

Rapport de la « consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire »

30 juin 2015

TABLE DES MATIERES

Rapport de la « consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire »	1
30 juin 2015	1
1. Introduction.....	3
2. Réactions reçues concernant le chapitre « Cadre général» et la procédure de consultation...	4
3. Réactions reçues concernant le chapitre « Évolution des coûts, recettes et rémunération » ..	6
4. Réactions concernant le chapitre « Principes généraux d'allocation des coûts et des tarifs »	10
4.1 Principes généraux.....	10
4.2 Allocation entre tarifs d'injection et de prélèvement.....	11
4.2.1. Benchmarking	12
4.3 Tarifs de raccordement	13
4.4 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau.....	14
4.4.1 Clé de répartition entre tarifs pour pointe mensuelle, pointe annuelle et puissance mise à disposition.....	14
4.4.2. Tarif pour pointe annuelle et Tarif pour pointe mensuelle	15
4.4.3. Tarif pour puissance mise à disposition des utilisateurs industriels directement raccordés au réseau	18
4.4.4. Evolution du tarif pour puissance mise à disposition des gestionnaires de réseau de distribution	22
4.5 Tarifs de gestion du système électrique.....	23
4.6 Tarifs de compensation des déséquilibres	24
4.7 Tarif pour l'intégration du marché	24
4.8 Compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral.....	25
5. Réactions par rapport au chapitre « Obligation de service public, prélèvements et surcharges »	25
6. Conclusions.....	25

1. INTRODUCTION

Comme prévu dans l'accord (article 2 §1^{er}) relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs conclu le 25 août 2014 entre la CREG et Elia (voir : <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/E-AccordProcedure-FR.pdf>), le gestionnaire du réseau doit organiser une consultation des entreprises d'électricité concernées préalablement à l'introduction de la Proposition Tarifaire. Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition Tarifaire. Le gestionnaire du réseau doit également rédiger un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis. Les commentaires des parties consultées et le rapport de consultation doivent être joints à la Proposition Tarifaire.

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 comportait une description complexe des concepts qui s'inscrivaient dans la proposition d'adaptation de la structure tarifaire. À la suite de cette consultation, les adaptations ont été intégrées dans un projet d'arrêté adapté, soumis le 1^{er} décembre à la Chambre des représentants. Vu l'absence de réaction de la Chambre et l'achèvement de la procédure préparatoire légale prévue en la matière, la CREG a pris le 18 décembre 2014 la décision 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 »).

L'objectif de la consultation organisée par Elia était d'informer toutes les entreprises concernées des éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition Tarifaire, afin de connaître le point de vue des parties concernées. Le document de consultation¹ a été soumis aux entreprises d'électricité concernées. La consultation a eu lieu du lundi 20 avril au lundi 4 mai 2015 à 18 heures. Le document mentionnait que les réactions des parties consultées seraient communiquées nominativement à la CREG, mais que les parties pouvaient néanmoins demander à ce que leurs réactions fassent l'objet d'un traitement anonyme dans le rapport de consultation qui serait mis à la disposition de toutes les parties consultées.

¹ Le document de consultation peut être consulté sur le site web public du Users' Group d'Elia : <http://www.elia.be/fr/users-group/Consultation-publique>

Elia a reçu des réactions non confidentielles de 15 répondants, et confidentielles de 1 répondant. Les répondants non confidentiels étaient les suivants :

Anode S.A.
Belgian Demand Response Association (ci-après, BDRA)
Belgian Offshore Platform (ci-après, BOP)
COGEN Vlaanderen
EANDIS
EDORA
FEBEG
FEBELIEC
Fluxys S.A.
Ineos ChlorVinyls Belgium N.V. (ci-après, Ineos)
INFRABEL
GABE
ODE
Thy-Marcinelle S.A.
Lampiris S.A.

Notons que la fédération du GABE se réfère en outre aux remarques qu'elle a émises lors de la consultation organisée en juin 2014 sur la « proposition d'Elia concernant la modification de la structure tarifaire » (<http://www.elia.be/fr/users-group/archive/Publieke%20consultaties/structure-tarifaire>).

Dans la mesure du possible, les réactions reçues sont traitées suivant la structure du document de consultation, sauf lorsque certaines réactions portent sur plusieurs chapitres du document.

2. RÉACTIONS REÇUES CONCERNANT LE CHAPITRE « CADRE GÉNÉRAL » ET LA PROCÉDURE DE CONSULTATION

Résumé des réactions reçues :

Une grande partie des répondants (EDORA, FEBEG, FEBELIEC, Eandis, BOP, COGEN Vlaanderen, ODE et Ineos) ont émis des remarques sur le cadre général de la consultation et le processus d'établissement des tarifs.

EDORA, FEBEG, Eandis, BOP et ODE considèrent que la durée de la consultation était insuffisante, vu la complexité de la matière, que pour pouvoir y répondre de façon optimale. FEBEG reconnaît toutefois que le simple fait de tenir cette consultation est une évolution positive du processus.

Plusieurs répondants (EDORA, FEBEG, Eandis, BOP, COGEN Vlaanderen, Ineos et ODE) regrettent aussi que la consultation porte sur des éléments tarifaires de principe, qui ne sont pas accompagnés de détails, de valeurs chiffrées ou de fourchette de tarifs, ce qui rend difficile selon

eux l'estimation de l'impact concret de la Proposition Tarifaire sur les clients concernés et l'importance relative des divers tarifs, ainsi que de la pertinence des hypothèses retenues.

FEBEG demande d'augmenter la transparence du processus d'adoption de la Proposition Tarifaire, en publiant l'intégralité de la Proposition Tarifaire et l'ensemble des documents relatifs à la présente consultation. Tant FEBEG qu'Eandis voudraient la publication d'une information sur les étapes clés du processus sur le site web d'Elia.

Plusieurs répondants (FEBEG, Eandis, BOP, COGEN Vlaanderen, Ineos et ODE) voudraient que la procédure d'adoption de la Proposition Tarifaire prévoie suffisamment de temps pour implémenter concrètement les futurs tarifs, une fois ceux-ci approuvés par la CREG, dès lors que cette approbation est susceptible d'intervenir en décembre quelques jours avant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs. FEBEG, FEBELIEC, Eandis proposent une procédure opérationnelle pour répondre à ce souci.

Point de vue d'Elia :

S'agissant de la durée de consultation, Elia est consciente que la durée de la consultation ait pu paraître courte mais cette consultation est un élément au sein d'un processus particulièrement complexe, dont le planning est lui-même extrêmement serré. Elia a appliqué au mieux selon les circonstances les textes réglementaires applicables et les accords convenus avec la CREG en la matière.

Quant à l'absence de détails, de valeurs chiffrées ou de fourchette de tarifs, ceci s'explique par le fait que la consultation portait sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition Tarifaire et non sur le montant des tarifs eux-mêmes, ainsi que prévu par l'article 2 § 1^{er} de l'accord sur la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modifications des tarifs. Ces derniers seront soumis à l'approbation de la CREG dans le cadre de la soumission de la Proposition Tarifaire d'Elia. Le processus tarifaire ne prévoit pas de consulter les acteurs de marché concernés sur les montants des tarifs proprement dits.

Quant à la demande d'augmenter la transparence du processus d'adoption de la Proposition Tarifaire, l'article 12 § 8, 10° de la loi électricité prévoit que la CREG « *publie sur son site Internet, de manière transparente, l'état de la procédure d'adoption des propositions tarifaires ainsi que, le cas échéant, les propositions tarifaires déposées par le gestionnaire du réseau* ».

Elia va également communiquer de l'information sur les étapes clés du processus sur son site web, ainsi que le rapport de consultation sur la page web du Users' Group – Consultation Publique (voir : <http://www.elia.be/fr/users-group/Consultation-publique>). Un retour d'informations sur les résultats de la consultation et le traitement des remarques des répondants par Elia est prévu en Users' Group, le 2 juillet 2015.

