

Beslissing

(B)656G/50
6 april 2023

Beslissing over het aangepast tariefvoorstel van Fluxys Belgium NV betreffende de vervoerstarieven voor de jaren 2024-2027, alsook over de kortingen, multiplicatoren en seizoensfactoren die van toepassing zijn op de aardgasvervoersnettarieven van Fluxys Belgium NV voor de periode 2024-2027

Artikelen 15/5*bis*, § 7 en 15/14, § 2, tweede lid, 9°*bis*, van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen, *juncto* de artikelen 27, § 4 en 28, § 1, *in fine*, van verordening (EU) 2017/460 van de Europese Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
VERKLARENDE WOORDENLIJST	3
1. WETTELIJK KADER	4
2. ANTECEDENTEN	5
2.1. ALGEMEEN	5
2.2. RAADPLEGING	5
3. ANALYSE VAN HET TARIEFVOORSTEL	7
3.1. Vanuit het oogpunt van de tariefmethodologie	7
3.2. Uit het oogpunt van artikel 27 van Verordening 2017/460 EN VAN HET ACER-RAPPORT	9
3.2.1. De volledigheid van de gepubliceerde informatie	9
3.2.2. De methode voor de berekening van de referentieprijzen voor H-gas	10
3.2.3. De methode voor de berekening van de referentieprijzen voor L-gas	11
3.2.4. Andere opmerkingen uit het ACER-rapport	12
4. ALGEMEEN VOORBEHOUD	12
5. DISPOSITIEF	13
BIJLAGE 1: REACTIES OP DE RAADPLEGING VAN FLUXYS BELGIUM	14
BIJLAGE 2: REACTIES OP DE RAADPLEGING VAN DE CREG	35
BIJLAGE 3: LIJST VAN DE TARIEVEN	37

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna het aangepast tariefvoorstel van Fluxys Belgium NV betreffende de vervoerstarieven voor de jaren 2024-2027 (hierna: "het tariefvoorstel"). De CREG geeft tevens gevolg aan haar ontwerpbesluit van 6 oktober 2022 betreffende de kortingen, multiplicatoren en seizoensfactoren die van toepassing zijn op de aardgasvervoersnettarieven van Fluxys Belgium NV voor de periode 2024-2027.

Naast de inleiding en het lexicon bevat onderhavige beslissing vijf delen. Het wettelijke kader wordt uiteengezet in het eerste deel. In het tweede deel worden de antecedenten, met inbegrip van de raadplegingsmodaliteiten, toegelicht. Het derde deel bevat de analyse van het tariefvoorstel. Er wordt een algemeen voorbehoud geformuleerd in het vierde deel. Het vijfde deel bevat de eigenlijke beslissing.

Het directiecomité van de CREG heeft deze beslissing aangenomen tijdens zijn vergadering van 6 april 2023.

VERKLARENDE WOORDENLIJST

'**ACER**': het Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators, opgericht bij Verordening (EG) nr. 713/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009.

'**CREG**': de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, zoals beschreven in artikel 23 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

'**Richtlijn 2009/73**' van het Europees parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG.

'**Fluxys Belgium**': de naamloze vennootschap Fluxys Belgium, die werd aangesteld als beheerder van het vervoersnet voor aardgas en beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas door de ministeriële besluiten van 23 februari 2010.

'**Gaswet**': de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen, laatst gewijzigd door de wet van 26 december 2022.

'**Tariefmethodologie**': het besluit (Z)1110/12 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie voor de regulatoire periode 2024-2027, zoals goedgekeurd door het directiecomité van de CREG op 30 juni 2022.

'**Verordening 715/2009**' van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot de vervoersnetten voor aardgas en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1775/2005.

'**Verordening (EU) 2017/460**' van de Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas.

1. WETTELIJK KADER

1. Artikel 15/5 van de gaswet bepaalt dat de toegang tot het aardgasvervoersnet verloopt op basis van tarieven die zijn goedgekeurd door de CREG.

2. Artikel 15/5bis, § 2 van de gaswet bepaalt dat de CREG de tariefmethodologie opstelt die de beheerders moeten gebruiken voor het opstellen van hun tariefvoorstellen overlegd wordt met deze beheerders en volgens een procedure vastgesteld in gemeenschappelijk akkoord, bij gebreke daaraan legt de gaswet een minimale overlegprocedure vast die dient te worden nageleefd.

3. Bovendien voorziet artikel 15/5bis, § 8 van de gaswet in het volgende:

"De invoerings- en goedkeuringsprocedure voor de tariefvoorstellen maakt het voorwerp uit van een akkoord tussen de commissie en de aardgasvervoersnetbeheerder, de aardgasopslaginstallatiebeheerder en de LNG-installatiebeheerder."

4. Om die twee doelstellingen te bereiken, sloten de CREG en FLUXYS BELGIUM op 16 december 2021 een akkoord betreffende de procedures voor de aanpassing van de tariefmethodologie voor het beheer van het transportnet voor aardgas, het beheer van de aardgasopslaginstallatie en het beheer van de LNG-installatie en de goedkeuring van de tariefvoorstellen en wijziging van tarieven. Drie aanhangsels bij dit akkoord werden ondertekend op 14 maart 2022, 2 juni 2022 en 13 oktober 2022.

5. Uiteindelijk keurde de CREG op 30 juni 2022 haar tariefmethodologie goed, die op dezelfde dag in werking is getreden (art. 45) (zie lexicon).

6. Artikel 15/14, § 2, 9^obis van de gaswet bepaalt dat de CREG de tariefbevoegdheden bedoeld in de artikelen 15/5 tot 15/5quinquies uitoefent en de toepassing van de tarieven door de vervoersbedrijven wat hun respectievelijke netten betreft, controleert.

7. Artikel 15/5bis, § 7 van de gaswet voorziet het volgende:

"De commissie onderzoekt het tariefvoorstel, beslist over de goedkeuring van deze en deelt haar gemotiveerde beslissing mee aan de beheerder met inachtneming van de invoerings- en goedkeuringsprocedure voor de tarieven."

8. Bovendien bevat Europese verordening 715/2009 enkele tariefbepalingen. Enerzijds bevat artikel 13 van deze verordening basisregels met betrekking tot de tarieven voor de toegang tot het vervoersnet: het bepaalt in het bijzonder dat zij een afspiegeling moeten zijn van de werkelijke kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte netbeheerder. Anderzijds bepaalt artikel 24 van deze verordening dat de regulerende instanties bij de uitoefening van hun verantwoordelijkheden erop toezien dat deze verordening wordt nageleefd.

9. Deze verordening vormt dus een aanvullende rechtsgrond waardoor de CREG bevoegd is om een uitspraak te doen over het verzoek van NV FLUXYS BELGIUM.

10. Bovendien bepaalt artikel 27, §4, van Verordening 2017/460 dat de CREG een gemotiveerde beslissing neemt en publiceert over alle in artikel 26, §1, van die verordening genoemde elementen.

11. Overeenkomstig artikel 28, §1, van deze verordening moet de CREG ook een gemotiveerde beslissing nemen over de volgende elementen:

- a) het niveau van de multiplicatoren;
- b) in voorkomend geval, het niveau van de seizoensfactoren en de in artikel 15 beschreven berekeningen;
- c) de niveaus van de aanpassingen bepaald in artikel 9, §2, en artikel 16.

12. De voornoemde artikelen van de Gaswet en Verordening 2017/460 vormen dus de rechtsgrond voor onderhavige beslissing.

2. ANTECEDENTEN

2.1. ALGEMEEN

13. Op 22 december 2022 ontving de CREG per post het tariefvoorstel 2024-2027 van FLUXYS BELGIUM voor de tarieven voor het gebruik van het aardgasvervoersnet voor de regulatoire periode die de jaren 2024 tot 2027 bestrijkt.

14. Op 1 februari 2023 heeft de CREG per brief bijkomende inlichtingen gevraagd.

15. FLUXYS BELGIUM heeft op deze vraag geantwoord per brief van 16 februari 2023.

16. Vervolgens werden talrijke e-mailberichten uitgewisseld tussen medewerkers van de CREG en FLUXYS BELGIUM omtrent specifieke vragen.

17. Op 16 maart 2023 heeft de CREG het tariefvoorstel van Fluxys Belgium verworpen en het bedrijf uitgenodigd om een aangepast voorstel in te dienen, waarbij de door de CREG gevraagde correcties en opmerkingen in haar ontwerpbeslissing (hierna: "de ontwerpbeslissing van 16 maart 2023") worden opgenomen.

18. Op 31 maart 2023 ontving de CREG per post het aangepast tariefvoorstel 2024-2027 van Fluxys Belgium voor de tarieven voor het gebruik van het aardgasvervoersnet voor de regulatoire periode die de jaren 2024 tot 2027 bestrijkt.

2.2. RAADPLEGING

19. Krachtens artikel 23, § 1 van zijn huishoudelijk reglement heeft het directiecomité in het kader van deze beslissing om de volgende redenen beslist om geen raadpleging te organiseren in toepassing van artikel 33, § 4 van zijn huishoudelijk reglement:

- a) tussen 6 oktober 2022 en 6 december 2022 heeft FLUXYS BELGIUM een openbare raadpleging¹ georganiseerd overeenkomstig artikel 26 van verordening 2017/460, waarvan het verslag in bijlage is opgenomen;
- b) op 22 december 2022 legde FLUXYS BELGIUM aan de CREG zijn tariefvoorstel voor, waarbij de reacties van de *stakeholders* op de raadpleging en het raadplegingsverslag werden toegevoegd.

20. Op basis van artikel 27, paragraaf 2, van Verordening 2017/460 analyseert ACER de volgende aspecten van het raadplegingsdocument:

- a) of alle in artikel 26, paragraaf 1, bedoelde informatie is gepubliceerd;

¹ <https://www.fluxys.com/en/products-services/empowering-you/customer-interactions/consultations-in-belgium---transmission/fluxys-belgium-market-consultation-59>

- b) of de elementen die overeenkomstig artikel 26 aan een raadpleging zijn onderworpen, voldoen aan de onderstaande verplichtingen:
 - 1) of de voorgestelde methode voor de berekening van de referentieprijzen voldoet aan de verplichtingen overeenkomstig artikel 7;
 - 2) of is voldaan aan de criteria voor de vaststelling van de vervoerstarieven op basis van de hoeveelheid van de gasstromen, als bedoeld in artikel 4, paragraaf 3;
 - 3) of is voldaan aan de criteria voor de vaststelling van de tarieven voor niet-transmissiediensten als bedoeld in artikel 4, paragraaf 4.

21. Met betrekking tot de kortingen, multiplicatoren en seizoensfactoren die van toepassing zijn op de aardgasvervoersnettatarieven van Fluxys Belgium voor de periode 2024-2027, heeft het directiecomité van de CREG overeenkomstig artikel 23, §1, van het huishoudelijk reglement beslist om van 6 oktober 2022 tot en met 5 december 2022 een openbare raadpleging te houden op basis van een op haar website gepubliceerde ontwerpbeslissing. Zoals vereist door artikel 28, § 1, van Verordening 2017/460 heeft de CREG tegelijkertijd de nationale regulerende instanties van alle rechtstreeks aangesloten lidstaten geraadpleegd.

22. De CREG ontving geen reactie van de naburige regulatoren, maar ontving wel twee reacties van de betrokken partijen, waaronder FEBEG en Febeliec (zie bijlage 2 bij deze beslissing).

23. Febeliec heeft geantwoord dat ze geen specifieke opmerkingen heeft. Niettemin verzoekt ze de CREG om de impact van kortingen, multiplicatoren en seizoensfactoren op de markttoegang en de werking van de markt tijdens en na de regulatoire periode te analyseren.

24. FEBEG wil weten waarom de CREG voorstelt om de toepassing van multiplicatoren uit te breiden tot de exitpunten van de interconnectie.

