

– CONSULTATION PUBLIQUE –

**ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS DES ÉVOLUTIONS ENVISAGÉES
DANS LA PROPOSITION TARIFAIRE 2024-2027**

Elia Transmission Belgium

14 février 2023

Table des matières

SYNTHÈSE	4
1 INTRODUCTION	8
1.1 Consultation publique	8
1.2 Objectif	8
1.3 Structure du document	9
2 CADRE GÉNÉRAL	10
3 ÉVOLUTION DES COÛTS, REVENUS, RÉMUNÉRATIONS ET VOLUMES	12
3.1 Coûts	12
3.1.1 Evolution générale	12
3.1.2 Développement du réseau	13
3.1.3 Gestion et opération des assets de réseau	15
3.1.4 Gestion du système	17
3.2 Recettes.....	21
3.3 Soldes régulatoires	21
3.4 Rémunération	22
3.5 Volumes.....	23
3.5.1 Charge du réseau et demande en électricité	23
3.5.2 Énergie nette	24
3.5.3 Puissance	24
3.5.4 Injection	25
4 PRINCIPES GÉNÉRAUX QUANT À L'ALLOCATION DES COÛTS ET LES TARIFS	26
4.1 Allocation entre injection et prélèvement.....	26
4.2 Tarifs de raccordement.....	27
4.3 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau	27
4.3.1 Détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement	28
4.3.2 Tarifs pour pointe annuelle	30
4.3.3 Détermination d'une période pour l'exonération de la pointe mensuelle pour le prélèvement	30

4.3.4	Tarifs pour pointe mensuelle	32
4.3.5	Tarifs pour puissance mise à disposition	32
4.4	Tarifs de compensation des déséquilibres	34
4.4.1	Réserves de puissance et le black start	34
4.4.2	Maintien et restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès	35
4.5	Tarifs pour la gestion du système électrique.....	37
4.5.1	Tarifs pour la gestion du système électrique	37
4.5.2	Tarifs pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)	37
4.6	Tarif pour l'intégration du marché.....	39
4.7	Tarifs applicables à l'énergie nette prélevée - composante dynamique	39
5	OBLIGATION DE SERVICE PUBLIC, TAXES ET SURCHARGES	42
6	ANNEXES	43
6.1	SIA Partners – Étude de benchmark des tarifs d'injection	43
6.2	Grille tarifaire pour les tarifs d'utilisation du réseau et de réservations des services auxiliaires	43
6.3	Liste de projets dans le cadre de l'incitant « réalisation dans les délais de grands projets d'infrastructure »	43
7	QUESTIONS	44
8	RÉACTIONS	45

Synthèse

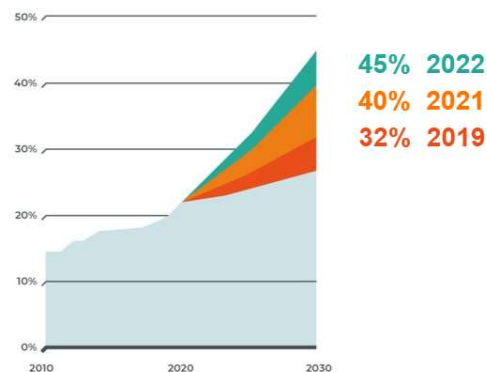
Les tarifs de transports à appliquer au cours de la période régulatoire 2024-2027 sont à définir en 2023. La détermination de ces tarifs constitue la mise en œuvre du 5ème cycle des tarifs pluriannuels de transport d'électricité, les premiers ayant été instaurés en 2008-2011.

Cette période tarifaire marque toutefois un moment particulier – assurément qualifiable de moment 'charnière' – dans la concrétisation de la transition énergétique en Belgique. Comme tout professionnel du secteur le sait, les ambitions sociétales telles que définies au niveau mondial, européen, national et régional pour lutter contre le réchauffement climatique par la décarbonisation de notre consommation énergétique sont majeures.

Ces dernières années, les ambitions fixées à l'horizon 2030 ont même été significativement rehaussées afin de contribuer parallèlement à la relance de l'économie affectée par la crise induite par la pandémie de Covid-19, et puis, encore plus récemment, afin d'augmenter notre indépendance énergétique et lutter contre la hausse des prix du gaz et de l'électricité.



Increase in EU RES targets by 2030



L'électrification massive de nos industries, de notre mobilité et de nos systèmes de chauffage jouera un rôle prépondérant dans le succès de la transition énergétique. Une augmentation de l'ordre de 50% de notre consommation électrique est attendue à l'horizon du début de la prochaine décennie. Elia constate que ceci se traduit concrètement dans le chef de plusieurs de nos clients par des commandes d'études pour de nouveaux raccordements, voire par des demandes d'augmentations de puissance de leur raccordement au réseau de transport. Pour les clients résidentiels, on peut également constater que les fédérations de la construction ou de la mobilité émettent des prévisions similaires d'augmentation importante des besoins en électricité. En parallèle à l'électrification en cours, la décarbonation passera par un accès assuré à des sources de production d'électricité décarbonées.

A l'heure d'écrire ces lignes, des choix sont posés par les autorités publiques sur la participation du nucléaire au mix énergétique belge. Quels qu'ils soient, ceux-ci ne

remettent pas en cause la nécessité de déployer des solutions renouvelables au cours de la prochaine décennie. En outre, au vu de l'insuffisance du potentiel renouvelable en Belgique par rapport aux besoins attendus, il y a lieu de compléter une intégration optimale de notre potentiel avec l'accès à de l'énergie renouvelable provenant d'en dehors de nos frontières afin d'assurer le développement économique futur de la Belgique.

Ainsi, pour rendre possible la transition énergétique poursuivie, les attentes placées dans le gestionnaire du réseau de transport – Elia Transmission Belgium (ci-après Elia) – sont très élevées. D'une part, Elia doit accélérer le développement des infrastructures de transport pour élargir l'accès au réservoir renouvelable de la Mer du Nord, permettre le développement de parcs éoliens offshore pour un potentiel de 3500MW dans la zone Princesse Elisabeth, renforcer les interconnexions et le backbone 380kV notamment par le placement de liaison HTLS, mais aussi permettre les développements nécessaires au raccordement de nouvelles unités de production ou de stockage et à l'électrification de l'industrie et de la consommation résidentielle. En parallèle, Elia doit continuer à remplacer et entretenir le réseau existant pour assurer sa fiabilité dans la durée.

D'autre part, Elia doit assurer la gestion d'un système électrique de plus en plus internationalisé, de plus en plus décentralisé et de plus en plus composé d'unités renouvelables intermittentes. Pour y parvenir, un changement de paradigme fondamental est nécessaire visant à ce que ce soit la consommation électrique qui s'adapte davantage à la disponibilité de la production électrique. Ce renversement de paradigme pourra être réalisé par la participation active des consommateurs et plus largement de tout qui disposera de flexibilité, et par la digitalisation plus poussée du secteur dans son ensemble. La gestion de l'équilibre du système et l'évitement des congestions passera par cette intégration intelligente des différentes filières de productions, des (nouvelles) consommations et des moyens de stockage en déploiement, au travers de services que les différents acteurs concernés auront le choix d'offrir ou de choisir. La gestion du système énergétique sera plus efficace pour l'ensemble de la collectivité à chaque fois que de nouveaux acteurs offriront ou choisiront des services pour lesquels ils y trouveront un intérêt individuel.

La réalisation de ces investissements en infrastructures et leur entretien, la gestion du système dans un environnement en pleine mutation, et le développement d'outils digitaux utiles à la gestion du système requièrent d'une part un programme d'investissement massif et des conditions de financement appropriées et, d'autre part, des ressources suffisantes disposant des compétences pour assurer ces investissements ou développer les outils nécessaires. L'attractivité des moyens financiers nécessaires et des ressources adéquates est rendue incertaine par deux types de guerre. La guerre – au sens propre – menée par la Russie en Ukraine qui se répercute en une tourmente de l'économie et des marchés financiers en particulier. Et une guerre – au sens figuré – des talents qui se prolonge et s'amplifie ces dernières années dans le contexte de tension sur le marché de l'emploi pour les profils recherchés.

Quoi qu'il en soit, la réalisation de ces chantiers indispensables à la concrétisation de la transition énergétique se traduit par des coûts à couvrir par les tarifs en forte

augmentation. De façon générale, les coûts à couvrir par les ventes tarifaires pour la période 2024-2027 vont augmenter significativement, passant d'environ 760 millions d'euro en moyenne sur la période 2020-2023 à environ 1350 million d'euro par an en moyenne sur 2024-2027. Les éléments contenus dans la présente note permettront d'en appréhender les drivers. Il ne faudra toutefois pas perdre de vue que ces chantiers permettront également de créer le bien-être économique de demain, une plus grande compétitivité sur les prix de l'électricité, des perspectives de développement industriel, et une gestion de système plus efficace et ce, tout en travaillant à la guérison de notre environnement menacé selon le chemin tracé par les autorités publiques. Ainsi, derrière l'évolution de ces coûts se trouve en réalité les investissements indispensables à une concrétisation la plus efficace possible de la transition énergétique. Sur cette base, il faut considérer la présente proposition tarifaire comme un investissement pour l'avenir de notre société.

Aujourd'hui, Elia soumet à consultation publique les éléments déterminants de la Proposition tarifaire 2024-2027. Elia organise cette consultation conformément à la Convention conclue le 22 décembre 2021 entre la CREG et Elia. Par la suite, et plus précisément en date du 10 mai 2023, Elia soumettra une Proposition tarifaire pour la période régulatoire 2024-2027 pour approbation à la CREG. Cette Proposition tarifaire devra être établie dans le respect de la Méthodologie tarifaire 2024-2027, adoptée par la CREG le 30 juin 2022.

Le présent document débute par une description du cadre général dans lequel Elia est amenée à élaborer sa Proposition tarifaire. Il reprend ensuite les principales évolutions en termes de coûts par groupes d'activités (Développement de l'infrastructure, Asset Management, Gestion du système), de rémunérations et de volumes pour la prochaine période tarifaire. Il traite ensuite des principes généraux quant à l'allocation des coûts et des tarifs.

De manière générale, Elia propose de ne pas procéder à une refonte approfondie de la structure tarifaire actuelle. Cependant, trois ajustements de la structure tarifaire sont proposés. Les modifications proposées ont pour objectif de soutenir la mise en œuvre par les utilisateurs du réseau de modifications de comportement vertueuses pour la gestion et le développement du système électrique dans le cadre de la transition énergétique :

- Le tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement : il est proposé de considérer une période pendant laquelle les prélèvements ne seront pas pris en considération pour la détermination de la valeur retenue pour la pointe mensuelle;
- Le tarif pour la puissance mise à disposition au prélèvement : il est proposé d'introduire un deuxième niveau de tarif permettant de contracter de la puissance mise à disposition sous un régime flexible.
- Tarifs applicables pour le prélèvement d'énergie nette : il est proposé de décomposer ces tarifs en un terme fixe et en un terme dynamique en fonction de l'évolution horaire du prix de marché day-ahead,

En outre, ce document reprend les éléments d'explication sur la manière dont les

obligations de service public, les taxes et les surcharges imposées par les autorités compétentes, seront traités dans le dossier tarifaire.

En annexe, Elia reprend trois documents importants : le premier est constitué du Benchmark commandé par Elia sur les tarifs d'injection dans les pays européens qui nous entourent. Cette analyse est particulièrement utile pour la fixation du tarif d'injection. Le deuxième reprend, à titre informatif, une première esquisse de la grille tarifaire potentielle pour les tarifs d'utilisation du réseau et de réservation des services auxiliaires. La troisième annexe contient la liste des projets proposés par Elia dans le cadre de l'incitation « mise en service dans les délais de grands projets d'infrastructure », conformément à l'article 24 de la Méthodologie tarifaire.

Enfin, ce document reprend aussi quelques questions permettant de structurer les contributions attendues dans le cadre de la présente consultation publique.

Les répondants à cette consultation sont invités à soumettre leurs contributions pour le 20 mars 2023 au plus tard.

1 Introduction

1.1 Consultation publique

Dans le cadre de l'Accord relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et des propositions de modification des tarifs¹, tel que convenu entre la CREG et Elia le 22 décembre 2021² et tel que publié sur le site web de la CREG, Elia organise, préalablement à l'introduction de la Proposition tarifaire pour la période 2024-2027, une consultation des acteurs du marché concernés. Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire 2024-2027.

Au terme de cette consultation, Elia sera amenée à rédiger un rapport de consultation expliquant la manière par laquelle elle a pris en compte (ou non) les différents commentaires émis. Les commentaires des parties prenantes consultées et le rapport de consultation seront joints à la Proposition tarifaire. Le rapport de consultation sera également mis à la disposition des parties consultées.

