



# Delvis godkendelse af tarifmetode for gastransmissionssystemet 2027-2031

28. april 2026

J.nr.: 25/02602

MOLI/JAZH/MIBO/PELJ

## Resumé

Denne sag omhandler Forsyningstilsynets vurdering af Energinets metode af den 1. december 2025 for fastsættelse af tariffer i det danske gastransmissionssystem for reguleringsperioden fra 1. januar 2027 til 31. december 2031. Den nugældende tarifmetode gælder i reguleringsperioden fra 1. oktober 2022 til 30. september 2027. Tarifmetoden angiver reglerne for Energinets allokering af den tilladte indtægt, der følger af Energinets omkostninger til at eje og drive gastransmissionssystemet.

Forsyningstilsynets delvise godkendelse gældende for reguleringsperioden 1. januar 2027 til og med 31. december 2031 er sket i medfør af Kommissionens forordning (EU) 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR) og Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) NR. 2024/1789 af 13. juni 2024 om de indre markeder for vedvarende gas, naturgas og brint, om ændring af forordning (EU) nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 og (EU) 2022/869 og afgørelse (EU) 2017/684 og om ophævelse af forordning (EF) nr. 715/2009 (omarbejdning) (gasforordningen). Det vil sige, at denne tarifafgørelse erstatter den nugældende tarifafgørelse fra og med 1. januar 2027.

Energinet afholdt den endelige høring om tarifmetodeanmeldelsen i perioden 1. oktober til 30. november 2025. EU-agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder (ACER) har på baggrund af det endelige høringsmateriale foretaget en ikke-bindende analyse og offentliggjort denne den 6. marts 2026. Forsyningstilsynet har i forlængelse heraf anmodet Energinet om supplerende oplysninger, deriblandt udbygning af anmeldte elementer og yderligere beregninger.

Forsyningstilsynet godkender videreførelsen af et kapacitets-/volumensplit på 100/0 pct. for alle Entry-Exitpunkter i det danske gastransmissionssystem. Forsyningstilsynet har ligeledes vurderet, at den anmeldte videreførelse af multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter (under 1 år) kan godkendes i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at multiplikatorerne er gennemsigtige, sikrer imod forskelsbehandling og hindrer unødigt krydssubsidiering mellem systemterne netbrugere og transitbrugere.

Forsyningstilsynet afviser at godkende de anmeldte rabatniveauer ved salg af afbrydelig kapacitet, da Forsyningstilsynet vurderer, at beregningerne for sandsynlighederne for afbrud for de anmeldte punkter ikke er i overensstemmelse med NC TAR.

**FORSYNINGSTILSYNET**

Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

Telefon 4171 5400

Digital Post til os:  
Send via [virk.dk](https://virk.dk)  
Send via [borger.dk](https://borger.dk)

Forsyningstilsynet fastlægger, at Energinet skal anvende ex ante metoden til at fastsætte rabatten for afbrydelig kapacitet for North Sea Entry, Faxe Entry, Faxe Exit, Ellund Entry, Ellund Exit og RES Entry. Forsyningstilsynet angiver en metode til at fastsætte sandsynlighederne for afbrud, som skal bruges til at fastsætte rabatterne. Forsyningstilsynet fastlægger, at for Joint Exit Zone Reverse Flow skal ex post metoden anvendes, og at kompensationen ved evt. afbrud skal være 1,0 gange tariffbetalingen.

Forsyningstilsynet vurderer, at den anmeldte referenceprismetode (RPM) baseret på uniforme kapacitetstariffer er i overensstemmelse med NC TAR. Forsyningstilsynet lægger særlig vægt på, at den anmeldte RPM dels er stabil og forudsigelig for netbrugere, dels at den anmeldte RPM tager hensyn til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet. Forsyningstilsynet finder yderligere, at den uniforme tarifmetode sikrer imod forskelsbehandling og hindrer unødigt krydssubsidiering mellem systeminterne netbrugere og transitbrugere. Forsyningstilsynet finder ligeledes, at metoden sikrer slutkunder imod betydelig volumenrisiko, og at den sikrer imod konkurrenceforvridende handel med gas på tværs af grænser.

Den 14. februar 2022 godkendte Forsyningstilsynet etableringen af en fælles markedszone mellem transmissionssystemet og opstrømsdelen af Baltic Pipe (EP II grenrørledningen), som forbinder det norske opstrømssystem med Danmark. Forsyningstilsynet godkender med denne afgørelse, at Energinet, i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen, kan opkræve omkostningerne til opstrømsrørledningen som en uniform ikke-transmissionstarif hos alle netbrugere i det danske gastransmissionssystem frem for udelukkende hos EP II grenrørledningens netbrugere.

Forsyningstilsynet afviser at godkende Energinets metode for fastlæggelse af nødforsyningstariffen og den tilhørende anmeldte reguleringsperiode. ACER anførte i sin analyse, at nødforsyningstariffen ikke er omfattet af NC TARs anvendelsesområde, da det ifølge Energinets metode for fastlæggelse af nødforsyningstariffen er slutbrugere, der skal betale for nødforsyningstariffen. ACER fremhæver, at ikke-transmissionstariffer i henhold til NC TAR er defineret som de gebyrer, der skal betales af netbrugere for de leverede ikke-transmissionstjenester. Forsyningstilsynet finder i lighed med ACER, at den anmeldte rabat ikke er omfattet af NC TAR.

Forsyningstilsynet godkender videreførelsen af den anmeldte rabat på 100 pct. på de kapacitetsbaserede transmissionstariffer, herunder ikke-transmissionstariffen for socialisering af omkostninger i forbindelse med EP II grenrørledningen, til og fra det virtuelle lagerpunkt.

## Afgørelse

Forsyningstilsynet godkender delvist Energinets tarifmetode for 2027-2031 anmeldt den 1. december 2025.

Forsyningstilsynet afviser at godkende Energinets anmeldte metode for rabat ved salg af afbrydelig kapacitet.

Forsyningstilsynet fastsætter i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4, at Energinet skal anvende ex ante metoden til at fastsætte rabatten for afbrydelig kapacitet for punkterne North Sea Entry, Faxe Entry, Faxe Exit, Ellund Entry, Ellund Exit og RES Entry. Forsyningstilsynet fastsætter endvidere i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4 justeringsfaktoren i ex ante beregningsmetoden til 1,0 for disse punkter.

Forsyningstilsynet beslutter i medfør af NC TAR, artikel 27, stk. 4, at hvis det er muligt, skal Energinet udregne rabatten og sandsynlighederne for afbrud ud fra de historiske sandsynligheder for afbrud i ovennævnte punkter. Når sandsynligheden ikke kan beregnes ud fra historiske afbrud, skal en alternativ beregningsmetode for fastsættelse af sandsynlighed for afbrud bruges, denne er beskrevet i begrundelsesafsnittet.

Forsyningstilsynet fastsætter endvidere i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4, at Energinet skal anvende ex post metoden for punktet Joint Exit Zone Reverse Flow, og at kompensationen ved evt. afbrud for punktet skal være 1,0 gange tarifbetalingen.

Forsyningstilsynet afviser at godkende Energinets anmeldte metode for fastlæggelse af en nødforsyningstarif.

Forsyningstilsynet godkender metodens resterende elementer, herunder:

- En reguleringsperiode på fem år fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031 for så vidt angår delmetoderne: transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og 100 pct. rabat på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt
- 100 pct. kapacitetstarif
- Multiplikatorer på kapacitetsprodukter under ét år
- Ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen (opstrømsdelen af Baltic Pipe) fastholdes som en uniform kapacitets-tarif og betales af samtlige brugere af systemet
- Referenceprismetoden (transmissionstarif) fastholdes som uniform tarifmetode med en ex post Entry/Exit-fordeling
- 100 pct. rabat på transmissionstariffen og ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen til og fra det danske virtuelle lagerpunkt

Denne afgørelse er truffet i medfør af artikel 17 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) NR. 2024/1789 af 13. juni 2024 om de indre markeder for vedvarende gas, naturgas og brint, om ændring af forordning (EU) nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 og (EU) 2022/869 og afgørelse (EU) 2017/684 og om ophævelse af forordning (EF) nr. 715/2009 (gasforordningen) og artikel 27, stk. 4, jf. artikel 27, stk. 1-3, og artikel 28 i Kommissionens forordning (EU) Nr. 2017/460 af 16. marts 2017 om en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR) i forhold til den anmeldte metodes enkelte elementer og Energinets udarbejdelse af metoden tages der i afgørelsen stilling hertil efter artiklerne 4, 5, 6, 7, 9, 13 og 26 i NC TAR.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

## Sagsfremstilling

### Indledning

Denne sag omhandler Energinet SOVs (selvstændig offentlig virksomhed) anmeldelse af 1. december 2025 af en metode for fastsættelse af tariffer i det danske gastransmissionssystem for perioden 1. januar 2027 til 31. december 2031 (i det følgende tarifmetoden)

Energinet SOVs anmeldelse af tarifmetoden efter gasforsyningslovens § 40, stk. 1<sup>1</sup> vedrører moderkoncernselskabets helejede gastransmissionsselskab Energinet Gastransmission A/S, der ejer og har ansvaret for driften af det danske gastransmissionssystem. Netbrugerne betaler Energinet Gastransmission A/S for adgang til at transportere gas i gastransmissionssystemet via tariffer for kapacitetskontrakter. Metoden finder således anvendelse for Energinet Gastransmission A/S. I det følgende benævnes Energinet SOV og Energinet Gastransmission A/S samlet som *Energinet*.

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om tarifmetoden kan godkendes.

