



ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
14. oktober 2021

Forfatter:
NSY/JDA

NOTAT

ENDELIG HØRING: TARIFMETODEJUSTERINGER

Indhold

1. Indledning.....	3
2. Baggrund	4
2.1 Metodens indhold.....	4
3. Beskrivelse de enkelte elementer i metoden	6
3.1 Afskaffelse af volumentariffen.....	6
3.2 Rabat på transmissionstarif til og fra det virtuelle lagerpunkt	7
3.3 Multiplikatorer og sæson faktorer.....	8
3.3.1 Multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter under 1 år.....	8
3.3.2 Multiplikatorer på kapacitetsprodukter på 5 år og derofter.....	9
3.3.3 Sæsonfaktorer	11
3.4 Uniform tarifmetode	12
3.5 Uniform tarif for den fælles markedszone	13
3.6 Ændring af tarifperiode.....	15
4. Resulterende tariffer	17
5. Høringsproces.....	20
6. Appendix.....	21
6.1 Appendix 1: Antagelser.....	21
6.1.1 Forbehold	21
6.1.2 Omkostningsbase	21
6.1.3 Kapaciteter og mængder	22
6.1.4 Punkt antagelser.....	23
6.2 Appendix 2: Alternative tarifmetoder.....	24
6.2.1 Capacity Weighted Distance (CWD)	24
6.2.2 Differentieret tarifprincip	24
6.2.3 Marginalt tarifprincip	25
6.3 Appendix 3: Cost allocation assessment (CAA).....	27
6.4 Appendix 4: TAR NC, artikel 26 og 27	28
6.5 Appendix 5: Artikel 30, stk. 1, litra a).....	30
6.6 Appendix 6: Artikel 30 stk. 1, litra b) v).....	32
6.7 Appendix 7: Art. 26 1. (c) (ii) ikke-transmissionstjenester	33
6.8 Appendix 8: Art. 26 1. (d) – tarifudvikling.....	34
6.9 Appendix 9: Retsgrundlag.....	35
6.10 Appendix 10: Pre-consultation dokument.....	42
6.11 Appendix 11: Høringssvar Pre-consultation	43

1. Indledning

Energinet skal i henhold til § 36a, stk. 1, og § 40, stk. 1, nr. 1, i lovebekendtgørelse nr. 126 af 6. februar 2020 om naturgasforsyning med senere ændringer (herefter gasforsyningsloven), og bekendtgørelse nr. 822 af 27. juni 2014 om regler for anmeldelse af priser og betingelser mv. for naturgasforsyning § 2, stk. 1, nr. 1, anmelde sine metoder for priser, betingelser og vilkår mv. for adgang til transmissionssystemet til Forsyningstilsynet.

Denne anmeldelse/Final Consultation Document af Energinets tarifmetode indeholder elementer, som Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 31. maj 2019, og som ønskes videreført, samt visse justeringer i forhold til den nuværende, godkendte tarifmetode.

Denne tarifmetode skal træde i kraft 1. oktober 2022. Justering af opkrævningsperioden vil dog først gælde fra 1. januar 2023.

Metoden har været i forhøring i perioden 14. september til 28. september 2021. Forhøringen er lavet på baggrund af en engelsk beskrivelse for at give alle transportkunder mulighed for at være en del af høringsprocessen. Den engelske beskrivelse er vedlagt som appendix 6. Der er i forhøringen modtaget 3 høringssvar, der er vedlagt som appendix 7. Denne udgave af metoden/Final Consultation Document har endvidere været i høring i perioden 11. oktober til 11. december 2021.

2. Baggrund

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 31. maj 2019 Energinets nuværende tarifmetode for gastariffer. Metodeanmeldelsen var udover en justering af den daværende tarifmetode også en implementering af KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (herefter TAR NC). Metodegodkendelsen var tidsbegrænset fra den 1. oktober 2019 til 30. september 2022.

I henhold til TAR NC, artikel 27, stk. 5, skal tarifmetoder som minimum behandles hvert 5. år. Forsyningstilsynet tidsbegrænsede imidlertid godkendelsen af den gældende metode således, at den ville gælde fra 1. oktober 2019 til 30. september 2022. Tidsbegrænsningen var begrundet i de ændringer det danske gasmarked stod overfor, herunder bl.a. genopbygningen af Tyra-feltet samt ny økonomisk regulering af Energinet og idriftsættelsen af Baltic Pipe.

Forsyningstilsynet skal dermed træffe afgørelse om Energinets tarifmetode gældende fra den 1. oktober 2022.

TAR NC indeholder i artikel 26 og 27 en nærmere procedure for høring samt en række krav hertil. Forsyningstilsynet har den 21. september 2021 anmodet Energinet om at forestå proceduren i artikel 26 og 27 i forbindelse med denne tarifmetode¹.

2.1 Metodens indhold

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelsen af 31. maj 2019 følgende elementer i Energinets tarifmetode:

- Referenceprismetode (RPM) baseret på uniforme kapacitetstariffer – dvs. ens kapacitetstariffer for alle entry- og exitpunkter i det danske transmissionssystem
- Rabat på 100 % på transmissionstariffen til/fra det danske virtuelle lagerpunkt
- Multiplikatorer og sæsonfaktor for korte kapacitetsprodukter på under et år
- Metoderne bag tariffer og gebyrer for ikke-transmissionstjenester

Forsyningstilsynet godkendte ikke følgende elementer:

- Multiplikator (rabat) på kapacitetstariffen for lange kapacitetskontrakter på 5 år og derover, hvor multiplikatoren falder fra 0,95 for kapacitetskontrakter på 5 år og ned til 0,9 for kapacitetskontrakter på 10 år og derover
- Fordelingen mellem kapacitet og volumen i den samlede transmissionstarif, hvor volumenandelen dog maksimalt må være 40 % af TOTEX

Forsyningstilsynet ændrede kapacitets- og volumensplittet til 70/30 for reguleringsperioden fra 1. oktober 2019 til 30. september 2022.

Godkendelsen er gældende for perioden 1. oktober 2019 til 30. september 2022.

Denne tarifmetodeanmeldelse indeholder følgende elementer:

- Afskaffelse af volumentariffen (justering)
- 100 % rabat på transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt (videreførelse)
- Multiplikatorer:

¹ TAR NC artikel 26, stk.1

- Korte kapacitetsprodukter under 1 år (videreførelse).
- Lange kapacitetsprodukter på 5 år og derover (nyt metodeelement).
- Referenceprismetoden fastholdes som uniform tarifmetode med en ex post entry/exit-fordeling (videreførelse).
- Betaling for rådighed over kapacitet i EP II Grenrørledningen (opstrømsdelen af Baltic Pipe)² inkluderes i omkostningsbasen for transmissionstariffen (nyt metodeelement).
- Ændring af opkrævningsperioden fra gasår (1. oktober til 30. september) til kalenderår (1. januar til 31. december) (nyt metodeelement).

Metodeanmeldelsen er således overordnet set en videreførelse af et allerede implementeret og anerkendt tarifprincip med justeringer for at imødekomme udestående emner i Forsynings-tilsynets afgørelse om tarifmetoden fra 2019 vedrørende idriftsættelse af Baltic Pipe samt overgangen til ny økonomisk regulering for Energinet.

Energinet anmoder Forsyningstilsynet om at godkende ovenstående elementer med virkning fra 1. oktober 2022.

Justeringen af opkrævningsperioden skal dog først gælde fra 1. januar 2023.

Energinets beskrivelse, begrundelse og vurdering af metoden er beskrevet nedenfor under de enkelte elementer.

² Konceptet med en rådighedsaftale er en del af Energinets anmeldelse om etablering af en fælles markedszone, som er anmeldt til Forsyningstilsynet den 15. september 2021.

3. Beskrivelse de enkelte elementer i metoden

3.1 Afskaffelse af volumentariffen

Den nuværende metode indeholder et fast kapacitet-/volumen-split på 70 %/30 %.

Udgangspunktet i henhold til TAR NC, artikel 4, stk. 3, er, at transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer. Forsyningstilsynet godkendte dog ved afgørelse af 31. maj 2019 en opdeling af transmissionstariffen i en kapacitetsandel og en volumenandel. Opdelingen skulle afspejle Energinets kapitalomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX), dog således, at volumenandelen højst kunne udgøre 40 % af de samlede indtægter.

Forsyningstilsynets lagde ved godkendelse af opdelingen af transmissionstariffen bl.a. vægt på, at der derved skete en gradvis overgang fra det daværende split mellem kapacitet- og volumenandelen i tariffen på 52 %/48 % mod implementering af TAR NC, samt at effekterne af en højere kapacitetsandel var ukendte og forsyningssituationen under Tyra-nedlukningen var kritisk. Derfor blev der i afgørelsen sat et fast kapacitet-/volumen-forhold på 70 %/30 %.

Forsyningstilsynet vurderede dog, at et passende kapacitets-/volumen-split ved fuld implementering af TAR NC, ville være 90/10 eller 85/15.

Baggrunden for disse estimater var en forventning om, at de flowrelaterede omkostninger ville udgøre ca. 8 % af den samlede omkostningsbase.

På trods af godkendelsen, blev den relativt høje volumenandel dog udfordret, da det følger af TAR NC, artikel 4, stk. 3, litra (a)(i), at følgende skal være opfyldt i relation til et gasstrømsbaseret gebyr:

”a) et gasstrømbaseret gebyr, som skal opfylde alle følgende kriterier:

i) det opkræves med henblik på at dække de omkostninger, som primært skyldes gasstrømmængden”.

Energinet har på den baggrund analyseret andelen af omkostninger, som er drevet af gasstrømmængden. Denne type omkostninger vil hovedsageligt være omkostninger til driften af kompressorstationerne i henholdsvis Egtved og Everdrup (elektricitet). De forventede elektricitetsomkostninger til kompressordrift er 82 mDKK i år 2023³. Af de samlede omkostninger skal Energinet dog kun afholde 6 mDKK i elektricitetsomkostninger til kompressorstationen i Egtved. Det skyldes, at GAZ-SYSTEM⁴ har forpligtet sig til at dække de første 90 mDKK af elektricitetsomkostningerne til kompressorstationen i Everdrup.

Når det dermed vurderes, at der kun vil være en omkostning på 6 mDKK, som kan karakteriseres som en variabel omkostning, der skyldes gasstrømmængden, via et forventet exit-flow på 129.978 GWh, vil volumentariffen således blive meget lille – forventeligt på et niveau omkring 0,00005 DKK/kWh. Forventningen er således nu, at Energinets samlede flow relaterede omkostninger vil udgøre under 1 % af den samlede omkostningsbase.

På den baggrund er det Energinets vurdering, at der på nuværende tidspunkt ikke er tilstrækkeligt mængdedrevet omkostningsgrundlag for meningsfyldt at fortsætte med en opdeling af

³ Baseret på elprisen fra Analyseforsætningerne 2020

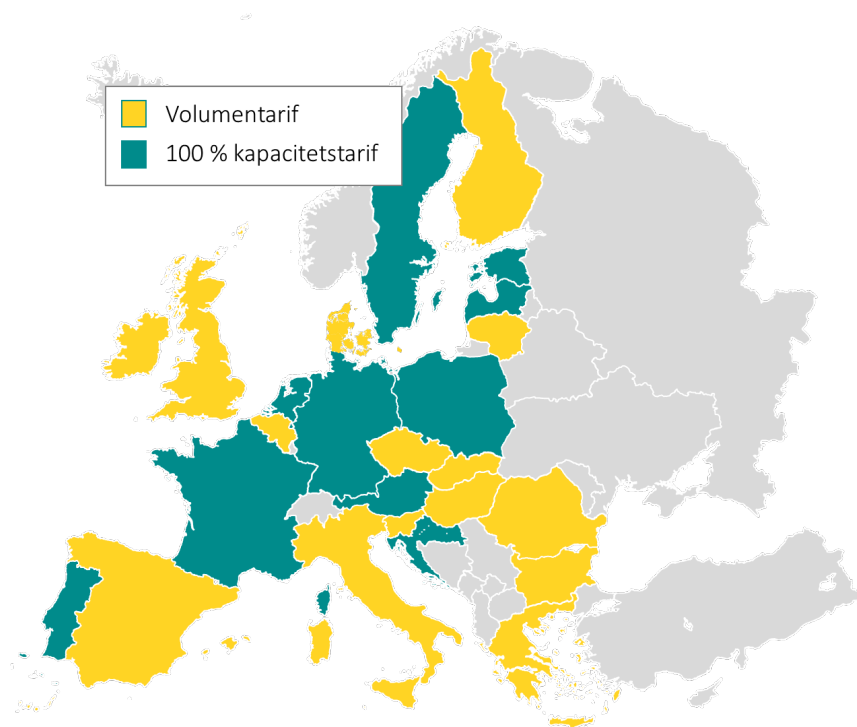
⁴ Polsk Gas TSO

transmissionstariffen i en kapacitetsandel og en volumenandel ved f.eks. at overgå til et kapacitet-/volumen-split på 90/10. Det er derfor Energinets vurdering, at volumentariffen på nuværende tidspunkt bør afskaffes.

Afskaffelsen af volumentariffen, således at der kun opkræves kapacitetsbaserede transmissionstariffer, vil således være i overensstemmelse med udgangspunktet i TAR NC om, at transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer. Det betyder desuden, at volumenrisikoen, beskrevet i TAR NC, artikel 7, litra d, fjernes.

Af figuren nedenfor fremgår det desuden, at volumentarif ikke er brugt i de omkringliggende lande. Ud fra et ønske om øget harmonisering giver det således også god mening at ensrette tarifprincipperne.

Figur 1 Anvendelse af volumentarif i Europa



Afslutningsvis skal det dog understreges, at såfremt at de flowbaserede omkostninger skulle komme på et niveau, hvor det igen kunne give mening at dække disse omkostninger via en volumentarif, kan Energinet efter markedsconsultation søge godkendelse til en justering af metoden.

3.2 Rabat på transmissionstarif til og fra det virtuelle lagerpunkt

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 31. maj 2019, at Energinet videreførte princippet om en rabat på 100 % på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt.

I den danske entry-exit markedsmodel har der historisk set ikke været transporttariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt. Det virtuelle lagerpunkt i den danske markedsmodel bliver betragtet som et internt systempunkt. Hvis der også sættes tariffer på gastransport til/fra lagerne, så vil det betyde, at der opkræves tariffer flere gange for den samme gasvolumen. Det er således naturligt fortsat at fastholde dette princip.

Det fremgår af TAR NC, artikel 9, stk. 1, at der skal anvendes en rabat på mindst 50 % på kapacitetsbaserede transmissionstariffer i entrypunkter fra og exitpunkter til lagerfaciliteter, medmindre og i det omfang en lagerfacilitet, der er forbundet til mere end ét transmissions- eller distributionsnet, anvendes til at konkurrere med et sammenkoblingspunkt.

Tilsynets fandt ved afgørelsen af 31. maj 2019, at det var i overensstemmelse med TAR NC, artikel 4, stk. 1, at Energinet havde en rabat på 100 % på både kapacitets- og volumentariffen ved brug af det virtuelle lagerpunkt, selvom volumentariffen ikke eksplicit er nævnt i TAR NC.

Energinet lægger med denne metode anmeldelse op til, at der fremover alene vil være en kapacitetsbaseret tarif, dvs. at volumentariffen afskaffes, jf. ovenfor.

Rabatten på transporttariffen vil derfor alene være på kapacitetstariffen som beskrevet i TAR NC, artikel 9, stk. 1. Det er således Energinets vurdering, at den beskrevne rabat på 100 % på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt fortsat er i overensstemmelse med TAR NC.

Rabatten vil efter Energinets vurdering give lige mulighed for afdækning af fleksibilitetsbehov gennem køb af et lagerprodukt sammenholdt med andre alternativer (eks. Børser eller Hubs) – hvor der ikke er særskilt tarif på benyttelse af handelspunktet.

3.3 Multiplikatorer og sæson faktorer

3.3.1 Multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter under 1 år

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 31. maj 2019, at Energinet videreførte princippet om multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter (under 1 år). Tilsynet konstaterede ved afgørelsen, at de foreslåede multiplikatorer lå inden for de tilladte intervaller for multiplikatorer for korte produkter, som beskrevet i TAR NC, artikel 13, stk. 1. Tilsynet udtalte bl.a., at multiplikatorerne på den ene side ikke måtte resultere i, at tarifferne for de korte kapacitetsprodukter blev så høje, at det i realiteten ikke var attraktivt at handle gas på tværs af grænserne. På den anden side skulle en multiplikator også sigte mod, at det fortsat var attraktivt for transportkunderne at reservere årskapaciteter, der dermed kunne bidrage til en større sikkerhed for Energinets tarifindtægter samt en større forudsigelighed i tarifferne.

Energinet ønsker at fastholde den nuværende struktur for multiplikatorer ved kapacitetsprodukter på under 1 år. Baggrunden for at have multiplikatorer på kapacitetsprodukter under et år, skyldes et ønske om at give transportkunderne incitament til at booke længere produkter, som dermed er med til at understøtte markedet og sikre tarifstabilitet.

Strukturen som Energinet ønsker at forlænge, betyder følgende multiplikatorer:

- Kvartals-multiplikator: 1,1 – hvis der bookes **kvartalsprodukter** svarende til ét år, vil det medføre en merbetaling på **10 %** ift. et årsprodukt
- Månedsmultiplikator: 1,25 hvis der bookes **månedsmarkeder** svarende til ét år, vil det medføre en merbetaling på **25 %** ift. et årsprodukt
- Dags- og within-day-multiplikator: 1,40 hvis der bookes **dags- og within-day-produkter** svarende til ét år, vil det medføre en merbetaling på **40 %** ift. et årsprodukt

Multiplikatorerne er således fortsat inden for de i TAR NC, artikel 13, stk. 1, beskrevne intervaller. Det er endvidere Energinets vurdering, at der fortsat er saglige grunde til at fastholde multiplikatorerne, herunder at det giver transportkunderne et incitament til at booke længere produkter, som dermed understøtter markedet og tariffstabiliteten.

