

RÉPONSE À CONSULTATION PUBLIQUE

Réponse d'Elia à la consultation publique de la CREG concernant son projet de décision (PRD)658E/73

Projet de décision relatif aux objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le cadre
de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système

04/08/2021



Introduction & Contexte

Elia Transmission Belgium (ci-après "Elia") a analysé avec soin le document de consultation publique (PRD)658E/73 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visée à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

Le 31 mars 2021 Elia a proposé, en vertu de l'article 27 de l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire, une liste de sept (7) projets qu'elle considère prioritaires pour 2022. Suite à des échanges avec les conseillers de la CREG sur ces objectifs, Elia a soumis une proposition amendée de sa liste d'objectifs le 14 juin 2021 tenant compte des commentaires de la CREG. Dans cette proposition amendée un des 7 projets initialement proposés a été remplacé par un projet suggéré par la CREG. Elia également indiqué être disposée à proposer l'année suivante, en tant qu'incitant pour 2023, une analyse des modalités et conditions relatives à l'offre des services d'aFRR et de mFRR, portant sur les aspects contrôles et pénalités ainsi que pré-qualification, en vue d'identifier (sur base par ex. notamment d'un benchmark EU) les évolutions possibles de ces aspects.

La CREG a lancé une consultation publique concernant son projet de décision relatif à la fixation des objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans lequel elle se base et adapte les propositions faites par Elia.

La présente note décrit les remarques d'Elia relatives au projet de décision de la CREG soumis à consultation publique. Cette réponse ne contient pas d'élément confidentiel.

Elia tient également à préciser qu'elle reste à disposition de la CREG pour exposer et discuter plus en détails les arguments avancés dans la présente note.

Réponses à consultation

Elia remercie la CREG d'avoir repris 6 incitants sur les 7 soumis par Elia dans sa proposition amendée du 14 juin avec quelques précisions. Elia constate cependant que la CREG a rejeté une proposition de projet concernant la FAT (« full activation time ») aFRR (voir point 1 ci-dessous) évoquant des arguments qui semblent indiquer une confusion sur l'objet de l'analyse proposée par Elia. Par ailleurs la CREG a remplacé cette proposition par un autre projet concernant une révision du système de contrôle et de sanction, ainsi que les conditions de pré-qualification et le processus de (re)pré-qualification dans le contexte européen pour les services d'aFRR et de mFRR, qui, selon Elia ne pourrait pas être effectué de manière efficace en 2022 (voir point 2 ci-dessous).

Comme déjà évoqué lors de la réunion informelle du 4 juin 2021, Elia est d'avis que le nombre maximum d'études ne devrait pas dépasser 7 projets, et ce pour des raisons de faisabilité tant pour Elia que pour les acteurs de marché (puisque chaque projet implique au moins une consultation publique et/ou la participation à des workshops). Elia a constaté en 2021 déjà que plusieurs acteurs de marché n'ont pas pu participer comme ils l'auraient souhaité aux interactions prévues par Elia dans le cadre des incitants, faute de temps, et il semble peu probable que l'année 2022 soit moins contraignante à cet égard.

Elia est donc d'avis qu'il serait plus pertinent de maintenir le projet concernant la FAT aFRR pour 2022 et de prévoir le second projet pour l'année suivante (2023).

Elia souhaite faire part de ses commentaires concernant ces deux projets en particulier.

1. Analyse d'impact et recommandations en termes de timing d'implémentation d'une FAT de 5 min pour l'activation de l'aFRR

Concernant la réduction de la FAT de 7.5 minutes à 5 minutes, la CREG indique qu'une analyse des impacts liés à une FAT de 5 minutes a déjà eu lieu au niveau européen. Elia rappelle que l'étude réalisée en 2018 à laquelle la CREG fait référence est antérieure à l'ouverture du marché aFRR à l'ensemble des technologies. Elle n'a par conséquent pas pris en compte la participation d'unités non-thermiques au marché de capacité aFRR en Belgique, unités qui ne sont pas sujettes aux mêmes contraintes de ramping et pour lesquelles une réduction de la FAT à 5 minutes n'a pas le même impact. Par ailleurs, Elia disposera également en 2022 d'une vision plus claire sur le développement futur du marché aFRR, ce qui devrait permettre d'avoir une estimation plus précise de l'impact d'un changement de la FAT.

Concernant la méthode d'activation, Elia constate qu'il y a confusion dans l'évaluation de la CREG entre le modèle de fonctionnement de la plateforme européenne et le mode d'activation local.

Au niveau du modèle de fonctionnement de la plateforme européenne, une distinction est faite entre « control demand » et « control request ».

- Dans un modèle « control demand », les résultats de l'optimisation de la plateforme européenne sont utilisés comme input du contrôleur local. L'output du contrôleur local est le volume d'aFRR dont le GRT demandera l'activation au BSP.
- Dans un modèle « control request », le contrôleur local se trouve en amont de la plateforme européenne. L'output de la plateforme serait alors le volume à activer par les BSP.

Comme soulevé par la CREG, la décision a en effet été prise au niveau européen d'implémenter le modèle « control demand ». Elia est d'accord avec la CREG qu'il n'y aurait que très peu d'intérêt à réétudier le modèle européen dans le cadre des incitants.

