MW), qui peut être prélevée du Réseau ELIA par le Point de Livraison ;
30.	Zone Électrique	Comme défini dans les Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion ;

31.	Réseau ELIA	Réseau électrique sur lequel ELIA détient un droit de propriété ou au minimum un droit d'utilisation et d'exploitation et pour lequel ELIA a été désignée en tant que gestionnaire de réseau ;
32.	Offre d'Énergie FCR	Au sens du Contrat FCR ;
33.	FCR Requested	Au sens du Contrat FCR ;
34.	Forced Outage ou « FO »	Au sens du Contrat OPA ;
35.	Temps d'Activation Complète ou « FAT »	Période minimale nécessaire entre la demande d'activation et la livraison complète correspondante du produit concerné. Le FAT est de 12,5 minutes par défaut ;
36.	Réserve de Stabilisation de la Fréquence ou « FCR »	Au sens de l'article 3(6) du SOGL ;
37.	Utilisateur de Réseau	Au sens de l'article 2 §1 16° du Code de Bonne Conduite un Utilisateur du Réseau connecté au Réseau ELIA ou au Réseau Public de Distribution ; ou au sens de l'article 2 §1 12° du Code de Bonne Conduite pour un utilisateur du réseau connecté à un CDS ;
38.	Compteur Principal	Un (groupe de) compteur(s), au sens de l'article 2 §1 59° du Code de Bonne Conduite associé au Point d'Accès tel que déterminé par ELIA ou le GRD (pour le Réseau Public de Distribution), installé par ELIA pour le Réseau ELIA et par le GRD pour le Réseau Public de Distribution ;
39.	Comptage Principal	Enregistrement de l'énergie active (en MWh), telle que définie à l'article 2 §1 60° du Code de Bonne Conduite, mesurée au moyen d'un Compteur Principal.
40.	Prix de déséquilibre	Au sens de l'article 2 (12) de l'EBGL ;
41.	Injection	L'Injection de puissance active (en MW) telle que mesurée au Point de Livraison. Le terme Injection est utilisé pour désigner un certain sens du flux d'énergie : du Point de Livraison vers le Réseau Elia ;

42.	LFCBOA	Accord d'Exploitation de LFC block ELIA, conformément à l'article 119 du SOGL ;
43.	Bloc de Réglage de Fréquence Charge ou « LFC Block »	Au sens de l'article 3(18) du SOGL ;
44.	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle ou « mFRR »	Réserve de Restauration de la Fréquence (FRR), telle que définie à l'article 3(7) du SOGL, qui peut être activée manuellement ;
45.	Temps d'Activation Maximal ou « MAT »	Durée maximale (en minutes) pendant laquelle le volume maximal d'un ensemble de RD Energy Bids, liées au même Operating Mode, peut être activé en continu.
46.	Niveau d'Energie Maximum ou « MEL »	Quantité maximale d'énergie (en MWh) d'un ensemble de RD Energy Bids, liées au même Operating Mode, qui peut être activée en continu.
47.	Temps d'Activation Minimal ou « MIT »	Durée minimale (en minutes) pendant laquelle un ensemble de RD Energy Bids, liées au même Operating Mode, doit être activé en continu.
48.	Puissance Maximale Disponible ou « P _{max} Available »	Au sens du Contrat OPA ;
49.	Compteur	Au sens de l'article 2 §1 59° du Code de Bonne Conduite ;
50.	Mois	Période commençant à 00h00 CET le 1 ^{er} jour d'un mois jusqu'à 24h00 CET le dernier jour du même mois ;
51.	Non Coordinable ou « NC »	Le niveau de coordonnabilité correspondant à l'incapacité de modifier l'Injection (ou le Prélèvement) sur le Réseau d'ELIA, à la demande d'ELIA.
52.	Prélèvement	Le Prélèvement de puissance active (en MW) telle que mesurée au Point de Livraison. Le terme Prélèvement est utilisé pour désigner un certain sens du flux d'énergie : du Réseau Elia vers le Point de Livraison ;
53.	Operating Mode	Tout sous-ensemble de Technical Units, faisant partie de la même Technical Facility, qui peut produire ou consommer de l'électricité de manière autonome ;
54.	Responsable de la Planification des Indisponibilités	Au sens de l'article 3(87) de la SOGL ;

	ou « OPA »	
55.	Pool	La liste complète des Points de Livraison inclus par la SA dans le Contrat SA ;
56.	Puissance Mesurée ou « DP _{measured} »	La puissance active nette (en MW), c'est-à-dire la différence entre le prélèvement brut et l'injection brute, mesurée à un Point de Livraison par quart d'heure. Le Prélèvement net à partir du Réseau Elia est considéré comme une valeur positive, tandis que l'Injection nette dans le Réseau Elia est considérée comme une valeur négative ;
57.	Parc Non Synchron de Générateurs ou « PPM »	Aux fins du contrat SA, un PPM, au sens de l'article 2(17) du RfG, est limité à un type de source d'énergie primaire ;
58.	Providing Group	Sous-ensemble de Points de Livraison faisant partie du Pool du SA ;
59.	Réseau Public de Distribution	Au sens de l'article 2 §1 10° du Code de Bonne Conduite ;
60.	Service de Redispatching ou « RD Service »	La fourniture de Redispatching au sens de l'article 2 (26) du Règlement de la Commission (EU) 543/2013 du 14 juin 2013.
61.	Puissance de Redispatching ou « RD Power »	Une quantité du RD Service exprimée en MW. La RD Power à la hausse est considérée comme une valeur positive, la RD Power à la baisse est considérée comme une valeur négative.
62.	Offre d'Énergie de Redispatching ou « RD Energy Bid »	Combinaison d'un volume (en MW), d'un prix (en €/MWh), soumise par le SA à ELIA à des fins d'activation.
63.	Énergie de Redispatching Manquante ou « RD Energy Missing»	L'énergie correspondant à la différence (en MWh) entre l'énergie liée à la RD Requested et la RD Supplied par le SA ;
64.	Redispatching Demandé ou « RD Requested »	La RD Power demandée (en MW) par ELIA pour un quart d'heure déterminé en cas d'activation. Lorsque ce RD Requested consiste en une activation à la hausse (ou à la baisse), cette valeur est positive (ou négative).

65.	Heure de Fermeture du Guichet pour le Redispatching ou « RD GCT »	Le moment après lequel la soumission ou la mise à jour d'un Programme Journalier ou d'une RD Energy Bid n'est plus autorisée, sauf en cas de FO. Le RD GCT se situe 45 minutes avant le début du quart d'heure concerné ;
66.	Redispatching Fourni ou « RD Supplied »	Quantité de RD Power (en MW) fournie physiquement par la SA à ELIA.
67.	RfG	Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité ;
68.	Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion	Un document, approuvé par la CREG, décrivant les règles de fonctionnement suivies par Elia pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau ELIA, et pour gérer les congestions, conformément à l'article 59 (10) de la directive Électricité et à l'article 122 du Code de Bonne Conduite ;
69.	Contrat SA	Contrat pour le Responsable de la Programmation, conformément à l'article 131 du Code de Bonne Conduite ;
70.	Activation Programmée	Une activation d'un ensemble de RD Energy Bids, demandée à l'avance par ELIA, pour laquelle l'heure de début est le début du quart d'heure indiqué dans la demande d'ELIA.
71.	Responsable de la Programmation ou « SA »	Au sens de l'article 3(90) de la SOGL, et identifié sur la première page du Contrat SA ;
72.	Tempête en mer	Comme défini dans le contrat BRP ;
73.	Sous-Compteur	Soit un compteur, tel que défini à l'article 2 §1 59° du Code de Bonne Conduite, situé en aval du Compteur Principal, soit une équation entre un ou plusieurs compteur(s) situés en aval du Compteur Principal et/ou le Compteur Principal.
74.	Sous-Comptage	Enregistrement de l'énergie active (en MWh), telle que définie à l'article 2 §1 60° du Code de Bonne Conduite, mesurée au moyen d'un Sous-Compteur.
75.	Unité de Production d'Électricité Synchrone ou « SPGM »	Au sens de l'Art. 2(9) du RfG ;

76.	Technical Facility	Ensemble complet composé d'une Technical Unit ou de plusieurs Technical Units liées sur le plan opérationnel et qui, combinées ensemble dans un ou plusieurs Operating Modes, peuvent injecter (ou prélever) de l'électricité ;
77.	Technical Unit	Dispositif ou agrégation de dispositifs connectés directement ou indirectement au réseau électrique synchrone qui produit et/ou consomme de l'électricité ;
78.	Unavailable ou « U »	Au sens du Contrat OPA ;
79.	Semaine	Période commençant à 00h00 CET le lundi d'une semaine jusqu'à 24h00 CET le dimanche de la même semaine ;
80.	Année	Période commençant à 00h00 CET le 1 ^{er} janvier d'une année jusqu'à 24h00 CET du 31 décembre de la même année ;

TITLE 2: CONDITIONS DE PARTICIPATION

Art. II.2 CONDITIONS POUR LE SA

- II.2.1 Le BRP responsable de l'Injection à tout Point d'Accès, y compris la ou les Technical Facilities qui satisfont aux conditions de l'Art. II.3.1 ou II.3.2, prend la responsabilité de la programmation et de la fourniture du RD Service, tel que prévu dans le Contrat SA, conformément à l'article 243 du Code de Bonne Conduite.
- II.2.2 Le SA respecte les conditions fixées dans la Procédure de Qualification Ouverte décrite à l'Annexe 2.A.
- II.2.3 ELIA a le droit d'évaluer, à tout moment pendant la période de validité du Contrat SA, si le SA respecte les conditions mentionnées aux Art. II.2.1 et II.2.2. Cela ne donne aucunement le droit à ELIA, dans le cadre du Contrat SA, d'accéder physiquement aux actifs du SA sans autorisation préalable.
- II.2.4 Si le SA ne respecte plus les conditions de l'Art. II.2.2, ELIA informe le SA par lettre recommandée. Si le SA demeure non-conforme à ces conditions 15 Jours Ouvrables après la réception de la notification, le Contrat SA est résilié conformément à l'Art. I.11 des Conditions Générales.
- II.2.5 Les Parties doivent s'assurer que la bonne exécution du Contrat SA repose en permanence sur l'existence et l'exécution correcte des accords contractuels requis avec les tiers concernés.

Art. II.3 CONDITIONS POUR LES POINTS DE LIVRAISON

- II.3.1 Conformément aux articles 123 §2 et 128 du Code de Bonne Conduite et de l'article 49 de la SOGL, toute Technical Facility, répondant aux conditions suivantes :
- La Technical Facility est reliée à un Point d'Accès connecté au réseau ELIA ou à un CDS ;
 - La puissance maximale de la Technical Facility, telle que mentionnée dans le Contrat de Raccordement, est égale ou supérieure à 25 MW ;
- est soumise à une participation obligatoire à la programmation et au RD Service, tels que définis dans le Contrat SA.
- II.3.2 Conformément à l'article 123 §2 et 128 du Code de Bonne Conduite et à l'article 49 de la SOGL, toute Technical Facility, répondant aux conditions suivantes :
- La Technical Facility est reliée à un Point d'Accès connecté au réseau ELIA, à un CDS, ou à un Réseau Public de Distribution ;
 - La puissance maximale de la Technical Facility, telle que mentionnée dans le Contrat de Raccordement, est égale ou supérieure à 1 MW et inférieure à 25 MW ;
- est soumise à une participation volontaire à la programmation et au RD Service, tels que définis dans le Contrat SA. Il peut être mis fin à une participation volontaire, conformément à l'Art. II.3.13.

II.3.3 Un Point de Livraison² peut être toute Technical Unit ou tout groupe de Technical Units identifié par un Compteur.