Afslutningsvis skal det bemærkes at den tyske regulator har udmeldt tilsvarende multiplikatorer (med undtagelse af within-day som er 2,0)⁵

3.3.2 Multiplikatorer på kapacitetsprodukter på 5 år og derover

Forsyningstilsynet tog ved afgørelse af 31. maj 2019 stilling til Energinets anmeldelse af multiplikatorer på lange kapacitetskontrakter (5 år og derover). Energinet havde anmeldt en multiplikator, der medførte en rabat på kapacitetskontrakter, der gik fra 0 til 10 % afhængig af kontraktens længde. 5-årige kontrakter modtog en rabat på 5 % mens en kontrakt på 10 år eller derover modtog en rabat på 10 %.

Forsyningstilsynet vurderede, at det overordnet set var sagligt at have en multiplikator på tariffen for lange kapacitetskontrakter, idet lange kontrakter giver sikkerhed for en given indtægt til transmissionssystemoperatøren over en længere periode og dermed et robust investeringssignal til transmissionssystemoperatøren. Tilsynet udtalte endvidere, at det kunne være sagligt og rimeligt at kompensere transportkunder for deres villighed til at påtage sig kontrakter med den mindre fleksibilitet og større økonomisk/regulatorisk risiko.

Forsyningstilsynet fandt dog samlet set, at den foreslåede multiplikator for lange kapacitetsbookinger ville medføre, at der ikke skete ligebehandlinger af transportkunderne, idet Energinet ikke udbød kapacitetskontrakter på 5 år og derover, og det således alene ville blive relevant for allerede indgåede kontrakter, herunder kontrakter i relation til Baltic Pipe. Selvom multiplikatoren (rabatten) var anmeldt som et generelt princip, ville der i realiteten ske en forskelsbehandling, som efter tilsynets vurdering ikke ville være i overensstemmelse med princippet om, at tariffer eller metoder til beregning af tariffer skal anvendes på en ikke-diskriminerende måde i henhold til artikel 13, stk. 1, i den europæiske gasforordning. Tilsynet fandt endvidere, at det potentielt kunne hindre konkurrencen afhængig af, hvordan den enkelte aktør ville vælge at bruge kapaciteten.

Det var derfor Forsyningstilsynets vurdering, at Energinets foreslåede multiplikator ikke kunne godkendes i den anmeldte form.

Forsyningstilsynet opfordrede Energinet til i en kommende metodeanmeldelse at arbejde på en multiplikator, som kunne give alle nuværende og nye transportkunder i det danske transmissionssystem mulighed for at opnå en rabat via multiplikatoren ved køb af længerevarende kapacitetsprodukter, som kan bidrage til en samlet større økonomisk sikkerhed for det danske gassystem.

Energinet ønsker med denne anmeldelse at indføre en sådan multiplikator ved kapacitetsbookinger på 5 år eller mere, med det formål at tilskynde til længerevarende kontrakter og dermed systemunderstøttende bookinger.

⁵ MARGIT 2022 (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2020/2020_bis0999/BK9-20-0612/BK9-20-0612-Festlegungsentwurf.html?sessionId=01A820AE57046FEE8A98210F02CB3E13?nn=364474)

Det er ønsket at indføre en trappetrinsmodel, der øger rabattens størrelse med antallet af år, der bookes, således at der kan opnås en rabat på fra 2 % til 6 % afhængig⁶ af kapacitetsbookings længde.

Multiplikatoren skal gælde for alle kapacitetsbookinger på eller over 5 år inklusiv allokeret kapacitet i forbindelse med Open Season 2017 på Baltic Pipe. Dermed udstrækkes princippet til alle brugere med lange kapacitetsprodukter, hvilket efter Energinets vurdering er den mindst diskriminerende tilgang.

Energinet ansøger om en langsigtet multiplikator fastsat af den nedenstående formel:

Ligning 1: Multiplikator ved 5 år eller derover

$$\text{Multiplikator} = (1 + x) - (x * \text{antal år})$$

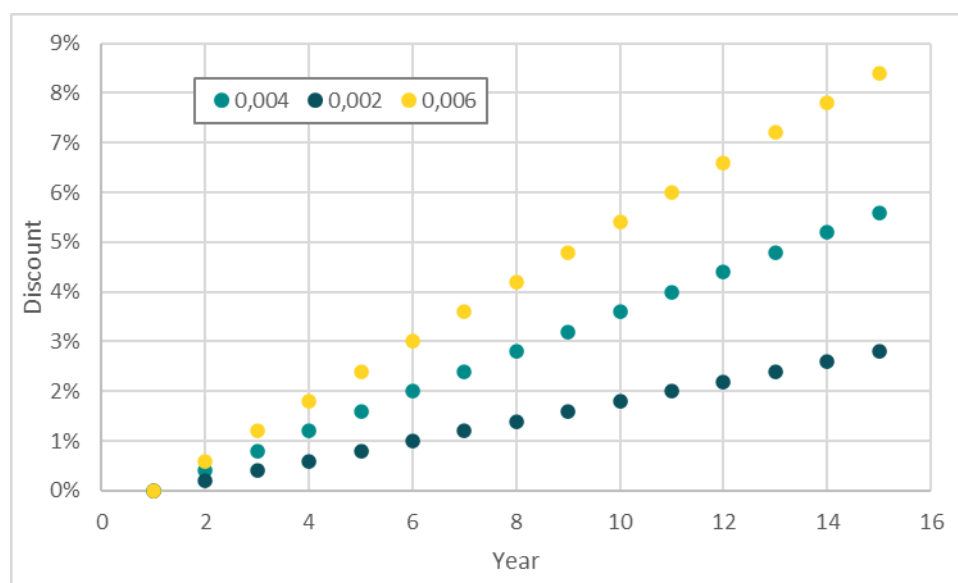
hvor

$x = 0,004$ og antallet af år ≥ 5 år

Dette vil medføre en rabat på 5,60 % med en kapacitetsbooking på 15 år, hvilket er den maksimale længde af en kapacitetsbooking. Rabatten vil blive fratrasket referenceprisen på årsproduktet i alle 15 år.

I figuren nedenfor er der udover udviklingen i multiplikatoren ved en $x = 0,004$ desuden illustreret figuren multiplikatoren ved hhv. $x = 0,002$ og $x = 0,006$.

Figur 2: Resulterende multiplikator med forskellig x



Baggrunden for, at Forsyningstilsynet i 2019 ikke godkendte den foreslåede multiplikator, var hovedsageligt, at rabatten kun var mulig at opnå for transportkunder, der havde deltaget i Open Season bookingerne i enten 2010 eller 2017, og konceptet ville dermed være diskriminerende i forhold til andre brugere af systemet. Energinet har efterfølgende – i 2019 – indført lange kapacitet produkter ≥ 5 år på alle IP-punkter på kapacitetsplatformen samt Nybro Entry.

⁶ Dvs. en multiplikator på mellem 0,94 og 0,98

Dermed har alle transportkunder nu mulighed for at opnå rabatten, også deltagere i Open Season 2017 og Open Season 2019.

De lange kontrakter giver Energinet en økonomisk sikkerhed i relation til indtægter over en længere periode, ligesom det giver mulighed for et investeringssignal til Energinet i forbindelse med bookninger, som fremover måtte indgå som del af den europæiske Incremental Capacity proces⁷. En rabat på længerevarende kapacitetsprodukter giver et incitament for transportkunder til at indgå lange kapacitetskontrakter, selvom de derved accepterer at have mindre fleksibilitet og en større økonomisk og regulatorisk risiko i forhold til andre transportkunder, som kan købe og bruge kapacitet på kort sigt i forhold til markedets løbende prissignaler og ud fra en vurdering af de til enhver tid gældende regler.

Det er Energinets vurdering, at det er rimeligt og sagligt begrundet at kompensere transportkunder for deres villighed til at påtage sig sådanne risici i forhold til den økonomiske sikkerhed, som længerevarende kapacitetskontrakter giver for transmissionssystemoperatøren - og dermed de øvrige transportkunder. Energinet bemærker i øvrigt, at gassystemet i fremtiden bliver udfordret af investeringsbehovet til den nødvendige grønne omstilling, og det fortsat faldende gasforbrug i Danmark, hvorfor det også af disse grunde kan give mening at give gasmarkedet incitamenter til at indgå længerevarende kapacitetskontrakter til fordel for den økonomiske balance i det samlede system.

I forhold til konkurrence- og markedssituationen er det Energinets vurdering, at en tarifstruktur med passende balance mellem prisen for korte og lange produkter, som afspejler de risici, transportkunderne har ved produktet, vil understøtte konkurrencen på det danske gasmarked. Lige adgangsvilkår for transportkunder med forskellige gasporteføljeopbygning vil styrke konkurrenceintensiteten på engrosmarkedet, eftersom flere typer af gashandlere vil gøre det danske gasmarked attraktivt at anvende som handelsplads.

På baggrund af ovenstående er det Energinets vurdering, at den ønskede metode for multiplikatorer på lange kapacitetskontrakter er baseret på transparente og ikke-diskriminerende principper. Det er videre vurderingen, at det bidrager til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet, samtidig med at krydssubsidiering mellem netbrugerne undgås, og samtidig med, at der ansøres til investeringer og opretholdes eller skabes interoperabilitet for transmissionsnet. Der er endvidere ikke tale om, at tarifferne for netadgang begrænser markedets likviditet eller medfører skævheder i handelen på tværs af grænserne mellem forskellige transmissionssystemer. Metoden er dermed i overensstemmelse med gasforordningens artikel 13.

3.3.3 Sæsonfaktorer

Energinet har i forbindelse med Tyra-nedlukningen i 2019, anmeldt og fået godkendt sæsonfaktorer i det dansk-tyske grænsepunkt (Ellund) for en tidsbegrænset periode på to gasår, dvs. fra den 1. oktober 2020 til den 1. oktober 2022⁸.

Formålet med sæsonfaktorer er at styrke forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen, hvor næsten hele det dansk-svenske gasforbrug skal dækkes af gas fra Tyskland. Denne præmis

⁷ Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) No 984/2013, kap. 5

⁸ Afgørelse (<https://forsyningstilsynet.dk/gas/afgoerelser/saesonfaktorer-i-tariffen-for-ellund-punktet-under-tyra-nedlukningen>)

ændrer sig pr. 1. oktober 2022 med idriftsættelsen af Baltic Pipe. Energinet ønsker på den baggrund ikke på nuværende tidspunkt at forlænge sæsonfaktorerne på trods af forlængelsen af Tyra-nedlukningen.

Energinet har således fra 1. oktober 2022 ingen sæsonfaktorer.

3.4 Uniform tarifmetode

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelsen af 31. maj 2019, at Energinet anvender en uniform tarifmetode som referenceprismetode (RPM). Det betyder, at kapacitetstariffen er den samme i alle entry-exit punkter.

Energinet ønsker at videreføre den uniforme tarifmetode. Det er en metode, som er grundigt belyst overfor markedet, Forsyningstilsynet og ACER i forbindelse med metodeanmeldelsen til grund for godkendelsen i 2019, og argumenterne er ikke ændret. Der henvises i nærværende metode til den metodeanmeldelse, mens de primære argumenter er kortfattet opsummeret i det følgende afsnit.

Det er fortsat Energinets vurdering, at en uniform allokering af omkostninger har en række fordele for markedet.

Transparens

Metoden medfører et transparent prissignal med deraf følgende lave transaktionsomkostninger, ligesom metoden tilvejebringer lige adgangsomkostninger geografisk og for forskellige transportkunder. Derudover giver tarifmetoden et solidt grundlag for at vurdere indtægter/omkostninger ved fremtidige systemudvidelser.

Den uniforme metode giver et mere transparent prissignal sammenlignet med CWD. Alle punkter har pr. definition samme tariffer, og det reducerer risikoen for forvriddningstab forbundet med mere eller mindre kunstige prisforskelle mellem punkterne.

Energinet mener desuden, at det er en fordel for brugerne af det danske transmissionssystem, at den uniforme tarifmetode bidrager til øget gennemsigtighed via en relativt simpel metode, mens der ikke synes at være modsatrettede argumenter for en anden omkostningsallokering.

Omkostningsreflekterende: De historiske investeringsbeslutninger har begrænset relevans for fremtidig systemanvendelse

Geografiske afstande er kun i begrænset udstrækning en reel cost-driver for omkostningerne i det danske transmissionssystem.

Da en stor del af dimensioneringen og investeringsbeslutningerne strækker sig tilbage til 80'erne, er det Energinets opfattelse, at de nedskrevne bogførte anlægsværdier i vid udstrækning kan betragtes som værende sunk ift. at sende et meningsfuldt prissignal. Det vil ikke være rimeligt at allokere historisk baserede omkostninger rundt til de nuværende, individuelle punkter/brugere. Dertil er den nuværende systemanvendelse væsentligt forskelligt fra de antagelser, som lå til grund for de oprindelige investeringsbeslutninger, og de nuværende transmissionsbrugere har langt overvejende ikke været en del af den historiske systemudbygning.

Uniforme tariffer skaber ikke nye flaskehalse

Det generelle fravær af flaskehalse og anvendelsen af en auktionsbaseret allokeringsmekanisme reducerer i sig selv behovet for differentierede referencepriser.

Det er samtidig en af udfordringerne ved CWD-metoden⁹, at omkostninger i nogen udstrækning allokeres efter de historiske beslutninger om kapacitet og dimensionering, som de nuværende brugere kun i begrænset omfang har kunnet påvirke.

Forvridningstab er begrænset

Som det bliver dokumenteret i afsnit 4, 6.2.1 og 6.3 er den uniforme tarifmetode på CAA¹⁰ parameteren kun overgået af CWD tarifmetoden. CWD tarifmetoden har dog et betydeligt forvridningstab.

Robusthed overfor pludselige, midlertidige og varige ændringer i systemudnyttelsen

Den uniforme omkostningsallokering af kapacitetstariffer er generelt robust i forhold til ændringer i mængder og flowmønstre. Metoden understøtter, at ændringerne primært har en skaleringseffekt, hvor alle entry-exit punkters tariffer forskydes op- eller nedad, mens auktion-baseret allokering både modvirker flaskehalse og sender tilstrækkelige investeringssignaler om behovet for fremtidige systemudvidelser.

Ikke-diskriminerende: Rimelig fordeling af omkostninger og nyttevirkning ved Baltic Pipe projektet

Alle brugere af det danske transmissionssystem har fordel af Baltic Pipe, da markant forøgede gasmængder reducerer det generelle tarifniveau i systemet, og det er derfor rimeligt, at såvel omkostninger som fordelene (lavere tariffer) bliver proportionalt fordelt mellem nye og eksisterende systembrugere via de uniforme kapacitetstariffer (reduktion i tarifferne bliver via uniform tarifiering fordelt til alle punkter i systemet – dermed "rammer" det både nye og eksisterende brugere af systemet).

Effektiv understøttelse af konkurrencemarkedet

Derudover finder Energinet også, at den uniforme tarifmetode er bedre til at fremme effektiv gashandel og konkurrencen på gasmarkedet, idet der skabes prismæssigt lige adgang mellem transit, import, indenlandsk produktion og produktion fra Nordsøfelter.

Harmonisering med tilstødende systemer

Sidst men ikke mindst er der også på dette punkt tale om en harmonisering ift. tilstødende systemer, da store dele af Nordvesteuropa benytter samme metode, herunder Tyskland og Polen¹¹.

3.5 Uniform tarif for den fælles markedszone

Energinet har den 15. september 2021 anmeldt en metode for etablering af en fælles markedszone for den del af Baltic Pipe, som forbinder det norske gassystem, dvs. opstrømsrørledningsdelen (EP II Grenrørledningen) og det danske transmissionssystem.

Formålet med den fælles markedszone er at skabe enkel markedsadgang for aktørerne (transportkunderne), effektiv drift af rørledningssystemerne gennem udnyttelse af synergier samt konkurrencedygtighed for transitruten fra Norge til Polen ved at undgå fordyrende mellemlid:

- **Enkel markedsadgang for transportkunder:** Transportkunderne skal kun operere i én fælles markedszone (Entry/Exit-system) og i ét balanceringsområde uanset om det i opstrømsrøret eller i transmissionsrøret.

⁹ Capacity Weighted Distance som alle referenceprismetoder skal sammenlignes med jf. TAR NC

¹⁰ Cost Allocation Assessment

¹¹ Polen har dog et entry-/exit-split på 45%/55%

- **Effektiv drift af rørledningssystemerne** ved at høste synergier: Det er vigtigt, at synergier sikres, selvom der er forskellige regler og andre forskelle i rørledningens infrastruktur. Eksempler på synergier er bl.a. besparelser på omkostninger til afregning og it-systemer, dobbeltbemanding i administrative funktioner.

Skabelsen af større sammenhængende markedssystemer følger også Agency for the Cooperation of Energy Regulators' (ACER) Gas Target Model, da forskellig regulering af gasrørledningsinfrastrukturen ikke skal udgøre en barriere eller øge kompleksiteten for transportkunderne. ACER lancerede således i 2015 en opdateret Gas Target Model¹².

Den fælles markedszone indebærer bl.a., at der indgås en aftale mellem forretningsområderne for henholdsvis transmission og opstrøm i Energinet – en såkaldt rådighedsaftale. Rådighedsaftalen indebærer, at opstrømsområdet stiller den fulde kapacitet i EP II Grenrørledningen til rådighed for transmissionsområdet mod betaling, såfremt kapaciteten ikke sælges til anden side som følge af opstrømsbekendtgørelsens bestemmelser om forhandlet adgang. En nærmere beskrivelse af rådighedsaftalen og vilkårene heri fremgår af metodeanmeldelsen om den fælles markedszone af 15. december 2021.

Et afgørende element i den fælles markedszone er, at der gælder én uniform tarif for hele markedszonen. Det betyder, at transmissionsområdets omkostning til køb af kapacitet i EP II grenrørledningen vil skulle inkluderes i den uniforme tarif som et ikke-transmissionstjenesteelement, der opkræves som en kapacitetstarif (kr./kWh/h/år)¹³.