Néanmoins, la proposition d'Elia consiste à étudier le mode d'activation local. On distingue ici 2 approches : « control target » et « control request » (la signification étant ici différente que dans le contexte européen)

- Control request : le GRT applique un ramping, correspondant à la FAT, sur la sortie du contrôleur avant envoi au BSP. Le BSP doit rester dans une bande de tolérance autour de ce signal. Cela implique qu'il ne peut pas réagir plus vite que le signal « rampé » reçu du GRT. Cette méthode est utilisée par Elia actuellement.
- Control target : le GRT envoie directement l'output du contrôleur aux BSP, sans application de ramping. Cela donne un incitant au BSP pour réagir plus vite s'il en a les capacités, ce qui est le cas de la plupart des nouveaux entrants sur le marché.

A noter que le mode d'activation local n'est pas harmonisé au niveau européen.

Elia reste convaincue de l'intérêt d'étudier la possibilité de changer le mode d'activation local, dans la mesure où cela permet de valoriser une réaction plus rapide de la part des installations qui en ont la possibilité. Si certains avantages de ce mode d'activation sont évidents, une telle évolution devrait être précédée par une série d'analyses d'impact et des adaptations de design qui devraient être discutées avec les acteurs de marché. Ce sont ces éléments qu'Elia propose d'étudier dans le cadre de l'incitant, éventuellement indépendamment de l'impact d'une réduction de la FAT .

2. Révision des modalités et conditions de fourniture de services mFRR et aFRR dans le contexte du marché européen

La proposition de décision de la CREG fait référence à sa décision (B)2061, qui porte sur les T&C BSP aFRR. Dans le rapport de consultation correspondant, Elia s'est engagée à :

- Réaliser un monitoring du système de sanction
- Analyser les sanctions appliquées en cas de « missing MW » après avoir récolté le retour d'expérience de cette pénalité, qui est appliquée de manière similaire sur aFRR et mFRR.

Une révision complète du système de sanction n'est pas envisagée dans le rapport. A noter également que des discussions sont en cours avec plusieurs acteurs de marché concernant le développement de projets visant à participer au marché de l'aFRR. Ces acteurs annoncent la réalisation prochaine de projets de grande ampleur, ce qui indique que le marché belge est attractif. Elia constate que les sujets des pénalités et de la pré-qualification n'ont pas été

présentés lors de ces discussions par les acteurs de marché comme étant de nature à compromettre un investissement. Cependant, Elia entend ajuster dans la version des T&C BSP aFRR qui entrera en vigueur en 2022 les règles de contrôle d'activation suite aux remarques formulées par des acteurs de marché, afin de réduire significativement le risque de pénalisation en cas de « saut » dans la demande d'activation.

Concernant la mFRR, sauf erreur de notre part, la CREG n'a pas formulé dans sa décision (B)2000/2 de demande concernant un suivi particulier au sujet des pénalités ou de la pré-qualification. Une étude relative au « smart testing » a néanmoins été conduite en 2020, en concertation avec les acteurs de marché et la CREG, afin d'apporter des améliorations au monitoring de la disponibilité des services d'équilibrage et de réduire son impact financier sur les BSP respectant leurs obligations contractuelles. Cette étude a conclu qu'une implémentation par étapes, se concentrant d'abord sur la mFRR et ne démarrant pas avant 2023 est souhaitable. Les acteurs de marché n'ont pas remis en cause ce timing, compte tenu des priorités identifiées. Pour la mFRR, l'année 2022 sera consacrée au go-live de la plateforme européenne et à la finalisation des modifications du design devant permettre de s'y raccorder. Un dialogue avec les acteurs de marché sur ces modifications a débuté fin 2020 et doit se poursuivre jusque début 2022, qui porte également sur les pénalités. Il ne nous semble pas opportun d'initier en parallèle, dans le cadre d'un incitant, des réflexions remettant en question toutes les pénalités applicables sans distinction.

Pour revenir à la demande spécifique de la CREG, à savoir une reconsidération du design belge dans un contexte européen, Elia comprend que des différences dans les systèmes de pénalité ou les exigences en matière de pré-qualification appliqués par les GRT européens puissent impacter le développement de la liquidité dès lors que les marchés sont intégrés. Elia rappelle néanmoins les éléments suivants :

- Il y a lieu de distinguer les pénalités appliquées au marché de l'énergie et les pénalités appliquées au marché de capacité. Elia rappelle que seuls les marchés de l'énergie seront intégrés lors du raccordement aux plateformes européennes de balancing. Les commentaires reçus de la part des acteurs de marché lors de la consultation publique du projet « R2MO » et auxquels il est fait référence ci-dessus concernent, eux, essentiellement le marché de capacité.
- Par ailleurs, il a été explicitement décidé au niveau européen¹, conformément aux articles 20(3)f et 21(3)f de l'EBGL, de concert avec les régulateurs, de ne pas harmoniser les systèmes de pénalités dès le go-live des plateformes européennes, mais de définir un cadre pour permettre une harmonisation des T&C BSP selon des priorités à établir conjointement par tous les TSOs impliqués, après consultation du marché et en concertation avec les régulateurs. Ce processus doit être initié au niveau européen par l'organisation d'une consultation de marché dans la première année d'opération des plateformes, à savoir pour le 24 juillet 2023 au plus tard. Une comparaison de systèmes de pénalités et de pré-qualification doit être faite globalement, en prenant en compte tous les aspects pertinents (p.ex. pour les pénalités : types de pénalités appliquées, bandes de tolérance, données exclues, activation « portfolio », nature de la sanction (pénalité financière ou exclusion), etc.). Compte tenu de la complexité des mécanismes considérés, il n'apparaît pas réaliste de réaliser un benchmark avec plusieurs autres GRT, ceux-ci ne prévoyant a priori pas de se lancer dans une démarche similaire en dehors du cadre défini par les Implementation Frameworks.