Enfin, la procédure d'adoption de la Proposition Tarifaire prévoit le temps pour implémenter concrètement les futurs tarifs, dès lors que la CREG rend sa décision sur la Proposition Tarifaire dans les 100 jours suivants le dépôt de la Proposition Tarifaire. On ne peut toutefois préjuger d'une approbation totale à cette date et du besoin d'introduire un nouveau dossier tarifaire, sur base des remarques de la CREG. Elia ne peut que constater les potentielles difficultés

opérationnelles pour les acteurs de marché que présentent la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires, telle que prévue dans la loi électricité (article 12 § 8 de la loi) et détaillée dans l'accord survenu entre la CREG et Elia.

3. RÉACTIONS REÇUES CONCERNANT LE CHAPITRE « ÉVOLUTION DES COÛTS, RECETTES ET RÉMUNÉRATION »

Résumé des réactions reçues :

FEBEG et Lampiris souhaitent obtenir de plus amples informations sur les hypothèses adoptées pour déterminer le volume du prélèvement net. Lampiris souhaite également savoir pourquoi elles diffèrent des hypothèses retenues pour la détermination des réserves stratégiques. FEBEG souhaite recevoir de plus amples informations sur les hypothèses adoptées pour déterminer l'injection nette.

EDORA, FEBEG, BDRA, Anode, ODE et Lampiris demandent des explications sur les hypothèses utilisées par Elia concernant les coûts et volumes liés aux services auxiliaires et les initiatives prises par Elia pour favoriser le fonctionnement du marché de balancing.

FEBEG, ODE et EDORA demandent une plus grande transparence sur différents aspects de la Proposition Tarifaire, notamment en ce qui concerne les hypothèses adoptées (OLO, revenus de congestion, montants des investissements, gains escomptés en matière d'efficacité, évolution des coûts des services auxiliaires, etc.). Ces acteurs veulent ainsi mieux comprendre les évolutions tarifaires et disposer d'une justification suffisante.

Point de vue d'Elia :

CONCERNANT LES HYPOTHÈSES ADOPTÉES EN VUE DE DÉTERMINER LE VOLUME DU PRÉLÈVEMENT NET ET DE L'INJECTION NETTE

Le prélèvement net résulte de l'évolution du prélèvement brut et une estimation de l'énergie consommée au niveau local. Pour connaître l'évolution du prélèvement brut, Elia se base sur les prévisions établies par IHS CERA². IHS CERA table sur une croissance du prélèvement brut d'environ + 0,5 % par an. L'énergie consommée au niveau local est déterminée sur la base d'analyses de la capacité de raccordement potentielle d'unités de production décentralisée et d'études de raccordement demandées à Elia et aux gestionnaires de réseaux de distribution. Pour la part des énergies renouvelables, Elia s'est fondée sur le plan d'action national en matière d'énergies renouvelables en Belgique, complété par des informations plus récentes issues des plans régionaux. Les deux premières années, nous remarquons principalement une hausse de la production décentralisée sur le réseau Elia, puis une baisse. Dans les réseaux de distribution l'extension de la production décentralisée s'accroît au fil des ans, ce qui entraîne un recul du prélèvement net d'environ 1 % par an.

² IHS CERA est un bureau d'études international indépendant, qui fait partie de IHS : <https://www.ihs.com/>.

L'évolution du prélèvement retenue dans le cadre de la détermination du volume des réserves stratégiques est une estimation de la croissance de la demande de pointe brute. La demande de pointe est déterminante pour la sécurité d'approvisionnement. Les pointes de consommation ne suivent pas nécessairement la même évolution que l'énergie. Par ailleurs, les hypothèses adoptées dans les calculs d'Elia dans le cadre de la détermination du volume nécessaire en réserves stratégiques sont obtenues au moyen d'une procédure spécifique fixée à l'article 7bis de la loi électricité. Ces hypothèses, notamment celles concernant la demande, sont notamment proposées par le SPF Economie.

Il existe donc effectivement une différence de perspective entre d'une part, les prévisions dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement qui sont basées sur la consommation totale suivant une logique de « worst case » et d'autre part, les prévisions tarifaires qui sont basées sur le prélèvement net, suivant une logique de « probabilité moyenne ». La différence apparente entre les deux approches s'explique par cette différence de perspective.

L'injection est déterminée par les hypothèses retenues pour la demande d'énergie d'une part, et la croissance escomptée de la capacité des unités de production d'autre part. Pour la demande d'énergie et la production décentralisée, nous renvoyons à la description donnée ci-dessus. Pour la production centralisée, l'hypothèse est qu'il n'y aura pas de nouvelles unités et les informations disponibles concernant la fermeture (temporaire) d'unités ont été prises en considération. En ce qui concerne les unités nucléaires, le calendrier légal de la sortie progressive a été suivi. Pour Doel 1 et 2, il a été tenu compte d'une prolongation jusqu'à l'hiver 2015-2016.

CONCERNANT LES SERVICES AUXILIAIRES

Volumes et coûts des services auxiliaires (FCR, aFRR, mFRR à la hausse et à la baisse)
Pour déterminer les volumes et les coûts des services système, Elia a tenu compte du cadre réglementaire actuel ainsi que des évolutions escomptées, telles que, notamment, l'introduction des Network Codes (NC LFC&R, NC EB). Elia continuera à fournir des incitants adaptés aux acteurs du marché pour qu'ils maintiennent l'équilibre de leur périmètre et/ou soutiennent l'équilibre de la zone. Ces mesures permettront de limiter autant que possible l'augmentation escomptée du déséquilibre du réseau (et du besoin correspondant en réserves). L'évolution attendue des volumes des services système (par rapport à 2014) se présente comme suit :

- une augmentation des volumes FCR à la suite d'une nouvelle règle d'allocation des volumes FCR entre les GRT européens. Les volumes prévus se situent dans une fourchette comprise entre 85 MW et 90 MW ;
- une augmentation des volumes aFRR à la suite d'une variabilité croissante du déséquilibre, de l'introduction éventuelle de règles plus strictes pour le dimensionnement et d'une plus grande harmonisation européenne. Les volumes escomptés en 2019 se

situent dans une fourchette comprise entre 152 MW et 192 MW, comme prévu dans l'étude des réserves 2018³ (contre 140 MW en 2014) ;

- un accroissement des besoins de système en mFRR à la hausse en raison, entre autres, de la forte croissance des sources d'énergie renouvelable intermittente (> 8 000 MW pour le solaire et l'éolien en 2019). Les besoins de système escomptés en réserves mFRR à la hausse en 2019 se situent dans une fourchette comprise entre 1078 MW et 1321 MW, comme prévu dans l'étude des réserves 2018³ (contre 1120 MW en 2014). En outre, Elia pense devoir prévoir davantage de volumes de mFRR à la hausse durant les années à venir afin de couvrir les besoins de système, puisque la part de la mFRR à la hausse qui sert exclusivement à compenser le plus grand incident N-1 (et pour cette raison pas socialisée) diminuera.
- À partir de 2017, Elia prévoit le volume minimal de mFRR à la baisse pour se conformer aux futures règles du Network Code LFC&R. Elia part du principe qu'elle peut obtenir jusqu'à 300 MW de mFRR à la baisse au moyen d'un partage de réserves (« reserve sharing ») pour pouvoir couvrir le volume de l'incident N-1⁴.

Elia a fixé les coûts des services auxiliaires sur la base de l'évolution escomptée des volumes nécessaires, des ressources disponibles pour fournir ces volumes (tant en production qu'en prélèvement) et de leur coût. Elle a tenu compte en particulier des éléments suivants :

- pour la FCR et l'aFRR, Elia pense que les conditions du marché des unités au gaz qui fournissent la majorité de ces volumes ne s'amélioreront pas par rapport à 2014. Par conséquent, une augmentation de prix est envisagée pour la FCR et l'aFRR ;
- des ressources supplémentaires (tant en production qu'en prélèvement) seront développées pour la mFRR à la hausse et d'autres ressources seront mises hors service (temporairement ou non). Elia tient compte du fait que l'accroissement conséquent des besoins entraînera une hausse des prix des réserves par rapport à 2014 ;
- Elia a estimé le prix de la mFRR à la baisse sur la base d'un mix de produits plausible avec coût correspondant, en tenant compte de la nouveauté de ce marché et du fait qu'Elia se voit offrir une quantité très limitée de flexibilité à la baisse durant les périodes de faible prélèvement (et de production limitée par des unités au gaz et des éoliennes). Par ailleurs, la pratique montre en Allemagne que les prix de la mFRR à la baisse sont sensiblement supérieurs à ceux de la mFRR à la hausse⁵.
- dans la mesure du possible, Elia contractera le service de black-start pour la période 2016 – 2019 sur des (nouvelles) ressources non comprises dans les réserves stratégiques. Des investissements supplémentaires pouvant y être associés, Elia prévoit une hausse des coûts du service de black-start par rapport à 2014.

