Bruxelles, le 15 février 2022

Avis – Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle aux unités de production d'électricité (PGM) considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV.

Article 21 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

economie
FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie

Personne de contact : Jo ROBBELEIN
Direction générale Energie – Monitoring de l'énergie et Système électrique
Tous les jours ouvrables de 9h à 16h.

Boulevard du Roi Albert II, 16
1000 Bruxelles

T +32 (0) 2 277.60.68
M +32(0) 474 55 97 15

jo.robbelein@economie.fgov.be
https://economie.fgov.be

.be

Contenu

I. CADRE LÉGAL 2

II. ANALYSE DE LA DEMANDE DE DÉROGATION 2

III. AVIS DE LA DIRECTION GÉNÉRALE ÉNERGIE - Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle 4

IV. CONCLUSION 9

I. CADRE LÉGAL

Elia Transmission Belgium SA (ci-après Elia) a, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport pertinent, fait usage de l'article 63 du Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après 'le code de réseau européen RfG') pour introduire une demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle tel que décrit à l'article 4.1,a) du code de réseau européen RfG auprès de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après 'la CREG').

En application de l'article 21, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après AR RÈGLEMENT TECHNIQUE FÉDÉRAL), la CREG a envoyé une copie à la Direction Générale Énergie ('DG Énergie') le 17 novembre 2021. En application de ce même article, la DG Énergie peut, dans les trois mois de la réception de cette copie de la demande de dérogation, transmettre un avis à la CREG.

L'article 21 de l'A.R. Règlement Technique Fédéral est rédigé comme suit (je souligne) :
« Art. 21. Les <u>demandes de dérogation</u> visées par les codes de réseau et lignes directrices européens sont soumises à l'approbation de la commission conformément à ceux-ci et dans le respect des procédures qui y sont établies.
<u>En outre, la commission transmet une copie de la demande de dérogation à la Direction générale de l'Energie dans les trois jours de la réception de celle-ci.</u> La commission lui transmet également une copie des éventuelles informations complémentaires qu'elle aurait demandées et reçues dans les trois jours de la réception de celles-ci. <u>La Direction Générale de l'Energie peut transmettre à la commission un avis dans les trois mois de la réception de la copie de la demande de dérogation.</u> Si ces informations sont reçues par la Direction générale de l'Energie avant l'expiration de son délai de trois mois, celui-ci est prolongé d'un mois supplémentaire. Si ces informations sont reçues par la Direction Générale de l'Energie après l'expiration de son délai de trois mois, elle dispose d'un nouveau délai d'un mois à compter de la réception de celles-ci pour compléter son avis. »

II. ANALYSE DE LA DEMANDE DE DÉROGATION

Le 17 novembre 2021, la CREG a transmis les documents suivants par voie électronique à la DG Énergie :

- <u>Lettre de la CREG à la DG Énergie (référencée : 2021/T211/V635ATI/CVE/WGO) :</u>
  Verzoek tot advies over de afwijkingsaanvraag van Elia Transmission Belgium NV ingediend bij de CREG met toepassing van artikel 63 van de Europese netcode RfG
- <u>Lettre d'Elia à la CREG avec comme objet (réf. : 20211028/PRA/Y2.560/SST) :</u>
  Demande de dérogation – exigences RfG
- Tous les documents relatifs à la demande de dérogation qui ont été envoyés d'Elia à la CREG :

- Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle (tel que décrit à l'article 4.1,a) du code européen RfG) (en français et en néerlandais).
- Réactions à la consultation publique.
- Le rapport de consultation.

Dans cette demande à la CREG, Elia demande une dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle aux unités de production d'électricité (PGM) du type D considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV (ci-après les unités concernées) tel que décrit à l'article 4.1,a) du code de réseau européen RfG. L'implémentation de ce principe est élaborée plus en détail aux articles 71, §1er, 1° ; 161 et 162 de l'AR Règlement Technique Fédéral. Le caractère existant ou non des unités de production d'électricité est défini à l'article 4.2 du code de réseau européen RfG et à l'article 35, §7, alinéa premier, et §8, de l'AR Règlement Technique Fédéral.