Behovet for at inkludere omkostningerne vedrørende opstrømsaktiverne i transmissionstarifferne, har været tydeligt kommunikeret i både høringen af "Tariff principles and market design in a Baltic Pipe Open Season" fra 2016¹⁴ og i forbindelse med anmeldelse af den nuværende metode. Forsyningstilsynet har også udtalt følgende i forbindelse med godkendelsen af den nuværende metode:

*"Det daværende Energitisynet har på den baggrund 31. januar 2017 i forbindelse med Open Season 2017 udtalt sig om de påtænkte principper for markedszone og tariffer, ligesom Energitisynet (Sekretariatet) har godkendt de regler for allokering af kapacitet, som gælder for Open Season 2017. Udtalelsen fra Energitisynet er ikke en bindende godkendelse, **og den er betinget af en formel metodeanmeldelse, dvs. den i denne sag (Energinets fremhævnings).** Princippet om at indføre én samlet dansk markedszone for transport af gas gennem Baltic Pipe vil Energinet anmelde senere i en separat metodeanmeldelse."*¹⁵

Forsyningstilsynet har overfor Energinet bekræftet, at der med den fremhævede sætning menes, at anmeldelsen og den efterfølgende godkendelse af tarifmetoden fra 2019 bevirker, at forudsætningen for den ikke-bindende godkendelse af tarifprincipper fra 2016 kan betragtes som imødekommet med Forsyningstilsynets tarifmetodegodkendelse fra 2019.

TAR NC, artikel 4, stk. 4, har følgende ordlyd:

¹² Der er redegjort nærmere for denne del i Energinets anmeldelse om etablering af en fælles markedszone, som er anmeldt til Forsyningstilsynet den 15. september 2021.

¹³ Se afsnit 4

¹⁴ <https://en.energinet.dk/-/media/A6D4C7368C5F474B9533B524A01F1C45.pdf?la=en&hash=B46AD2459807B71145036C0AD25BAE5298674730>

¹⁵ Side 8: <https://forsyningstilsynet.dk/media/5671/afgoerelse-del-1.pdf>

"Ikke-transmissionstjenesteindtægter opkræves som ikke-transmissionstariffer, som gælder for en given ikke-transmissionstjeneste. Sådanne tariffer skal:

"a) afspejle omkostningerne og være ikke-diskriminerende, objektive og gennemskuelige

b) opkræves hos dem, der nyder godt af en given ikke-transmissionstjeneste, med henblik på at minimere krydssubsidiering mellem netbrugere i eller uden for en medlemsstat eller begge dele.

Hvis en given ikke-transmissionstjeneste ifølge den nationale reguleringsmyndighed er til gavn for alle netbrugere, opkræves omkostningerne for en sådan tjeneste hos alle netbrugere."

Det er Energinets opfattelse, at inddragelsen af EP II Grenrørledningen i en fælles markedszone er til gavn for alle brugere af transmissionssystemet, idet der derved opnås en række synergier i driften af det samlede system, og fordi det medfører væsentlig lavere tariffer for netbrugere, således som det anerkendes i Energitilsynets udtalelse af 31. januar 2017 om principperne for markedszone og metode til fastsættelse af tariffer i forbindelse med Baltic Pipe-projektet. Tilsynet udtalte således i punkt 95, at *"Energitilsynet finder, at en uniform tarifmetode kan tilrettelægges, så der på en gang opnås større sikkerhed for projektets gennemførelse og mulighed for, at eksisterende transportkunder kan realisere en gevinst i form af generelt lavere transmissionstariffer end der ellers ville have været."*

Energinet finder derfor, at transmissionsområdets omkostning til køb af kapacitet i EP II grenrørledningen udgør omkostninger til en ikke-transmissionstjeneste, som vil kunne opkræves hos alle brugere af transmissionssystemet i medfør af TAR NC art. 4, stk. 4. Inkluderingen af disse omkostninger i en uniform tarif for hele den fælles markedszone er derfor i overensstemmelse med TAR NC.

Til sammenligning har man der i appendix 6.1 ses alternative tarifmetoder til den ønskede udvidelse af det uniforme tarifprincip til den fælles markedszone.

Energinet finder det afgørende at bevare en så lav kompleksitet i det danske transmissionsystem som overhovedet muligt idet det øger transparensen og dermed sikrer forudsigelighed i tarifudviklingen.

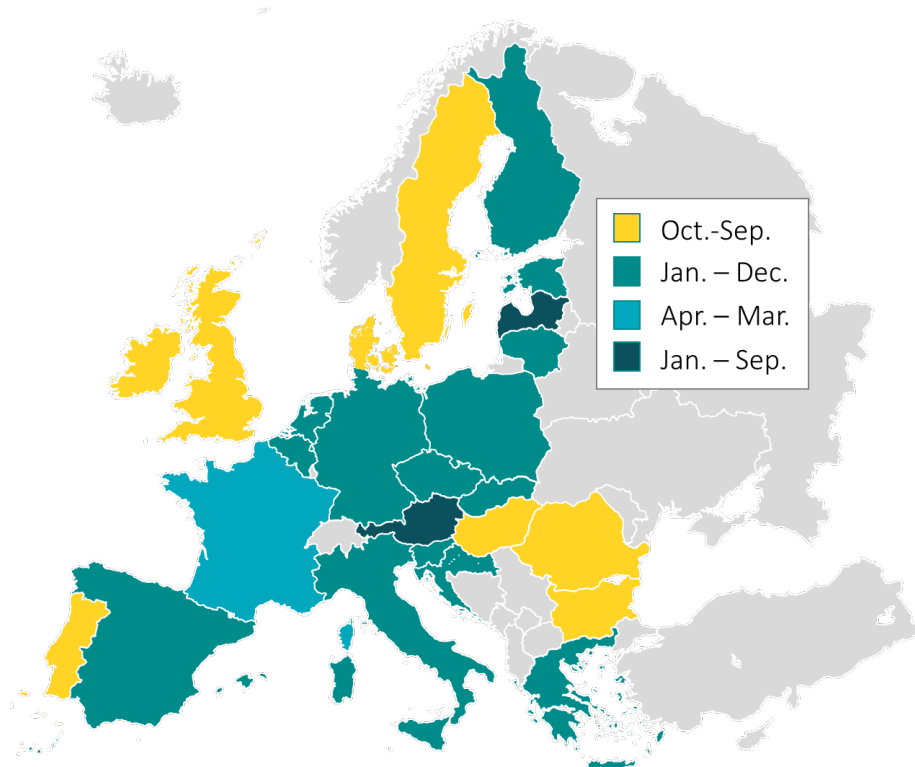
3.6 Ændring af tarifperiode

Pr. 1. januar 2023 vil Energinet overgå til en ny økonomisk regulering¹⁶, hvilket vil øge behovet for præcision i regnskabet. For at understøtte denne overgang, og for at ensrette i forhold til nabolande, ønsker Energinet at ændre tarifperioden fra gasår (1. oktober til 30. september) til kalender-/regnskabsår (1. januar til 31. december).

Det betyder, at de øvrige anmeldte justeringer træder i kraft pr. 1 oktober, mens ændringen af opkrævningsperioden først træder i kraft den 1. januar 2023. En måned før PRISMA auktionen, den første mandag i juli 2022, vil der således blive udmeldt en uniform kapacitetstarif, der gælder udelukkende for 4. kvartal af 2022. Samtidig vil der blive udmeldt en tarif for årsproduktet fra den 1. januar 2023 til den 31. december 2023. Det skal understreges at årskapaciteten ved interconnection points og Nybro stadig vil følge gasåret, det er således kun tarifperioden der ændres fra gasår til kalenderår.

¹⁶ Indtægtsrammeregulering, LINK

Figur 3: Kort over tarifperiode i tilstødende transmissionssystemer



Energinet har siden etableringen afregnet tariffer i gasår (1. oktober til 30. september). Det skyldes, at gasmarkedet i mange år var præget af lange kontrakter med denne periodisering. For at sikre en større sammenhæng, gav det mening at transmissionsafregningen gjorde brug af samme periodisering. Tiderne har ændre sig, en stor del af det gamle gaskontrakter er udløbet, og tilstødende systemer er overgået til afregning i kalenderår. For at gøre op med unødig kompleksitet og øge harmoniseringen ønsker Energinet derfor at overgå til afregning i kalenderår. Det forventes desuden, at reducere risikoen for differencer afledt af periodisering mellem regnskabs- og tarifår med deraf afledte større udsving i tariffer fra et tarifår til det næste.

4. Resulterende tariffer

Ovenstående justeringer i tarifmetoden vil grundlæggende medføre følgende tariffer og ruteomkostninger pr. 1. januar 2023 (før multiplikatoren ved lange produkter).

Tarifberegningsmetoden for de uniforme tariffer er beskrevet med følgende formel:

Ligning 2 Uniform tarif til opkrævning i alle entry og exit punkter (2023)

$$Tarif_{uniform} = \frac{\text{Total omkostningsbase}}{\text{Totale kapaciteter}} = \frac{1.036 \text{ mDKK}}{30.229 \text{ MWh/h}} = 34,29 \text{ kr./kWh/h/år}$$

Nedenstående tabel illustrerer de samlede ruteomkostninger mellem de forskellige punkter i systemet.

Tabel 1: Resulterende tariffer – Uniform 2023

DKK/kWh/h/y		Exit			
		Storage/GTF/ETF	Exit Zone	Ellund	Faxe
Entry	Storage/GTF/ETF	-	34,29	34,29	34,29
	Nybro	34,29	68,57	68,57	68,57
	RES	34,29	68,57	68,57	68,57
	EPII	34,29	68,57	68,57	68,57
	Ellund	34,29	68,57	-	68,57
	Faxe	34,29	68,57	68,57	-

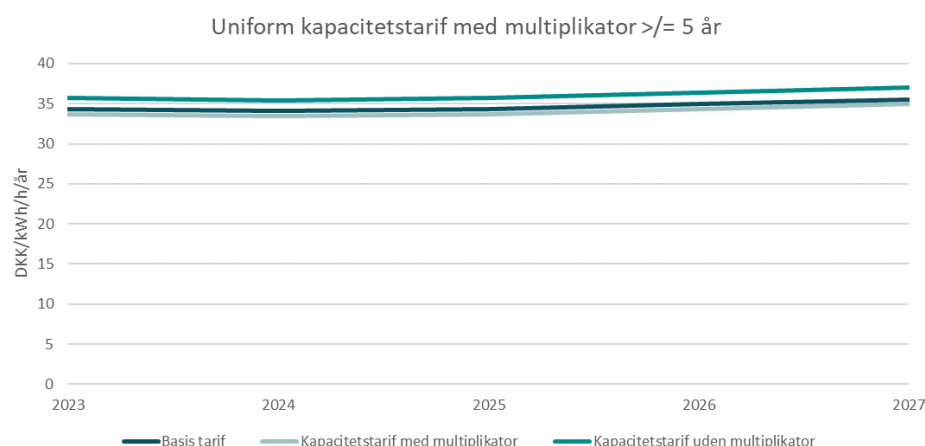
Energinet anmelder tarifmetoden for en 5-årig periode, den form er derfor den forventede tarifudvikling for hele perioden.

Tabel 2 Uniform tarif – 2023 til 2027

Uniform resulterende tariffer (DKK/kWh/h/år)	2023	2024	2025	2026	2027
Kapacitetstarif (alle entry og exit punkter)	34,29	34,06	34,32	34,94	35,54

Indførslen af den i afsnit 3.3.2 beskrevne multiplikator ved kapacitetskontrakter på 5 år eller derover, vil naturligvis have en effekt på årstariffens niveau, mens det vil have den modsatte effekt for reservationsprisen for transportkunder, der køber på kapacitetsprodukter på 5 år eller derover. Energinets regulering betyder dog også, at sidstnævnte transportkunde også vil være medfinansierende af en sådan reduktion, hvorfor reduktionen ikke slår igennem en til en. Denne effekt er illustreret i figuren nedenfor.

Figur 4: Konsekvens af multiplikator på kapacitetskontrakter på 5 år eller derover



Markedseffekter

Energinet vurderer, at en diversificeret portefølje af flerårige, årlige og kortere kapacitetsprodukter bedst understøtter udbuddet og konkurrencen på det danske gasmarked. Længere kapacitetsprodukter sender effektive investeringssignaler og er sunk fra det øjeblik kontrakterne indgås. Dermed er de marginale omkostninger i transmissionssystemet lave i forholdt til at reagere på markedsprissignaler. Det var erfaringen fra OS09-kontrakterne og samspillet mellem transportkunder og markedskunder i perioden fra år 2012 til 2021, hvor de forskellige kapacitetsprodukter supplerede hinanden.

Den foreslåede multiplikator vil styrke transportkundernes incitament til at købe flerårige kapacitetskontrakter. De senere år har markedet i stigende grad efterspurgt kortere kapacitetsprodukter, hvilket i sig selv indikerer, at længere kapacitetskontrakter ikke indeholder en rimelig prissætning af den indbyggede større risiko.

En rabat til én type af kontrakter må naturligt forrykke tariffen på de andre kapacitetsprodukter. I den forstand er tarifferne et nulsumsspil om at dække den regulerede tarifomkostningsbase. Øvrige transportkunder, der ikke vælger at tilkøbe et flerårigt kapacitetsprodukt, vil derfor alt andet lige betale en marginalt højere pris.

Samtidig viste Baltic Pipes investeringsbeslutningsgrundlag, at tarifferne ikke er et nulsumsspil, hvis mængdeforøgelser, lidt forsimplet, overstiger de marginale meromkostningerne. Tarifferne efter Baltic Pipes gennemførelse forventes at medvirke til at holde alle øvrige tariffer på et væsentligt lavere leje, end hvis projektet ikke var gennemført. Dette forhold bør indgå i markedets og Forsyningstilsynets vurdering af forslaget om en rabat til flerårige kapacitetsprodukter.

I øjeblikket er der fortsat ledig kapacitet på alle Energinets entry og exit punkter. Desuden hensætter Energinet på Forsyningstilsynets foranledning årligt 10 pct. af kapaciteten til produkter kortere end et år. Det er en prisrisiko, hvis kapaciteten ikke reserveres, som alt andet lige påføres de øvrige kapacitetsprodukter, og som tillige bør indgå i vurderingen af rabatten på flerårige produkter.

Trods hensættelsen til korte kapacitetsprodukter er der fortsat ledig kapacitet på alle entry og exit punkter. Markedet kan derfor reservere både flere års- og flerårige produkter. Det vurderes derfor, at indførelse af en multiplikator på længerevarende produkter ikke medfører nogle

negative markedseffekter, da der ikke synes at være knaphed på års- og flerårskapaciteter. En multiplikator på længerevarende kapacitetskontrakter giver tværtimod markedsaktørerne flere muligheder og mere fleksibilitet til at sammensætte en optimal fordeling af hhv. korte og lange kapacitetsprodukter.

Økonomiske fordelingseffekter

Ved indførslen af multiplikator ved kapacitetskontrakter på 5 år eller derover vil der unægtelig ske en omfordeling mellem transportkunder. I tabellerne nedenfor er vist de årlige transportomkostninger på tværs af forskellige størrelse forbrug og transporterede mængde ved forskellig belastningsfaktor.

Tabel 3 Årlige transportomkostninger ved forskellige forbrugstyper, transportkunder og belastningsfaktor, med kapacitetsbooking > 5 år

År 2023 Booking > 5år (DKK)	LF = 1	LF = 0,8	LF = 0,4
Husstand med 1500 m3/år	142	177	355
Industri med 0,3 mio. m3/år	28.398	35.497	70.995
Stor virksomhed med 5 mio. m3/år	473.300	591.625	1.183.249
Mindre transportkunde med 125 mio. m3/år	11.832.492	14.790.615	29.581.231
Mellemstor transportkunde med 375 mio. m3/år	35.497.477	44.371.846	88.743.693
Stor transportkunde med 1000 mio. m3/år	94.659.939	118.324.923	236.649.847

Tabel 4 Årlige transportomkostninger ved forskellige forbrugsgrupper, transportkunder og belastningsfaktor, med kapacitetsbooking =/< 5 år

År 2023 Booking =/< 5år (DKK)	LF = 1	LF = 0,8	LF = 0,4
Husstand med 1500 m3/år	134	168	335
Industri med 0,3 mio. m3/år	26.808	33.510	67.019
Stor virksomhed med 5 mio. m3/år	446.795	558.494	1.116.987
Mindre transportkunde med 125 mio. m3/år	11.169.873	13.962.341	27.924.682
Mellemstor transportkunde med 375 mio. m3/år	33.509.618	41.887.023	83.774.046
Stor transportkunde med 1000 mio. m3/år	89.358.982	111.698.728	223.397.456

Som det ses af ovenstående tabeller, er der ingen skævvridning af effekten som følge af belastningsfaktor eller forbrugsstørrelse, og den procentuelle forskel i de årlige transportomkostninger er altså de samme uafhængig af disse parametre.

5. Høringsproces

Energinet har gennemført nedenstående høringsproces. Dette afsnit vil behandle pointerne i de indkomne høringssvar i forbindelse med forhøringen.

- | | | |
|------|--|--|
| i) | Shippers Forum og User Group afholdes, med drøftelse af de fremlagte justeringer | |
| ii) | Forhøring (2 uger): | 14. september – 28. september 2021 |
| iii) | Endelig høring (2 måned): | 14. oktober – 14. december 2021 |
| iv) | Aflevering til Forsyningstilsynet (5 måneders behandlingstid): | 16. december 2021 |
| v) | Ikrafttrædelse: | fra 1. oktober 2022 |

Energinet har modtaget i alt 3 høringssvar fra henholdsvis Ørsted, PGNIG og Dansk Energi¹⁷. Vi takker for bidragene og de gode betragtninger, der er fremført.

Alle parter udtrykker forståelse for, at Energinets vurdering af, at konsekvensen af formuleringen af TAR NC må medføre en afskaffelse af volumentariffen. Det bliver dog understreget, at det for en af parterne er en væsentlig forudsætning, at multiplikatorerne ved kapacitetsprodukter under et år fastholdes.

Med hensyn til indførslen af multiplikatorer for lange kapacitetsprodukter er der forskellige opfattelser i høringssvarene. Nogle transportkunder, er positive overfor initiativet, omend de er af den opfattelse, at multiplikatoren burde være lavere end det, Energinet har fremsat. Heroverfor er de transportkunder, der giver udtryk for, at man vil søge mod kortere kapacitetsprodukter på fremtidens gasmarked, uenige i indførelsen af multiplikatoren – netop fordi man ønsker at styrke det korte marked. Det er grundlæggende Energinets holdning, at man bedst styrker det korte marked med en diversificeret portefølje af kontrakter med forskellig længde.