³ Cf. les volumes escomptés des scénarios de besoins de réserves élevés ou faibles pour l'année 2018 dans l'étude des réserves 2018 ; <http://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

⁴ Cf. les règles telles qu'arrêtées dans le Network Code LFC&R.

⁵ Les prix et volumes de la mFRR à la hausse et à la baisse en Allemagne peuvent être consultés sur www.regelleistung.net.

- 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).
- *Diversification des réserves et impact sur la liquidité*
La Méthodologie Tarifaire prévoit un incitant vis-à-vis d'Elia pour que les efforts actuels en matière de diversification des ressources soient poursuivis (tant en ce qui concerne la production que le prélèvement) pour la fourniture de services système durant la période 2016 - 2019.

CONCERNANT D'AUTRES HYPOTHÈSES SPÉCIFIQUES ET CHIFFRES FINANCIERS

Les éléments suivants sont susceptibles de répondre à la demande d'une plus grande transparence sur certaines hypothèses en particulier :

- Il est tenu compte de plus de 100 millions € pour les soldes tarifaires hérités du passé. Il convient de noter à cet égard que ce montant tient compte d'une estimation du solde 2014, dès lors que la décision définitive de la CREG à ce sujet n'était pas disponible au moment de la fixation de ce montant pour l'établissement de la Proposition Tarifaire.
- Le volume (net) d'investissements se chiffre à plus d'un milliard et demi € pour la période 2016-2019, en excluant les investissements nécessaires pour le projet Nemo (une Méthodologie Tarifaire distincte a été prévue à cet effet).
- La mise hors service programmée d'assets correspond à un montant approximatif de 10 millions € par an. Étant donné que le réseau d'Elia vieillit, des mises hors service doivent également intervenir pour garantir la fiabilité du réseau.
- L'évolution supposée de l'OLO se base sur les prévisions du Bureau fédéral du Plan, à savoir : 0,8% en 2016, 0,9% en 2017, 1,0% en 2018 et 1,2% en 2019.
- L'actif régulé (RAB) escompté augmente chaque année d'environ 200 millions €
- Le niveau escompté des revenus de congestion s'élève en moyenne à environ 30 millions € sur base annuelle, en tenant compte de l'impact du mécanisme de couplage des marchés basé sur les flux (flow-based).
- La Méthodologie Tarifaire prévoit des incitants pour différents types de coûts (dont les coûts « influençables »). Les valeurs prévisionnelles relatives à ces incitants sont définies dans la Méthodologie Tarifaire, étant entendu que les gains réalisés durant la période réglementaire en cours sont comptabilisés comme soldes tarifaires dans la période tarifaire suivante.

4. RÉACTIONS CONCERNANT LE CHAPITRE « PRINCIPES GÉNÉRAUX D'ALLOCATION DES COÛTS ET DES TARIFS »

4.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX

Résumé des réactions reçues :

Quelques réactions (Thy-Marcinelle, INFRABEL) font état d'une augmentation de la facture pour des composantes tarifaires spécifiques, à l'appui ou non de calculs.

EANDIS demande des explications supplémentaires sur l'allocation des coûts à différents groupes de clients, étant donné l'impact potentiel sur le niveau des tarifs pour les gestionnaires de réseaux de distribution.

EDORA demande comment sont répercutés les coûts des niveaux de tension supérieurs sur les niveaux de tension inférieurs et s'enquiert des clés de répartition utilisées dans ce cadre.

Plusieurs parties suggèrent, pour différents aspects, l'introduction de régimes spéciaux ou d'exceptions en fonction de la technologie utilisée, de la topologie de l'accès au réseau, de la fourniture éventuelle de services auxiliaires, etc.

Point de vue d'Elia :

Il va de soi qu'Elia ne peut exclure une augmentation potentielle de la facture des utilisateurs de réseau individuels pour des composantes tarifaires spécifiques. Les tarifs sont uniques pour l'ensemble du territoire et ne peuvent pas être différenciés en fonction de l'utilisateur du réseau, sans effectuer de discrimination. Néanmoins, Elia s'efforce au maximum – et dans le cadre de la Méthodologie Tarifaire – de tenir compte de l'hétérogénéité des profils de consommation.

Elia pense toutefois que l'analyse doit porter sur la facture complète (et pas seulement sur une composante isolée). En effet, la structure tarifaire modifiée ne permet pas une comparaison 1 à 1 avec le passé. Il est donc important d'inclure également les nouveaux tarifs, dès qu'ils sont connus, et de ne pas réaliser une telle estimation sur la base de tarifs issus de la période précédente.

S'agissant de l'allocation des coûts à différents groupes de clients, Elia tient compte de la manière dont les coûts sont répartis entre les différents niveaux de tension. Ce faisant, elle suppose que les niveaux de tension inférieurs partagent les coûts des niveaux de tension supérieurs, et ce, en fonction de leur consommation (mesurée en MW ou MWh selon le tarif). L'évolution du tarif pour un certain niveau de tension résulte cependant d'une combinaison de différents facteurs et ne dépend pas seulement de la structure tarifaire ou de l'allocation à différents groupes de clients. Ainsi, un prélèvement présumé inférieur entraînera, toutes choses étant égales par ailleurs, un tarif plus élevé. L'évolution des coûts sous-jacents joue également un rôle non négligeable.

Dans sa Proposition Tarifaire, Elia distingue les « points d'accès principaux » des « points d'accès complémentaires » pour le tarif de la puissance mise à disposition. Sinon les mêmes coûts seraient imputés deux fois. Elia ne peut pas opérer une différenciation sur la base de la technologie utilisée s'il n'existe pas de cadre législatif ad hoc.

En ce qui concerne l'introduction des régimes spéciaux liées à la fourniture des services auxiliaires. Elia achète ces services auprès des fournisseurs sur un marché concurrentiel. Afin de faire fonctionner pleinement et correctement la concurrence, il importe que chaque partie puisse prendre en compte ses coûts réels y compris les coûts de réseau.

4.2 ALLOCATION ENTRE TARIFS D'INJECTION ET DE PRÉLÈVEMENT

Résumé des réactions recues :

EDORA, FEBEG et ODE relèvent qu'il existe un manque de clarté sur les tarifs qui seront appliqués à l'injection. Selon l'interprétation d'Anode quant aux installations qui seraient sujettes à un tarif d'injection, les propositions formulées sont également un peu confuses ou manquent de clarté.

D'une part, FEBELIEC, INFRABEL et Anode déplorent que les propositions formulées ne prévoient pas de tarif d'injection pour les tarifs liés à l'infrastructure réseau ou des tarifs basés sur un terme de puissance. En effet, selon INFRABEL et FEBELIEC, les unités de production génèrent également des coûts d'investissement pour Elia.

D'autre part, BOP et ODE soulèvent des arguments contre les tarifs d'injection, BOP indiquant explicitement son opposition à des tarifs basés sur la puissance.

FEBEG observe également que les tarifs d'injection auraient un effet discriminatoire entre la production nationale et les importations et que les tarifs basés sur la puissance pour la production auraient proportionnellement un impact plus important sur les unités comptant peu d'heures de fonctionnement.

ODE et BOP notent que les tarifs d'injection pour les technologies renouvelables peuvent affecter (négativement) les mécanismes de soutien dont elles bénéficient. En outre, BOP signale que les tarifs d'injection doivent tenir compte de la spécificité des différentes technologies de production.

ODE souligne enfin l'apparition de différences de traitement éventuelles en fonction de la localisation dans les différentes zones de distribution.

Point de vue d'Elia :

La Méthodologie Tarifaire prévoit différentes possibilités pour les tarifs d'injection. Toutefois, Elia propose de prévoir un tarif d'injection uniquement pour le « tarif de la réserve de puissance et du service de *black-start* ». Il s'agit d'un tarif dont le vecteur tarifaire est « l'énergie injectée » et il ne comprend aucune composante relative à la puissance.