Energinet anmeldte tarifmetoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter, at metoden havde været i høring i perioden fra 1. oktober 2025 til 30 november 2025. Den anmeldte tarifmetode er identisk med materialet til den endelige høring.

På Forsyningstilsynets anmodning har Energinet fremsendt følgende supplerende oplysninger:

1. Notat Benchmarking af 30. oktober 2025.
2. Est tariff wo. BP, af 9. februar 2026.
3. Memo on costs af 18. februar 2026.
4. Memo on interruptible capacity updated af 10. marts 2026.
5. Tabel: Benchmark af 13. april 2026

Dette materiale indgår i Forsyningstilsynets vurdering af tarifmetoden

### Sagens forløb

Europa-Kommissionens forordning (EU) 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (herefter NC TAR) indeholder en række bestemmelser vedrørende processen i forbindelse med den regulerende myndigheds (herefter NRA) godkendelse af tarifmetoder, herunder om involvering af EU-agenturet om samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder (herefter ACER). Dette afsnit redegør for processen efter NC TARs artikel 26, 27 og 39 samt sagsforløbet med Energinet.

NC TAR fastsætter bl.a., at NRAen skal træffe afgørelse (i NC TAR kaldet "beslutning") om den anmeldte tarifmetode ud fra det endelige høringsmateriale, jf. NC TARs artikel 27, stk. 4. Den endelige høringsperiode er afgørende for den tidsfrist for at træffe afgørelse, som Forsyningstilsynet er underlagt, da det følger af NC TARs artikel

---

<sup>1</sup> Lovbekendtgørelse nr. 1286 af 3. november 2025 om lov om gasforsyning.

27, stk. 4, at NRAen skal træffe afgørelse senest fem måneder efter høringens afslutning. Af gasforsyningslovens § 40 fremgår herudover, at Energinet er forpligtet til at anmelde en ny tarifmetode til Forsyningstilsynets godkendelse.

Processen i henhold til NC TAR kan i hovedtræk opdeles i følgende faser: en udarbejdelingsfase, en høringsfase, en analysefase (ved ACER) og en beslutningsfase (ved NRA), jf. boks 1.

---

#### BOKS 1 | PROCESSEN I HOVEDTRÆK

Transmissionssystemoperatør (TSO) eller den nationale regulerende myndighed (NRA) skal udarbejde en tarifmetode for adgang til transmissionssystemet efter kriterierne i NC TAR.

Herefter skal TSO eller NRA foretage én eller flere høringer af den udarbejdede tarifmetode. Den endelige høring af den foreslåede tarifmetode (det endelige høringsmateriale) skal vare i mindst to måneder.

Under den endelige høring skal den foreslåede tarifmetode fremsendes til ACER. Senest to måneder efter afslutningen af den endelige høring skal ACER offentliggøre en ikke-bindende analyse af den foreslåede tarifmetode.

Senest fem måneder efter afslutningen af den endelige høring skal NRA træffe beslutning om den foreslåede tarifmetode. NC TAR-processen skal foretages minimum hvert femte år.

---

Energinet har udarbejdet og anmeldt til Forsyningstilsynet et forslag til en ny tarifmetode efter dialog med markedets aktører.

Forsyningstilsynet besluttede efter forudgående dialog med Energinet den 19. maj 2025, at Energinet skulle foretage den endelige høring af tarifmetoden, udføre vurderinger af tarifmetodens omkostningsfordeling efter NC TARs artikel 5 og fremsende høringsdokumenterne til ACER efter NC TARs artikel 26.

Energinet havde forud for den endelige høring haft tarifmetoden i præhøring fra 15. juli 2025 til 31. august 2025. Energinet modtog høringssvar fra Dansk Industri (DI), Equinor ASA, Gas Storage Denmark, Green Power Denmark, Landbrug & Fødevarer, ORLEN S.A og Ørsted A/S.

Den endelige høring blev gennemført i perioden fra 1. oktober 2025 til 30. november 2025, og Energinet modtog høringssvar fra de samme aktører, der svarede på præhøringen. Forsyningstilsynet skal derfor træffe og offentliggøre sin afgørelse om den anmeldte tarifmetode senest den 30. april 2025, jf. NC TARs artikel 27, stk. 4. Forsyningstilsynet skal samtidig med offentliggørelsen af afgørelsen fremsende denne til

henholdsvis ACER og Europa-Kommissionen. Forsyningstilsynet gennemførte ligeledes i perioden fra 24. oktober 2025 til 1. december 2025 høring af NRAer i alle direkte forbundne medlemsstater vedrørende tarifmetodens foreslåede multiplikatorer, sæsonfaktorer og rabatter efter NC TARs artikel 28<sup>2</sup>.

Forsyningstilsynet og Energinet har under den endelige høring af tarifmetoden været i dialog med ACER om ACERs ikke-bindende analyse af tarifmetoden. ACER har offentliggjort og fremsendt den ikke-bindende analyse til både Energinet og Forsyningstilsynet. Forsyningstilsynet modtog den ikke-bindende analyse den 5. marts 2026

### **Baggrund**

Nedenfor gennemgås baggrunden for anmeldelsen af tarifmetoden samt det relevante indhold af Forsyningstilsynets tidligere afgørelse.

Baggrunden for den anmeldte tarifmetode er, at transmissionssystemoperatøren i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 5, mindst hvert femte år skal indsende et forslag til en ny tarifmetode til godkendelse hos den nationale reguleringsmyndighed (NRA). I Danmark er denne myndighed Forsyningstilsynet. Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 12. maj 2022 Energinets nuværende tarifmetode for transmissionstariffer.

NC TAR fastsætter, hvorledes Energinet må fastsætte og opkræve tariffer hos netbrugerne. Formålet med NC TAR er at harmonisere transmissionstarifstrukturene i EU, herunder at øge gennemsigtigheden og procedurerne for fastsættelse af tariffer. Det er et centralt element i NC TAR, at der skal foretages en eller flere høringer af den foreslåede tarifmetode. Netbrugerne skal have mulighed for at forstå de bagvedliggende omkostninger, og de skal selv i et rimeligt omfang kunne beregne de fremtidige transmissionstariffer.

NC TAR fastslår, at kapacitetstarifferne i et såkaldt indfødnings-udtags-system (herefter Entry-Exit-system) skal være baseret på en referenceprismetode (herefter RPM). RPM skal beregnes ud fra specifikke definerede omkostningsfaktorer for at opnå en rimelig grad af omkostningsafspejling og forudsigelighed i tarifferne.

NC TAR definerer to overordnede typer tariffer: transmissionstariffer og ikke-transmissionstariffer. Transmissionstariffer er betaling for regulerede gastransmissionstjenester inden for et Entry-Exit-system, og ikke-transmissionstariffer er betaling for ikke-transmissionstjenester samt andre tjenester bortset fra balancering.

NC TAR indeholder regler for metoderne, hvorefter både transmissionstariffer og ikke-transmissionstariffer beregnes og opkræves. Udgangspunktet er, at transmissionstariffer skal opkræves som kapacitetstariffer. Der kan som en undtagelse opkræves volumenbaserede transmissionstariffer (i NC TAR omtalt som produktbaserede tariffer), jf. NC TARs artikel 4, stk. 3, litra a), nr. ii. Volumentariffen skal fastsættes således, at den er den samme i alle indfødningspunkter (herefter Entry-punkter) og den samme i alle udtagspunkter (herefter Exit-punkter). NC TAR kræver endvidere, at der som minimum skal gives en rabat på 50 pct. på kapacitetstariffen til/fra lagerpunkter.

---

<sup>2</sup> Se afsnittet "Høringssvar fra regulerende myndigheder"

Ved RPM fastsættes en referencepris, som er prisen for et årskapacitetsprodukt. Med referencepris menes også den tarif, der udgør startprisen på den årlige auktion (kapaciteten for sammenkoblingspunkter skal sælges på auktion på en handelsplatform som f.eks. PRISMA).

Den gældende RPM er kernen i et gastransmissionssystemets tarifmodel. NC TAR beskriver en basis RPM – en såkaldt kapacitetsvægtet afstandsreferenceprismetode (herefter CWD). CWD er en modelteknisk allokeringmodel, som i store træk går ud på at fordele transmissionssystemoperatørens omkostninger ud på Entry- og Exitpunkter i forhold til både afstand og det enkelte Entry-Exitpunkts andel af de forventede samlede kapacitetsreservationer for hele transmissionssystemet. Anvendelsen af CWD giver forskellige kapacitetstariffer på de enkelte Entry-Exitpunkter. En medlemsstat kan vælge en anden RPM end CWD, når blot den anden foreslåede RPM overholder de generelle krav i NC TAR og ikke giver anledning til krydssubsidiering, når den foreslåede RPM sammenlignes med CWD på tværs af bl.a. tarifniveauet.

Endelig er der i NC TAR krav om, at NRAen i de tilfælde, hvor den foreslåede RPM ikke er CWD, skal vurdere omkostningsfordelingen mellem systemintern transport og transport til og fra eksterne systemer baseret på den foreslåede RPM og CWD.

Til brug for vurderingen skal der udføres en omkostningsfordelingsanalyse (herefter CAA). Dette er en teoretisk beregning af, hvorvidt og hvor meget den foreslåede RPM medfører krydssubsidiering mellem systemintern og systemekstern transport. Der skal beregnes CAA for både kapacitets- og volumendelen af indtægterne. Der er indbygget en "toleranceværdi" på 10 pct. (0,1). Hvis CAA er over 10 pct. for den valgte RPM, skal NRA begrunde valget af den foreslåede RPM frem for CWD.