Energinet har som følge af synspunkterne i høringssvarene suppleret begrundelsen med en overordnet økonomisk analyse samt uddybet baggrunden og rimeligheden i at indføre principet.

I forhold til det uniforme tarifprincip og udvidelsen heraf, anerkendes baggrunden for at udvide tarifprincippet til også at omfatte opstrømsdelen af Baltic Pipe (EPII grenrørret). Der er dog en efterspørgsel efter de økonomiske konsekvenser af dette samt alternative tarifprincipper, hvilket Energinet søger at imødekomme i dette dokument i appendix 2.

Overordnet set er der enighed om afskaffelsen af gasåret med de fordele, denne forsimpning vil indebære. Beskrivelsen i afsnit 3.6 er udvidet med en konkret oversigt over, hvordan ændringen tænkes implementeret.

¹⁷ Høringssvarene er vedlagt i Appendix 11

6. Appendix

6.1 Appendix 1: Antagelser

6.1.1 Forbehold

Samtlige antagelser er baseret på Energinets vidensniveau på nuværende tidspunkt. Det er derfor også vigtigt at understrege, at der kun er tale om indikative tariffer, der skal gøre det muligt at forstå effekterne af de foreslåede ændringer.

Det er vigtigt at understrege, at omkostningsbaser mv. tager udgangspunkt i den nuværende hvile-i-sig-selv regulering og ikke i den fremtidige indtægtsregulering¹⁸ da denne endnu ikke er kendt i et omfang, hvor det er muligt at regne på konsekvenserne.

Derudover er der i tarifferegningerne en antagelse om en akkumuleret over-/underdækning på nul, og der er således ikke taget højde for en evt. udvikling i denne.

6.1.2 Omkostningsbase

I tabellen nedenfor findes omkostningsbasen for perioden 2023-2027 opdelt i de segmenter, der understøtter de fremlagte tarifprincipper. Omkostningsbasen indeholder alle godkendte projekter.

I tabellen findes således omkostninger relateret til det samlede system eksklusiv Baltic Pipe projektet, samt Baltic Pipe projektet opdelt på opstrøm og nedstrøm. Dette udgør tilsammen den samlede omkostningsbase for Energinet.

Tabel 5: Tarifomkostningsbase 2023-2027

Omkostningsbase (mDKK)	2023	2024	2025	2026	2027
Eksisterende ekskl. Baltic Pipe	430	441	453	465	477
Baltic Pipe projektet	606	597	587	577	569
Heraf nedstrøm	352	346	338	330	324
Heraf opstrøm	254	252	249	246	245
Total omkostningsbase	1.036	1.038	1.040	1.042	1.046

¹⁸ <https://kefm.dk/media/6889/aftale-om-fremtidssikret-regulering-af-energinet.pdf>

6.1.3 Kapaciteter og mængder

Antagelserne i det følgende er baseret på høringsudgaven af Analyseforudsætninger 2021¹⁹. På baggrund af disse – og med udgangspunkt i egne modeller og belastningsfaktorer – har Energinet beregnet nedenstående forventede kapacitetsbookinger.

Tabel 6: Mængder 2023-2027

Årsmængder i GWh - Exit	2023	2024	2025	2026	2027
Joint Exit Zone	31.923	30.109	29.406	27.472	25.879
Ellund	700	700	700	700	700
Faxe	91.355	91.355	91.355	91.355	91.355
Samlet Exit	129.978	128.164	127.461	125.527	123.934
Årsmængder i GWh - Entry	2023	2024	2025	2026	2027
Nybro	8.184	25.903	24.082	24.771	28.574
Ellund	24.360	9.373	10.246	6.763	754
RES	7.736	8.657	8.903	9.762	10.376
EPII	83.699	78.230	78.230	78.230	78.230
Faxe	0	0	0	0	0
Samlet Entry	129.978	128.164	127.461	125.527	123.934

Kilde: Analyseforudsætningerne 2021, 12. oktober 2021

Note: Der var fejl i den tilsvarende tabel i forhøringsdokumentet, det er rettet i den ovenstående tabel.

Med udgangspunkt i de årlige mængder fra analyseforudsætningerne vurderes årsprofiler månedsoptelt i de enkelte Entry og Exit punkter, og omfanget af de forventede kapacitetsprodukter vurderes (års-, kvartals- og månedsoptelt) i alle relevante Entry og Exit punkter (Exit Zonen, Exit Dragør, Exit Ellund, Entry Ellund, Entry Nybro og Entry BNG). Dette arbejde danner grundlag for årskapaciteterne vist i figuren nedenfor.

Tabel 7: Forventede kapacitetsbookinger 2023-2027

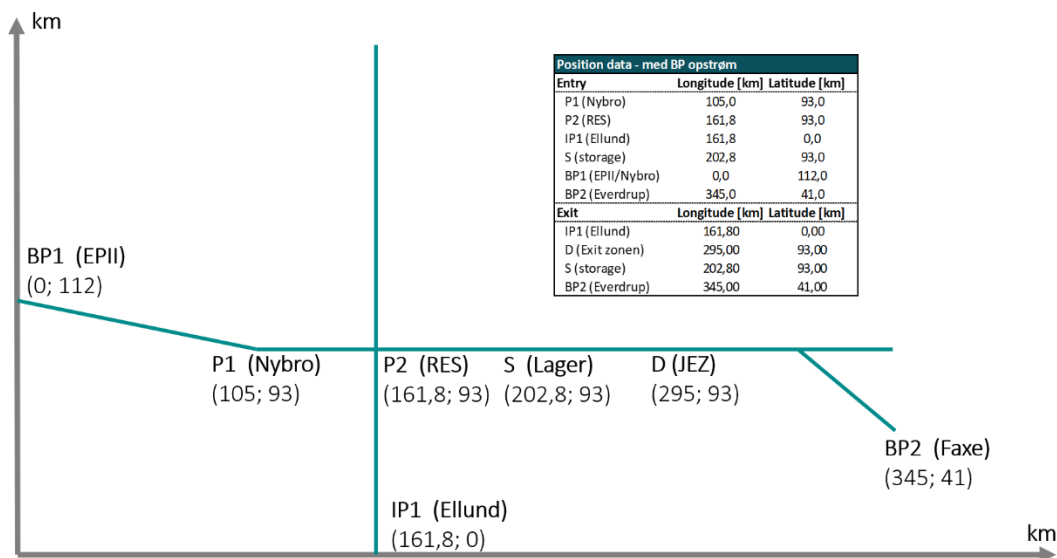
Kapacitet i kWh/h/år	2023	2024	2025	2026	2027
Exit JEZ	3.836.027	3.618.013	3.533.477	3.301.070	3.109.737
Exit Ellund	88.787	88.787	88.787	88.787	88.787
Exit Faxe	10.641.483	10.641.483	10.641.483	10.641.483	10.641.483
Exit kapacitet	14.566.297	14.348.283	14.263.747	14.031.340	13.840.007
Storage Exit	3.100.000	3.100.000	3.100.000	3.100.000	3.100.000
Entry Nybro	1.038.038	3.285.560	3.054.552	3.141.939	3.624.300
Entry Ellund	3.089.739	1.188.926	1.299.550	857.815	95.613
Entry RES	981.262	1.098.079	1.129.231	1.238.260	1.316.138
Entry EPII	10.553.608	10.553.608	10.553.608	10.553.608	10.553.608
Entry Faxe	0	0	0	0	0
Entry kapacitet	15.662.647	16.126.173	16.036.941	15.791.622	15.589.659
Storage Entry	5.350.000	5.350.000	5.350.000	5.350.000	5.350.000

¹⁹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

6.1.4 Punkt antagelser

I forbindelse med beregningerne i både capacity weighted distance tarifmetoden (afsnit 6.2.1) samt cost allocation assesment (afsnit 6.3) er det en forudsætning, at punkterne og afstandene er repræsenteret i et koordinatsystem.

Figur 5: Illustration af punkt placeringer og afstande



Energinet har for simplificering benyttet de samme punkter som ved anmeldelsen i 2019 med en tilføjelse af Baltic Pipe punkterne EPII og Faxe. Placeringerne og afstanden er illustreret i figuren nedenfor.

6.2 Appendix 2: Alternative tarifmetoder

Af hensyn til tarifmetodens robusthed overfor godkendelse af en uniform tarif for en fælles markedszone skitserer Energinet herved to alternativer til den af Energinet ønskede metode.

6.2.1 Capacity Weighted Distance (CWD)

Capacity Weighted Distance (CWD) er tarifmetoden, der i TAR NC er udpeget til at være den foretrukne tarifmetode. Alle øvrige referenceprismetoder vil således skulle vurderes i forhold til dette tarifprincip.

Det er Energinets overordnede opfattelse, at CWD er unødigt kompliceret set i forhold til det meget lille og simple transmissionssystem, som Energinet driver.

Energinet vurderer derfor også, at et evt. valg af CWD som reference prismetode vil komplicere tarifberegningen i en sådan grad, at det vil mindske transparensen og gøre det vanskeliggøre for transportkunderne at beregne tarifferne.

Beregningerne af CWD-tarifferne følger alle 15 steps beskrevet i TAR NC, artikel 8, og kan desuden findes for alle årene i perioden 2023-2027 i den tilhørende excel-fil.

Ovenstående fører til nedenstående tariffer og ruteomkostninger.

Tabel 8 Resulterende tariffer - Capacity Weighted Distance 2023

DKK/kWh/h/y		Exit			
		Storage/GTF/ETF	Exit Zone	Ellund	Faxe
Entry	Storage/GTF/ETF	-	27,90	26,08	38,42
	Nybro	25,10	53,00	51,18	63,52
	RES	19,03	46,94	45,11	57,45
	EPII	38,34	66,24	64,42	76,76
	Ellund	22,29	50,19	-	60,71
	Faxe	0,00	27,90	26,08	-

Ved ovenstående tariffer vil BP punkterne (EPII og Faxe) generere ca. 78 % af indtægterne i det samlede transmissionssystem, mens kapaciteterne udgør ca. 70 % af de samlede kapacitetsbookinger.

6.2.2 Differentieret tarifprincip

Energinet havde i årene 2013-2019 en differentieret tarifmetode. Denne tarifmetode var anmeldt og godkendt på baggrund af det faktiske forhold omkring udvidelsen mod Tyskland via rør-dubleringen mellem Ellund og Egtved samt kompressorstationen. Udvidelsen var ligesom Baltic Pipe projektet et resultat af en Open Season proces gennemført i 2010.

I den efterfølgende dialog med markedet omkring tarifmetoden stod det dog klart, at udvidelsen kun kom enkelte transportkunder til gode. Derfor blev den godkendte tarifmetode en differentieret tarifmetode med udgangspunkt i et nytteprincip. Anlægsinvesteringen ved projektet derfor fordelt til de punkter/brugere af systemet, der havde nytte af investeringen.

Denne tilgang blev dog ved sidste metodeanmeldelse afskaffet. Det skyldes i særdeleshed en fælles markedsforståelse om, at den kommende Baltic Pipe investering ville være af en sådan

karakter, at den alt andet lige ville stille de oprindelige brugere af det danske transmissionssystem bedre.

Tarifmetoden behandles derfor også kun for at sikre robusthed i den samlede metodeanmeldelse. I ligningerne nedenfor er vist tariffberegningen efter dette princip i 2023.

Ligning 3 Differentierede tariffer 2023 - grund element til opkrævning i alle entry og exit punkter

$$\begin{aligned} \text{Tarif}_{\text{Diff. basis}} &= \frac{\text{Total omkostningsbase ekskl. opstrøm}}{\text{Totale kapaciteter}} = \frac{782 \text{ mDKK}}{30.229 \text{ MWh/h/år}} \\ &= 25,89 \text{ kr./kWh/h/år} \end{aligned}$$

Ligning 4 Differentierede tariffer 2023 – ekstra element til opkrævning i EPII Entry

$$\begin{aligned} \text{Tarif}_{\text{Diff. plus}} &= \frac{\text{Omkostningsbase opstrøm}}{\text{EPII Entry kapaciteter}} = \frac{254 \text{ mDKK}}{10.554 \text{ MWh/h/år}} \\ &= 24,05 \text{ kr./kWh/h/år} \end{aligned}$$

Den differentierede tarifmetode, hvor opstrøm tillægges som EPII som et ekstra tarifelement vil resultere i nedenstående tariffer og ruteomkostninger, der alt andet lige vil gøre EPII til det dyreste punkt i systemet.

Tabel 9 Resulterende tariffer – Differentierede tariffer 2023

DKK/kWh/h/y		Exit			
		Storage/GTF/ETF	Exit Zone	Ellund	Faxe
Entry	Storage/GTF/ETF	-	25,89	25,89	25,89
	Nybro	25,89	51,78	51,78	51,78
	RES	25,89	51,78	51,78	51,78
	EPII	49,94	75,83	75,83	75,83
	Ellund	25,89	51,78	-	51,78
	Faxe	25,89	51,78	51,78	-

Ved ovenstående tariffer vil BP punkterne (EPII og Faxe) generere ca. 77 % af indtægterne i det samlede transmissionssystem, hvilket er bemærkelsesværdigt tæt på indtægtsandelen ved CWD.

6.2.3 Marginalt tarifprincip

I de indkomne høringsvar til forhøringsdokumentet, er der fra et par stakeholdere udtrykt en vis skepsis i forhold til det uniforme tarifprincip. Et tarifprincip, hvor der under Open Season ellers var bred tilslutning til. Det er Energinets opfattelse, at projektet ikke kan sammenlignes med Ellund-Egtved udvidelsen. Det skyldes? Det er endvidere Energinets opfattelse, at det ikke vil være rimeligt, at Open Season transportkunder bliver stillet ringere end det er tilfældet ved det uniforme tarifprincip, som under hele processen har været fremlagt og været en forudsætning under Open Season.

Energinet ønsker dog at imødekomme ønsket fra de oprindelige transportkunder om fremlægelse af beregninger, hvor disse transportkunder ikke bærer omkostninger fra Baltic Pipe projektet.

Ligning 5 Marginal tarif eksisterende - til opkrævning i Nybro Entry, RES Entry, Ellund Entry, Ellund Exit og Joint Exit Zone

$$\begin{aligned} \text{Tarif}_{\text{Eksisterende}} &= \frac{\text{Total omkostningsbase ekskl. Baltic Pipe}}{\text{Totale kapaciteter ekskl. Baltic Pipe}} = \frac{430 \text{ mDKK}}{9.034 \text{ MWh/h/år}} \\ &= 47,62 \text{ kr./kWh/h/år} \end{aligned}$$

Ligning 6 Marginal tarif eksisterende – til opkrævning i EPII Entry, Faxe Exit og Faxe Entry

$$\begin{aligned} \text{Tarif}_{\text{Baltic Pipe}} &= \frac{\text{Omkostningsbase Baltic Pipe}}{\text{Baltic Pipe kapaciteter}} = \frac{606 \text{ mDKK}}{21.195 \text{ MWh/h/år}} \\ &= 28,60 \text{ kr./kWh/h/år} \end{aligned}$$

Dette vil resultere i følgende tariffer samt ruteomkostninger.

Tabel 10 Resulterende tariffer – Marginale tariffer 2023

DKK/kWh/h/y		Exit			
		Storage/GTF/ETF	Exit Zone	Ellund	Faxe
Entry	Storage/GTF/ETF	-	47,62	47,62	28,60
	Nybro	47,62	95,23	95,23	76,22
	RES	47,62	95,23	95,23	76,22
	EPII	28,60	76,22	76,22	57,21
	Ellund	47,62	95,23	-	76,22
	Faxe	28,60	76,22	76,22	-

Ikke overraskende vil BP punkterne (EPII og Faxe) med ovenstående tariffer kun generere ca. 58 % af indtægterne i det samlede transmissionssystem, hvilket er markant under kapacitetsandel på ca. 70 %. Ved det uniforme tarifprincip vil kapacitetsandelen og indtægtsandelen, alt andet lige, hvilket Energinet finder er ekstra argument i rimelighed ved det uniforme tarifprincip.

6.3 Appendix 3: Cost allocation assessment (CAA)

Vurderingen af omkostningsfordelingen har til formål at angive graden af krydssubsidiering mellem brug inden for systemet og på tværs af systemer baseret på den foreslåede referenceprismetode (uniforme kapacitetstariffer) i sammenligning med CWD tarifmetoden og de to øvrige metoder beskrevet i afsnit 6.2.

Metoden til omkostningsallokeringsvurdering er beskrevet mere detaljeret i TAR NC, artikel 5. Resultaterne, komponenterne og detaljerne i komponenterne til omkostningsallokeringsvurderinger vedrørende transmissionstjenestens indtægter, der skal opkræves via kapacitetstariffer som er vist i Tabel 9.

Omkostningsfordelingen vedrørende kapacitetstariffer er baseret på omkostningsfaktorerne for den forventede kapacitetsbooking og afstand; derfor bruges de kapacitetsvægtede gennemsnitlige afstande.

Energinet har udført CAA beregninger på alle fire tarifmetoder fremført i dette dokument. Resultatet fremgår af nedenstående tabel og viser at Capacity Weighted Distance (CWD) metoden er den eneste af metoderne som vil ligge inden for grænse, som er fastsat i TAR NC, artikel 5, stk. 3(c), på 10 %.

Tabel 11 Vurdering af omkostningsfordeling

	CWD	Uniform tarif	Differen- tieret	BP Marginal
Ratio intra	103	112	120	251
<i>Revenue intra (mDKK)</i>	361	394	422	880
<i>Driver intra</i>	3.505.384	3.505.384	3.505.384	3.505.384
Ratio cross	100	95	91	87
<i>Revenue cross (mDKK)</i>	676	642	614	587
<i>Driver cross</i>	6.779.812	6.779.812	6.779.812	6.779.812
Comparison Index	3%	17%	28%	97%

Bemærk: Beregningerne er baseret på de indikative tariffer vist i Tabel 2

Tabel 12 Sammenligningsindekser fordelt på tarifprincipper

Comparison Index [-]	CWD	Uniform tarif	Differen- tieret	BP Marginal
2023	3%	17%	28%	97%
2024	5%	22%	33%	101%
2025	5%	21%	33%	104%
2026	5%	21%	33%	107%
2027	6%	22%	34%	111%

Energinet bemærker hertil, at det uniforme tarifprincip er det tarifprincip, der ligger bedst, hvis man ser bort fra CWD, som i Energinets optik vil være et unødigt komplekst tarifprincip til et forholdsvis lille og simpelt transmissionssystem som det danske. Det var ligeledes konklusionen i forbindelse med metodegodkendelsen i 2019.