Compte tenu des principes établis et des choix opérés dans la Proposition Tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013 pour la période 2012-2015, Elia estime qu'un tarif d'injection est un choix justifié et étayé pour le « tarif de la réserve de puissance et du service de *black-start* ». Afin de ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production belges, aucun tarif d'injection supplémentaire n'est prévu pour le « tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau ». Cela entraînerait en effet un

tarif d'injection total trop élevé en comparaison avec les pays voisins, comme le montre le benchmarking international. Conforté par le résultat du benchmarking et les arguments avancés, Elia estime qu'un tel tarif d'injection n'a en outre aucun effet discriminatoire par rapport à l'importation.

S'agissant de la différenciation éventuelle entre technologies de production, Elia ne voit dans le cadre législatif actuel aucune possibilité d'opérer une différenciation - et par exemple de traiter différemment les sources d'énergie renouvelable - sans introduire de discrimination. Il est dès lors impossible de réaliser une différenciation entre technologies à défaut d'une base légale permettant d'opérer une distinction pour les tarifs d'injection.

Les tarifs de transport et, par conséquent, le tarif d'injection, sont uniformes pour l'ensemble du territoire belge. Les tarifs d'injection considérés ne peuvent donc pas être considérés comme un motif direct de différenciation en termes de localisation. Etant donné son rôle et ses responsabilités de gestionnaire de réseau de transport, Elia ne peut pas assumer les différences éventuelles qui pourraient intervenir plus loin dans la chaîne de valeur (par exemple, dans la facturation appliquée par différents gestionnaires de réseaux de distribution).

4.2.1. BENCHMARKING

Résumé des réactions reçues :

Plusieurs parties, à savoir FEBEG, BOP, COGEN Vlaanderen, FEBELIEC et INFRABEL, reconnaissent l'importance d'un « level playing field » et des résultats du benchmarking pour la détermination des tarifs d'injection éventuels. INFRABEL et FEBELIEC pensent que les propositions formulées anticipent les résultats du benchmarking.

FEBEG, ODE, EDORA et COGEN Vlaanderen s'interrogent sur la portée géographique du benchmarking.

Selon FEBEG, ODE et EDORA, le benchmarking proposé n'est pas conforme à la loi Électricité (article 12 §17), à la Méthodologie Tarifaire et/ou au règlement européen n° 838/2010. Elles renvoient entre autres explicitement aux tarifs d'injection maximum de 0,5 €/MWh et aux modalités prévues dans ce cadre.

FEBELIEC et Ineos suggèrent de réaliser également un benchmarking pour les clients industriels et de ne pas se limiter à la production.

FEBEG déplore un manque de transparence concernant la méthode du benchmarking et le manque de participation des parties prenantes à cette méthode. FEBEG préconise de traiter en toute transparence l'ensemble des hypothèses et résultats.

Point de vue d'Elia :

Elia reconnaît l'importance du benchmarking et d'un « level playing field ». C'est la raison pour laquelle Elia propose de fixer, sur la base du benchmarking, un maximum explicite pour le total des tarifs d'injection.

Dans le cadre de la consultation, Elia ne souhaitait nullement anticiper les résultats du benchmarking. Mais s'appuyant sur des éléments déjà connus, elle estimait que la possibilité de voir ce maximum déjà atteint sur la base du « tarif de les réserves de puissance et le *black-start* » était réelle, et ce si 50 % des coûts liés à la réserve de puissance étaient alloués à un tarif d'injection. Comme expliqué dans le document de consultation et ailleurs dans le présent rapport, les coûts devraient afficher une tendance à la hausse. Il n'est donc pas souhaitable de prévoir des tarifs d'injection supplémentaires.

Selon Elia, l'introduction d'un tarif d'injection est tout à fait conforme à la réglementation belge et européenne en vigueur. Les arrêts de la Cour d'appel du 25 mars 2015 confirment cette interprétation. Elia souhaite faire remarquer que le maximum européen de 0,5 €/MWh, prévu dans le règlement européen n° 838/2010, Partie B, §2 ne comprend pas les « tarifs liés aux services auxiliaires ».

Bien qu'un benchmarking portant sur les clients industriels puisse offrir une perspective intéressante, la Méthodologie Tarifaire ne l'exige pas et Elia ne peut donc pas en tenir compte de manière explicite. Elia suit donc les principes définis dans la Méthodologie Tarifaire pour établir l'allocation entre tarifs d'injection et de prélèvement.

Concernant la portée géographique retenue pour le benchmarking, Elia estime que l'étendue proposée (NL, FR, DE, AT, SE, NO, DK, FI, GB) reste la plus pertinente. Elia juge également cette étendue conforme à l'article 12, §5, 17° de la loi Électricité. Les arrêts de la Cour d'appel du 25 mars 2015 confirment cette interprétation. D'après le benchmarking international, lorsqu'un territoire moins étendu (p. ex. Central-Western Europe (CWE) ou CWE plus la Grande-Bretagne) est pris en considération, le tarif d'injection proposé ne mettrait pas la compétitivité en péril. Cela s'explique principalement par le fait que les producteurs étrangers doivent prendre en compte le coût de la capacité d'interconnexion lorsqu'ils souhaitent fournir de l'énergie sur le marché belge.

Elia estime que les informations fournies dans le document de consultation permettent de se faire une idée suffisante de la méthode utilisée pour le benchmarking et ses résultats. La mention de la référence publique disponible (ENTSO-E) et les explications sur le mode de détermination d'un tarif d'injection maximal constituent une source d'information importante à cet égard.

En outre, Elia a respecté les dispositions prévues dans la Méthodologie Tarifaire ainsi que la procédure relative à l'introduction d'une Proposition Tarifaire. Le rapport de benchmarking complet est joint en annexe à la Proposition Tarifaire qu'Elia introduit auprès de la CREG.

4.3 TARIFS DE RACCORDEMENT

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne les tarifs de raccordement.

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

4.4.1 CLÉ DE RÉPARTITION ENTRE TARIFS POUR POINTE MENSUELLE, POINTE ANNUELLE ET PUISSANCE MISE À DISPOSITION

Résumé des réactions reçues :

Différentes parties posent des questions sur la clé de répartition utilisée pour l'allocation des coûts liés à la gestion et au développement de l'infrastructure de réseau.

FEBELIEC préconise d'allouer une part sensiblement plus élevée des coûts au tarif pour pointe annuelle en particulier et, dans une moindre mesure, au tarif pour pointe mensuelle afin de mieux refléter les coûts de l'impact de la pointe de consommation sur le réseau. Ineos recommande également d'allouer une part sensiblement plus élevée à la composante tarifaire différenciée sur base du temps. Ineos se base sur différents arguments, comme le fait de refléter les coûts liés à la pointe de consommation, les systèmes tarifaires dans d'autres pays, le lien avec les prix du marché, la hausse attendue des volumes mFRR nécessaires (liés à l'incompressibilité) et un incitant pour que le prélèvement soit effectué de manière uniforme et cyclique. Ineos propose également une solution de rechange.

COGEN Vlaanderen et INFRABEL préconisent toute deux l'allocation d'une part plus importante des coûts au tarif pour pointe mensuelle. Ce serait une solution plus adéquate tant pour les utilisateurs avec production décentralisée que pour le profil de prélèvement spécifique d'INFRABEL.

Point de vue d'Elia :

Elia prend acte des remarques et propositions formulées, mais suggère de conserver la clé de répartition initialement proposée. Alors que plusieurs parties insistent pour que le dimensionnement du réseau tienne davantage compte de la pointe de consommation, Elia souhaite faire remarquer que la charge totale du réseau et la pointe de consommation ne sont pas les seuls facteurs de dimensionnement. De nombreux investissements sont motivés par les besoins « locaux » qui sont typiquement reflétés dans la puissance mise à disposition. La puissance mise à disposition constitue dès lors un signal à long terme important pour le développement du réseau et exige donc une part significative dans la clé de répartition. Une part de 50 %, conforme à la pratique historique déjà appliquée pour les gestionnaires de réseaux de distribution, est donc justifiée.

En ce qui concerne le reste de la répartition sur la pointe annuelle et mensuelle, les réactions reçues sont partagées. Elia demeure convaincue de la justesse de son raisonnement, qui attribue une part de 30 % à la pointe annuelle et une part de 20 % à la pointe mensuelle.