¹ Cf. décisions de l'ACER N°02/2020 et N°03/2020

- De manière générale, Elia n'a pas obtenu d'éléments de comparaison concrets de la part d'acteurs de marché montrant des différences importantes entre Elia et d'autres GRT qui seraient de nature à constituer une barrière à l'entrée et à limiter le développement des marchés de balancing.

Compte tenu de ces éléments, bien que saluant la volonté de la CREG, qu'elle partage, de s'assurer qu'aucune barrière à l'entrée inutile ne compromette le développement du marché belge du balancing, Elia ne pense pas que l'approche et le timing proposés ici soient adéquats.

Si d'une manière générale l'urgence de rouvrir les discussions sur les régimes de pénalité et de pré-qualification n'apparaît pas clairement à Elia (en dehors des points étudiés dans le cadre de l'implémentation locale de MARI), la faisabilité de procéder efficacement en 2022 à un exercice de benchmark européen sur ces sujets ne lui semble elle clairement pas assurée. Une révision complète dans le contexte européen ne pourra en effet efficacement avoir lieu que sur base des conclusions tirées de la consultation publique européenne qui sera organisée conformément aux Implementation Frameworks. Pour cette raison, comme indiqué par Elia à la CREG le 4 juin 2021, Elia a proposé dans la version amendée de sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2022 du 14 juin 2021 d'effectuer l'étude demandée par la CREG dans le cadre des incitants d'équilibrage en 2023 plutôt qu'en 2022.

Au cas où la CREG devait toutefois maintenir sa demande d'examiner en 2022 les règles de pénalité et de pré-qualification, Elia se permet d'insister pour que cette étude soit limitée aux éléments de design locaux relatifs aux sanctions appliquées en cas de « missing MW » d'une part et aux règles de (re)pré-qualification d'autre part, sans obligation de faire appel à un benchmark européen.





Subject: FEBEG comments on CREG's public consultation on ELIA's objectives in the context of the incentive to promote balance in the system
Date: 6 August 2021

FEBEG thanks CREG for the organization of a public consultation on the objectives to be achieved by Elia Transmission Belgium SA in 2022 in the context of the incentive to promote the balance of the system referred to in Article 27 of the tariff methodology¹. Please find hereafter the comments of FEBEG in the framework of this consultation. The comments and suggestions of FEBEG are not confidential.

Background

In order to promote the balance of the electricity system, and after consulting Elia, the CREG decides the conditions for granting a financial incentive of € 2,500,000 to the realization, during the year 2022, of following eight objectives (or projects) within the given deadlines:

1. Quality control of input data (forecasts) in the context of congestion management
2. Analysis of possible changes in the submission process of day-ahead and intraday balance programs by the BRPs
3. Impact analysis and recommendations on the implementation timing of a 5 min FAT for the activation of the aFRR
4. Revision of the terms and conditions for the provision of mFRR and aFRR services in the context of the European market
5. Analysis of the possibilities of combined supply of balancing products on DPPG delivery points and of balancing products delivery points participating in the DA/ID market in the framework of ToE
6. Follow-up study of the methodology for the daily predictions of the volume of non-contracted aFRR and mFRR balancing energy bids
7. Analysis of the possibilities for optimising the estimation and compensation of network losses
8. Analysis and implementation of FCR developments under article 154(2) of the SOGL

¹ <https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/les-objectifs-a-atteindre-par-la-sa-elia-transmission-belgium-en-2022-dans>
<https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/de-doelstellingen-die-elia-transmission-belgium-nv-2022-moet-behalen-het>

General Remark

As a general feedback, FEBEG appreciates any initiative that can contribute to market improvement. Looking at the balancing roadmap 2021–2023 and the amounts of projects to be delivered, it seems straightforward that the most important ones need to be on top of the priority list. FEBEG members pushed to prioritize PICASSO in a first step, and the huge “MARI – iCAROS package” in a second step. We believe that CREG incentives should not be delivered at the expenses of these projects, certainly when it comes to the support / responsiveness Elia would provide to market parties such as delivering accurate enough technical guides on time, staying open for market design changes, safeguarding the quality of the day to day balancing market.

Detailed comments

1. Quality control of input data (forecasts) in the context of congestion management

FEBEG welcomes any improvement in the data quality or predictions of potential congestions. We value transparency and problems communicated well ahead. Therefore we are in favor of (i) having more publications on congestions and (ii) improving the forecasts (both inputs and outputs) that would help the management of congestions and the associated costs for market parties and the society as a whole. More specifically, in the proposed MARI design, a medium or high CRI would allow Elia to exclude some mFRR energy bids from the European platform. FEBEG believes that these events should be closely monitored and published with the help of KPIs. Market parties need a full transparency on the concrete consequences of removing bids from MARI platform both from a total welfare point of view as well as the associated financial loss (read missed opportunities) market parties will suffer.