6.4 Appendix 4: TAR NC, artikel 26 og 27

Artikel:	Beskrivelse:	Henvisning
Art. 26 1. (a) (i)	de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra a), herunder: 1) begrundelsen for de anvendte parametre, der vedrører systemets tekniske karakteristika 2) de tilsvarende oplysninger om de respektive værdier af disse parametre og de anvendte forudsætninger	Se afsnit: 6.5 Appendix 5: Artikel 30, stk. 1, litra a) 6.1 Appendix 1: Antagelser
Art. 26 1. (a) (ii)	værdien af de foreslåede justeringer for kapacitetsbaserede transmissionstariffer i henhold til artikel 9	Se afsnit: 3.2 Rabat på transmissionsstarif til og fra det virtuelle lagerpunkt
Art. 26 1. (a) (iii)	de vejledende referencepriser, som er underlagt høring	Se afsnit: 4 Resulterende tariffer
Art. 26 1. (a) (iv)	resultaterne, komponenterne og detaljerne i disse komponenter til vurderingen af omkostningsfordelingen, som er fastsat i artikel 5	Se afsnit: 6.1 Appendix 1: Antagelser
Art. 26 1. (a) (v)	vurderingen af den foreslåede referenceprismetode i overensstemmelse med artikel 7	Se afsnit: 3.4 Uniform tarifmetode
Art. 26 1. (a) (vi)	hvis den foreslåede referenceprismetode er en anden end referenceprismetoden for kapacitetsvægtet afstand, der er beskrevet i artikel 8, en sammenligning med sidstnævnte, ledsaget af de oplysninger, der er anført i nr. iii)	Se afsnit: 6.2.1 Capacity Weighted Distance (CWD) 6.3 Appendix 3: Cost allocation assessment (CAA)
Art. 26 1. (b)	de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra b), nr. i), iv) og v)	Se afsnit: 6.1.2 Omkostningsbase 6.6 Appendix 6: Artikel 30 stk. 1, litra b)
Art. 26 1. (c) (i)	følgende oplysninger om transmissions- og ikke-transmissionstariffer: i) hvis der foreslås produktbaserede transmissionstariffer, jf. artikel 4, stk. 3: 1) måden, hvorpå de er fastsat	Ikke relevant se afsnit: 3.1 Afskaffelse af volumentariffen

	2) andelen af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som forventes at komme fra sådanne tariffer 3) de vejledende produktbaserede transmissionstariffer	
Art. 26 1. (c) (ii)	hvis der foreslås levering af ikke-transmissionstjenester til netbrugerne: 1) tarifmetoden for ikke-transmissionstjenester 2) andelen af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som forventes at komme fra sådanne tariffer 3) måden, hvorpå den tilhørende indtægt fra ikke-transmissionstjenester afstemmes, jf. artikel 17, stk. 3 4) de vejledende ikke-transmissionstariffer for ikke-transmissionstjenester, der leveres til netbrugerne	Se afsnit: • 3.5 Uniform tarif for den fælles markedszone • 6.7 Appendix 7: Art. 26 1. (c) (ii)
Art. 26 1. (d)	de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 2	Se afsnit: • 6.8 Appendix 8: Art. 26 1. (d) – tarifudvikling
Art. 26 1. (e)	hvis metoden med fast betalingspris, jf. artikel 24, litra b), anses for at være tilbudt under en ordning med prisloft for eksisterende kapacitet: i) det foreslåede indeks ii) den foreslåede beregning, og hvordan indtægter fra risikotillægget anvendes iii) i hvilke sammenkoblingspunkter og for hvilke tarifperioder en sådan fremgangsmåde foreslås iv) processen for at tilbyde kapacitet i et sammenkoblingspunkt, hvor både metoden med fast betalingspris og metoden med variabel betalingspris tilbydes, jf. artikel 24.	Ikke relevant

6.5 Appendix 5: Artikel 30, stk. 1, litra a)

- i. teknisk kapacitet i entry- og exitpunkter og tilhørende forudsætninger

Punkt:	Teknisk kapacitet (GWh/h):
Entry Nybro	6,9
Entry Ellund	7,7
Entry RES	Ubegrænset
Entry EPII	13,4
Entry Faxe	3,8
Entry Storage	8,2
Exit JEZ	15,2
Exit Faxe	13,4
Exit Ellund	10,0
Exit Storage	4,4

- ii. forventet kontraktuel kapacitet i entry- og exitpunkter og tilhørende forudsætninger

- Se Afsnit 6.1, Tabel 5: Forventede kapacitetsbookinger 2023-2027

- iii. mængden og retningen af gasstrømmen for entry- og exitpunkter og tilhørende forudsætninger såsom udbuds- og efterspørgselsscenarier for gasstrømmen under spidsbelastningsforhold

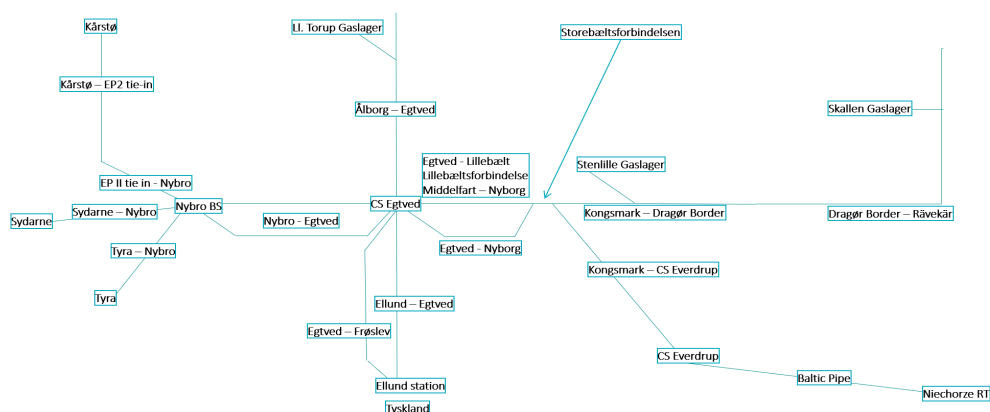
- Se Afsnit 6.1, Tabel 4: Mængder 2023-2027

- iv. den strukturelle repræsentation af transmissionsnettet med en passende detaljeringsgrad



TRANSMISSIONSSYSTEMET

ENERGINET



- v. yderligere tekniske oplysninger om transmissionsnettet såsom længden og diameteren af rørledninger og kompressorstationers ydelse

Rørstrækning	Længde (km)	Diameter (mm/tommer)
EP II tie-in – Nybro	124 km	769 mm/32 ”
Nybro – Egtved (dobbelt)	56 km	743 mm/30 ”
Egtved – LI. Torup MR	127 km	494 mm/20 ”
LI. Torup MR – Ålborg	60 km	343 mm/16 ”
Ellund – Egtved I	88 km	595 mm/24 ”
Ellund – Egtved II	88 km	740 mm/30 ”
Egtved – Nyborg	117 km	886 mm/36 ”
Egtved – Lillebælt	34 km	743 mm/30 ”
Taulov – Skærbækværket	3 km	308 mm/16 ”
Lillebæltsforbindelsen (dobbelt)	4 km	736 mm/30 ”
Lillebælt – Nyborg	78 km	743 mm/30 ”
Storebæltsforbindelsen (dobbelt)	32 km	737 mm/30 ”
Kongsmark – CS Everdrup	60 km	990 mm/40 ”
Kongsmark – Torslunde	79 km	743 mm/30 ”
Stenlille – Torslunde	43 km	595 mm/24 ”
Torslunde – Lynge	26 km	386 mm/16 ”
Torslunde – Hvidovre	17 km	743 mm/30 ”
Hvidovre – Avedøre II	2 km	289 mm/14 ”
Hvidovre – Dragør Border	12 km	743 mm/30 ”
Vestamager – Sydhavn	8 km	311 mm/14 ”

Kompressorstation:

I transmissionssystemet er der i skrivende stund en kompressorstation i Egtved. Med BP kommer der også en kompressorstation i Everdrup.

Effekten på CS Egtved er 5,4 MW pr. unit. Der er 4 units på CS Egtved, hvoraf den ene altid er i backup.

Effekten på CS Everdrup er 18,8 MW pr. unit. Der er 3 units på CS Everdrup, hvoraf den ene altid er i backup.

6.6 Appendix 6: Artikel 30 stk. 1, litra b) v)

følgende forhold for de indtægter, der er nævnt i nr. iv):

- 1) kapacitet/produktopdeling, dvs. fordelingen mellem indtægter fra kapacitetsbaserede transmissionstariffer og indtægter fra produktbaserede transmissionstariffer
 - Ikke relevant
 -
- 2) entry- og exitopdeling, dvs. fordelingen mellem indtægter fra kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle entrypunkter og indtægter fra kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle exitpunkter:

Split	2023
Entry	52%
Exit	48%

- 3) opdeling mellem systemintern transport og transport til eksternt system, dvs. fordelingen mellem indtægter fra systemintern transport i både entrypunkter og exitpunkter og indtægter fra transport til eksternt system i både entrypunkter og exitpunkter, beregnet som fastsat i artikel 5 17.3.2017 L 72/51 Den Europæiske Unions Tidende DA

Split	2023
Intra	16%
Cross-use	84%

6.7 Appendix 7: Art. 26 1. (c) (ii) ikke-transmissionstjenester

Nødtariffen er en såkaldt ikke-transmissionstarif, der fastsættes i overensstemmelse med TAR NC, artikel 4, stk. 4, og opkræves direkte af indenlandske slbrugere. Ikke-beskyttede kunder betaler mindre end beskyttede kunder, da de i tilfælde af en nødsituation kan afbrydes. Der er derfor to nødtariffer. Opkrævningen for nødforsyning sker via distributionsselskaberne.

Energistyrelsen er den kompetente myndighed jf. den europæiske nødforsyningsforordning og fastsætter derfor typer og andele af beskyttede og ikke-beskyttede forbrugere.

Nødtariffen udgør et selvstændigt regnskabssegment, der er adskilt fra transporttariffernes regnskaber. Tariffen beregnes til at dække omkostningerne til indkøbet af nødforsyningsredskaber. Det er alle til markedsfastsatte priser og provenuneutralt for Energinet. Fastsættelsen af nødtariffer foretages ud fra at understøtte principperne i TAR NC, artikel 4(a) om afspejling af omkostninger, ikke-diskriminering, objektivitet og transparens. Omkostningsallokeringen til alene indenlandske forbrugere og fordelingen på beskyttede/ikke-beskyttede forbrugere skal understøtte bestemmelserne i artikel 4(b).

Danske forbrugere er sikret forsyningssikkerhed via Energinets forpligtelse til at gøre brug af en række nødforsyningsredskaber. Redskaberne er i indeværende periode nødlager og fyldningskrav. Nødlager (dvs. reservationer i de to indenlandske undergrundslagre i Stenlille og Lille Torup) er det primære redskab. På den måde er alle forbrugere i Danmark som udgangspunkt lovpligtigt "forsikrede" imod nødforsyningssituationer. Alle forbrugere er derfor med til at betale for nødforsyningsberedskabet.

Energinet administrerer en 'understøttende volumen' af gas i lagrene, der fastsættes ud fra det vurderede behov i en nødhændelse. Både køb og salg af nødgas foretages på gasmarkedet ved auktioner, og der aflægges separat regnskab herfor. Tilsvarende justeres for ændringer af værdien af nødgassen mellem regnskabsperioder.

Nødforsyningsomkostningerne har været faldende siden 2008/2009 og nåede med 47 MDKK det laveste niveau i 2015/16, hvorefter de har ligget på et stabilt niveau. Renoveringen af Tyrafeltet vil medføre øgede nødforsyningsomkostninger fra perioden 2019/20 og frem til perioden 2021/22. Tyraproduktionen ventes genoptaget sommeren 2022. Det er Energinets forventning, at omkostningsniveauet efter Tyra renoveringen igen vil falde til det samme niveau. Det vil dog altid afhænge af den konkrete markedssituation, herunder prisen på gas.

Nødforsyningssegmentet har tidligere dækket dele af Ellund-Egtved investeringen, dette princip ophører dog ved stadfæstelsen af det uniforme tarifprincip.

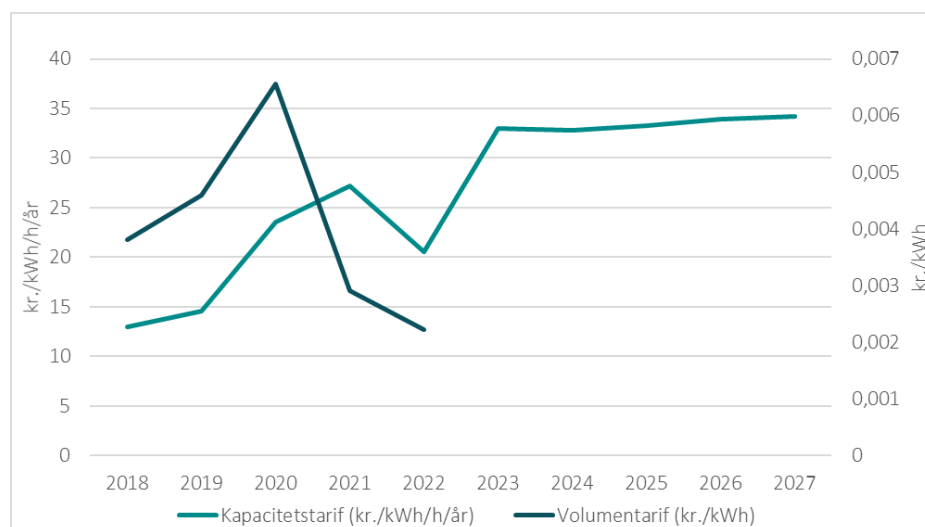
6.8 Appendix 8: Art. 26 1. (d) – tarifudvikling

a) redegørelse for følgende:

- i) forskellen i niveauet af transmissionstariffer for den samme type transmissionstjeneste, der gælder for den nuværende tarifperiode, og for tarifperioden, som de offentliggjorte oplysninger vedrører
- ii) den estimerede forskel i niveauet af transmissionstariffer for den samme type transmissionstjeneste, der gælder for tarifperioden, som de offentliggjorte oplysninger vedrører, og for hver tarifperiode i resten af reguleringsperioden.

Nedenstående vi figur viser den historiske tarifudviklingen sammen med den forventede fremadrettede tarifudvikling for den kommende tarifperiode.

Tabel 13: Tarifudvikling 2018 (2017/2018) til 2027



Historisk ses effekten af indregning af overdækning, mens der fremadrettet ses en tydelig effekt i kapacitetstariffen som følge af afskaffelsen af volumentariffen.

b) mindst en forenklet tarifmodel, som opdateres jævnligt, ledsaget af en redegørelse for, hvordan man bruger den, så netbrugerne kan beregne de transmissionstariffer, der gælder for den nuværende tarifperiode, og estimere deres mulige udvikling ud over tarifperioden.

Offentliggjort på hjemmesiden

6.9 Appendix 9: Retsgrundlag

Gasforsyningsloven (lovbekendtgørelse nr. 126 af 6. februar 2020 om gasforsyning med senere ændringer

"[...]

§ 36 a. Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet samt LNG-faciliteter fastsættes af transmissions-, distributions- og LNG-selskaber efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet.

Stk. 2. Energi-, forsynings- og klimaministeren kan fastsætte nærmere regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer.

[...]"

EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EF) Nr. 715/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1775/2005

"[...]

Artikel 1

Genstand og anvendelsesområde

Denne forordning har til formål at:

- a) fastsætte ikke-diskriminerende regler om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet, idet der tages hensyn til de nationale og regionale markeders særlige kendetegn, med henblik på at sikre et velfungerende indre marked for gas
- b) fastsætte ikke-diskriminerende regler om betingelserne for adgang til LNG-faciliteter og lagerfaciliteter under hensyntagen til de nationale og regionale markeders særlige kendetegn, og
- c) fremme udviklingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau for gas og fastlægge mekanismer til harmonisering af reglerne for adgang til net for grænseoverskridende gasudveksling.

...

...

Artikel 13

Tariffer for netadgang

1. De tariffer eller metoder til beregning af disse, som transmissionssystemoperatører anvender, og som er godkendt af de regulerende myndigheder i medfør af artikel 41, stk. 6, i direktiv 2009/73/EF, samt de tariffer, der er offentliggjort i medfør af artikel 32, stk. 1, i samme direktiv, skal være gennemsigtige, tilgode se behovet for systemintegritet og forbedring deraf og afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt sådanne omkostninger svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og er gennemsigtige, samtidig med at de giver et rimeligt investeringsafkast, og der skal, hvor det er rimeligt, tages hensyn til de regulerende myndigheders benchmarking af tariffer. Tarifferne eller metoderne til beregning af disse skal anvendes på en ikke-diskriminerende måde.

Medlemsstaterne kan beslutte, at tarifferne også kan fastsættes gennem markedsbaserede ordninger, såsom auktioner, forudsat at sådanne ordninger og indtægterne herfra er godkendt af den regulerende myndighed.

Tarifferne eller metoderne til beregning af disse skal bidrage til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet, samtidig med at krydssubsidiering mellem netbrugerne undgås, og samtidig med at der ansøges til investeringer og opretholdes eller skabes interoperabilitet for transmissionsnet.

Tariffer for netbrugere skal være ikke-diskriminerende og skal fastsættes særskilt for hvert indfødningspunkt til og udtagningspunkt fra transmissionssystemet. Mekanismer til omkostningsfordeling og metoder til takstfastsættelse i forbindelse med indfødningspunkter og udtagningspunkter

godkendes af de nationale regulerende myndigheder. Medlemsstaterne sikrer, at netafgifter efter en overgangsperiode, dvs. senest den 3. september 2011, ikke beregnes ud fra kontraktmæssigt fastsatte transportruter.