Cela concerne une demande de dérogation pour certaines catégories d'unités de production d'électricité raccordées à leur réseau selon l'article 63 du code de réseau européen RfG. Cette demande traite tous les points tels que définis par les exigences de forme qui ont été déterminées à l'article 63.2 du code de réseau européen RfG et les « Critères pour l'octroi de dérogations aux dispositions des codes de réseau RfG, DCC et/ou HVDC » établis par les régulateurs fédéraux et régionaux conformément à l'article 61.1 du code de réseau européen RfG[1].

- Identification du gestionnaire de réseau compétent et personne de contact
- Description des unités de production d'électricité pour lesquelles une dérogation est demandée
- Article du code de réseau européen RfG pour lequel une dérogation est demandée
- Motivation détaillée
    - Nature du problème
    - Ampleur du problème
    - Hypothèses de départ et risques
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur d'autres utilisateurs de réseau
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur la sécurité du réseau
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur le fonctionnement du marché
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur la sécurité d'approvisionnement
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur les échanges transfrontaliers.
    - Démonstration que la dérogation demandée n'a pas d'incidence négative inacceptable sur l'environnement ou la santé

[1] https://www.creg.be/fr/publications/autres-div-170420

- Démonstration que la dérogation demandée ne fournit pas d'avantages concurrentiels pour le producteur ou propriétaire des unités
- Démonstration que la dérogation demandée ne va pas plus loin que ce qui est strictement nécessaire
- Démonstration que la dérogation demandée ne peut raisonnablement pas être autorisée pour une durée plus courte que la durée demandée

Il est également précisé que cette demande de dérogation ne s'applique pas aux unités de production d'électricité raccordées à un CDS.

Cette dérogation est demandée pour une première période prenant fin le 9 juillet 2024.

III. AVIS DE LA DIRECTION GÉNÉRALE ÉNERGIE - Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle

1. Dans la description des unités concernées pour lesquelles une dérogation est demandée, Elia indique qu'il s'agit d'un nombre limité d'unités et de puissances, à savoir 28 unités de production d'électricité existantes d'une puissance totale de 128,8 MW, dont 7 unités de production d'électricité d'une puissance maximale de moins de 1 MW et une puissance totale de 2,6 MW. Il est en outre indiqué que seul un nombre limité de celles-ci subirait à l'avenir une modification qui relèverait du champ d'application d'une modernisation substantielle. Ces chiffres sont si petits par rapport aux autres catégories que les coûts liés au processus de modernisation par unité de production d'électricité doivent être confrontés aux bénéfices plutôt limités pour la gestion du système en raison de la faible puissance. Dans l'analyse des coûts et bénéfices, cette puissance de 128,8 MW est comparée à la puissance totale des autres catégories d'unités de production d'électricité :
    - 141 unités de production d'électricité du type C et D d'une puissance supérieure à 25 MW qui représentent une puissance installée totale de 15830 MW et qui sont raccordées soit au réseau Elia, soit aux réseaux de distribution belges. Les unités concernées ne représentent que 0,81 % de la puissance installée des unités de production d'électricité de type C et D de plus de 25 MW.
    - 9769 unités de production d'électricité de type A et B d'une puissance de moins de 25 MW pour une puissance installée totale de 8866 MW sont raccordées soit au réseau Elia, soit aux différents réseaux de distribution belges. Les unités concernées ne représentent que 1,45 % de la puissance installée des unités de production d'électricité de type A et B de moins de 25 MW.

2. Le 9 juillet 2019, Elia System Operator SA a déposé à la CREG une demande de dérogation de l'obligation pour les unités de production d'électricité d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV de conformer à certaines exigences du code de réseau européen RfG. Le 15 octobre 2019, la DG

Énergie a rendu un avis à ce sujet. La CREG a entériné cette demande de dérogation[2], et ce pour une durée de cinq ans. Le délai dans cette demande de dérogation est en conformité avec celle-ci, c'est-à-dire jusqu'au 9 juillet 2024. La dérogation qui a alors été accordée aurait pour effet que s'il est décidé, après une modernisation substantielle, qu'une nouvelle convention de raccordement est nécessaire, les unités concernées devront répondre aux exigences comme si elles étaient raccordées en tant que nouvelle unité à une tension inférieure à 110kV.