Les règles pour les Technical Facilities connectées au réseau ELIA ou à un CDS s'appliquent comme suit :

Catégorie de Technical Facility	Règles de détermination du Point de Livraison
sPGM	Un Point de Livraison est défini pour chaque Technical Unit du sPGM. Le Point de Livraison peut être le sPGM lui-même uniquement si les conditions énumérées ci-dessous sont simultanément remplies : 1. Toutes les Technical Units du sPGM peuvent uniquement être opérées simultanément ; 2. Toutes les Technical Units du sPGM sont raccordées au même Point d'Accès ;
PPM	Un Point de Livraison est défini par PPM. Des Points de Livraison multiples par PPM peuvent être définis uniquement si les conditions énumérées ci-dessous sont simultanément remplies : 1. Plusieurs BRP sont désignés derrière le Point d'Accès du PPM concerné ; 2. Le responsable contractuel d'ELIA indiqué à l'Annexe 13, et le SA conviennent mutuellement d'utiliser la même structure pour la définition des Points de Livraison dans le Contrat SA, ce qui veut dire que les Points de Livraison définis dans le contrat BRP sont identiques aux Points de Livraison définis dans le contrat SA ;

II.3.4 Tous les Points de Livraison doivent se conformer aux exigences de comptage fixées à l'Annexe 3.

II.3.5 Tous les Points de Livraison, comme indiqué à l'Art. II.3.3 sont raccordés au(x) Point(s) d'Accès compris dans un (des) Contrat(s) d'Accès valide(s) et dans un Contrat BRP valide.

² Un Point de Livraison défini dans le contrat SA sera également le Point de Livraison pour le contrat OPA.

- II.3.6 Le SA déclare qu'une activation à la hausse (ou à la baisse) des RD Services au niveau d'un Point de Livraison quelconque a pour effet global de soit diminuer (ou d'augmenter) le prélèvement net, soit d'augmenter (ou de diminuer) l'injection nette au niveau du Point d'Accès. ELIA demandera une justification valable au SA si aucun effet visible n'est observé au niveau du Point d'Accès lors d'une activation du RD Service.
- II.3.7 Le SA et ELIA conviennent de la liste des Points de Livraison, conformément au modèle fourni à l'Annexe 1.A. Le SA déclare que tous les Points de Livraison répertoriés sont conformes à toutes les conditions applicables, conformément à l'Art. II.3.
- II.3.8 Le(s) Point(s) de livraison lié(s) à une Technical Facility hérite(nt), pour chaque direction (à la hausse et à la baisse) du Niveau de Coordinabilité de la Technical Facility ;
- II.3.9 Pour chaque Operating Mode relatif à la liste des Points de Livraison, le SA et ELIA peuvent convenir mutuellement des valeurs suivantes, sur la base du modèle figurant à l'Annexe 1.B :
- MAT, MEL et/ou MIT ;
 - FAT qui s'écarte de sa valeur par défaut.
- II.3.10 Pour chaque Operating Mode relatif à la liste des Points de Livraison, le SA et ELIA conviennent de la formule du prix d'activation, qui est basé sur les coûts conformément à l'Annexe 6, sur la base du modèle figurant à l'annexe 1.C.
- II.3.11 Elia peut, en accord avec la CREG, imposer une révision de la formule du prix d'activation, mentionnée à l'annexe 1.C.
- II.3.12 La liste des Points de Livraison et les informations associées, basées sur les modèles de l'Annexe 1, doivent être à tout moment complètes et mises à jour par le SA.
- II.3.13 La liste convenue des Points de Livraison et les informations associées peuvent être modifiées en envoyant une liste mise à jour, basée sur les modèles de l'Annexe 1, au responsable contractuel d'ELIA indiqué à l'Annexe 13, selon les conditions suivantes :
- Au moment de la notification par le SA, le(s) Point(s) de Livraison à ajouter et les informations mises à jour doi(ven)t respecter l'ensemble des conditions applicables fixées à l'Art. II.3 ;
 - Suite à la demande par le SA d'une mise à jour de l'Annexe 1, ELIA dispose de 10 Jours Ouvrables pour approuver les modifications et notifier l'approbation (ou les raisons du rejet) par e-mail au responsable contractuel du SA, repris à l'Annexe 13 ;
 - La date d'entrée en vigueur de chaque modification est soumise à l'accord mutuel préalable des parties ;
 - Il incombe au SA de prendre, en temps opportun, toutes les mesures nécessaires à l'intégration technique et de s'assurer que le Point de Livraison est opérationnel au moment convenu.
- II.3.14 Pour chaque Point de Livraison, les valeurs suivantes de l'Annexe 1.A, pertinentes pour la participation au RD Service, sont déterminées comme suit :
- La Zone Électrique qui est déterminée par ELIA, conformément aux Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion.
 - La DP_P_{maxinj} est égale à la somme de la puissance d'injection maximale de toutes les Technical Units associées au Point de Livraison ;

- La DP_Pmin_{inj} est égale à la puissance d'injection minimale la plus basse de toutes les Technical Units associées au Point de Livraison ;
- La DP_Pmax_{off} est égale à la somme de la puissance de prélèvement maximale de toutes les Technical Units associées au Point de Livraison ;
- La DP_Pmin_{off} est égale à la puissance de prélèvement minimale la plus basse de toutes les Technical Units associées au Point de Livraison ;

Si l'une des valeurs susmentionnées ne s'applique pas, le SA doit indiquer « N/A » à l'Annexe 1.A. Ces valeurs sont indiquées à l'Annexe 14.

TITLE 3: TEST PRÉALABLE À LA PARTICIPATION

Art. II.4 TESTS DE COMMUNICATION

- II.4.1 Après signature du contrat SA et avant la soumission de tout Programme Journalier ou RD Energy Bid, les exigences de communication pour l'activation des RD Energy Bids et les demandes de retour au Programme Journalier, telles que décrites à l'Annexe 7.A et à l'Art. II.10.1, doivent avoir été testées avec succès.
- II.4.2 Le SA doit respecter les exigences du test de communication, conformément à l'Art. II.4.1, à tout moment durant la validité du Contrat SA.
- II.4.3 Le régime général de responsabilité défini à l'Art. I.6 des Conditions générales est applicable pendant les tests de communication.
- II.4.4 Les deux parties peuvent demander un test de communication à tout moment afin de vérifier si les canaux de communication sont opérationnels.
- II.4.5 ELIA ne rémunérera pas les coûts liés aux tests de communication.

TITLE 4: MUST-RUN ET MAY-NOT-RUN

Art. II.5 DEMANDES DE MUST-RUN ET MAY-NOT-RUN

- II.5.1 Un must-run ou un may-not-run correspond à l'une des options ci-dessous :
- a) Le Programme Journalier est égal à une valeur constante ;
 - b) Le Programme Journalier n'est pas supérieur à un seuil maximal ;
 - c) Le Programme Journalier n'est pas inférieur à un seuil minimal ;
 - d) Une combinaison des options b) et c), auquel cas le seuil maximal doit être supérieur au seuil minimal.
- II.5.2 Au plus tard 5 Jours Ouvrables avant le Jour D, ELIA peut demander au responsable contractuel du SA figurant à l'Annexe 13, pour un (ou plusieurs) Point(s) de Livraison dont l'État de Disponibilité est Available, un must-run ou un may-not-run pour un ou plusieurs quarts d'heure du Jour D, conformément à l'Art. II.5.1.
- II.5.3 En cas de risque pour la sécurité du réseau, ELIA peut demander un must-run ou un may-not-run, conformément à l'Art. II.5.1, plus tard que 5 Jours Ouvrables avant le Jour D. Dans ce cas, le must-run et le may-not-run sont soumis à l'accord du SA.
- II.5.4 Une demande de must-run ou de may-not-run, conformément à l'Art.II.5.2 et Art.II.5.3, est effectuée conformément aux Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion.
- II.5.5 Si la demande, conformément à l'Art.II.5.2, est techniquement irréalisable, le SA n'envoie pas d'offre. Dans ce cas, le SA envoie une justification solide, au plus tard 5 Jours après la demande, par e-mail, au responsable contractuel d'ELIA, mentionné à l'Annexe 13.
- II.5.6 En cas de demande de must-run ou de may-not-run, conformément à l'Art. II.5.2, le SA envoie une offre, au plus tard 5 Jours après la demande, par e-mail, au responsable contractuel d'ELIA, mentionné à l'Annexe 13. L'offre respecte les conditions de reflet des coûts décrites à l'Annexe 6.
- II.5.7 Dans le cas d'un may-not-run, qui correspond à un Programme Journalier de 0 (zéro) MW, le prix de l'offre rémunère au moins l'injection de puissance empêchée conformément aux spécifications de l'Annexe 10.
- II.5.8 Conformément à l'Art. II.5.6, ELIA peut accepter ou refuser l'offre. ELIA informe par e-mail le responsable contractuel du SA, mentionné à l'Annexe 13, de sa décision.
- II.5.9 Si ELIA accepte l'offre, conformément à l'Art. II.5.8, le SA s'engage à aligner le Programme Journalier sur la demande concernée de must-run ou de may-not-run.
- II.5.10 En application de l'Art.II.5.8, le SA est rémunéré conformément à l'offre convenue.
- II.5.11 ELIA peut demander une justification supplémentaire au sujet de l'offre, conformément à l'Art. II.5.6 dans les 24 mois qui suivent la réception de l'offre, en envoyant un e-mail au responsable contractuel du SA mentionné à l'Annexe 13.

TITLE 5: SOUMISSION DE PROGRAMMES JOURNALIERS ET RD ENERGY BIDS

Art. II.6 SOUMISSION DE PROGRAMME JOURNALIER

- II.6.1 Pour chaque Point de Livraison de son Pool, le SA soumet le Programme Journalier pour le Jour D, au plus tard avant le Jour précédent (Jour D-1) 15h00, selon les règles définies à l'Annexe 4.
- II.6.2 La valeur du Programme Journalier, pour un quart d'heure, peut être mise à jour jusqu'au RD GCT du quart d'heure concerné, conformément aux règles définies à l'Annexe 4.
- II.6.3 Le Programme Journalier doit toujours être tenu à jour par le SA. En cas de doute sur l'exactitude de certains Programmes Journaliers, ELIA peut demander au SA de préciser la méthodologie correspondante et, le cas échéant, d'élaborer un plan d'amélioration de la précision. ELIA ne peut être tenu responsable des fautes ou erreurs potentielles dans le cadre de la soumission d'un Programme Journalier.
- II.6.4 En cas de Forced Outage entraînant une modification de Programme Journalier, le SA met immédiatement à jour le Programme Journalier concerné, conformément aux règles énoncées à l'Annexe 4. Le SA peut le faire, contrairement à l'Art. II.6.2, après RD GCT.
- II.6.5 Une procédure de validation du Programme Journalier, telle que décrite à l'annexe 4.B, est exécutée chaque fois qu'un Programme Journalier (ou une mise à jour de celui-ci) est soumis à ELIA. En cas de non-conformité avec la procédure de validation, le Programme Journalier concerné est automatiquement rejeté par ELIA, qui en informe directement le SA en précisant le motif du rejet.
- II.6.6 La validation de toute mise à jour du (des) Programme(s) Journalier(s) est suspendue de 15h00 Jour D-1 à 18h00 Jour D-1, pour des raisons d'analyse de sécurité du réseau.
- II.6.7 Une mise à jour du Programme Journalier d'un Point de Livraison à la hausse (à la baisse) n'est pas autorisée dans le cas où le Point de Livraison concerné est inclus dans un RD Energy Bid activé à la baisse (à la hausse).
- II.6.8 En cas de Tempête en mer, une mise à jour du Programme Journalier pour un PPM offshore à la hausse, soumise entre la notification, par ELIA, d'une Tempête en mer à venir et la fin de la deuxième heure après cette Tempête en mer, peut être rejetée, conformément à l'article 134 du Code de Bonne Conduite. ELIA rejette uniquement le Programme Journalier en cas de risque pour la sécurité du réseau causé par le redémarrage du PPM offshore après la Tempête en mer. Le SA est informé du rejet dès que possible et au plus tard 30 minutes avant le temps réel.
- II.6.9 Le Programme Journalier doit à tout moment être aligné avec les demandes de must-run et may-not-run convenues, conformément à l'Art. II.5.9.
- II.6.10 Le Programme Journalier doit à tout moment être aligné avec le Plan de Disponibilité.