25. De CREG verduidelijkt dit door de noodzaak om kruissubsidiëring tussen netgebruikers te vermijden en ervoor te zorgen dat de reserveprijzen beter de kosten weerspiegelen.

26. FEBEG merkt op dat de CREG voorstelt om de vermindering voor afschakelbare capaciteit op 20% te houden, wat het resultaat is van een waarschijnlijkheid van afschakeling van 20% en een aanpassingscoëfficiënt gelijk aan 1, terwijl voor de periode 2019-2023 ditzelfde resultaat wordt verkregen door de waarschijnlijkheid van afschakeling met 10% te vermenigvuldigen met een aanpassingscoëfficiënt gelijk aan 2. Indien de waarschijnlijkheid van afschakeling van de afschakelbare capaciteit van FLUXYS BELGIUM is toegenomen, vraagt FEBEG om ten minste de aanpassingscoëfficiënt op 2 te houden, en dus een vermindering van $2 * 20\% = 40\%$ op de afschakelbare capaciteit toe te passen.

27. Aangezien de waarschijnlijkheid van afschakeling niet significant is gewijzigd, handhaaft de CREG de vermindering voor de afschakelbare capaciteit op 20%, op basis van een waarschijnlijkheid van afschakeling van 10% vermenigvuldigd met een aanpassingscoëfficiënt gelijk aan 2.

28. Tot slot, is FEBEG van mening dat indien de kosten die voortvloeien uit de onderschrijvingen van backhaulcapaciteit enkel administratieve kosten zijn voor FLUXYS BELGIUM, de backhaultarieven niet meer mogen toenemen dan de inflatie. FEBEG merkt met name op dat de backhaultarieven in Blaregnies L en Hilvarenbeek L bijna zullen verviervoudigen in de periode 2024-2027.

29. Met betrekking tot de vaste capaciteit past de CREG voor de backhaulcapaciteit dezelfde tariefverlaging toe als voor de afschakelbare capaciteit, namelijk 20%. Voor de grensoverschrijdende L-punten is het zo dat de eenheidstarieven voor de vaste capaciteit sterk stijgen, door de reserveringen van capaciteit die eveneens sterk dalen, zodat de totale inkomsten nagenoeg stabiel zijn. De backhaultarieven op deze punten worden dus alleen beïnvloed door deze stijgende tendens (*accessorium sequitur principale*).

3. ANALYSE VAN HET TARIEFVOORSTEL

3.1. VANUIT HET OOGPUNT VAN DE TARIEFMETHODOLOGIE

30. FLUXYS BELGIUM heeft zijn gewijzigd tariefvoorstel, goedgekeurd door de raad van bestuur op 29 maart 2023, ingediend, vergezeld van de bijlagen I. Investeringen, II. Raadplegingsverslag en III. Rapporteringsmodel *ex ante*.

31. In zijn gewijzigd tariefvoorstel 2024-2027 heeft FLUXYS BELGIUM een overzicht gegeven van de totale inkomsten over vier jaar.

Tabel 1: overzicht van de totale inkomsten (in euro) op basis van tabel 1 van het door FLUXYS BELGIUM ingediende rapporteringsmodel

[VERTROUWELIJK]

32. In haar ontwerpbeslissing van 16 maart 2023 heeft de CREG vastgesteld dat het bedrag van de rubriek "overdrachten tussen resultatenrekening en balans: regulatoire rekeningen", in totaal 451 miljoen euro over 4 jaar, niet volstaat om de tarieven stabiel te houden ten opzichte van het laatste jaar van de vorige periode, exclusief inflatie.

33. Opdat de CREG het tariefvoorstel van FLUXYS BELGIUM zou kunnen goedkeuren, moest het bedrijf het gebruik van de regularisatierekening verhogen tot een totaal van 555 miljoen euro zodat de tarieven niet zouden stijgen (exclusief inflatie) ten opzichte van de tarieven die sinds 1 juli 2022 van kracht zijn.

34. De CREG stelt vast dat Fluxys Belgium rekening heeft gehouden met haar aanbeveling om 555 miljoen euro van de regularisatierekening te gebruiken om de tarieven sinds 1 juli 2022 stabiel te houden. De CREG kan het aangepast voorstel op dit punt dus aanvaarden.

35. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM geen rekening heeft gehouden met de terugtrekking van een [VERTROUWELIJK] bevrachter. [VERTROUWELIJK]

36. Opdat de CREG het tariefvoorstel van FLUXYS BELGIUM zou kunnen goedkeuren, moest het bedrijf de capaciteit van deze bevrachter schrappen.

37. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM in zijn aangepast voorstel de geraamde inkomsten van een [VERTROUWELIJK] bevrachter heeft geschrapt. De CREG kan het voorstel op dit punt dus aanvaarden.

38. De CREG merkt op dat FLUXYS BELGIUM in de RAB het bedrag van 7 miljoen euro aan zogenaamde "inert gemaakte" leidingen, heeft gehandhaafd. De CREG is van mening dat deze leidingen voorlopig geen economische waarde hebben omdat ze, ook tijdelijk, buiten dienst zijn.

39. Opdat de CREG het voorstel van FLUXYS BELGIUM zou kunnen goedkeuren, moest het bedrijf de "inert gemaakte" leidingen voor een bedrag van 7 miljoen euro uit de RAB schrappen.

40. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM in zijn gewijzigd voorstel de "inerte" leidingen ter waarde van 7 miljoen euro uit de RAB heeft geschrapt. De CREG kan het voorstel op dit punt dus aanvaarden.

41. De CREG merkt op dat FLUXYS BELGIUM belangrijke investeringen in IT heeft gepland. De CREG heeft een analyse van de digitaliseringsprojecten laten uitvoeren door een IT-consultant die

concludeerde dat er mogelijk sprake is van enige redundantie bij de projecten en dat de kosten-batenverhouding onvoldoende gedocumenteerd is. De CREG vroeg om een verlaging van het budget met [VERTROUWELIJK].

42. Opdat de CREG het tariefvoorstel van FLUXYS BELGIUM zou kunnen goedkeuren, vroeg de CREG te bewijzen dat er geen overlapping is en de kosten-batenverhouding te documenteren.

43. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM het IT-investeringsbudget met [VERTROUWELIJK] heeft verminderd. Het IT-investeringsplan dat in dit gewijzigd tariefvoorstel is opgenomen, bedraagt dus [VERTROUWELIJK] miljoen euro, d.w.z. een vermindering met [VERTROUWELIJK] ten opzichte van het investeringsplan over 10 jaar. Dit bedrag is een plafond voor de periode 2024-2027 dat eventueel enkel in de marge kan evolueren, uitsluitend in geval van gerechtvaardigde noodzakelijkheid, en hetgeen deel zal uitmaken van een specifieke ex ante en ex post jaarlijkse rapportering vanwege Fluxys Belgium. Hieronder volgt een tabel met een overzicht van de opeenvolgende verlagingen in miljoen euro:

[VERTROUWELIJK]

44. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM een gemiddeld WACC-percentage heeft toegepast op de RAB met betrekking tot de L-gasleiding. De CREG stelt eveneens vast dat FLUXYS BELGIUM slechts een deel van de standaard regularisatierekening heeft toegewezen aan de toegestane inkomsten van de L-gasleiding. Tot slot merkt de CREG op dat FLUXYS BELGIUM het entrytarief voor L-gas heeft berekend op een niet-geperequateerde manier ten aanzien van de entrytarieven voor H-gas.

45. Opdat de CREG het tariefvoorstel van FLUXYS BELGIUM zou kunnen goedkeuren, moest het bedrijf het basis-WACC-percentage toepassen. Bovendien moest FLUXYS BELGIUM een deel van de regularisatierekening van de veilingpremies ontvangen eind 2023 toewijzen aan de L-gasleiding. Tot slot moest FLUXYS BELGIUM alle entrytarieven perequateren.

46. De CREG stelt vast dat FLUXYS BELGIUM de verzoeken van de vorige paragraaf betreffende de L-gasleiding heeft opgevolgd. De CREG kan het voorstel op dit punt dus aanvaarden.

47. De CREG stelt vast dat het saldo van de regularisatierekening eind 2027 niet op nul zal eindigen.

48. Opdat de CREG het tariefvoorstel zou kunnen goedkeuren, moest FLUXYS BELGIUM ervoor zorgen dat de evolutie van de regularisatierekening eind 2027 op een nulsaldo zal uitkomen.

49. De CREG stelt vast dat Fluxys Belgium de evolutie van de regularisatierekening in zijn gewijzigd voorstel heeft aangepast, zoals gevraagd. Hieronder volgt de aangepast tabel die rekening houdt met alle verzoeken van de CREG (ramingen in miljoen euro):

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	<u>Teruggave aan de tarieven 2024-2027</u>
<u>Standaard regularisatierekening</u>							
Saldo begin van het jaar	248,0	27,0	-17,2	-10,6	-5,6	-1,7	
Dotaties	170,0	10,7	6,5	5,0	3,9	1,8	
Gebruik voor de tarieven	-91,0	-54,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Uitzonderlijke solidariteitsbijdrage	-300,0	-	-	-	-	-	
Saldo einde van het jaar	27,0	-17,2	-10,6	-5,6	-1,7	0,0	
<u>Veilingpremies regularisatierekening</u>							
Saldo begin van het jaar	2,0	519,0	740,6	605,3	467,6	327,9	
Dotaties	517,0	338,8	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gebruik tarieven H		-54,1	-128,9	-131,2	-133,4	-135,5	-529,0
Gebruik tarieven L			-6,5	-6,4	-6,4	-6,4	-25,7
Investerings		-63,0	0,0	0,0	0,0	-186,0	
Saldo einde van het jaar	519,0	740,6	605,3	467,6	327,9	0,0	-554,7

3.2. UIT HET OOGPUNT VAN ARTIKEL 27 VAN VERORDENING 2017/460 EN VAN HET ACER-RAPPORT

3.2.1. De volledigheid van de gepubliceerde informatie

50. De CREG stelt vast, net als ACER² in zijn rapport, dat de informatie met betrekking tot de volgende niet-transmissiediensten onvolledig was tijdens de marktraadpleging door FLUXYS BELGIUM³:

- a) de tariefmethodologie van toepassing op de niet-transmissiediensten;
- b) het deel van de toegestane of geraamde inkomsten dat naar verwachting via deze tarieven zal worden terugverdiend;
- c) de wijze waarop de inkomsten uit niet-transmissiediensten worden geïnd, zoals aangegeven in artikel 17, paragraaf 3 van verordening 2017/460;

51. De CREG bevestigt dat deze diensten als niet-transmissiediensten kunnen worden gekwalificeerd omdat ze geen afstands- en capaciteitselementen als kostenfactoren bevatten. Deze kosten zijn dus niet terug te vinden in de gereguleerde transmissietarieven, maar in een specifiek tarief dat door de gebruikers van deze diensten wordt betaald. Overeenkomstig artikel 26 § 1, punt c, ii) van Verordening 2017/460 houdt de tariefmethodologie in dat voor elk van deze diensten afzonderlijk een verzameling van kosten wordt bepaald. Deze verzamelingen van kosten, die dus overeenkomen met de voor deze diensten toegestane inkomsten, worden vervolgens gedeeld door het aantal geplande diensten dat FLUXYS BELGIUM van plan is te verkopen, op basis van de verkopen van de voorgaande jaren. Deze niet-transmissiediensten genereren ongeveer 59 M € per jaar, wat ongeveer 20 % van het totale toegestane inkomen van FLUXYS BELGIUM vertegenwoordigt. In grootteorde volgen hier de toegestane inkomsten voor de niet-transmissiediensten:

- dienst drukreducering:	32 M€
- odorisatie naar distributie toe:	5 M€
- Diensten aan naburige TSO's:	15 M€
- optische vezels:	2 M€
- Hub-diensten:	5 M€

52. De CREG stelt, net als ACER, vast dat de meegedeelde details over de toegestane inkomsten voor de L-gasnetten te beperkt waren tijdens de marktconsultatie door FLUXYS BELGIUM⁴. Opdat de CREG het tariefvoorstel zou kunnen goedkeuren, diende FLUXYS BELGIUM deze details, overeenkomstig Verordening 2017/460, te verstrekken binnen de in artikel 32 van dezelfde verordening vastgestelde termijnen.