Elia comprend que les clients individuels ne sont pas tous en mesure d'adapter leur consommation avec flexibilité à la période de pointe annuelle déterminée. Un signal visant à réduire la pointe de consommation doit cependant être pris en considération au niveau du réseau ; la situation particulière de clients individuels spécifiques est secondaire dans ce contexte.

S'agissant de la réfectivité des coûts, il faut absolument la considérer par rapport au total de tous les tarifs et non pas au niveau d'une composante spécifique telle que le « tarif pour pointe annuelle ».

Par ailleurs, les structures tarifaires se prêtent peu à une comparaison avec d'autres pays. En effet, différents éléments doivent être pris en compte : la structure tarifaire complète, certaines sensibilités nationales ainsi que la Méthodologie Tarifaire à laquelle les systèmes tarifaires doivent satisfaire.

Le lien avec les prix du marché existe et un client peut en tirer profit. Cela s'applique en particulier au tarif pour pointe annuelle. La fonction du tarif pour puissance mise à disposition est de donner des signaux à long terme et pas vraiment de donner des signaux de prix à court terme lors de pointes de consommation.

Les signaux relatifs à la problématique de l'incompressibilité doivent provenir en premier lieu du marché de balancing. Selon Elia, les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure semblent moins appropriés à cette fin.

Dans la mesure où la pointe de prélèvement individuelle donne une bonne idée de la pointe du réseau, Elia estime qu'il existe suffisamment de signaux pour réduire les pointes. Le tarif pour puissance mise à disposition contribue considérablement à une utilisation rationnelle et efficace des moyens disponibles, et ce en donnant des signaux à long terme.

4.4.2. TARIF POUR POINTE ANNUELLE ET TARIF POUR POINTE MENSUELLE

Résumé des réactions reçues :

Plusieurs parties (EDORA, FEBEG, FEBELIEC, BDRA, Anode, Ineos, Thy-Marcinelle et Lampiris) affirment que la définition proposée pour la période de pointe annuelle est trop large et correspond trop peu à la consommation réelle en période de pointe et en période creuse, ce qui réduit la puissance du signal. Elles renvoient notamment à la définition des périodes de pointe à l'étranger. Diverses propositions sont formulées, telles que des périodes plus courtes, une définition adaptée de la pointe de prélèvement ou des options pour obtenir un signal similaire.

GABE, FEBELIEC, Anode et Lampiris demandent d'exclure les jours fériés de la période de pointe annuelle considérée.

INFRABEL propose, conformément à une pratique existante, de tenir compte de manière appropriée des pointes les plus élevées mesurées, en utilisant seulement la 11^e ou la 6^e pointe pour éviter des discussions sur des valeurs de mesure inexplicables et autres. FEBELIEC demande une approche similaire. Ineos propose une manière de travailler similaire dans le contexte de la pénalité infligée en cas de dépassement de la puissance mise à disposition.

FEBEG demande pourquoi la définition de la période de pointe annuelle diffère de la période utilisée dans le contexte de l'adéquation.

FEPEG demande également si la manière dont ce tarif est établi est conforme aux principes du recouvrement des coûts.

Par ailleurs, ODE et FEPEG font remarquer que la définition proposée ne tient pas suffisamment compte des moments qui ne sont pas critiques en raison d'une offre significative d'énergie solaire et éolienne. Selon ODE, un système dynamique serait plus approprié. FEPEG suggère une approche « intelligente » tenant compte de la contribution réelle à la pointe synchrone.

COGEN Vlaanderen déplore le fait qu'un seul arrêt d'une production locale puisse déterminer la pointe annuelle, qui est ensuite répercutée pendant douze mois sur la facture.

Fluxys fait remarquer qu'elle ne peut pas adapter sa consommation et que celle-ci est sensiblement liée aux moments où la charge globale sur le réseau est la plus élevée.

Lampiris suggère de prévoir des exceptions pour des utilisateurs de réseau spécifiques, comme les unités de pompage, afin de pouvoir optimiser leur profil.

GABE, FEBELIEC, INFRABEL et Anode proposent une uniformisation des blocs horaires de toutes les composantes tarifaires différenciées en termes de temps.

En ce qui concerne le tarif pour pointe mensuelle, FEBELIEC propose de délimiter une période spécifique durant laquelle la pointe mensuelle sera observée, comme pour la pointe annuelle.

ODE propose d'autoriser des exceptions ou des dérogations à la pointe mensuelle et annuelle pour les clients qui se montrent flexibles, afin de ne pas dissuader la gestion de la demande ou de contribuer à un écrêtement non écologique des pointes de consommation.

EDORA, FEBELIEC, Gabe, Ineos et Lampiris attirent l'attention sur les impacts possibles de variations de puissance à la demande d'Elia (par exemple, lors de la fourniture de services auxiliaires au réseau, de la participation à la réserve stratégique,... mais aussi en raison de déplacements/modifications du planning de maintenance). Ces répondants précisent que les pointes de puissance pouvant en résulter devraient être neutralisées dans la facturation du tarif pour puissance mise à disposition et des tarifs pour pointes mensuelle et annuelle.

Point de vue d'Elia :

Elia a revu sa proposition initiale relative à la période de pointe annuelle sur la base des réactions reçues. Elia propose la sélection suivante de quarts d'heure pour la période de pointe annuelle : tous les quarts d'heure se situant dans les mois compris entre novembre et mars, les jours de semaine et durant les plages horaires de 8 h à 12 h et de 16 h à 20 h. Dans sa nouvelle proposition, Elia donne suite à la demande de ne pas inclure les jours fériés légaux dans la période de pointe annuelle.

Cette période de pointe annuelle adaptée permet de mieux tenir compte des sources d'énergie renouvelable éventuellement disponibles entre la pointe de consommation du matin et celle du

soir. Des utilisateurs de réseau spécifiques pourront également mieux optimiser leur profil de prélèvement. Il n'est pas opté pour un système dynamique qui évaluerait en situation réelle si un quart d'heure déterminé se situe ou non dans la période de pointe annuelle. Une période de pointe annuelle déterminée au préalable simplifie la méthode et évite les incertitudes, tout en excluant une méthode fondée sur la pointe synchrone effective.

Il y aura toujours des profils spécifiques qui, en dépit de la période de pointe annuelle modifiée, pourront y voir un inconvénient parce qu'ils peuvent ou non adapter leur prélèvement de manière flexible ou parce qu'ils courent le risque d'être confrontés à l'arrêt d'une production locale. Toutefois, Elia ne peut pas tenir compte de chaque profil spécifique et souhaite définir la période de pointe annuelle de manière à ne pas affaiblir le signal visé.

À la suite des réactions reçues, Elia propose aux utilisateurs de réseau industriels directement raccordés au réseau Elia et aux gestionnaires de réseaux de distribution raccordés aux réseaux 70/36/30 kV d'appliquer une méthode similaire à la méthode actuelle, dans laquelle une n^{ième} pointe est utilisée à la place de la pointe la plus élevée, pour la période 2016-2019 en ce qui concerne les tarifs reposant sur un vecteur basé sur la puissance. En son principe, cette pratique est comparable à celle qui tient compte des effets des commutations pour les gestionnaires de réseaux de distribution raccordés à la moyenne tension à l'aide de transformateurs.

Elia juge qu'il n'est pas souhaitable ou nécessaire d'uniformiser les blocs horaires pour la période de pointe annuelle et d'autres composantes tarifaires, en particulier les périodes définies dans le cadre de la compensation des pertes réseau par des responsables d'accès sur le réseau de transport fédéral. La période de pointe pour cette composante correspond à la période de pointe telle que définie pour le marché day-ahead (8 h - 20 h, jours de semaine). Il n'est ni nécessaire, ni souhaitable d'aligner la période de pointe annuelle sur la période de pointe du marché day-ahead et/ou la période de pointe fixée dans le cadre de la compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral.