Art. II.7 SOUMISSION DE RD ENERGY BIDS

- II.7.1 La durée d'une RD Energy Bid est d'un quart d'heure.
- II.7.2 Le(s) Point(s) de Livraison mentionné(s) dans une RD Energy Bid doit (doivent) représenter un seul Operating Mode.
- II.7.3 Le SA est tenu de soumettre à ELIA les RD Energy Bids pour activation possible le Jour D au plus tard en day-ahead (Jour D-1) à 15h00, conformément aux règles fixées à l'Annexe 5, en tenant compte des obligations de l'article 130 §1 du Code de Bonne Conduite.
- II.7.4 Le SA doit soumettre des RD Energy Bids uniquement pour la (les) direction(s) Coordonnable(s) (à la hausse et/ou à la baisse) du Point de Livraison ;
- II.7.5 Les RD Energy Bids peuvent être soumises et mises à jour jusqu'à la RD GCT, conformément aux règles fixées à l'Annexe 5.
- II.7.6 Une procédure de validation de la RD Energy Bid telle que décrite à l'Annexe 5.F, est effectuée chaque fois qu'une (mise à jour d'une) RD Energy Bid est soumise à ELIA. En cas de non-conformité avec la procédure de validation, la RD Energy Bid (ou sa mise à jour) est automatiquement rejetée par ELIA, qui en informe directement le SA en précisant le motif du rejet.
- II.7.7 Une RD Energy Bid est un engagement ferme du SA de fournir le RD Power correspondant, en cas d'activation, conformément à l'Art.II.9.1.
- II.7.8 Le SA est responsable de l'exactitude et de la précision de ses RD Energy Bids. ELIA ne peut être tenue responsable des fautes ou erreurs potentielles commises dans le cadre de la soumission d'une RD Energy Bid.
- II.7.9 En cas de Forced Outage entraînant une diminution du volume offert dans le cadre d'une RD Energy Bid, le SA met immédiatement à jour les RD Energy Bids concernées conformément aux règles énoncées à l'Annexe 5. Le SA peut le faire, contrairement à l'Art. II.7.5, après RD GCT.
- II.7.10 Le prix d'activation est calculé selon la formule du prix d'activation, conformément à l'Art.II.3.10. En cas de doute sur le reflet des coûts d'une certaine RD Energy Bid, ELIA peut demander au SA une justification solide de l'application correcte de la formule du prix d'activation. Après une telle demande, le SA dispose de 10 jours pour fournir la justification au responsable contractuel d'ELIA, mentionné à l'Annexe 13. Des justifications non satisfaisantes récurrentes sont considérées comme un comportement abusif et sont signalées à la CREG.
- II.7.11 La RD Energy Bid doit à tout moment être alignée avec le Plan de Disponibilité.

Art. II.8 LIEN ENTRE PROGRAMME JOURNALIER ET RD ENERGY BID

- II.8.1 Les RD Energy Bids et le Programme Journalier doivent à tout moment être alignés. Toute mise à jour d'un Programme Journalier d'un Point de Livraison pour un quart d'heure induit une mise à jour des RD Energy Bids incluant le Point de Livraison concerné pour le quart d'heure concerné. Les mises à jour du Programme Journalier et des RD Energy Bids doivent être soumises dans un délai de 15 minutes.
- II.8.2 Si l'Art. II.8.1 n'est pas respecté et qu'ELIA est dans l'incapacité de traiter un risque de sécurité du réseau qui ne peut être résolu en raison de l'absence de mise à jour des RD Energy Bids, ELIA peut rejeter le dernier Programme Journalier validé et imposer le précédent Programme Journalier validé pour le Point de Livraison concerné.

TITLE 6: ACTIVATION

Art. II.9 ACTIVATION DE LA RD ENERGY BID

- II.9.1 Après le Jour D-1 15h00, ELIA peut activer en tout ou en partie une (ou plusieurs) RD Energy Bid(s) au moyen d'un message électronique, conformément aux spécifications exposées à l'Annexe 7.A.
- II.9.2 Le RD Requested par ELIA peut varier sur une base quart-horaire, tout en respectant les spécifications de la RD Energy Bid activée par ELIA.
- II.9.3 ELIA active les RD Energy Bids conformément aux Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion et au LFCBOA.
- II.9.4 ELIA peut demander une Activation Directe ou une Activation Programmée.
- II.9.5 L'activation d'une RD Energy Bid doit être effectuée sur le(s) Point(s) de Livraison inclus dans la RD Energy Bid concernée, conformément aux règles énoncées à l'Annexe 7.B.
- II.9.6 L'activation d'une RD Energy Bid est rémunérée conformément à l'Art. II.14.2.
- II.9.7 ELIA peut annuler une Activation Programmée demandée, au plus tard avant le RD GCT de la première RD Energy Bid de l'Activation Programmée.
- Dans tous les cas, ELIA doit annuler une activation avant le début du ramping, en tenant compte du FAT.
- II.9.8 En cas d'annulation d'une Activation Programmée par ELIA, avant 22h00 le jour D-1, la rémunération, conformément à l'Art. II.14.3, est annulée.
- II.9.9 Le périmètre du BRP est corrigé conformément aux dispositions prévues dans le Contrat BRP. La méthode utilisée pour la correction est le« block approach » décrite à l'Annexe 7.C.

Art. II.10 RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER

- II.10.1 Un retour au Programme Journalier est une demande d'ELIA, pour un Point de Livraison, de respecter le dernier Programme Journalier validé et s'applique instantanément jusqu'à la fin du troisième quart d'heure suivant la demande. La demande est envoyée au moyen d'un message électronique auquel le SA doit pouvoir répondre à tout moment.
- II.10.2 ELIA demande un retour au Programme Journalier conformément aux Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion
- II.10.3 Un retour au Programme Journalier pour un Point de Livraison n'est demandé par ELIA à la hausse (à la baisse) qu'en cas de niveau de CRI high ou medium à la baisse (à la hausse) dans la Zone Électrique à laquelle appartient le Point de Livraison.
- II.10.4 La détermination du niveau de CRI est effectuée conformément aux Règles en Matière de Coordination et de Gestion de la Congestion. Le niveau de CRI est publié, par ELIA, au plus tard au moment de l'envoi de la demande de retour au Programme Journalier.
- II.10.5 Une demande de retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse) n'est envoyée que pour les Points de Livraison Coordonnables à la hausse (à la baisse).
- II.10.6 En cas de retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse), aucune déviation à la baisse (à la hausse) par rapport au Programme Journalier n'est autorisée, sans préjudice des obligations dues aux activations dans le cadre des Services d'Équilibrage et/ou aux activations des RD Energy Bids.
- II.10.7 Conformément à l'article 131 §2 9° du Code de Bonne Conduite, une demande de retour au Programme Journalier n'est pas rémunérée.

TITLE 7: CONTRÔLE D'ACTIVATION, DE RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER ET D'EXHAUSTIVITÉ ET DE CONSISTANCE DES DONNÉES

Art. II.11 CONTRÔLE D'ACTIVATION

- II.11.1 ELIA considère qu'une activation d'une RD Energy Bid est non conforme si au moins une des conditions suivantes est remplie :
- La RD Energy Missing est supérieure à 0 (zéro) pendant au moins un quart d'heure, conformément à l'Art. II.11.2 ;
 - Le SA n'a pas réussi à effectuer les communications prévues à l'Annexe 7.A (sans qu'il y ait de faute de la part d'ELIA).
- II.11.2 La détermination de la RD Energy Missing est effectuée, par Providing Group, sur base quart-horaire, conformément à l'annexe 8.A.
- II.11.3 ELIA vérifie chaque Mois M si l'activation des RD Energy Bids du Mois M-2 est conforme, conformément à l'Art. II.11.1.
- II.11.4 ELIA informe le SA au moyen d'un rapport, conformément à l'Art. II.16.1.
- II.11.5 En cas d'activation non conforme d'une RD Energy Bid déterminée conformément à l'Art. II.11.1, le règlement et un composant additionnel sont appliqués comme prévu à l'Art. II.15.1.

Art. II.12 CONTRÔLE DE RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER

- II.12.1 ELIA vérifie chaque Mois M si chaque retour au Programme Journalier demandé au cours du mois M-2 est conforme, conformément à l'Annexe 9.
- II.12.2 ELIA informe le SA au moyen d'un rapport, conformément à l'Art. II.16.1.
- II.12.3 En cas de retour au Programme Journalier non conforme, déterminé conformément à l'Art. II.12.1, le règlement est appliqué comme prévu à l'Art. II.15.2.

Art. II.13 CONTRÔLE D'EXHAUSTIVITÉ ET DE CONSISTANCE DES DONNÉES

- II.13.1 ELIA vérifie chaque Mois M l'exhaustivité du Programme Journalier du Mois M-2, conformément à l'Art. II.6.1.
- II.13.2 ELIA vérifie chaque Mois M la consistance du Programme Journalier par rapport au Plan de Disponibilité du Mois M-2, conformément à l'Art. II.6.10.
- Si l'Etat de Disponibilité est 'Available', le Programme Journalier doit être inférieur ou égal à la $P_{\max}$ Available.
 - Si l'Etat de Disponibilité est 'Unavailable', le Programme Journalier doit être égal à zéro (0).

- II.13.3 ELIA vérifie chaque Mois M la consistance des RD Energy Bids soumises et du Plan de Disponibilité du Mois M-2, conformément à l'Art. II.7.11.
- Si l'Etat de Disponibilité est 'Available', au moins une RD Energy Bid doit être soumise, en tenant compte du Niveau de Coordonnabilité et des limitations induites par les offres d'énergie de balancing contractées ;
 - Si l'Etat de Disponibilité est 'Unavailable', aucune RD Energy Bid n'est soumise.
- II.13.4 ELIA informe le SA du contrôle d'exhaustivité ou de consistance des données, par le biais d'un rapport. ELIA fournit également ce rapport à la CREG.

TITLE 8: RÉMUNÉRATION ET RÈGLEMENT

Art. II.14 RÉMUNÉRATION

Rémunération pour un must-run ou un may-not-run

II.14.1 Un must-run ou un may-not-run est rémunéré conformément à l'Art. II.5.10.

Rémunération du RD Requested

II.14.2 La rémunération du RD Requested repose sur le principe « pay-as-bid ». Par convention, une valeur positive correspond à un montant payé par ELIA au SA, tandis qu'une valeur négative correspond à un montant payé par le SA à ELIA.

II.14.3 La rémunération du RD Requested à la hausse (à la baisse), pour le Mois M, est la somme de la rémunération du RD Requested de toutes les RD Energy Bids activées pendant le Mois M à la hausse (à la baisse) par ELIA.

II.14.4 La rémunération du RD Requested d'une RD Energy Bid est égale à la multiplication de :

- L'énergie de RD demandée, en MWh, correspondant au RD Requested pour la RD Energy Bid concernée, comme décrit à l'Annexe 7.D.
- Le prix d'activation en €/MWh de la RD Energy Bid concernée, telle que soumise conformément à l'Art. II.7.

Art. II.15 RÈGLEMENT³

Règlement et composant additionnel pour le contrôle d'activation

- II.15.1 Un règlement financier et un composant additionnel s'appliquent à chaque activation non conforme d'une RD Energy Bid, conformément à l'Art. II.11.5. Le calcul du règlement et du composant additionnel est détaillé à l'Annexe 11.A.

Règlement pour le contrôle de retour au Programme Journalier

- II.15.2 Un règlement financier s'applique à chaque retour au Programme Journalier non conforme, conformément à l'Art. II.12.3. Le calcul du règlement est détaillé à l'Annexe 11.B.
- II.15.3 Si un Forced Outage se produit pendant l'application d'un retour au Programme Journalier, conformément à l'Art. II.10.1, aucun règlement, conformément à l'Art. II.15.2, ne s'applique.

³ La référence à la « pénalité » faite à l'Art. I.6.1 des Conditions Générales doit être considérée comme une référence au « règlement ».