53. De CREG merkt, net als ACER, op dat FLUXYS BELGIUM voor de niet-transmissiedienst van de exit van L-gas naar België de geraamde hoeveelheden moet ramen zodat de CREG het tariefvoorstel kan goedkeuren.

² Agency Report – Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Belgium, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Agency_report-analysis_of_the_consultation_document_for_Belgium.pdf

³ Evenwel heeft FLUXYS BELGIUM deze informatie nadien via e-mail aan ACER meegedeeld.

⁴ Evenwel heeft FLUXYS BELGIUM deze informatie nadien via e-mail aan ACER meegedeeld.

54. Bovendien is de CREG het niet eens met ACER dat de hypothesen en de methodologie die worden gebruikt om de tarieven te bepalen, onvolledig zijn. In zijn vorig rapport was ACER tevreden met de verstrekte informatie die even gedetailleerd was⁵.

55. Voorts is de CREG het niet eens met ACER over het feit dat FLUXYS BELGIUM de energieprijzen zou moeten verstrekken die worden gebruikt om de inkomsten te voorspellen die de vervoerstarieven op basis van de hoeveelheid van de gasstromen zullen genereren. Verordening 2017/460 voorziet niet in een dergelijke verplichting. Bovendien heeft ACER in zijn vorig rapport niet op dit punt gewezen.

3.2.2. De methode voor de berekening van de referentieprijzen voor H-gas

56. ACER beveelt de CREG aan om de duur van de tariefperiode te verkorten tot de regularisatierekening terug op een niveau komt dat vergelijkbaar is met dat van de andere TNB's van de EU.

57. Volgens de CREG is deze aanbeveling niet-ontvankelijk aangezien deze buiten de bevoegdheden van ACER valt (zie paragraaf 20), alsook geen deel uitmaakt van het toepassingsgebied van het geanalyseerde raadplegingsdocument. Bovendien is de aanbeveling ongegrond, aangezien het referentieprijsniveau, rekening houdend met inflatie, geldt voor de gehele duur van de reguleringsperiode van vier jaar. Tot slot heeft geen enkele stakeholder tijdens de raadpleging kritiek geuit op de duur van de tariefperiode, integendeel.

58. In zijn verslag beveelt ACER aan dat FLUXYS BELGIUM niet de toepasselijke waarden voor elke IP-grens en voor de voor elk jaar berekende binnenlandse exitpunten verstrekt met betrekking tot de geraamde waarden van de onderschreven capaciteit. ACER beveelt aan dat de CREG de vooropgestelde volumes gas die via het Belgische vervoersnet moeten worden getransporteerd en de geplande onderschreven capaciteit publiceert.

59. De CREG is van mening dat deze aanbeveling ongegrond is aangezien FLUXYS BELGIUM deze informatie wel degelijk heeft verstrekt in de grafiek op pagina 11 van zijn raadplegingsdocument⁶. Bovendien heeft FLUXYS BELGIUM op verzoek van ACER zijn tariefmodel met al deze informatie toegezonden. Ten slotte zijn de te vervoeren gasvolumes geen parameter die wordt gebruikt bij de methode voor de berekening van de referentieprijzen. Deze aanbeveling is ook niet-ontvankelijk aangezien deze buiten de bevoegdheden van ACER valt (zie paragraaf 20).

60. Opdat de CREG het tariefvoorstel zou kunnen goedkeuren, vraagt de CREG echter aan FLUXYS BELGIUM om de voorspelde capaciteit op elk interconnectiepunt beter in te schatten zodat de tarieven stabiel blijven tijdens de regulatoire periode en ze de onderliggende kosten nauwkeurig weergeven.

61. Met betrekking tot de methodologie die is gebruikt om de onderschreven capaciteit te voorspellen, is ACER van mening dat deze informatie niet volstaat om de in de vorige tariefperiode waargenomen afwijkingen te verklaren en dat er geen lessen uit kunnen worden getrokken om dergelijke afwijkingen te voorkomen. ACER beveelt aan dat de CREG de methodologie publiceert die wordt gebruikt om de onderschreven capaciteit te voorspellen. Voorts verzoekt ACER de CREG om het verschil tussen de geplande capaciteit en de gerealiseerde gecontracteerde capaciteit voor elk jaar te publiceren en te evalueren, te beginnen met de waarden voor de periode 2020 tot en met 2023.

⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Belgium.pdf

⁶ <https://www.fluxys.com/-/media/project/fluxys/public/corporate/fluxyscom/documents/fluxys-belgium/commercial/tariffs/transmission/2024-2027-tariff-proposal/fluxys-belgium-tariffs-2024-2027---consultation-document.pdf>

62. De CREG is van mening dat deze aanbeveling ongegrond is aangezien FLUXYS BELGIUM deze informatie wel degelijk heeft verstrekt in zijn raadplegingsdocument⁷. De CREG kan niet voldoen aan dit bijkomende verzoek, dat buiten de bevoegdheden van ACER valt (zie paragraaf 20), alsook Verordening 2017/460.

63. De CREG stelt, net als ACER, vast dat de beoordeling van de kostentoe wijzing is gebeurd volgens de in Verordening 2017/460 beschreven methode en dat de resultaten van de mate van kruissubsidiëring onder de maximumdrempels blijven die in artikel 5 van Verordening 2017/460 zijn bepaald.

Tabel 2: kostentoe wijzingsbeoordeling

	2024	2025	2026	2027
sum Dom revenues Entry	25.102.736	26.825.768	30.158.910	32.913.121
sum Dom revenues Exit	76.908.562	81.182.092	82.562.187	83.883.182
sum Dom costs driver Entry	4.360.320.031	4.666.595.536	5.170.487.886	5.533.691.453
sum Dom costs driver Exit	9.534.472.044	9.886.314.404	9.886.314.404	9.886.314.404
Dom ratio	0,73%	0,74%	0,75%	0,76%
sum Cross-B revenues Entry	47.539.735	44.384.564	41.859.400	37.790.771
sum Cross-B revenues Exit	69.861.856	66.000.235	63.445.051	57.165.280
sum Cross-B costs driver Entry	8.455.792.043	7.721.974.748	7.176.890.135	6.354.227.154
sum Cross-B costs driver Exit	8.756.658.017	8.081.311.714	7.555.994.864	6.690.582.561
Cross-Border ratio	0,68%	0,70%	0,71%	0,73%
Cross-subsidiation ratio	7,36%	6,06%	4,63%	3,97%
			average 2024-27	5,51%

64. De CREG stelt, net als ACER, vast dat de door FLUXYS BELGIUM voorgestelde methode voor de berekening van de referentieprijzen in overeenstemming is met artikel 7 van Verordening 2017/460. Niettemin beveelt ACER de CREG aan om rekening te houden met de beoordeling in de recente studie inzake *“Future Regulatory Decisions on Natural Gas: Repurposing, Decommissioning and Reinvestments”*⁸.

65. Volgens de CREG is deze aanbeveling niet-ontvankelijk, aangezien deze buiten de bevoegdheden van ACER valt (zie paragraaf 20), geen deel uitmaakt van het toepassingsgebied van Verordening 2017/460 en ook buiten het bereik van het geanalyseerde raadplegingsdocument valt.

3.2.3. De methode voor de berekening van de referentieprijzen voor L-gas

66. ACER onderstreept dat een volledige analyse van de door FLUXYS BELGIUM voorgestelde "postzegeltarief"-methode niet mogelijk is omdat onvoldoende informatie wordt verstrekt over de parameters die een rol spelen bij de methodologie, namelijk de geplande contractuele capaciteit en de toegestane inkomsten. ACER beveelt de CREG dan ook aan om de waarden en parameters die

⁷ Ibid., p. 11-12, zoals ACER erkent in voetnoot 10 op pagina 13.

⁸ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Media/News/Documents/Future%20Regulation%20of%20Natural%20Gas%20Networks%20-%20Final%20Report%20DNV.pdf>

worden gebruikt als voorspelling voor de onderschreven capaciteit te rechtvaardigen, en daarnaast de details van de daartoe gebruikte methodologie te verstrekken.

67. De CREG merkt, net als ACER, op dat de impact van de capaciteitsverwachting op de vervoerstarieven voor L-gas kan worden geminimaliseerd door een specifieke regularisatierekening voor L-gas op te stellen. De aparte behandeling van de L-gas-infrastructuur en haar specifieke groep van netgebruikers rechtvaardigt immers een aparte verrekening van de inkomsten die via de tarieven voor het L-gasnet worden gerecupereerd. De CREG heeft FLUXYS BELGIUM dan ook gevraagd om deze specifieke regularisatierekening op te stellen zodra de L/H-conversie in België, gepland voor 2024, voltooid is.

68. De CREG stelt vast dat Fluxys Belgium ermee instemt om een specifieke regularisatierekening voor L-gas op te stellen die gepland is voor 2024. De CREG kan het voorstel op dit punt dus aanvaarden.

3.2.4. Andere opmerkingen uit het ACER-rapport

69. In zijn rapport heeft ACER⁹ een reeks andere opmerkingen en aanbevelingen opgenomen, die volgens de CREG niet-ontvankelijk zijn omdat ze buiten de bevoegdheden van ACER vallen (zie paragraaf 20), geen deel uitmaken van het toepassingsgebied van het geanalyseerde consultatiedocument en zelfs duidelijk buiten het bereik van Verordening 2017/460 vallen.

4. ALGEMEEN VOORBEHOUD

In deze beslissing heeft de CREG een uitspraak gedaan over de budgetten en vooruitzichten van FLUXYS BELGIUM voor de jaren 2024-2027. Deze cijfers en vooruitzichten zullen bijgewerkt worden tijdens de afrekeningen op basis van de cijfers die de CREG heeft gemaakt en gecontroleerd. Hoewel de CREG verwijst naar bepaalde cijfers in het Tariefverslag 2022 van FLUXYS BELGIUM, doet dit geen afbreuk aan de goedkeuring van dit Tariefverslag 2022.

Overeenkomstig artikel 41(2), in fine, van richtlijn 2009/73 loopt deze beslissing niet vooruit op de toekomstige uitoefening van de tariefbevoegdheid. De CREG heeft de bevoegdheid om de tarieven of de methode permanent bij te sturen, zelfs binnen de huidige regulatoire periode op basis van de artikelen 41(6) en 41(10) van de richtlijn 2009/73 en/of de omzetting ervan naar Belgisch recht.

⁹ Agency Report – Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Belgium, Chapter 7, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Agency_report-analysis_of_the_consultation_document_for_Belgium.pdf.

5. DISPOSITIEF

Overwegende het aangepast tariefvoorstel van 31 maart 2023 van FLUXYS BELGIUM;

Overwegende het voorgaande;

De CREG beslist, in toepassing van artikels 15/5*bis*, § 7 en 15/14, 9°*bis* van de gaswet, de vraag tot goedkeuring van de tarieven voor aansluiting en het gebruik van het vervoersnet van FLUXYS BELGIUM voor de jaren 2024-2027 te aanvaarden.

De goedgekeurde tarieven bevinden zich in bijlage 3 bij onderhavige beslissing.