Hovedelementerne i NC TAR fremgår af Boks 2 nedenfor:

---

#### BOKS 1 | HOVEDELEMENTERNE I NC TAR

NC TAR definerer tre kategorier af tarif-elementer til metodegodkendelse:

- Kapacitetstarif
- Evt. volumentarif
- Evt. ikke-transmissionstarif

Transmissionstarifferne skal opkræves som kapacitetstariffer, men tariffene kan undtagelsesvis opkræves på en anden måde med forbehold for den nationale regulerende myndigheds godkendelse.

Der skal udarbejdes og godkendes en referenceprismetode (RPM). RPM definerer allokeringemetoden for fastsættelsen af kapacitetstarifferne på de enkelte Entry- Exitpunkter i systemet. NC TAR fastsætter en række krav, som den valgte RPM så vidt muligt skal overholde.

Hvis der ikke vælges den kapacitetsvægtede afstandsmetode (CWD) som RPM, skal den valgte RPM som minimum sammenlignes med CWD.

Den valgte RPM skal vurderes i forhold til graden af krydssubsidiering mellem systemintern og systemekstern transport (CAA).

Der skal gives mindst 50 pct. rabat på kapacitetstariffen til og fra lagerpunkter.

Der skal fastsættes og godkendes multiplikatorer for kapacitetsprodukter under 1 år, dvs. kvartal, måned, dag og intradag.

---

#### *Den gældende tarifmetode*

Den nugældende tarifmetode blev godkendt ved Forsyningstilsynets afgørelse af 12. maj 2022<sup>3</sup> for reguleringsperioden fra 1. oktober 2022 til og med 30. september 2027.

Energinets nuværende godkendte markedsmode indebærer, at tariffene opkræves som uniforme kapacitetstariffer ved alle Entry- og Exitpunkter. Kapacitetstariffen er opdelt i en indfødningsstarif (Entry-tarif) for at føre gas ind i transmissionssystemet og en udtagstarif (Exit-tarif) for at føre gassen ud af transmissionssystemet. Kapacitetstariffen betales for den reserverede kapacitet i systemet i et bestemt punkt og i en bestemt retning (Entry eller Exit). Der betales ikke volumentarif for den faktisk transporterede gasstrømsmængde.

---

<sup>3</sup> Forsyningstilsynets afgørelse af 22. maj 2022 om "Delvis godkendelse af ny tarifmetode for det danske gastransmissionssystem"

Punkterne i det danske Entry-Exit-system er illustreret nedenfor i figur 1.

Der er følgende Entry- og Exitpunkter, hvor gassen kommer ind og ud af systemet:

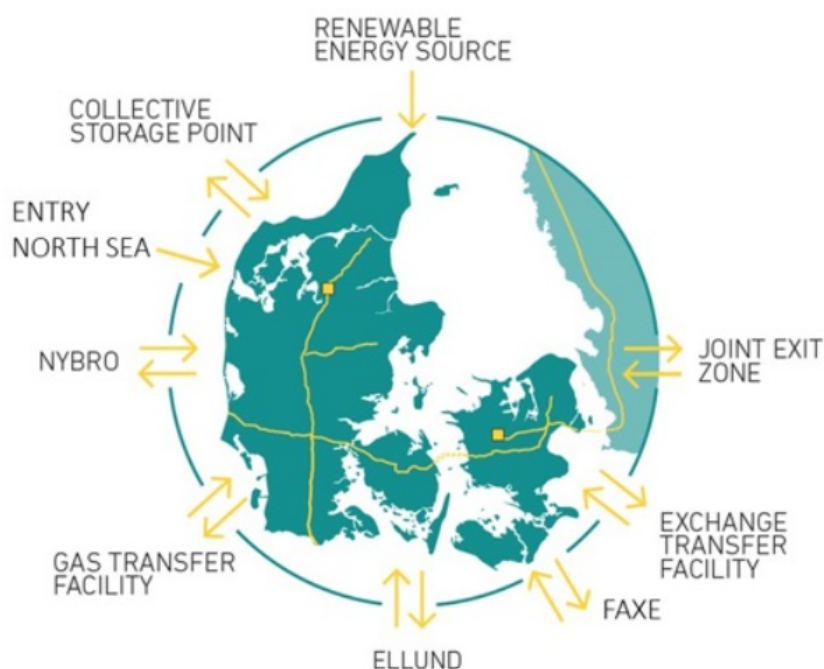
- To fysiske Entrypunkter: Nybro og Faxe
- Tre virtuelle Entrypunkter: North Sea Entry, Ellund og RES Entry (hvor transportkunder virtuelt kan føre bionaturgas ind i transmissionssystemet)
- Et fysisk exitpunkt: Faxe
- To (virtuelle) exitpunkter: Ellund og Joint Exit Zone

Der er desuden to virtuelle handelspunkter, hvor markedsaktører kan handle med gas:

- Gas Transfer Facility (GTF) og Exchange Transfer Facility (ETF)

Der findes endvidere et virtuelt lagerpunkt for levering af gas ind og ud af gaslagrene. Det er et fælles lagerpunkt, som anvendes ved brug af de to fysiske gaslagre i henholdsvis Stenlille og Lille Torup.

FIGUR 1 | ILLUSTRATION AF DEN DANSKE ENTRY-EXIT-SYSTEM



Kilde: Energinet

Baltic Pipe-projektet forbinder gassystemerne i Norge, Danmark og Polen. Norge og Danmark er forbundet med opstrømsrørledningen, EPII-grenrørledningen, imens Dan-

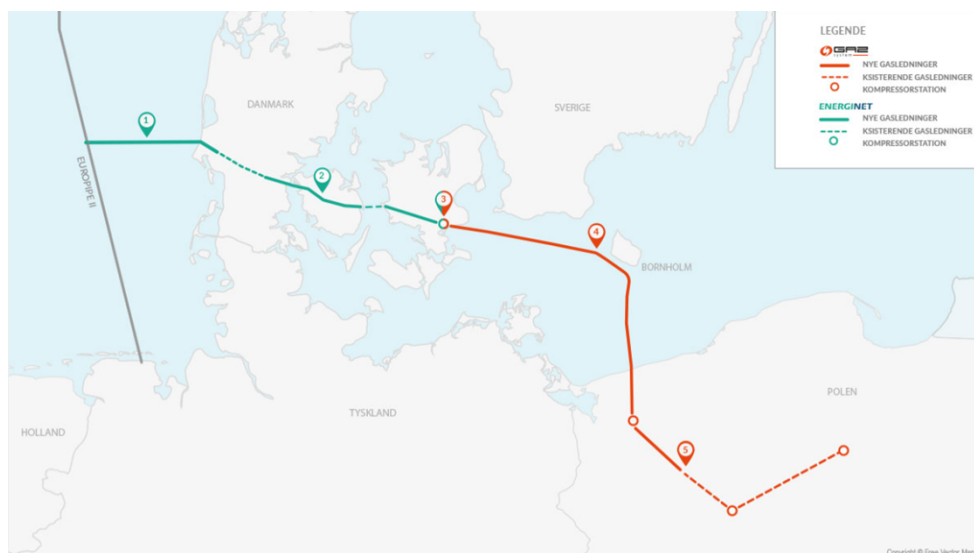
mark og Polen forbindes af en interconnektor gennem Østersøen. Der blev i forbindelse med Open Season-udbudsproceduren i 2017 solgt 80 pct. af kapaciteten, dvs. kapacitet svarende til transport af ca. 8 mia. m<sup>3</sup> pr. år for en 15-årig periode via Baltic Pipe-ruten. Baltic Pipe blev idriftsat den 1. oktober 2022.

Forsyningstilsynet havde vejledende meddelt Energinet i brev af 19. november 2018<sup>4</sup>, at Energinet ikke i betydelig grad kan overvælte strandede omkostninger og forøget risiko på slutbrugerne, men at Energinet i stedet må få dækket disse omkostninger på anden vis, f.eks. via egenkapitalen. Det fremgår ligeledes af brevet, at uforudsete straksafskrivninger af aktiver og afholdelse af dekommissioneringsomkostninger, f.eks. efter udløb af de indgåede 15-årige kapacitetskontrakter ved Open Season 2017, skal finansieres via egenkapitalen, og dermed ikke via tarifferne hos netbrugerne.

Ved afgørelsen om den fælles markedszone af 14. februar 2022<sup>5</sup> godkendte Forsyningstilsynet inklusionen af EPII-grenrørledningen (opstrømsrørledningen), der forbinder det danske system med norske Europipe II, i den danske fælles markedszone, samt etableringen af det virtuelle Entry punkt "North Sea Entry".

Linjeføringen for Baltic Pipe-projektet kan ses af nedenstående figur 2.

FIGUR 2 | ILLUSTRATION AF BALTIC PIPE-PROJEKTET



Kilde: Energinet og Gaz-system

Note: Kort over Baltic Pipe Projektet som viser de fem tekniske elementer, som Baltic Pipe består af. Nr. 1 viser "Nordsøen offshore" (en gasledning i Nordsøen, der forbinder de norske og danske gasled-

<sup>4</sup> Forsyningstilsynets brev til Energinet af 19. november 2018: "Risikoafdækning i forhold til Baltic Pipe Projektet"

<sup>5</sup> Forsyningstilsynets afgørelse af 14. februar 2022, "Afgørelse om etablering af fælles markedszone"

ningsnet, kaldet EP II-Grenrørledningen). Nr. 2 viser "Danmark onshore". Nr. 3 viser "Kompressorstation i Danmark" (kompressorstation på den østlige del af Sjælland). Nr. 4 viser "Østersøen offshore" (en gasledning i Østersøen mellem Danmark og Polen). Nr. 5 viser "Polen onshore".