1.2 Objectif

L'objectif du présent document est d'informer tous les acteurs du marché concernés des éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire 2024-2027, afin de connaître le point de vue des parties prenantes.

Cette future Proposition tarifaire 2024-2027 devra être établie dans le respect de la Méthodologie tarifaire 2024-2027, adoptée par la CREG le 30 juin 2022. En effet, la Méthodologie tarifaire constitue le fondement des règles à respecter par Elia pour l'établissement des tarifs de la prochaine période réglementaire 2024-2027. La Méthodologie tarifaire catégorise les coûts pouvant être couverts par les tarifs, leurs règles d'évolution, les mécanismes déterminant la rémunération du gestionnaire du réseau, mais aussi les inducteurs de coûts à utiliser pour répercuter ces différents coûts par activité, et par catégorie d'utilisateur.

Pour rappel, cette Méthodologie tarifaire 2024-2027 a fait l'objet d'une consultation publique précédemment organisée par la CREG. La CREG a par la suite adopté un projet d'arrêté, présenté le 2 juin 2022 à la Chambre des Représentants. Aucun commentaire supplémentaire n'ayant été formulé par la Chambre et à l'issue de la procédure préparatoire prévue par la Loi Électricité, la CREG a adopté le 30 juin 2022 l'Arrêté fixant la « méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour

¹ Voir en particulier l'article 2, § 1er

² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo24-27/E-2024-2027-AccordProcedureFR.pdf>

les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport » (ci-après la Méthodologie tarifaire).

1.3 Structure du document

Les chapitres qui suivent commencent par décrire le cadre général dans lequel Elia est amenée à élaborer sa Proposition tarifaire. Ensuite, nous évoquerons les principales évolutions en matière de coûts, de revenus, de rémunération et de volumes identifiés par Elia pour la prochaine période tarifaire (2024-2027). Puis, les principes généraux relatifs à l'allocation des coûts et de la structure tarifaire seront exposés de manière plus détaillée. De plus, nous exposerons à titre d'information une première esquisse de la potentielle grille tarifaire pour les tarifs d'utilisation du réseau et de réservation des services auxiliaires qui devrait être retenue dans la future Proposition tarifaire. Enfin, nous mentionnerons différentes questions concernant le document soumis à consultation pour viser à structurer les différentes contributions attendues.

2 Cadre général

Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire pour la période 2024-2027.

L'établissement d'une Proposition tarifaire pluriannuelle et de tarifs unitaires fixés et publiés ex ante pour chaque année de la période régulatoire s'apparente à un travail prospectif d'anticipation de la réalité future sur tous les éléments qui, de près ou de loin, peuvent avoir une incidence sur les tarifs à appliquer par Elia au cours des quatre prochaines années.

Pour que ce travail puisse s'effectuer correctement, il exige en premier lieu un cadre réglementaire stable. Il repose ensuite sur des choix d'hypothèses judicieusement construites. Enfin, il requiert une maîtrise des interactions existantes – ou à anticiper – entre divers éléments.

Dès lors, l'élaboration de la Proposition tarifaire constitue un exercice complexe réalisé dans un cadre caractérisé par un grand nombre d'incertitudes et de facteurs de risque. Elia s'efforce de tenir compte au maximum de ces incertitudes et d'adopter des mesures anticipatives à cet égard dans sa Proposition tarifaire. En tout état de cause, si ces facteurs de risque doivent influencer considérablement sa capacité à accomplir ses activités, Elia entend se réserver la possibilité d'en tenir compte et d'adapter le cas échéant sa Proposition tarifaire en conséquence au cours de la période régulatoire concernée.

Le but de ce document n'étant pas de mener une consultation sur les diverses incertitudes auxquelles Elia est confrontée dans l'élaboration de sa Proposition tarifaire, ceux-ci ne feront l'objet que d'une énumération sommaire dans la suite du présent chapitre.

Les adaptations du cadre réglementaire et légal aux niveaux belge et européen constituent un premier facteur de risque.

Au niveau européen, il est question d'une nette accélération de la transition énergétique qui se traduit par des objectifs de plus en plus ambitieux, notamment en termes de part d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Le « Clean Energy Package », le Green Deal européen et le plan REPowerEU ont fait passer cet objectif de 32 % à 45 % d'ici 2030. L'élaboration de ces deux dernières initiatives juridiques doit encore avoir lieu ; elles seront ensuite transposées dans des objectifs nationaux.

Au niveau du cadre juridique belge, la transposition du paquet législatif « Clean Energy Package » de l'Union européenne sur l'énergie propre dans le cadre réglementaire est toujours en cours. En parallèle, la Belgique doit également adapter son Plan national Énergie-Climat pour tenir compte notamment des ambitions accrues exprimées au niveau européen.

Dans l'hypothèse où ces mesures et les modifications du cadre légal se matérialiseraient davantage, elles seraient susceptibles d'influencer sensiblement les hypothèses adoptées dans la préparation de la Proposition tarifaire.

En plus des risques posés par les aspects légaux et réglementaires, Elia estime qu'il est particulièrement complexe d'évaluer l'impact que pourraient avoir les autres décisions du Gouvernement dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, sur les missions d'Elia et les diverses obligations qui lui sont imposées. L'évolution du mix énergétique belge représente une incertitude particulière. Et la place des unités nucléaires en constitue un élément important. D'un côté, la loi relative à la sortie progressive du nucléaire stipule que toutes les unités doivent cesser leurs activités d'ici 2025, mais il existe des accords de principe pour prolonger deux réacteurs à partir de 2026 au plus tôt. De l'autre, le parc nucléaire (en Belgique ou en France) connaît ces dernières années des niveaux de disponibilité effective impactés par des périodes au cours desquelles une part significative de ces unités connaît une indisponibilité plus ou moins longue. Or, la composition du parc de production en Belgique et dans les pays voisins est une hypothèse qui peut affecter considérablement d'autres hypothèses ou estimations prises en compte dans l'établissement de la Proposition tarifaire.

De plus, des facteurs externes à la volonté d'Elia et en dehors de son contrôle peuvent à tout moment provoquer des effets négatifs et inattendus sur l'état de l'économie mondiale et européenne, et, par là sur l'économie en Belgique. Des effets qui peuvent influencer plus ou moins radicalement la validité des hypothèses économiques prises en compte pour l'élaboration de la Proposition tarifaire, tant au niveau des volumes de prélèvements et d'injection sur le réseau électrique, qu'au niveau de l'évolution des prix de l'électricité.

Enfin, la Proposition tarifaire va inclure la réalisation des investissements programmés dans les divers Plans d'investissements validés – ou en voie de l'être – par les autorités publiques compétentes. Outre les challenges technologiques liés à la réalisation des projets de grandes tailles repris dans ces plans, Elia s'inquiète profondément de l'adéquation et de l'attractivité du cadre réglementaire prévu pour la période réglementaire à venir, devant permettre d'attirer les moyens de financement conséquent nécessaire à la réalisation de ces investissements, à la suite de la tension majeure rencontrée dans l'économie et les marchés financiers.

3 Évolution des coûts, revenus, rémunérations et volumes

Les tarifs de transport couvrent la totalité du revenu nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport en Belgique. Ce revenu total comprend, d'une part, les coûts du gestionnaire de réseau et, d'autre part, sa rémunération.

Dans ce chapitre, Elia expose l'évolution des coûts (et revenus) nécessaires, des volumes ainsi que la rémunération, conformément à ce qui est prévu dans la Méthodologie tarifaire. Le but est de fournir des informations permettant de déduire l'évolution nécessaire du chiffre d'affaires tarifaire.

3.1 Coûts

3.1.1 Evolution générale

De façon générale, les coûts à couvrir par les ventes tarifaires pour la période 2024-2027 vont augmenter significativement, passant d'environ 760m€/an en moyenne sur la période 2020-2023 à environ 1350m€/an en moyenne sur 2024-2027. Cette augmentation est due à différents *drivers* qui sont détaillés dans les paragraphes suivants :

- Elia s'apprête à assurer une vague d'investissements sans précédent qui entraîne une forte augmentation des besoins en ressources tant humaines que financières. Le montant des investissements pour la période 2023-2027 s'élève à 7,2 milliards d'euros au total dont 6,5 milliards pour la période tarifaire 2024-2027, ce qui correspond à une moyenne annuelle de 1,6 milliards d'euros. A titre de comparaison, la moyenne annuelle des investissements en 2020-2023 était de 484 millions d'euros. Quant à elle, la RAB moyenne en 2023 devrait s'élever à environ 5,8 milliards d'euro et devrait atteindre en moyenne 10,3 milliards d'euro en 2027;
- Le réglage du système est de plus en plus complexe en raison de l'augmentation de la part de l'intermittent et de l'internationalisation du système. Après une hausse spectaculaire du coût des services auxiliaires durant l'année 2022 en raison des prix records du gaz et de l'électricité, Elia prévoit une stabilisation au cours de la période 2023-2027. Toutefois cette stabilisation devrait s'opérer à un niveau de coût qui restera supérieur à ceux observés avant 2022. Les rentes de congestion, quant à elles, également particulièrement élevée en 2022, diminueront sensiblement au fil de la période avec notamment le retour d'un niveau plus élevé de production du parc nucléaire français.

- Le résultat global sera des coûts de gestion du système³ en hausse, atteignant une moyenne de 147m€ sur la période 2024-2027 (à comparer à 35m€ par an sur 2020-2023);
- Elia prévoit une augmentation de ses coûts d'opérations journalières et des grands travaux ;
- Les coûts Corporate sont en augmentation proportionnelle pour suivre l'évolution des métiers d'Elia avec néanmoins une accélération des dépenses IT pour accompagner la digitalisation des métiers d'Elia.
- Une augmentation du personnel pour répondre au plan d'investissement mais aussi les autres défis décrits ci-dessous. Au total, de l'ordre de 600 nouveaux membres du personnel devront être engagés sur la période pour venir compléter les 1500 personnes en place en 2023.

3.1.2 Développement du réseau

Conformément à sa mission légale et aux dispositions spécifiques en la matière, le gestionnaire de réseau est chargé d'établir un Plan pour le développement du réseau de transport fédéral (niveau de tension supérieur à 70 kV), qui vise à identifier les projets devant être réalisés pour répondre aux besoins électriques attendus dans le futur. Ce plan couvre une période de dix ans et est soumis à l'approbation de la Ministre de l'Énergie, après un processus permettant à une multitude d'intervenants de commenter et donner leur avis sur les projets proposés. Les autres investissements dans les niveaux de tension inférieurs ou égaux à 70 kV sont repris dans les Plans d'investissements régionaux et adoptés conformément aux législations régionales spécifiques.

Les détails et les justifications des projets individuels d'investissement en infrastructure de transport sont repris dans le « Plan de développement fédéral du réseau de transport 2024-2034 » qui est en cours d'approbation et les plans de développement régionaux pertinents. Elia distingue donc 4 plans de développement :

- Le Plan de développement fédéral 2024-2034 (en cours d'approbation);
- Le Plan d'adaptation pour la Région wallonne 2023-2030;
- Le Plan d'investissements pour la Région Bruxelles-capitale 2022-2032;
- Le Plan d'investissement pour la Région flamande 2022-2032.

³ Les coûts de gestion du système représentent ici la différence nette entre les revenus de congestion d'une part et les réservations de services auxiliaires et la compensation des pertes d'autre part.

Le programme d'investissements en infrastructure de transport pour la période tarifaire 2024-2027 est principalement déterminé par les éléments suivants:

- Les développements offshore notamment l'île énergétique (Princess Elisabeth Island) et ses liaisons AC et DC au réseau onshore validés fin 2021 par le Gouvernement fédéral
- La poursuite des renforcements du réseau interne 380kV (Backbone) pour permettre d'intégrer les productions d'énergie renouvelable au réseau belge (Ex.: Ventilus, Boucle du Hainaut, upgrade HTLS des liaisons existantes, renforcement pour le raccordement des unités provenant du CRM, ...)
- L'augmentation des capacités et volumes demandés pour des raccordements clients et le besoin de renforcement du réseau vertical pour permettre l'électrification grandissante de l'industrie (Ex.: projet Baekeland)
- Le remplacement des équipements en fin de vie et la démolition nécessaire de différentes lignes électriques, comme par exemple la liaison Gouy-Oisquerq
- Le besoin d'interconnecteurs additionnels pour maximiser l'intégration de notre réseau au marché européen de l'électricité (onshore e.g. Lonny-Achene-Gramme et offshore e.g. Nautilus)

En l'espèce, Elia fait face à 5 principaux challenges dans le cadre de la réalisation de son plan d'investissements.