///

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. voorzitter van het directiecomité

BIJLAGE 1: REACTIES OP DE RAADPLEGING VAN FLUXYS BELGIUM

Vragen en antwoorden in verband met de marktconsultatie Document voorbereid door FLUXYS BELGIUM

Questions and Answers				
#	From	Topic	Questions / Comments by Stakeholders	Answers / Comments by Fluxys Belgium
1.1	Commission de Régulation de l'Energie (CRE)	A very high tariff inflation on the Lgas network	<p>Fluxys explains that, with the end of the conversion plan of Belgian domestic grids to high-calorific gas (known as 'H-gas') in 2024, the L-gas transmission system will be “exclusively operated for the need of the cross-border service to France”. CRE understands that the tariff for the use of the L-gas transmission networks could thus be subject to a very significant increase during the next regulatory period: between 2023 and 2027, the tariff would be multiplied by 10 at the entry point Hilvarenbeek L (from €0.851/kWh/h/year to €9.366/kWh/h/year) and multiplied by almost 13 at the exit point Blaregnies L (from €1.387/kWh/h/year to €19.016/kWh/h/year).</p> <p>According to Fluxys, this particularly high increase in the tariffs is the result of the conversion of the Belgian grids to H-gas from 2024 and of Fluxys’ anticipated decrease in capacity bookings at L-gas interconnection points as the H-gas conversion plan for Northern France carries on – due to run until 2029.</p>	<p>The increasing tariffs over the years 2024-2027 is the result of the decreasing forecasted contracted capacities that reflects the gradual conversion of French market from L-gas to H-gas over 2024-2027 while the costs to be recovered are stable over the 4 years (just inflated). Indeed, the dedicated infrastructure remains fully allocated to the L-gas borderto-border service until the end of the L/H conversion in France.</p>
1.2	Commission de Régulation de l'Energie (CRE)	Underestimated assumptions for capacity bookings	<p>First of all, CRE is surprised by the low booking assumptions made by Fluxys for the entry at Hilvarenbeek L and the exit at Blaregnies L. These assumptions seem to be designed to cover French L-gas consumption on average, which is not consistent with the booking profile usually observed for the zone. The subscribers take into account seasonality and peak consumption, which always results in a higher booking level than the one allowing to strictly cover average consumption. This assumption results in artificially high tariff terms.</p>	<p>No capacity is currently booked at the Blaregnies L exit point after the end of the L to H conversion in Belgium. The forecasted contracted capacities serving as reference for the calculation of the L-gas tariffs have then to be estimated by Fluxys Belgium. The Forecasted Contracted Capacities are calculated using the yearly volume for consumers demand for L-gas from the Netherlands in France as indicated in the Winter Report 2022. On these volumes, the same reduction is applied as for the Belgian consumption because of the lower consumption driven by the current market circumstances (high energy prices and energy transition). The result is then profiled into monthly volumes based on the historical figures that are available in the</p>

				Winter Report and then resulting into the Forecasted Contracted Capacities.
1.3	Commission de Régulation de l'Energie (CRE)	Increased need for transparency in assessing L-gas network costs	<p>On the other hand, CRE does not have any information to assess the share of Fluxys' costs corresponding to the L-gas grid. In the absence of any justification, CRE cannot consider acceptable the level (more than €17 million per year) and the evolution of the authorized revenue that Fluxys intends to collect at Hilvarenbeek L and Blaregnies L, which must strictly correspond to the costs generated by the L-gas network assets. CRE notes that the revenue to be collected on the L-gas grid is growing slightly between 2024 and 2027, even though this network was essentially commissioned more than 50 years ago. Logically, for such old and depreciated assets, the costs to be covered should decrease, as is the case for Fluxys' regulated asset base (RAB), which as a whole has decreased by almost 14% between 2017 and 2022, from around €2.2bn to almost €1.9bn². In the absence of detailed information on the RAB of the L-gas assets, CRE wonders about their depreciation method.</p> <p>Moreover, CRE considers that the last users of a network should not, in any case, bear the stranded costs of a system which was designed to be shared with other players. Lastly, some of the gas network assets may ultimately be converted to meet other needs (transport of H-gas, hydrogen, etc.). The depreciation terms must also take into account the value of these future uses. In this context, CRE considers it necessary to publish as soon as possible the calculation parameters justifying the cost trajectory and therefore the authorised revenue published by Fluxys for the L-gas networks (in particular, and at least, the past evolution and future projections of the RAB of the assets concerned, the depreciation method of these assets, the capital and operating costs over the coming regulatory period). CRE considers that the absence of these elements does not allow the public consultation process to take place under satisfactory conditions.</p>	The costs allocated to the L-gas grid are fully cost reflective and subject to CREG approval, as all costs allocations to services in the framework of the tariff proposal. The costs allocation and the tariff calculation are in line with CREG's tariff methodology (amongst other the depreciation rules) and the EU network code for tariffs. The details of the allowed costs are not public hence not part of the public consultation. However, in case CRE estimates necessary to get clarity on the underlying costs of the allowed revenue, CRE may ask CREG to get additional information.

1.4	Commission de Régulation de l'Energie (CRE)	A necessary consistency between the split of H-gas and L-gas assets and the functioning of the regulatory account	<p>CRE also considers that Fluxys' regulatory account must work in a manner consistent with the split proposed by Fluxys. This coverage mechanism must be designed to specifically return to users of the L-gas network the differences (positive or negative) between the revenue actually collected on the L-gas network and the revenue anticipated on this network when the tariff was set. Symmetrically, revenue differences on the H-gas network should be returned specifically to the users of the H-gas network. CRE points out that the Tariffs network code stipulates (Article 20(1)) that "the full or partial reconciliation of the regulatory account shall be carried out in accordance with the applied reference price methodology". If the tariffs calculated by Fluxys reflect a split between the B-gas and H-gas assets, the reconciliation of the regulatory account must therefore follow the same split. In the absence of any reference to the functioning of the regulatory account in Fluxys' consultation document, CRE therefore wishes to ensure that the operation of this account is consistent with the split of assets. Otherwise, H-gas network users would structurally benefit from a cross-subsidy to the detriment of the L-gas network users in the event of additional capacity bookings.</p>	<p>Fluxys Belgium understands the CRE remarks and confirms the intention to settle revenue differences in the L-gas system and the H-gas system separately and according to the reference price methodology applied in both systems.</p>
-----	---	---	--	--

2.1	EDF	LNG terminals competitiveness and Security of supply	<p>In particular EDF is concerned about the maintain of LNG terminal competitiveness over the next tariff period. EDF would like to remind that LNG is an essential mean for supply diversification and security, especially since the drastic lowering of Russian gas supply. This change in supply scheme has made LNG a pillar of the supply diversification and security, and this phenomenon is also important since European indigenous gas resources are declining on the medium to long term. Therefore, to substitute the gas import from Russia, Europe must diversify its supply and for that, it is important to encourage and support at least over the next 2 to 3 years the attractiveness of the LNG in Belgium for the benefit of the Belgian and European markets.</p> <p>We consider that the Belgian gas network is as crucial for Belgium as for the European market since about half of transmitted gas volumes in Belgium regards international transit. In this contest this network plays a key role for LNG imports in Europe since it is directly connected to the two major LNG terminals that are Zeebrugge and Dunkerque LNG.</p>	<p>Fluxys Belgium fully agrees with the importance of the LNG terminals in the supply diversification and security, next to the import through pipelines. However, not applying a discount on the tariff is the default situation while applying a discount is the exception to be justified. Belgium is a well-interconnected country with access to different supply sources. Applying a discount at the entry point from the LNG terminal seems in this case difficult to justify, due to potential impact on the other interconnection points.</p> <p>The EU network code for tariff requests to apply a 50% discount at least (and up to 100%) to entry and exit from/to storage. The EU gas package under development favors a 100% discount to boost the storages filling level at EU level. In this context Fluxys Belgium considered reasonable to implement a 100% discount. Furthermore gas entering the</p>
-----	-----	--	---	---

			<p>Regarding the competitiveness of the LNG terminals, EDF observes with respect to Article 9 of TAR NC (“ At entry points from LNG facilities, and at entry points from and exit points to infrastructure developed with the purpose of ending the isolation of Member States in respect of their gas transmission systems, a discount may be applied to the respective capacity-based transmission tariffs for the purposes of increasing security of supply.”), that no discount is applied at entry points from LNG terminals (both Dunkirk LNG and Zeebrugge LNG terminals entry points). This choice has been made without any reason given.</p> <p>Regarding the 100% discount applied to storage, EDF understands this measure as an incentive for market players to use storage (as it is proposed to be been done in France as well), nevertheless EDF would also mention that the missing revenues coming from this discount, should not have an impact on cross-border tariffs or other entry tariffs (for example entry tariff from LNG terminal) in an objective of overall coherence with security of supply measures.</p>	<p>storage has already paid an entry tariff when entering the Belgian system and will pay an exit tariff (either at IPs or at domestic exit points) when exiting the Belgian system.</p>
2.2	EDF	<p>Removal of the discount on Operational Capacity Usage Commitments “OCUC”</p>	<p>One of the adjustments of the new Fluxys proposal is the removal of the OCUC’s discount, as this discount was the result of reduced use of the flexibility of the network for OCUC services which seems to be no longer the case.</p> <p>EDF can understand the reason of such a change, but in that case, it should come along with the release of the constraints that OCUC infers as a “bundle product”, i.e. the obligation to nominate the same volumes on the relevant Entry and Exit points of the OCUC.</p>	<p>Fluxys Belgium understands the suggestion and is considering to make a proposal to the market to tackle this point in the coming months.</p>
2.3	EDF	<p>Drastic Increase on exit points (VIP BENE, VIP THE-ZTP)</p>	<p>Even if EDF understands the change of the flows as a consequence of the current situation, EDF does not support such an increase on Exit towards Germany or the Netherlands. In the opposite, the exit tariffs should be maintained at the same level in order to support the interconnections between the countries ensuring and helping the European Security of Supply. Moreover, we consider such increase (around +50%) particularly significant also considering that some operators invested in transmission capacity transits during the recent transmission capacity auctions with the aim to contribute to help the EU gas system</p>	<p>The increase of the Exit capacity tariffs at VIP-BENE and VIP-THE ZTP is the direct result of the application of the reference "capacity weighted distance" reference price methodology (RPM) of the EU network code for tariffs. Given the change in flow patterns since the beginning of the Ukrainian crisis and which are expected to continue in the next years the flows have shifted from East->West to West->East with substantial capacity bookings and expected bookings on the exit IPs to Germany and the Netherlands increasing the costs allocated to these exit IPs hence increasing their tariffs.</p>

				Deviating from this reference RPM would introduce undue cross-subsidisation between IPs
2.4	EDF	Commodity based transmission tariffs: Energy in cash	<p>Regarding the commodity fee (so-called Energy In Cash) applied by Fluxys, EDF has already raised the problem regarding this fee which has increased drastically over the last months, without transparent justification. Indeed, according to our understanding of Fluxys income statement one cannot see a very clear increase of the “purchase of gas related to operational needs”. Still, this tariff term being proportional to the gas price reference, it has drastically increased for Fluxys customers. Fluxys proposes to keep this fee unchanged.</p> <p>With an objective of increased transparency, EDF would like first better understand the nature and volume of gas involved for Fluxys and the cost supported to be covered.</p> <p>Secondly, in order to mitigate this cost, Fluxys could consider different possibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Analyze the nature of the cost and consider the possible investments that could reduce the cost, establishing a business plan accordingly; - Modify the current formula to limit the effect of the increase of the gas reference price, for example the proportionality factor (0.08%) could decrease once the gas reference price reaches a certain level, the higher the energy price, the lower the ratio factor. <p>Another solution would be to consider a cap to the Energy in cash term, in order to avoid excessive impact of the tariff on shippers.</p> <p>This cap would be chosen by Fluxys based on its actual costs to be covered.</p> <p>In any case, in a purpose of transparency, more information should be disclosed regarding Fluxys energy expenses.</p>	<p>The 0,08% tariff represents the costs of the own consumptions to deliver the services. These costs are made of gas and electricity purchases. Both gas and electricity purchase prices increase and need to be reflected in the tariff. A balance of costs and revenues for this commodity tariff is submitted to CREG just as it is done for the capacity tariffs. It could even be that the costs are no longer covered by the tariff if gas prices would lower while electricity prices remain high.</p>

