



CONSULTATION DES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ
CONCERNÉES PORTANT SUR LES ÉLÉMENTS
DÉTERMINANTS DES ÉVOLUTIONS ENVISAGÉES DANS
LA FUTURE PROPOSITION TARIFAIRE

1	Executive Summary.....	3
2	Introduction.....	4
2.1	Consultation.....	4
2.2	Objectif.....	4
2.3	Structure du document.....	5
3	Cadre général.....	5
4	Évolution des coûts, recettes et rémunération.....	7
4.1	Coûts.....	7
4.1.1	Services auxiliaires.....	7
4.1.2	Développement du réseau.....	10
4.2	Recettes.....	11
4.3	Rémunération.....	12
4.4	Volumes.....	13
4.4.1	Énergie.....	13
4.4.2	Puissance.....	13
4.5	Conclusion.....	14
5	Principes généraux quant à l'allocation des coûts et les tarifs.....	15
5.1	Principes généraux.....	15
5.2	Allocation entre tarifs d'injection et tarifs de prélèvement.....	16
5.3	Tarifs de raccordement.....	16
5.4	Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau.....	17
5.4.1	Tarifs pour pointe annuelle.....	18
5.4.2	Tarifs pour pointe mensuelle.....	19
5.4.3	Tarifs pour puissance mise à disposition.....	19
5.5	Tarifs de gestion du système électrique.....	22
5.5.1	Tarifs pour la gestion du système électrique.....	22
5.5.2	Tarifs pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire.....	23
5.6	Tarifs de compensation des déséquilibres.....	24
5.6.1	Tarifs pour les réserves de puissance et le black start.....	24
5.6.2	Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.....	25
5.7	Tarif pour l'intégration du marché.....	25
5.8	Compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral.....	25
6	Obligation de service public, taxes et surcharges.....	26
7	Grille tarifaire.....	26
8	Questions.....	26
9	Réactions.....	27
	Annexe 1 : Note explicative sur la détermination de la période de pointe annuelle.....	28
	Annexe 2 : grille tarifaire.....	30

1 EXECUTIVE SUMMARY

Dans le cadre de l'accord convenu entre la CREG et Elia, Elia organise une consultation des entreprises d'électricité concernées sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire, et ce préalablement à l'introduction de la proposition tarifaire 2016-2019.

Le présent document commence par décrire le cadre général dans lequel Elia doit élaborer sa proposition tarifaire. Il indique ensuite les principales évolutions en matière de dépenses nécessaires, de recettes, de la rémunération et des volumes pour la prochaine période tarifaire. Le but est de fournir les informations permettant de déduire l'évolution du chiffre d'affaires tarifaire nécessaire. L'évolution des coûts est commentée de manière plus détaillée pour deux postes ; la gestion des services auxiliaires et le développement du réseau. Concernant les recettes, l'attention est accordée aux « rentes de congestion » et aux soldes tarifaires accumulés durant la période 2011-2014. En ce qui concerne la rémunération, en particulier les incitants octroyés en contrepartie de l'atteinte d'objectifs fixés par la CREG, le montant annuel à utiliser pour la détermination des tarifs est généralement déterminé dans la méthodologie tarifaire. En ce qui concerne les volumes de vente, Elia s'attend à une diminution de l'énergie prélevée et des puissances servant de base à la détermination des pointes annuelles et mensuelles. Elia s'attend, sans en prendre l'engagement, à une hausse annuelle moyenne du chiffre d'affaires tarifaire pour l'ensemble des groupes de clients. ,

Dans le chapitre suivant les modifications quant à l'allocation des coûts et les tarifs sont traités. Pendant la période 2016-2019, les tarifs ne seront plus fixés de manière égale et constante pour l'ensemble des années mais seront fixés séparément pour chaque année de la période tarifaire. Concernant l'allocation des coûts entre tarifs d'injection et tarifs de prélèvement, les principes et les choix appliqués au cours de la présente période tarifaire sont appliqués. La structure tarifaire repose, conformément à la méthodologie tarifaire, sur les principes suivants : 'output-based' tarifs, transparence et simplicité. Concernant les tarifs de raccordement, la structure reste inchangée. Concernant les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau, la gestion du système électrique et la compensation des déséquilibres les différents principes respectivement applicables aux clients directement raccordés au réseau Elia et aux gestionnaires des réseaux de distribution seront harmonisés en grande partie. Les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau contiennent des tarifs pour pointe annuelle, mensuelle et puissance mise à disposition. L'allocation des coûts et les modalités d'application des tarifs sont présentées dans ce document. Les tarifs de gestion du système électrique et les tarifs pour les réserves de puissance et le black start seront déterminés sur base de l'énergie nette au lieu de la « charge brute limitée ». Concernant le prélèvement d'énergie réactive complémentaire, Elia souhaite introduire un nouveau mécanisme tarifaire. Enfin le tarif pour l'intégration du marché de l'électricité est présenté.

D'autre part, ce document reprend les éléments d'explication sur la manière dont les obligations de service public, les prélèvements et les surcharges, imposés par les autorités compétentes, sont traités dans le dossier tarifaire. Ensuite Elia joint une première esquisse provisoire de la grille tarifaire 2016-2019, qui a été établie sur base des éléments fixés dans la méthodologie tarifaire, ainsi que sur base des propositions faites dans ce document de consultation. Cette grille tarifaire est donc partagée à titre purement informatif et peut encore subir des adaptations.

Enfin, ce document reprend quelques questions relatives à cette consultation. Les répondants à cette consultation sont invités à soumettre leurs contributions pour le lundi 4 mai à 18 h 00 au plus tard.

2 INTRODUCTION

2.1 CONSULTATION

Dans le cadre de l'accord (art. 2, §1) relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et des modifications des tarifs, tel que convenu entre la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (ci-après la « CREG ») et Elia System Operator (ci-après « Elia ») le 25 août 2014 et tel que publié sur le site Internet de la CREG¹, Elia doit organiser une consultation des entreprises d'électricité concernées² préalablement à l'introduction de la proposition tarifaire. Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

Au terme de cette consultation, le gestionnaire de réseau rédigera un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis. Les commentaires des parties prenantes consultées et le rapport de consultation seront joints à la proposition tarifaire.

2.2 OBJECTIF

L'objectif du présent document est d'informer les membres du Users' Group ainsi que toutes les entreprises d'électricité concernées des éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire, afin de connaître le point de vue des parties prenantes.

Une consultation publique a déjà été organisée précédemment par la CREG dans le cadre de l'établissement d'une nouvelle méthodologie tarifaire, comme prescrit à l'article 12 de la loi Électricité du 29 avril 1999. Ce document contenait une description très générale des concepts proposés pour l'adaptation de la structure tarifaire. Suite à cette consultation, les adaptations ont été reprises dans un projet d'arrêté adapté, présenté le 1er Décembre à la Chambre des Représentants. Aucun commentaire supplémentaire n'ayant été formulé par la Chambre et puisque la procédure préparatoire prévue en la matière par la loi était à son terme, la CREG a adopté le 18 décembre 2014 l'arrêté fixant la « méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport » (ci-après la méthodologie tarifaire)³.

¹ <http://www.creg.be/fr/tarmethodoe.html>

² L'accord mentionné ci-dessus parle des « entreprises d'électricité concernées ». Ce concept est interprété dans un sens large. Tant toutes les entreprises concernées sont consultées ainsi que les membres du Users' Group, composés de fédérations représentant leurs membres.

³ Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la « méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport ».

2.3 STRUCTURE DU DOCUMENT

Le document ci-dessous commence par décrire le cadre général dans lequel Elia doit élaborer sa proposition tarifaire. Il indique ensuite les principales évolutions en matière de dépenses, de recettes, de rémunération et de volumes identifiées par Elia pour la prochaine période tarifaire (2016-2019). Puis les principes généraux relatifs à l'allocation des coûts sont exposés de manière plus détaillée. Ensuite, Elia expose à titre d'information une première esquisse de grille tarifaire. Enfin, différentes questions sont posées concernant le document soumis à consultation.

3 CADRE GÉNÉRAL

Cette consultation porte sur les évolutions déterminantes envisagées dans la future proposition tarifaire pour la période 2016-2019. À cadre général constant, 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 bien des égards 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 souhaite pouvoir en tenir compte et adapter sa proposition tarifaire en conséquence.

Le but de ce document n'étant pas de mener une consultation sur les divers facteurs de risque et d'incertitude auxquels 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 document.