3. Dans la motivation détaillée de la présente demande de dérogation, Elia indique que l'application du principe de modernisation substantielle aux unités concernées est « inopportune ». Les arguments suivants sont cités :
    - L'absence d'un avantage significatif à la gestion du système alors que le respect de cette règle pour laquelle une dérogation est demandée entraîne un coût supplémentaire disproportionné à charge du producteur.
    - Une inégalité de traitement entre des unités d'une puissance installée inférieure à 25 MW qui sont d'une part raccordées à une tension inférieure à 110kV (type A et B) et d'autre part raccordées à une tension supérieure ou égale à 110 kV (type D). Ceci mènerait à une discrimination et à un désavantage concurrentiel pour les unités concernées raccordées à une tension de 110kV ou plus par rapport aux unités d'une puissance installée inférieure à 25 MW raccordées à une tension inférieure à 110 kV.

   Elia indique qu'avec cette demande de dérogation aussi, les exigences pour les unités existantes restent également d'application pour les unités de production d'électricité de type D considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW après une modernisation substantielle.

4. En ce qui concerne l'argument de l'inégalité de traitement, la DG Energie rappelle que le code de réseau européen RfG prescrit qu'une distinction doit être faite entre les différents types d'installations de production, sur la base des différents niveaux de tension auxquels ces installations de production sont connectées et de leur capacité de production maximale, et que ces différents types d'installations de production doivent être soumis à des niveaux d'exigences différents. Une éventuelle future modification du code de réseau européen RfG sera, comme indiqué dans la demande de dérogation, discutée plus en détail par le groupe de travail européen RfG. L'issue potentielle de ces discussions a été prise en considération pour déterminer le délai de cette dérogation. Il convient en revanche de remarquer qu'un raccordement à 110kV ou plus d'unités d'une puissance maximale inférieure à 25MW est plutôt exceptionnel et que dans de nombreuses circonstances, il arrive contre le gré du gestionnaire des unités concernées, tel que décrit par Elia dans la demande de dérogation sous les hypothèses de départ et risques.

[2] https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2028FR.pdf

5. L'absence d'un avantage significatif à la gestion du système de transmission doit, comme l'indique l'article 63.1, f) du code de réseau européen RfG, être considérée via une analyse des coûts et bénéfices conformément à l'article 39 de ce même code réseau.

6. Elia indique que les bénéfices pour le système ne font pas contrepoids par rapport aux coûts en raison de toute une série d'arguments qui sont résumés ci-après (propre sélection) :

    a. Avant l'entrée en vigueur de l'AR Règlement Technique Fédéral du 22 avril 2019, les unités concernées étaient considérées comme des unités de production d'électricité non réglantes, c'est-à-dire que leur capacité à supporter le réseau en tension et en fréquence a été considérée comme secondaire par rapport aux unités réglantes de plus de 25 MW raccordées au réseau Elia , raison pour laquelle répondre aux prescriptions applicables aux unités de type D en cas de modernisation substantielle nécessiterait de nombreuses adaptations à ces unités qui n'ont pas été conçues en ce sens.
    b. La contribution potentielle après modernisation des unités concernées au maintien de la fréquence en Belgique n'est pas nécessaire pour le système.
    c. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, à la stabilité du réseau en ce qui concerne les exigences spécifiques en termes de fréquence n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La modernisation nécessaire nécessiterait une réadaptation complète du système de contrôle-commande et une étude approfondie des effets thermodynamiques non prévus à l'origine sur ces machines.
    d. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, à la stabilité du réseau en ce qui concerne la tenue en tension n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. Les exigences en termes de tenue en tension applicables aux unités considérées comme existantes sont considérées comme suffisantes.
    e. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, en ce qui concerne la tenue aux creux de tension (Fault-Ride Through) n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. Les exigences en termes de tenue aux creux de tension applicables aux unités considérées comme existantes sont considérées comme suffisantes. La modernisation nécessaire nécessiterait une réadaptation complète du système de contrôle-commande et une étude approfondie des effets thermodynamiques non prévus à l'origine sur ces machines.
    f. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, en ce qui concerne la capacité de génération ou d'absorption de puissance réactive en fonction de la production de puissance active n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La modernisation nécessaire nécessiterait une réadaptation complète du système de contrôle-commande et une étude approfondie des effets thermodynamiques non prévus à l'origine sur ces machines. Dans certains cas, une production ou une absorption complémentaire de puissance réactive pourrait aboutir à une réduction de la puissance active, ce qui est contraire aux objectifs en termes de sécurité d'approvisionnement ou d'intégration d'énergie renouvelable.

g. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, en termes d'injection de courant réactif additionnel en cas de défaut n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La modernisation nécessaire nécessiterait une réadaptation complète du système de contrôle-commande et une étude approfondie des effets thermodynamiques non prévus à l'origine sur ces machines.
h. La contribution potentielle, après modernisation des unités concernées, en ce qui concerne le statisme réactif (droop) n'est pas nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La modernisation nécessaire nécessiterait une réadaptation complète du système de contrôle-commande et une étude approfondie des effets thermodynamiques non prévus à l'origine sur ces machines.
i. L'imposition, en cas de modernisation substantielle, aux unités concernées des défauts et de suivi du comportement dynamique du réseau (tension, puissance active et réactive, fréquence) engendre un coût pour le producteur. Ce coût n'est pas justifié pour l'amélioration des modèles de comportement dynamique du réseau, étant donné que ces unités ont en général une trop faible inertie pour influencer significativement le comportement du réseau à 110 kV ou supérieur. Ici, Elia a signalé une estimation indicative du coût pour l'unité d'un dispositif d'enregistrement des défauts et de suivi du comportement dynamique du réseau d'environ 110 k€.
j. L'imposition, en cas de modernisation substantielle, aux unités concernées de moyens de communication d'informations en temps réel et de possibilités de modulation de puissance en temps réel implique des coûts pour le producteur qui sont disproportionnés par rapport aux bénéfices potentiels limités et non significatifs pour le réseau. Ici, Elia a signalé une estimation indicative du coût pour l'unité d'outils et de voies de communication entre l'armoire d'interface d'Elia jusqu'au site de contrôle du module PGM d'environ 35 k€/km.
k. L'imposition, en cas de modernisation substantielle, aux unités concernées d'une modélisation dynamique détaillée implique des coûts pour le producteur qui sont disproportionnés par rapport aux bénéfices potentiels limités et non significatifs pour le réseau. Une modélisation simplifiée est suffisante pour simuler le comportement dynamique du système électrique. Des coûts de testing plus importants seraient également à prévoir.

7. Il n'est pas donné d'estimation quantitative des avantages pour le réseau grâce aux exigences imposées, telles que mentionnées dans la demande et brièvement énumérées au point 6 du présent avis, mais il est indiqué que ceux-ci sont négligeables étant donné le volume limité de puissance. À cet effet, l'évaluation telle qu'effectuée au point 1 du présent avis est concluante et l'on peut comprendre qu'une analyse quantitative des avantages est difficile à chiffrer si ces avantages sont déjà perceptibles pour le réseau. En outre, toutes les unités citées ne subiront pas une modernisation substantielle, raison pour laquelle ces volumes sont une limite maximale et les avantages seraient encore plus limités.

8. Il convient toutefois de constater que l'analyse des coûts et bénéfices fournie par Elia n'a pas été effectuée selon la méthodologie conformément à l'article 39 du code de réseau européen RfG tel que requis à l'article 63.2, f) de ce même code. Une estimation des coûts est uniquement effectuée pour les exigences telles que mentionnées dans le présent avis sous le point 6. i et j. D'un point de vue qualitatif, l'on peut tant soit peu partir de l'hypothèse que les coûts liés aux exigences qui suivraient après une modernisation substantielle des unités concernées sont substantiels, et l'on peut effectivement poser la question de savoir si une modernisation des unités concernées qui fournissent une puissance limitée serait rentable d'un point de vue économique. Cependant, pour obtenir une réponse à cette question, une analyse quantitative est nécessaire et celle-ci n'a été fournie que de manière très limitée dans cette demande de dérogation. Il est en outre renvoyé à des exigences imposées aux nouvelles unités de type D, où il convient de remarquer qu'une dérogation accordée précédemment (voir point 2 du présent avis) prévoit que si une nouvelle convention de raccordement doit être conclue, les unités concernées doivent répondre aux exigences d'un type A ou B selon leur puissance maximale. Cela ne signifie pas qu'il n'y aurait pas d'investissements qui doivent être considérés face aux avantages limités pour la gestion du réseau.