TITLE 9: FACTURATION

Art. II.16 FACTURATION ET PAIEMENT

- II.16.1 Au plus tard à la fin de chaque Mois calendrier, ELIA présente au SA, sur une plateforme de validation conjointe ou par un autre canal⁴ :
- un rapport relatif au contrôle d'activation du RD Service fourni par le SA au cours du Mois M-2, comme prévu à l'Art. II.11.4. Ce rapport indique, entre autres, tous les règlements et composants additionnels pour le Mois M-2 tels que calculés par ELIA conformément à l'Art. II.15.1 ;
 - un rapport relatif au contrôle de retour au Programme Journalier pour le Mois M-2, comme prévu à l'Art. II.12.2. Ce rapport indique, entre autres, tous les règlements pour le Mois M-2 telles que calculés par ELIA conformément à l'Art. II.15.2 ;
- II.16.2 Toute contestation de la part du SA concernant le rapport et les règlements et composants additionnels stipulés à l'Art. II.16.1 ou concernant l'offre de prix conformément à l'Art. II.5.6, doit être signalée dans un délai de 25 Jours calendrier à compter du Jour suivant l'envoi du rapport par ELIA. Dans un tel cas, les Parties entament des négociations en vue de parvenir à un accord, conformément à l'Art. I.13 des Conditions Générales.
- II.16.3 Si aucun accord ne peut être atteint, conformément à l'Art. II.16.2 :
- le SA, lors de l'établissement de sa note de crédit pour le Mois M conformément à l'article II.16.4, prendra en compte les règlements et composants additionnels calculés par ELIA ;
 - les Parties poursuivront les négociations en vue d'un arrangement à l'amiable et, après conclusion d'un accord, règlent la facture restante ex post ;
 - si aucun arrangement à l'amiable n'est conclu, la procédure de règlement des différends prévue à l'Art. I.13 des Conditions Générales s'appliquera.
- II.16.4 Sans préjudice de l'Art. I.5 des Conditions Générales, le SA enverra, par e-mail, au service Facturation et Paiement d'ELIA avec une copie au service Settlement (tous deux mentionnés à l'Annexe 13), au plus tard le 25 de chaque Mois calendrier M, soit :
- Une facture pour la rémunération d'un must-run ou d'un may-not-run pour le Mois M-1, déterminé comme décrit à l'Art. II.14.1 ;
 - Une facture ou note de crédit pour la rémunération du RD Requested pour le Mois M-1, calculée comme décrit à l'article II.14.3 ;
 - Le cas échéant, une note de crédit relative aux règlements et composants additionnels de contrôle d'activation pour le Mois M-2, tels que calculés par ELIA, conformément à l'Art. II.15.1 et communiqués conformément à l'Art. II.16.1.
- La facture ou la note de crédit comprend, conformément à l'Art. I.5, pour chaque offre concernée :
- L'indication du Mois M ;

⁴ Dans ce cas, ELIA envoie à la personne de contact du SA en charge du « settlement » désigné à l'Annexe 13 un e-mail contenant au moins l'ensemble minimal de données permettant au SA de vérifier la proposition d'ELIA.

- Le montant applicable ;

- II.16.5 ELIA approuve ou rejette les factures et/ou notes de crédit dans les 5 jours ouvrables suivant leur réception.
- II.16.6 L'Annexe 12 comprend la structure d'imputation à mentionner par le SA.
- II.16.7 Sans préjudice de l'Art. I.5 des Conditions Générales, ELIA présente au SA, au plus tard le 25 de chaque Mois calendrier M, le cas échéant, une facture relative aux règlements de contrôle de Programme Journalier pour le Mois M-2, tels que calculés par ELIA, conformément à l'Art. II.15.2 et communiqués conformément à l'Art. II.16.1.

Fait à Bruxelles en deux exemplaires originaux, chaque Partie reconnaissant avoir reçu le sien. La version officielle a été rédigée en néerlandais et en français, sans qu'une version prime l'autre ; la version anglaise est uniquement fournie à titre d'information.

ELIA Transmission Belgium N.V./S.A., représentée par :

Nom 1
Fonction

Date :

Nom 2
Fonction

Date :

[Prestataire de services], représenté par :

Nom 1
Fonction

Date :

Nom 2
Fonction

Date :

PART III - ANNEXES

ANNEXE 1. LISTE DES POINTS DE LIVRAISON

Les modèles pour la liste des Points de Livraison et les informations connexes sont disponibles dans le fichier Excel suivant :



Annex1-YYYYMMDD.
xlsx

1.A LISTE DES POINTS DE LIVRAISON

Conformément à l'Art.II.3.6, la liste des Points de livraison est définie sur la base du modèle suivant qui est échangé entre le SA et ELIA ⁵:

Avec la structure suivante :

Voir la feuille 1 du fichier Excel.

Annex 1 SA Pool attributes	
SA name	
Contract reference	
Request for update [dd/mm/yyyy]	
Go Live of the update [dd/mm/yyyy]	

Voir la feuille 2 du fichier Excel.

ANNEX 1 List of Delivery Points									
Delivery Point name	EAN code	Electrical Zone	DP_Pmax _{inj} [MW]	DP_Pmax _{off} [MW]	DP_Pmin _{inj} [MW]	DP_Pmin _{off} [MW]	May-not-run remuneration pursuant to Art. II 14.1		
							Start-up Fuel used for price reference	Start-up fuel consumption [GJ]	Fixed start-up cost [€]

⁵Pour les données structurales (c'est-à-dire le Niveau de Coordonnabilité, les Operating Modes, la présence d'un réservoir d'énergie limité et le type de carburant), le modèle de l'Annexe 14 est utilisé.

1.B LISTE DES SPÉCIFICATIONS DES OPERATING MODES

Conformément à l'Art.II.3.9, la liste exhaustive de tous les Operating Modes possibles pour chaque Technical Facility est établie sur la base du modèle suivant, qui est échangé entre le SA et ELIA⁶ :

Avec la structure suivante :

Voir feuille 3 du fichier Excel.

ANNEX 1 List of Operating Mode specifications				
Operating Mode name	Operating Mode EAN	Non-default FAT for RD Energy Bids [Allowed / NA]	Non-default MAT for RD Energy Bids [Allowed / NA]	Non-default MIT for RD Energy Bids [Allowed / NA]

1.C FORMULE DE PRIX D'ACTIVATION

Conformément à l'Art.II.3.10 le SA et le responsable contractuel d'Elia, mentionné à l'Annexe 13, conviennent mutuellement par e-mail, pour chaque Operating Mode figurant à l'Annexe 1.B, d'une formule de prix d'activation. La formule du prix d'activation respecte la concurrence loyale, le principe de rémunération basée sur les coûts mentionné à l'Annexe 6 ainsi que la liste de règles non exhaustive suivante :

La formule du prix d'activation reflète, de manière non ambiguë et clairement identifiable, l'impact d'une activation (coût supplémentaire, coût économisé) sur les éléments suivants :

- Combustible(s) ;
- Droits d'émission de CO2, certificats verts et/ou certificats de production combinée de chaleur et d'électricité ;
- Démarrage et arrêt ;
- Impact sur les processus industriels directement liés à l'Operating Mode activé ;
- Les coûts de restauration de l'état de charge dû à l'activation, dans le cas où un réservoir d'énergie limité a été utilisé pour l'activation ;
- Tout autre coût opérationnel individuel, non répertorié ci-dessus ;

⁶Pour les données structurelles (c'est-à-dire l'identification et la composition de l'Operating Mode par Technical Facility), le modèle de l'Annexe 14 est utilisé jusqu'à ce que ces mêmes données structurelles soient collectées par le biais du Contrat de Raccordement lors de sa prochaine révision.

Pour chaque coût, la proportionnalité à la RD Requested et le coût unitaire sont définis sur base des informations justificatives d'une source fiable (factures, contrats, prix de référence...).

La formule de prix d'activation n'est pas influencée par :

- La perte d'opportunité ;
- Les coûts d'investissement ;

La formule de prix d'activation est définie sur la base du modèle suivant qui est échangé entre le SA et ELIA :

Avec la structure suivante :

Voir la feuille 4 du fichier Excel.

Annex 1 activation price formula														
Technical Facility name:														
Operating Mode 1	Operating Mode Name:		Operating Mode EAN		Formula(s)						Comments on formula			
	Components impacting the activation price:													
	Name		Unit		Comment									

ANNEXE 2. PROCÉDURE D'ACCEPTATION D'UN SA

Cette annexe décrit toutes les conditions que doit remplir le SA pour participer à la programmation et au RD Service.

2.A PROCÉDURE DE QUALIFICATION OUVERTE

Avant de signer le Contrat SA, tout candidat doit introduire une candidature afin de devenir fournisseur qualifié.

Les conditions pour devenir fournisseur qualifié sont présentées ci-dessous :

- Fourniture d'une déclaration (appelée « Déclaration sous serment ») dans laquelle le candidat déclare remplir ses obligations en matière de paiement des cotisations à la sécurité sociale conformément aux dispositions légales, ainsi que ses obligations en matière de paiement des impôts conformément aux dispositions légales, et ne pas être en situation de faillite.
- Preuve d'une situation financière et économique saine du candidat.

Le candidat peut introduire sa demande en envoyant à ELIA le formulaire de candidature complété et les documents requis pour le service concerné. Le formulaire de candidature et le modèle de déclaration sous serment peuvent être téléchargés sur le site web d'ELIA ou demandés par e-mail au responsable contractuel désigné à l'Annexe 13.

La candidature doit être soumise à ELIA au moins un mois avant la date de signature du Contrat SA.

ANNEXE 3. EXIGENCES DE COMPTAGE

Tous les Points de Livraison doivent avoir un ou plusieurs compteur(s) installé(s) remplissant les exigences minimales suivantes.

3.A EXIGENCES GÉNÉRALES DE COMPTAGE POUR TOUS LES POINTS DE LIVRAISON

- Un compteur AMR⁷ pouvant fournir des données de comptage de 15 minutes afin de mesurer l'Injection ou le Prélèvement⁸ du Point de Livraison concerné.
- Il doit être possible de calculer le $DP_{measured}$ sur base des données de comptage au niveau d'un Point de Livraison.

3.B EXIGENCES DE COMPTAGE SPÉCIFIQUES À CHAQUE TYPE DE POINT DE LIVRAISON

Points de Livraison sur le Réseau ELIA

- En cas de Comptage Principal, le compteur est un Compteur Principal répertorié à l'Annexe 4 du Contrat de Raccordement.
- Dans le cas du Sous-Comptage, le Sous-Compteur utilisé doit respecter les exigences de comptage spécifiées dans le document « Spécifications techniques générales des solutions de sous-comptage » publié sur le site web d'ELIA et disponible sur demande par e-mail à l'adresse du responsable contractuel d'ELIA désigné à l'Annexe 13.

Points de Livraison sur le Réseau Public de Distribution

- Les moyens de communication et les accords concernant les exigences de comptage doivent être discutés avec le DSO concerné.

Points de Livraison au sein d'un CDS

- Le CDSO doit utiliser les installations de comptage (déjà) associées aux Points de Livraison au sein d'un CDS dans le cadre de ses obligations de facturation concernant les Points d'Accès du CDS.
- Le CDSO doit valider les données de comptage.

3.C VALIDATION DES DONNÉES DE SOUS-COMPTAGE DU RÉSEAU ELIA ET DE COMPTAGE DU CDS

ELIA met à la disposition du SA les données de comptage du Jour D au plus tard le Jour Ouvrable D+2 dans les cas suivants :

⁷ Compteur automatique (Automatic Meter Reader)

⁸ Sur le Réseau ELIA, la valeur rémunérée pour le quart d'heure est utilisée.

- un Compteur Principal au niveau d'un Point d'Accès raccordé à un CDS ;
- un Sous-Compteur au sein des installations électriques d'un Utilisateur de Réseau en aval d'un Point d'Accès raccordé au Réseau ELIA ou à un CDS.