2. Analysis of possible changes in the submission process of day-ahead and intraday balance programs by the BRPs

FEBEG supports any step towards market simplification that would not be detrimental to BRPs and would safeguard a low SI or ACE. We call CREG/ELIA’s attention on the fact that some indicators shared today should stay (e.g. the percentage of BRP deviation in DA) and that any step towards simplification would mean no extra implementation efforts for market parties.

3. Impact analysis and recommendations on the implementation timing of a 5 min FAT for the activation of the aFRR

If SOGL guidelines impose a FAT of 5’, it seems indeed useless to spend time on a dedicated analysis. However, CREG states that any measures should be taken to improve market liquidity and remove barriers to entry. At the end of this section, CREG mentions that ToE will be extended to aFRR. FEBEG disagrees with the statement that extending ToE to aFRR will improve market liquidity and wants to remind CREG that several bilateral agreements with full Opt-out regime are concluded – specifically for aFRR – between BSPs and BRPs in mutual agreement. These agreements are simple, efficient and reduce the amounts of unnecessary operations required by ToE. Taking the regulated way will undoubtedly lead to a suboptimal situation for either the BRP or BSP and will lead to a market that is even more interventionist and regulated.

4. Revision of the terms and conditions for the provision of mFRR and aFRR services in the context of the European market

FEBEG can only recommend Elia to benchmark the systems of penalties and prequalification with neighboring countries. We consider this as an important step as well in MARI and PICASSO projects on EU level.

5. Analysis of the possibilities of combined supply of balancing products on DPPG delivery points and of balancing products delivery points participating in the DA/ID market in the framework of ToE

FEBEG believes in the principle of offering a fair level-playing field to any technology. Conducting an analysis with strong evidences that there would be benefits (MWh activated, more liquid and less extreme balancing merit orders,...) is a prerequisite to decide to further extend a market. Indeed, one should not neglect the costs associated to extending markets such as new/amended T&C's, new processes (internal + external communications, settlement & invoicing,...), IT developments.

6. Follow-up study of the methodology for the daily predictions of the volume of non-contracted aFRR and mFRR balancing energy bids

FEBEG has reservation concerning the relevance of an analysis conducted on historical data while aFRR & mFRR energy offers will be subject to unprecedented changes in the coming months (explicit bidding, new FAT,...). We fear that the conclusions on historical data will not be usable for the new landscape of balancing market design and will not capture the impacts of growing intermittent generation and the associated means BRPs will need. FEBEG fully agrees with CREG that a sample of 1 year of historical data is a minimum to conduct an analysis, hence such a study should start at the earliest one year after the go-live of MARI.

7. Analysis of the possibilities for optimising the estimation and compensation of network losses

FEBEG believes that such an analysis is needed given the GWh at stake. We think that going from a compensation 'en nature' system to a grid losses purchase could make sense as already voiced in previous consultations.

8. Analysis and implementation of FCR developments under article 154(2) of the SOGL

FEBEG will not comment the FCR market evolution needs.

Febeliec answer to the CREG consultation on the project of decision (B)658E/73 on the discretionary incentives for Elia for 2022

Febeliec would like to thank the CREG for this public consultation (PRD)658E/73 on the proposal of decision concerning the objectives for Elia in 2022 in the framework of the discretionary incentives of the CREG.

Concerning incentive schemes for Elia, Febeliec would like to reiterate its position that in principle it is not in favour of such schemes, but that from a pragmatic point of view and in light of the results of the previous years, it can accept such incentive schemes insofar the goals are clearly measurable, have as goal to increase the efficiency and reduce the total system costs, and do not fall under the normal day-to-day activities of the TSO. Moreover, for Febeliec it is very important that under any such incentive schemes the CREG is very strict in controlling that the objectives are completely attained within the requested timeframe. Concerning this latter point, Febeliec would like to draw the attention of the CREG towards the issue that could arise when Elia does not reach the objective within the required timeframe. This could lead to a situation where Elia does not provide any attention anymore to the objective, as the incentive would in any case be unattainable. Febeliec wonders whether CREG has considered this and has a solution in place in case this situation occurs, in order to avoid that certain objectives that were selected but not attained in time would not be attained at all.

Moreover, Febeliec asks CREG to publish a clear report on the incentive schemes of the previous year(s), showing to which extent Elia has reached its objectives and which incentives were awarded, as such transparency would help stakeholders to get a better view on the past evolutions, but also on which objectives should be included in following years.

Concerning the incentives for 2022, Febeliec as a general comment regrets that all proposed objectives only involve studies, and that no concrete tangible objectives are taken into account that would more directly benefit the grid users. On the proposed objectives, Febeliec has following comments:

1. On the follow-up of the quality of the input data (forecast) in the framework of congestion management, while Febeliec does not want to minimize the importance of this data, Febeliec is of the opinion that because of the importance of congestion management, as rightfully indicated by the CREG, this is an inherent core task of the TSO and as such should not be remunerated additionally via an incentive scheme. Additionally, if the CREG were to maintain this incentive, Febeliec thinks that the proposed amount of €400.000 is excessive and that the specific objectives and milestones should be better defined as well as the criteria to decide on the final amount to allocate to the TSO for the (full, partial or non) achievement of the objective. Last but not least, Febeliec insists that the results of the study are also shared with market parties and also discussed with them, preferably already before the delivery of the final (draft) report.
2. On the analysis of the possible evolutions regarding daily nominations by BRPs for the day ahead and intraday markets, Febeliec does in principle not agree with this proposal as in 2022 only the first steps towards the relaxation of the day ahead balancing obligation will be taken. Febeliec reiterates its position against this relaxation and insists that the proposed timeline covers a period of at least 18 months, extending into 2023 with several clear milestones and go-no go decisions along the road and at the end. As such, Febeliec thinks that allocating €300.000 towards an objective for a study related to a project of which the lessons learned and conclusions, and even the decision towards acceptance, are far in the future is premature. Febeliec does not state that such study would be irrelevant but strongly questions the proposed timing. Moreover, Febeliec also has comments towards the context of this objective, as the CREG is referring to the role of the Scheduling Agent. Apart from the probable delay of the go-live of the first phase of the iCAROS project, Febeliec wants to insist that the perimeter covered by the Scheduling Agent is not equal to the perimeter covered by the BRPs; a.o. scheduling of type A generators is not obligatory, type B generators can opt for an ON/OFF schedule and demand response scheduling is voluntary and will in any case not cover all (residential, commercial and industrial) demand in Belgium even in the most optimistic scenario possible, leading to a situation where substantial sections of the supply and demand balance might not be covered. Febeliec also refers to the extensive discussions on this topic during the iCAROS task force meetings. Last but not least, Febeliec wants to stress that even if the physical day ahead balancing obligation for BRPs were to be abolished after a positive

Febeliec represents industrial energy consumers in Belgium. It strives for competitive prices for electricity and natural gas for industrial activities in Belgium, and for an increased security of energy supply. Febeliec has as members 5 business associations (Chemistry and life sciences, Glass, pulp & paper and cardboard, Mining, Textiles and wood processing, Brick) and 38 companies (Air Liquide, Air Products, Aperam, ArcelorMittal, Arlanxeo Belgium, Aurubis Belgium, BASF Antwerpen, Bayer Agriculture, Bekaert, Borealis, Brussels Airport Company, Covestro, Dow Belgium, Evonik Antwerpen, Glaxosmithkline Biologicals, Google, Ineos, Infrabel, Inovyn Belgium, Kaneka Belgium, Kronos, Lanxess, Nippon Gases Belgium, Nippon Shokubai Europe, NLMK Belgium, Nyrstar Belgium, Oleon, Proxiums, Recticel, Sol, Tessenderlo Group, Thy-Marcinelle, Total Petrochemicals & Refining, UCB Pharma, Umicore, Unilin, Vynova and Yara). Together they represent over 80% of industrial electricity and natural gas consumption in Belgium and some 230.000 industrial jobs.

outcome of the trial period, this does not necessarily mean that nominations, even if then no longer in balance, would not provide useful information to the TSO but also to market players; Febeliec here reiterates its longstanding request to publish an overview of the performance of BRPs on balancing their portfolios as this information would be very useful also for grid users, in day-ahead and realtime. In the future, information on the open positions of BRPs in the day-ahead timeframe would also provide very valuable insights for market functioning.

3. On the rejected proposal on the analysis of the impact and proposals with regard to the implementation timing of a full activation time of 5 minutes for the activation of aFRR, Febeliec supports the comments and conclusion of the CREG, including the extension of transfer of energy towards the aFRR market.
4. On the revision of the modalities and conditions for the delivery of mFRR and aFRR services in the European context, Febeliec supports this proposal and insists on the continuous involvement of stakeholders throughout the process, in multilateral or bilateral meetings according to the needs of Elia and /or stakeholders, in order to be able to provide insights and have in-depth discussions and avoid design choices that could wreak havoc upon implementation with regard to liquidity.
5. On the analysis of the possibility to combine different types of balancing products and/or services in the market on a same delivery point (combo), Febeliec fully supports the proposal and only regrets the fact that this study will only be conducted in 2022, with implementation presumably not before 2023 at the earliest. Febeliec has been a strong proponent of such combo, in order to ensure that market parties can offer their flexibility on a delivery point in any market which best suits the flexibility capabilities, thus not limited to the choice of one product or service provider. Febeliec believes that this is the best guarantee that eventually all available liquidity will find its way to the markets, either directly or indirectly and ensure the highest degree of freedom to market parties and in any case avoid lock-in effects. (Febeliec also assumes that in the document I the last sentence “technologie” should presumably be “terminologie”)
6. On the follow-up study of the method for the daily prediction of the volume of non-contracted offers for aFRR and mFRR balancing energy, while Febeliec is not opposed to such analysis, Febeliec thinks that in light of the derogation request for MARI and iCAROS that will normally be introduced to the CREG in the course of 2021, this analysis would be premature and in any case not warrant an incentive as such analysis would have to be conducted over a (too) short timeframe. Febeliec proposes to replace this analysis by an analysis to attribute (at least part of) the cost of reservation of balancing capacity to BRPs in function of their individual real-time balancing position, in order to incite them to perform better and reduce the residual imbalances to be covered by the TSO. Such mechanism would also enable better-performing BRPs to gain a competitive edge towards less well performing BRPs and as such could create a virtuous cycle and reduce the overall imbalances and costs for consumers. Febeliec also regrets that an extra incentive is given because an incentive already exists on the influencable costs
7. On the analysis on the optimisation of the estimation and compensation of grid losses, Febeliec is not opposed but has a few minor remarks: Febeliec insists that at least 5 relevant TSOs are to be chosen for the analysis (e.g. with a similar grid and market structure or with useful experience on alternative solutions) and regrets that already a study in 2023 is announced, with a possible decision at the earliest then in 2024 and an even later implementation. Febeliec wonders whether this timeline can not be shortened in case a positive outcome is found. Febeliec also wonders whether the study cannot be extended to investigate to which extent grid losses could be calculated differently, e.g. based on netted volumes at the connection point of the grid.
8. On the analysis and implementation of the FCR evolutions, Febeliec supports the CREG (and Elia?) vision to allow for derogations of standard products when these reduce or eliminate entry barriers (Febeliec insist that it considers that this rule should also be follow in all other ancillary products of Elia) and as such supports the proposal. However, Febeliec wonders to which extent this should be covered by an extra incentive, as Elia already has an incentive on reducing balancing capacity reservation costs and Febeliec moreover considers such analysis as part of the core tasks of a TSO. In any case, if this incentive were to be maintained, Febeliec questions the amount that is allocated to it.