2. Tarifferne for netadgang må hverken begrænse markedets likviditet eller medføre skævheder i handelen på tværs af grænserne mellem forskellige transmissionssystemer. Når forskelle i tarif-strukturer eller balanceringsmekanismer hindrer handelen på tværs af transmissionssystemerne, skal transmissionssystemoperatøren uanset artikel 41, stk. 6, i direktiv 2009/73/EF i tæt samarbejde med de relevante nationale myndigheder arbejde aktivt for konvergens mellem tarifstrukturerne og principperne for gebyropkrævning, herunder i forbindelse med balancering.
[...]"

KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (TAR NC)

"[...]

Artikel 4

Transmissions- og ikke-transmissionstjenester og -tariffer

1. En given tjeneste anses for at være en transmissionstjeneste, hvis begge de følgende kriterier er opfyldt:

- a) omkostningerne ved tjenesten er forårsaget af omkostningsfaktorerne i form af både teknisk eller forventet kontraktuel kapacitet og afstand
- b) omkostningerne ved tjenesten er relateret til investeringen i og driften af den infrastruktur, som er en del af det regulerede aktivgrundlag for levering af transmissionstjenester.

Hvis et af de kriterier, der er anført i litra a) og b), ikke er opfyldt, kan en given tjeneste anses for at være enten en transmissions- eller en ikke-transmissionstjeneste afhængigt af resultaterne af den periodiske høring af transmissionssystemoperatøren(-erne) eller den nationale reguleringsmyndighed og beslutningen truffet af den nationale reguleringsmyndighed, jf. artikel 26 og 27.

2. Transmissionstarifferne kan fastsættes på en måde, så der tages hensyn til betingelserne for uafbrydelige kapacitetsprodukter.

3. Transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer.

Som en undtagelse, og med forbehold af den nationale reguleringsmyndigheds godkendelse, kan en del af transmissionstjenesteindtægterne kun opkræves som følgende produktbaserede transmissionstariffer, som fastsættes hver for sig:

- a) et gasstrømbaseret gebyr, som skal opfylde alle følgende kriterier:
 - i) det opkræves med henblik på at dække de omkostninger, som primært skyldes gasstrømmængden
 - ii) det beregnes på grundlag af forventede eller historiske gasstrømme, eller begge dele, og fastsættes på en sådan måde, at det er det samme i alle entrypunkter, og det samme i alle exitpunkter
 - iii) det udtrykkes i penge eller naturalier
- b) et supplerende gebyr for opkrævede indtægter, som skal opfylde alle følgende kriterier:
 - i) det opkræves med henblik på at administrere under- og overindtægter
 - ii) det beregnes på grundlag af forventede eller historiske gasstrømme eller begge dele
 - iii) det anvendes i andre punkter end sammenkoblingspunkter
 - iv) det anvendes, efter at den nationale reguleringsmyndighed har foretaget en vurdering af, hvorvidt det afspejler omkostningerne, og dets indvirkning på krydssubsidiering mellem sammenkoblingspunkter og andre punkter end sammenkoblingspunkter.

4. Ikke-transmissionstjenesteindtægter opkræves som ikke-transmissionstariffer, som gælder for en given ikke-transmissionstjeneste. Sådanne tariffer skal:

- a) afspejle omkostningerne og være ikke-diskriminerende, objektive og gennemskelige
- b) opkræves hos dem, der nyder godt af en given ikke-transmissionstjeneste, med henblik på at minimere krydssubsidiering mellem netbrugere i eller uden for en medlemsstat eller begge dele.

Hvis en given ikke-transmissionstjeneste ifølge den nationale reguleringsmyndighed er til gavn for alle netbrugere, opkræves omkostningerne for en sådan tjeneste hos alle netbrugere.

REFERENCEPRISMETODER

Artikel 6

Anvendelse af referenceprismetoden

1. Referenceprismetoden skal fastsættes eller godkendes af den nationale reguleringsmyndighed, jf. artikel 27. Den referenceprismetode, der skal anvendes, er underlagt resultaterne af de i artikel 26 fastsatte periodiske høringer af transmissionssystemoperatør(-en)(-erne) eller den nationale reguleringsmyndighed, som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed.
2. Anvendelsen af referenceprismetoden skal give en referencepris.
3. Den samme referenceprismetode anvendes på alle entry- og exitpunkter i et givent entry- og exitsystem, dog med forbehold af undtagelserne i artikel 10 og 11.
4. Tilpasninger af anvendelsen af referenceprismetoden på alle entry- og exitpunkter må kun ske i overensstemmelse med artikel 9 eller som følge af en eller flere af følgende årsager:
 - a) benchmarking udført af den nationale reguleringsmyndighed, hvorved referencepriser i et givet entry- og exitpunkt tilpasses, således at de resulterende værdier overholder et konkurrencedygtigt niveau for referencepriser
 - b) udligning udført af transmissionssystemoperatør(-en)(-erne) eller den nationale reguleringsmyndighed, som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed, hvorved den samme referencepris anvendes i nogle eller alle punkter inden for en homogen gruppe af punkter
 - c) reskalering udført af transmissionssystemoperatør(-en)(-erne) eller den nationale reguleringsmyndighed, som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed, hvorved referencepriserne i alle entry- eller alle exitpunkter eller begge dele justeres, enten ved at multiplicere deres værdier med en konstant eller ved at lægge en konstant til eller trække en konstant fra deres værdier.

Artikel 7

Valg af en referenceprismetode

Referenceprismetoden skal være i overensstemmelse med artikel 13 i forordning (EF) nr. 715/2009 og følgende krav. Den skal sigte mod, at:

- a) give netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcis fremskrivning af dem
- b) tage hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester og samtidig tage transmissionsnettets grad af kompleksitet i betragtning
- c) sikre ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering, herunder ved at tage hensyn til omkostningsfordelingsvurderingerne, jf. artikel 5
- d) sikre, at betydelig volumen-risiko, navnlig i forbindelse med transmission på tværs af et entry- og exitsystem, ikke pålægges slutkunderne i det pågældende entry- og exitsystem
- e) sikre, at de resulterende referencepriser ikke er konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænserne.

Artikel 8

Referenceprismetode for kapacitetsvægtet afstand

1. Parametrene for den kapacitetsvægtede afstandsreferenceprismetode er som følger:
 - a) andelen af transmissionstjenesteindtægter, som skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer
 - b) den forventede kontraktuelle kapacitet i hvert entrypunkt eller en klynge af entrypunkter og i hvert exitpunkt eller en klynge af exitpunkter
 - c) hvis entrypunkter og exitpunkter kan kombineres i et relevant gasstrømscenarie, den korteste afstand af rørledningsruterne imellem et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter og et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter d) kombinationerne af entrypunkter og exitpunkter, hvis det er muligt at kombinere nogle entrypunkter og nogle exitpunkter i et relevant gasstrømscenarie
 - d) den entry- og exitopdeling, der er nævnt i artikel 30, stk. 1, litra b), nr. v), 2), skal være 50/50.

Hvis entrypunkter og exitpunkter ikke kan kombineres i et gasstrømscenarie, tages denne kombination af entry- og exitpunkter ikke i betragtning.

2. Referencepriserne afledes i følgende sekventielle trin:

[konkrete formler er udeladt]

Artikel 9

Regulering af tariffer i entrypunkter fra og exitpunkter til lagerfaciliteter samt i entrypunkter fra LNG-anlæg og infrastruktur, som afhjælper isolation

1. En rabat på mindst 50 % skal anvendes på kapacitetsbaserede transmissionstariffer i entrypunkter fra og exitpunkter til lagerfaciliteter, medmindre og i det omfang en lagerfacilitet, der er forbundet til mere end ét transmissions- eller distributionsnet, anvendes til at konkurrere med et sammenkoblingspunkt.

...

...

Artikel 13

Multiplikatorers og sæsonfaktorers niveau

1. Multiplikatorers niveau skal ligge inden for følgende intervaller:
 - a) for kvartalsstandardkapacitetsprodukter og månedsstandardkapacitetsprodukter må den respektive multiplikators niveau ikke være lavere end 1 og ikke højere end 1,5
 - b) for dagsstandardkapacitetsprodukter og intradagstandardkapacitetsprodukter må den respektive multiplikators niveau ikke være lavere end 1 og ikke højere end 3. I behørigt begrundede tilfælde kan de respektive multiplikatorers niveau være lavere end 1, men højere end 0, eller højere end 3.
2. Hvis sæsonfaktorer anvendes, skal det aritmetiske gennemsnit over gasåret af produktet af multiplikatoren, som gælder for det respektive standardkapacitetsprodukt, og de relevante sæsonfaktorer, ligge inden for samme interval som niveauet af de respektive multiplikatorer i stk. 1."
3. Senest den 1. april 2023 må det maksimale niveau for multiplikatorer for dagsstandardkapacitetsprodukter og intradagstandardkapacitetsprodukter ikke være højere end 1,5, hvis agenturet inden den 1. april 2021 i overensstemmelse med forordning (EF) nr. 713/2009 udsteder en anbefaling om, at det maksimale niveau af multiplikatorer bør reduceres til dette niveau. Denne anbefaling skal tage hensyn til følgende aspekter i forbindelse med brug af multiplikatorer og sæsonfaktorer før og fra den 31. maj 2019:
 - a) ændringer i reservationsadfærd
 - b) virkninger på transmissionstjenesteindtægter og deres opkrævning
 - c) forskelle mellem niveauet af transmissionstariffer gældende for to på hinanden følgende tarifperioder

- d) krydssubsidiering mellem netbrugere, som har kontraheret års- og ikke-årsstandardkapacitetsprodukter
- e) indvirkningen på gasstrømme på tværs af grænserne.

HØRINGSKRAV

Artikel 26

Periodisk høring

1. Der gennemføres en eller flere høringer af den nationale reguleringsmyndighed eller transmissionssystemoperatør (-en)(-erne), som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed. I det omfang, det er muligt, og for at gøre høringsprocessen mere effektiv bør høringsdokumentet offentliggøres på engelsk. Den endelige høring inden den beslutning, der er omhandlet i artikel 27, stk. 4, skal opfylde kravene i nærværende artikel og artikel 27 og skal omfatte følgende oplysninger:

- a) beskrivelsen af den foreslåede referenceprismetode samt følgende punkter:
 - i) de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra a), herunder:
 - 1) begrundelsen for de anvendte parametre, der vedrører systemets tekniske karakteristika
 - 2) de tilsvarende oplysninger om de respektive værdier af disse parametre og de anvendte forudsætninger
 - ii) værdien af de foreslåede justeringer for kapacitetsbaserede transmissionstariffer i henhold til artikel 9
 - iii) de vejledende referencepriser, som er underlagt høring
 - iv) resultaterne, komponenterne og detaljerne i disse komponenter til vurderingen af omkostningsfordelingen, som er fastsat i artikel 5
 - v) vurderingen af den foreslåede referenceprismetode i overensstemmelse med artikel 7
 - vi) hvis den foreslåede referenceprismetode er en anden end referenceprismetoden for kapacitetsvægtet afstand, der er beskrevet i artikel 8, en sammenligning med sidstnævnte, ledsaget af de oplysninger, der er anført i nr. iii)
- b) de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra b), nr. i), iv) og v)
- c) følgende oplysninger om transmissions- og ikke-transmissionstariffer:
 - i) hvis der foreslås produktbaserede transmissionstariffer, jf. artikel 4, stk. 3:
 - 1) måden, hvorpå de er fastsat
 - 2) andelen af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som forventes at komme fra sådanne tariffer
 - 3) de vejledende produktbaserede transmissionstariffer
 - ii) hvis der foreslås levering af ikke-transmissionstjenester til netbrugere:
 - 1) tarifmetoden for ikke-transmissionstjenester
 - 2) andelen af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som forventes at komme fra sådanne tariffer
 - 3) måden, hvorpå den tilhørende indtægt fra ikke-transmissionstjenester afstemmes, jf. artikel 17, stk. 3
 - 4) de vejledende ikke-transmissionstariffer for ikke-transmissionstjenester, der leveres til netbrugere
- d) de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 2
- e) hvis metoden med fast betalingspris, jf. artikel 24, litra b), anses for at være tilbudt under en ordning med prisloft for eksisterende kapacitet:
 - i) det foreslåede indeks
 - ii) den foreslåede beregning, og hvordan indtægter fra risikotillægget anvendes
 - iii) i hvilke sammenkoblingspunkter og for hvilke tarifperioder en sådan fremgangsmåde foreslås
 - iv) processen for at tilbyde kapacitet i et sammenkoblingspunkt, hvor både metoden med fast betalingspris og metoden med variabel betalingspris tilbydes, jf. artikel 24.

2. Den endelige høring, inden den i artikel 27, stk. 4, omhandlede beslutning, skal være åben i mindst to måneder. Høringsdokumenter for alle høringer omhandlet i stk. 1, kan indebære, at svar afgivet i forbindelse med høringen skal indeholde en ikke-fortrolig version egnet til offentliggørelse.

3. Senest en måned efter afslutningen af høringen skal transmissionssystemoperatør(-en)(-erne) eller den nationale reguleringsmyndighed, afhængigt af den enhed, der offentliggør høringsdokumentet i stk. 1, offentliggøre de indkomne høringssvar og et resumé heraf. I det omfang, det er muligt, og for at gøre høringsprocessen mere effektiv, bør resuméet foreligge på engelsk.

4. De efterfølgende periodiske høringer afholdes i overensstemmelse med artikel 27, stk. 5. 5. Efter høring af Det Europæiske Netværk af Transmissionssystemoperatører for Gas (i det følgende benævnt »ENTSOG«) udarbejder agenturet en skabelon til høringsdokumentet i stk. 1. Skabelonen skal stilles til rådighed for de nationale reguleringsmyndigheder og transmissionssystemoperatører inden den 5. juli 2017.

Artikel 27

Den nationale reguleringsmyndigheds periodiske beslutningstagning

1. Ved lanceringen af den endelige høring i henhold til artikel 26, inden den i artikel 27, stk. 4, omhandlede beslutning, skal den nationale reguleringsmyndighed eller transmissionssystemoperatør(-en)(-erne), som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed, fremsende høringsdokumenterne til agenturet.

2. Agenturet analyserer følgende aspekter af høringsdokumentet:

- a) om alle de oplysninger, der er omhandlet i artikel 26, stk. 1, er blevet offentliggjort
- b) om de elementer, der er genstand for høring i overensstemmelse med artikel 26, overholder følgende krav:
 - 1) om den foreslåede referenceprismetode overholder kravene i artikel 7
 - 2) om kriterierne for fastsættelse af produktbaserede transmissionstariffer, jf. artikel 4, stk. 3, er opfyldt
 - 3) om kriterierne for fastsættelse af ikke-transmissionstariffer, jf. artikel 4, stk. 4, er opfyldt.

3. Senest to måneder efter afslutningen af den høring, der er omhandlet i stk. 1, offentliggør agenturet konklusionen på analysen udført i overensstemmelse med stk. 2 og sender denne på engelsk til den nationale reguleringsmyndighed eller transmissionssystemoperatøren, afhængigt af hvilken enhed der offentliggjorde høringsdokumentet, og til Kommissionen.

Agenturet behandler alle kommercielt følsomme oplysninger fortroligt.

4. Senest fem måneder efter afslutningen af den endelige høring skal den nationale reguleringsmyndighed, der handler i overensstemmelse med artikel 41, stk. 6, litra a), i direktiv 2009/73/EF, træffe og offentliggøre en begrundet beslutning om alle elementer, der er fastsat i artikel 26, stk. 1. Når beslutningen offentliggøres, fremsender den nationale reguleringsmyndighed beslutningen til agenturet og Kommissionen.

5. Proceduren bestående af den endelige høring om referenceprismetoden i overensstemmelse med artikel 26, den beslutning, som den nationale reguleringsmyndighed træffer i overensstemmelse med stk. 4, beregningen af tariffer på grundlag af denne beslutning og offentliggørelsen af tarifferne i overensstemmelse med kapitel VIII, kan indledes fra denne forordnings ikrafttræden og skal være afsluttet senest den 31. maj 2019. Kravene i kapitel II, III og IV tages i betragtning i denne procedure. De tariffer, der gælder for den nuværende tarifperiode den 31. maj 2019, vil gælde indtil taksperiodens udløb. Proceduren gentages mindst hvert femte år regnet fra den 31. maj 2019.

Artikel 28

Høringer om rabatter, multiplikatorer og sæsonfaktorer

1. På samme tid som den endelige høring i overensstemmelse med artikel 26, stk. 1, skal den nationale reguleringsmyndighed foretage en høring af de nationale reguleringsmyndigheder i alle direkte forbundne medlemsstater og de relevante interesserpartier om følgende:

- a) niveauet af multiplikatorer
- b) hvis det er relevant, niveauet af sæsonfaktorer og beregningerne fastsat i artikel 15
- c) niveauet af rabatter, der er fastsat i artikel 9, stk. 2, og artikel 16.

Efter afslutningen af høringen træffes en begrundet beslutning i overensstemmelse med artikel 41, stk. 6, litra a), i direktiv 2009/73/EF om de aspekter, der er nævnt i litra a)-c) i dette stykke. Hver national reguleringsmyndighed skal overveje de synspunkter, der fremsættes af nationale reguleringsmyndigheders i direkte forbundne medlemsstater.

2. De efterfølgende høringer gennemføres hver tarifperiode fra datoen for beslutningen nævnt i stk. 1. Efter hver høring og som fastsat i artikel 32, litra a), skal den nationale reguleringsmyndighed træffe og offentliggøre en begrundet beslutning om de aspekter, der er nævnt i stk. 1, litra a)-c).

3. Ved vedtagelsen af beslutningerne i stk. 1 og 2 skal den nationale reguleringsmyndighed tage hensyn til de indkomne høringssvar og følgende aspekter:

a) for multiplikatorer:

- i) balancen mellem at lette kortfristet handel med gas og give langsigtede signaler til effektiv investering i transmissionssystemet
- ii) indvirkninger på transmissionstjenesteindtægter og opkrævningen heraf
- iii) behovet for at undgå krydssubsidiering mellem netbrugere og at forbedre mindsteprisers afspejling af omkostningerne
- iv) situationer med fysiske og kontraktuelle begrænsninger
- v) indvirkningen på gasstrømme på tværs af grænserne

b) for sæsonfaktorer:

- i) indvirkningen på at lette den økonomiske og effektive udnyttelse af infrastrukturen
- ii) behovet for at forbedre mindsteprisers afspejling af omkostningerne.

[...]"