Si le SA n'est pas d'accord, il peut contester les données de comptage du Jour D au plus tard le Jour Ouvrable D+5 en envoyant un e-mail à Elia System Services comme indiqué à l'Annexe 13. Dans sa contestation, le SA doit déclarer qu'il n'est pas d'accord avec les données de comptage, indiquer le motif de la contestation et fournir la preuve que les données ne sont pas correctes. Sur la base du motif invoqué et de la preuve fournie, ELIA et le SA peuvent convenir d'utiliser des données de comptage ajustées.

Si la date limite du Jour Ouvrable D+5 n'est pas respectée ou si ELIA et le SA ne parviennent pas à un accord, les données de comptage initiales fournies par ELIA doivent être utilisées.

3.D DEMANDE DE MESURE DE LA PUISSANCE

Le SA peut également demander à recevoir d'ELIA des mesures de puissance par le biais de sa connexion en temps réel (si celles-ci sont mesurées par ELIA) pour les Points de Livraison valablement répertoriés à l'Annexe 1. Le SA et ELIA signent un avenant concernant cette communication.

ANNEXE 4. SOUMISSION DE PROGRAMME JOURNALIER

Conformément à l'Art. II.6, le SA soumet le Programme Journalier ou sa mise à jour par le biais d'un canal dédié mis à disposition par ELIA. La documentation technique est disponible sur le site web d'ELIA ou peut être demandée par e-mail au responsable contractuel d'ELIA indiqué à l'Annexe 13.

4.A SPÉCIFICATIONS POUR LA SOUMISSION D'UN PROGRAMME JOURNALIER

La soumission d'un Programme Journalier comprend les informations suivantes :

- Le Point de Livraison correspondant au Programme Journalier ;
- Le Jour auquel le Programme Journalier s'applique ;
- L'ensemble des valeurs, sur une base quart-horaire, exprimées en MW, telles que définies à l'Art. II.1, en considérant que :
 - La granularité est de 0,1 MW ;
 - L'Injection (Prélèvement) est représenté(e) par une valeur négative (positive) ;
 - La valeur quart-horaire est comprise entre $DP_P_{max_{off}}$ (ou 0 si non applicable) et $DP_P_{max_{inj}}$ (ou 0 si non applicable). En cas de démarrage et d'arrêt, cette valeur peut être inférieure à $DP_P_{min_{inj}}$ ou $DP_P_{min_{off}}$.

4.B PROCÉDURE DE VALIDATION

ELIA effectue les contrôles suivants lors de toute soumission (ou mise à jour) d'un Programme Journalier, conformément à l'Art. II.6.5 :

- le SA détient un Contrat SA valide avec ELIA ;
- Le Point de Livraison auquel s'applique le Programme Journalier fait partie du Pool ;
- En cas de mise à jour du Programme Journalier d'un Point de Livraison inclus dans une RD Energy Bid activée à la hausse (à la baisse), la mise à jour n'est pas requise à la baisse (à la hausse) conformément à l'Art. II.6.7 ;
- Le Programme Journalier est conforme aux demandes de must-run et may-not-run convenues, conformément à l'Art. II.6.9 ;
- Le Programme Journalier est limité aux $DP_P_{max_{inj}}$ et/ou $DP_P_{max_{off}}$ du Point de Livraison concerné.

Un Programme Journalier est automatiquement rejeté si une des quatre premières conditions ci-dessus n'est pas remplie et le SA est informé de ce rejet et de son motif. Si la dernière condition mentionnée ci-dessus n'est pas satisfaite, ELIA accepte la soumission (ou la mise à jour) mais en informe le SA au moyen d'un avertissement.

ANNEXE 5. SOUMISSION D'OFFRES D'ÉNERGIE DE REDISPATCHING

Conformément à l'Art. II.7, le SA soumet les RD Energy Bids ou une mise à jour de ces RD Energy Bids par le biais d'un canal dédié mis à disposition par ELIA. La documentation technique est disponible sur le site web d'ELIA ou peut être demandée par e-mail au responsable contractuel d'ELIA indiqué à l'Annexe 13.

5.A SPÉCIFICATION DES RD ENERGY BIDS

Une RD Energy Bid comprend les informations suivantes :

- Le quart d'heure auquel s'applique la RD Energy Bid ;
- Le volume offert, exprimé en MW, considérant que :
 - Le volume offert minimum est de 1 MW ;
 - La granularité du volume est de 1 MW ;
- Le sens : à la hausse ou à la baisse ;
- Le prix d'activation, exprimé en €/MWh, en considérant que :
 - Le prix est déterminé conformément à l'Art. II.7.10 ;
 - Le prix est défini avec deux décimales ;
- Le(s) Point(s) de Livraison inclus dans la RD Energy Bid, conformément à l'Art. II.7.2 ;
- Le volume minimum, exprimé en MW, qui représente la divisibilité de la RD Energy Bid, en considérant que :
 - Le volume doit être compris entre 0 (zéro) MW (entièrement divisible) et la somme des DP_Pmin_{inj} et/ou DP_Pmin_{off} des Points de Livraison, inclus dans la RD Energy Bid ;
 - La granularité du volume est de 1 MW.
- En cas d'accord avec ELIA, conformément à l'Art. II.3.9, le Temps d'Activation Complet (en min), qui est un multiple de 15 min.
- En cas d'accord avec ELIA, conformément à l'Art. II.3.9, le Temps d'Activation Maximum (en min), qui est un multiple de 15 min.
- En cas d'accord avec ELIA, conformément à l'Art. II.3.9, le Niveau d'Énergie Maximum (en MWh).
- En cas d'accord avec ELIA, conformément à l'Art. II.3.9, et dans le cas d'un démarrage ou d'un arrêt, le Temps d'Activation Minimum (en min), qui est un multiple de 15 min.
- Tout lien entre la présente RD Energy Bid et d'autres RD Energy Bids, conformément à l'Annexe 5.B.

5.B PROVIDING GROUPS DE RD ENERGY BIDS

Chaque groupe de RD Energy Bids doit être lié à un Providing Group. Le SA peut choisir de combiner plusieurs groupes de RD Energy Bids dans le même Providing Group aux conditions suivantes :

- un Point de Livraison figurant dans une RD Energy Bid d'un Providing Group ne peut pas figurer dans une RD Energy Bid d'un autre Providing Group. En d'autres termes, un Point de Livraison ne peut être utilisé que dans un seul Providing Group ;
- Les groupes de RD Energy Bids liés à un Point de Livraison ne peuvent pas figurer ensemble dans un Providing Group s'ils contiennent des Points de Livraison de différentes Technical Facilities.

Une activation, conformément à l'Art. II.9.1, est effectuée au niveau d'un Providing Group, conformément à l'Annexe 7.B.

5.C LIEN CONDITIONNEL

Il existe plusieurs types de liens conditionnels. Le SA peut lier conditionnellement la disponibilité pour l'activation d'une RD Energy Bid à l'activation d'une autre RD Energy Bid en liant les deux RD Energy Bids dans les conditions suivantes :

- Une RD Energy Bid au quart d'heure QH_0 ne peut être liée qu'à des RD Energy Bids au quart d'heures QH_{-1} , QH_{-2} , QH_1 ou QH_2 .
- Une RD Energy Bid au quart d'heure QH_0 ne peut pas être liée à plus de trois RD Energy Bids au quart d'heure QH_{-1} .
- Une RD Energy Bid au quart d'heure QH_0 ne peut pas être liée à plus de trois RD Energy Bids au quart d'heure QH_{-2} .
- Une RD Energy Bid au quart d'heure QH_0 ne peut pas être liée à plus de trois RD Energy Bids au quart d'heure QH_1 .
- Une RD Energy Bid au quart d'heure QH_0 ne peut pas être liée à plus de trois RD Energy Bids au quart d'heure QH_2 .
- Une RD Energy Bid ne peut être liée qu'une seule fois à une même RD Energy Bid.
- Les RD Energy Bids ne peuvent pas être liées conditionnellement entre elles si elles contiennent des Points de Livraison faisant partie de différentes Technical Facilities.
- Les liens conditionnels, tels que décrits dans le tableau ci-dessous, de type 1 et de type A ne peuvent pas être combinés avec des liens conditionnels de type 2 et de type B.
- Une RD Energy Bid faisant partie d'un lien conditionnel ne peut pas être répertoriée dans un groupe « Parent-child » tel que décrit à l'annexe 5.E.

La lien conditionnel entre deux RD Energy Bids a des conséquences différentes selon le type de lien conditionnel, comme décrit dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1: Types de liens conditionnels entre RD Energy Bids .

Lien conditionnel	Description
Type 1	La RD Energy Bid est initialement disponible et devient indisponible pour activation par ELIA lorsqu'une activation de la RD Energy Bid liée est demandée.
Type 2	La RD Energy Bid est initialement indisponible et devient disponible pour activation par ELIA lorsqu'une activation de la RD Energy Bid liée est demandée.
Type A	La RD Energy Bid est initialement disponible et devient indisponible pour activation si aucune activation de la RD Energy Bid liée n'est demandée.
Type B	La RD Energy Bid est initialement indisponible et devient disponible pour activation si aucune activation de la RD Energy Bid liée n'est demandée.

5.D LIEN DE GROUPE EXCLUSIF

Le SA peut lier plusieurs RD Energy Bids du même quart d'heure en les incluant dans le même groupe exclusif de RD Energy Bids, mais aux conditions suivantes :

- Les RD Energy Bids ne peuvent pas être incluses dans un groupe exclusif si elles contiennent des Points de Livraison faisant partie de différentes Technical Facilities ;
- Une RD Energy Bid faisant partie d'un groupe exclusif ne peut pas être répertoriée dans un groupe « Parent-Child » tel que décrit à l'annexe 5.E.

Lorsqu'une activation est demandée sur une RD Energy Bid du groupe exclusif, toutes les autres RD Energy Bids du groupe exclusif sont rendues indisponibles pour activation par ELIA.

5.E LIEN « PARENT-CHILD »

Le SA peut lier plusieurs RD Energy Bids du même quart d'heure en les incluant dans le même groupe « Parent-Child » de RD Energy Bids , mais aux conditions suivantes :

- Les RD Energy Bids ne peuvent pas être incluses dans un même groupe « Parent-Child » si elles contiennent des Points de Livraison faisant partie de différentes Technical Facilities ;
- Une RD Energy Bid ne peut faire partie que d'un seul groupe « Parent-Child »;
- Les RD Energy Bids faisant partie du même groupe « Parent-Child » doivent avoir des prix d'activation différents ;

- Les RD Energy Bids faisant partie du même groupe « Parent-Child » doivent avoir le même sens ;
- Une RD Energy Bid faisant partie d'un groupe « Parent-Child » ne peut pas être liée conditionnellement ou incluse dans un groupe exclusif tel que décrit à l'Annexe 5.C et l'Annexe 5.D respectivement.

Une RD Energy Bid faisant partie d'un groupe « Parent-Child » ne peut être activée que si toutes les RD Energy Bids faisant partie du même groupe « Parent-Child » et ayant un prix d'activation inférieur sont activées.

5.F VÉRIFICATIONS EFFECTUÉES SUR UNE RD ENERGY BID

ELIA effectue les vérifications suivantes lors de toute soumission ou mise à jour d'une RD Energy Bid :

- Le SA détient un Contrat SA valide avec ELIA, et ;
- Les Points de Livraison mentionnés dans la RD Energy Bid font partie du Pool, et ;
- Les Points de Livraison mentionnés dans la RD Energy Bid appartiennent à la même Technical Facility, et ;
- Le volume offert d'une RD Energy Bid ne peut pas dépasser la somme des $DP_P_{max_{inj}}$ et $DP_P_{max_{off}}$ du Point de Livraison concerné.

ANNEXE 6. REFLET DES COÛTS

Le prix d'activation, conformément à l'Annexe 1.C, et la rémunération de tout must-run et may-not-run conformément à l'Annexe 10, doivent refléter les coûts, c'est-à-dire que :

- Le prix est **raisonnable**

les coûts reflètent un coût supplémentaire ou une perte de revenus qui ne peut être recouvré ou rémunéré ailleurs, sur base des informations disponibles au moment de la soumission.