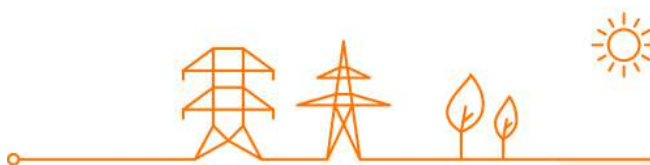
Febeliec would like to include an additional incentive for Elia (which would also mean recalibrating the amounts for the listed incentives, especially for those that Febeliec considers to be part of the core tasks of the TSO) related to the Strategic Reserve. Febeliec thinks that the Strategic Reserve is and will be a very good tool to help maintain system adequacy in Belgium by ensuring that no capacity leaves the system prematurely and as such could be a very cost effective solution in the near but also in the longer term. While Febeliec is aware that the decision on a Strategic Reserve (extension) is not in the hands of Elia, Febeliec asks that the current Strategic Reserve would be thoroughly analysed and that potentially necessary or useful modifications be listed, from the conceptual over the design to the implementation and follow-up phase.

RÉPONSE À CONSULTATION PUBLIQUE

Réponse d'Elia à la consultation publique de la CREG concernant son projet de décision (B)658E/73 dd 21.10.2021

Projet de décision relatif aux objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le
cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système - Addendum

10/11/2021



Introduction & contexte

Elia Transmission Belgium (ci-après "Elia") a analysé avec soin le document de consultation publique (PRD)658E/73 dd. 21/10/2021 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire (ci-après « Incitant Balancing »).

Le 31 mars 2021 Elia a proposé, en vertu de l'article 27 de l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire, une liste de sept (7) projets qu'elle considère prioritaires pour 2022. Suite à des échanges avec les conseillers de la CREG sur ces objectifs, Elia a soumis une proposition amendée de sa liste d'objectifs le 14 juin 2021 tenant compte des commentaires de la CREG. Dans cette proposition amendée, un des 7 projets initialement proposés a été remplacé par un projet suggéré par la CREG. Elia a également indiqué être disposée à proposer l'année suivante, en tant qu'incitant pour 2023, une analyse des modalités et conditions relatives à l'offre des services d'aFRR et de mFRR, portant sur les aspects de contrôles, pénalités et de pré-qualification, en vue d'identifier (sur base par ex. notamment d'un benchmark EU) les évolutions possibles de ces aspects.

Durant l'été 2021, la CREG a lancé une consultation publique concernant son projet de décision (B)658E/73 dd 25/06/2021 relatif à la fixation des objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans lequel elle se base et adapte les propositions faites par Elia. Dans ce projet de décision, la CREG a décidé de rejeter le 3^{ème} incitant proposé par Elia intitulé « *Analyse d'impact et recommandations en termes de timing d'implémentation d'une FAT de 5 min pour l'activation de l'aFRR* » et d'ajouter une autre incitant intitulé « *Révision des modalités et conditions de fourniture de services mFRR at aFRR dans le contexte du marché Européen* ». Le 4 août, Elia a envoyé sa réaction à la consultation de la CREG.

Suite à cette consultation, à la fin du mois d'août et dans le courant du mois de septembre, les services d'Elia et la CREG se sont concertés de manière constructive sur la formulation et la liste finale de tous les Incitants Balancing. Entre autres, il y a été convenu de réintroduire et reformuler le 3^{ème} incitant proposé par Elia en mars 2021 sur la FAT aFRR au vu des arguments avancés par Elia dans sa réponse du 4 août. Elia profite de cette consultation pour remercier la CREG et rappeler l'intérêt de cet incitant sur la FAT.

Ce 22 octobre 2021, Elia a découvert que la CREG a lancé une nouvelle consultation pour supprimer l'objectif qu'elle avait proposé durant l'été¹ et le *remplacer par un nouvel objectif intitulé « Mise en œuvre des recommandations du rapport d'audit sur le contrôle de l'activité de gestion des données de flexibilité de la demande impliquant un transfert d'énergie »*.

La présente note décrit les remarques d'Elia relatives au projet de décision de la CREG soumis à consultation publique. Elia y donne ses commentaires sur la formulation du nouvel objectif proposé par la CREG et profite de cette consultation pour également donner quelques remarques et réflexions plus générales sur le nombre final d'incitants ainsi que le processus qui a mené à la fixation de ces derniers. Cette réponse ne contient pas d'élément confidentiel.