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 14. februar 2022 bl.a., at Gas TO og Gasopstrøm, der er separate enheder med hver deres regulatoriske regnskab under Energinet Gastransmission A/S, skulle indgå en rådighedsaftale<sup>6</sup>. Rådighedsaftalen giver Gas TO rådighed over kapaciteten i opstrømsrørledningen mod betaling. Forsyningstilsynet afgjorde på baggrund af den gældende regulering på tidspunktet, at aftalen skulle underlægges reglerne om markedsmæssighed, og at Gas TO udelukkende kunne videreopkræve nødvendige omkostninger ved effektiv drift samt nødvendig forrentning.

Markedsadgangen til EP II grenrørledningen er karakteriseret ved, at Gas TO har rådighed over kapaciteten i EP II grenrørledningen og betaler en pris for denne rådighed til Gasopstrøm. Gas TO udbyder kapaciteten i EP II grenrørledningen sammen med kapacitet til transmissionssystemet i det virtuelle North Sea Entry-punkt. Prisen for rådigheden svarer iht. tilsynets afgørelse om etablering af en fælles markedszone af 14. februar 2022 til omkostningerne ved investering og drift af EP II grenrørledningen med tillæg af en forrentning af den investerede kapital.

Forsyningstilsynet fastlægger den økonomiske regulering og fører kontrol med omkostningerne ved Forsyningstilsynets afgørelser om indtægtsramme og forrentning for Gastransmission A/S. Forsyningstilsynet sikrer ved årlige afgørelser Energinets overholdelse af den økonomiske regulering, navnlig tilsynets afgørelser om forrentningssats for transmissionssystemejerens egenkapital og indtægtsramme for transmissionssystemejer.<sup>7</sup>

Energinet har endvidere ansvaret for forsyningssikkerheden på det danske gasmarked. De danske gasforbrugere betaler efter gældende tarifmetode en nødtarif for Energinets varetagelse af forsyningssikkerheden. Nødtariffen er gasforbrugernes betaling for en vis sikkerhed for fysiske gasmængder i tilfælde af en nødforsyningssituation, dvs. mangel på gas som følge af svigtende forsyninger til det danske gasmarked.

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelsen om tarifmetode af 12. maj 2022 følgende elementer i Energinets tarifmetode:

- Den anmeldte reguleringsperiode på fem år. Den godkendte reguleringsperiode er fra 1. oktober 2022 til og med 30. september 2027.
- Den anmeldte ændring af opkrævningsperioden, så denne overgår fra gasår til kalenderår.
- Ikke at videreføre sæsonfaktorer, som stod til at udløbe pr. 1. oktober 2022.

---

<sup>6</sup> For nærmere information om rådighedsaftalen, Forsyningstilsynets afgørelse af 14. februar 2022: "Afgørelse om etablering af fælles markedszone"

<sup>7</sup> Indtægtsrammen indeholder tre hovedelementer: Omkostningsrammen, Forrentningsrammen og Effektiviseringskrav.

- Den anmeldte rabat på 100 pct. på transmissionstariffen til og fra det danske virtuelle lagerpunkt.
- Den anmeldte afskaffelse af volumentariffen, så der udelukkende opkræves kapacitetsbaserede transmissionstariffer i det danske gastransmissionssystem.
- De anmeldte multiplikatorer for kapacitetsprodukter under 1 år, dvs. for kvartal, måned, dag og intradag.
- Den anmeldte referenceprismetode (RPM), så den uniforme tarifmetode videreføres.
- Den anmeldte uniforme ikke-transmissionstarif for alle netbrugere i det danske system, så opstrømsomkostningerne for rådigheden over kapaciteten i (EP II-grenrørledningen) socialiseres.
- Den anmeldte nødforsyningstarif for beskyttede kunder.

Forsyningstilsynet godkendte ikke:

- Den anmeldte nødforsyningstarif for ikke-beskyttede kunder.
- Den anmeldte rabat på kapacitetstariffen for lange kapacitetskontrakter på 5 år og derover.

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af den 24. september 2024 et tillæg til tarifmetoden til at fastsætte nødforsyningstariffer for ikke-beskyttede gaskunder, som Energinet anmeldte den 11. juni 2024.

### **Anmeldelsens indhold**

Den anmeldte tarifmetode er hovedsageligt en videreførelse af den nugældende tarifmetode, men herudover er der også enkelte ændringer i forhold til den nugældende reguleringsperiode. I det følgende beskrives den anmeldte tarifmetode, opdelt efter de enkelte elementer. Energinets anmeldte tarifmetode er identisk med metoden, der var genstand for den endelige høring efter NC TARs artikel 26 og 27.

Den anmeldte tarifmetode omfatter følgende elementer:

- En reguleringsperiode på fem år fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031 for så vidt angår: metoderne for transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og 100 pct. rabat på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt.
- En reguleringsperiode for nødforsyningstarifmetoden på fem år fra 1. oktober 2027 til og med 30. september 2032.
- 100 pct. kapacitetstarif (videreførelse)
- Multiplikatorer på kapacitetsprodukter under ét år (videreførelse).
- Metode for rabat ved salg af afbrydelig kapacitet (ændring)
- Ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen (opstrømsdelen af Baltic Pipe) fastholdes som en uniform kapacitets-tarif og betales af samtlige brugere af systemet (videreførelse).
- Referenceprismetoden (transmissionstarif) fastholdes som uniform tarifmetode med en ex post Entry/Exit-fordeling (videreførelse).
- 100 pct. rabat på transmissionstarif til og fra det danske virtuelle lagerpunkt (videreførelse).

- Nødforsyningstariffen, herunder beregningsmetoden for tariffen for beskyttede og ikke-beskyttede kunder (videreførelse), en omkostningsfordeling på 75/25 mellem beskyttede og ikke-beskyttede kunder (ændring) og en ex post metode i tilfælde af, at der er gas til overs til forsyning af nogle ikke-beskyttede kunder (fortsættelse).

Forsyningstilsynet vil i de følgende afsnit gennemgå metodens væsentligste elementer.

#### *Videreførelse af 100 pct. kapacitetstarif*

Energinet har anmeldt en 100 pct. kapacitetstransmissionstarif efter NC TARs artikel 4, stk. 3. Dette er en direkte videreførelse af metoden, som Forsyningstilsynet godkendte den 12. maj 2022 om fastsættelsen af et kapacitets-/volumensplit på 100/0 pct. for alle Entry-Exitpunkter i det danske gastransmissionssystem.

Energinet har opgjort andelen af omkostninger, som skyldes gasstrømsmængden (volumenerne). Energinet anfører i metodeanmeldelsen, at denne type omkostninger hovedsageligt vil være omkostninger til driften af kompressorstationerne i henholdsvis Egtved og Everdrup (elektricitet) samt variable omkostninger forbundet med Energinets tilbageførelsesanlæg. De forventede variable transmissionsrelaterede omkostninger udgør mellem 35 og 44 millioner kroner i årene 2027-2031, jf. metodeanmeldelsens tabel 1-1. Energinets opgørelse viser, at de transmissionsrelaterede variable driftsomkostninger for perioden 2027-2031 udgør mellem 1,8-2,3 pct. af den samlede omkostningsbase.

#### *Videreførelse af multiplikatorer på kapacitetsprodukter med en varighed på under ét år*

Energinet har anmeldt en videreførelse af de gældende multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter under 1 år.

Energinet bemærker, at NC TARs artikel 13 definerer et interval indenfor hvilket multiplikatorernes niveau fastsættes. Energinet bemærker, at det ikke er muligt at bestemme et entydigt korrekt niveau for fastsættelse af multiplikatorerne. Derimod er det muligt sagligt at argumentere for et niveau med udgangspunkt i vurdering af de markeds-mæssige implikationer.

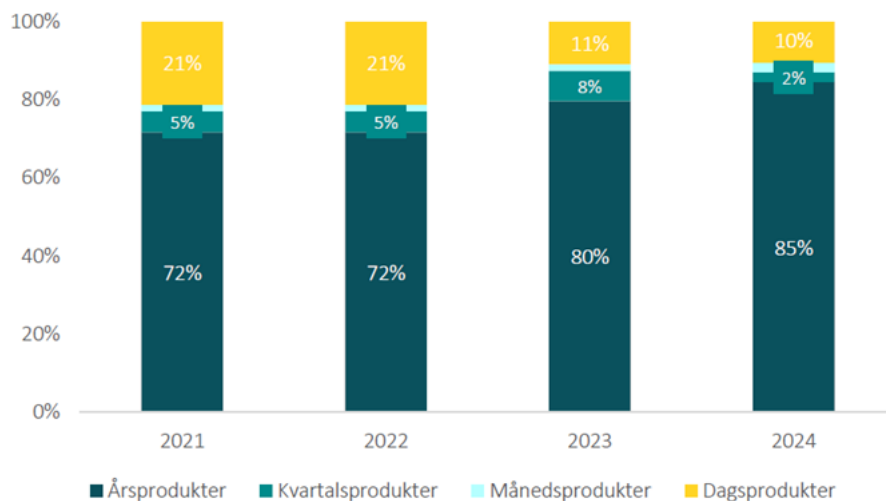
Energinets anmeldelse omfatter de i tabel 1 angivne multiplikatorer:

TABEL 1 | ANMELDTE MULTIPLIKATORER FOR KORTE PRODUKTER UNDER 1 ÅR

Multiplikator	Niveau	Procent
Kvartalsprodukt	1,10	10 pct.
Månedprodukt	1,25	25 pct.
Dags- og intradags-produkt	1,40	40 pct.