1. Besoin de flexibilité dans la gestion du portefeuille de projets : Afin de pouvoir faire face aux nouvelles demandes et aux variations potentielles des grands projets tout en continuant à implémenter les projets déjà planifiés, une coordination accrue au niveau des coupures et des ressources humaines et matérielles sera nécessaire ainsi que des études réseaux de plus en plus complexes.
2. Intégration des nouvelles technologies : l'évolution de nos activités nous amène à devoir intégrer des solutions technologiques nouvelles, comme par exemple la construction d'une île et la réalisation d'un poste HVDC Offshore, l'implémentation du nouveau protocole de communication IEC61850 utilisés dans les protections des sous-stations, le placement de condensateur synchrone, L'intégration de ces éléments aux propriétés technologiques nouvelles nécessite d'internaliser des compétences critiques et d'acquérir des connaissances spécialisées sur la construction, la mise en service, l'intégration dans le réseau, l'exploitation et la maintenance. Ceci mène également à un besoin de renforcer les compétences et les outils de gestion de portefeuille et de projet pour gérer les délais, les coûts et les risques liés à ces très grands projets d'investissement.
3. Conditions de marché difficiles : En raison du COVID 19, de la guerre en Ukraine et de l'accélération mondiale de l'électrification, le marché est sous pression, ce qui entraîne une pénurie de matériaux et de main-d'œuvre ainsi qu'une augmentation significative des prix. La forte demande d'équipements critiques entraîne une évolution vers un marché où le fournisseur d'équipements est en position de force pour déterminer les prix, les délais

de livraison et les spécifications techniques.

4. Difficulté d'obtention des permis : La réalisation du portefeuille d'investissements doit intégrer une incertitude accrue quant aux choix des solutions technologiques des projets, à leur calendrier et à la planification des investissements, suite à une attention toujours plus grande portée au contexte local et à la complexité politique qui vise l'équilibre entre l'intérêt et les sensibilités du public.
5. Adaptation de nos solutions aux changements climatiques : Le développement durable fait partie intégrante de notre mission et se traduit par des actions concrètes telles qu'une évolution vers des équipements sans gaz SF6, la recherche de solutions réduisant notre empreinte CO2 ou encore, l'augmentation de la résilience climatique de notre infrastructure.

Le programme d'investissement global prévu par Elia, conformément aux différents plans de développement, s'élève à environ 7,2 milliards d'euros pour les 5 prochaines années dont 6,5 milliards pour la période tarifaire 2024-2027. Ces investissements comprennent essentiellement des projets d'infrastructures électriques mais aussi des projets dits « non-électriques », c'est-à-dire relatifs à la construction de bâtiments, mise en sécurité des postes et de digitalisation.

Dans le contexte économique actuel très changeant, il convient toutefois de souligner que ce montant peut varier significativement si les paramètres macro-économiques (e.a. l'inflation) ou propres au marché des Biens et Services liés aux activités d'Elia devaient évoluer (e.a. matières premières). Pour construire son estimation budgétaire, Elia s'est appuyée sur les dernières données disponibles. La Proposition tarifaire pourrait être adaptée le cas échéant si des évolutions notables devaient encore être observées dans ces projections.

3.1.3 Gestion et opération des assets de réseau

La gestion et l'opération des assets de réseau sont considérés comme clé pour garantir la disponibilité et sécurité du réseau. Cela comprend des activités telles que (1) les stratégies et politiques induites de maintenance visant à optimiser la durée de vie et garantir la performance des infrastructures, (2) la gestion du planning des travaux et des coupures induites via nos centres de contrôle régionaux ainsi que (3) la gestion des équipes de techniciens sur le terrain qui garantiront l'exécution des opérations planifiées, mais également non planifiées en cas d'incident (accidents, inondations,...) et ce, tout en garantissant la sécurité des personnes.

Pour faire face aux nouveaux défis (voir ci-après) et contraintes, et afin d'optimiser ces activités, il devient primordial de faire évoluer nos stratégies (mode, fréquences, méthodes...) de maintenance. Concrètement, il s'agit de passer d'une maintenance périodique, à une maintenance conditionnelle associée à une gestion adéquate du risque.

La liste des principaux défis à relever en matière de maintenance est constituée des éléments ci-après :

- L'entretien d'installations existantes vieillissantes requérant également une formation continue de notre personnel et le déploiement de politique optimisée pour garantir leur durée de vie et performance;
- Un réseau électrique de plus en plus contraint et qui laissera de moins en moins d'opportunité pour réaliser les travaux nécessitant des coupures;
- L'évolution des technologies pour lesquelles nous devons former nos équipes, comme par exemple les nouveaux systèmes de protections digitaux, le monitoring digital et centralisé de nos installations électriques et les nouveaux équipements sans gaz SF6;
- Une augmentation de la sécurité de nos infrastructures qui sont considérées comme critiques pour la communauté belge et ceci en conformité avec les obligations légales qui s'imposent à Elia;
- L'impact du changement climatique et les défis liés à la durabilité. Les récentes inondations rencontrées au cours de l'été 2021 et les pics de température intervenant de plus en plus fréquemment ainsi que les nouvelles directives légales en matière d'environnement ont un impact direct et important sur notre activité.

Pour faire face à tous ces enjeux et remplir ses obligations tout en maintenant un même niveau de performance, il nous faut disposer, d'une part, de nouvelles ressources et compétences et d'autre part, faire évoluer nos méthodes de travail et nos processus.

La digitalisation fait partie des solutions nécessaires pour répondre à ces défis. Par exemple, l'émergence de l'IoT (objets connectés) via l'installation de capteurs sur nos installations permettra de mieux connaître l'état de nos équipements sans pour autant augmenter le nombre d'inspection. Couplée à ces nouvelles données venant de capteurs, l'intelligence artificielle permettra de prendre en compte un nombre croissant de contraintes sans être limité par le facteur humain. On pourra dès lors mieux prédire les moments idéaux pour assurer la maintenance de l'infrastructure et donc éviter des situations de coupures ou des coûts de maintenance inutiles. La digitalisation des tâches administratives permettra également aux équipes sur le terrain une plus grande flexibilité tout en améliorant la qualité des informations échangées.

En outre, l'augmentation de cette connectivité de notre réseau nécessitera également une infrastructure digitale adéquate. En effet, les capteurs IoT et autres éléments connectés vont devoir envoyer un volume croissant de données, via des réseaux spécifiques, le tout nécessitant un accès croissant au *cloud*.

Enfin, l'intégration de nouvelles technologies IT (software, AI...), avec des technologies OT (éléments de réseaux) multiplient les portes d'entrée pour des cyber-attaques aux extrémités du réseau. Pour cela une infrastructure *cloud*, qui permettra de mieux contenir ces risques, tout en garantissant une flexibilité de connexion, sera aussi nécessaire.

3.1.4 Gestion du système

La gestion du système comprend la gestion opérationnelle du système, l'exécution de nombreuses tâches liées au marché et sa facilitation, ainsi que les développements nécessaires en termes de conception, de développement et de mise en œuvre et leur suivi.

Sur ce plan, Elia vise explicitement à soutenir la transition énergétique pour la société dans son ensemble et ses utilisateurs du réseau. Cette approche se traduit en termes d'objectifs par (1) l'exploitation du réseau de transport (actuel et futur) de manière sûre et fiable, (2) la facilitation du marché à tous les niveaux, tant d'un point de vue géographique (UE, régional, belge et offshore) qu'en tenant compte de différents horizons temporels, allant du long terme au temps réel, et (3) le souhait de garantir la satisfaction des clients et de faciliter l'expérience des utilisateurs du réseau, afin qu'ils puissent apporter leur propre contribution à la transition énergétique et maximiser l'utilisation et la valorisation de leurs atouts dans celle-ci (par exemple leur flexibilité), et ce, dans l'intérêt de l'efficacité du système, pour toutes et tous.

Pour atteindre durablement ces objectifs au bénéfice de la société et des utilisateurs du réseau, Elia doit impérativement pouvoir anticiper les changements majeurs induits par la transition énergétique et y répondre de manière adéquate. À défaut, Elia pourrait devenir un facteur de blocage – une situation qui doit bien entendu être évitée et qui entraînerait une diminution de la prospérité. Une électrification croissante de la consommation d'énergie est prévue pour les prochaines années, tandis que le mix énergétique en Belgique continuera d'évoluer avec une tendance claire vers des installations de plus en plus décentralisées. Le besoin de flexibilité augmente de façon spectaculaire. Le nombre de parties et d'interactions qu'Elia doit gérer devrait lui aussi connaître une hausse marquée, ce qui rendra l'exploitation du système de plus en plus complexe. Elia s'est engagée depuis de nombreuses années dans le développement de produits et de l'accès au marché neutres technologiquement. Il sera crucial de poursuivre, mais aussi d'intensifier ces efforts en plaçant le client et l'utilisateur du réseau encore plus au centre de l'équation, et en supprimant autant que possible les obstacles éventuels.

Ces transformations de la société et du paysage énergétique signifient, entre autres, qu'Elia devra intensifier ses efforts de numérisation de ses activités dans les années à venir afin de gérer efficacement la complexité (par exemple pour fournir aux opérateurs les systèmes d'aide nécessaires à la prise de décisions). Une intégration numérique efficace est en effet nécessaire pour continuer à garantir la gestion du système à l'avenir. En termes d'évolutivité, une augmentation du nombre d'acteurs est attendue, mais aussi une hausse du nombre de points de livraison (batteries, véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.). Cela va de pair avec une augmentation du nombre de décisions à prendre, toujours dans un délai plus court et avec des dimensions de plus en plus complexes sur le plan de la gestion de la tension, du balancing, de la gestion de la congestion, etc. Tout cela se traduit par un nombre croissant de données critiques qui doivent être gérées et traitées dans un délai très court, mais aussi par la nécessité de pouvoir développer et mettre en œuvre rapidement de nouvelles applications ou

fonctionnalités. L'infrastructure numérique se doit donc d'être adéquate, et l'architecture des applications flexible. L'utilisation du *cloud* en devient essentielle pour fournir des services aux acteurs du marché en temps voulu, tout en assurant un traitement sécurisé de toutes les données relatives au réseau, aux assets décentralisés et aux acteurs du marché.

Les transformations auxquelles le système est confronté signifient également qu'Elia devra se concentrer encore davantage sur le développement des marchés et des produits, en vue d'intégrer par exemple l'infrastructure offshore dans les forces du marché, mais également de poursuivre l'intégration et l'harmonisation des produits d'équilibrage. Bien entendu, les mécanismes actuels doivent continuer à être exploités et gérés en attendant que ces transformations prennent forme. Et sur ce point, les besoins en personnel possédant les qualifications et l'expertise adéquates augmentent sans cesse.

Une partie importante des coûts et des revenus de la gestion du système est plus ou moins corrélée au niveau des prix de l'électricité et des prix sous-jacents, par exemple pour le gaz naturel, le CO₂ et le charbon. Bien que selon les prévisions actuelles, telles qu'observables sur les marchés à terme, les plus fortes hausses de prix semblent être terminées (par rapport aux prix à terme pour l'approvisionnement dans les années à venir par exemple, tels qu'ils sont cités autour de l'été 2022), les prévisions tablent toujours sur un niveau de prix de l'électricité nettement plus élevé qu'avant le déclenchement de la crise énergétique. Cette réalité détermine en partie la tendance à escompter pour les différents coûts et justifie grandement l'augmentation attendue par rapport aux budgets prévus pour la période 2020-2023. Les prix élevés récents constituent évidemment aussi le contexte dans lequel il faut considérer les coûts plus élevés (et aussi les rentes de congestion plus élevées) constatés en 2022. Plus spécifiquement, en ce qui concerne les principaux coûts et revenus liés à la gestion du système, les évolutions suivantes sont attendues :

- *Besoins de flexibilité et coût des réserves de balancing* : le besoin de flexibilité et le besoin de capacité réservable (FCR, aFRR et mFRR) devraient augmenter au cours de la période 2024-2027 (voir les commentaires donnés lors de l'atelier TF MOG2 du 10 janvier 2023). L'évolution de ces coûts est largement liée à l'évolution des prix de l'électricité, du gaz naturel et du CO₂. Depuis la crise énergétique, les coûts de réservation ont considérablement augmenté et les budgets prévus pour la période 2020-2023 ont donc été largement dépassés. Dans la mesure où les projections actuelles sur les futurs prix de l'énergie se confirmeraient, un retour complet aux niveaux de coûts d'avant le début de la crise énergétique est inconcevable. Reste que l'évolution du mix technologique et la participation accrue de « nouvelles » technologies, telles que la gestion de la demande et le stockage, offrent des possibilités d'atténuer la hausse des coûts par rapport à la dépendance à l'égard des technologies de production traditionnelles telles que les CCGT. Des variations dans la conception du marché ou des produits, par exemple à la suite d'une intégration ou d'une harmonisation plus poussée, peuvent également influencer davantage les coûts.