¹ Cf. l'objectif intitulé « Révision des modalités et conditions de fourniture de services mFRR at aFRR dans le contexte du marché Européen » qui était ajouté par la CREG dans son projet de décision(B)658E/73 dd 25/06/2021

Elia tient également à préciser qu'elle reste à disposition de la CREG pour exposer et discuter plus en détails les arguments avancés dans la présente note.

Réponses à la consultation

1. La procédure pour fixer les objectifs

Conformément à l'article 27 de la Méthodologie tarifaire, la procédure prévoit qu'Elia propose, au plus tard le 31 mars, une liste de projets dont la réalisation est prioritaire dans le courant de l'année suivante. Au plus tard le 30 juin, la CREG détermine la liste définitive des projets, décrit les objectifs à atteindre pour chacun de ces projets et indique également la part de l'incitation liée à chaque objectif et la ou les dates cibles pour les atteindre.

Elia apprécie fortement le fait que cette procédure formelle soit complétée par des concertations entre la CREG et Elia afin d'améliorer la compréhension des incitants proposés par Elia et afin de pouvoir fixer les objectifs les plus clairs et réalistes possibles. Néanmoins, Elia regrette que fin octobre, la liste finale n'ait pas encore été fixée par la CREG. La date du 30 juin a été fixée dans la procédure formelle pour permettre à Elia d'intégrer dans des délais réalistes le travail de préparation de planification et d'organisation des ressources lié à la réalisation des incitants pour l'année suivante. En ne prenant une décision finale qu'à la fin de l'année 2021 en ce qui concerne les incitants 2022 (pour lesquels certains livrables sont prévus en Q1 2022), la CREG compromet la bonne organisation de notre travail, générant de l'inefficacité (impliquant de recommencer des processus de planification et d'arbitrage). En outre, ceci met Elia dans une situation où certains délais de livraison des livrables proposés en mars 2021 sont devenus trop ambitieux – dès lors que nos équipes doivent travailler à aligner le contenu des incitants pendant une longue période, sans être en mesure d'en planifier leur exécution (ceux-ci n'étant pas encore définis) –, et doivent donc être adaptés.

2. Le nombre d'incitants

Dans sa réponse à la consultation, Elia avait indiqué, comme déjà évoqué lors de la réunion informelle du 4 juin 2021, que le nombre maximum d'incitants ne devrait pas dépasser le nombre de 7, et ce pour des raisons de faisabilité tant pour Elia que pour les acteurs de marché (puisque chaque incitant implique typiquement une consultation publique et/ou la participation à des workshops). En effet, en 2021, plusieurs acteurs de marché ont fait savoir qu'ils n'étaient pas en mesure de participer comme ils l'auraient souhaité aux interactions prévues par Elia dans le cadre des incitants, faute de temps. Il semble peu probable que l'année 2022 soit moins contraignante à cet égard. A titre d'exemple, lors des dernières consultations portant sur les incitants de 2021², la FEBEG a donné l'avis suivant : « *As a first remark, FEBEG would like to share again its opinion on projects prioritization for the coming years. **The projects MARI, iCAROS and PICASSO will take most of our attention and resources. Other projects are low or even outside the priority list. In this context, FEBEG wants to inform ELIA that its members cannot put a lot of time and efforts in reviewing the proposed design in details, as well as evaluating the impacts such a design would have on its operational processes*** ».

² Par exemple la consultation publique sur l'étude relative à la désignation de plusieurs responsables d'équilibre (BRP) sur un point d'accès

Elia estime que la participation et les réactions des acteurs de marché sont indispensables pour atteindre les objectifs des incitants fixés par la CREG et, si d'application, préparer les implémentations qui en découlent de manière optimale.

Aujourd'hui, au vu des différentes modifications amenées entre le 31 mars et aujourd'hui et des discussions informelles avec la CREG décrites au § « Introduction » de la présente note nous comprenons que la CREG va in fine fixer 8 incitants. En effet, il s'agit des 7 incitants initialement proposés par Elia, dont le 3^e incitant ('FAT aFRR') qui sera finalement maintenu et reformulé, et de l'incitant « audit ToE », introduit par la CREG en remplacement de l'incitant « modalités aFRR/mFRR » (ajouté par la CREG pour être in fine remplacé). Elia est dès lors d'opinion qu'il n'est pas nécessaire de « remplacer » l'objectif supprimé par un autre.

3. La formulation du nouvel incitant proposé par la CREG

Elia souhaite tout d'abord mettre ce nouvel incitant dans son contexte. En effet, Elia aimerait rappeler que les conclusions des rapports d'audits sur le transfert d'énergie font état d'une implémentation fidèle à ce qui est édicté dans les règles et décisions régissant celui-ci. A côté de cette conclusion générale positive, l'auditeur donne des pistes d'améliorations qui peuvent ou non être implémentées par Elia selon les résultats de son analyse coût-avantage des recommandations. Il est effectivement possible que certaines recommandations ne soient pas jugées pertinentes à court terme car le risque identifié par l'auditeur n'a que très peu de probabilité d'occurrence, par rapport à d'autres projets qui, eux, sont jugés prioritaires par exemple. Elia a d'ailleurs déjà implémenté certaines recommandations faites par l'auditeur en 2018 et 2019, tout en faisant le choix de ne pas en implémenter d'autres et ce, sans que cela ait eu d'impact négatif sur les résultats généraux des audits suivants. Chaque année, Elia analyse s'il est opportun d'implémenter les recommandations en tenant compte de différents éléments : plus-value, utilité, budget et priorités dans un contexte plus large, à savoir l'exécution de l'ensemble de ses missions légales.