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Energinet anfører i anmeldelsen, at de anmeldte niveauer for multiplikatorer for korte produkter under et år, er i overensstemmelse med niveauerne som fastsat efter NC TARs artikel 13, stk. 1. Energinet har analyseret fordelingen af salg af kapacitetsprodukter på forskellige varigheder af kapaciteterne for perioden 2021-2024. For perioden 2021 til og med 2022 (effekten af Baltic Pipe aflæses først i fordelingen i 2023), er fordelingen ensartet, hvor 72 pct. af salget af kapacitetsprodukter er årsprodukter, fem pct. kvartalsprodukter, to pct. månedsprodukter og 21 pct. dags-kapacitetsprodukter. Efter idriftsættelsen af Baltic Pipe i 2023 stiger andelen af årskapacitetsprodukter til 80 pct. Det betyder på den anden side, at andelen af solgte dagskapacitetsprodukter falder fra 21 pct. til 10 pct. af det samlede salg.

**FIGUR 3 | FORDELINGEN AF SALG AF KAPACITETSPRODUKTER AF FORSKELLIGE VARIGHEDER FOR PERIODEN 2021-2024**

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Note: Energinet bemærker, at der andelen af solgte årsprodukter stiger betydeligt i 2023. Det skyldes ikrafttrædelsen af de indgåede 15-årige årskapacitetskontrakter som følge af Open Season på Baltic Pipe i 2017. Der sker endnu en stigning i 2024 som følge af genstarten af produktionen fra Tyra-feltet.

Energinet vurderer, at de anmeldte multiplikatorer i tilstrækkelig grad skaber et incitament for netbrugerne til at købe et-årige kapacitetsprodukter. Energinet vurderer endvidere, at videreførelsen af de nugældende multiplikatorer bidrager til en harmonisering med tilstødende gastransmissionssystemer i Danmarks nabolande. Energinet har i den forbindelse foretaget en sammenligning af de anmeldte multiplikatorer med multiplikatorer i seks andre lande. Energinets sammenligning af multiplikatorer er gengivet nedenfor i tabel 2:

**TABEL 2 | SAMMENLIGNING MED MULTIPLIKATORER I ANDRE GASTRANSMIS-  
SIONSSYSTEMER**

Multiplikatorer	Danmark	Tyskland	Polen	Norge	Holland	Tjekkiet	Østrig
Kvartal	1,1	1,1	-	1	1,25	1,1	1,25
Måned	1,25	1,25	1,25	1	1,5	1,25	1,5
Dag	1,4	1,4	2,0	1	1,75	1,5	2
Intra-dag	1,4	2	-	1	1,75	1,7	3

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Note: Energinet bemærker, at Polen (Gaz-System) endnu ikke har udmeldt forventede niveauer for kvartalsprodukter efter 2026. Polen benytter endvidere sæsonfaktorer, hvilket ikke gør det muligt at sammenligne multiplikatorerne direkte, men Energinet forventer, at Polens multiplikatorer fra 2026 kommer til at spejle et niveau tilnærmelsesvis som det danske og tyske niveau. Norge har ikke et transmissionssystem, men et opstrømssystem.

De anmeldte multiplikatorer bidrager ifølge Energinet til en harmonisering med tilstødende gastransmissionssystemer, idet de anmeldte multiplikatorer lægger sig op ad det tyske niveau for så vidt angår kvartals-, måneds-, og dagsprodukter samt det polske niveau for månedsprodukter.

Energinet bemærker, at multiplikatorernes niveau fastsættes med henblik på at afspejle den øgede fleksibilitet ved kortere kapacitetsprodukter sammenlignet med årsprodukter. Flexibiliteten har en markeds-mæssig værdi, idet kapacitet kan fravælges på dage uden behov. Multiplikatorerne bør ifølge Energinet derfor stige i takt med, at produktlængden reduceres.

#### *Rabat ved salg af afbrydelig kapacitet*

Energinet har anmeldt et niveau for rabat for standardkapacitetsprodukter for afbrydelig kapacitet efter NC TARs artikel 16. Energinet angiver, at beregningen af rabatniveauerne er baseret på sandsynligheden for afbrud i transmissionssystemet.

Energinet anfører, at fastsættelsen af rabatterne for afbrydelig kapacitet er baseret på følgende principper:

- Beregningen er baseret på ex-ante metoden beskrevet i NC TAR.
- Der beregnes en separat rabat pr. punkt og retning.
- Rabatniveauet beregnes typisk i intervaller på 5 pct.

Energinet bemærker, at efterspørgslen efter afbrydelig kapacitet historisk set har været lav, og der er ikke registreret nogen faktiske afbrydelser. Derfor er rabatniveauerne for afbrydelig kapacitet generelt baseret på et skøn over forventede afbrud i tilfælde, hvor afbrydelig kapacitet blev booket og udnyttet.

Når rabatniveauerne fastsættes, tages der ifølge Energinet hensyn til tre faktorer:

- Den forventede udnyttelsesgrad af uafbrydelige kapacitetskontrakter.

- Forventninger til backhaul-strømme til at understøtte afbrydelig kapacitet i modsat retning.
- Statistiske flowscenarier i transmissionssystemet.

Energinet estimerer sandsynligheden for afbrud ved alle punkter som værende lav. Energinet anfører, at for at afspejle den lave sandsynlighed for afbrud er rabatniveauet sat til 5 pct. på tværs af alle Entry- og Exitpunkter i det danske transmissionssystem, hvilket illustreres i nedenstående tabel 3.

TABEL 3 | **OVERSIGT OVER RABATNIVEAU FOR AFBRYDELIG KAPACITET.**

Punkter og retning	Rabatniveau
Ellund Entry	5 pct.
Ellund Exit	5 pct.
Joint Exit Zone – reverse flow	5 pct.
Faxe Exit	5 pct.
Faxe Entry	5 pct.
North Sea Entry	5 pct.

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

#### *Videreførelse af referenceprismetode*

Energinet har anmeldt en videreførelse af den gældende RPM, dvs. en uniform tarifmetode, som Forsyningstilsynet godkendte ved den seneste tarifmetodeafgørelse af 12. maj 2022. Energinet bemærker hertil, at metoden har været grundigt belyst af både ACER og Forsyningstilsynet i forbindelse med metodeanmeldelserne i både 2018/2019 og 2021/2022. Energinet finder, at dette bør tages i betragtning i relation til Energinets anmeldelse af en videreførelse af den gældende RPM.

Energinet vurderer fortsat, at der er betydelige fordele ved anvendelse af den uniforme tarifmetode. Ifølge Energinet sikrer uniforme tariffer et transparent og forudsigeligt princip for netbrugere, gennemskuelig adgang til det danske gastransmissionssystem. Energinet bemærker endvidere, at metoden undgår krydssubsidiering og forskelsbehandling, afspejler faktiske omkostninger ved investering og drift, er enkel i forhold til systemets kompleksitet og robust over for ændringer i gasflows og flowretning.

Energinet fremhæver, at der har været bred opbakning til tarifmetodens anvendelse blandt markedsaktører i forbindelse med de offentlige høringer over Energinets tarifmetodeanmeldelse i både 2019 og 2022. Energinet fremhæver endvidere, at uniforme tariffer anvendes i flere EU-lande, og særligt i de tilstødende gastransmissionssystemer. Det er derfor efter Energinets opfattelse, at den anmeldte RPM bidrager til harmonisering af tarifmetoder på tværs af EU.

Energinet har for at understøtte den anmeldte RPM foretaget følsomhedsberegninger for tarifmetoden CWD. Følsomhedsberegningerne og den tilhørende sammenligning af

tarifmetoderne er baseret på en række antagelser for perioden 2027-2031 om Energinets tilladte indtægter, forventede kapacitetsbookinger og mængder samt punktanta-gelser.<sup>8</sup>

De uniforme tariffer for perioden er beregnet efter metoden i boks 2

## BOKS 2 | ENERGINETS BEREGNINGSMETODE FOR UNIFORME TARIFFER

$$\text{Uniform kapacitetstarif} = \frac{\text{Total omkostningsbase}}{\text{Totale kapaciteter}}$$

Energinet anvender et Entry-Exit-split til fastsættelse af kapacitetsbaserede transmis-sionstariffer. Splittet fastlægger fordelingen af omkostninger mellem Entry- og Exit-punkter. Ens tariffer i alle punkter kan alene opnås ved ex post-omkostningsfordeling.

I Danmark fastsættes Entry- og Exit-tariffer ex post på baggrund af den relative forde-ling af kapacitetsreservationer. Ved en uniform omkostningsfordeling resulterer dette i ens kapacitetstariffer i alle punkter, mens et ex-ante-split vil medføre differentierede Entry- og Exit-tariffer.

Tariffberegningemetoden for en uniform kapacitetstarif resulterer i følgende forventede tariffer for alle Entry og Exitpunkter fra år 2027-2031, jf. nedenstående tabel 4.

TABEL 4 | UNIFORM TARIFF FOR PERIODEN 2027-2031

(DKK/kWt/t/år)	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Kapacitetstarif (alle Entry-/Exitpunkter)</b>	61,61	62,16	61,60	58,41	57,8
<i>Heraf transmissionstarif</i>	48,96	49,44	49,05	46,42	45,85
<i>Heraf ikke-transmissionstarif (EP II grenrørledningen)</i>	12,65	12,72	12,55	11,99	11,96

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Note: Energinet understreger, at tariffremskrivningen for 2027-2031 indebærer usikkerhed, især for de senere år i perioden 2027-2031. Beregningerne antager desuden, at den akkumulerede over-/under-dækning er nul.