- **Coûts d'activation** : les coûts d'activation pour le balancing, ainsi que les coûts d'activation dans le contexte de la gestion de la congestion, sont fortement corrélés au niveau des prix de l'énergie. La participation croissante de « nouvelles » technologies au balancing peut toutefois entraîner des glissements dans les coûts d'activation, car ces technologies ont une structure de coûts différente.
- **Coûts de la compensation des pertes sur le réseau régional** : ces coûts devraient augmenter par rapport à la période tarifaire précédente. Ils sont en effet fortement corrélés au niveau des prix de l'énergie, mais compte tenu de l'électrification croissante attendue, une augmentation progressive des pertes sur le réseau régional n'est pas à exclure. Les variations dans les niveaux de prix n'affectent néanmoins ces coûts que progressivement, car Elia démarre généralement l'achat de l'énergie pour compenser les pertes du réseau trois ans à l'avance. Le nombre de contrats conclus avant le début de la crise énergétique va progressivement diminuer. Les volumes à acheter seront donc négociés au prix du marché.

Un élément nouveau est le fait qu'Elia prévoit d'étendre le processus d'achat au cours de la prochaine période tarifaire, pour inclure des achats à court terme (day-ahead) et ainsi réduire le « *supply gap* ». Les modalités d'un tel fonctionnement doivent encore être définies en concertation avec la CREG.

En ce qui concerne les pertes sur le réseau fédéral, Elia continuera pour la prochaine période tarifaire 2024-2027 à appliquer la méthode de travail actuelle selon laquelle les BRP prévoient une compensation en nature. Elia renvoie ici à l'étude⁴ réalisée dans le cadre des incitants balancing 2022, qui indique que, du moins à court ou moyen terme, un changement n'est pas souhaitable et qu'il est préférable que, en cas de modification de ce modus operandi, diverses conditions préalables soient revues par les instances compétentes.

- **Coûts de gestion de la tension** : la sortie du nucléaire, l'essor des technologies décentralisées, l'évolution des technologies dans le réseau lui-même, les nouvelles centrales au gaz, etc. ont un fort impact sur la gestion de la tension. Elia compense cela par des investissements dans l'infrastructure (par exemple shunts) d'une part, et va souvent puiser dans les ressources disponibles sur le marché pour le soutien de la tension, d'autre part. Le profil de coûts attendu évoluera donc au fil des années au cours de la prochaine période tarifaire ; une diminution nette et significative des coûts par rapport au niveau actuel devrait survenir vers la fin de la période tarifaire.

⁴ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/studies/balancing-incentive-study-on-the-estimation-and-the-compensation-of-the-grid-losses>

- *Revenus internationaux* : Elia s'attend à un effet décroissant sur les revenus tarifaires au cours de la prochaine période par rapport à la période actuelle, car en raison de la situation sur le marché européen de l'énergie au cours de l'année écoulée (disponibilité réduite du parc nucléaire en France, prix élevés de l'énergie suite à la guerre en Ukraine, etc.), les revenus de congestion déjà comptabilisés et estimés pour la période tarifaire actuelle dépassent largement les niveaux estimés dans le dossier tarifaire 2020-2023. Ce surplus tarifaire aura donc un effet réducteur sur les tarifs pour la période 2024-2027.

Pour la période 2024-2027 cependant, Elia ne s'attend pas aux mêmes niveaux très élevés de revenus de congestion que ceux observés en 2022, en raison d'une meilleure convergence attendue des prix de l'électricité entre les pays voisins et dans la région « CORE », vu le retour escompté des unités nucléaires en France, la disparition (partielle) des unités nucléaires en Belgique et la réduction du spread charbon/gaz. Les prix de l'énergie devraient par ailleurs baisser après 2024, une diminution qui réduirait les écarts absolus de prix entre les pays et donc les revenus de congestion. Elia prévoit cependant d'inclure dans sa proposition tarifaire des revenus de congestion bien plus élevés que les niveaux initialement estimés de la période tarifaire actuelle, car les prix ne devraient pas baisser au point de revenir aux niveaux d'avant la crise énergétique.

L'importance des contributions des revenus du mécanisme de compensation inter-TSO (ITC) devrait également augmenter en raison de prix de l'énergie globalement plus élevés par rapport aux budgets prévus pour la période 2020-2023. Les recettes provenant des contributions au mécanisme ITC dépendent de la mesure dans laquelle la zone belge – par rapport à toutes les autres zones en Europe – est censée être principalement un importateur/exportateur, ou principalement une zone de transit. En 2022, en partie en raison de la grande indisponibilité du parc nucléaire français, la Belgique s'est révélée être principalement exportatrice, ce qui a entraîné une contribution plus élevée. Pour le volet du mécanisme ITC lié aux pertes sur le réseau, les prix plus élevés de l'énergie devraient également être pris en compte.

Tous les éléments susmentionnés devraient conduire à une augmentation générale des coûts liés à la gestion du système. Les coûts de réservation s'élèveront en moyenne à 175 millions d'euro par an sur la période 2024-2027 à comparer aux coûts réels d'environ 150 millions d'euro par an en 2020-2023 (le budget prévu dans les tarifs 2020-2023 s'élevait à environ 80 millions d'euro par an). Les pertes quant à elles, sont estimées à environ 60 millions d'euro par an à comparer aux coûts réels de 25 millions d'euro par an en 2020-2023 (le budget prévu dans les tarifs 2020-2023 s'élevait à environ 20 millions d'euro par an).

Ces coûts seront partiellement compensés par des rentes de congestion d'environ 125 millions d'euro par an, ce qui sera sensiblement plus bas que les valeurs moyennes observées en 2020-2023, à hauteur de 195 millions d'euro par an dû aux très hauts

montant en 2022 et ceux attendus pour 2023 (les tarifs 2020-2023 tiennent compte de rentes de congestion d'un peu moins de 45 millions d'euro par an).

3.2 Recettes

Comme mentionné ci-avant, Elia s'attend à des rentes de congestions plus élevées que durant la période tarifaire actuelle.

Les autres revenus devraient être stables, à l'exception des revenus issus des Télécom qui devraient se tasser au cours de la période en raison de la tendance, déjà en cours, à la diminution des demandes venant des opérateurs de téléphonie mobile.

3.3 Soldes réglementaires

Pour rappel, et de façon synthétique, l'écart entre les coûts et volumes budgétés en perspective d'une période réglementaire de 4 ans et les coûts et volumes réels observés au cours de la même période font l'objet d'un 'solde réglementaire', à restituer ou faire couvrir par les tarifs de la période suivante.

En l'espèce, on observe sur la période réglementaire en cours la création d'une 'dette tarifaire' (« Elia doit restituer l'excédent observé aux tarifs suivants ») provenant essentiellement de trois grands postes :

- L'écart entre les coûts estimés pour 2019 lors de l'établissement de la Proposition tarifaire 2016-2019 et la réalité des coûts en 2019;
- les rentes de congestion élevées de 2022 (voir ci-dessus) ;
- les revenus de Nemo Link – tirés de l'allocation de capacité sur ce câble – supérieurs au Cap prévus par la régulation spécifique mise en place par la CREG et Ofgem (appelée régulation « Cap & Floor »), induisant la restitution des revenus supérieurs à ce Cap pour moitié aux utilisateurs du réseau belge et pour l'autre moitié aux utilisateurs du réseau britannique.

La combinaison de ces éléments génère une 'dette tarifaire' cumulée à fin 2022, et ce malgré l'augmentation conséquente des coûts de services auxiliaires et de l'inflation. Cette dette – dont le montant final sera connu après la décision sur les soldes tarifaires de l'année 2022 que la CREG devrait adopter en juin 2023 – viendra en diminution des tarifs pour la période 2024-2027. Le montant estimé à restituer sur la période 2024-2027 – sous réserve de la révision des soldes 2022 par la CREG – est d'environ 200 millions d'euros.

Pour rappel, les soldes pris en compte sur la période réglementaire 2020-2023 étaient également une 'dette tarifaire', de l'ordre de 430M€. Ce faisant, l'effet 'net' des soldes participe à l'augmentation tarifaire attendue (le niveau de restitution étant plus faible que dans la période antérieure).

3.4 Rémunération

Le revenu total couvert par les tarifs de transport comprend les coûts du gestionnaire de réseau mais aussi sa rémunération. Il s'agit de la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux ayant une fonction de transport⁵ et des incitants octroyés en contrepartie de l'atteinte d'objectifs fixés par la CREG.

En ce qui concerne la marge équitable, la Méthodologie tarifaire établie par la CREG en juin 2022 est calculée par la formule suivante :

- Pour les fonds propres représentant jusqu'à 40% de la RAB :
 $TSR + (R_m \times \beta) + (RABMOGI/RAB) \times RMOGI$
- Pour les fonds propres représentant plus de 40% de la RAB :
 $TSR + 0,70 \%$

En l'espèce, la CREG a fixé le taux d'intérêt sans risque (TSR) à 1,68 %, la prime de risque de marché (R_m) à 3,5 % et le paramètre Béta (β) à 0,69.

Pour ce qui a trait des investissements réalisés dans le *Modular Offshore Grid* (R_{MOG}), la CREG a établi – sur base d'une analyse spécifique conformément à la '*Méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis*', établie le 16 juillet 2016 – une prime de risque de 1,4% sur les Fonds propres investis dans ces infrastructures pour couvrir les risques additionnels spécifiquement liés à ce projet durant sa période d'amortissement.

En ce qui concerne les incitants, la Méthodologie tarifaire prévoit des incitants financiers visant à encourager Elia à améliorer la qualité des prestations qu'elle offre à ses utilisateurs dans différents domaines.

Pour la période régulatoire 2024-2027, la CREG a reconduit certains incitants existants pendant la période régulatoire actuelle (intégralement ou en en modifiant certaines caractéristiques) et en a ajouté de nouveaux.

Les incitants couvrent un ensemble vaste de domaines allant, entre autres, de la capacité d'échange aux frontières, la mise en service de grands projets, la satisfaction des utilisateurs de réseau, la réduction des interruptions de l'alimentation, jusqu'à la qualité des données publiées, l'innovation ou la disponibilité du *Modular Offshore Grid*.

Pour la plupart de ces incitants, la Méthodologie tarifaire détermine un montant à reprendre dans la Proposition tarifaire. Ces montants seront corrigés ex-post en fonction de la performance effective d'Elia. Pour plus d'information sur le fonctionnement de chaque incitant, et pour les montants des incitants à reprendre dans la Proposition tarifaire, il est renvoyé aux documents correspondants sur le site internet de la CREG et à la consultation publique que la CREG a organisée sur ceux-ci entre le 1^{er} décembre

⁵ <https://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/electricite-transport/tarifs-de-reseau-elia/methodologie-tarifaire-1>

2022 et le 12 janvier 2023.

Conformément à ce cadre, la présente consultation publique porte également sur la fixation de la liste des projets entrant en ligne de compte pour l'incitant « réalisation d'investissements visant la fiabilité du réseau ». La liste de projets proposés par Elia est reprise en annexe 3 à ce document.

Il s'indique enfin de souligner que la fixation de ces paramètres de rémunération a été effectuée dans le courant du premier semestre 2022, sans connaître l'ampleur des évolutions rencontrées dans l'économie en général et les marchés financiers en particulier, notamment à la suite du conflit en Ukraine. Elia est profondément préoccupée quant à l'adéquation de ces paramètres au regard des évolutions rencontrées récemment et au regard de l'ampleur du plan d'investissement à accomplir pour répondre aux besoins identifiés visant à préparer le réseau de transport aux exigences de la transition énergétique. Pour rappel, le devoir de la Méthodologie tarifaire est de permettre le développement du réseau conformément au Plan de développement, et non d'en limiter l'exécution (Art 12, §3, 3° de la Loi Electricité).

3.5 Volumes

3.5.1 Charge du réseau et demande en électricité

La « charge totale » ou demande en électricité tient compte de toutes les charges électriques sur le réseau Elia et de toutes les charges connectées sur les réseaux de distribution (y compris les pertes sur le réseau).

L'estimation de la charge totale a été réalisée à l'aide d'un outil développé par l'entreprise de consultance « Climact » et repose sur plusieurs éléments :

- Elle inclut l'impact des projections macroéconomiques basées sur le rapport publié en juin 2022 par le Bureau fédéral du Plan⁶ ;
- Elle comprend les tendances en matière d'électrification des transports et du chauffage ;
- Elle inclut l'impact des prix élevés tel que présenté par Climact lors du WG Adequacy le 25/08/2022.

Une méthode identique est utilisée dans le cadre de l'étude « Adequacy & Flexibility Study 2024-2034 », pour laquelle Elia a lancé une consultation publique le 28 octobre 2022⁷. Cette estimation a été revue avec la charge normalisée mesurée de 2022 et

⁶ [Bureau fédéral du Plan - Publication - Perspectives économiques 2022-2027 – Version de juin 2022](#)

⁷ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028_adequacy-and-flexibility-study-2024-2034-assumptions-and-methodology-main-doc.pdf

l'impact actualisé dû au déploiement des véhicules électriques, des pompes à chaleur et à la poursuite de l'électrification de l'industrie.