2.5	EDF	Use of the regulatory account	The Tariff proposal underlines the fact that the regulatory account will be set at -50M€ at the end of the regulatory period. Considering the current and situation of the energy sector, EDF would find it relevant to reinject this amount (or a part of this) in the current tariff period in order to reduce the unitary terms. Furthermore, it would be interesting to understand better the forecasted level of the premium regulatory account due to the capacity sales to support the German gas system for example and how it will be used by Fluxys.	Considering the substantial amount returned to the tariff over the 2024-2027 period it seems wise to keep aside the 50M€ foreseen by the CREG tariff methodology to dampen the tariff increase in the next regulatory period (2028 onwards). The premium account is used to support the tariffs in the regulatory period and to support investments to reduce congestion as foreseen in the EU network codes.
2.6	EDF	General remark regarding the tariff proposal	Considering the difference between the current tariff and the Fluxys proposal from 2024, there is a huge gap in the tariff for L gas transmission due to the decision to accelerate the L/H conversion (+ 262% on the Baregnies L release), with an indisputable drastic impact on market players. EDF considers that such choices must be appropriately accompanied by discussions and dialogue before making decisions, in order to find the best solution for the parties and to avoid drastic movements and changes that are detrimental to market players.	The advice is taken into account.
3.1	Engie	Compliance with the Network Code & transparency over tariff construction and the regulatory account	We are deeply concerned by potential cross subsidization between the H and L zones. We have reason to believe that Fluxys' tariff proposal generates by construction a risk of cross subsidization between the two zones, to the detriment of the L-zone users, because of the calculation of the forecasted contracted capacity on the L zone, as detailed below. Article 20.1 of the Tariff Network Code states that "The full or partial reconciliation of the regulatory account shall be carried out in accordance with the applied reference price methodology and, in addition, by using the charge referred to in Article 4(3)(b), if applied.". Since Fluxys is splitting the revenues of the H and L zones, we request that the 460 M€ that Fluxys intends to return to the market over the period of 24-27 be returned on both L and H tariffs, in respect of the mentioned article of the NC Tar. In addition, future H and L tariffs shall also be calculated in respect of the same article. We expect Fluxys to be transparent on the absence of any cross subsidization between the L and H zones.	The regulatory account is returned to the tariffs according to the applicable reference tariff methodology and both H and L systems benefit from the support of the regulatory account. For future tariffs the eventual regulatory account accumulated over the period will be returned in accordance with the applicable RPM in both H and L systems to avoid cross-subsidisation as it has been done for the 2024-2027 tariffs that were consulted.
3.2	Engie	Regulatory account	ENGIE would like to have more elements on the regulatory account current level and forecast at the end of 2023. Fluxys will return 460 M€ to the 24-27 tariffs, and keep 50 M€, without precisising the level of the account at the beginning of the regulatory period. Moreover, the methodology introduced the creation of a separate regulatory account for auction premiums, as well as the possibility to utilize part of the regulatory account 'premiums' for investments to remedy to congestions. In this matter, we have the following questions :	On top of the returned amount to the tariffs 2024-2027 and the 50M€ kept for the next regulatory period, the remaining part is foreseen to be used for investments with the aim to reduce the congestion. A substantial part of this support to investments is foreseen for the reinforcement on the West-East axis flowing gas to Germany and The Netherlands. The amounts returned to the market is from both premium account and regulatory account while support to the investments is exclusively from the premium account as foreseen by the EU network codes. L-gas tariffs receive

			<ul style="list-style-type: none"> - Can we assume that the regulatory account level will be at 510 M€ at the beginning of the regulatory period ? Does Fluxys intend to use part of the regulatory account for investments ? If yes, is it already deducted from the regulatory account amount to be returned to the tariffs over 24-27 ? - What is the forecasted level of the premiums regulatory account ? - Is the money to be returned to the market taken from the “premium” regulatory account or the “regular” one ? - What is the amount of the regulatory account that Fluxys will return to L-gas tariffs ? 	<p>their share of the regulatory account which reduces the allowed revenue to be recovered from tariffs. Please note also that 300M€ are foreseen to be used from the regulatory account in 2023 to cover the cost linked to the solidarity contribution decided by the Belgian government.</p>
3.3	Engie	Termination of the OCUCs and Wheelings discount	<p>Since OCUC’s will no longer benefit from a tariff discount, ENGIE requests that all OCUC capacity to be transformed back into the underlying Entry and Exit services to/from ZTP. ENGIE does not support the end of OCUCs discounts unless the OCUC holders are relieved from the constraints that OCUC infers, i.e. the obligation to nominate the same volumes on the relevant Entry and Exit points of the OCUC.</p> <p>In particular, Engie notes that in Fluxys tariff proposal the Reference price for 2024 for the OCUC “Dunkirk LNG Terminal/Virtualys - IZT/Zeebrugge” is equal to the Reference price of Firm Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys + Firm Exit capacity at IZT/Zeebrugge, while some grid users contracted this OCUC as the combination of Interruptible Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys + Firm Exit capacity at IZT/Zeebrugge. Engie is of the view that when the OCUC is “broken” back into Entry & Exit capacity, either the underlying Entry capacity that the user gets is made firm, or the tariff that the user will have to pay for its Interruptible capacity should be equal to the Interruptible Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys, and therefore benefit from the interruptible capacity discount.</p>	<p>Fluxys Belgium understands the suggestion and is considering to make a proposal to the market to tackle this point in the coming months.</p>
3.4	Engie	H to L quality conversion tariffs	<p>ENGIE was surprised to see a tariff forecast on the H to L conversion service on the period of 24-27, while the service was deemed to cease to be offered on March 31st 2023.</p>	<p>The H to L conversion tariff will indeed no longer be necessary in the 2024-2027 tariff period.</p>
3.5	Engie	Forecasted contracted capacity and future tariffs	<p>Fluxys forecast 0 bookings on the Exit IZT/Zeebrugge point for the period of 2023 – 2027, whilst market spreads show a potential of gas exports to the UK during the winter of each year. ENGIE requests that Fluxys takes into account a reasonable forecasted contracted capacity at Exit IZT/Zeebrugge point in the calculation of its transmission tariffs.</p>	<p>Forecasted contracted capacities are not zero. They include well bookings on the IZT/Zeebrugge Exit IP. The zero figures for the IZT/Zeebrugge Exit IP given in the graph of page 11 of the consultation document are for the expected flow towards that IP. However the tariffs are calculated based on the forecasted contracted capacities which</p>

				include the current bookings and expected additional bookings. Current bookings are then well taken into account in the forecasted contracted capacities even if not used in the envisaged flow patterns.
--	--	--	--	---

3.6	Engie	Forecasted contracted capacity and future tariffs	The Exit capacity tariffs at VIP-BENE and VIP-THE ZTP are to increase by more than 50% between 2023 and 2024. This instability in tariffs is not appreciated by the market as it increases the risks of booking long term capacity in advance.	The increase of the Exit capacity tariffs at VIP-BENE and VIP-THE ZTP are the direct result of the application of the reference "capacity weighted distance" reference price methodology of the EU network code for tariffs. Given the change in flow patterns since the beginning of the Ukrainian crisis and which are expected to continue in the next years the flows have shifted from East->West to West->East with substantial capacity bookings and expected bookings on the exit IPs to Germany and the Netherlands increasing the costs allocated to these exit IPs hence increasing their tariffs.
3.7	Engie	L-zone tariffs	<p><u>Tariff at Hilvarenbeek Entry and Exit:</u> Fluxys introduces a cross delivery service on Hilvarenbeek Entry and Blarégnyies L Exit capacities after the end of the conversion of the L-zone expected in September 2024. However, Hilvarenbeek capacities can/will be utilized to deliver L-gas to Belgian Hcustomers even after the end of the conversion of the Belgian L-zone, via the L to H quality conversion service. ENGIE requests that Hilvarenbeek to be considered as an IP connecting TTF to ZTP, and both Entry to the ZTP and Backhaul Exit capacities at this IP shall therefore be offered at the same tariff as VIP-BENE. <u>Tariff at Blarégnyies L Exit:</u> This tariff only dedicated to the L gas transit to France should be determined to make it possible for Fluxys to be remunerated up to the level the revenue allowed on the natural transmission grid L, which Fluxys estimates at around €17 million per year. Tariff depends on the capacity subscription levels but these cannot be easily anticipated because the L-Gas Market Conversion is de facto not in the hands of the shippers or their customers. It is driven by Transmission System Operators. For example, the sudden and unexpected decision to accelerate the end of conversion in Belgium is good evidence of this.</p>	<p>There is no cross delivery service introduced. Hilvarenbeek L entry capacity and Blaregnies L exit capacity can be booked independently. Hilvarenbeek L entry capacity does not give access to the ZTP as it is part of the L-gas system. A transfer of L-gas into the H-gas system remains possible through the Quality Conversion to H service.</p> <p>Fluxys Belgium does not have the necessary information to estimate the needed capacities towards the French L-gas market which L to H conversion is not in Fluxys Belgium hands, hence Fluxys Belgium used the Winter Report 2022 to estimate the L-gas flows to France and converted them into forecasted contracted capacities as explained in the consultation document. It is Fluxys Belgium's intention to adjust the L-gas capacity tariffs based on the actual bookings hence revenues and to return/recover the regulatory account of the L-gas revenues to/from L-gas tariffs.</p>

			<p>Our proposal: ENGIE would like Fluxys :</p> <ul style="list-style-type: none"> to manage the regulation account in respect of the mentioned article 4(3)(b) of the NC Tar, to adjust the Blarégnyes L Exit tariff as much as necessary to keep the Fluxys L gas revenue as close to the authorized revenue so that L-Gas Market Conversion process driven by national grid operators does not prejudice Shippers and customers in any way. to be fully transparent about the 17 M€. This amount is not well substantiated. 	<p>The details of the L-gas allowed revenue are not public hence not part of the public consultation. However, in case CRE estimates necessary to get clarity on the underlying costs of the allowed revenue, CRE may ask CREG to get additional information.</p>
3.8	Engie	FCC at points	<p>In the process of tariff construction in the L-Zone, Fluxys uses forecasts of contracted capacity. These forecasts do not seem accurate nor based on median scenarios, rather on unrealistic, minimalist subscriptions. We would like Fluxys to consider the following comments:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Blarégnyes L Exit capacity : A flat Yearly booking which seems to be an hourly capacity calculated by dividing less than the Yearly consumption of the French L-zone in an average scenario (as published by GRTgaz in the « Winter Report 2022 Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion »), by the number of hours in the year. o Comments : The French L-zone consumption is shaped differently between winter and summer, and flattening the Yearly consumption over the hours of the year results into an extremely underestimated forecast of contracted capacity. - Hilvarenbeek L Entry capacity : A flat Yearly booking equal to the Blarégnyes L Exit FCC. o Comments : in addition of our comment on the Blarégnyes L Exit FCC, which applies also on the FCC capacity at Hilvarenbeek Entry, additional Entry capacity is to be expected to take into account the forecasted bookings from Belgium to the Netherlands at Hilvarenbeek. This is detailed in the next bullet point. - 0 forecasted contracted capacity on the Exit Backhaul Hilvarenbeek point (ZTP>TTF) o Comments : in the past years, there have been significant bookings of Hilvarenbeek backhaul Exit capacity, that are likely to be carried on in the period of 	<p>Fluxys Belgium notes that no capacity is currently booked on the Blarégnyes L exit IP for the relevant period. Fluxys Belgium has no view on the booking strategy of the network users to supply the L-gas French market, hence Fluxys Belgium based her forecasted contracted capacities on the Winter Report 2022 as explained hereabove. Fluxys Belgium can't speculate on the booking behaviour and arbitrage between short term on long term capacities the network users will have in order not to induce cross-subsidy in accordance with EU network code for tariffs. Furthermore Exit backhaul Hilvarenbeek L and quality conversion to H capacities are not taken into account by Fluxys Belgium. These services are booked by the network users based on their own needs and portfolio optimisation which Fluxys Belgium can't forecast.</p> <p>Fluxys Belgium took realistic assumptions of forecasted contracted capacities and difference with actual capacity subscriptions will be settled in the regulatory account which will serve to adjust the tariffs over the period.</p>