Les adaptations du cadre réglementaire et légal aux niveaux belge et européen constituent un premier facteur de risque. À l'échelle européenne, des codes de réseau sont actuellement mis au point dans le cadre du 3^e paquet Énergie afin de promouvoir l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité d'un marché européen unique de l'électricité. Vu les nombreuses incertitudes qui entourent ces codes, Elia se voit contrainte de se baser sur des hypothèses.

Pour ce qui concerne la Belgique, il peut être renvoyé aux diverses dispositions contenues dans l'Accord de Gouvernement. Il y est ainsi prévu d'examiner l'utilité de la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité permettant, en concertation avec les pays voisins, de conserver la capacité existante et d'installer des capacités supplémentaires. Le Gouvernement examinera également l'opportunité d'intégrer dans le réseau belge des capacités installées hors du territoire national. Par ailleurs, le Gouvernement élaborera, dans la mesure du possible en collaboration avec les entités fédérées, une norme énergétique. À ce jour, les mesures précitées n'ont pas encore été mises en œuvre. Il n'en est donc pas tenu compte dans la proposition tarifaire. Toutefois, dans l'hypothèse où ces mesures verraient le jour, elles seront susceptibles d'influencer sensiblement les hypothèses adoptées dans 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 tout aussi importante. D'une part, une partie des unités nucléaires sont actuellement hors service pour des raisons techniques et leur remise en service est plus qu'incertaine. D'autre part, l'imprécision règne encore sur l'initiative législative qui serait prise sur la prolongation éventuelle du fonctionnement des réacteurs nucléaires Doel 1 et Doel 2. La composition du parc de production belge est une hypothèse qui peut affecter considérablement les autres hypothèses de la proposition tarifaire.

Parallèlement à l'évolution du parc de production, les décisions prises sur les mécanismes de soutien constituent un facteur de risque indirect pour Elia. Elia a été désignée par les autorités fédérales et régionales comme intermédiaire pour l'application de différents mécanismes de soutien favorisant le développement des énergies renouvelables. Cependant, la ré-évaluation et l'adaptation très régulières auxquelles ces mécanismes sont soumis ne favorisent pas leur stabilité, ce qui peut également avoir des incidences sur la proposition tarifaire.

4 ÉVOLUTION DES COÛTS, RECETTES ET RÉMUNÉRATION

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. 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 nécessaires, des recettes, des volumes ainsi que de la rémunération, tels que prévus dans la méthodologie tarifaire. Le but est de fournir les informations permettant de déduire l'évolution nécessaire du chiffre d'affaires tarifaire. Ce chapitre ne contient pas de propositions soumises à consultation et doit être considéré comme purement informatif.

4.1 COÛTS

L'évolution du parc de production dans le futur (proche) demeure incertaine. D'un côté, l'absence d'investissements dans des unités de production, conjuguée à la sortie progressive du nucléaire et à la fermeture – temporaire ou non – d'unités de production existantes représente un défi particulier en termes de sécurité d'approvisionnement. D'un autre côté, la part sans cesse croissante de sources d'énergie renouvelables intermittentes et décentralisées tend à diminuer encore plus la capacité de production électrique de base (unités « baseload »), alors que des investissements importants demeurent nécessaires dans le réseau et qu'une plus grande flexibilité est requise. Par ailleurs, de plus en plus d'équipements atteignent leur fin de vie, nécessitant un nombre croissant d'interventions de réparations et/ou leur remplacement par des équipements neufs.

Au cours des années à venir, Elia devra donc relever entre autres ces nouveaux défis. Cette évolution affecte principalement la gestion des services auxiliaires et le développement du réseau. L'évolution des coûts pour la période tarifaire est commentée de manière plus détaillée pour ces deux postes. Les autres coûts nécessaires, c'est à dire principalement les coûts relatifs aux ressources humaines générales, à l'infrastructure informatique, aux bâtiments et installations, à l'environnement, devraient demeurer à des niveaux stables durant la période 2016-2019.

4.1.1 SERVICES AUXILIAIRES

Cette partie expose l'évolution escomptée des coûts influençables⁴. Ces coûts comprennent les coûts de réservation (puissance) des différents services auxiliaires (réglage primaire de la fréquence (R1), réglage secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge (R2), réserve tertiaire à la hausse et à la baisse (R3) ainsi que le service de réglage de la tension (MVAR). Les coûts de réservation du service « black start » sont considérés comme non gérables.

⁴ Coûts visés à l'article 10, 4e alinéa, de la méthodologie tarifaire.

À partir de maintenant, Elia propose d'utiliser la nouvelle terminologie relative aux réserves, telle que définie dans le Draft Network Code Load-Frequency-Control and Reserves (NC LFC&R). Ce code de réseau vise une exploitation cohérente et coordonnée des réseaux en Europe. Le tableau ci-dessous donne une vue des nouvelles dénominations des services auxiliaires ainsi qu'une brève description:

Nouvelle terminologie ⁵	Terminologie actuelle	Description
Frequency Containment Reserves (FCR)	Réserve primaire (R1)	Réserves européennes communes très rapides visant à stabiliser l'écart de fréquence après un incident.
Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)	Réserve secondaire (R2)	Réserves automatiques rapides visant à rétablir l'équilibre dans la zone de réglage belge.
Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)	Réserve tertiaire (R3)	Réserves manuelles en appui aux réserves aFRR pour rétablir l'équilibre dans la zone de réglage belge.

Elia prévoit une hausse significative des coûts influençables tout au long de la période 2016-2019. Cette augmentation s'explique principalement, d'une part, par une baisse importante du nombre de centrales disponibles pour fournir les réserves nécessaires et, d'autre part, par un besoin de réserves croissant.

4.1.1.1 RESSOURCES DISPONIBLES

La diminution des ressources disponibles est imputable à la mise hors service – temporaire ou non – de centrales qui contribuent actuellement à la fourniture de services auxiliaires à Elia. C'est le cas tant pour les Frequency Containment Reserves (ci-après « FCR »), que pour les Automatic Frequency Restoration Reserves (ci-après « aFRR ») et les Manual Frequency Restoration Reserves (ci-après « mFRR »).

Par ailleurs, il n'est pas attendu que l'évolution du prix des émissions CO₂ entraîne un bouleversement de la position des unités au gaz et au charbon dans le « merit order » européen. Par conséquent, une partie des ressources disponibles sera soumise à des conditions défavorables sur le marché, ce qui aura un effet indéniable sur le prix des réserves.

4.1.1.2 VOLUMES

Elia envisage une hausse de volume limitée tant en termes de Frequency Containment Reserves (R1) que d'Automatic Frequency Restoration Reserves (R2). L'augmentation des FCR s'explique par une nouvelle règle d'allocation des volumes au niveau européen⁶.

⁵ Telle que définie dans le Network Code Load-Frequency-Control and Reserves soumis à ACER le 28 juin 2013. (https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf)

⁶ Cf. note de bas de page 5

La hausse des volumes aFRR s'explique par :

- le risque d'introduction d'exigences plus sévères à la suite des Network Codes ;
- la poursuite de l'harmonisation des marchés d'équilibrage européens⁷ ; et
- une volatilité croissante du déséquilibre dans le système en raison, notamment, du ramping (volumes d'énergie renouvelable supplémentaires, capacité d'interconnexion croissante, etc.), comme le démontre l'étude sur les réserves à l'horizon 2018⁸. Cette situation entraîne un besoin croissant de volumes aFRR.

Elia table en revanche sur une forte hausse des volumes nécessaires de mFRR (R3) à la hausse. Cette augmentation s'explique entre autres par une forte croissance de la capacité de production renouvelable intermittente installée (une estimation de plus de 8.000 MW de puissance installée en PV et éolien en 2019). Outre des volumes suffisants pour pallier le déséquilibre consécutif à des écarts de prévision, Elia doit également disposer des instruments nécessaires pour pouvoir faire face à une perte semi-simultanée de ces sources d'énergie intermittente (p. ex. en cas de tempête, etc.).