6.10 Appendix 10: Pre-consultation dokument

<https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2021/09/10/Pre-consultation-gas-tariffs>

6.11 Appendix 11: Høringssvar Pre-consultation

- PGNIG
- Ørsted
- Dansk Energi

PGNiG Group input into the pre-consultation process of the „ADJUSTED GAS TRANSMISSION TARIFF METHODOLOGY“

0. Introduction

PGNiG Group (“**PGNiG**”) would like to confirm strong interest in the pre-consultation of the potential gas transmission tariff methodology and would like to send its comments to the Pre-Consultation of the Adjusted Gas Transmission Tariff Methodology (“**Consultation Document**”). Having in mind the historical development of the infrastructural projects in Denmark, PGNiG has the reasons to believe to be the largest shipper in Baltic Pipe project (“**BP**”). PGNiG is also committed to actively cooperate with other participants of the Danish gas market in order to provide transparent and fair market rules. It needs to be emphasized that PGNiG is market-oriented energy trading company, acting in challenging and competitive European environment and thus being under pressure to achieve the best possible business results on the international field.

Therefore, the proposed methodology was analyzed in the wider context related to experience from other markets, the possible transportation routes through Germany as well as sourcing natural gas in other balancing areas. Fair transportation cost is a key success factor for our long-term vision of natural gas exploration on the Norwegian shelf and transportation through the Danish natural gas transmission system.

PGNiG's understanding of the tariff structure in Denmark as well as comparative calculations provided by ENDK lead to the conclusion, that **completion of the Baltic Pipe project shall result the increase of the volume of gas transmitted through Danish transmission system** (more than 250%) **and increase of the entry and exit capacities** (more than 225%). This increase is expected to be disproportionately greater than the increase of costs of operating the transmission system (only by 130%), which in consequence shall significantly **reduce the overall tariff for all users of gas in Denmark** (expected reduction of at least 30%).

Having been actively involved in all forms of market discussion and consultations held since the inception of the BP project, we are committed to remain an active participant in the process of finalizing the key principles of the Danish gas tariff design. The purpose of this document is to express PGNiG's understanding of ENDK's proposals included in the Consultation Document and to provide our views and suggestions on what we see as key issues.

We acknowledge that ENDK continues to lead the consultation process in a transparent manner and once again creates a space for interested gas market participants to express their opinion on key market issues. We would hereby like to thank ENDK for inviting PGNiG to the consultation process and enabling us to share our ideas with you.

We believe that the Consultation Document is a strong foundation for further discussion. Thus, in this document we present our comments on 4 areas presented in the document published by ENDK, which we believe to be crucial from the point of view of integrating BP with the Danish gas market, as well as from the point of view of the general market design.

PGNiG's comments have been presented on further pages of this document.

1. Adjustment 1: Capacity/commodity split

On 31st May 2019 DUR approved a new tariff methodology for DK which introduced a **70 / 30 fixed / variable tariff split** (in the place of a 50 / 50 split, which corresponded to ENDK's actual CAPEX / OPEX structure). That adjustment increases the total amount that a shipper is obliged to pay in tariffs regardless of whether the capacity is used.

In line with information provided on the ENDK Gas Market Data webpage, the total bookings at the Ellund entry point¹ in the last three years materialized in the range of 35 – 40 TWh / year. These bookings were predominantly annual bookings (> 90% of total Ellund entry capacity booked).

Whereas it is speculative what the booking profile of the existing DK system users will look like when BP is commissioned², but assuming that the current structure remains unchanged, the total annual profile of bookings in the DK system will be the following:

- **BP users** – ca. 87 TWh / y of 15 years capacity bookings (**ca. 72% of total bookings**)
- **Existing users** - ca. 32 TWh / y of 1 year capacity bookings (**ca. 26% of total bookings**)
- **Existing users** - ca. 3 TWh / y of below 1 year capacity bookings (**ca. 2% of total bookings**)

The booking profile in the DK network will be very heavily weighted towards 15 years bookings with only 28% total bookings being applicable to bookings of a duration of a 1 year and shorter. This will be true in the first years after BP commissioning, as with the expected decline in DK domestic demand the profile will become even more asymmetric and the share of 15-year bookings in the total profile will increase even more.

It is worth to emphasize that PGNiG's 93 TWh/year capacity booking (and its future utilization) will result in a very significant reduction of tariff fees to be incurred by an average system user. As a shipper covering ca. 2/3 of the Danish system cost base, PGNiG will also cover majority of the costs related to the 100% discount on tariffs to/ from the virtual Danish storage point.

Whereas increasing the capacity / commodity split from the current 70/30 to 100/0 may be justified by regulatory reasons, moving away from the current situation may result in a significant unjustified cross-subsidization of the existing shippers by the OS 2017 shipper.

At present capacity bookings with a 1-year duration are required to keep tariffs low and predictable in the DK system, this may, however, change after BP is commissioned. **The significant amount of stable 'baseload capacity' booked in the system by the OS 2017 shipper after 2022 is likely to provide strong incentives to the existing system users to shorten the duration of their bookings, thus reducing the volume of "wasted" (paid for but not used) capacity.** Thus they will continue to benefit from stable and low tariffs (thanks to the OS 2017 baseload and despite multipliers on shorter-term capacity). Even under a 100/0 split conditions, flexibility of the existing system users will in fact increase, because they will only book capacity when they require to do so (and will use exactly the amounts that they booked). **Effectively, by shortening the duration of their bookings, users of the existing system will in fact move towards a 0/100 capacity/commodity split.** We point to the fact that this significant difference in market flexibility does not only apply to players booking for the long term (year and more) vs players booking for the short term (less than a year). Even in the category of market players booking for the long term there is a significant difference in market flexibility between the OS 2017 shipper booking for 15 years and a shipper booking for 1 year, who can adjust their booking levels every year.

PGNiG wonders if in the case of the 100/0 capacity/commodity split, the higher price level for short-term bookings will be maintained. Currently, the average increase is between 110% and 177%, depending on the product, delivery period and point of entry / exit. If the higher level of fees for short-term bookings is neither maintained nor increased, the switch from 70/30 to 100/0

¹ Given the Tyra shutdown Ellund currently remains the only possible import point for the Danish and Swedish gas markets

² with Tyra coming back onstream and a number of new capacity products expected to be launched by ENDK

split is not justified, as shippers can mainly book short-term capacities and the operator's revenues will not be stable (which, as we understand is the main goal of the change) .

On the other end of the spectrum lies the OS 2017 shipper which, as a result of providing the significant 'baseload booking' will act as a flexibility facilitator for other users of the system. **Under a 100/0 split the whole cost of providing the flexibility to the market may fall on the OS 2017 shipper, who individually will not experience any flexibility at all.**

We point to the fact that the above is not only the case in a potential situation where existing shippers shorten the duration of their bookings, but also applies to the current structure of bookings. A shift from the existing 70/30 to a 100/0 split even under the current structure completely takes away any flexibility of the OS 2017 shipper and transfers value from the OS 2017 shipper to shippers booking for the shorter term. As a result, we believe that the proposal to change the current 70/30 to a 100/0 capacity / commodity split should be investigated on premises of discrimination and undue cross-subsidization.

We further note that a shift to a 100/0 split is a very significant deviation from tariff principles that were presented to us prior to making the binding Open Season bid. All tariff simulations outlined in the Information Packages were prepared under a 50/50 split. Whereas we made the booking in good faith with the intention to use the booked capacity to the highest possible extent, the 50/50 split was an important factor on which we made the decision to place the bid. Under a 100/0 split we will be unable to defend ourselves from adverse, unanticipated changes in the tariff methodology by rerouting our gas supply to other routes.

Even though PGNiG, whose load factor can be 0.89, in some circumstances could be a beneficiary of the transition from the current 70/30 to 100/0 division, we would like to point out that the actual result may be completely different. Greater interest in short-term products by other market participants may result in an increase of the standard products rates, including long-term ones. For this reason, we propose that the decision on the capacity/commodity split should be supported by additional analysis regarding the impact of changes in the structure of ordered products on transmission rates in the following years.

Moreover, there seems to be a inconsistency in the Consultation Document in table 1 (point 3.1) on page 12. In our opinion, a change in capacity/commodity split from 70/30 to 100/0 should result in a drop in transmission costs for shippers with load factor equal 1. Our opinion results from the fact that the operator's regulated revenue will increase (because there are shippers with a lower load factor in the operator's portfolio) and this extra revenue should be taken into account to lower the average transmission rates for all system users.

Additionally, the document should present the value of the load factor, which guarantees the cost neutrality of changing the metedology for a user with such a factor.

2. Adjustment 2: Discount for long term capacity bookings

The concept for introducing deescalators for capacity bookings longer than 5 years is an extension of the multiplier principle currently applied in Denmark for capacity bookings with a duration shorter than 1 year (i.e. the shorter the booking, the higher its cost). In line with the proposed concept, the deescalation would increase proportionally to the duration of the capacity booking.

The deescalator concept has been well-consulted with the market and a general consensus has been reached (i.a. during Shipper Taskforce meetings organized by ENDK as a primary platform for dialogue between gas market players and the Danish TSO on key issues related to the new tariff methodology) that introduction of the deescalators is in the best interest of the market. Eventually, ENDK included the deescalator concept in its tariff proposal submitted to DUR in December 2018. **In line with ENDK's proposal the discount should be 5 - 10% on capacity contracts with a duration of 5 years or more and should increase with the length of the contract.**

In its tariff decision, DUR recognized the benefits and general regulatory possibility to introduce the proposed deescalator solution, however, did not approve the deescalators for 2019-2022 highlighting (among other things) three key obstacles:

- discrimination between OS and non-OS shippers (capacity booking products for more than 1 year were not historically available)
- competitive advances for OS 2009 in Ellund under a critical situation with the Tyra redevelopment
- need for an impact assessment which shows the likely market- and economic impact (redistributive effects) between different groups of shippers

In the same time DUR stated that it would be potentially possible to introduce a deescalator scheme in the future. DUR encouraged ENDK to submit a proposal for a deescalator scheme in the tariff proposal for the next regulatory period.

ENDK's position on the issue

As we understand, ENDK plans to implement the deescalators for long-term bookings in the next tariff application. Energinet seeks mandate to set a stepwise increasing long-term multiplier within the range of 0.94 – 0.98 depending on duration (length) of bookings to address the greater risk of unused surplus capacity for long-term booking system users.

Since 2019, to meet concerns raised by DUR in the 2019, Energinet has introduced the option to book long term capacity ≥ 5 years for Danish entry/exit points on the capacity booking platform. Hence, the option to obtain a discount for capacity bookings ≥ 5 years will be available for all shippers on the Danish gas market including Open Season 2017 bookings.

ENDK provided the following formula as an illustrative example:

$$\text{Multiplier} = (1 + x) - (x * \text{number of years})$$

where $x = 0.004$ and number of years ≥ 5 years

This will lead to a discount of 5.60 % with a capacity booking of 15 years which is maximum length of the capacity booking period. The multiplier shall be applied to capacity bookings equal to or exceeding 5 years including allocated capacity in the Open Season 2017 for the Baltic Pipe project.

PGNiG's position on the issue

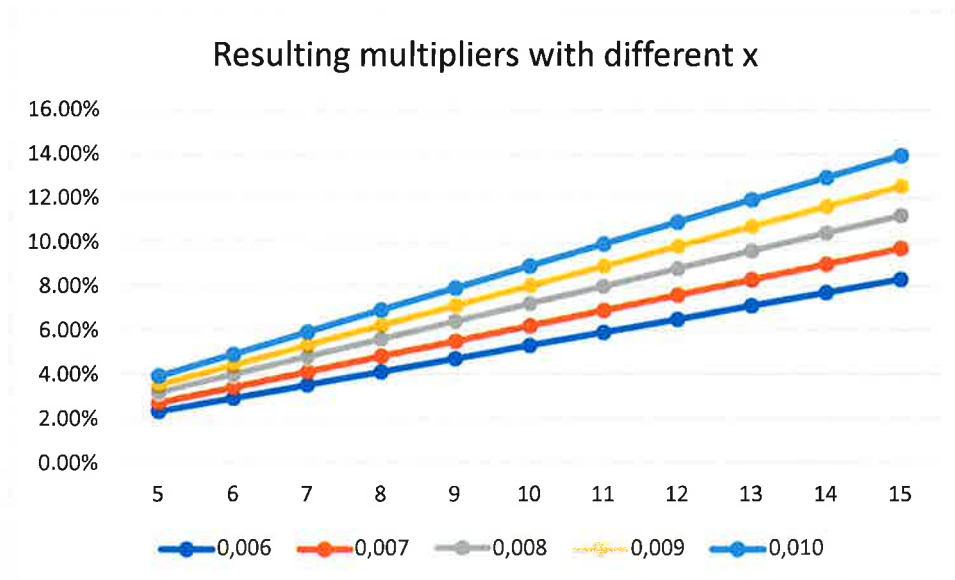
PGNiG would like to thank ENDK for continuing to work on introducing the deescalators for long-term bookings in the tariff application for the next regulatory period. We appreciate the efforts that are being made by ENDK to overcome the obstacles identified by DUR, preventing the Danish NRA from approving this solution.

We support the direction outlined to the market by ENDK and we generally see that is consistent with what was communicated to us prior to making binding Open Season bookings. This especially relates to the following aspects:

- longer-term commitments should benefit from a higher tariff discount (as we understand - applied only to the capacity part of the tariff)
- we find the formula presented by ENDK as illustrative to actually be very understandable, intuitive and reflect the principle outlined above very well. We believe it is a good starting point for further works on the deescalators.

Regarding proposition described in the Consultation Document, PGNiG has analyzed influence of different values of multipliers on the final result of the discount. In order to achieve the desired level of discount of at least 10% with 15-year contracts, **multipliers of 0,007 and 0,008** need to be considered as the most relevant. The chart below shows the relationship between the analyzed levels of multipliers and the obtained discount of the transmission tariff. Discount of 10% is approximately 1/3 of savings of system users resulting from BP launch.

Figure 1: The relationship between the analysed levels of multipliers and the obtained discount of the transmission tariff.



We would like to express our appreciation to ENDK for continued efforts to ensure that the deescalators are approved for the next regulatory period. We consider it extremely important that negative multipliers for long-term bookings are implemented into the new tariff perspective and are applicable to bookings made during OS 2017. At the same time, we emphasize that considering the expected transportation costs via alternative routes and unfavorable changes in the tariff methodology affecting predominantly the long-term shipper (outlined earlier) **it is crucial to implement at least a 10% discount to bookings made for the longest possible term (15 year).**

Handwritten signature

3. Adjustment 3: Collection period

PGNiG does not see any contraindications for changing the billing period now (especially when it synchronizes the process with the other transit countries), however, we are concerned about the process of the change itself.

It would be beneficial to market participants to get more explanations of how the process of changing the settlement period is planned and how it will affect the termination of the capacity reservation periods, in particular - whether it will extend them by three months.



4. Adjustment 4: Inclusion of upstream

The JMM (Join Market Model) concept revolves around integrating the upstream part of the BP Project (the tie-in to the Gassled network) with the downstream part of the Danish transmission system. It is important to note that the existing Danish upstream pipelines are not part of this concept and would remain an element separate from the JMM.

The JMM is well-known to any interested party (shippers, traders and regulators) as it has been the subject of presentations, discussions, consultations and regulatory decisions since at least 2016. The relevant consultation milestones included:

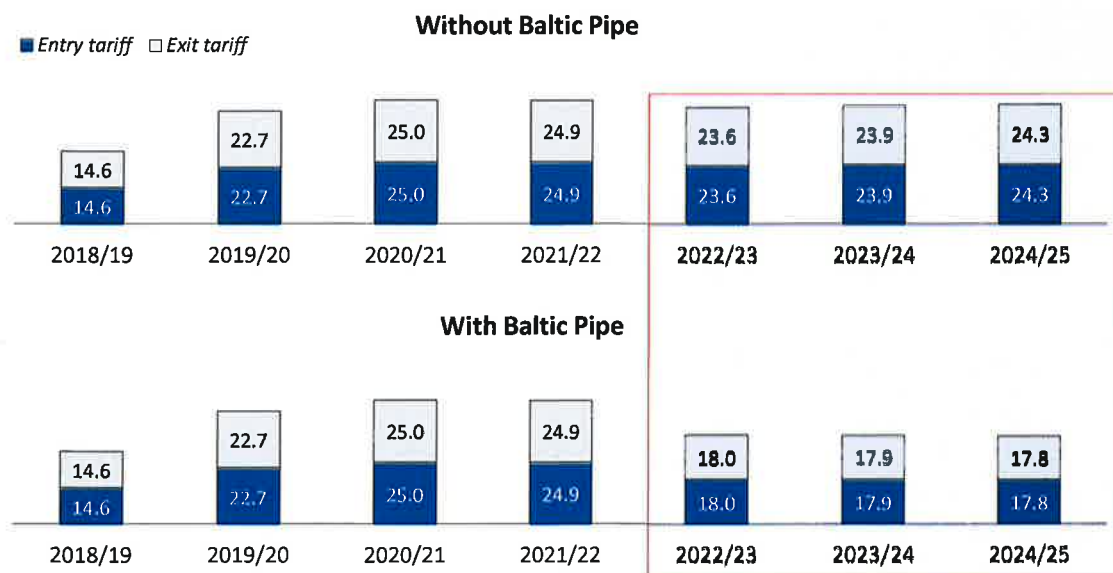
- "Tariff principles and market design in a Baltic Pipe Open Season" document published by ENDK on 2nd November 2016
- "Opinion on principles for market zone and the methodology for determining tariffs in connection with the Baltic Pipe project" published by DERA on 31st January 2017
- BP Open Season 2017 ("OS 2017") documents
- Multiple instances of presenting this market design concept to market participants during Shippers' Fora, User Groups and Tariff Taskforce meetings
- "Tariff methodology for the Danish transmissions system" issued by DUR on 31st May 2019

Consequently, the currently proposed JMM concept is a consensus stemming from 5 years of discussion and various regulatory decisions.

Unfortunately, there is a lot of uncertainty in this area in the Consultation Document. Point 2.4 refers to separate non-transmission tariffs for upstream infrastructure. Will these additional charges apply to BP's infrastructure? If so, it would be completely contrary to the JMM. Our understanding is that this element can be applicable only within internal cost allocation performed by Energinet.dk and that all shippers will be subject only to uniform tariff. However, this element shall be clarified to avoid doubts for market participants.