Energinet har desuden beregnet ruteomkostningerne for de uniforme tariffer i 2027 ved at lægge Entry- og Exit-tarifferne sammen. Det vil sige, at beregningen viser den sam-lede omkostning ved at føre gas ind og ud af det danske transmissionssystem.

<sup>8</sup> Se afsnittet "tariffmetodens antagelser"

Disse beregninger fremgår af nedenstående tabel 5.

TABEL 5| RUTEOMKOSTNINGER FOR ÅR 2027 VED UNIFORM – ENTRY/EXIT

DKK/kWh/år	Exit				
	Lager	Joint Exit Zone	Ellund	Faxe	
Entry	Lager	-	61,61	61,61	61,61
	Nybro	61,61	123,21	123,21	123,21
	RES	61,61	123,21	123,21	123,21
	EP II	61,61	123,21	123,21	123,21
	Ellund	61,61	123,21	-	123,21
	Faxe	61,61	123,21	123,21	-

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Energinet fremhæver, at den nuværende systemanvendelse er forskellig fra de forudsætninger, som oprindeligt lå til grund for investeringsbeslutningerne for det danske gastransmissionssystem. Det skyldes, at en stor del af dimensioneringen og investeringsbeslutningerne for det danske transmissionssystem blev foretaget i 1980'erne, hvor systemanvendelsen var væsentligt anderledes end i dag.

Energinet vurderer, at geografiske afstande kun i begrænset omfang er en omkostningsdriver i det danske gastransmissionssystem. Anlægsomkostningerne (CAPEX) forbundet med det danske gastransmissionssystem relaterer sig ifølge Energinet primært til dimensionering og udbredelse af systemet, som blev etableret i 1980'erne og påvirker derfor ikke de nuværende omkostninger. For drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (OPEX) er sammenhængen med transportafstand lav, idet omkostninger til kontrolcenter, IT-systemer, administration m.v. ikke afhænger af afstand. Vedligehold knytter sig primært til kompressorstationer og kun i mindre grad til rørledningerne.

Energinet vurderer, at uniforme tariffer bedre afspejler de faktiske omkostninger i gastransmissionssystemet givet den lave sammenhæng mellem afstand og omkostninger.

Energinet har for at understøtte den anmeldte RPM foretaget følsomhedsberegninger for CWD og beregninger for CAA.

#### Tarifmetodens antagelser

Energinet har redegjort for de antagelser, der ligger til grund for beregningerne for CWD tarifmetoden og CAA omkostningsfordelingsprincippet. Energinet bemærker, at antagelserne er baseret på Energinets oplysninger ved udfærdigelsen af tarifmetoden, og fremskrivningen for perioden 2027-2031 er derfor behæftet med en vis usikkerhed.

Energinet har redegjort for en række antagelser for perioden 2027-2031 vedrørende Energinets tilladte indtægter, forventede kapacitetsbookinger og mængder samt punktantagelser.

Tilladte indtægter

Energinet bemærker, at der for kalenderåret 2027 forventes at skulle opkræves tilladte indtægter på 1.904 mio. DKK, hvoraf 100 pct. skal opkræves som kapacitetstarif. Energinet bemærker endvidere, at de tilladte indtægter, korrigeres for merindtægt fra salg af korte produkter samt differencer, dvs. over-/ underdækning.

Energinets forventede tilladte indtægter (tarifgrundlaget) og omkostningsbase i forhold til indtægtsrammereguleringen for perioden 2027-2031 fremgår af tabel 6 nedenfor.

TABEL 6 | TILLADTE INDTÆGTER OG TARIFOMKOSTNINGSBASE 2027-2031

Tilladte indtægter		2027	2028	2029	2030	2031
<b>TOTEX Opstrøm</b>	<b>MDKK</b>	<b>179</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>180</b>	<b>180</b>
<i>Heraf OPEX</i>	MDKK	63	63	62	64	64
<i>Heraf CAPEX</i>	MDKK	116	116	116	116	116
Forrentning opstrøm	MDKK	212	212	212	212	212
Differencer (over-underdækning)	MDKK	-	-	-	-	-
<b>TOTEX transmission system</b>	<b>MDKK</b>	<b>965</b>	<b>972</b>	<b>983</b>	<b>979</b>	<b>980</b>
<i>Heraf OPEX</i>	MDKK	468	470	477	473	470
<i>- heraf opex for tilbageførelsesanlæg</i>	MDKK	54	57	59	62	63
<i>Heraf CAPEX</i>	MDKK	497	502	506	506	510
<i>- heraf afskrivninger på Baltic Pipe on-shore aktiver, ekskl. anlægstilskud</i>	MDKK	264	253	246	245	245
<i>- heraf afskrivninger på tilbageførelsesanlæg</i>	MDKK	22	34	41	41	41
Forrentning transmission	MDKK	638	637	633	628	613
Differencer (over-underdækning)	MDKK	-	-	-	-	-
Merindtægt for korte produkter	MDKK	-90	-90	-90	-90	-90
<b>Samlet omkostningsbase</b>	<b>MDKK</b>	<b>1.904</b>	<b>1.909</b>	<b>1.916</b>	<b>1.909</b>	<b>1.894</b>

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Kapaciteter og mængder

Energinet har i metodeanmeldelsen redegjort for de forventede mængder og kapacitetsbookinger for perioden 2027-2031.

Energinet bemærker, at fremskrivningerne er baseret på Energistyrelsens notat "Analyseforudsætninger til Energinet 2024" (AF24).<sup>9</sup> Energinet har foretaget en opjustering af det forventede gasforbrug for 2026 på baggrund af det faktiske forbrug i 2025. Energinet bemærker endvidere, at Energinet har antaget, at forbruget konvergerer mod forbruget for 2030 i AF24. Derfor afviger Energinets fremskrivning af det danske forbrug fra AF24 i perioden 2027-2029. Energinets datagrundlag for de årlige mængder stammer fra analyseforudsætningerne for månedsopdelte årsprofiler i de enkelte Entry- og Exit-punkter, og for de forventede kapacitetsprodukter (års-, kvartals- og månedsprodukter) i alle relevante Entry- og Exitpunkter. Energinets forventede kapacitetsbookinger og mængder for perioden 2027 til 2031 er angivet i tabel 7 og 8.

**TABEL 7 | FORVENTEDE MÆNGDER FOR 2027-2031**

<b>Årsmængder i GWt – Exit</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Joint Exit Zone	21.118	18.421	16.792	15.659	14.558
Ellund	6.668	8.721	13.343	16.910	16.391
Faxe	87.580	87.580	87.580	95.580	97.580
<b>Samlet Exit</b>	<b>115.366</b>	<b>114.722</b>	<b>117.715</b>	<b>128.149</b>	<b>128.529</b>
<b>Årsmængder i GWt - Entry</b>					
Nybro	28.338	27.164	26.560	27.088	27.214
Ellund	300	300	250	200	200
RES	11.323	11.852	12.406	13.231	13.535
EP II	75.406	75.406	78.450	87.580	87.580
Faxe	-	-	-	-	-
<b>Samlet Entry</b>	<b>115.366</b>	<b>114.722</b>	<b>117.715</b>	<b>128.149</b>	<b>128.529</b>

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

<sup>9</sup> <https://ens.dk/analyser-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet>

TABEL 8 | FORVENTEDE KAPACITETSBOOKINGER FOR 2027-2031

Kapacitet i MWt/t - Exit	2027	2028	2029	2030	2031
Joint Exit Zone	2.950	2.586	2.360	2.201	2.035
Ellund	905	1.180	1.810	2.300	2.300
Faxe	11.222	11.222	11.222	12.301	12.502
<b>Samlet Exit</b>	<b>15.076</b>	<b>14.988</b>	<b>15.392</b>	<b>16.802</b>	<b>16.836</b>
Kapacitet i MWt/t - Entry					
Nybro	3.806	3.638	3.567	3.638	3.655
Ellund	43	43	36	29	29
RES	1.383	1.444	1.516	1.616	1.653
EP II	10.594	10.594	10.594	10.594	10.594
Faxe	-	-	-	-	-
<b>Samlet Entry</b>	<b>15.825</b>	<b>15.718</b>	<b>15.712</b>	<b>15.876</b>	<b>15.930</b>

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

#### Punktantagelser

Ved beregninger og vurderinger efter CWD-metoden og CAA skal afstandene mellem Entry- og Exitpunkter i gastransmissionssystemet fastlægges.

Energinet har derfor etableret et koordinatsystem, der repræsenterer samtlige punkter i gastransmissionssystemet og afspejler afstandene mellem dem. De fysiske punkter og de virtuelle punkter, der lader sig stedfæste (North Sea Entry og Ellund), er fastlagt på baggrund af koordinatsæt fra Energinets GIS-database.

Gastransmissionssystemet omfatter desuden tre virtuelle Entry-/Exitpunkter, der ikke kan stedfæstes: virtuelt lagerpunkt (Entry/Exit), Joint Exit Zone (Entry/Exit) og RES (Entry).

For det virtuelle lagerpunkt og Joint Exit Zone er punkterne fastlagt i overensstemmelse med beregningsmetoden i ENTSOGs NC TAR Implementation Guide. Metoden baseres på kapacitetsvægtet gennemsnitlig afstand mellem de fysiske punkter i en gruppering.