Jusqu'il y a peu, les gestionnaires de réseau de transport étaient surtout préoccupés par la nécessité de prévoir des réserves suffisantes pour répondre au déclenchement éventuel de grandes centrales de production. L'apparition de grandes puissances d'énergie renouvelable intermittente, l'introduction d'interconnecteurs en courant continu à haute tension (High Voltage Direct Current, ci-après « HVDC ») entre plusieurs zones synchrones (comme p. ex. l'interconnecteur Nemo entre la Belgique et le Royaume-Uni, qui entraîne un risque de déséquilibre positif important en cas de déclenchement en mode exportation), des écarts de prévision en termes de prélèvement plus importants, etc., conduisent dans leur ensemble à une situation dans laquelle le gestionnaire du réseau de transport peut aujourd'hui être confronté également à un très grand déséquilibre positif. Le NC LFC&R reflète cette évolution et introduit dès lors des règles strictes en ce qui concerne la disponibilité et le dimensionnement des réserves à la baisse. Par conséquent, Elia prévoit un budget pour la réservation de volumes mFRR à la baisse à partir de la prochaine période tarifaire. Dans ce cadre, Elia suppose pouvoir se procurer, d'ici à 2019, le volume maximal autorisé (300 MW) de mFRR à la baisse au moyen de synergies internationales afin de limiter le volume restant à acheter.

Enfin, Elia table sur une baisse des coûts de réservation du service de réglage de la tension. En effet, Elia souhaite introduire un nouveau mécanisme plus efficace pour répondre aux défis futurs qui se posent en matière de réglage de la tension (lorsque le prélèvement est très faible, le besoin d'absorption de puissance réactive augmente, alors qu'en cas de prélèvement élevé et de forte importation, le réseau a au contraire besoin d'injection de puissance réactive).

⁷ Elia dispose aujourd'hui de volumes aFRR relativement moindres que les GRT environnants. Cette situation peut changer suite à l'harmonisation et l'intégration européenne des marchés de balancing.

⁸ <http://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

4.1.2 DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Conformément à sa mission et aux dispositions légales, le gestionnaire de réseau établit un plan pour le développement du réseau de transport fédéral (niveau de tension supérieur à 70 kV). Ce plan couvre une période de dix ans et est soumis pour approbation au ministre de l'Énergie. Les autres investissements dans les niveaux de tension inférieurs ou égaux à 70 kV sont repris dans les plans d'investissements régionaux.

Les plans de développement contiennent une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité, donnent une vue d'ensemble des investissements d'extension et de redéploiement du réseau auxquels le gestionnaire du réseau se prépare pour répondre à ces besoins et mentionnent les hypothèses sous-jacentes.

Les détails et les justifications des projets individuels d'investissement en infrastructure de transport sont repris dans les différents « plans de développement ».

Elia distingue 4 plans de développement :

- Le plan de développement fédéral 2015-2025 (en cours d'approbation)⁹ ;
- Le plan d'adaptation pour la Région wallonne 2015-2022¹⁰ ;
- Le plan d'investissements pour la Région Bruxelles-capitale 2015-2025¹¹ ;
- Le plan d'investissement pour la Région flamande 2014-2017¹².

Le programme d'investissements en infrastructure de transport pour la période tarifaire 2016-2019 vise trois objectifs principaux :

1. Assurer la pérennité du réseau existant en termes de sécurité, de fiabilité, d'efficacité et de protection de l'environnement. Une anticipation de la durée de vie des équipements combinée à la surveillance de l'état du réseau sur le terrain permet de déterminer les besoins prioritaires en investissements de remplacement. Ceux-ci sont entrepris pour autant que le besoin de ces équipements à long terme reste exprimé sans nécessité de restructuration importante. Ces investissements permettront de maintenir la qualité des prestations de transport fournies par Elia à un niveau élevé.

⁹ <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>

¹⁰ <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/plans-d-investissements-et-de-developpements/plans-d-adaptation-region-wallonne>

¹¹ <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/plans-d-investissements-et-de-developpements/plans-d-investissements-region-bruxelles-capitale>

¹² <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/plans-d-investissements-et-de-developpements/plans-d-investissements-region-flamande>

2. Poursuivre le redéploiement du réseau par des investissements découlant des changements dans les moyens de production d'électricité en Belgique et dans la localisation des pôles de consommation. Cette catégorie couvre notamment les investissements nécessités par la pénétration accrue des énergies renouvelables et les mutations industrielles initiées dans certaines régions. En outre, ce redéploiement du réseau se combine généralement avec une rationalisation des équipements anciens, dans une perspective d'évolution à long terme, par exemple en migrant vers une tension d'exploitation supérieure qui offre une plus grande capacité de transport. Ces investissements en infrastructure de transport soutiennent notamment le développement économique là où des projets industriels sont prévus et favorisent l'atteinte des objectifs fixés pour l'intégration des sources d'énergie renouvelable.
3. Accélérer l'intégration européenne du marché de l'énergie électrique en réalisant des grands projets structurants visant l'intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne, un renforcement de la sécurité d'alimentation et un meilleur couplage des marchés de l'énergie. Le niveau prévu d'investissement dans ces grands projets dans les quatre prochaines années est du même ordre de grandeur que celui des deux premières catégories ci-dessus. Ce montant se justifie pleinement par les coûts de production évités et par l'augmentation du bien-être social en général (« shift » dans la chaîne de valeur).

Les développements repris aux plans de développement entraînent une hausse importante du portefeuille d'investissements pour les années à venir. L'impact se traduit principalement par une augmentation des amortissements et des coûts de financement à couvrir par les tarifs. Le personnel supplémentaire nécessaire en vue de la réalisation et de la mise en service de ces investissements fera également augmenter les coûts.

4.2 RECETTES

Les recettes gérables découlant des activités de location et de mise à disposition d'installations d'Elia à des fins de télécommunication devraient demeurer quasiment stables pendant la période tarifaire. Les revenus liés aux « travaux pour compte de tiers » et les recouvrements d'assurances suivront également cette tendance.

Les revenus provenant de ventes internationales (« rentes de congestion ») sont sensiblement plus élevés que ceux estimés dans la proposition tarifaire 2012-2015. Cela s'explique par le fait que plusieurs centrales nucléaires ont été mises hors service pour une période plus longue que prévu. Toutefois, les rentes de congestion devraient subir une influence négative au fur et à mesure de l'accroissement de la capacité d'interconnexion et de la réalisation du couplage des marchés basé sur les flux.

Durant la période 2011-2014, des soldes réglementaires positifs ont été constitués, notamment en raison d'une hausse des recettes provenant des rentes de congestion. Ces soldes seront utilisés durant la nouvelle période tarifaire afin d'assurer la cohérence des tarifs durant ces quatre années et de lisser les fortes fluctuations tarifaires.

4.3 RÉMUNÉRATION

Outre les coûts du gestionnaire de réseau, le revenu total couvert par les tarifs de transport comprend également la rémunération du gestionnaire de réseau. Il s'agit en l'occurrence de la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux, telle que définie dans la méthodologie tarifaire, et des incitants octroyés en contrepartie de l'atteinte d'objectifs fixés par la CREG.

La méthodologie tarifaire pour la période 2016-2019 prévoit en effet des incitants financiers qui visent à encourager Elia à la poursuite d'objectifs de performance et à la réalisation de projets particuliers. En outre, la CREG a décidé que la contrepartie du goodwill associée à la mise hors service des actifs ne pourrait plus être couverte par les tarifs. Le goodwill reste toutefois un élément essentiel de la détermination de la RAB.

A la date de publication de la présente note, la CREG et Elia travaillent à finaliser les modalités pratiques de mesure de la performance et de calcul des incitants correspondants. Les montants qui seront octroyés au gestionnaire de réseau seront calculés à la fin de chaque année en fonction du niveau de performance atteint.

Toutefois, pour faciliter l'exercice tarifaire, la méthodologie tarifaire indique pour la plupart de ces incitants un montant à reprendre dans la proposition tarifaire. Ces montants seront corrigés ex-post en fonction de la performance effective.

Les montants annuels prévus dans la méthodologie tarifaire afin de permettre le calcul des tarifs sont :

- Augmentation de la capacité d'interconnexion : 4M€
- Augmentation de l'utilité totale : 4M€
- Efficacité des investissements : 1M€
- Réalisation dans les délais des projets Stevin, Brabo, Alegro et 4ème phase-shifter : 1M€
- Réalisation de projets de recherche et développement : 0.5M€
- Incitant discrétionnaire : 1M€

Pour les incitants « réduction des coûts gérables », « réduction des coûts influençables » et « amélioration de la continuité d'approvisionnement » les montants à utiliser pour le calcul des tarifs ne sont pas prévus dans la méthodologie tarifaire. Elia se basera donc sur des hypothèses de performance.

Concernant l'incitant particulier que la CREG peut définir pour des investissements importants et spécifiques (Art.25 §3 de la méthodologie tarifaire), Elia et la CREG n'ont pas encore défini les conditions d'octroi de cet incitant ainsi que son niveau et ses règles de calcul.