9. La présente dérogation est demandée jusqu'au 9 juillet 2024. Ce délai a été aligné sur une demande de dérogation précédente aux exigences applicables aux nouvelles unités de production d'électricité (PGM) d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, sur laquelle la DG Énergie a formulé un avis le 15 octobre 2019 et la CREG a pris la décision (B)2028 le 6 décembre 2019. La DG Énergie n'a dès lors aucune objection quant à ce délai proposé.

10. Conformément à l'article 10.1 du code de réseau européen RfG, Elia a organisé une consultation publique concernant cette demande de dérogation durant la période allant du 13 août au 1er octobre 2021 inclus. Elia a reçu deux réactions non confidentielles, à savoir de la FEBEG et de Febeliec. Tous deux souscrivent à cette demande de dérogation. Febeliec indique que cette demande pouvait également, en ce qui les concerne, être étendue aux PGM d'une puissance comprise entre 25MW et 75MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV qui pourraient être considérées comme type C si leur point de raccordement se situe à une tension inférieure à 110 kV. Elia n'a pas repris cette remarque dans cette demande de dérogation, mais signale la prendre en considération en cas de prolongation éventuelle de cette demande de dérogation, si la réglementation n'a pas encore été adaptée en ce sens. Febeliec signale aussi qu'il aurait mieux valu étendre le délai à au moins 10 ans, ce à quoi Elia répond qu'elle prendra ce point en considération en cas de prolongation éventuelle de cette demande de dérogation.

11. Comme indiqué dans l'analyse de la demande de dérogation, celle-ci est soumise aux exigences de forme déterminées par l'article 63.2 du code de réseau européen RfG et les « Critères pour

l'octroi de dérogations aux dispositions des codes de réseau RfG, DCC et/ou HVDC » établis par les régulateurs fédéraux et régionaux conformément à l'article 61.1 du code de réseau européen RfG[3]. Cette demande de dérogation répond à tous ces critères. La DG Énergie n'a pas d'autres remarques sur les réponses formulées par Elia aux questions résultant des critères tels que fixés par les régulateurs fédéraux et régionaux. Une interprétation adéquate a été donnée à tous les points. Un point de critique concerne, comme indiqué précédemment, la méthodologie utilisée pour l'analyse des coûts et bénéfices. Celle-ci n'est pas conforme à ce qui a été décrit dans ces critères ou à l'article 39 du code de réseau européen RfG. Malgré le fait que pour cette demande, suffisamment d'éléments qui justifient cette dérogation aient été cités, l'avis est tout de même rendu de, si possible, lors de demandes de dérogation suivantes, donner une interprétation meilleure et plus claire des exigences telles que mentionnées à l'article 39 du code de réseau européen RfG.

IV. CONCLUSION

Après une analyse approfondie de la « Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle » telle qu'introduite par Elia auprès la CREG, la DG Énergie a constaté que toutes les exigences de forme et critères ont été remplies. Une analyse des coûts et bénéfices a été effectuée par Elia où la DG Énergie, malgré l'absence de très nombreux éléments quantitatifs et le non suivi de la méthodologie imposée, peut tout de même donner son consentement au bilan positif en faveur de cette dérogation. Une consultation publique indique que les parties concernées suivent le gestionnaire de réseau. Le fait de ne pas devoir remplir les exigences potentielles qui seraient imposées après une modernisation substantielle a un impact très limité sur le réseau et sur d'autres critères tels que définis par les régulateurs fédéraux et régionaux. Tous ces éléments ensemble poussent la DG Énergie à décider de rendre un avis positif quant à la « Demande de dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle (tel que décrit à l'article 4.1,a) du code de réseau européen RfG) - Dérogation à l'application du principe de modernisation substantielle aux unités de production d'électricité (PGM) considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV. ».

[3] https://www.creg.be/fr/publications/autres-div-170420

Nous espérons avoir pu vous être utiles. Si vous avez des questions, n’hésitez pas à contacter mon collaborateur Jo ROBBELEIN ou moi-même.

Je vous prie d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de mes sentiments distingués.

Directrice générale a.i.

Nancy Mahieu (Authentication)

Digitally signed by Nancy Mahieu (Authentication)
Date: 2022.02.15 16:33:24 +01'00'

Nancy MAHIEU