Joint Exit Zone er fastlagt ved anvendelse af historisk årsflow (Nm<sup>3</sup>) til vægtning af placeringen af M/R-stationer, der udgør Exitpunkterne i zonen. Der er anvendt data fra 2024. Energinet vurderer, at disse data er repræsentative for den fremskrevne periode, idet der siden 2024 ikke er sket ændringer, som forventes at medføre væsentlige systemiske forskydninger i forbruget. Den flowvægtede gennemsnitsafstand beregnes ved at vægte koordinaterne for M/R-stationerne med deres respektive årsflow, hvorefter et nyt koordinatsæt fastlægges.

Det virtuelle lagerpunkt repræsenterer både Stenlille og Ll. Torup samt Entry- og Exit-flows. Der er anvendt historisk årsflow ( $\text{Nm}^3$ ) for Entry og Exit baseret på gennemsnit for 2023 og 2024, hvorefter mængderne er summeret. På den baggrund er der beregnet en virtuel punktplacering for lageret med udgangspunkt i de fysiske placeringer for Stenlille og Ll. Torup.

Energinet bemærker, at RES Entry ikke kan punktfastsættes ved anvendelse af samme beregningsmetode som for det virtuelle lagerpunkt og Joint Exit Zone. Dette skyldes, at der betales Entry-tarif for RES Entry ved indfødnig af bionaturgas både på distributionsniveau (Evida) og på transmissionsniveau. Energinet har derfor ikke adgang til de nødvendige data til at foretage flowvægtning som beskrevet ovenfor. RES Entry-punktet er i stedet fastlagt med udgangspunkt i en central placering i transmissionsystemet, som samtidig afspejler en høj koncentration af bionaturgasproduktion, nærmere bestemt ved Egtved.

Punktplaceringerne er illustreret i nedenstående figur 3.

FIGUR 3 | ENTRY- OG EXITPUNKTPLACERING FOR PUNKTER I DET DANSKE GA-STRANSMISSIONSSYSTEM



Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

#### Capacity Weighted Distance (CWD)

Såfremt der vælges en anden tarifmetode end CWD-metoden som referenceprismetode (her uniforme kapacitetstariffer), skal denne iht. NC TAR sammenlignes med CWD-metoden. Sammenligningen mellem den valgte RPM og CWD-metoden vedrører

både selve tarifniveauet og sammenhængen til de faktiske omkostninger i systemet samt graden af krydssubsidiering mellem systeminterne og systemeksterne brugere.

CWD-metoden fastsætter omkostningsbasen i Entry- og Exitpunkter i forhold til afstand og forventede kapacitetsbookinger i de respektive Entry- og Exitpunkter. CWD-metoden giver derfor forskellige kapacitetstariffer i gastransmissionssystemets punkter.

CWD-metoden fordeler omkostningerne ud fra vægtede gennemsnitlige afstande, således at omkostningerne for en kapacitet i et punkt bliver proportionalt med den vægtede gennemsnitlige afstand gassen ifølge antagelserne skal transporteres.

For CWD-metoden gælder det således, at kapacitetsomkostningen for (retten til) at transportere en enhed gas fra et givet Entry-punkt er proportionalt med den gennemsnitlige afstand til Exitpunkterne. For Entry-punkterne udregnes den gennemsnitlige afstand til Exitpunkterne. Disse udregnes som et vægtet gennemsnit, hvor vægtene er de forventede kapaciteter i Exitpunkterne. De præcise formler fremgår nedenfor i boks 3.

**BOKS 3 | BEREGNING EFTER CAPACITY WEIGHTED DISTANCE-METODEN**

CWD beregnes efter NC TARs artikel 8, stk. 2 som følgende:

For det første: Først beregnes den vægtede gennemsnitlige afstand. Denne beregnes for et Entrypunkt ud fra følgende formel:

$$AD_{En} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

hvor:

$AD_{En}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et Entrypunkt

$CAP_{Ex}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et Exitpunkt

$D_{En,Ex}$  er afstanden mellem et givet Entrypunkt og et givet Exitpunkt.

Tilsvarende beregning laves for Exitpunkterne:

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ En} CAP_{En}}$$

hvor:

$AD_{Ex}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et Exitpunkt

$CAP_{En}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et Entrypunkt

$D_{En,Ex}$  er afstanden mellem et givet Entrypunkt og et givet Exitpunkt.

For det andet: omkostningsvægten for hvert Entrypunkt og for hvert Exitpunkt beregnes i overensstemmelse med følgende respektive formler:

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

og

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Hvor:

$W_{c,En}$  er omkostningsvægten for et givet Entrypunkt

$W_{c,Ex}$  er omkostningsvægten for et givet Exitpunkt

Øvrige er defineret som ovenfor

Afstand er en central faktor i CWD-metoden, men geografiske afstande er ifølge Energinet kun af begrænset betydning som omkostningsdriver i det danske gassystem. Energinet vurderer derfor, at metoden kan skabe kunstige prisforskelle mellem punkterne i transmissionssystemet.

Ved anvendelse af CWD-metoden kan punkter, der fungerer som både Entry og Exit, håndteres på forskellige måder. Ifølge NC TAR, artikel 8, stk. 1, litra c), skal CWD-parametre omfatte kombinationer af Entry- og Exitpunkter, hvor dette er relevant: Det er ifølge Energinet uklart, om punkter med både Entry og Exit udgør relevante gasstrømsscenerier. Energinet vurderer, at det ikke er entydigt bestemt, hvorvidt punkter, som udgør både Entry- og Exitpunkter, i kombination udgør et relevant gasstrømsscenerie.

Energinet har derfor beregnet to scenarier. I det ene scenarie antager Energinet, at kombinationen af Entry- og Exitmængder i samme punkt ikke genererer en gasstrøm. Den fremskrevne kapacitet mellem sådanne punkter sættes derfor til nul (beregning med nulstrømme). I det andet scenarie antager Energinet, at fremskrevet kapacitet i samme punkt kan generere gasstrømme (beregning uden nulstrømme). Forskellen mellem beregningerne er således, om scenarier, hvor Entry og Exit er placeret i samme punkt (nulafstand), indgår i referenceprisberegningen. Energinet anvender primært metoden med nulstrømme, men rapporterer resultater for metoden med og uden nulstrømme både for CWD- og CAA-beregningerne.

Kapacitetstariffer beregnet efter CWD-metoden med og uden nulstrømme fremgår af tabel 9 og 10 nedenfor.

**TABEL 9 | CWD RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE MED NULSTRØMME FOR 2027-2031**

<b>DKK/kWt/t/år, Exit</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Ellund	45,59	46,02	45,33	41,31	40,76
Joint Exit Zone	49,80	50,23	49,48	45,17	44,58
Lager	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Faxe	68,05	68,64	67,65	61,79	61,00
<b>DKK/kWt/t/år, Entry</b>					
Nybro	45,81	46,15	46,20	45,66	45,23
RES	35,41	35,65	35,56	35,14	34,84
Ellund	40,23	40,55	41,03	40,49	39,94
Lager	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EP II	68,61	69,23	69,65	68,94	68,25
Faxe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

**TABEL 10 | CWD RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE UDEN NULSTRØMME FOR 2027-2031**

<b>DKK/kWt/t/år, Exit</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Ellund	45,44	45,86	45,20	41,21	40,66
Joint Exit Zone	49,75	50,18	49,44	45,12	44,54
Lager	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Faxe	67,98	68,57	67,58	61,73	60,94
<b>DKK/kWt/t/år, Entry</b>					
Nybro	45,76	46,10	46,15	45,62	45,19
RES	35,37	35,61	35,52	35,11	34,81
Ellund	39,04	37,66	36,68	35,45	34,98
Lager	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EP II	68,53	69,16	69,58	68,88	68,18
Faxe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Note: Energinet bemærker, at ved ovenstående tariffer vil Baltic Pipe punkterne (EP II og Faxe) generere ca. 78 pct. af indtægterne i det samlede transmissionssystem, mens kapaciteterne udgør ca. 70 pct. af de samlede kapacitetsbookinger.

Energinet har desuden beregnet ruteomkostningerne efter CWD-metoden i 2027. De beregnede ruteomkostninger mellem punkter i transmissionssystemet i 2027 efter CWD-metoden med og uden nulstrømme fremgår af tabel 11 og 12.

**TABEL 11 | RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE UDEN NULSTRØMME**

DKK/kWt/t/år	Exit			
	Lager	Ellund	JEZ	Everdrup
Entry				
Lager	0,0	45,4	49,8	68,0
Nybro	45,8	91,2	95,5	113,7
RES	35,4	80,8	85,1	103,4
Ellund	38,0	83,5	87,8	106,0
EP II	68,5	114,0	118,3	136,5
Everdrup	0,0	45,4	49,8	68,0

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

TABEL 12 | RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE MED NULSTRØMME

DKK/kWt/t/år	Exit				
	Lager	Ellund	JEZ	Everdrup	
Entry	Lager	0,0	45,6	49,8	68,1
	Nybro	45,8	91,4	95,6	113,9
	RES	35,4	81,0	85,2	103,5
	Ellund	40,2	85,8	90,0	137,25
	EP II	68,6	114,2	118,4	137,25
	Faxe	0,0	45,6	49,8	68,1

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

#### Cost allocation assessment (CAA)

NC TAR fastsætter, at det endelige høringsmateriale skal indeholde en omkostningsfordelingsvurdering, den såkaldte CAA. Formålet med CAA er, at give en indikation af graden af krydssubsidiering mellem systeminterne netbrugere og systemeksterne netbrugere ved den foreslåede tarifmetode. Anvendelsen af indenlandske punkter defineres som systeminterne, mens anvendelsen af grænsepunkter defineres som systemeksterne. I boks 4 nedenfor er der en kort beskrivelse af CAA.