- Le prix est **démontrable**

la Partie qui impute le coût doit être en mesure de justifier le montant par des informations justificatives provenant de source fiable (factures, offres de prix d'un contractant, prix de référence...), qui doivent être tenues à la disposition de la CREG et d'ELIA.

- Le prix est **directement lié à la demande**

le coût n'aurait pas été engagé si la demande d'activation n'avait pas eu lieu.

ANNEXE 7. ACTIVATION DES OFFRES D'ÉNERGIE DE REDISPATCHING

7.A EXIGENCES DE COMMUNICATION POUR L'ACTIVATION

En vue d'activer une RD Energy Bid, ELIA notifie le SA par message électronique. Le SA doit activer le RD Requested sans autre intervention de la part d'ELIA.

- **Acceptation** (premier message d'accusé de réception du SA)

Au plus tard 5 minutes après l'heure de début de l'activation, le SA envoie à ELIA un message d'accusé de réception contenant la liste des Points de Livraison et le volume prévu qui sera assuré par chacun d'eux pour la fourniture de la RD Energy Bid concernée. Le SA met tout en œuvre pour fournir des données exactes dans cette notification.

- **Confirmation** (deuxième message d'accusé de réception du SA)

Au plus tard 8 minutes après la fin de chaque activation, le SA communique à ELIA la liste définitive des Points de Livraison qui ont effectué l'activation, ainsi que le volume correspondant activé par chacun d'eux.

Lorsqu'un Point de Livraison est caractérisé par un EAN d'injection et un EAN de prélèvement, les messages en temps réel doivent uniquement mentionner l'EAN de prélèvement.

Lorsqu'ELIA ne reçoit pas un des messages d'accusé de réception requis (acceptation ou confirmation) dans les délais susmentionnés (et sans qu'il y ait de faute de la part d'ELIA), l'activation est considérée comme non conforme en vertu de l'Art. II.11.1.

7.B ACTIVATION D'UN PROVIDING GROUP DE REDISPATCHING

Une activation d'un ensemble de RD Energy Bids par Elia, conformément à l'Art. II.9.1, s'applique par Providing Group tel que décrit à l'Annexe 5.B.

Pour une Activation Programmée : le RD Requested de la première RD Energy Bid activée du Providing Group doit être atteint 5 minutes après le début du premier quart d'heure de l'activation, compte tenu du FAT ;

Pour une Activation Directe : le RD Requested de la première RD Energy Bid activée du Providing Group doit être atteint endéans le FAT après la demande d'activation ;

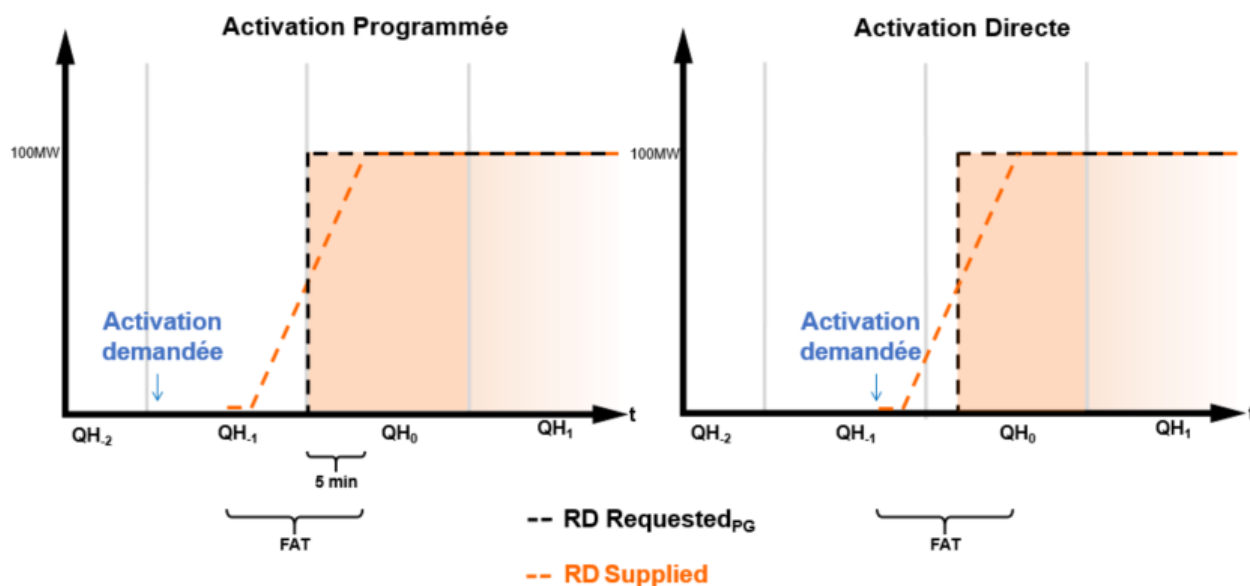


Figure 1: Activation Programmée et Directe d'un Providing Group de redispatching.

7.C « BLOCK APPROACH » POUR LA CORRECTION DU PÉRIMÈTRE D'ÉQUILIBRAGE

Si ELIA demande l'activation d'une (ou plusieurs) RD Energy Bid(s), conformément à l'Art. II.9.1, ELIA affecte l'énergie suivante (MWh), pour chaque quart d'heure respectif, au périmètre d'équilibrage du BRP :

$$\text{énergie affectée au périmètre d'équilibrage} = \text{RD Energy Requested}$$

où RD energy requested est déterminée conformément à l'Annexe 7.D.

Tableau 2 : Exemple de correction du périmètre d'équilibrage pour une Activation Programmée et Directe d'un Providing Group de Redispatching.

Quart d'heure	Activation Programmée		Activation Directe ($\Delta t = 5 \text{ min}$)	
	RD Requested [MW]	Énergie dans le périmètre du BRP [MWh]	RD Requested [MW]	Énergie dans le périmètre du BRP [MWh]
QH-2	0	0	0	0
QH-1	0	0	0	0
QH0	60	15	60	10
QH1	60	15	60	15

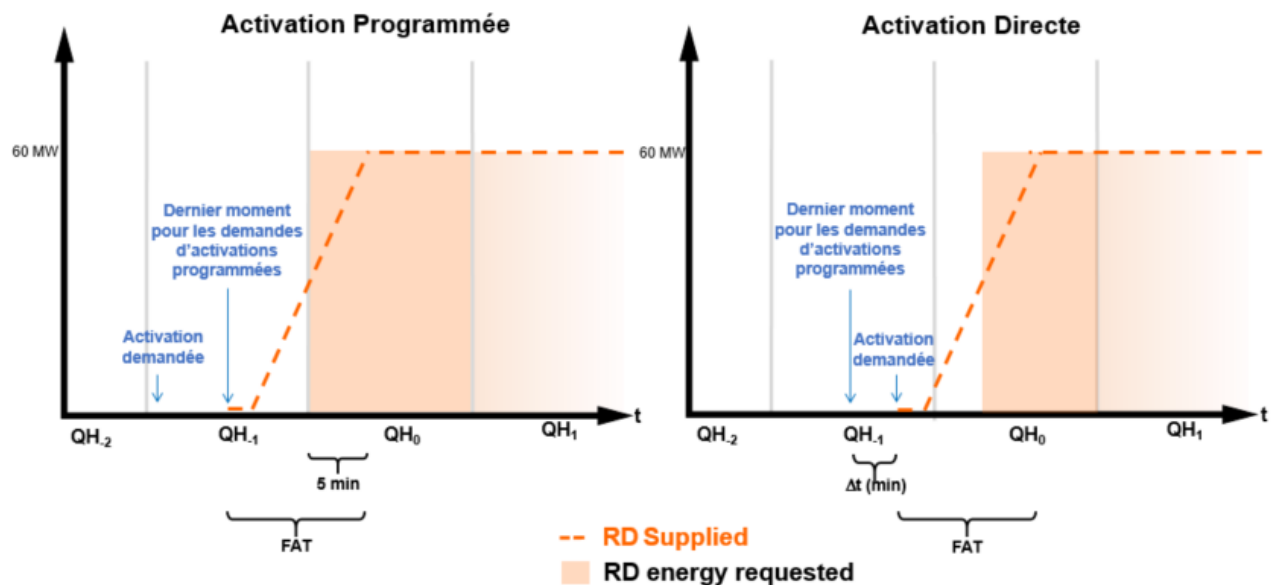


Figure 2: Exemple de l'Énergie RD demandée d'une Activation Programmée et Directe d'un Providing Group de redispatching.

7.D DÉTERMINATION DE LA RD ENERGY REQUESTED

Pour le premier quart d'heure de l'activation :

Pour une Activation Programmée :

$$RD \text{ energy requested} = \frac{1}{4} x RD \text{ Requested}$$

Pour une Activation Directe

$$RD \text{ energy requested} = \frac{1}{4} x RD \text{ Requested} x \frac{15 - \Delta t}{15}$$

où Δt est la différence de temps [min] entre le moment de la demande d'Activation Directe et le dernier moment où une Activation Programmée aurait pu être demandée en respectant le FAT de cette RD Energy Bid.

Pour tous les autres quarts d'heure de l'activation :

$$RD \text{ energy requested} = \frac{1}{4} x RD \text{ Requested}$$

ANNEXE 8. CONTRÔLE D'ACTIVATION

8.A DÉTERMINATION DE LA RD ENERGY MISSING TOTALE MANQUANTE PAR PROVIDING GROUP

Pour chaque Point de Livraison inclus dans un ensemble de RD Energy Bids activées, au cours du même quart d'heure et au sein du même Providing Group, la RD Energy Missing est calculée comme suit :

Pour le sens à la hausse :

$$RD\ Energy\ Missing_{PG} = RD\ energy\ to\ be\ supplied_{PG} - RD\ energy\ supplied_{PG}$$

Pour le sens à la baisse :

$$RD\ Energy\ Missing_{PG} = -(RD\ energy\ to\ be\ supplied_{PG} - RD\ energy\ supplied_{PG})$$

où :

- RD energy to be supplied_{PG} est déterminée conformément à l'annexe 8.B ;
- RD energy supplied_{PG} est déterminée conformément à l'annexe 8.D ;

8.B DÉTERMINATION DE LA RD ENERGY TO BE SUPPLIED PAR PROVIDING GROUP

La RD energy to be supplied par Providing Group est calculée comme suit :

$$RD\ energy\ to\ be\ supplied_{PG} = \text{facteur de ramping} \times \sum_{\substack{RD\ Energy\ Bids\ activées \\ \text{dans } PG}} RD\ energy\ requested_{bid}$$

où :

- RD energy requested_{bid} est telle que déterminée à l'Annexe 7.D, par RD Energy Bid activée dans le Providing Group ;
- Le facteur de ramping est déterminé conformément à l'annexe 8.C.

8.C DÉTERMINATION DU FACTEUR DE RAMPING

Le facteur de ramping pour un quart d'heure QH donné est égal à 100 % sauf si une des deux conditions mentionnées ci-dessous est remplie. Dans ce cas, le facteur de ramping est égal à 90%. Ces conditions sont liées au ramping, qui est induit par la demande d'activation par ELIA de la RD Energy Bid.