Moreover, the figure 7 on page 13 does not reflect the real impact of BP on tariffs in Denmark – it may suggest that the BP project contributes to an increase in rates, while the actual impact of this project on rates is completely different, as shown, on the chart below, which was presented during the previous consultations.

Figure 2: Expected capacity tariffs in the Danish system – without and with BP (in DKK/kWh/h/y).



Source: Energinet – Tariff Forecasting Model 2018-2025.

Based on the current tariff that comes into force on 01/10/2021, it is also possible to demonstrate the significant positive impact of the BP project on transport rates in Denmark. Below calculation of the current tariff shows the charge for a shipper with load factor of 100%.

Current tariff:

entry/exit capacity rate: 20.53 [DKK/kWh/h/y]

variable commodity charge: $0.00223 \text{ [DKK/kWh]} \times 8760 \text{ [h/y]} = 19.53 \text{ [DKK/kWh/h/y]}$

TOTAL: 40.06 DKK/kWh/h/y

Above value is greater than the values expected by ENDK for the coming years, described in point 4.3 (table 5) of the Consultation Document.

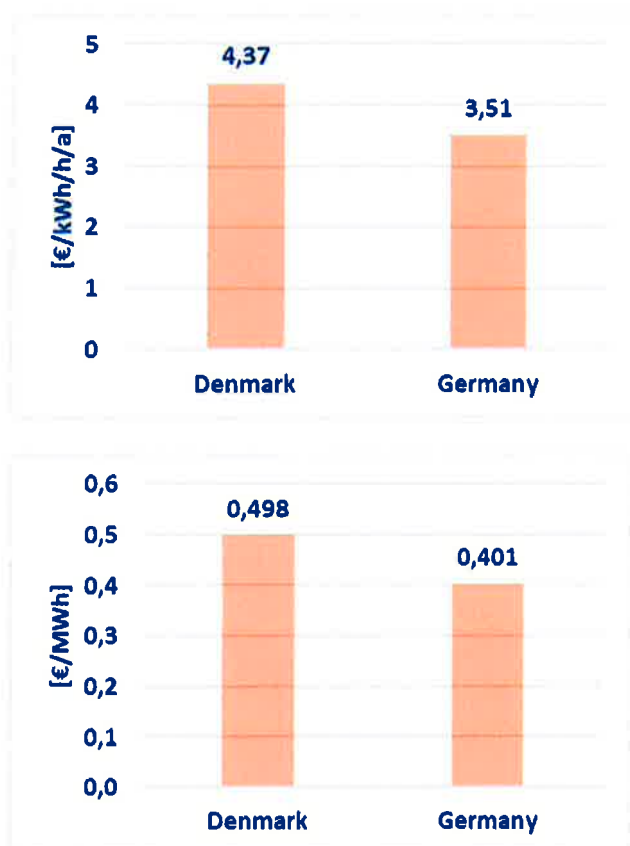
In the final document, it should be clearly explained which infrastructure will be included in the JJM and which will be excluded. It should be also clarified which services will be affected by non-transmission tariffs. Moreover, current content of the figure 7 on page 13 of the Consultation Document, may be interpreted by market participants as a forecast of increased charges due to BP launch, which in our opinion is not correct and shall be corrected.

5. Assumptions about costs, volumes and capacities

PGNiG presents preliminary comments on the assumptions presented in Chapter 4:

- The projected costs shown in Table 2 suggest that the costs related to BP's infrastructure are decreasing and the remaining costs are increasing. It is additional argument to increase discounts for long term capacity bookings.
- **It can also be seen that the planned capacities for Denmark are decreasing in the coming years (Table 4). Lower demand for gas in Denmark should result in a reduction of the costs associated with the supply of gas to customers in Denmark, otherwise more costs of supply to Denmark will be subsidized by BP shippers.**
- In 4.2 Capacity and flow Table 3: Forecasted flow 2023-2027, entry and exit totals are not equal – please explain the reasons of such situation.
- In 4.2 Capacity and flow Table 4: Forecasted capacity 2023-2027, capacity for entry and exit to/from BP is different – please explain the reasons of such situation.
- In our opinion, the data in Table 3 and 4 are not consistent (e.g. load factor for DK comparable to BP, load factor for Ellund gets values higher than 1).
- The tariff rates in Germany are lower than those proposed in the Consultation Document by about 20%, as shown in the charts below. If such situation will occur frequently in the period of BP exploitation, it may induce PGNiG Group to search for other routes of natural gas transportation.

Figure 3: Comparison of the expected tariffs in Denmark and Germany



6. Summary

The PGNiG Group is a company that aims to achieve a positive economic result and must choose such delivery paths and directions that are competitively priced.

We consider three of four proposed adjustments as beneficial for the market participants. These are:

- 1) Discount for long-term bookings (higher rates shall be considered),
- 2) Tariff collection period of calendar year
- 3) Inclusion of upstream (having in mind exclusion of old upstream entities)

Our main concerns are:

1. Values of discounts for long-term bookings. PGNiG proposes 10% of the discount for 15-years bookings. This proposal is supported by the fact that launch of BP introduces 30% of a discount to other natural gas transmission system users in Denmark.
2. 100/0 capacity/commodity split. Introduction of such split shall not cause subsidizing of other market participants, as described in point 1 of this document. In particular, we believe that construction of the tariff should discourage shippers from utilizing only short term capacity (below 1 year) and such product should be significantly more expensive than ordinary bookings (with a duration of at least 1 year). Otherwise, the split of 100/0 can be seen as significant cross subsidization between the long term shippers and traders with the short term speculative position.
3. Lowering gas volumes consumed in Denmark in the coming years shall not increase cross-subsidization and increasing rates for long-term, transit shippers.
4. To ensure competitiveness of the Danish transmission system, other possible transmission routes should be analyzed, and the Danish rates proposed to DUR shall be at the comparative level to alternative routes offered by the neighboring countries.
5. We are willing to accept the "zeroed" storage tariff rate, which is a form of cross-subsidization, as it is part of the larger package, but only if other areas are consistent with previous agreements, in particular in relation to uniform tariff and discount for the bookings exceeding 5 years.

We hope that you find our viewpoint a meaningful contribution to the debate on the construction of a cost effective and fair tariff in Denmark post BP implementation. Thank you once again for including PGNiG in this public consultation procedure and allowing us to voice our concerns.

According to PGNiG, due to large scope of proposed adjustments and the insufficient clarity about the input data and methods of its calculation, additional workshops for market participants should be held, presenting the assumptions and results of the analyzes. Moreover, ENDK has previously established communication standards that allow for a more than 2-week consultation period to be expected.

If there is any need for clarifications on the mentioned matters, we will be happy to assist you. We are also open to participating in a meeting where we can elaborate on the points made in this document.

Chief Executive Officer
Marek Woszczyk
28/09/2021

gastariffs@energinet.dk

Pre-consultation on new gas tariff methodology

28 September 2021

Ørsted is pleased to get the opportunity to give our input to the above pre-consultation published 14 September 2021. The tariff methodology is a very important element in securing a robust and efficient gas market in Denmark with fair and equal access, and at the same time cater for the inclusion of Baltic Pipe project. The pre-consultation evolves around 4 key elements, and Ørsted would like to offer the following input.

Our ref. petbi

1) Change the capacity-commodity to 100/0%.

Based on NC TAR and the implementation guidelines that have evolved, Ørsted agrees that by far most of the costs would be considered CAPEX. Hence, for practical reasons, a 100/0 split seems appropriate.

2) Change of collection period from gas year to calendar year

This is an administrative change that will bring Denmark in line with other systems in Northwest Europe, and Ørsted supports it.

3) Discount for long term booking (>5y)

The success of the internal gas market, where gas flows react to price signals at different hubs leads to shorter term capacity bookings. Short term capacity bookings thus underpin a flexible market with transparent price discovery. This may create some fluctuations in tariffs levels in different TSO-systems in Europe. However, there is no evidence that indicates that this stifles the market, and that efforts should be made to incentivize long-term bookings. Rather, long term bookings have the inherent risk of creating contractual congestion.

Further, given the size of the Baltic Pipe project and the long-term bookings that were made to underpin the Baltic Pipe project, the Danish tariff structure is in a comfortable position in a European context. The system is thus already characterized with a uniquely high predictability and financial stability.

Against the above background, it would seem counter-productive to introduce a discount for long term bookings. Additionally, applying such discounts as a retroactive rebate to certain shippers seems discriminatory, lead to cross-subsidisation and could increase marginal gas price in Denmark to the detriment of all consumers.

Based on the above, Ørsted can't support the proposed long-term discount, including the proposal to introduce it retroactively.

4) **A common entry point for the Norwegian-Danish tie-in in the North Sea and the Danish transmission system**

Our ref. petbi

Ørsted recognises, that Energinet have included a figure (figure 7) on the financial impact on different shippers from socialising the offshore costs with the onshore. This gives at least a glance of the situation comparing a socialised system with the “regulatory baseline”, ie two separate systems. It should also be noted that the documents do not include any considerations if the “common entry” should be offered to Danish gas producers and offshore shippers as well. Finally, Ørsted recognises the overall financial contribution of Baltic Pipe to the Danish gas transport system and the risks on the Danish gas market after the initial 15-year booking terminates.

Against this background Ørsted still finds the document and the analysis presented lacking, and we suggest that the consultation document is expanded with a basic financial model and considerations on the wider impact on Danish North Sea gas producers and shipper (see also Ørsted’s consultation response on “Methodology for integrating Baltic Pipe in the Danish Market Model”, dated 21 January 2021).

We are of course available for questions you may have in relation to our consultation response, and we look forward to participating in the further process.

Yours sincerely

Ørsted



Peter Bilot-Jensen

petbi@orsted.dk

Tel 99557923

Energinet Gastransmission

Dok. ansvarlig: MAB
Sekretær:
Sagsnr: s2021-1153
Doknr: d2021-26642-4.1
24. september 2021

Dansk Energis høringssvar til Energinets pre-consultation om ny gastransmissionstarifmetode

Dansk Energi takker for muligheden for at afgive bemærkninger til Energinets pre-consultation om den nye metode for gastransmissionstariffer.

Overordnet mener Dansk Energi ikke, at er hensigtsmæssigt eller rimeligt at indføre en rabat på lange kapacitetsreservationer, som primært er rettet mod allerede indgåede kapacitetsaftaler – dvs. en retrospektiv introduktion af en rabat for kapacitetsreservationerne i Baltic Pipe. Vi opfordrer desuden Energinet til at foretage en nærmere vurdering af integrering af opstrømsdelen af Baltic Pipe i transmissionstariffer, herunder en sammenligning med en løsning, hvor de to systemer håndteres separat, samt en konsekvensvurdering for forskellige typer transportkunder.

Nedenfor er vores nærmere bemærkninger til de forskellige forslåede tarifprincipper og -ændringer i Energinets pre-consultation-dokument.

Optrækningsperioden ændres fra gasår til kalenderår

Energinet lægger op til at ændre opkrævningsperioden fra gasår til kalenderår for at øge gennemsigtigheden og ensrette i forhold til nabo-TSO'erne.

Dansk Energi finder, at denne ændring kan give mening, hvis implementeringen og skiftet fra gasår til kalender sker hensigtsmæssigt og til mindst mulig gene for transportkunderne.

Splittet mellem capacity- og commodity-tarif ændres fra 70/30 til 100/0

Der lægges op til, at commodity-tariffen (volumentariffen) reduceres til nul, så der fremover kun betales kapacitetstarif. Energinet henviser til, at dette ændres for at leve op til netreglen for gasbalance, som kræver at commodity-tariffen dækker omkostninger "mainly driven by the quantity of the gas flow". Disse omkostninger vil ifølge Energinet kun bestå af 6 mio. kr./år for Egtved-kompressoren, hvilket vil føre til en meget lav volumentarif.

Dansk Energi støtter op om denne ændring.

Introduktion af multipliers, som giver rabat til long term-reservationer på 5 år eller derover

Energinet foreslår at fastholde aktuelle multipliers for kapacitetskontrakter op til og med et år. Energinet lægger desuden op til at introducere long term-multipliers, som giver rabat på lange kapacitetsreservationer på 5 år eller derover.

Energinet foreslog en lignende rabat i tarifmetodeanmeldelsen i 2019. Dengang afviste Forsyningstilsynet at godkende indførelse af multipliers. Tilsynet evaluerede forslaget på baggrund af juridiske krav, ligebehandling af transportkunder samt konkurrencevilkår, som skal balanceres i forhold til facilitering af short term-gashandel, sikring af Energinets indtægter og investeringssignaler.

Forsyningstilsynet konkluderede i afgørelsen fra 2019, at de transportkunder, som indgik kapacitetsaftaler i Open Season 2017, gjorde et på baggrund af de formelle Open Season-regler samt en udtalelse fra Forsyningstilsynet (dengang Energistilsynet), hvori der ikke diskuteres eller antages mulighed for potentiel rabat på lange kontrakter.

Dansk Energi kan se af materialet til pre-consultation, at Energinet har ændret niveauet for multipliers sammenlignet med metodeanmeldelsen fra 2019, så en 15-årig kontrakt i det aktuelle forslag vil kunne få en rabat på 5,60 % (i 2019 var det op til 10 %). Energinet henviser desuden til, at de siden 2019 har introduceret muligheden for at booke kontrakter på mere end 5 år.

Long term-multipliers for kapacitet matcher ikke tendensen for handlen med gas, da gas i stigende grad handles som kortere produkter og hvor fleksibilitet i marked er vigtigt. Balancering i det danske gassystem bevæger sig også i retning af handel med kortere produkter med udsigten til indførelse af en 'within-day obligation' i balancemetoden. Desuden tager introduktion af incitamenter til long term-reservationer ikke højde for den nye rolle, som gasmarkedet i stigende grad vil komme til at spille i den grønne omstilling og det samlede energisystem. Energisystemerne vil fremover kobles tættere sammen, hvilket både giver og kræver fleksibilitet. Denne fleksibilitet bliver nødvendig dyr, hvis der indføres long term-multipliers i den danske tarifmetode, som tilgodeser transportkunder med et langsigtet fokus på bekostning af kunderne med et fleksibelt og kortsigtet fokus.

Der er kun få transportkunder på det danske gasengrosmarked, som er store nok at overveje eller købe kapacitetskontrakter på fem år eller mere. Long term-multipliers vil derfor udelukkende være til fordel for store gasaktører – på bekostning af de øvrige aktører på markedet. For danske gasleverandører, som står overfor et faldende gasforbrug, vil en kapacitetsreservation op fem år eller mere være utrolig risikofyldt. Rabatten vil i vid udstrækning til fordel for de store markedsaktører. Derfor vil long term-multipliers ramme konkurrencemæssigt skævt, selvom Energinet har introduceret muligheden for at booke kontrakter på mere end 5 år.

Dansk Energi er bekymret for, at introduktionen af long-term-multipliers kan begrænse og skade konkurrencen på det danske gasmarked, hvilket går imod Gasforordningens artikel 13, stk. 1, om at gastarifmetoder skal bidrage til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet. Vi mener derfor, at der mangler en vurdering af, hvordan long term-multipliers vil påvirke gashandel og konkurrencen på gasmarkedet, hvilket gastarifmetoden ifølge Gasforordningen skal bidrage til.

Energinet skriver, at kapacitetsreservationerne i Baltic Pipe er til fordel for alle transportkunder. Det er dog vigtigt at påpege, at alle transportkunder også er med til at betale investerings- og driftsomkostningerne for Baltic Pipe med de uniforme tariffer, som Energinet foreslår at fastholde. Desuden medfører Baltic Pipe betydelige risici for fremtidige transportkunder i det danske gassystem, da Baltic Pipe har en økonomisk levetid på 30 år, mens der kun er indgået kapacitetsaftaler for 15 år.

Dansk Energi mener fortsat, at det ikke er hensigtsmæssigt eller rimeligt at indføre en rabat på lange kapacitetsreservationer, som primært er rettet mod allerede indgåede kapacitetsaftaler – dvs. introduk-

tion af en rabat ex post for kapacitetsreservationerne i Baltic Pipe. Der bør ikke introduceres long-term-multipliers for kapacitet på fem år eller mere.

Dansk Energi mener ikke, at det er rimeligt at indføre en rabat med long term-multipliers retrospektivt - særligt ikke en rabat, som tilgodeser de allerstørste aktører på bekostning af de mindre aktører.

Inklusion af opstrømsdelen af Baltic Pipe i den danske transmissionstarif med uniforme tariffer

Energinet lægger op til at inkludere opstrømsdelen af Baltic Pipe, som forbinder det norske opstrømsgassystem til det danske transmissionssystem, i den samlede transmissionstarif i form af en separat "non-transmission tarif". Energinet henviser til, at dette gøres af hensyn til transparens.

I forbindelse med Energinets høring over "methodology for integrating Baltic Pipe in the Danish market model" i januar 2021 påpegede Dansk Energi, at der manglede en nærmere beskrivelse og vurdering af effekter og implikationer ved at foretage denne integrering af to forskellige systemer. Dansk Energi opfordrede derfor dengang Energinet til at foretage en analyse af den foreslåede løsning sammenlignet med den løsning, som reguleringen lægger op til med to forskellige systemer. Det er vanskeligt at vurdere effekterne af Energinets forslag ude at sammenligne med et alternativ. Denne analyse mangler fortsat.

Der mangler desuden en vurdering af konsekvenserne for forskellige typer transportkunder i det danske gassystem. Med idriftsættelsen af Baltic Pipe bliver der endnu større forskel på transportkunder i det danske gassystem, som vil komme til at omfatte meget store transatkunder og mindre gasleverandører, hvilket kun gør det mere relevant at undersøge, hvordan de forskellige aktører påvirkes.

Dansk Energi vil gerne gentage opfordringen til at foretage en sammenligning af Energinets foreslået model med en løsning, hvor de to systemer håndteres separat, for at tydeliggøre fordele, ulemper og omkostninger samt en konsekvensvurdering for forskellige typer transportkunder.

Dansk Energi står selvfølgelig til rådighed, hvis der er behov for uddybning af ovenstående eller der i øvrigt er spørgsmål.

Med venlig hilsen
Dansk Energi

Maria Holm Bohsen