		<p>24-27. Fluxys should take into account a forecasted contracted capacity on Exit Hilvarenbeek based on the historical bookings in its calculation of L-zone capacity tariffs. - 0 forecasted contracted capacity on the L to H quality converter</p> <p>Comments : ENGIE would like to stress again that in the past years, there have been significant bookings at the L to H quality converter, and that Fluxys should take into account a forecasted contracted capacity at this points in the calculation of the L-zone and the H-zone capacity tariffs.</p> <p>Our proposal: ENGIE vividly urges Fluxys to take into account realistic booking shapes on all L-points.</p>	
--	--	---	--

4.1	FEBEG	<p>On regulatory account transmission (p.4 and 21)</p>	<p>FEBEG notes that the expected regulatory account at end 2023 and the collected auction premia at that date will allow to substantially support the tariff in the 2024-2027 tariff period. From the ~510M€ returned to the tariffs, an amount of ~460M€ will be returned directly to the 2024-2027 tariffs through a reduction of the allowed revenue, and a ~50M€ will be kept to mitigate the risks linked to today's market uncertainties and to partially dampen the expected tariff increase the following tariff period. FEBEG is of the opinion that, when preparing the tariff proposal, the natural gas transmission system operator must determine its tariffs in order to have a regulatory account as close to zero as possible at the end of the regulatory period. This is in line with the tariff methodology as decided by CREG on June 30th 2022: "This trajectory must include a gradual decrease in the accrual account until it reaches a balanced, neutral balance, i.e. neither positive nor negative, at the end of 2027." However, in a disruptive market situation, this balance at the end of 2027 may vary between + or - 50 million euro. We invite CREG and Fluxys Belgium to compare the ratio of the regulated account and the allowed revenue with foreign examples, and make sure that Fluxys Belgium is in line with the European average.</p>	See 3.2
-----	-------	--	--	---------

			<p>In addition, FEBEG has the following questions regarding Fluxys' regulatory account :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Can we assume that the regulatory account level will be at 510 M€ ? Does Fluxys intend to use part of the regulatory account for investments ? If yes, are these investments already deducted from the regulatory account amount to be returned to the tariffs over 24-27 ? 2) What is the forecasted level of the premiums regulatory account ? 3) Is the money to be returned to the market, coming from the premium regulatory account or the "regular" one ? 4) How will the returned amount of the regulatory account be divided between the L-gas and H-gas transportation tariffs ? 	
4.2	FEBEG	On future investments (p. 5)	<p>The document states that the investments contemplated by Fluxys Belgium during the next tariff period include investments reducing the congestion (reinforcement of the West-East axis to ensure gas flows from the West to the Belgian market, especially in the context of the L to H conversion and to support the gas flows from the West to Germany) and investments needed in the context of energy transition.</p> <p>We recommend a clear distinction between natural gas transmission grid H, natural gas transmission grid L, natural gas storage facility and LNG facility. FEBEG considers this to be extremely important as the necessary safeguards and transparency must be built into the methodology to avoid cross-subsidisation between the various activities (including gas and H2/CO2 networks).</p>	<p>The cost allocation (incl. investments) avoids cross-subsidisation between the different activities and between H-gas and L-gas infrastructure as well within the transport activity.</p>

4.3	FEBEG	On 4.1.1.2 OCUCs and Wheelings (p.9)	<p>We note that Fluxys wants to delete OCUC's, as they are not considered relevant anymore, and do no longer contribute to simplifying the management of the Fluxys transmission grid. Since OCUC's and Wheelings will no longer benefit from a tariff discount, FEBEG requests that all OCUC capacity to be transformed back into the underlying Entry and Exit services to/from ZTP. FEBEG does not support the end of OCUCs discounts unless the OCUC holders are relieved from the constraints that OCUC infers, i.e. the obligation to nominate the same volumes on the relevant Entry and Exit points of the OCUC.</p> <p>Moreover, the Reference price for 2024 for the OCUC "Dunkirk LNG Terminal/Virtualys - IZT/Zeebrugge" is equal to the Reference price of Firm Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys + Firm Exit capacity at IZT/Zeebrugge, while some grid users contracted this OCUC as the combination of Interruptible Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys + Firm Exit capacity at IZT/Zeebrugge. When the OCUC is "broken" back into Entry & Exit capacity, either the underlying Entry capacity that the user gets is made firm, or the tariff that the user will have to pay for its Interruptible capacity should be equal to the Interruptible Entry capacity at Dunkirk LNG Terminal/Virtualys, and therefore benefit from a the interruptible capacity discount.</p> <p>In the deletion of the OCUC's, or any other future services, FEBEG is of the opinion that shippers should not pay more than before the deletion. Ideally this is organised by the option of an annulment of the underlying contract, but we are open to discuss other options.</p>	See 3.3
4.4	FEBEG	On 4.1.2.1 Article 9(1) – proposed discount(s) at Entry points from and Exit points to storage facilities	<p>FEBEG takes note of the new 100% discount at Entry point from the Loenhout storage facility in accordance with Article 9; adding to the existing 100% discount at the Exit point to the Loenhout storage facility.</p> <p>Although we are not opposed to this measure, we should point out that this is a political decision. European law permits member states to do this, but it should not be the storage owner who should propose it.</p> <p>Additionally, we are of the opinion that any missing revenues that arise from this discount, intended to increase the security of supply in Belgium, should be covered by the domestic market, being the beneficiaries of this measure. Recovering these costs differently would have an impact on cross-border tariffs and thus other markets, which should not be bearing the costs of the Belgian security of supply.</p>	Fluxys Belgium has set the tariffs and the discount to entry and exit from/to the storage in accordance with the network code for tariffs and the EU regulation. The storage is accessible to both domestic and foreign markets. Gas accessing the storage or coming from the storage has already paid an entry tariff before being injected in the storage and will pay an exit tariff when exiting the storage (domestic or exit IP tariff). The crosssubsidisation ratio remains within the limits set by the network code for tariffs even with the 100% discounted tariff to/from storage.

		(p.16)		
--	--	--------	--	--

4.5	FEPEG	On 4.2.2 Article 30.1(b)(iv) and 30.1(b)(v) – Transmission services revenue (Lgas, p. 21)	<p>FEPEG notes that the Fluxys revenue for transporting L-gas slightly increases during the 2024-2027 period. Given the fact that the transported volumes will decrease, this implies that the unit tariffs are exploding.</p> <p>Once the conversion into high calorific gas will be completed, the 2024 Hilvarenbeek L entry reference price changes to 2,494 EUR/KWh/h/year. In other words: due to a political decision shippers are stuck with capacity they cannot longer use and for which Fluxys then increases the tariff with 262 %. This is unacceptable, and in such situations shippers should be allowed to terminate their contract (see further).</p> <p>FEPEG is also in favor of maintaining the L to H quality conversion service until 2029.</p>	<p>The conditions to terminate the contracts are given in the Standard Transmission Agreement including the one relating to tariff increase.</p> <p>The quality conversion to H service in maintained in place for the tariff period.</p>
4.6	FEPEG	On 4.3.1 Article 26.1(c)(i) – Commodity based transmission tariffs (p.22)	<p>FEPEG notes that “Fluxys Belgium applies a commodity fee (the so-called Energy In Cash) which will still be charged to reflect the variable costs related to gas transmission. This fee is kept unchanged compared to the currently applicable tariff, i.e. 0,08% of the allocated quantities at the Gas Price Reference, as published on Fluxys Belgium website.”</p> <p>In the “Tariffs for transmission and non-transmission services of Fluxys Belgium SA for year 2021” we do read, however, that “Fluxys Belgium reserves the right to correct that price reference in case it would no longer be representative for the gas purchase price of Fluxys Belgium.” In any case, FEPEG would welcome a level of user concertation in case Fluxys would be planning to change this price reference.</p> <p>But, considering the current market circumstances, FEPEG is wondering if the Energy in Cash is still proportionate and urges for an evaluation and adjustment of this commodity fee. FEPEG therefore invites Fluxys Belgium to consider the following actions: - Transparency and cost-reflection: FEPEG would welcome more</p>	<p>See 2.4</p> <p>In addition, no adjustment is foreseen as the variable fee depends on the gas prices on the market but which also represents the purchase cost of the gas and electricity for Fluxys Belgium. So increasing total cost invoiced to the network user reflects an increasing cost for Fluxys Belgium on the same basis. Therefore no cap is foreseen that would put Fluxys Belgium at risk not recovering the exposed costs for energy needed to provide the transmission services.</p>

			<p>insights, details and clarifications on which 'variable costs related to gas transmission' are exactly covered by this fee and how the fee relates to these costs;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Adjusted percentage: FEBEG urges Fluxys also to investigate a more clever approach for the definition of the fee. E.g. adding a formula to the current percentage linked to thresholds in function of the gas price – the higher the gas price, the lower the percentage – would already mitigate the impact of the tariff on shippers; - Cap: Fluxys could also consider a cap to avoid the excessive impact of the tariff on shippers. 	
4.7	FEBEG	H to L quality conversion tariffs	<p>FEBEG was surprised to see a tariff forecast on the H to L conversion service on the period of 24-27, while the service was deemed to cease to be offered on March 31st 2023.</p>	See 3.4
4.8	FEBEG	Forecasted contracted capacity and future tariffs	<p>Fluxys forecast zero bookings on the Exit IZT/Zeebrugge point for the period of 2023 – 2027, whilst market spreads show a potential of gas exports to the UK during the winter of each year. FEBEG requests that Fluxys' take into account a reasonable forecasted contracted capacity at Exit IZT/Zeebrugge point in the calculation of its transmission tariffs.</p> <p>The Exit capacity tariffs at VIP-BENE and VIP-THE ZTP are to increase by more than 50% between 2023 and 2024. This instability in tariffs is not appreciated by the market as it increases the risks of booking long term capacity in advance.</p>	<p>The zero figures for the IZT/Zeebrugge Exit IP given in the graph of page 11 of the consultation document is for the expected flow towards that IP. However the tariffs are calculated based on the forecasted contracted capacities which include the current bookings and expected additional bookings. Current bookings are then well taken into account in the forecasted contracted capacities even if not used in the envisaged flow patterns.</p>
4.9	FEBEG	L-zone tariffs	<p>Article 20.1 of the Tariff Network Code states that "The full or partial reconciliation of the regulatory account shall be carried out in accordance with the applied reference price methodology and, in addition, by using the charge referred to in Article 4(3)(b), if applied." Since Fluxys is splitting the revenues of the H and L zones, we request that the 460 M€ that Fluxys intends to return to the market over the period of 24-27 be returned on both L and H tariffs, in respect of the mentioned article of the NC Tar. In addition, future H and L tariffs shall also be calculated in respect of the same article.</p> <p>Fluxys introduces a cross delivery service on Hilvarenbeek Entry and Blarégnyies L Exit capacities after the end of the conversion of the L-zone expected in September 2024. However, Hilvarenbeek capacities can/will be utilized to deliver L-gas to Belgian</p>	See 3.7 and 3.8

			<p>Hcustomers even after the end of the conversion of the Belgian L-zone, via the L to H quality conversion service.</p> <p>FEBEG proposes that Hilvarenbeek shall be considered as an IP connecting TTF to ZTP, and both Entry and Backhaul Exit capacities at this IP shall therefore be offered at the same tariff as VIP-BENE.</p>	
4.10	FEBEG	General note	<p>Shippers take long term commitments based on the best possible assumptions and forecasts on the gas mas market and possible market evolutions, being fully aware of related market risks. Nevertheless, political and/or regulatory interventions – e.g. cancellation of OCUC, accelerated L/H conversion, etc. – might impact the legitimate expectations of the contracting parties as well as the balance of rights and obligations in the contracts.</p> <p>Therefore, FEBEG invites Fluxys to investigate a general regulatory framework for the cancellation of services, perhaps against payment of a cancellation fee.</p>	Fluxys Belgium notes the remark and will consider it.