La croissance totale de la charge est estimée à 20,3 % entre 2022 et 2027 ; elle devrait essentiellement survenir entre 2025 et 2027 (13,3 %). Les principaux moteurs de cette évolution à la hausse sont l'électrification des transports, du chauffage et de l'industrie, ainsi que l'augmentation des centres de données.

3.5.2 Énergie nette

L'énergie active nette prélevée est calculée sur la base de la charge totale et tient compte de la production locale des sites de prélèvement directement raccordés au réseau Elia, de la production décentralisée sur les réseaux de distribution et des pertes sur le réseau.

Bien que le prélèvement actif net réel était en augmentation au cours des 3 dernières années, celui-ci était en moyenne de 7 % plus faible par rapport aux volumes de la Proposition tarifaire 2020-2023. Cela s'explique principalement par la crise sanitaire en 2020, la guerre en Ukraine en 2022 et une production décentralisée plus importante que prévu sur le réseau de distribution.

Elia a mesuré une augmentation significative – plus que proportionnelle – de l'énergie réactive (capacitive) nette prélevée par rapport à l'augmentation de l'énergie active nette prélevée ces dernières années.

3.5.3 Puissance

Pour les clients raccordés directement au réseau Elia, l'estimation de la puissance mise à disposition et des volumes de pointes (annuelles et mensuelles) se base sur les données récentes en tenant compte de l'évolution et des prévisions liées aux modifications de raccordement, d'une part, et de l'évolution de la structure tarifaire, d'autre part (voir §4.3.5). La puissance mise à disposition en 2022 était supérieure à celle prévue dans la Proposition tarifaire 2020-2023 en raison de réservations supplémentaires pour les services de gestion de la tension et de réservations pour des besoins futurs.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution, l'estimation des volumes de pointes (annuelles et mensuelles) se base sur l'estimation des volumes d'énergie, car les volumes de pointes et d'énergie prélevée sont fortement corrélés. La puissance mise à disposition est basée sur la puissance réservée actuelle et l'évolution des volumes d'énergie. Avec l'introduction de la mise à disposition contractuelle de la puissance pour les gestionnaires de réseaux de distribution, Elia a noté une baisse par rapport à la Proposition tarifaire 2020-2023, aussi encouragée par la diminution du prélèvement net depuis 2020.

3.5.4 Injection

Elia a observé une augmentation de l'injection nette de 6 % en moyenne entre 2020 et 2022 par rapport aux volumes mentionnés dans la Proposition tarifaire 2020-2023. Cette augmentation s'explique par une meilleure disponibilité du parc de production nucléaire belge en 2021 et 2022.

Pour la Proposition tarifaire 2024-2027, l'estimation de l'injection nette tient compte des développements rencontrés dans les mises à disposition de capacités sur les interconnexions internationales, ainsi que de la fermeture progressive du parc de production nucléaire belge et de l'ouverture de deux nouvelles centrales au gaz dans le cadre du mécanisme CRM (voir aussi la consultation publique pour l'étude « Adequacy & Flexibility Study 2024-2034 §2.2.1 »⁸). Les capacités sur les interconnexions internationales, combinées à des conditions de marché estimées plus favorables à l'importation et à une capacité nucléaire réduite en Belgique, conduisent à une diminution de l'injection nette à partir de 2023.

⁸ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028_adequacy-and-flexibility-study-2024-2034-assumptions-and-methodology-main-doc.pdf

4 Principes généraux quant à l'allocation des coûts et les tarifs

4.1 Allocation entre injection et prélèvement

Selon la Méthodologie tarifaire 2024-2027, les tarifs dépendent, soit de la puissance prélevée et/ou injectée, soit de l'énergie prélevée et/ou injectée. Le choix effectué dans l'allocation des coûts détermine par conséquent les coûts nécessaires à supporter par la puissance/énergie injectée et par la puissance/énergie prélevée.

En outre, la Méthodologie tarifaire stipule qu'il y a lieu de tenir compte dans l'application des tarifs appliqués à l'injection d'un benchmarking, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées.

Afin de mettre en application cette demande, Elia a réalisé un benchmarking sur base:

- de la moyenne pondérée du tarif d'injection tel qu'il figure dans la revue des tarifs de transport applicables dans les pays pertinents, complétée par une évaluation des éventuelles obligations en nature imposées aux producteurs ;
- des dix-neuf pays/marchés considérés comme faisant partie du marché Day-Ahead couplé de la zone NWE (l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la Pologne, la Slovaquie et la Suède).

En outre, un tarif d'injection est uniquement prévu pour le tarif pour les réserves de puissance et le black start, à hauteur de maximum 50 % des coûts sous-jacents aux puissances de réserve. Elia propose également que le tarif d'injection ne soit pas supérieur au tarif d'injection moyen révélé par le benchmarking, de sorte à ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées, conformément à l'intention poursuivie par l'article 12, §5, 17° de la Loi Electricité.

Comme demandé par la CREG dans son rapport de consultation du 2 juin 2022⁸, Elia transmet les résultats de l'étude de benchmark aux acteurs du marché en annexe de la présente note (voir annexe 1 – SIA Partners : Etude de benchmark des tarifs d'injection). Compte tenu des résultats, Elia s'apprête à proposer un tarif d'injection qui ne sera pas supérieur à 1,65 € / MWh dans le cadre de sa future Proposition tarifaire 2024-2027.

4.2 Tarifs de raccordement

Concernant les tarifs de raccordement pour les utilisateurs directement raccordés au réseau, Elia ne propose pas de modification significative, que ce soit quant à la manière dont les tarifs sont fixés ou à leur structure. Cela signifie que les tarifs de raccordement évolueront en fonction du coût du capital d'Elia et de l'inflation escomptée pour la période tarifaire.

4.3 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau

Actuellement, trois tarifs différents de « gestion et développement de l'infrastructure de réseau » sont d'application :

- un tarif pour la pointe mensuelle,
- un tarif pour la pointe annuelle et
- un tarif pour la puissance mise à disposition.

Ces trois tarifs différents sont accordés selon les clés de répartition suivantes, tant pour les utilisateurs directement raccordés au réseau que pour les gestionnaires de réseau de distribution :

- allocation de 15 % des coûts nécessaires au tarif pour pointe mensuelle ;
- allocation de 35 % des coûts nécessaires au tarif pour pointe annuelle ;
- allocation de 50 % des coûts nécessaires au tarif pour puissance mise à disposition.

Sur base des constatations faites au cours de la période régulatoire 2020-2023, Elia relève que la modification des clés de répartition entre la pointe annuelle et la pointe mensuelle effectuée dans le cadre de la Proposition tarifaire précédente a bien induit une modification dans le comportement des utilisateurs directement raccordés au réseau d'Elia chez qui une adaptation du profil de prélèvement en fonction de la période de pointe annuelle est notée. Une telle modification n'est pas observable chez les gestionnaires de réseau de distribution.

Elia propose de maintenir les clés de répartition entre la pointe annuelle et la pointe mensuelle telles qu'établies lors de la période tarifaire actuelle et n'envisage pas de différenciation pour les gestionnaires de réseau de distribution dans un souci de maintenir les principes d'uniformité et de non-discrimination entre utilisateurs du réseau.

4.3.1 Détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement

Selon la Méthodologie tarifaire, les tarifs pour pointe annuelle s'appliquent à la pointe annuelle de puissance prélevée nette et/ou de puissance injectée nette, telle que calculée durant la période de pointe annuelle. Cette période doit, conformément à la définition de la « période tarifaire de pointe » donnée dans la Méthodologie tarifaire, être proposée par le gestionnaire de réseau comme étant la période dans laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée. Cette période est une période fixée ex ante.

En ce qui concerne la détermination de la période de pointe annuelle en prélèvement, une analyse des courbes monotones de charge permet de vérifier la sélection de mois, jours de la semaine et heures pour laquelle une bonne correspondance statistique est obtenue avec la pointe de la courbe monotone de charge.

Sur base d'une analyse des courbes monotones de charge de 2018 à 2022, Elia propose de ne pas modifier la période de pointe annuelle telle qu'utilisée durant la période tarifaire 2020-2023. Celle-ci correspond à la période des mois de novembre à mars, du lundi au vendredi, entre 17h00 et 20h00, hors week-end et jours fériés, sur base quart horaire.

Effectivement, lors de l'analyse des 2000 quarts d'heure avec les charges les plus élevées sur le réseau, il est possible de déduire que la sélection des mois d novembre à mars et de lundi à vendredi est toujours pertinente pour les années de 2018 à 2022. Les deux diagrammes ci-dessous représentent le pourcentage des 2000 quarts d'heure faisant partie, pour la figure 1, de la période de novembre à mars, et pour la figure 2, de la période correspondant aux jours de la semaine.

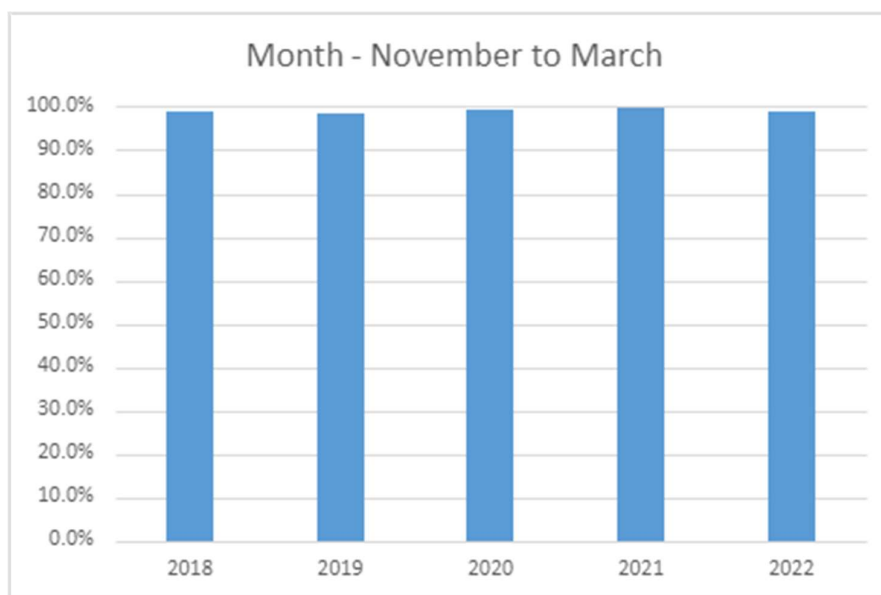


Figure 1 : Pourcentage du top 2000 qh survenant entre les mois de novembre et mars

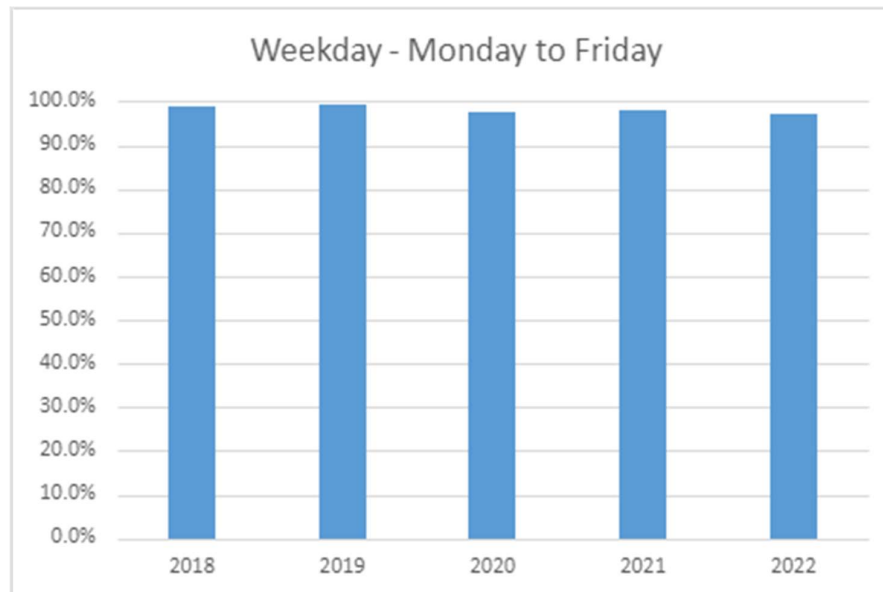


Figure 2 : Pourcentage du top 2000 qh survenant les jours de la semaine

Concernant la tranche horaire journalière pour la détermination de la pointe annuelle, celle-ci a été fixée à la plage de 17h00 à 20h00 pour la période tarifaire actuelle. L'objectif était d'inciter les utilisateurs du réseau Elia à niveler leur prélèvement lors des pics de consommation.