En ce qui concerne l'implémentation des recommandations faites par l'auditeur dans le dernier rapport et du temps nécessaire à leur implémentation, il est d'ores et déjà certain qu'Elia ne pourra pas toutes les mettre en œuvre d'ici la fin de 2022. En effet, certaines recommandations (la n°3 et 5) doivent faire l'objet d'analyses approfondies avant même de pouvoir s'engager sur d'éventuelles implémentations ; en outre, si une implémentation ressort comme étant pertinente à la suite de ces analyses, celle-ci demandera certainement des développements substantiels ainsi que des ressources importantes devant être intégrés dans le planning général. En outre, étant déjà à la fin de l'année 2021, cela limite la marge de manœuvre et il est important de rappeler que l'année prochaine sera marquée par la réalisation de trois projets de grande envergure (iCAROS, PICASSO et MARI) qui occupent déjà fortement les ressources d'Elia.

Comme indiqué, l'ajout d'un incitant additionnel ne nous semble véritablement pas approprié (cf. section 2. Le nombre d'incitants). Nous plaçons donc pour sa suppression. Si la CREG souhaite malgré tout le garder, Elia souligne ne pas être en mesure de le réaliser tel que proposé par la CREG. Elia proposerait alors comme alternative de mettre en œuvre les seules recommandations qui sont réalisables et pertinentes au vu des contraintes (délais impartis, budget, ressources et priorités) – à savoir les recommandations n°2, 4 et 6 – et, pour les autres (les recommandations n°3 et 5 qu'il est impossible de mettre en œuvre d'ici la fin 2022), de fournir une analyse coût-avantage détaillée ainsi que, lorsque considéré pertinent au terme de l'analyse coût-avantage, un plan d'implémentation.

Dans ce scénario, Elia propose de revoir le contenu de l'incitant comme ceci : « *L'incitant proposé par la CREG consiste en la mise en œuvre des recommandations de l'auditeur, si jugées pertinentes et réalisables par Elia, de manière à ce qu'elles soient corrigées lors de l'audit à réaliser durant l'année calendrier 2023 concernant l'activation des données de flexibilité de la demande en 2022 dans le cadre du transfert d'énergie. Les recommandations 2 à 6, mentionnées dans la section 4.1.4, se situent totalement dans le périmètre d'Elia et entrent donc dans le cadre de cet incitant. Les recommandations qui n'auront pas été mises en œuvre en 2022 devront alors être soumises à une analyse coût-avantage de la part d'Elia qui pourra être accompagnée par une suggestion de plan d'implémentation le cas échéant.* »

Pour terminer, Elia constate que la CREG fait notamment dépendre l'obtention du montant du nouvel incitant par Elia de la finalisation du rapport d'audit sur le transfert d'énergie de 2023 par l'auditeur externe dans un délai bien défini : « *ou si l'audit externe pour 2022 n'est pas finalisé lors de la prise de décision sur les soldes tarifaires 2023, le montant de l'incitant sera confirmé à 0 €.* ». Elia est d'avis que la qualité de la réalisation de ce nouvel incitant n'est aucunement liée au timing de la finalisation du rapport d'audit. De plus, Elia n'a pas un contrôle sur la réalisation dans les temps de l'audit. En effet, cela dépendra également de l'auditeur externe. Enfin, on ne peut faire dépendre le résultat de l'incitant en 2022 d'un événement devant intervenir en 2023 (la comptabilité d'Elia pour 2022 s'arrête en 2022). Par conséquent, Elia demande à ce que cette partie de la phrase soit supprimée : « *ou si l'audit externe pour 2022 n'est pas finalisé lors de la prise de décision sur les soldes tarifaires 2023* ».



FEBEG reaction to CREG consultation - New target in 2022 as part of incentive to promote system balance

Please find hereafter the FEBEG reaction to the consultation regarding the *new target in 2022 as part of incentive to promote system balance*.

This contribution is not confidential.

FEBEG wishes to refer to the previous consultations shared to Elia & CREG on this topic. We also wish to remind that we are worried by the efforts spent on this topic while looking at the amounts (MWhs) concretely activated (and that Elia presented in its yearly report + via WG Balancing). There is no doubt that spending resources on this will be at the expense of other important projects. Therefore, we ask that FEBEG members are not obliged or forced to invest scarce resources on this. Indeed, it would require a lot of efforts from market parties if ever there would ever be an implementation needed specifically for DSO-connected DP.

In addition – and a very important overall principle – FEBEG calls for a level-playing field for all DP no matter the connection level, be it on DSO or TSO level. Same processes of activation notifications and controls should be applied to DP irrespective of their connection level. The (partial) absence of controls on DSO level leaves the possibility to a BSP to take more risks on offered volumes as underdelivering is less controlled/ scrutinized. This simply not acceptable. The quality of the service delivered should be the same on TSO & DSO level.

Regarding the impacts on BRP – and considering the growing challenge to have balancing perimeters under control – the activated volumes should be notified with accuracy to the BRP source as it applies nowadays for TSO- connected DPs. In this regard, ex-post (instead of RT) verification is not acceptable for BRPs.

Do not hesitate to contact me if you have questions and/or remarks.

Best regards,



Federation of Belgian Electricity and Gas Companies vzw/asbl
Koningsstraat – Rue Royale 146
1000 Brussels
www.febeg.be