4.4 VOLUMES

4.4.1 ÉNERGIE

Il convient avant tout de distinguer clairement la « charge totale » de la « charge du réseau Elia ». La « charge totale » tient compte de toutes les charges électriques sur le réseau Elia et de toutes les charges sur les réseaux de distribution connectés.

En ce qui concerne le réseau Elia, une différence peut être établie entre « charge brute », « charge brute limitée » et « charge nette » en fonction de la non-déduction, de la déduction partielle ou de la déduction totale de la production locale de sites de prélèvement raccordés au réseau Elia. Dans un souci de transparence maximale, de simplification des tarifs et d'harmonisation entre clients industriels et gestionnaires de réseau de distribution, et conformément à la méthodologie tarifaire, la présente proposition tarifaire utilise uniquement les termes de « charge nette » et « injection nette ». Dans la suite de cette note, il convient donc d'entendre par « charge du réseau Elia » l'énergie prélevée nette du réseau Elia (de même en ce qui concerne les injections).

Cette modification de la méthodologie tarifaire entraîne (à consommation identique) une diminution des volumes de prélèvement et d'injection facturés et peut conduire à une augmentation du tarif individuel, comme expliqué au paragraphe 4.5 (cf. infra).

Au cours des 3 dernières années, Elia a vu baisser le « prélèvement net » de 1,4 % par an en moyenne par rapport aux volumes mentionnés dans la Proposition Tarifaire Rectifiée 2012-2015. Et ce, en partie à la suite des hivers doux, mais surtout en raison de la hausse plus importante qu'estimée de la production décentralisée et de la réduction structurelle des consommations d'énergie récemment constatée.

En plus de cette régression, Elia escompte un recul d'environ 1 % par an pour l'énergie prélevée nette (charge du réseau Elia). Ces estimations se basent sur l'effet combiné, d'une part, des prévisions de IHS CERA tablant sur une croissance par an de +0,5 % en moyenne de la « charge totale » et, d'autre part, des prévisions de croissance de la production décentralisée. La diminution de la « charge du réseau Elia » (= l'énergie prélevée nette) est particulièrement perceptible au niveau des points d'interconnexion avec les réseaux de distribution.

Conformément à ces projections, l'injection nette qui sera prise en compte dans la proposition tarifaire est en moyenne 2 à 3 % plus haute pour la période 2016-2019 par rapport au niveau réel des injections nettes en 2014. Toutefois, les valeurs prises en compte correspondent à une diminution de 20% par rapport aux hypothèses d'énergie injectée nette prise en compte dans la Proposition tarifaire rectifiée 2012-2015.

4.4.2 PUISSANCE

En matière de puissance, Elia s'attend à une légère baisse en ce qui concerne les pointes annuelles et mensuelles sur la période 2016-2019 (-0,6% par an en moyenne) pour les gestionnaires de réseau de distribution. Pour ce qui est des utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau Elia, Elia s'attend à un statu quo des pointes annuelles et mensuelles pour la période 2016-2019.

4.5 CONCLUSION

Pour la prochaine période tarifaire 2016-2019, il peut être établi que les coûts nécessaires augmenteront, principalement en raison des coûts liés à la réalisation du portefeuille d'investissements et aux services auxiliaires. Les recettes attendues, qui incluent les soldes tarifaires positifs hérités du passé, compensent quelque peu la hausse des coûts nécessaires à couvrir par les tarifs de transport. Néanmoins, l'effet conjugué d'une hausse des coûts nécessaires, de la compensation des soldes positifs de 2011-2014 et des recettes, la baisse des volumes ainsi que l'inflation entraînent une augmentation globale du tarif.

Elia s'attend, sans en prendre l'engagement, à une hausse annuelle moyenne du chiffre d'affaires tarifaire de 2 à 5 % (inflation comprise) pour l'ensemble des groupes de clients. Cela n'implique pas cependant que le tarif individuel soit relevé annuellement de 2 à 5 % ; l'impact sur les tarifs individuels pourra être plus significatif, compte tenu d'une baisse supposée de la puissance et de l'énergie prélevées.

Étant donné que les principes généraux d'allocation des coûts et des tarifs sont soumis à consultation, Elia n'est pas en mesure aujourd'hui de réaliser une estimation exacte des tarifs individuels. Le chapitre qui suit expose de manière plus approfondie les principes guidant l'allocation des coûts et les tarifs.

5 PRINCIPES GÉNÉRAUX QUANT À L'ALLOCATION DES COÛTS ET LES TARIFS

Cette section fait tout d'abord référence à la méthodologie tarifaire dans laquelle les principes ont déjà été décrits, en particulier en ce qui concerne la structure tarifaire. Ces éléments sont rappelés à titre informatif et ne sont pas soumis à la consultation. Plusieurs propositions sont ensuite développées par Elia en ce qui concerne les tarifs. Ce sont ces propositions qui sont soumises à la consultation.

5.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX

Contrairement à la précédente période tarifaire 2012-2015, les tarifs unitaires ne seront plus fixés de manière égale et constante pour l'ensemble des années de la période réglementaire, mais seront fixés et communiqués à l'avance de manière individuelle pour chaque année de la période tarifaire.

Conformément à la méthodologie tarifaire (art. 5 et annexe 2), les tarifs de transport comprennent les tarifs de raccordement, les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau, les tarifs de gestion du système électrique, les tarifs de compensation des déséquilibres et le tarif pour l'intégration du marché.

La structure tarifaire repose sur les principes suivants :

1. « output-based » : la structure tarifaire doit refléter les services offerts aux utilisateurs du réseau et non les coûts supportés par Elia pour offrir ces services ;
2. transparence : les tarifs, qui reflètent le service pour lequel les utilisateurs du réseau paient, sont facilement compréhensibles et intuitifs et utilisent des vecteurs tarifaires plus compréhensibles et transparents ;
3. simplicité : le nombre de tarifs est fortement réduit, entre autres, en réduisant la différenciation de tarifs entre groupes et types de clients, ainsi qu'en limitant fortement les impacts des périodes tarifaires

Le total des coûts nécessaires doit, indépendamment de l'allocation finale exacte de ces coûts, être couvert par les tarifs de transport, selon le principe de réfectivité des coûts. Ceci a lieu, conformément à l'art. 12 §5 6° de la loi Électricité, de manière non discriminatoire et proportionnelle, tout en respectant une allocation transparente des coûts.

Le nombre de groupes de clients est aussi réduit de, actuellement, 4 groupes, vers 3 groupes (en réseau 380/220/150 kV ; en réseau 70/36/30 kV; à la sortie des transformations vers Moyenne Tension), en rassemblant les groupes actuels 2 et 3 (à la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV et en réseau 70/36/30 kV), ce qui est en ligne avec le principe de la simplification de la structure tarifaire.

5.2 ALLOCATION ENTRE TARIFS D'INJECTION ET TARIFS DE PRÉLÈVEMENT

Selon la méthodologie tarifaire, divers 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.¹³

Elia réalisera un benchmarking sur base :

- de la moyenne arithmétique du tarif d'injection tel qu'il figure dans la revue des tarifs de transport 2014 publiée par ENTSO-E¹⁴, complétée par une évaluation des éventuelles obligations en nature imposées aux producteurs ;
- des pays/marchés considérés comme faisant partie du marché Day-Ahead couplé de la zone NWE (France, Pays-Bas, Allemagne, Grande-Bretagne, Norvège, Danemark, Suède, Finlande) complétée par l'Autriche ;
- d'autres arguments pouvant encore étoffer ce benchmarking.

Sur la base de ce qui précède, Elia propose de fonder l'allocation entre les tarifs d'injection et de prélèvement sur les principes et les choix relatifs aux tarifs d'injection tels que définis dans la proposition tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013 pour la période réglementaire 2012-2015¹⁵.

Par conséquent, 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.

5.3 TARIFS DE RACCORDEMENT

Concernant les tarifs de raccordement pour les utilisateurs directement raccordés au réseau et pour les gestionnaires de réseau de distribution, 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 de l'inflation escomptée et du coût du capital d'Elia.

¹³ Méthodologie tarifaire, Annexe 2, paragraphe 2.8.

¹⁴ https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf

¹⁵ Décision [\(B\)130516-CDC-658E/26](#) : décision relative à la proposition tarifaire rectifiée de ELIA SYSTEM OPERATOR S.A. du 2 avril 2013 pour la période réglementaire 2012-2015.