5	Gazprom Export LLC	Cancellation of the discount for shorthaul capacities (OCUCs)	<p>A closer look at the Proposal illustrates that it does not take account of the legal and economic interests and rights of the market participants with existing capacities contracted at the affected entry and exit points, specifically OCUC capacities.</p> <p>The regulatory Proposal entails cancellation of the discount for shorthaul capacities (OCUCs) as of 01.01.2024, with OCUCs tariffs will simply be set as the sum of the tariffs of the underlying Entry and Exit service.</p> <p>From our perspective, cancellation of this discount constitutes a significant interference with the basis of the initial transaction for contracting OCUC capacities, detrimental to the holders of long-term OCUC bookings. The very existence of OCUC as a discounted transit capacity encouraged Shippers:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) to enter into long-term commitments with Fluxys Belgium SA; b) to direct the physical flows through Belgium while shipping natural gas between the adjacent countries. <p>In comparison with other transmission services, OCUC has always had an obvious separate significance for market participants. Such a discounted capacity product had been booked by Shippers if they were interested not in the access to the virtual trading point in Belgium, but rather in a specific transport service to or from a specific destination.</p> <p>With cancellation of the discount and transforming OCUCs tariffs into the sum of corresponding Entry and Exit tariffs, the holders of OCUC capacities receive no improvement of the transmission service, but additional uneconomic extra-costs for the same transport route.</p> <p>Moreover, the proposed hypothetic opportunity for OCUC capacity holders to transform the OCUCs into the underlying Entry and Exit services in the future (subject to interest of the market participants) will not remedy negative economic impact for the affected Shippers, since the underlying reason for OCUC users has always been the certain discounted transportation route without access to the virtual trading point. A possible “conversion” of OCUC into Entry and Exit services enabling access to VTP in exchange for higher tariffs is not what the OCUC services were contracted for when the contracts for OCUC capacities were entered into. Therefore, we believe that the Shippers with affected long-term bookings shall be given an explicit option to terminate their transmission contracts,</p>	<p>Fluxys Belgium decided to cancel the discount granted to the OCUCs for several reasons: The discount was justified by specific flows on specific routes relaxing the system hence allowing to offer more capacity on other points. Since all cross-border flows are coming from ZBG to NL and DE, the DK LNG-ZBG and ZBG-VIP BENE OCUCs are no longer “helping” the system, they are just adding additional load on the E/E flows. Other OCUCs to Zeebrugge are in counterflow to the current flows but have stable tariffs compared to previous tariffs given the decrease of the tariff of the ZBG exit point.</p> <p>As rightly pointed out Fluxys Belgium is considering to make a proposal to the market to revert capacity in the underlying entry and exit capacities which would grant access to the ZTP.</p>
---	--------------------	---	--	--

			<p>as the foregoing substantial changes to the regulatory framework will exert significant and negative influence upon the affected Shippers.</p> <p>We expect that the final decision would accommodate our concerns</p>	
6.1	GRTgaz	Separate calculation L-gas tariffs	<p>Firstly, Fluxys' proposal to have a separate calculation for L-gas transmission tariff does not seem justified. In the previous regulatory period L-gas and H-gas transmission tariffs were set jointly (only taking into account the difference in Gross Calorific Values between L-gas and H-gas). There was no split of revenues for each type of gas as it is now proposed by Fluxys. The acceleration of L/H conversion in Belgium cannot by itself justify a separate treatment of L-gas transmission in Belgium in our view and might have a discriminatory effect for French users.</p>	<p>As from the end of the L to H conversion in Belgium the L-gas system will be operated for cross-border transport to France. Each system L-gas from one hand, H-gas from the other hand will have their own costs to be recovered by their own tariffs in order not to introduce undue cross-subsidy between the systems.</p> <p>As rightly pointed out by a respondent (see 1.4), the regulatory account must work in a manner consistent with the split of L-gas and H-gas systems and this coverage mechanism must be designed to specifically return to users of the L-gas network the differences (positive or negative) between the revenue actually collected on the L-gas network and the revenue anticipated on this network when the tariff was set.</p>

6.2	GRTgaz	Transmission revenue L-gas	Secondly, there are no details on the transmission revenue of circa 17 M€ for L-gas. Hence it is not possible to evaluate the split between L-gas and H-gas revenues. It would be necessary to precise and justify which assets for the capital costs and which opex were used, with allocation factors between L-gas and H-gas whenever there are mutualised costs (for example for staff costs, for facilities with both L-gas and H-gas such as Blarégnyes, etc.).	See 1.3
6.3	GRTgaz	Tariff increase Lgas	Finally, a steep increase of tariffs for L-gas entry and exit points results from Fluxys proposals, with a multiplication by a factor of 11 for Hilvarenbeek L entry capacity unit cost and a multiplication by a factor of 13 for Blarégnyes L exit capacity unit cost between 2023 and 2027. This leads to a disproportionate and seemingly unjustified unit cost for L-gas network users after 2024 with respect to the previous situation.	See 1.1 & 1.2
6.4	GRTgaz	Regulatory account	In addition, the consultation does not address the mechanism of regulatory account in a situation of separation between L-gas and H-gas. According to TAR Network Code ¹ (art. 20) provisions, the reconciliation of the regulatory account should be carried out in accordance with the applied reference price methodology. Therefore the separation of L-gas and H-gas in the tariff methodology proposed by Fluxys, if confirmed, should lead to a separate reconciliation of the regulatory account for L-gas users and for H-gas users. Moreover, it should be necessary to guarantee that the residual amounts of the regulatory accounts will be effectively returned to the users of the L-gas network even after the end of the commercial L-gas transmission service in Belgium.	See 1.4, 3.7 & 3.8

7	Luminus	Capacity on Hilvarenbeek	<p>In 2011 Luminus has contracted long term capacity Hilvarenbeek based on the best possible assumptions and forecasts on the gas market and possible market evolutions, being fully aware of related market risks. The unilateral governmental decision to accelerate the conversion has impacted the legitimate expectations of the contracting parties as well as the balance of the rights and obligations of the contracts. So, ideally it should be possible to terminate these contracts or to be compensated by the authorities.</p> <p>In this context, the possibility to terminate a contract against payment of an annulation fee might already alleviate the impact on the Luminus' portfolio. As the termination of a contract – whether it be against a fee or not – will have an impact on Fluxys' revenues, it is the ideal moment to investigate and implement an overall regulatory scheme to terminate services as the estimated impacts can be taken into account in the budgets for the transmission tariffs for the period 2024-2027.</p> <p>The L-Capacity Switch Service implemented by Fluxys is being considered as a measure to offer a solution for market parties having contracted long-term entry capacity on Hilvarenbeek. On top of the fact that – for the measure to be effective – an equivalent solution should be implemented on the Dutch side of the border as well, it should be pointed out that this L-Capacity Switch Service might be a solution for some market parties, but certainly not for all. As Luminus is sourcing is H-gas on the ZTP, switching Lgas entry capacity to H-gas entry capacity has no value whatsoever.</p> <p>Luminus understands that some of the abovementioned preferred remediating measures have an impact on the revenues of TSO's. Therefore, Luminus wishes to propose an improvement to the L-Capacity Switch Service which offers more flexibility and opportunities to market parties while preserving the revenues of the TSO, i.e. allowing to switch L-gas entry capacity for a mix of Hgas entry capacity and H-gas exit capacity, e.g. 50 % entry and 50 % exit. As far as Luminus is concerned, this option would bring additional means to balance its portfolio and offer some additional opportunities to optimize its positions. This additional economic value would at least compensate a part of the losses incurred by the impact of the accelerated conversion on the existing capacity contracts at Hilvarenbeek.</p>	<p>Fluxys Belgium understands the suggestion and will consider what would be the options to answer to market needs on the adaptation of the L-Capacity Switch service.</p>
---	---------	--------------------------	---	--

			<p>Luminus invites Fluxys to investigate the proposed improvement to the L-Capacity Switch Service so that a mitigating measure can be offered to all impacted market parties.</p>	
8	RWE	<p>Cancellation of the discount for OCUC products</p>	<p>For us the proposal to annul the discount for the OCUC product is very relevant. We believe market parties should be entitled to annul a long term contract for a product that is essentially cancelled.</p> <p>From the wording of section 4.1.1.2. we however understand Fluxys does not intend to grant capacity holders the option to cancel, instead it intends to charge market parties more: 'the sum of the tariffs of the underlying Entry and Exit service'.</p> <p>This is completely unacceptable for RWE.</p> <p>We feel Fluxys should at least offer to contract underlying services revenue-neutral to Fluxys and cost-neutral to capacity holders, both on a year-basis.</p> <p>Wording in 4.1.1.2. (Fluxys Belgium can consider.....) does give a promise to the market but this is far too weak.</p>	<p>Fluxys Belgium decided to cancel the discount granted to the OCUCs for several reasons: The discount was justified by specific flows on specific routes relaxing the system hence allowing to offer more capacity on other points. Since all cross-border flows are coming from ZBG to NL and DE, the DK LNG-ZBG and ZBG-VIP BENE OCUCs are no longer "helping" the system, they are just adding additional load on the E/E flows. Other OCUCs to Zeebrugge are in counterflow to the current flows but have stable tariffs compared to previous tariffs given the decrease of the tariff of the ZBG exit point.</p> <p>As rightly pointed out Fluxys Belgium is considering to make a proposal to the market to revert capacity in the underlying entry and exit capacities which would grant access to the ZTP.</p>

9.1	SEFE M&T	General comments	<p>SEFE Marketing & Trading (SM&T) notes positively that Fluxys proposes an amount of circa 460M€ will be returned from the regulatory account into to the 2024-2027 tariffs through a reduction of the allowed revenue. Despite this effort, tariffs at VIP and other IPs are meant to increase for year 2024 and likely for following years as well. We encourage Fluxys to continue to use the regulatory balance surplus to diminish the increase in future transmission tariffs. At the same time we believe the operator should strive to manage its network in an even more efficient way and maintain its tariffs as low as reasonably possible, especially avoiding cross subsidisation from current shippers into investment in infrastructures to be used in the future by other users. In that respect we encourage a split in regulatory accounts so to increase transparency.</p>	<p>Efficient network management and operations are important for Fluxys Belgium. Also the CREG included an incentive on cost efficiency in its tariff methodology setting the framework and conditions to the tariff proposal by Fluxys Belgium which was under consultation.</p> <p>The premium account allocation and regulatory account allocation are allocated in accordance with CREG tariff methodology and EU network codes rules avoiding undue cross-subsidisation, also when supporting investments.</p>
9.2	SEFE M&T	OCUC	<p>SM&T has considered OCUC product very useful in the past as offered with a discount but it is now going to be discontinued. We understand that with the current new set up OCUC services may seem redundant. However, provided the OCUC basic feature is not changed i.e. there is no tenor or seasonality factors applied to it, we would still consider this as a useful product and would like to see it maintained.</p>	See 8
9.3	SEFE M&T	Investments	<p>Investments to reduce congestions and in the context of energy transition are part of a larger plan to make the energy system more efficient and reliable. We support this view.</p> <p>That said, we consider important to maintain a clear split in the different parts of the bigger pictures and in particular between the gas grid, storage and LNG terminals. Also, it is very important to maintain a clear distinctions between cost related to the gas grid and investment in infrastructure dealing with other gases e.g. hydrogen. We do believe that cross-subsidisation should be avoided and where considered an absolute necessity, its application should be discussed and relevant information disclosed in a clear and transparent way.</p>	<p>The cost allocation (incl. investments) avoids cross-subsidisation between the different activities and between H-gas and L-gas infrastructure as well within the transport activity. In the same way regulatory accounts are managed separately.</p>

BIJLAGE 2: REACTIES OP DE RAADPLEGING VAN DE CREG

FEBEG

Introduction

FEBEG thanks CREG for the opportunity to react to the proposal on the discounts, multipliers and seasonal factors applicable to the natural gas transmission grid tariffs of Fluxys Belgium SA for the period 2024–2027. The deadline for this consultation is 5 December 2022.