- Le quart d'heure concerné est le premier quart d'heure de l'activation, comme illustré aux cas 1, 2 et 3 (QH1) de la Figure 3 ;
- Une activation à la hausse (à la baisse) pour laquelle la RD Requested_{PG}, tel que définie ci-dessous, au cours du quart d'heure QH concerné est supérieure (inférieure) au quart d'heure QH₋₁ précédent et le MW target est inférieur (supérieur) au quart d'heure QH₋₁ précédent, comme illustré au cas 1 (QH3) de la Figure 3 ;

Où :

- La RD Requested_{PG} est déterminée de la manière suivante :

$$RD\ Requested_{PG} = \sum_{RD\ Energy\ Bids\ activées\ dans\ PG} RD\ Requested_{bid}$$

- Le MW target est déterminé de la manière suivante :

$$\sum_{Points\ de\ Livraison\ participants} Programme\ Journalier_{DP} - RD\ Requested_{PG}$$

Où les Points de Livraison participants sont tous les Points de Livraison inclus dans les RD Energy Bids activées du Providing Group concerné ;

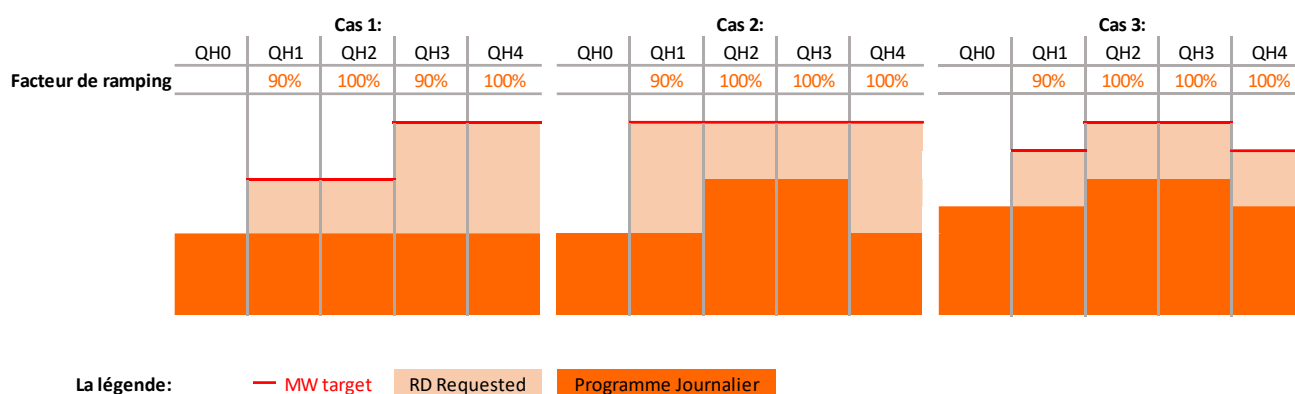


Figure 3: Détermination du facteur de ramping.

8.D DÉTERMINATION DE LA RD ENERGY SUPPLIED PAR PROVIDING GROUP

La RD energy supplied par Providing Group est calculée comme suit :

Pour les activations à la hausse :

$$RD\ energy\ supplied_{PG} = \min \left(\max \left(0 ; \sum_{\substack{\text{Points de Livraison} \\ \text{participants}}} RD\ energy\ supplied_{DP} \right) ; RD\ energy\ to\ be\ supplied_{PG} \right)$$

Pour les activations à la baisse :

$$RD\ energy\ supplied_{PG} = \max \left(\min \left(0 ; \sum_{\substack{\text{Points de Livraison} \\ \text{participants}}} RD\ energy\ supplied_{DP} \right) ; RD\ energy\ to\ be\ supplied_{PG} \right)$$

Où :

- RD energy supplied_{DP} est déterminée conformément à l'annexe 8.E ;
- les Points de Livraison participants sont tous les Points de Livraison inclus dans les RD Energy Bids activées du Providing Group concerné.

8.E DÉTERMINATION DE LA RD ENERGY SUPPLIED PAR POINT DE LIVRAISON

La RD energy supplied par Point de Livraison est calculée comme suit :

$$RD\ energy\ supplied_{DP} = \frac{1}{4} \times (Baseline - DP_{measured})$$

ANNEXE 9. CONTRÔLE DE RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER

9.A DÉTERMINATION D'UN RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER NON CONFORME

ELIA effectue le contrôle du retour au Programme Journalier, conformément à l'Art.II.12.1, par demande de Retour au Programme Journalier pour les trois quarts d'heure complets auxquels s'applique le retour au Programme Journalier. ELIA considère qu'un retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse) est conforme, si la condition suivante s'applique :

À la hausse :

$$DP_{measured} \leq \text{seuil}$$

À la baisse :

$$DP_{measured} \geq \text{seuil}$$

Dans le cas d'activation d'offres d'énergie d'équilibrage incluant le Point de Livraison, concerné par la demande de retour au Programme Journalier, ELIA considérera le retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse) comme conforme, si la condition suivante s'applique.

À la hausse :

$$DP_{measured} + \text{volume FCR offert down pour DP} + \text{mFRR down fourni par DP} + \text{aFRR down fourni par DP} \leq \text{seuil}$$

À la baisse :

$$DP_{measured} + \text{volume FCR offert up pour DP} + \text{mFRR up fourni par DP} + \text{aFRR up fourni par DP} \geq \text{seuil}$$

Où :

- volume FCR offert up (down) pour DP est le volume offert dans l'Offre d'Énergie FCR, tel que défini dans le Contrat BSP FCR, incluant le Point de Livraison concerné ;
- mFRR up (down) supplied par DP est égal à la partie du mFRR Supplied, tel que défini dans le Contrat BSP mFRR, qui est fournie par le Point de Livraison concerné dans le sens à la hausse (à la baisse) ;
- aFRR up (down) supplied par DP est égal à la partie du aFRR Supplied, tel que défini dans le Contrat BSP aFRR, qui est fournie par le Point de Livraison concerné dans le sens à la hausse (à la baisse) ;
- le seuil est déterminé conformément à l'Annexe 9.B.

9.B SEUIL POUR LE CONTRÔLE DE RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER

Le seuil pour un retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse) est calculé comme suit (excluant le scénario d'arrêt), selon que le Point de Livraison injecte ou prélève de la puissance active:

À la hausse:

- Injection:

$$seuil_{QH} = Programme\ Journalier_{QH} + tolerance_{QH}$$

- Prélèvement :

$$seuil_{QH} = \max (Programme\ Journalier_{QH}; DP_Pmin_{off}) + tolerance_{QH}$$

À la baisse:

- Injection:

$$seuil_{QH} = \min (Programme\ Journalie_{QH}; -DP_Pmin_{inj}) - tolerance_{QH}$$

- Prélèvement:

$$seuil_{QH} = Programme\ Journalie_{QH} - tolerance_{QH}$$

Où:

- la $tolerance_{QH}$, pour le premier quart d'heure complet auquel s'applique le retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse) (QH_1), est calculée comme suit:

$$tolerance_{QH1} = \max (0,5 \times deviation_{down(up),QH0}; 2\ MW; 2\% \times DP_Pmax_{inj}; 2\% \times DP_Pmax_{off})$$

- la $tolerance_{QH}$, pour les autres quart d'heures (QH_2 and QH_3) est calculée comme suit:

$$tolerance_{QH2,3} = \max (2\ MW; 2\% \times DP_Pmax_{inj}; 2\% \times DP_Pmax_{off})$$

Où :

- $deviation_{down,QH0}$ et $deviation_{up,QH0}$ sont définis à l' Annexe 9.C;
- DP_Pmax_{inj} et DP_Pmax_{off} sont pris en compte uniquement quand ils sont d'application.

9.C DÉVIATION PAR RAPPORT AU PROGRAMME JOURNALIER

La déviation par rapport au Programme Journalier au cours d'un quart d'heure QH pour un Point de Livraison injectant (prélevant) de la puissance active est définie comme suit pour un retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse):

À la hausse:

- Injection:

$$deviation_{QH} = DP_{measured,QH} - Programme\ Journalier_{QH}$$

- Prélèvement :

$$deviation_{QH} = DP_{measured,QH} - \max (Programme\ Journalier_{QH}; DP_Pmin_{off})$$

À la baisse:

- Injection:

$$deviation_{QH} = DP_{measured,QH} - \min (Programme\ Journalier_{QH}; -DP_Pmin_{inj})$$

- Prélèvement:

$$deviation_{QH} = DP_{measured,QH} - Programme\ Journalier_{QH}$$

La déviation à la hausse par rapport au Programme Journalier durant un quart d'heure QH est calculée comme suit

$$deviation_{up,QH} = \max (0; -deviation_{QH})$$

La déviation à la baisse par rapport au Programme Journalier durant un quart d'heure QH est calculée comme suit

$$deviation_{down,QH} = \max (0; deviation_{QH})$$

ANNEXE 10. RÉMUNÉRATION D'UN MAY-NOT-RUN

Un may-not-run est rémunéré conformément à l'Art. II.5.7 et conformément à l'Annexe 6.

10.A COÛT DE L'INJECTION DE PUISSANCE EMPÊCHÉE

Conformément à l'Annexe 6, la rémunération versée par ELIA doit au moins couvrir l'injection de puissance empêchée, calculée comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Rémunération} &\geq \\ &75 \% \text{ du coût de démarrage} + \\ &\left(\alpha \frac{[\text{€}]}{[\text{MW} \cdot \text{h}]} \times DP_{P_{\max} \text{inj}} [\text{MW}] \times \text{durée} [\text{h}] \right) \end{aligned}$$

Où :

- Les frais de démarrage sont calculés comme indiqué à l'Annexe 10.B
- α représente :
 - 20,83 €/MWh (c.à.d. 500 €/MWh /24) pour chaque série successive de 24 heures de may-not-run, ou ;
 - 25 €/MWh pour une série successive de moins de 24 heures (additionnelle ou séparée d'une série successive de 24 heures) de must-run ou may-not-run.

Exemples (à titre d'illustration uniquement) :

1) Pour une offre faite à 11h00 le vendredi 20 août 2021 pour un may-not-run sur une turbine à gaz **pendant 6 heures** le lundi 23 août :

L'Annexe 1 donne un $DP_{Pmaxinj}$: 100 MW

L'exemple de l'Annexe 10.B indique un coût de démarrage de 1321,5 €

$$\begin{aligned} \text{Rémunération} &\geq \\ 0,75 \times 1321,5 \text{ €} &+ (25 \text{ €/MWh} \times 100 \text{ MW} \times 6 \text{ h}) \\ &= 15\,991,125 \text{ €} \end{aligned}$$

2) Pour une offre faite à 11h00 le vendredi 20 août 2021 pour un may-not-run sur une turbine à gaz **pendant 26 heures** commençant le lundi 23 août :

L'Annexe 1 donne un $DP_{Pmaxinj}$: 100 MW

L'exemple de l'Annexe 10.B indique un coût de démarrage de 1321,5 €

Dans le cas où le may-not-run demandé (et offert) durerait 26 heures :

$$\begin{aligned} \text{Rémunération} &\geq \\ 0,75 \times 1321,5 \text{ €} &+ (20,83 \text{ €/MWh} \times 100 \text{ MW} \times 24 \text{ h}) \\ &+ (25 \text{ €/MWh} \times 100 \text{ MW} \times 2 \text{ h}) \\ &= 55\,983,125 \text{ €} \end{aligned}$$

10.B CALCUL DU COÛT DE DÉMARRAGE

Les coûts de démarrage conformément à l'Annexe 6 sont calculés à l'aide de la formule suivante :

$$\begin{aligned} &\text{Coût de démarrage fixe} \\ &+ (\text{Consommation de combustible de démarrage} \times \text{Prix de référence du combustible}) \\ &\pm (\text{Consommation de combustible de démarrage} \times \text{Prix de référence du CO}_2) \\ &= \text{Coût de démarrage} \end{aligned}$$

Le SA fournit les variables suivantes à l'aide du modèle de l'Annexe 1 :

- Coût de démarrage fixe
- Consommation de combustible de démarrage
- Le type de combustible de démarrage pour définir le prix de référence du combustible

Les variables suivantes sont déterminées au moyen de l'Annexe 10.C

- Prix de référence du combustible

- Prix de référence du CO2

Exemple (à titre d'illustration uniquement) :

Pour une offre faite à 11h00 le vendredi 20 août 2021 pour un may-not-run sur une turbine à gaz pour le lundi 23 août, l'annexe 1 fournit les informations suivantes :

- *Coût de démarrage fixe : 500 €*
- *Consommation de combustible de démarrage : 50 GJ*
- *Le type de combustible de démarrage pour définir le prix de référence du combustible : NG*

Les exemples de l'Annexe 10.C donnent les informations suivantes :

- *Prix de référence du combustible : 13,47 €/GJ*
- *Prix de référence du CO2 : 2,96 €/GJ*

$$\begin{aligned} & 500 \text{ €} \\ & + (50 \text{ GJ} * 13,47 \text{ €/GJ}) \\ & \underline{+ (50 \text{ GJ} * 2,96 \text{ €/GJ})} \\ & = 1321,5 \text{ € à utiliser comme coût de démarrage de référence dans l'Annexe 1.C} \end{aligned}$$

10.C PRIX DE RÉFÉRENCE DU COMBUSTIBLE ET DU CO₂

Pour le calcul des coûts de démarrage, conformément à l'Annexe 10.B, il convient d'utiliser les références suivantes.