La période de pointe sur le marché day-ahead consiste en un « conditionnement » (commercial) d'un certain nombre d'heures prévues pour le commerce d'énergie. Contrairement aux tarifs pour pointe annuelle, il ne s'agit pas en l'occurrence d'une composante de puissance. Une telle période de pointe allongerait la période de pointe annuelle par rapport à celle fixée actuellement à l'aide de normes statistiques, ce qui ne répondrait pas au critère imposé dans la Méthodologie Tarifaire. Pour les pertes réseau, il s'agit de définir la période durant laquelle il est demandé au responsable d'accès d'injecter une quantité d'énergie (pour compenser les pertes réseau) supérieure à celle qu'il injecte durant une autre période. Pour les tarifs, il s'agit de définir les heures à prendre en compte pour fixer le tarif, sur la base d'une détermination statistique préalable des pointes de puissance. Bien qu'il soit question à chaque fois d'une période de pointe, il s'agit de trois finalités différentes. Une plus grande harmonisation de ces périodes n'est donc pas envisageable.

Bien que connexe, une coordination parfaite avec la période de pointe dans le cadre de l'adéquation, en particulier la période hivernale pour la réserve stratégique et/ou les spécifications pour des produits particuliers, n'est pas souhaitable non plus. L'adéquation porte sur l'offre et la demande, alors que, selon la Méthodologie Tarifaire, la période de pointe

annuelle est déterminée comme la période durant laquelle la charge du réseau est statistiquement la plus élevée. Les produits élaborés dans le cadre des réserves stratégiques doivent tenir compte de toutes sortes d'autres limitations et aspects liés entre autres à la procédure à suivre, aux possibilités des fournisseurs de réserves stratégiques, etc.

Dans la mesure où une activation par Elia de la puissance tertiaire non réservée (mFRR) à la baisse (decremental bids dans le cadre du contrat CIPU) occasionne un impact sur la détermination de la pointe mensuelle et annuelle prise en compte dans la facturation de celle-ci, Elia propose de neutraliser le cas échéant cet impact. Pour cette raison, Elia propose, le cas échéant et selon les modalités du contrat CIPU, de ne pas prendre en compte, pour la détermination de la pointe mensuelle et annuelle, la puissance prélevée à un point d'accès au réseau d'Elia uniquement pendant les quarts d'heure où ce point est activé à la demande d'Elia pour la fourniture des decremental bids dans le cadre du contrat CIPU.

En ce qui concerne les plannings de maintenance, Elia rappelle par ailleurs que la planification de chaque coupure (du raccordement) fait l'objet d'une communication à l'utilisateur du réseau et de la possibilité d'une concertation/coordination préalable avec lui, afin d'en limiter au mieux les impacts pour l'utilisateur du réseau. Les aspects tarifaires, comme d'autres facteurs, peuvent être pris en compte à cette occasion, sans pour autant entraver la réalisation de la maintenance nécessaire. Toute installation électrique raccordée au réseau de transport doit pouvoir être coupée le temps nécessaire à en réaliser la maintenance, le cas échéant endéans les périodes inscrites au contrat de raccordement (en ce qui concerne les installations de raccordement).

Enfin, Elia souhaite souligner que la réflectivité des coûts doit être considérée par rapport au total de tous les tarifs et non pas au niveau d'une composante spécifique, telle que le « tarif pour pointe annuelle ».

4.4.3. TARIF POUR PUISSANCE MISE À DISPOSITION DES UTILISATEURS INDUSTRIELS DIRECTEMENT RACCORDÉS AU RÉSEAU

Concernant la détermination de la puissance mise à disposition de chaque utilisateur du réseau

Récapitulatif des remarques formulées :

Aucune remarque de fond n'a été formulée quant à la manière de convenir de la puissance mise à disposition de chaque utilisateur du réseau, soit en vertu d'un contrat existant, soit comme la pointe de puissance apparente prélevée et/ou injectée des 3 dernières années majorée de 10%.

INFRABEL fait remarquer une confusion possible dans le contrat de raccordement, selon les cas, entre la puissance physique maximale des installations de raccordement et la puissance mise à disposition. INFRABEL propose, le cas échéant, de mentionner clairement ces deux puissances dans le contrat de raccordement (à l'annexe 1).

Point de vue d'Elia :

Elia n'a aucune objection à indiquer clairement, dans le contrat de raccordement, la distinction entre la puissance physique maximale des installations de raccordement et la puissance mise à disposition.

CONCERNANT LES MODALITÉS D'AUGMENTATION DE LA PUISSANCE MISE À DISPOSITION

Récapitulatif des remarques formulées :

FEBELIEC, Fluxys, Gabe et INFRABEL ont émis des réserves quant au fait d'appliquer le processus de raccordement pour toute demande d'augmentation de la puissance mise à disposition. En particulier lors d'une demande d'augmentation de la puissance mise à disposition qui suivrait une diminution précédente de cette puissance, il semble inapproprié à ces répondants d'avoir recours à une étude détaillée (payante) pour recouvrer leur droit à une puissance dans les limites de celle dont ils disposaient déjà par le passé.

Point de vue d'Elia :

Elia comprend les remarques formulées par les répondants qui découlent, selon Elia, d'un amalgame entre le processus de raccordement (ou de modification à un raccordement existant) et la réalisation d'une étude détaillée (payante) à proprement parler. Toute augmentation du profil de prélèvement et/ou d'injection d'un utilisateur du réseau doit faire l'objet d'une notification préalable au gestionnaire du réseau, indiscutablement si la prévision d'augmentation dépasse la puissance mise à disposition (alors convenue contractuellement) de cet utilisateur du réseau. Cette notification au gestionnaire du réseau prend la forme d'une demande d'offre pour étude détaillée, selon le processus décrit dans le Règlement Technique applicable à ce raccordement et le formulaire déjà d'application aujourd'hui. Sur base des informations ainsi communiquées par l'utilisateur du réseau, Elia peut prendre connaissance et examiner la demande. Selon le Règlement Technique applicable, le gestionnaire du réseau peut alors :

- approuver les modifications projetées sans autres formalités (modification mineure) ;
- proposer la conclusion d'un avenant au contrat de raccordement (ce qui permet, entre autres, d'acter contractuellement la nouvelle valeur de la puissance mise à disposition) ;
- ou proposer que, en l'absence de caractère mineur de la modification, la modification s'effectue dans le respect de la procédure de demande de raccordement (dont la première étape est la réalisation d'une étude d'orientation et/ou d'une étude détaillée, selon le besoin).

Elia ne fait donc que proposer d'appliquer le processus en vigueur selon le Règlement Technique applicable. L'introduction par l'utilisateur du réseau d'une demande d'offre pour une étude détaillée ne mène pas systématiquement à la réalisation d'une étude détaillée (payante). Bien entendu, si les installations du réseau et du raccordement le permettent (à apprécier par le gestionnaire du réseau), une étude détaillée pourra être évitée. Dans le cas contraire, l'étude détaillée est nécessaire afin de déterminer les réalisations techniques à accomplir pour pouvoir garantir la mise à disposition de la puissance demandée par l'utilisateur du réseau.

Elia rappelle par ailleurs que la puissance mise à disposition s'apparente à une réservation de puissance par l'utilisateur du réseau, dans les limites techniques possibles pour les installations

du réseau (qui peut ainsi être développé de manière responsable, en ligne avec les besoins des utilisateurs) et du raccordement. L'augmentation de la puissance mise à disposition peut donc revêtir, outre les aspects tarifaires, une composante technique qu'il convient d'étudier (lorsque nécessaire) selon les pratiques usuelles.

CONCERNANT LES MODALITÉS DE DIMINUTION DE LA PUISSANCE MISE À DISPOSITION

Récapitulatif des remarques formulées :

EDORA, FEBEG, FEBELIEC et GABE ont réagi aux conditions proposées par Elia pour l'octroi d'une diminution de la puissance mise à disposition, ces conditions étant trop restrictives selon ces répondants. FEBELIEC et Gabe visent uniquement la condition stipulant que 2 diminutions successives de la puissance mise à disposition ne peuvent être octroyées qu'à un intervalle de 12 mois calendrier. EDORA et FEBEG demandent de prévoir la possibilité d'exceptions sur base d'une justification appropriée.