Cette tranche horaire est définie selon une analyse statistique de la survenance des pointes journalières lors des jours de la semaine sur la période de novembre à mars. Selon cette analyse, Elia constate sur la période 2018-2022 que la sélection de la tranche horaire reste toujours aussi pertinente (cf. figure 3). C'est pourquoi Elia propose de maintenir la tranche horaire de 17h00 à 20h00 pour la détermination de la pointe annuelle.

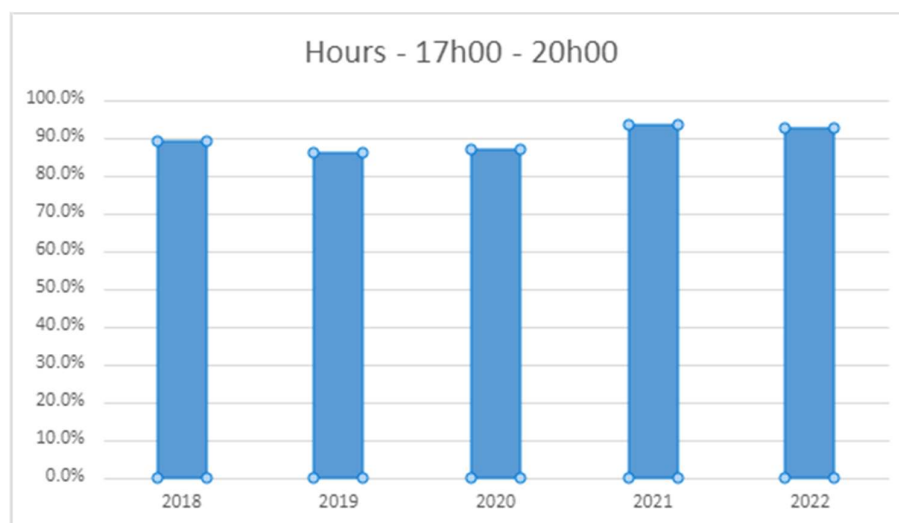


Figure 3 : Pourcentage du quart d'heure de pointe journalier survenant entre 17h00 et 20h00 lors de jour de la semaine entre novembre et mars

4.3.2 Tarifs pour pointe annuelle

Elia propose de définir la pointe annuelle de puissance prélevée nette, dans le cadre du tarif pour pointe annuelle, comme la pointe de puissance (valeur la plus élevée) mesurée pendant les quarts d'heure qui constituent la période de pointe annuelle sur les douze derniers mois, à savoir le mois de facturation en cours et les onze mois précédents.

4.3.3 Détermination d'une période pour l'exonération de la pointe mensuelle pour le prélèvement

Afin d'inciter les utilisateurs du réseau à adapter leur profil de consommation de sorte à augmenter le volume de prélèvement durant les heures les plus creuses, Elia propose d'introduire une période d'effacement pour la pointe mensuelle. Les valeurs quart-horaire durant cette période ne seront pas prises en compte dans la détermination de la pointe de puissance prélevée telle qu'utilisée dans le tarif Pointe Mensuelle.

Cette période est fixée ex ante et correspond à la période durant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus faible. Pour la déterminer, Elia propose d'appliquer une méthodologie similaire à celle suivie pour l'établissement de la période de pointe annuelle en analysant les minima de puissance prélevée nette.

Une analyse des courbes monotones de charge permet de vérifier la sélection de mois, jours de la semaine et heures pour laquelle une bonne correspondance statistique est obtenue avec le minimum de la courbe monotone de charge.

Sur base d'une analyse des courbes monotones de charge de 2018 à 2022, Elia propose de considérer la période des mois d'avril à septembre, le week-end, entre 12h00 et 19h00, sur base quart horaire, comme période d'effacement de la pointe mensuelle.

Effectivement, lors de l'analyse des 2000 quarts d'heure avec les charges les plus faibles sur le réseau, il est possible d'observer que la sélection d'avril à septembre et des jours de week-end est pertinente pour les années de 2018 à 2022. Les deux diagrammes ci-dessous représentent le pourcentage des 2000 quarts d'heure avec les charges les plus faibles sur le réseau faisant partie, pour la figure 4, de la période d'avril à septembre, et pour la figure 5, de la période correspondant aux jours de week-end. Pour cette dernière figure on notera que les années 2020, et dans une moindre mesure 2021, impactées par les confinements engendrés par la pandémie de Covid-19, ne sont pas représentatives d'une année normale.

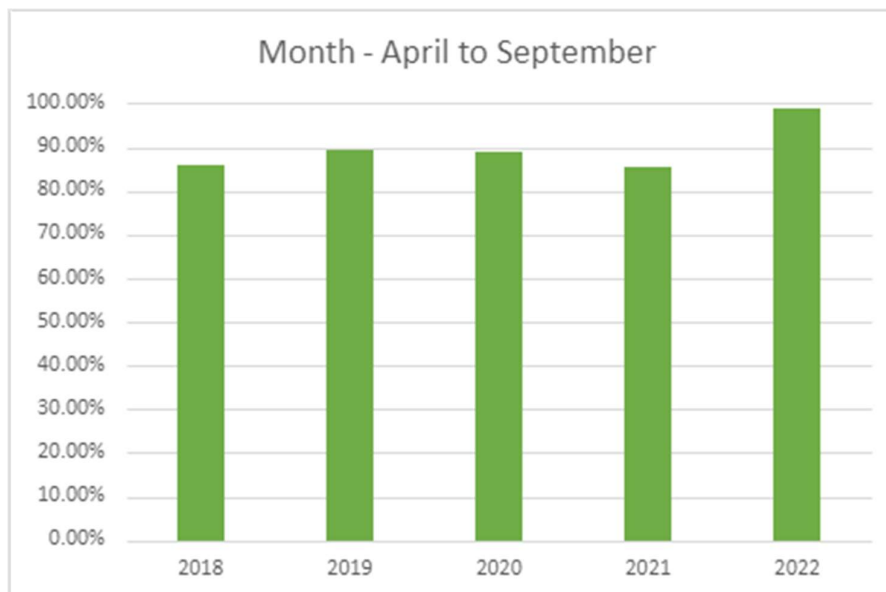


Figure 4 : Pourcentage des 2000 qh les plus bas survenant entre les mois d'avril et septembre

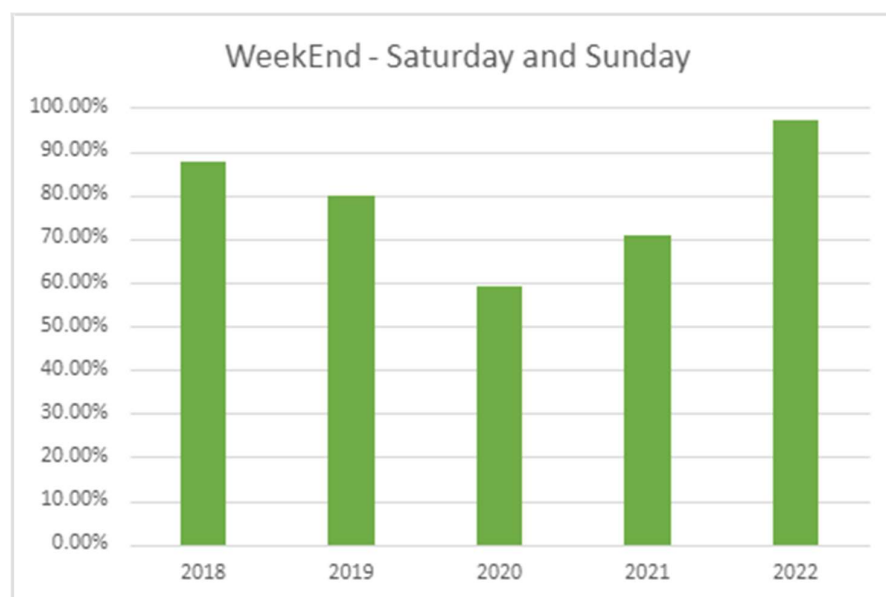


Figure 5 : Pourcentage des 2000 qh les plus bas survenant entre les week-ends

Concernant la tranche horaire, celle-ci est définie selon une analyse statistique de la survenance des minima journaliers lors des jours de week-end sur la période des mois d'avril à septembre. Sur base de cette analyse, Elia propose de considérer une plage horaire élargie de 12h à 19h pour l'établissement de la période d'effacement pour la pointe mensuelle.

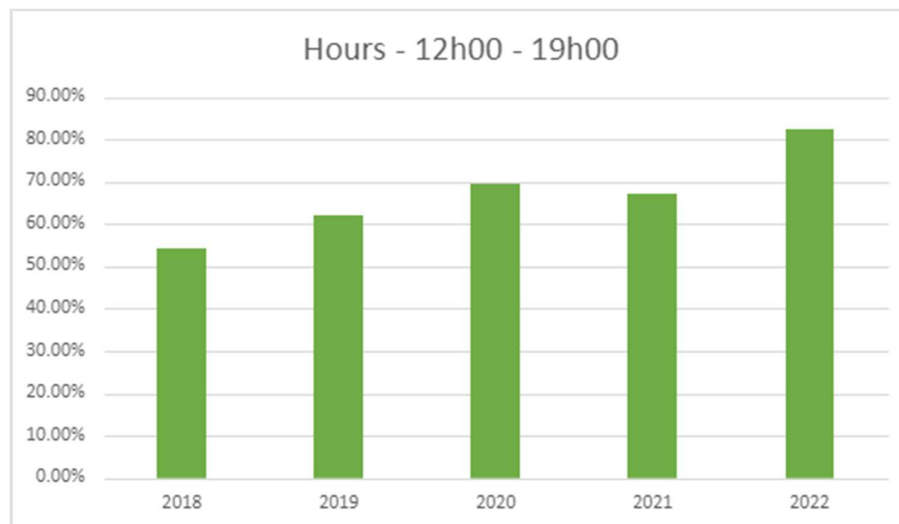


Figure 6 : Pourcentage du quart d'heure minimum journalier survenant entre 12h00 et 19h00 lors des jours de week-end entre avril et septembre

Enfin, on peut également noter qu'une analyse des prix day-ahead observés durant les quarts d'heure avec les charges les plus faibles sur le réseau permet de confirmer une corrélation positive entre des prix de marché bas et une faible charge du réseau. Cette confirmation renforce d'autant l'intérêt pour les utilisateurs du réseau de modifier leur comportement en vue de déplacer leur consommation vers la période proposée pour l'effacement de la pointe mensuelle.

4.3.4 Tarifs pour pointe mensuelle

La pointe mensuelle en prélèvement est déterminée sur base de la pointe de puissance mesurée durant le mois concerné, à l'exclusion des mesures prises durant la période d'effacement de la pointe mensuelle. En ce qui concerne les utilisateurs directement raccordés au réseau Elia, le tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement s'applique sur la 11^{ème} pointe mesurée du mois dans les périodes prises en compte.

4.3.5 Tarifs pour puissance mise à disposition

Par le tarif pour la puissance mise à disposition, l'utilisateur du réseau ou le gestionnaire de réseau de distribution contribue aux coûts de l'infrastructure du réseau général, au prorata de la puissance apparente qui y est mise à sa disposition (c'est-à-dire qui lui est « réservée »).

Pour les clients directement raccordés au réseau d'Elia, cette mise à disposition de puissance apparente (exprimée en kVA) est convenue dans le contrat de raccordement (annexe 1 du contrat de raccordement) de chaque utilisateur du réseau.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution, cette mise à disposition de puissance

apparente (exprimée en kVA) est convenue dans l'annexe 3 de la convention de collaboration de chaque gestionnaire de réseau de distribution. À défaut de puissance contractuelle mise à disposition définie pour un point d'interconnexion, le tarif s'applique à la puissance de transformation nominale apparente du point d'interconnexion comme indiqué sur la plaque signalétique du transformateur.

Comme lors de la Proposition tarifaire précédente, par souci du maintien des principes d'uniformité et de non-discrimination, Elia propose de maintenir l'application de la même grille tarifaire pour les gestionnaires de réseau de distribution et pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia.

Comme mentionné ci-dessus, la puissance apparente réservée concerne une réservation de capacité. Cette réservation de capacité, combinée avec les données annuelles de planification, sert de base pour le dimensionnement du réseau haute tension.

Pour cette raison, il est important que l'utilisateur du réseau directement connecté au réseau d'Elia réserve la capacité totale de puissance apparente qui, d'une part, reflète les différentes situations de fonctionnement et, d'autre part, prend en compte une éventuelle participation aux services auxiliaires.

Si la puissance apparente est influencée par une éventuelle participation à l'un des services auxiliaires, cela ne donne pas droit à une réduction de ce tarif, mais il est nécessaire de déterminer au cas par cas si cela peut être reflété dans la fixation des prix pour la fourniture de ce service.