5.4 TARIFS POUR LA GESTION ET LE DÉVELOPPEMENT DE L'INFRASTRUCTURE DE RÉSEAU

Concernant les trois tarifs de la catégorie « gestion et développement de l'infrastructure de réseau », Elia propose d'utiliser la clé de répartition suivante pour l'allocation des coûts liés à la gestion et au développement de l'infrastructure de réseau, tant pour les utilisateurs directement raccordés au réseau que pour les gestionnaires de réseau de distribution¹⁶ :

- allocation de 20 % des coûts nécessaires au tarif pour pointe mensuelle
- allocation de 30 % des coûts nécessaires au tarif pour pointe annuelle
- allocation de 50 % des coûts nécessaires au tarif pour puissance mise à disposition

Cette clé de répartition respecte les choix déjà effectués dans l'actuelle période tarifaire 2012-2015. En effet, le tarif pour la puissance mise à disposition des gestionnaires de réseau de distribution couvre déjà 50 % de l'allocation des coûts d'infrastructure (total des termes puissance). Pour l'allocation des 50 % restants, un pourcentage supérieur est proposé pour la pointe annuelle (30 %) par rapport à la pointe mensuelle (20 %).

De par la définition de la période de pointe annuelle (cf. infra), le signal donné par le tarif pour pointe annuelle est adressé plus précisément. Comme tous les quarts d'heure ne sont pas pris en considération dans la détermination de la période de pointe annuelle, les parties concernées ont la possibilité d'adapter leur profil de prélèvement en conséquence. Dans un certain sens, le tarif pour pointe annuelle est donc plus simple à éviter que le tarif pour pointe mensuelle, ce qui justifie une proportion plus importante dans la clé de répartition.

L'utilisation de la même clé de répartition, tant pour les gestionnaires de réseau de distribution que pour les utilisateurs directement raccordés au réseau, s'explique par la volonté d'harmoniser en grande partie les différentes pratiques applicables jusqu'alors entre les acteurs de marché qui utilisent le réseau de transport. L'harmonisation est par ailleurs un objectif explicite de la méthodologie tarifaire.

En raison de cette même harmonisation, Elia propose d'aligner les tarifs pour les gestionnaires de réseau de distribution en 30/36/70 kV avec les tarifs appliqués aux utilisateurs de réseau directement raccordés au même niveau de tension. Le but est d'éviter une différence de traitement tarifaire entre les unités de production raccordées par le biais des gestionnaires de réseaux de distribution ou par le biais du réseau Elia.

¹⁶ La méthodologie tarifaire prévoit la suppression de l'obligation de souscrire la puissance de transport ; ainsi la différence de fonctionnement entre les clients qui sont directement raccordés aux réseaux de transport et les gestionnaires de réseau de distribution est neutralisée.

5.4.1 TARIFS POUR POINTE ANNUELLE

5.4.1.1 DÉTERMINATION DE LA POINTE ANNUELLE POUR LE PRÉLÈVEMENT

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.

Il est en outre proposé de prévoir une période de transition en 2016 qui ne tienne compte que des quarts d'heure en 2016 et non des quarts d'heure en 2015, afin de donner la possibilité à toutes les parties d'adapter leur profil de prélèvement en conséquence.

5.4.1.2 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 annuelle¹⁷. 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 la base de cette analyse statistique, Elia propose de sélectionner tous les quarts d'heure durant les mois de novembre à mars, les jours de semaine, entre 7 h 00 et 22 h 00, comme période de pointe annuelle (cf. annexe 1 : note explicative sur la détermination de la période de pointe annuelle). En outre, le choix des mois d'hiver correspond aux mois d'hiver tels que définis dans la loi Électricité dans le cadre des réserves stratégiques. Le choix des jours de semaine et de la plage horaire correspond à la période de pointe telle qu'utilisée dans l'actuelle période tarifaire 2012-2015 pour les souscriptions de puissance. Aucune exception n'est prévue pour les jours fériés officiels.

¹⁷ Paragraphe 2.5, 2^e alinéa, de l'Annexe 2 de la Méthodologie tarifaire.

5.4.2 TARIFS POUR POINTE MENSUELLE

Elia propose que la pointe mensuelle en prélèvement soit déterminée sur base de la pointe de puissance mesurée durant le mois concerné. Ce tarif s'applique tant aux utilisateurs directement raccordés au réseau qu'aux gestionnaires de réseau de distribution, ce qui contribue à l'objectif formulé dans la méthodologie tarifaire d'harmoniser les différentes pratiques applicables jusqu'alors entre les acteurs de marché qui utilisent le réseau de transport.

5.4.3 TARIFS POUR PUISSANCE MISE À DISPOSITION

5.4.3.1 TARIF POUR « PUISSANCE MISE À DISPOSITION » DES UTILISATEURS INDUSTRIELS DIRECTEMENT RACCORDÉS AU RÉSEAU

La méthodologie tarifaire prescrit l'introduction d'un nouveau tarif pour la puissance mise à disposition des utilisateurs industriels directement raccordés au réseau. Par ce tarif, l'utilisateur du réseau contribuera 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 »). Cette mise à disposition de puissance apparente¹⁸ (exprimée en kVA) est convenue dans le contrat de raccordement (annexe 1 du contrat de raccordement) de chaque utilisateur du réseau. En cas d'absence de référence valable dans le contrat de raccordement avec Elia, Elia propose de fixer la puissance mise à disposition selon le dernier contrat existant ou, en l'absence de mention explicite de puissance apparente dans ce contrat, comme la pointe de puissance apparente prélevée et/ou injectée des 3 dernières années majorée de 10%.

La puissance mise à disposition peut être inférieure ou égale à la capacité physique maximum des installations de raccordement dédiées. Il s'agit d'un droit de l'utilisateur du réseau de prélever et/ou d'injecter de la puissance apparente depuis et/ou vers le réseau en amont. Ce tarif sera exprimé en €/kVA.

Chaque utilisateur du réseau a déjà été invité par Elia à réfléchir à ses intentions par rapport à la puissance apparente qui est actuellement mise à sa disposition (la valeur de cette puissance apparente telle que connue d'Elia selon les critères susmentionnés a par ailleurs été communiquée à chaque utilisateur du réseau). De même, chaque utilisateur du réseau pourra prendre contact avec Elia dans le courant du second semestre 2015 afin de demander, s'il le souhaite, une adaptation de la puissance apparente qui est mise à sa disposition, avant la facturation de celle-ci à partir du 1^{er} janvier 2016.

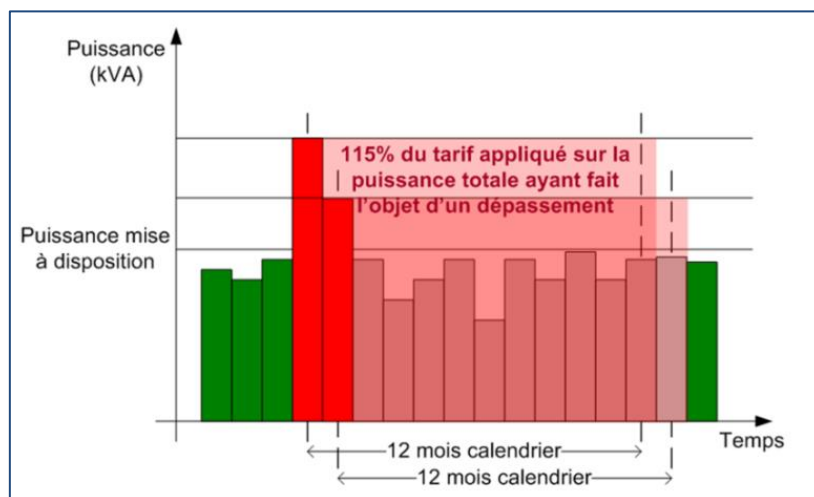
Au-delà du 1^{er} janvier 2016, Elia propose d'appliquer les règles suivantes pour toute demande d'évolution de la puissance mise à disposition d'un utilisateur du réseau :

¹⁸ Puissance apparentes = puissances exprimé en kVA ;
Puissance active = puissance exprimé en kW ;
Puissance réactif = puissance exprimé en kVAR