Point de vue d'Elia :

Les modalités de diminution de la puissance mise à disposition proposées par Elia visent un équilibre entre flexibilité (pour les utilisateurs du réseau) et stabilité/pérennité (pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau, selon la notion de réservation de puissance sous-jacente à ce tarif). Dans cette optique:

- Elia n'a proposé aucune condition restrictive à l'augmentation de la puissance mise à disposition, afin de ne pas interférer avec les décisions d'investissements au niveau industriel.
- Elia a proposé 2 conditions restrictives à la diminution de la puissance mise à disposition, à savoir un intervalle de minimum 12 mois calendrier entre deux diminutions successives ou entre une augmentation suivie d'une diminution.

Tenant compte des remarques des répondants à la consultation, Elia propose de n'appliquer finalement qu'une seule condition : la puissance mise à disposition d'un utilisateur du réseau ne peut être diminuée que si cette puissance n'a pas fait l'objet d'une augmentation au cours des 12 mois calendriers précédents.

Le maintien de cette condition unique vise à responsabiliser les utilisateurs du réseau qui demandent une augmentation de la puissance mise à leur disposition (et qui peuvent par ce biais générer des investissements directs ou indirects au niveau du réseau, auxquels ils contribueront donc au minimum pendant un an à hauteur de la puissance demandée et selon le tarif y relatif). La suppression de la condition relative à deux diminutions successives tient compte des remarques à la consultation tout en fournissant une solution robuste (sans exception possible, pour éviter toute subjectivité dans le traitement des demandes des utilisateurs du réseau). Un utilisateur du réseau pourra donc ainsi adapter à la baisse, en différentes phases successives et selon ses propres besoins, la puissance qui est mise à sa disposition. Il faut toutefois noter, pour des raisons opérationnelles, que la puissance mise à disposition ne pourra pas être adaptée en cours d'un même mois de facturation (durée d'application minimale de 1 mois calendrier).

CONCERNANT LES MODALITÉS EN CAS DE DÉPASSEMENT DE LA PUISSANCE MISE À DISPOSITION

Récapitulatif des remarques formulées :

EDORA, FEBEG, FEBELIEC, GABE, Ineos et INFRABEL préconisent de ne pas appliquer le coefficient (115%) du tarif incitant (pénalité applicable en cas de dépassement de la puissance mise à disposition) à l'ensemble de la pointe de puissance ayant fait l'objet du dépassement mais bien uniquement à la différence entre cette pointe et la puissance mise à disposition. FEBELIEC et Ineos révèlent par ailleurs la complexité pour les Closed Distribution Systems (CDS) d'un tarif incitant calculé sur base de l'ensemble de la pointe de puissance (par exemple, dans le cas où le dépassement serait dû à un petit utilisateur du CDS tandis que la pénalité s'appliquerait à la pointe prélevée par le CDS dans son ensemble). FEBEG, FEBELIEC et INFRABEL réagissent également à la durée proposée de 12 mois calendrier pendant laquelle la pénalité serait d'application, FEBELIEC et INFRABEL souhaitant ramener cette durée à 1 mois (uniquement le mois calendrier concerné).

Point de vue d'Elia :

Les modalités d'application du tarif incitant prévu dans la Méthodologie Tarifaire en cas de dépassement de la puissance mise à disposition s'articulent autour de 3 paramètres :

- le volume (pointe) servant de base au calcul de ce tarif incitant, soit l'ensemble de la pointe de puissance, soit la différence entre cette pointe et la puissance mise à disposition ;
- le pourcentage (coefficient) à appliquer au tarif pour la puissance mise à disposition, pour définir le tarif incitant en cas de dépassement de celle-ci ;
- la durée pendant laquelle ce tarif incitant (pénalité) est d'application.

Elia propose de suivre la demande des répondants à la consultation d'appliquer la pénalité à la différence entre la pointe prélevée et/ou injectée et la puissance mise à disposition. Ainsi, seul le dépassement à proprement parler ferait l'objet du tarif incitant, la puissance mise à disposition restant facturée au tarif normal y relatif.

Le tarif pour puissance mise à disposition doit, par son essence même, revêtir une composante long-terme en lien avec la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau. La responsabilisation et l'engagement des utilisateurs du réseau à réserver une puissance adéquate sous-jacente à ce tarif doit par conséquent également s'opérer à une échéance suffisamment longue, tout en permettant une certaine flexibilité d'évolution (cf. nouvelle proposition concernant les « modalités de diminution de la puissance mise à disposition »). Dès lors Elia persiste à proposer d'appliquer la pénalité pendant une période de 12 mois calendrier. De plus, afin de maintenir un tarif incitant suffisant et de réduire le risque de gaming, l'application de la pénalité au dépassement uniquement doit s'accompagner d'un rehaussement du coefficient de cette pénalité.

En conclusion, Elia propose de calculer le tarif incitant par application d'un coefficient de 150% sur le tarif pour la puissance mise à disposition, toujours applicable pendant une période de 12 mois calendrier au dépassement de puissance uniquement (différence entre la pointe de puissance et la puissance mise à disposition).

CONCERNANT LA DIFFÉRENCIATION POSSIBLE DU TARIF POUR PUISSANCE MISE À DISPOSITION SELON LE TYPE DE POINT D'ACCÈS

Récapitulatif des remarques formulées :

FEBELIEC insiste sur la nécessité de prévoir un tarif spécifique applicable en cas de points d'accès multiples utilisés en back-up ou en situation d'urgence, ce qui est précisément l'objet de la proposition d'Elia sur ce point.

INFRABEL a formulé une remarque très spécifique découlant de la configuration du réseau de traction ferroviaire, dont les conséquences sont propres à INFRABEL.

GABE demande l'application d'un « tarif d'urgence » réduit pour les productions locales, tel qu'appliqué actuellement pour les tarifs de souscription de puissance.

Point de vue d'Elia :

Les adaptations apportées à la structure tarifaire doivent être évaluées dans leur ensemble. Ainsi, l'abandon du vecteur tarifaire « énergie brute limitée » au profit de l'« énergie nette » et l'introduction d'une pointe mensuelle (puissance nette) constituent un avantage pour les productions locales, qui compense l'introduction de la « puissance mise à disposition » perçue comme un inconvénient.

L'introduction du type « point d'accès complémentaire », à savoir un point d'accès à tarif fortement réduit pour la puissance mise à disposition (20% d'un point d'accès principal), offre certainement une réponse aux situations dans lesquelles une installation électrique dispose de plusieurs points d'accès.

4.4.4. EVOLUTION DU TARIF POUR PUISSANCE MISE À DISPOSITION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Récapitulatif des remarques formulées :

EDORA met en avant la différence de traitement pour les gestionnaires de réseau de distribution entre les points d'interconnexion en réseau 30/36/70kV et les points d'interconnexion vers la moyenne tension. Tandis que la puissance mise à disposition en 30/36/70kV se base sur une valeur déterminée par le gestionnaire de réseau de distribution, avec application de la pénalité assortie en cas de dépassement de la puissance mise à disposition (comme c'est le cas pour les utilisateurs industriels directement raccordés à ces mêmes niveaux de tension), la puissance mise à disposition vers la moyenne tension est déterminée par la puissance apparente des transformateurs HT/MT, donc indépendamment du prélèvement et/ou de l'injection en réseau de distribution.

Anode et ODE plaident de plus pour considérer autant que possible les gestionnaires de réseau de distribution comme les utilisateurs industriels raccordés directement, en les facturant sur base de leur prélèvement net, ce qui inciterait les gestionnaires de réseau de distribution à diminuer leur prélèvement depuis le réseau Elia. ODE soulève par ailleurs la question de l'avantage pour les gestionnaires de réseau de distribution découlant de la simultanéité entre prélèvement et production chez certains utilisateurs de réseau de distribution, et demande de rétribuer cet avantage au(x) fournisseur(s) concerné(s).

Point de vue d'Elia :

La différence d'approche dans le calcul de la puissance mise à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution à la sortie de la transformation vers la moyenne tension et dans le réseau 30/36/70 kV s'explique par le fait qu'aucun transformateur n'est nécessaire à un point d'interconnexion en 30/36/70 kV. À un tel point d'interconnexion, la puissance mise à disposition ne peut donc pas être déterminée sur base des caractéristiques techniques du transformateur, comme prévu à l'article 2 de la Méthodologie Tarifaire. C'est pourquoi une valeur contractuelle est employée - comme pour les utilisateurs de réseau directs - qui est indiquée par le gestionnaire du réseau de distribution et sur laquelle se base la pénalité. Cette méthode s'inscrit d'ailleurs dans le cadre de l'harmonisation opérée entre les gestionnaires de réseaux de distribution et les utilisateurs de réseau directs qui sont ainsi facturés selon les mêmes tarifs lorsqu'ils sont raccordés au même niveau de tension 30/36/70 kV.