Gaz naturel

Pour le prix du combustible, en €/MWh, se référer à la Bourse européenne de l'énergie (EEX) dont le prix est fixé au ZTP.⁹

- Dernier Daily European Gas Index (Daily EGIX) disponible : pour les offres faites avant la fin de la procédure ready-to-run, ou ;
- Dernier European Gas Spot Index (EGSI) : pour les offres faites après la fin de la procédure ready-to-run ;

et plus le coût suivant :

- 0,17 €/GJ coûts de transport

Exemples (à titre d'illustration uniquement) :

Avant la fin de la procédure ready-to-run :

Pour une offre faite à 11h00 le mardi 17 août 2021 pour un may-not-run pour le lundi 23 août, le dernier Daily EGIX disponible est : 47,880 €/MWh.

$$47,880 \text{ €/MWh} / 3,6 \text{ GJ/MWh} = 13,3 \text{ €/GJ}$$

$$+ 0,17 \text{ €/GJ de coûts de transport}$$

$$= 13,47 \text{ €/GJ}$$

À utiliser comme prix de référence du combustible dans l'Annexe 10.B.

Après la fin de la procédure ready-to-run

Pour une offre faite à 11h00 le vendredi 20 août 2021 pour un may-not-run pour le lundi 23 août, le dernier Daily EGSI disponible est : 44,314 €/MWh.

$$44,314 \text{ €/MWh} / 3,6 \text{ GJ/MWh} = 12,3 \text{ €/GJ}$$

$$+ 0,17 \text{ €/GJ de coûts de transport}$$

$$= 12,47 \text{ €/GJ}$$

À utiliser comme prix de référence du combustible dans l'Annexe 10.B.

⁹ ZTP: Zeebrugge Trading Point

Autres combustibles

Si d'autres combustibles de démarrage devaient être envisagés, les deux Parties conviennent d'un commun accord du prix de référence.

CO2

Pour le prix du CO2 en €/tonne, se référer à la Bourse européenne de l'énergie (EEX) :

- Dernier prix de règlement Futures Market EEX EUA FUTURE disponible : pour les offres faites avant la fin de la procédure ready-to-run, ou ;
- Dernier index Spot Market ECARBIX disponible : pour les offres faites après la fin de la procédure ready-to-run ;

Et convertir en €/GJth en utilisant 0,051 ton/GJ_{thermal} pour le Gaz Naturel.

Exemple (à titre d'illustration uniquement) :

Avant la fin de la procédure ready-to-run :

Pour une offre faite à 11h00 le mardi 17 août 2021, un may-not-run sur une turbine à gaz pour le lundi 23 août, le dernier prix de règlement Futures Market EEX EUA FUTURE disponible est celui du 16 août : AOÛ/21 58,08 €/tonne.

*$58,08 \text{ €/tonne} * 0,051 \text{ tonne/GJ}_{\text{thermal}} = 2,96 \text{ €/GJ}_{\text{thermal}}$ à utiliser comme prix de référence du CO₂ dans l'Annexe 10.B.*

Après la fin de la procédure ready-to-run

Pour une offre faite à 11h00 le vendredi 20 août 2021 pour un may-not-run sur une turbine à gaz pour le lundi 23 août, le dernier prix Spot Market ECARBIX disponible est celui du 19 août : 55,790 €/tonne.

*$55,790 \text{ €/tonne} * 0,051 \text{ tonne/GJ}_{\text{thermal}} = 2,84 \text{ €/GJ}_{\text{thermal}}$ à utiliser comme prix de référence du CO₂ dans l'Annexe 10.B.*

ANNEXE 11. RÈGLEMENT

11.A RÈGLEMENT ET COMPOSANT ADDITIONNEL POUR LE CONTRÔLE D'ACTIVATION

Conformément à l'Art. II.15.1, un règlement s'applique pour chaque activation non conforme d'une RD Energy Bid, éventuellement augmenté d'un composant additionnel. Ceux-ci sont basés sur la RD Energy Missing qui est calculée comme décrit dans l'Annexe 8A ou est égale à RD energy requested, comme décrit dans l'annexe 7.D, dans le cas d'une communication non conforme. Ils sont déterminés comme suit :

- Dans le cas d'une activation à la hausse (à la baisse), le règlement ne s'applique que lorsque le Prix de Déséquilibre est inférieur (supérieur) au prix d'activation et est calculé comme décrit ci-dessous :

règlement =

$$RD\ Energy\ Missing_{PG} \times \sum_{bids} (pro - rata_{bid} \times |Prix\ de\ déséquilibre - prix\ d'activation_{bid}|)$$

- Sous les conditions décrites dans le Considérant de ce T&C SA, le règlement peut être augmenté d'un composant additionnel, calculé comme suit :

$$Composant\ additionnel = |facteur\ d'incitation \times RD\ Energy\ Missing_{PG} \times \sum_{bids} (pro - rata_{bids} \times prix\ d'activation_{bid})|$$

Où le facteur d'incitation est déterminé conformément à l'Article 2 du Considérant de ce T&C SA.

Où $Pro - rata_{bid}$ est calculé de la manière suivante :

$$Pro - rata_{bid} = \frac{RD\ energy\ requested_{bid}}{\sum_{RD\ Energy\ Bids\ activées\ dans\ PG} RD\ energy\ requested_{bid}}$$

Où $RD\ energy\ requested_{bid}$ est la RD energy requested telle que déterminée conformément à l'Annexe 7.D, par RD Energy Bid activée.

11.B RÈGLEMENT POUR LE CONTRÔLE DE RETOUR AU PROGRAMME JOURNALIER

Le règlement est calculé comme suit par retour au Programme Journalier non conforme :

$$règlement_{RTS} = \sum_{QH} règlement_{RTS,QH}$$

Où $règlement_{RTS,QH}$ est calculé, pour les trois quarts d'heure suivant la demande de retour au Programme Journalier, en cas de retour au Programme Journalier à la hausse (à la baisse), de la manière suivante :

$$règlement_{RTS,QH} = \frac{1}{4} \times règlement\ deviation_{QH} \times prix\ du\ règlement_{RTS}$$

Où :

- Le prix du règlement_{RTS} est égal à la valeur absolue la plus élevée des deux options suivantes, pour le quart d'heure concerné : (i) le prix de déséquilibre ou (ii) la moyenne glissante des prix du marché aux enchères d'électricité day-ahead des 6 derniers mois complets, pour la Belgique, publiés par EPEX ;
- règlement deviation_{QH} est défini comme l'écart absolu de la puissance mesurée au Point de Livraison par rapport à son Programme Journalier pendant un quart d'heure QH :

$$règlement\ deviation_{QH} = |DP_{measured,QH} - Programme\ Journalier_{QH}|$$

ANNEXE 12. STRUCTURE D'IMPUTATION

Catégorie	Imputation	Description
SA Redispatching	914703	SA – Redispatching Rénumération Activation à la Hausse
SA Redispatching	914704	SA – Redispatching Rémunération Activation à la Baisse
SA Redispatching	914706	SA – Redispatching Règlement Contrôle d'Activation

ANNEXE 13. COORDONNÉES DES CONTACTS

Date : DD/MM/YYYY

Pour ELIA :

1	Responsable contractuel Sybille Mettens 20 Boulevard de l'Empereur 1000 Bruxelles E-mail : Sybille.Mettens@elia.be Nicolas Koelman 20 Boulevard de l'Empereur 1000 Bruxelles E-mail : Nicolas.koelman@elia.be Josephine Delmote 20 Boulevard de l'Empereur 1000 Bruxelles E-mail : Josephine.Delmote@elia.be François Jadoul 20 Boulevard de l'Empereur 1000 Bruxelles E-mail : Francois.Jadoul@elia.be
2	Contrôle de livraison Farid Benbouali E-mail : system.services@elia.be
3	Contrôle des factures 3.1 Settlement Farid Benbouali E-mail : system.services@elia.be 3.2 Facturation et Paiement Lieve Kerckhof Elia Transmission Belgium SA Boulevard de l'Empereur, 20 1000 Bruxelles TVA BE 0731.852.231

4 Dispatching (Opérations temps réel)

National Control Center (Operations)

Avenue de Vilvoorde, 126
1000 Bruxelles

Téléphone : +32 2 382 22 97

E-mail : dispatching@elia.be

Pour le SA :

1	Responsable(s) contractuel(s)
2	Facturation
3	Temps réel (24 hrs par jour) (max. un numéro de téléphone)

Conformément à l'Art. I.10.2 des Conditions générales, les deux parties tiennent à jour les coordonnées pendant toute la durée de validité du Contrat SA, en échangeant le modèle rempli dans la présente Annexe. Ces échanges et mises à jour peuvent être faits par e-mail.

ANNEXE 14. DONNÉES STRUCTURELLES

Les données structurelles sont définies sur base du modèle ci-dessous qui est échangé entre le SA et ELIA. Les mêmes données structurelles pour chaque Technical Facility sont collectées dans le Contrat OPA. Par conséquent, les données relatives à une seule Technical Facility doivent être identiques dans le Contrat SA et dans le Contrat OPA. Finalement, ces données seront collectées par le biais du Contrat de Raccordement lors de sa prochaine révision.



Annex 14-Structural
Data-YYMMDD.xls

Avec la structure suivante :

Attributs de la Pool du SA :

Se référer à la feuille 1 du fichier Excel.

Annex 14 SA Pool attributes	
SA name	
Contract reference	
Request for update [dd/mm/yyyy]	
Go Live of the update [dd/mm/yyyy]	

Liste des Technical Facilities :

Se référer à la feuille 2 du fichier Excel.

ANNEX 14 List of Technical Facilities							
Technical Facility							
TF Name	EAN code	TF Type	CHP	Limited Energy Reservoir	Size of Limited Energy Reservoir [MWh]	Coordinable Upward [Coordinable/ Not Coordinable]	Coordinable Downward [Coordinable/ Not Coordinable]

Liste des Technical Units :

Se référer à la feuille 3 du fichier Excel¹⁰.

ANNEX 14 List of Technical Units										
Technical Facility		Technical Unit								
Name	EAN	Name	EAN	Unit Type	Fuel Type	Comments on fuel type	TU_Pmax _{inj} [MW]	TU_Pmax _{off} [MW]	TU_Pmin _{inj} [MW]	TU_Pmin _{off} [MW]

Liste des Operating Modes :

Se référer à la feuille 4 du fichier Excel.

¹⁰ TU_Pmax_{inj}, TU_Pmax_{off}, TU_Pmin_{inj} et TU_Pmin_{off} sont des valeurs (en MW) qui indiquent l'Injection ou le Prélèvement maximal ou minimal dont une Technical Unit est capable.

ANNEX 14 List of Operating Modes												
Technical facility		Operating Mode		Technical Unit n°1			Technical Unit n°2			Technical Unit n°3		
TF name	TF EAN	Name	EAN	Name	EAN	Distribution Key [%]	Name	EAN	Distribution Key [%]	Name	EAN	Distribution Key [%]

Liste des Points de Livraison :

Se référer à la feuille 5 du fichier Excel.

ANNEX 14 List of Delivery Points						
Delivery Point name	EAN code	Electrical Zone	DP_Pmax _{inj} [MW]	DP_Pmax _{off} [MW]	DP_Pmin _{inj} [MW]	DP_Pmin _{off} [MW]