- La puissance apparente mise à disposition est convenue pour une durée indéterminée dont le jour de début de validité doit être le premier jour d'un mois calendrier et le jour de fin de validité le dernier jour d'un mois calendrier.
- Toute demande d'augmentation de la puissance mise à disposition fait l'objet d'une demande d'offre pour une étude détaillée, à introduire par l'utilisateur du réseau auprès d'Elia, conformément au processus de raccordement (ou de modification à un raccordement existant) tel que décrit dans le Règlement Technique applicable. L'étude par Elia de cette demande conclut quant à la faisabilité, aux modifications et/ou investissements éventuellement nécessaires pour satisfaire la demande, tant au niveau des installations du réseau que de celles du raccordement de l'utilisateur concerné. Une demande d'augmentation de la puissance mise à disposition peut être introduite à tout moment par tout utilisateur du réseau. L'augmentation de puissance mise à disposition prend effet le 1^{er} jour du mois calendrier suivant :
 - la réception par Elia de l'avenant au contrat de raccordement signé par l'utilisateur du réseau concerné ou au besoin par la conclusion d'un nouveau contrat de raccordement;
 - et/ou la fin des travaux éventuellement nécessaires dans le réseau pour rendre cette mise à disposition de puissance apparente effective.
- Toute demande de diminution de la puissance mise à disposition est accordée pour autant que les 2 conditions suivantes soient respectées :
 - La puissance mise à disposition de l'utilisateur du réseau concerné n'a pas déjà fait l'objet d'une diminution au cours des 12 mois calendriers précédents.
 - La puissance mise à disposition de l'utilisateur du réseau concerné n'a pas fait l'objet d'une augmentation au cours des 12 mois calendriers précédents.
- Lorsqu'un utilisateur du réseau demande et obtient une diminution de la puissance apparente qui est mise à sa disposition, il perd de fait tout droit de réservation de la puissance apparente précédente plus élevée, quand bien même aucun changement n'est apporté aux installations du réseau ou à celles du raccordement de l'utilisateur concerné. Toute demande de ré-augmentation ultérieure doit alors faire l'objet d'une demande d'offre pour une étude détaillée, comme décrit précédemment.
- Toute évolution (augmentation ou diminution) de la puissance mise à disposition s'officialise par la signature d'un avenant au contrat de raccordement existant, ou au besoin par la conclusion d'un nouveau contrat de raccordement.

Dans le cas où le prélèvement (ou l'injection) réel(le) d'un utilisateur du réseau dépasserait la puissance apparente qui est mise à sa disposition en prélèvement (ou en injection), la méthodologie tarifaire prévoit l'application d'un tarif incitant. Elia propose de calculer ce tarif par application d'un coefficient de 115% sur le tarif pour la puissance mise à disposition, applicable pendant une période de 12 mois calendrier à la pointe de puissance ayant fait l'objet du dépassement de la puissance mise à disposition.

Ce tarif incitant ne vient pas en cumul du tarif pour puissance mise à disposition qu'il comprend ainsi déjà. En cas de plusieurs dépassements constatés pendant la période de 12 mois précitée, cette période est automatiquement prolongée selon les mêmes règles ci-dessus, en prenant en tout temps comme valeur de référence la pointe (dépassement) la plus élevée des 12 derniers mois calendrier. Elia rappelle par ailleurs que ces dépassements de puissance mise à disposition peuvent comporter, outre les aspects tarifaires précités, des risques pour les installations électriques concernées (tout non-respect de la puissance apparente inscrite dans le contrat de raccordement pouvant alors avoir des implications pour l'utilisateur concerné).



La méthodologie tarifaire prévoit encore une différenciation possible du tarif pour puissance mise à disposition sur base du type de point d'accès. Lorsqu'un utilisateur du réseau dispose, pour les mêmes installations électriques, de plusieurs points d'accès au réseau Elia (en prélèvement et/ou en injection), Elia propose qu'un de ces points d'accès puisse être qualifié de « principal » et que les autres points d'accès concernés puissent être qualifiés de « complémentaires ». Le point d'accès principal serait alors celui dont la puissance mise à disposition (en prélèvement) est la plus élevée. La puissance mise à disposition au point d'accès principal devrait en outre être supérieure ou égale à la pointe (sur les 12 derniers mois) du profil de l'utilisateur du réseau concerné, ce profil étant constitué de la somme synchrone des prélèvements quart-horaires mesurés aux points d'accès principal et complémentaires y étant liés.

Le (ou les) point(s) d'accès « complémentaires » pourrai(en)t être utilisé(s) de manière permanente (exploitation normale) ou occasionnelle (en réserve), sans limite de temps. Pour ces « points d'accès complémentaires », un tarif spécifique pourrait être appliqué pour la puissance mise à disposition (uniquement dans le cas où la puissance mise à disposition au « point d'accès «complémentaire » serait déjà couverte par la puissance mise à disposition au « point d'accès principal » qui y est lié).

Les modalités exactes d'implémentation des éléments ci-dessus relatifs à la puissance mise à disposition seront définies dans une révision du contrat d'accès (en remplacement des dispositions obsolètes relatives aux souscriptions). Cette révision aura lieu dans le courant du second semestre 2015.

5.4.3.2 ÉVOLUTION DU TARIF POUR PUISSANCE MISE À DISPOSITION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Dans le cadre de l'harmonisation entre gestionnaires de réseau de distribution et utilisateurs directement raccordés au réseau à un niveau de tension 30/36/70 kV, Elia propose que deux puissances mises à disposition soient également définies à un point d'interconnexion 30/36/70 kV avec un gestionnaire de réseau de distribution (une puissance en prélèvement et une puissance en injection). Ces deux puissances ne sont alors plus basées sur la puissance des transformateurs 150/36 kV, mais bien sur la puissance nécessaire pour alimenter les utilisateurs de réseau de distribution concerné (puissance déterminée par le gestionnaire de réseau de distribution), tant en prélèvement qu'en injection.

Concrètement, il revient au gestionnaire de réseau de distribution, tout comme à un utilisateur directement raccordé au réseau, de communiquer à Elia la puissance maximale en prélèvement et en injection au point d'interconnexion, à la suite de quoi ces puissances seront formalisées dans la convention de collaboration (annexe 4 de la convention de collaboration). Les modalités d'adaptation de ces puissances sont analogues aux modalités décrites plus haut concernant les utilisateurs directement raccordés au réseau (à l'exception de la demande d'étude détaillée). Le même tarif que celui pratiqué pour les utilisateurs directement raccordés au réseau est ensuite appliqué à ces puissances.

En ce qui concerne la puissance mise à disposition en moyenne tension, la méthode actuelle est conservée, à savoir une application sur base de la puissance apparente nominale de transformation à chaque point d'interconnexion, conformément à la méthodologie tarifaire¹⁹.

5.5 TARIFS DE 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

5.5.1 TARIFS POUR LA GESTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Conformément 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, Elia propose d'appliquer le tarif pour la gestion du système en fonction du niveau d'infrastructure. En effet, les niveaux d'infrastructure ne bénéficient pas tous de la même manière des services fournis par Elia.

- Exemple 1 : Alors que tous les niveaux d'infrastructure bénéficient des services fournis par le centre de contrôle national, les centres de contrôle régionaux se concentrent essentiellement sur les niveaux d'infrastructure inférieurs.

¹⁹ Paragraphe 2.6 de l'Annexe 2 de la Méthodologie tarifaire.

- Exemple 2 : Selon les dispositions du Règlement Technique fédéral, les responsables d'équilibre au niveau d'infrastructure le plus élevé doivent pourvoir eux-mêmes aux pertes actives sur le réseau pour l'ensemble de leurs points d'accès. Pour les niveaux d'infrastructure inférieurs, cette tâche revient à Elia.

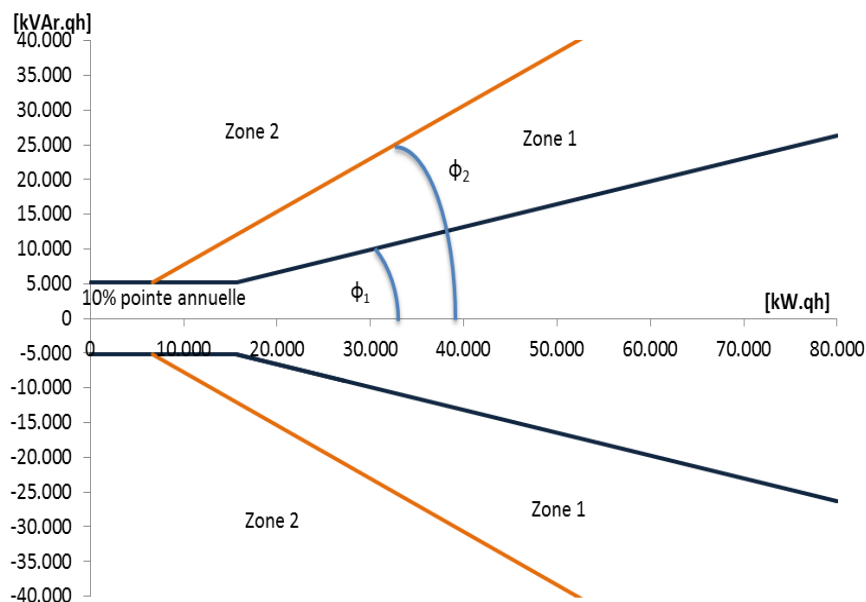
5.5.2 TARIFS POUR LE PRÉLÈVEMENT D'ÉNERGIE RÉACTIVE COMPLÉMENTAIRE

Une nouvelle structure tarifaire est proposée pour le tarif « pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire » conformément à la méthodologie tarifaire. Par conséquent, ce tarif ne sera plus établi en fonction de périodes tarifaires.