The remarks of FEBEG are not confidential.

Comments on the content

On 3.1 Level of the multipliers

FEBEG notes that CREG proposes (art 6) to apply a multiplier for all non-year-capacity products, not only on entry-capacity, but also on exit-capacity.

FEBEG would welcome a clarification of CREG on the reasons for the extension of the multiplier to all points.

On 3.3 level of discounts

CREG proposes for the reservation prices for capacity products for interruptible capacity, an ex-ante discount of 20%, which is the same level as in the current tariff period 2020–2023.

FEBEG notes however that, in the decision on the tariffs for the current period 2020–2023, CREG stated that “it decides to maintain the discount at 20%, based on an adjustment coefficient of 2 and a probability of interruption of 10%”. In short: $2 \times 10\%$.

For the coming period 2024–2027, CREG bases its proposal on a 20% probability of interruption and an adjustment coefficient of 1, so $1 \times 20\%$.

If the probability of interruption of Fluxys’ interruptible capacities has increased, the collateral damages that grid users endure when their capacities are interrupted did not decrease, but even increased in the current market circumstances. FEBEG requests to at least maintain the adjustment coefficient at 2, and therefore apply a $2 * 20\% = 40\%$ discount on interruptible capacity.

Furthermore, the backhaul tariffs are based on this discount, but are not cost reflective. While these services are mainly administrative, we notice that the tariffs on Blaregnies L and Hilvarenbeek L are nearly quadrupling in the 2024–2027 period. FEBEG is of the opinion that if the costs generated by backhaul capacities subscriptions remain only administrative ones for Fluxys, then backhaul tariffs should not increase with more than the inflation.

FEBELIEC

Febeliec would like to thank the CREG for the opportunity to react to the proposed reductions, multipliers and seasonal factors applied to the gas transmission grid tariffs for Fluxys for the tariff period **2024-2027**. Febeliec has no specific comments on the proposed percentages, but invites the CREG to thoroughly analyse the reductions, multipliers and seasonal factors together with their impact on market access and market functioning during and after the considered tariff period.

BIJLAGE 3: LIJST VAN DE TARIEVEN

Tarieven voor de transmissiediensten en niet-transmissiediensten van Fluxys Belgium NV voor het jaar 2024 (*)

Reserveringsprijzen voor reservaties van jaarlijks capaciteit						
Entry en Exit diensten op Interconnectiepunten en Installatiepunten	Reserveringsprijzen in €/kWh/u/jaar					
	Entry			Exit		
	Vast	Onderbreekbaar	Backhaul	Vast	Onderbreekbaar	Backhaul
Blaregnies L	-	-	0,692	6,018*	4,814*	-
Dunkirk LNG Terminal	0,779	0,623	-	-	-	-
Hilvarenbeek L	0,865	0,692	-	-	-	0,692
IZT	0,779	0,623	-	0,327	0,261	-
Loenhout	-	-	-	-	-	-
VIP BENE	0,779	0,623	-	1,284	1,027	-
VIP THE-ZTP	0,779	0,623	-	2,052	1,642	-
Virtualys	0,779	0,623	0,623	1,264	1,011	-
Zeebrugge	0,779	0,623	-	0,327	0,261	-
Zeebrugge LNG Terminal	0,779	0,623	-	-	-	0,261
ZPT	0,779	0,623	-	-	-	0,261

Diensten van Shorthaul op Interconnectiepunten	Reserveringsprijs in €/kWh/u/jaar
OCUC:	Vast
VIP BENE -> IZT/Zeebrugge	1,106
IZT/Zeebrugge -> VIP BENE	2,063
Dunkirk LNG Terminal/Virtualys -> IZT/Zeebrugge	1,106
VIP BENE -> VIP THE-ZTP	2,831
VIP THE-ZTP -> VIP BENE	2,063
Diensten Zee Platform :	Tarief in €/maand
- voor 2 Interconnectiepunten op het Zee Platform	6.496,02
- voor 3 Interconnectiepunten op het Zee Platform	9.744,06
- voor 4 Interconnectiepunten op het Zee Platform	12.992,08

		Tarief in €/kWh/u/jaar	
Diensten op Afnamepunten		Vast	Onderbreekbaar/Backhaul
<u>Exit HP Dienst</u>	H-grid	1,081	0,865
	L-grid**	1,200	0,960
<u>Entry Dienst</u>	H-grid	0,779	0,623
	L-grid**	0,865	0,692
<u>Druk Dienst (PS)</u>	H-grid	0,631	0,505
	L-grid**	0,699	0,559

		Tarief in €/MWh gealloceerd op het afnamepunt	
<u>Dienst van Odorisatie</u>	H-grid	0,0891	
	L-grid**	0,0990	

		Capaciteitslement (tarief in €/kWh/u/jaar)	Afstandselement (tarief in €/kWh/u/km/jaar)
<u>Dienst van Directe Leiding</u>	H-grid	0,365	0,030
	L-grid**	0,420	0,035

** van toepassing tot het einde van de L/H-conversie in België

Tariffs applicable for subscriptions of durations of less than 1 year

- De tarieven voor onderschrijvingen van capaciteiten voor duurtijden van minder dan 1 jaar en van één dag of meer zijn evenredig met het aantal onderschreven dagen (het toepasbare tarief voor de onderschreven duurtijd is gelijk aan het jaartarief gedeeld door het aantal dagen in het jaar vermenigvuldigd met het aantal onderschreven dagen);
- Het tarief voor onderschrijvingen van capaciteiten van minder dan 1 dag is gelijk aan het jaarlijks tarief gedeeld door het aantal uren in het jaar (8760 of 8784 voor schrikkeljaren) en vermenigvuldigd met het aantal onderschreven uren;
- Voor onderschrijvingen van entry diensten, OCUC dienst, exit dienst op interconnectiepunten, installatiepunten of op afnamepunten naar eindafnemers (HP dienst en PS) en voor de diensten van directe leidingen voor periodes van minder dan één jaar, wordt het proportioneel tarief (zoals berekend in punt "1" en "2" hierboven) vermenigvuldigd met een multiplicator van 1,45 (NYM) en vermenigvuldigd met een seizoenscoëfficiënt die van maand tot maand als volgt varieert:

Maand/Dag/Within-day	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	September	Oktober	November	December
Kwarfaal	Q1 = 1,53			Q2 = 0,70			Q3 = 0,55			Q4 = 1,35		

- Voor onderschrijvingen van exit diensten op afnamepunten naar eindafnemers (HP dienst en PS) voor duurtijden van minder dan één maand, wordt het tarief berekend in punt "3" hierboven vermenigvuldigd met een korte termijn coëfficiënt gelijk aan 5.

Energy in Cash (Commodity fee)

Energy in Cash aan de entry van een connectiepunt (behalve Zeebrugge, ZTP, Kwaliteitsconversie naar H)	0,080%
Energy in Cash aan de exit van een connectiepunt (behalve Zeebrugge, ZTP, Kwaliteitsconversie naar H)	0,080%

De hoeveelheden Energy In Cash zullen gefactureerd worden aan de netgebruiker op basis van de allocaties van die netgebruiker in kWh, gewaardeerd aan de referentieprijis GPD, zoals gedefiniëerd op Fluxys Belgium website. Fluxys Belgium behoudt zich het recht voor om deze referentieprijis te corrigeren indien deze prijs niet meer representatief is voor de gasbevoorradingsprijs van Fluxys Belgium.

ZTP Trading Diensten

Monthly Fixed Fee for ZTP Trading Services	630,11	€/maand
Variable Fee for ZTP Trading Services	0,00189	€/MWh
Shortfall Transfer Service Charge	0,200	€/kWh/u/jaar
Excess Transfer Service Charge	0,197	€/kWh/u/jaar

Kwaliteitsconversie naar H Dienst

Kwaliteitsconversie naar H Dienst	1,324	€/kWh/u/jaar
-----------------------------------	-------	--------------

Cross-Border Delivery Dienst

Dit tarief wordt gefactureerd aan de kostprijs van Fluxys Belgium (deze is gelijk aan de kost van de reservatie van capaciteit bij de naburige TSO die de "cross-border" capaciteit beheert).

Andere diensten en andere tarieven

"EDP" = Electronic Data Platform

Communicatiedienst van gemeten gegevens in real time	28.354,82	€/jaar/interconnectiepunt of installatiepunt
--	-----------	--

Tarifaire Toeslagen

Tarifaire toeslagen die te maken hebben met het gebruik van capaciteit en met de balancerings zijn voorzien en zijn beschreven in het Toegangsreglement voor Vervoer.

Opheffing van niet-verbruikte capaciteit in geval van congestie

5.828,49 €/opheffing

Transfer van capaciteit Dienst

Transfer van capaciteit (te betalen door de verkoper) - Transactie gerealiseerd	3,00%	% van het totale geregeleerde tarief
---	-------	--------------------------------------

Maximale terugkoopprijs

De terugkoopprijs van overboekingen (in het kader van de implementatie van Bijlage I van reglement (CE) no 715/2009) is - voor vervoersdiensten die als gebundelde producten via een dagveiling worden aangeboden: 125% van de clearingprijs van het gebundelde product van de dagveiling voor de gasdag voor dewelke vervoersdiensten teruggekocht moeten worden
- Voor vervoersdiensten die niet als gebundelde producten via dagveilingen worden aangeboden: 300% van de clearingprijs voor dagcapaciteit van Fluxys Belgium

Tarief "Extended OBA" Flexibiliteit gefactureerd aan de aangrenzende TSO

Tarief voor het « Extended OBA » Flexibiliteit Dienst (gefactureerd aan de aangrenzende TSO)	0,285	€/kWh/jaar
--	-------	------------

Notas:

(1) De CREG heeft op 30/03/2023 de tarieven voor het jaar 2024 en de aanpassingsformule voor de tarieven van de jaren 2025, 2026 en 2027 goedgekeurd. De aanpassing wordt samengesteld uit de jaarlijksindexering die ieder jaar op 1 januari op basis van de volgende formule: "tarieven voor het jaar 20xx" = "tarieven voor het jaar 2024" vermenigvuldigd met "consument enprijsindex van de maand april van het jaar (20xx-1)" gedeeld door "consument enprijsindex van de maand april van het jaar 2023", met uitzondering van de vermelde tarieven * waarvoor de aanpassing ook rekening zal houden met het dalende capaciteitsprofiel en de daadwerkelijk verkochte capaciteit en vanaf het einde van de L/H-conversie in België.