Vu le nombre croissant des utilisateurs de réseaux de distribution raccordés et leur diversité, leur simultanéité mutuelle aura un impact de plus en plus important. De ce fait, la puissance nette prélevée au point d'interconnexion sera inférieure à la somme des puissances de tous les utilisateurs de réseau individuels. Cette simultanéité réduira la facture du gestionnaire du réseau de distribution, ce qui entraînera un tarif de transport inférieur pour ses utilisateurs de réseau. Ces bénéfices sont donc socialisés entre tous les utilisateurs de réseau et non pas attribués à un fournisseur en particulier.

Les tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution basés sur la puissance prélevée sur les réseaux 30/36/70 kV comprennent les trois mêmes composantes que celles appliquées à un utilisateur de réseau Elia, à savoir : puissance mise à disposition, pointe annuelle et pointe mensuelle. Comme pour un utilisateur de réseau direct, toutes ces composantes visent à inciter le gestionnaire du réseau de distribution à réduire au maximum sa charge à chaque point d'interconnexion. Les termes d'énergie sont facturés sur base de l'énergie prélevée nette pour les gestionnaires des réseaux de distribution comme pour les utilisateurs de réseau directs.

4.5 TARIFS DE GESTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Résumé des réactions reçues :

FEBEG demande pourquoi la structure tarifaire ne prévoit aucune composante de congestion spécifique. Une telle composante servirait à indemniser les unités de production dont le programme est modifié pour des raisons de congestion.

Concernant le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire, GABE et FEBELIEC signalent que la référence applicable en cas de faibles prélèvements (la partie plane de l'entonnoir) devrait concerner la puissance mise à disposition et non pas la pointe annuelle.

Point de vue d'Elia :

La structure tarifaire actuelle ne prévoit pas de composante tarifaire spécifique pour la congestion, comme c'était le cas durant la période 2012-2015. C'est une conséquence de la structure tarifaire imposée par la Méthodologie Tarifaire. Cet aspect est à présent inclus dans le tarif de gestion du système électrique.

Concernant le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire, il faut rechercher, en remplacement de la référence des « souscriptions pour puissance prélevée », une autre référence pour la puissance active, qui détermine la partie plane de l'entonnoir (en cas de faibles prélèvements). Le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire dépend du rapport entre le prélèvement d'énergie active et le prélèvement d'énergie réactive. Elia propose de prendre comme référence la valeur la plus élevée possible du prélèvement actif, à savoir la pointe annuelle. Les utilisateurs de réseau disposeront ainsi d'une plus grande marge pour le prélèvement réactif, étant donné que la pointe annuelle était en moyenne supérieure aux souscriptions maximales. La puissance mise à disposition n'étant pas nécessairement prélevée, elle est moins pertinente dans ce contexte.

4.6 TARIFS DE COMPENSATION DES DÉSÉQUILIBRES

Résumé des réactions reçues :

Vu l'hypothèse d'Elia selon laquelle les volumes des déséquilibres augmenteront, Anode propose que les ARP bénéficient de la même marge de liberté qu'Elia et que le terme alpha soit appliqué non pas à 140 MW, mais à $140 \text{ MW} * \text{le facteur de l'augmentation de puissance réserve}$. En effet, le terme alpha est une sanction infligée aux ARP qui occasionnent de grands déséquilibres. En raison des évolutions du marché, selon Anode Elia estime qu'il est normal de voir apparaître des déséquilibres plus importants, même si les ARP effectuent bien leur travail. Selon Anode, il est donc injuste de les sanctionner pour ce qu'ils ne peuvent raisonnablement pas contrôler avec ce degré d'exactitude.

Point de vue d'Elia :

L'objectif du terme alpha est de fournir un incitant supplémentaire aux ARP afin qu'ils développent une flexibilité suffisante et mettent tout en œuvre pour maintenir leur périmètre en équilibre. Le terme alpha est conçu de manière à procurer principalement des incitants importants en cas de grands déséquilibres prolongés ; de tels déséquilibres doivent être évités en tout temps par les ARP. Vu les défis à relever à l'avenir en ce qui concerne le contrôle de l'équilibre du réseau, Elia ne juge donc pas opportun d'augmenter la valeur seuil à laquelle le terme alpha entre en jeu. Une telle adaptation affaiblirait l'incitant, avec à la clé la possibilité d'une augmentation du déséquilibre du réseau plus importante que prévu.

4.7 TARIF POUR L'INTÉGRATION DU MARCHÉ

Résumé des réactions reçues :

EDORA pose des questions concernant la transparence de l'allocation des coûts à cette composante tarifaire et s'inquiète de l'éventualité d'une hausse importante de ces coûts. FEBELIEC et INFRABEL suggèrent de prendre en compte cette composante tarifaire par le biais de l'ARP au lieu du détenteur d'accès.

Point de vue d'Elia :

Concernant l'allocation des coûts à cette composante tarifaire, Elia suit les dispositions de la Méthodologie Tarifaire qui offre une définition claire des coûts à inclure. Dans son dossier tarifaire transmis à la CREG, Elia indique de manière transparente comment les coûts sont alloués aux différents tarifs. Il importe de remarquer qu'il ne s'agit pas en l'occurrence de « nouveaux » coûts par rapport à la période 2012-2015, mais de coûts précédemment contenus, à titre principal, dans le tarif pour la gestion du système. Dans le passé, ce tarif a toujours été imputé aux détenteurs d'accès. Il est donc logique, d'un point de vue historique, de facturer le tarif pour l'intégration du marché aux détenteurs d'accès. En outre, le caractère « basé sur le service » de ces tarifs est ainsi garanti.

Il est difficile à l'heure actuelle d'évaluer l'évolution de ces coûts après 2019. Le tarif proposé se base sur la meilleure estimation possible des coûts actuellement disponible pour la période 2016-2019.

4.8 COMPENSATION DES PERTES ACTIVES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT FÉDÉRAL

Résumé des réactions recues :

FEBELIEC, GABE et Anode proposent d'autres systèmes pour la compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral.

Point de vue d'Elia :

Elia est tenue par les dispositions actuelles de l'article 161 du règlement technique fédéral. La suppression du système ou l'introduction d'autres systèmes n'est donc pas possible dans le cadre légal actuel.

5. RÉACTIONS PAR RAPPORT AU CHAPITRE « OBLIGATION DE SERVICE PUBLIC, PRÉLÈVEMENTS ET SURCHARGES »

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « Obligation de service public, prélèvements et surcharges ».

6. CONCLUSIONS

Étant donné que c'était la première fois qu'Elia était amenée à conduire une consultation sur les éléments déterminants de la Proposition Tarifaire, ce fut pour elle une expérience d'apprentissage. Les nombreuses réactions d'acteurs très divers montrent que ce document a été étudié avec attention et il a également débouché sur des propositions très intéressantes.

Elia s'est efforcée de donner une réponse à toutes les réactions et de fournir aux acteurs du marché des explications suffisantes sur les hypothèses adoptées. Les questions étaient parfois

accompagnées de propositions spécifiques visant à intégrer certains éléments et modalités d'application d'une manière différente de celle proposée par Elia.

Certaines propositions ont effectivement été prises en considération et ont donné lieu à des modifications dans la Proposition Tarifaire soumise à la CREG. En termes concrets, cela signifie qu'Elia va redéfinir sa période de pointe annuelle, remanier les modalités relatives à la modification de la puissance mise à disposition, adapter la manière dont un dépassement de la puissance mise à disposition est traité sur le plan tarifaire ainsi que la façon dont la puissance de pointe prélevée est déterminée pour les utilisateurs industriels raccordés directement au réseau Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution raccordés aux réseaux 70/36/30 kV.

Elia n'a pas pu donner suite à d'autres propositions pour des raisons qui sont amplement détaillées dans le rapport. En effet, certaines propositions n'étaient pas conformes à la Méthodologie Tarifaire ou au cadre légal actuel et n'ont donc pas conduit à des adaptations des propositions formulées par Elia.