Par ce tarif, Elia souhaite en outre donner un signal plus fort aux clients industriels et gestionnaires de réseau de distribution pour respecter les dispositions du Règlement Technique fédéral qui déterminent entre autres la quantité d'énergie réactive prélevée ou injectée qui est incluse dans le service de base, en fonction du prélèvement d'énergie active. Par conséquent, le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire revêt essentiellement un caractère incitatif.

Vu les défis croissants de réglage de la tension sur le réseau Elia, tant en matière d'injection que d'absorption d'énergie réactive, il est opportun de renforcer cet incitant envers les clients préleveurs. C'est pourquoi 2 « zones tarifaires » sont prévues dans la nouvelle structure proposée : la zone 1 pour les petits dépassements et la zone 2 pour les dépassements de plus grande ampleur. Les clients qui occasionnent davantage de coûts contribueront également davantage à leur financement.

Par conséquent, la nouvelle structure tarifaire crée deux zones en introduisant un angle ϕ_2 (37,5°), comme illustré dans la figure ci-dessous (la valeur de l'angle ϕ_1 est maintenue à 18,2°, comme prévu dans le Règlement Technique fédéral).



De la sorte :

- Le tarif de la zone 2 est supérieur à celui de la zone 1.
- Le montant du tarif est indépendant du régime (inductif/capacitif).

Vu la suppression du système de « souscriptions pour puissance prélevée », une autre référence doit être recherchée pour la puissance active qui détermine la partie plane de l'entonnoir (en cas de faible prélèvement). La pointe annuelle est l'indicateur le plus approprié à cette fin. La pointe annuelle soutient le principe de l'aplanissement de l'entonnoir pour un faible prélèvement actif et augmente la prévisibilité. La pointe annuelle utilisée dans ce cadre est définie comme étant le maximum des pointes mensuelles des douze derniers mois, à savoir le mois de facturation en cours et les onze mois précédents.

Dans cette proposition, les valeurs limites pour la puissance réactive capacitive demeurent inchangées.

	Valeurs limites pour la puissance réactive capacitive	
	Utilisateurs directement raccordés au réseau	Gestionnaires de réseau de distribution
En réseau 380/220/150 kV	9 MVar	-
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVar	5 MVar
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-	-

5.6 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

5.6.1 TARIFS POUR LES RÉSERVES DE PUISSANCE ET LE BLACK START

Concernant les tarifs pour les réserves de puissance et le service black start, Elia propose 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.

5.6.2 TARIF POUR LE MAINTIEN ET LA RESTAURATION DE L'ÉQUILIBRE INDIVIDUEL DES RESPONSABLES D'ACCÈS

Elia propose de ne pas modifier la structure tarifaire pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

5.7 TARIF POUR L'INTÉGRATION DU MARCHÉ

En ce qui concerne le tarif pour l'intégration du marché, Elia propose 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 surtout les coûts liés à des services tels que la facilitation de l'intégration du marché, la publication d'une série de données, la promotion de l'efficacité énergétique et la coopération avec des instances européennes telles qu'ENTSO-E et ACER, les coûts de recherche et développement, les coûts des relations avec les utilisateurs de réseau, les coûts de développement de nouveaux produits, etc.²⁰ qui étaient précédemment repris essentiellement dans le tarif pour la gestion du système.

5.8 COMPENSATION DES PERTES ACTIVES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT FÉDÉRAL

Conformément à l'article 161 du Règlement Technique fédéral, chaque responsable d'accès compense les pertes actives sur le réseau pour l'ensemble de ses accès au réseau.

Selon la méthodologie tarifaire, les périodes tarifaires actuelles vont être supprimées. Elia souhaite profiter de cette modification pour simplifier les périodes pour la compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral par les responsables d'équilibre (et ce, pour l'ensemble de leurs points d'accès)²¹ et les faire concorder davantage avec les produits disponibles sur le marché.

Elia propose les deux périodes suivantes (pas d'exception pour les jours fériés officiels) :

- Peak : jours de la semaine de 8 h à 20 h ; et
- Long off-peak : jours de la semaine de 20 h à 8 h et week-ends.

²⁰ Méthodologie tarifaire, page 58.

²¹ Conformément aux dispositions du Règlement technique fédéral (art. 161 et art. 162).

6 OBLIGATION DE SERVICE PUBLIC, TAXES ET SURCHARGES

Ces dernières années, les autorités compétentes ont imposé à Elia différentes obligations de service public comme l'application de taxes et de surcharges. Ces coûts ne sont pas en lien direct avec la gestion du réseau mais sont cependant ajoutés aux montants facturés par le gestionnaire de réseau. Lors de l'imputation des taxes et surcharges, seul le coût net est porté en compte conformément à l'art.12§5 12° de la loi électricité. S'agissant des obligations de service public pour lesquelles la loi, le décret ou l'ordonnance ou leurs arrêtés d'exécution ne prévoient pas de mécanisme de compensation spécifique, l'ensemble des coûts nets lié à leur exécution est répercuté. Ces coûts nets comprennent les coûts de gestion et les charges financières des obligations de service public.

7 GRILLE TARIFAIRE

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 2016-2019, Elia joint une première esquisse provisoire de la grille tarifaire (voir annexe 2 : Grille tarifaire).

Cette grille a été établie sur base des éléments fixés dans la méthodologie tarifaire, ainsi que sur 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.

8 QUESTIONS

- 1) Avez-vous des questions ou commentaires concernant les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire ?
- 2) Avez-vous d'autres remarques ou commentaires généraux à propos de cette consultation d'Elia portant sur la proposition de structure tarifaire à soumettre à la CREG ?
- 3) Avez-vous des remarques sur l'adéquation entre les propositions faites dans cette note de consultation et la méthodologie tarifaire ?
- 4) Êtes-vous d'accord avec les principes d'allocation appliqués aux tarifs, comme exposés dans le document de consultation ?
- 5) Avez-vous des remarques spécifiques concernant un ou plusieurs des concepts présentés et les choix effectués par Elia ?
- 6) Y-a-t-il des éléments sur lesquels vous avez des demandes d'explication supplémentaires ?

9 RÉACTIONS

Ce document est soumis pour consultation aux entreprises d'électricités concernées. Cette consultation sera organisée du lundi 20 avril au lundi 4 mai inclus. Toutes les réponses aux questions ci-dessus doivent être adressées à usersgroup@elia.be, et ce, avant lundi 4 mai à 18 h 00 au plus tard. Toute question supplémentaire peut être envoyée à l'adresse e-mail précitée.

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.

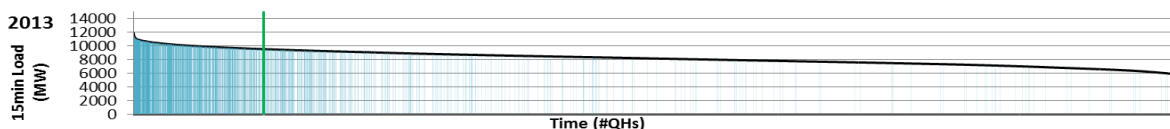
ANNEXE 1 : NOTE EXPLICATIVE SUR LA DÉTERMINATION DE LA PÉRIODE DE POINTE ANNUELLE

Selon la méthodologie tarifaire, les tarifs pour la pointe annuelle s'appliquent « sur la pointe annuelle de puissance nette prélevée et/ou injectée déterminée durant la période tarifaire de pointe ». Cette période est définie comme la « période proposée par le gestionnaire de réseau et approuvée par la CREG, pendant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée ». Elia doit donc définir de manière statistique une période pendant laquelle la pointe annuelle est prise en compte.