En vue d'une part, de soutenir le déploiement de nouveaux moyens de flexibilité chez les utilisateurs du réseau, que ce soit par l'installation d'équipements spécifiques, la modifications de processus industriels existants ou le développement de nouveaux concepts innovants, et d'autre part, de faciliter et d'accélérer l'électrification du système énergétique et des processus industriels dans le cadre de la transition énergétique en optimisant l'utilisation des infrastructures de réseau existantes pour augmenter implicitement la capacité d'accueil sur son réseau, Elia propose d'introduire pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia la possibilité de contracter une partie du volume de puissance mise à disposition sous un régime flexible, auquel un tarif pour la puissance mise à disposition adapté sera appliqué.

Les volumes de puissance mise à disposition pouvant bénéficier de ce tarif adapté devront néanmoins répondre à des conditions opérationnelles et contractuelles strictes.

D'un point de vue opérationnel, un volume ne pourra être considéré comme flexible que s'il peut effectivement être techniquement modulé, partiellement ou totalement, sur simple demande de la part d'Elia. Une possibilité technique de délestage du volume considéré devra également être mise en œuvre afin, le cas échéant, de permettre à Elia de pouvoir assurer la sécurité opérationnelle du réseau en cas de non-respect par l'utilisateur du réseau des consignes de modulation transmises par Elia. La mise en œuvre des moyens techniques nécessaires à l'implémentation d'un régime flexible pour un volume donné de puissance mise à disposition devra faire l'objet d'une analyse technique détaillée de la part d'Elia et de l'utilisateur du réseau, sur demande de

l'utilisateur du réseau, conformément au processus en vigueur pour une modification des installations de raccordement déjà d'application pour les demandes d'augmentation ou de diminution de la puissance mise à disposition contractuelle.

D'un point de vue contractuel, les règles d'augmentation ou de diminution de la puissance mise à disposition telles que définies à l'article 24 du contrat d'accès seront également valables pour les volumes de puissance mise à disposition contractés en régime flexible. A cet égard, il est rappelé et souligné que :

- toute augmentation de la puissance mise à disposition, quel que soit le régime, standard ou flexible, doit faire l'objet d'une demande d'étude de détail auprès d'Elia;
- Comme indiqué ci-dessus, un volume en régime flexible ne pourra être contracté que sous réserve de remplir des conditions techniques et opérationnelles strictes;
- une diminution de la valeur contractuelle, que ce soit en régime standard ou en régime flexible, entraîne une perte immédiate et irrévocable de tous les droits de l'utilisateur du réseau sur le volume libéré. Une ré-augmentation devra faire l'objet d'une nouvelle demande auprès d'Elia et le fait d'avoir bénéficié précédemment d'un volume de puissance mise à disposition plus élevé, sous l'un ou l'autre des régimes offerts, n'offre aucune garantie de pouvoir le récupérer;
- toute valeur contractuelle de puissance mise à disposition, que ce soit en régime standard ou en régime flexible, ne peut faire l'objet d'une demande de diminution durant une période de 12 mois suivant la dernière augmentation;
- toute demande de puissance mise à disposition sous un régime flexible ne peut entraîner une diminution durant une période de 12 mois suivant cette demande de la puissance contracté sous un régime standard.

D'un point de vue tarifaire, la facturation du tarif pour la puissance mise à disposition sera effectuée sur base des volumes contractés en régimes standard et flexible en appliquant le tarif spécifique prévu pour chacun de ces volumes.

4.4 Tarifs de compensation des déséquilibres

Deux tarifs composent cette catégorie, à savoir :

- le tarif pour les réserves de puissance et le black start ;
- le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

4.4.1 Réserves de puissance et le black start

Concernant les tarifs pour les réserves de puissance et le service black start, Elia propose de ne pas changer la grille tarifaire actuelle et d'appliquer les mêmes tarifs à tous les niveaux d'infrastructure.

Une telle approche répond à l'objectif mentionné dans la Méthodologie tarifaire d'établir

un lien fort entre le service rendu par le gestionnaire de réseau et la structure tarifaire. En effet, le service qui se situe à la base de ce tarif profite de la même manière à tous les niveaux d'infrastructure.

Le réglage de la fréquence et de l'équilibre au moyen des réserves de puissance est un service qu'Elia ne peut pas différencier par niveau d'infrastructure, mais qui est fourni comme un tout indivisible pour l'ensemble de la zone de réglage. Le service prévoyant la possibilité d'un black start est également un service dont l'ensemble du système bénéficie, sans possibilité de différenciation.

Comme le prévoit la méthodologie tarifaire, ce tarif peut comporter une composante dynamique en fonction des prix de marché de l'électricité. Elia propose d'introduire une telle composante selon les modalités reprises à la section 4.7 ci-dessous.

4.4.2 Maintien et restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès

La formule déterminant le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels ne sera pas modifiée par rapport à la période tarifaire actuelle. Le tarif sera donc toujours dépendant des paramètres suivants : le prix marginal des activations à la baisse, le prix marginal des activations à la hausse et le paramètre alpha.

Tarif de rétablissement en cas de période de dispatching contrôlé par Elia

En application de l'article 39 du règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, Elia est amené à déterminer un tarif de rétablissement en cas de période de dispatching contrôlé par le gestionnaire de transport d'électricité (ci-après GRT) qui a lieu lors de la reconstitution du réseau électrique à la suite d'un état de panne généralisée.

En pratique, le tarif de rétablissement proposé remplacera le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels, en cas de reconstitution du réseau électrique suite à un état de panne généralisée aussi appelée période de dispatching contrôlé par le gestionnaire de transport d'électricité (ci-après GRT). En effet, durant cette période, Elia organise la reconstitution progressive du réseau et l'obligation d'équilibre des BRPs est suspendue. Il serait donc illogique d'exposer ces BRPs à un tarif de déséquilibre pour un déséquilibre dans leur portefeuille à la demande d'Elia. Par ailleurs, étant donné que le GRT n'active plus d'offre d'énergie d'équilibrage pendant une situation de dispatching contrôlé par le GRT, la méthodologie de calcul du tarif déséquilibre, qui se base sur le prix des offres activées, ne peut être appliquée pendant de telles périodes.

Ce tarif de rétablissement varie par unité de temps du marché et est applicable pendant toutes les unités de temps du marché de la période de dispatching contrôlé par le GRT. Il est établi comme suit :

$$\text{Prix}_{r_{\text{MTU}_i}} = \frac{\sum_{k=0}^6 P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-k}} - \text{MAX}(P_{\text{DAMTU}_{i,Dj}}; P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-6}}) - \text{MIN}(P_{\text{DAMTU}_{i,Dj}}; P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-6}})}{5}$$

Avec :

- $\text{Prix}_{r_{\text{MTU}_i,Dj}}$ = tarif de rétablissement pour le MTU_i durant la période de dispatching contrôlé par le GRT.
- MTU = Market Time Unit ou « Unité de temps du marché » de la zone de dépôt des offres belge pour les enchères day-ahead: actuellement 60 minutes, 15 minutes dans le futur.
- MTU_i correspondant à tout MTU de la période de dispatching contrôlé par le GRT
- D_j correspondant au dernier jour où le GRT n'était pas en période de dispatching contrôlé par le GRT à 00h00.
- $P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-k}}$ = Prix de référence day-ahead de la zone de dépôt des offres belges calculé pour le même MTU_i pour le jour de livraison D_{j-k}
- $\text{MIN}(P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-0}}; P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-6}})$: prix le plus bas pour le MTU_i des 7 jours de la période D_j à D_{j-6}
- $\text{MAX}(P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-0}}; P_{\text{DAMTU}_{i,Dj-6}})$: prix le plus haut pour le MTU_i des 7 jours de la période D_j à D_{j-6}

La formule du $\text{Prix}_{r_{\text{MTU}_i,Dj}}$ est donc la moyenne des 7 derniers jours des prix de référence day-ahead de la zone de dépôt des offres belges, calculée pour le même MTU_i pour les jours de livraison D_j à D_{j-6}, dont on a retiré les valeurs extrêmes (minimum et maximum) pour mieux refléter les coûts ("5 out of 7"):

Le tarif de rétablissement proposé s'inscrit dans le cadre plus large de la mise en place de règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et de règles régissant le règlement des déséquilibres de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché conformément aux articles 36 et 39 du règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique. Une première proposition de règles a été soumise par Elia à la CREG en 2018 et fut rejetée. Une nouvelle proposition est en cours d'élaboration et fera l'objet d'une consultation publique prochainement.

Dans ce contexte, une première proposition de formule pour le tarif de rétablissement a été proposée lors du Working Group EMD-SO (groupe de travail System Operation et European Market Design) du 14 octobre 2022. Cette formule a été adaptée, en concertation avec la CREG, afin d'adresser les commentaires soulevés le 14 octobre par les acteurs de marché. Elle vise à poursuivre les objectifs suivants : neutralité financière, reflet des coûts et transparence ex-ante pour les producteurs et consommateurs. C'est sur cette base qu'elle est proposée dans la présente Proposition tarifaire.

Elia recommande de facturer ce tarif de rétablissement aux BRP et ce pour l'énergie prélevée et/ou injectée associée à leur périmètre durant les périodes de dispatching contrôlé par le GRT. L'énergie prélevée ou injectée est le résultat des injections et prélèvements physiques aux points de raccordement d'Elia, et/ou les allocations

d'injection et de prélèvement au sein des réseaux (fermés) de distribution. Dans le cadre de la consultation susmentionnée qu'Elia entend organiser sur les règles de suspension de marché, Elia partagera l'analyse comparative effectuée avec d'autres pistes de facturation et à l'issue de laquelle elle conclut que la solution via le tarif BRP semble à privilégier.

4.5 Tarifs pour la gestion du système électrique

Deux tarifs composent cette catégorie, à savoir :

- le tarif pour la gestion du système électrique ;
- le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire.

4.5.1 Tarifs pour la gestion du système électrique

Le service de gestion du système électrique comprend la surveillance et la gestion des flux d'énergie sur le réseau Elia, de la tension, etc. Ce tarif s'applique à chaque point d'accès, en fonction du niveau d'infrastructure auquel appartient l'utilisateur du réseau concerné. En effet, les niveaux d'infrastructure ne bénéficient pas tous de la même manière des services fournis par Elia. Ceci répond à l'objectif mentionné dans la Méthodologie tarifaire d'établir un lien marqué entre le service fourni par le gestionnaire de réseau et la structure tarifaire.

Comme le prévoit la méthodologie tarifaire, ce tarif peut comporter une composante dynamique en fonction des prix de marché de l'électricité. Elia propose d'introduire une telle composante selon les modalités reprises à la section 4.7 ci-dessous.

4.5.2 Tarifs pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)

La régulation de la tension sur le réseau Elia, tant en termes d'injection que de prélèvement d'énergie réactive, représente un défi accru pour le gestionnaire du réseau de transport.

En effet, Elia a constaté ces dernières années que le dépassement des limites pour le prélèvement et injection (inductif ou capacitif) de puissance réactive continue d'augmenter malgré le caractère incitatif de ce tarif. Ce prélèvement excédentaire est généré à la fois par les clients directement connectés au réseau Elia et par les gestionnaires de réseau de distribution.

Dans cette proposition, les valeurs limites existantes pour la puissance réactive sont alignées avec les prescriptions techniques telles que définies dans le règlement technique fédéral article 324. La puissance active maximale correspond à la puissance active maximale mensuelle en soutirage ou à la puissance active maximale mensuelle en injection, la valeur la plus élevée des deux étant retenue.

Les tarifs applicables aux dépassements tels que définis ci-dessus se limitera à un tarif unique en fonction du niveau d'infrastructure auquel appartient l'utilisateur du réseau concerné.

Si un point d'accès participe au service auxiliaire pour la régulation de la tension, l'activation de l'énergie réactive dédiée à la fourniture de ce service sera neutralisée. La neutralisation se fait en fonction du type de service :

- Les unités non-réglantes, qui participent au contrôle manuel seront corrigées pendant les quarts d'heures pour lesquels une activation est demandée, avec les valeurs d'activation requises par le dispatching d'Elia pour ces quarts d'heures, exprimées en kVArh. Une tolérance supplémentaire, tenant compte de la charge réactive, conformément aux principes appliqués dans le contexte du contrôle d'activation du service auxiliaire, sera appliquée.
- Les unités réglantes fournissant un contrôle automatique participent, en principe, de manière ininterrompue au service auxiliaire pour la régulation de la tension¹⁰. Elia corrigera la valeur mesurée du quart d'heure, exprimée en kVArh, avec la valeur théorique requise pour la régulation de la tension pendant ce quart d'heure. Une tolérance supplémentaire, tenant compte de la charge réactive, conformément aux principes appliqués dans le contexte du contrôle d'activation du service auxiliaire, sera appliquée.