Une analyse des courbes monotones de charge de 2011, 2012 et 2013 a permis de vérifier la sélection de « mois, jours de la semaine et heures » pour laquelle il existe une bonne correspondance statistique avec la pointe de la courbe monotone de charge.

Le graphique ci-dessous reflète la courbe monotone de charge de 2013. Une sélection déterminée de mois, jours de la semaine et heures correspond à un certain nombre de quarts d'heure, représenté par la ligne verticale verte. D'un point de vue statistique, la sélection effectuée de quarts d'heure est une bonne sélection si les charges les plus élevées sont également notées durant ces quarts d'heure, donc si ces quarts d'heure se situent du côté gauche (donc à la pointe) de la courbe monotone de charge.

Dans la figure ci-dessous, chaque ligne verticale bleue correspond à un quart d'heure de la sélection. La sélection est bonne sur le plan statistique, si un maximum de lignes bleues se situent à gauche de la ligne verte. Les lignes bleues situées à droite de la ligne verte correspondent aux quarts d'heure qui, certes, ont été sélectionnés dans la période de pointe annuelle considérée, mais durant lesquels la charge n'était pas élevée et qui ne se trouvent donc pas dans la pointe de la courbe monotone de charge



Deux normes ont été utilisées pour comparer entre elles les différentes sélections :

- « Quality peak » : le pourcentage des quarts d'heure sélectionnés qui se situent à gauche de la ligne verte ou, en d'autres termes, le pourcentage de quarts d'heure sélectionnés pertinents.
- top2000qh-500h : le pourcentage des 2 000 quarts d'heure (ou 500 heures) comportant la charge la plus élevée dans cette sélection.

Pour chacune des normes, un score plus élevé correspond à une meilleure sélection.

Différentes sélections ont été testées sur les données de la charge de 2011, 2012 et 2013, variant en mois, jours de la semaine et heures sélectionnés. Ci-dessous, à titre d'illustration, les résultats de trois des sélections effectuées :

- Sélection 1 : mois de novembre à mars inclus (cf. hiver tel que défini dans la Loi Electricité), jours de la semaine (cf. période de pointe telle qu'utilisée dans la période tarifaire 2012-2015 pour les souscriptions de puissance) et heures H7 à H21 incluses ou 7:00-22:00 (cf. période de pointe telle qu'utilisée dans la période tarifaire 2012-2015 pour les souscriptions de puissance).

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

#qh in peak period: 6420 quarter hours
 #h in peak period: 1605 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	72,48%	70,29%	70,34%
top 2000qh-500h	98%	86,5%	92,0%

- Sélection 2 : mois de novembre à mars inclus (cf. comme défini dans la Loi Electricité), jours de la semaine (cf. période de pointe telle qu'utilisée dans la période tarifaire 2012-2015 pour les souscriptions de puissance) et heures H8 à H19 incluses ou 8:00-20:00 (cf. période de pointe telle qu'utilisée sur le marché day ahead).

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0

#qh in peak period: 5136 quarter hours
 #h in peak period: 1284 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	69,10%	67,92%	65,85%
top 2000qh-500h	91%	78,9%	84,5%

- Sélection 3 : mois de novembre à mars (cf. comme défini dans la Loi Electricité), jours de la semaine (cf. période de pointe telle qu'utilisée dans la période tarifaire 2012-2015 pour les souscriptions de puissance) et heures H7 à H11 incluses ou 7:00-12:00 et H17 à H21 incluses, soit 17:00-22:00.

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0

#qh in peak period: 4280 quarter hours
 #h in peak period: 1070 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	60,32%	58,10%	59,63%
top 2000qh-500h	74%	69,4%	71,5%

Il ressort de cette analyse que la sélection proposée par Elia obtient des scores élevés pour les deux normes. Les exemples qui précèdent montrent également l'importance de la prise en compte de certaines heures, telles que les plages 7:00-8:00 ou 20:00-22:00, parce qu'elles contribuent à un meilleur résultat. La qualité supérieure de la sélection 1, en comparaison avec les deux autres sélections, ressort à la fois du fait que, sur un plan relatif, un plus grand nombre de quarts d'heure sélectionnés se situent effectivement dans la pointe de la courbe monotone de charge et du fait qu'en termes absolus, un plus grand nombre de quarts d'heure sont effectivement sélectionnés parmi les 2 000 quarts d'heure présentant la charge la plus élevée.

En outre, ces exemples font apparaître qu'une période continue fournit un meilleur résultat qu'une période interrompue, où quelques heures ne sont pas relevées dans l'après-midi. Le score nettement inférieur de la troisième sélection indique que des moments de charge élevée peuvent également se présenter suffisamment souvent durant l'après-midi pour justifier l'inclusion des heures concernées dans la sélection.

ANNEXE 2 : GRILLE TARIFAIRE

TARIFS DE TRANSPORT 2016

Les tarifs de transport, qui font l'objet de la décision de la CREG du [XXX], sont d'application du [XXX] au [XXX].

Les tarifs mentionnés ci-après, sont applicables par « point de prélèvement ou point d'injection », tel que défini dans le Règlement Technique Transport

A. Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de Réseau

1° Tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement

Tableau 1: Tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement

	Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau
	Tarif (€/kVA.période)	Tarif (€/kVA.période)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]	[XXX]

Remarques:

- Pour un point d'accès "Charge Mobile", le tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement est réduit de 7%.
- Pour un point d'accès "Complémentaire", le tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement est réduit de [XXX] %.
- Chaque dépassement de la puissance mise à disposition pour le prélèvement sera constaté par Elia de manière ex-post comme la différence entre la pointe maximale du mois passé et la puissance mise à disposition pour le prélèvement. Le tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement est augmenté de 15% et appliqué sur la pointe maximale de prélèvement pendant une période de 12 mois calendrier.

2° Tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement

Tableau 2: Tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement

	Tarif (€/kW. mois)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

La pointe mensuelle est déterminée mensuellement comme la pointe maximale de puissance du mois passé.

Remarques:

- Pour un point d'accès "Charge Mobile", le tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement est réduit de 7%.

3° Tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement

Tableau 3: Tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement

	Tarif (€/kW. an)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

La pointe annuelle pour le prélèvement est déterminée mensuellement comme la pointe maximale de puissance pour le mois en cours et les 11 mois passés durant la période fixée comme « la période de pointe annuelle ». La période de pointe annuelle est définie comme tous les jours de la semaine (lundi à vendredi) de 07h00 à 22h00, durant les mois de janvier à mars inclus et de novembre à décembre inclus.

Remarques:

- Pour un point d'accès "Charge Mobile", le tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement est réduit de 7%.

B. Tarifs pour la gestion du système électrique

1° Tarif pour la gestion du système électrique

Tableau 4: Tarif pour la gestion du système électrique

	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

2° Tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire

- Les fournitures quart-horaires d'énergie réactive excédant $\text{tg } \varphi = 0,329$ par point de prélèvement sont effectuées par Elia System Operator. Ces fournitures donnent lieu à un tarif pour prélèvement d'énergie réactive complémentaire, conformément à l'article 209 §4 et §5 du Règlement Technique. Le tarif pour ce prélèvement complémentaire dépend de la hauteur du dépassement : zone 1 ou zone 2. La zone 2 commence pour les fournitures quart-horaires d'énergie réactive qui dépassent $\text{tg } \varphi = 0,738$ par point de prélèvement.

Tableau 5: Tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire

	Tarif Zone 1 (€/kVArh)	Tarif Zone 2 (€/kVArh)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]	[XXX]

- Dans le cas où l'énergie active quart-horaire prélevée ne dépasse pas 10% de la pointe annuelle au point considéré, le prélèvement d'énergie réactive complémentaire est défini comme le dépassement par rapport à 32,9% de 10% de la pointe annuelle en ce point.
- Dans le cas où en régime de prélèvement, la puissance réactive capacitive ne dépasse pas les limites suivantes, le tarif pour prélèvement d'énergie réactive complémentaire est égal à 0€/kVArh.

Tableau 6: Limites pour le prélèvement complémentaire d'énergie réactive

	limites pour la puissance réactive capacitive	
	Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau
En réseau 380/220/150 kV	9 MVar	-
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVar	5 MVar
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-	-

C. Tarifs pour les réserves de puissance et le black start

Tableau 7: Tarif pour les réserves de puissance et le black start

	Tarif (€/kWh net injecté)	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV		
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension		

D. Tarif pour l'intégration du marché de l'électricité

Tableau 8: Tarif pour intégration du marché de l'électricité

	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	