Pour les gestionnaires du réseau de distribution public, un tarif pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire agrégé par zone électrique sera d'application, en complément au tarif par point d'interconnexion. La zone électrique de chaque point d'interconnexion sera précisée dans la convention de collaboration.

Le tarif applicable aux dépassements tels que définis ci-dessus se limitera à un tarif unique à la sortie des transformations vers la moyenne tension.

Les fournitures quart-horaires d'énergie réactive agrégée par zone électrique excédant les valeurs mentionnées ci-dessus donnent lieu à l'application d'un tarif pour complément d'énergie réactive conformément aux conditions suivantes :

1. la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 12 % de la puissance active maximale mensuelle en soutirage ou de la puissance active maximale mensuelle en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive (consommation), si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV;
2. la plage effective de puissance réactive pour la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 7,5% de la puissance active maximale mensuelle en soutirage ou de la puissance active maximale mensuelle en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive (production d'électricité), si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV.

4.6 Tarif pour l'intégration du marché

En ce qui concerne le tarif pour l'intégration du marché, Elia propose de ne pas modifier la grille tarifaire et d'appliquer le même tarif à tous les niveaux d'infrastructure. Une telle approche répond à l'objectif mentionné dans la Méthodologie tarifaire d'établir un lien marqué entre le service rendu par le gestionnaire de réseau et la structure tarifaire. En effet, le service d'intégration du marché qui est à la base de ce tarif profite de la même manière à tous les niveaux d'infrastructure.

Le tarif pour l'intégration du marché concerne les coûts liés aux services définis à l'article 8, §1bis de la Loi électricité, ainsi que les services de développement du marché de l'électricité dans une optique de maximisation de l'optimum technico-économique global.

Comme le prévoit la méthodologie tarifaire, ce tarif peut comporter une composante dynamique en fonction des prix de marché de l'électricité. Elia propose d'introduire une telle composante selon les modalités reprises à la section 4.7 ci-dessous.

4.7 Tarifs applicables à l'énergie nette prélevée - composante dynamique

Comme prévu dans la méthodologie tarifaire, Elia propose d'introduire une composante dynamique en fonction des prix de marché de l'électricité sur base horaire aux tarifs applicables pour l'énergie nette prélevée.

L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique mène à un 'paradigm shift' : ce n'est plus la production qui suit la demande en énergie, mais la demande en énergie qui s'adapte au maximum à la production d'énergie. Plus il y a d'incitants pour la demande à suivre la production, plus les besoins en balancing peuvent être limités. Cette proposition s'inscrit dans une volonté de promotion de la flexibilité en soulignant le signal prix du marché de l'électricité de sorte à renforcer l'incitant pour les utilisateurs du réseau à modifier leur comportement en fonction de l'abondance ou de la rareté de l'électricité sur le réseau et plus uniquement sur base d'une simple logique de volumes prélevés. Une telle modification du comportement des utilisateurs du réseau est souhaitable car bénéfique pour la gestion du système électrique dans son ensemble et s'inscrit en cohérence avec les autres adaptations de la structure tarifaire proposées par Elia pour la prochaine période tarifaire.

En pratique, Elia propose d'introduire cette composante dynamique selon les modalités suivantes :

- Pour chaque tarif concerné par l'introduction d'une composante dynamique, la proportion entre la composante fixe et la composante dynamique est déterminée via la fixation ex-ante d'un facteur "X", de sorte que le tarif sera "X" % fixe et "(1-X)" % dynamique
- La composante fixe sera égale au tarif de base multiplié par le facteur "X". La fixation d'un facteur "X=1" résulte donc en un tarif fixe égal au tarif de base.
- La composante dynamique, évoluera sur base horaire en cours de période, en

fonction de l'évolution horaire du prix de marché day-ahead :

- Pour chaque heure, la valeur de la composante dynamique sera égale au prix day-ahead de l'heure considérée, multiplié par un facteur "Y" déterminé à l'avance pour une période donnée d'un an
- Ce facteur "Y" sera déterminé ex-ante en divisant le tarif de base par un prix de référence
- Elia propose de réviser le facteur "Y" sur base annuelle, à une date à déterminer dans l'année précédant l'année d'application.
- Le prix de référence sera égal à la moyenne, sur une période de 1 an précédent la date fixée pour la révision en "Year-1", des cotations des prix Futures attendus pour l'année "Year". Le fait de considérer la moyenne des cotations sur une période donnée plutôt que la dernière valeur cotée vise à neutraliser les effets d'une éventuelle volatilité des cotations sur la fixation du prix de référence.
- Afin de s'affranchir de l'impact de fluctuations trop importantes du prix day-ahead sur la valeur de la composante dynamique durant l'année pendant laquelle le facteur "Y" sera appliqué, Elia propose d'également considérer l'écart-type de l'ensemble des cotations des prix futures prises en compte pour déterminer le prix de référence et de fixer des limites supérieure et inférieure pour les prix day-ahead, égales au prix de référence $\pm 2 \times$ écart-type, de sorte à définir une zone d'évolution limitée pour la composante dynamique du tarif. Autrement dit, la composante dynamique évoluera en fonction des prix day-ahead tant que ceux-ci resteront dans l'intervalle des valeurs minimum et maximum déterminées de manière ex-ante, de sorte que des valeurs minimum et maximum seront connues de manière ex-ante pour la composante dynamique du tarif, et donc pour le tarif dans sa totalité.

En tenant compte des deux paramètres "X" et "Y" introduits ci-dessus, les tarifs applicables à l'énergie nette prélevée seront donc construits comme suit :

$$\text{Tarif}_{\text{heure } h} = X \times \text{Tarif_Base} + (1-X) \times Y \times \text{Prix Day-Ahead}_{\text{heure } h}$$

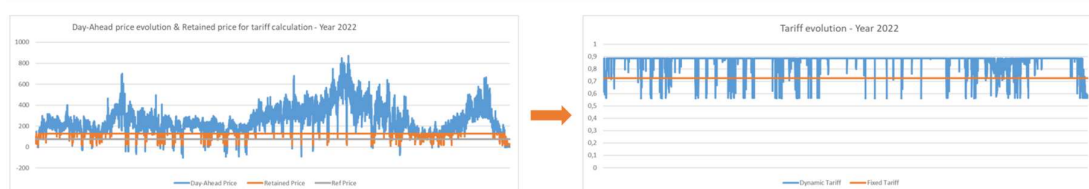
Avec le facteur Y revu annuellement selon les modalités exposées ci-dessus :

$$Y_{\text{Année}} = \text{Tarif_Base}_{\text{Année}} / \text{Prix de référence}_{\text{Année}}$$

Comme indiqué précédemment, Elia propose d'introduire cette composante dynamique sur chacun des trois tarifs applicables pour les volumes d'énergie nette prélevée, à savoir le tarif pour les réserves de puissance et le black-start, le tarif pour la gestion du système électrique et le tarif pour l'intégration du marché. Le facteur "X" déterminant la proportion entre la composante fixe et la composante dynamique pourra être adaptée séparément pour chacun de ces tarifs.

A titre d'exemple, voici ce qu'aurait donné l'application de la modification proposée sur le tarif pour les réserves de puissance et le black-start en 2022 avec une valeur de 70% pour le paramètre "X":

- Tarif_Base₂₀₂₂ = 0,7254 €/MWh
- X = 70%
- Terme fixe = 0,50778 €/MWh
- Prix de référence₂₀₂₂ = 72,986 €/MWh (moyenne des cotations des prix futures 2022 sur la période du 1/12/2020 au 30/11/2021)
- Y = 0,30 %
- Ecart-type = 27,648 €/MWh
 - Prix Day-Ahead Max = 128,283 €/MWh ==> Tarif Max = 0,890 €/MWh
 - Prix Day-Ahead Min = 17,691 €/MWh ==> Tarif Min = 0,560 €/MWh



5 OBLIGATION DE SERVICE PUBLIC, TAXES ET SURCHARGES

L'exécution d'obligations de service public et le prélèvement de taxes et surcharges sont imposés au gestionnaire de réseau par des décisions réglementaires d'autorités publiques fédérales et régionales.

Les tarifs pour obligations de service public et surcharges portent sur des coûts qui ne sont pas en lien direct avec la gestion du réseau et sur lesquels Elia n'a pas d'emprise. Le coût net est porté en compte conformément à l'art.12§5 12° de la loi électricité. Ces coûts nets comprennent les coûts de gestion et les charges financières des obligations de service public et surcharges.

Les tarifs sont cependant ajoutés aux montants facturés par le gestionnaire de réseau.

6 ANNEXES

6.1 SIA Partners – Étude de benchmark des tarifs d'injection

Voir l'étude de benchmark publiée sur la page de la consultation publique.

6.2 Grille tarifaire pour les tarifs d'utilisation du réseau et de réservations des services auxiliaires

Afin de permettre aux acteurs du marché de se préparer aussi bien que possible à l'implémentation des nouveaux tarifs de transport pour la période tarifaire 2024-2027, Elia joint une première esquisse provisoire de la grille tarifaire pour les tarifs d'utilisation du réseau et de réservations des services auxiliaires (voir la grille tarifaire publiée sur la page de la consultation publique).

Cette grille a été établie sur la base des éléments fixés dans la Méthodologie tarifaire, ainsi que sur la base des propositions faites dans ce document de consultation. Il va de soi que cette grille pourra encore être sujette à des changements suite à la présente consultation ou à la décision de la CREG concernant la Proposition tarifaire qui sera introduite.

Cette grille est donc partagée à titre purement informatif et ne peut en aucun cas être considérée comme engageante pour l'établissement des futurs tarifs de transport.

6.3 Liste de projets dans le cadre de l'incitant « réalisation dans les délais de grands projets d'infrastructure »

L'article 24 de la Méthodologie Tarifaire dispose que les améliorations apportées par le gestionnaire du réseau à l'intégration du marché et à la sécurité d'approvisionnement donnent lieu à l'octroi de trois incitants, dont un concerne la réalisation dans les délais de, pour chaque année, entre quatre à six projets d'infrastructure majeurs.

La liste de projets d'infrastructure majeurs faisant l'objet de cet incitant pour les quatre années de la période tarifaire sera établie par décision de la CREG sur proposition du gestionnaire de réseau. La proposition du gestionnaire de réseau sera reprise dans la proposition tarifaire qui doit être introduite auprès de la CREG au plus tard le 10 mai 2023. Préalablement à l'introduction de cette proposition tarifaire, les acteurs du marché ont la possibilité d'exprimer leur point de vue sur un projet de proposition dans le cadre de la présente consultation publique.

7 QUESTIONS

1) Avez-vous des questions ou commentaires concernant les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire ?

2) Avez-vous des remarques sur l'adéquation entre les propositions faites dans cette note de consultation et la méthodologie tarifaire ?

3) Êtes-vous d'accord avec les principes d'allocation appliqués aux tarifs, comme exposés dans le document de consultation ?

4) Avez-vous des remarques spécifiques concernant un ou plusieurs des concepts présentés et les choix effectués par Elia ? Plus spécifiquement, avez-vous des remarques sur les aspects suivants :

- La restitution des soldes (chapitre 3.3). Celles-ci peuvent être réparties sur l'ensemble de la période 2024-2027, de sorte que les coûts à couvrir par les tarifs sont réduits proportionnellement pour chaque année de la période. Une deuxième option consiste à régler le montant total des soldes en 2024 afin de reporter d'une année la forte augmentation des tarifs de transport qui est attendue au cours de la période 2024-2027.
- Les ajustements de la période de détermination de la pointe mensuelle (chapitre 4.3.3)
- L'ajout d'une composante variable au tarif pour la puissance mise à disposition (chapitre 4.3.5)
- L'introduction d'un tarif de rétablissement (chapitre 4.4.2)
- L'ajout d'une composante dynamique aux tarifs exprimés en €/MWh (chapitre 4.7)
- La liste des projets dans le cadre de l'incitant « réalisation dans les délais de grands projets d'infrastructure » (annexe 3)

5) Y-a-t-il des éléments sur lesquels vous avez des demandes d'explication supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

8 RÉACTIONS

Ce document est soumis pour consultation aux acteurs de marché concernés. Cette consultation est organisée du 14 février au 20 mars 2023 inclus. Toutes les réponses doivent être soumises par la page « consultation » accessible sur le site web d'Elia.

Toutes questions supplémentaires peuvent être envoyées à l'adresse e-mail : consultations@elia.be

Les réactions des parties consultées sont communiquées nominativement à la CREG. Toutefois, la partie consultée peut demander que sa réaction fasse l'objet d'un traitement anonyme dans le rapport de consultation qui est mis à la disposition de toutes les parties consultées.

* *
*