---

**BOKS 4 | SIMPEL BESKRIVELSE AF CAA**

CAA sammenligner, hvor meget de hhv. systemeksterne og de systeminterne brugere betaler via deres tariffer til Energinet for deres respektive belastning af systemet. Belastningen af systemet fastsættes med udgangspunkt i de kapacitetsvægtede afstande.

CAA-vurderingen er baseret på teoretiske beregninger for et sammenligningsindeks, jf. NC TARs artikel 5.

Sammenligningsindekset (også kaldet CAA værdien) er defineret som en procentdel imellem systemesterne forhold, der er defineret som følgende:

$$Ratio_{Crosscap} = \frac{Revenue_{Crosscap}}{Driver_{Crosscap}}$$

Og systeminterne forhold, der er defineret som følgende:

$$Ratio_{Intracap} = \frac{Revenue_{Intracap}}{Driver_{Intracap}}$$

Afslutningsvis beregnes sammenligningsindeks ved følgende formel:

$$Sammenligningsindeks = \frac{2 * |Ratio_{intracap} - Ratio_{crosscap}|}{Ratio_{intracap} + Ratio_{crosscap}} \times 100 \text{ pct.}$$

Hvis sammenligningsindekset (CAA-værdien) er større end 10 pct. er dette en teoretisk indikation på en for stor grad af krydssubsidiering mellem systeminterne brugere og systemeksterne brugere af systemet.

Sammenligningsindekset viser ikke direkte, hvilken retning krydssubsidieringen går – dvs. om det er de systeminterne brugere, krydssubsidieringen er til ugunst for (at de systeminterne brugere ud fra den teoretiske CAA-vurdering betaler for meget), eller om det er de system-eksterne brugere af systemet, krydssubsidieringen er til ugunst for (dvs. at det i stedet for er de systemeksterne brugere af systemet, der betaler for meget).

---

Energinet påpeger, at det er væsentligt at understrege, at sammenligningsindekset blot udtrykker det procentuelle forhold mellem henholdsvis ratio intra cap og ratiocross cap.

Energinet rapporterer CAA-resultater både for metode med nulstrømme, og metode uden nulstrømme. Energinet forklarer, at Energinet først og fremmest tager udgangspunkt i resultaterne for beregningsmetoden med nulstrømme.

Energinet har beregnet CAA-værdier for den anmeldte RPM (uniform tarifmetode) og CWD-metoden, herunder metode med nulstrømme og metode uden nulstrømme. Energinet har endvidere foretaget følsomhedsanalyse for eksklusion af omkostninger og afstande relateret til EP II grenrørledningen (Baltic Pipe opstrøm).

Disse resultater fremgår af nedenstående tabel 13 og 14

**TABEL 13 | CAA RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE MED NULSTRØMME**

Sammenligningsindekser i pct.	CWD (ekskl EP II grenrørledningen)	Uniform (ekskl EP II grenrørledningen)
2027	4	18
2028	3	16
2029	1	13
2030	3	8
2031	4	7

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

**TABEL 14 | CAA RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE UDEN NULSTRØMME**

Sammenligningsindekser i pct	CWD (ekskl. EP II grenrørledningen)	Uniform (ekskl. EP II grenrørledningen)
2027	9	23
2028	8	21
2029	6	18
2030	3	14
2031	2	13

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

#### *Videreførelse af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen*

Forsyningstilsynet godkendte den 14. februar 2022 en metode for etablering af en fælles markedszone for det danske onshore transmissionssystem og den del af Baltic Pipe, som forbinder det norske gassystem med transmissionssystemet ved den jyske vestkyst. Denne del af Baltic Pipe betegnes EP II-grenrørledningen eller opstrømsrørledningen. Energinet bemærker, at et afgørende element i markedszonen er, at der kun bør gælde én uniform tarif for det samlede system.

Afgørelsen om godkendelse af den anmeldte fælles markedszone betød for det første, at der blev etableret et nyt virtuelt Entry-punkt til det danske Entry-Exit-system kaldet "

North Sea Entry". Afgørelsen betød for det andet, at der skulle indgås en rådighedsaftale mellem to regnskabsenheder i Energinet Gastransmission A/S om rådighed over kapaciteten i EP II Grenrørledningen. Afgørelsen betød for det tredje, at EP II Grenrørledningen og det nye Entry-punkt skulle omfattes af den fælles dansk/svenske balancezone, Joint Balance Zone (JBZ).

Godkendelsen af Energinets metode for den fælles markedszone i 2022 har bevirket, at Energinet siden idriftsættelse af Baltic Pipe i 2022 har opkrævet en ikke-transmissionstarif for anvendelse af EP II grenrørledningen (Baltic Pipe opstrøm) sammen med transmissionstariffen. Dette ønsker Energinet at fortsætte med i 2027-2031. Energinet ønsker dermed fortsat at tilbyde markedsadgang i et virtuelt Entrypunkt med én samlet uniform tarif.

Rådighedsaftalen mellem opstrømsenheden og transmissionsenheden hos Energinet vedrører rådighed over kapaciteten i EP II Grenrørledningen. Efter aftalen skal opstrømsenheden stille kapaciteten i EP II Grenrørledningen til rådighed for transmissionsenheden mod transmissionsenhedens betaling herfor. Energinet bemærker, at konstruktionen, hvor opstrømsrørledningen og gastransmissionssystemet drives samlet af Energinet Gastransmission A/S, muliggør effektiv udnyttelse af synergier i driften af rørledningssystemerne, herunder besparelser på omkostninger til afregning og it-systemer samt dobbeltbemanning i administrative funktioner.

Energinet har anmeldt, at omkostningerne til rådigheden over kapacitet i opstrømsrørledningen fortsat skal indgå i tarifmetoden som en ikke-transmissionstjeneste, der skal opkræves som uniform ikke-transmissionstarif. Energinet ønsker dermed i praksis at tilbyde markedsadgang via én samlet uniform tarif.

Energinet anfører, at én fælles uniform tarifbetaling for både transmission og ikke-transmission i den fælles markedszone, bør betragtes i sammenhæng med investeringsbeslutningen i Baltic Pipe. Energinet anfører, at dette er med udgangspunkt i, at Open Season 2017 auktionen var baseret på anvendelse af en fælles markedszone med en uniform tarif (uniform tarifbetaling for transmission og ikke-transmissionstarif for opstrøm). Det uniforme tarifprincip, inklusive socialisering af opstrøm, vurderer Energinet er sammenhængende med, og således også udslagsgivende for realisering af gevinsterne forbundet med investeringen i Baltic Pipe. Energinet vurderer fortsat, at dette er et hensyn, der bør tages højde for i vurderingen af tarifering af opstrøm.

Energinet bemærker, at der er væsentlige fordele ved at socialisere omkostninger til opstrøm. Socialisering bidrager til at opretholde lav kompleksitet i det danske transmissionssystem og understøtter en stabil og forudsigelig tarifudvikling. En fælles tarifmetode forenkler samtidig transporten af gas for transitkunder i Danmark.

Socialisering kan desuden modvirke udfordringer forbundet med opkrævning af flere separate tariffer samtidig, dvs. såkaldt "tarif-pancaking"<sup>10</sup>, og dermed bidrage til at opretholde et konkurrencedygtigt tarifniveau for gastransport fra Norge til Polen. En fæl-

---

<sup>10</sup> "Tarif-pancaking" betyder, at den samme vare bliver pålagt tariffer flere gange, når den passerer gennem flere lande. Resultatet er, at tarifferne "stables oven på hinanden", så varen bliver dyrere, end hvis der kun var betalt en tarif én gang.

les, uniform kapacitetstarifstruktur for transmission og opstrøm understøtter en gennemsnitlig tarifstruktur og reducerer den administrative byrde ved transport af gas fra Norge via opstrøm til transmissionssystemet.

Energinet fremhæver, at idriftsættelsen af Baltic Pipe har medført en væsentlig stigning i gasstrømmene i det danske transmissionssystem, hvilket alt andet lige har reduceret enhedsomkostningerne for gastransport sammenlignet med et scenarie uden Baltic Pipe. De øgede gasmængder har samtidig bidraget til at stabilisere tarifniveauet i Danmark, hvilket øger forudsigeligheden for systembrugerne og understøtter markedets funktionalitet og likviditet.

Energinet vurderer afslutningsvis, at Baltic Pipe yder et væsentligt bidrag til forsynings sikkerheden i Danmark, Sverige og Polen gennem adgang til norsk gasproduktion. Enkel og konkurrencedygtig adgang til systemet er central for forsynings sikkerheden og for et velfungerende gassystem.

Energinet understreger endvidere, at en uniform tarifiering af ikke-transmissionstariffen (opstrøm) sikrer et transparent og forudsigeligt princip og forenkler gastransporten for transitkunder i Danmark.

Tariffen afspejler Energinets omkostninger til rådighed i EP II-grenrørledningen (Baltic Pipe opstrøm), jf. Rådighedsaftalen og Forsyningstilsynets afgørelser.

Energinet vurderer, at socialisering af ikke-transmissionstariffen bidrager til at sikre ikke-forskelsbehandling, da systeminterne og systemeksterne mængder behandles ens i tarifieringen.

Energinet bemærker, at ACER i sin analyse af Energinets tarifmetode fra 2022 har påpeget, at analyser af krydssubsidiering bør foretages ved hjælp af CAA i en samlet vurdering sammen med den anmeldte RPM. Energinet forstår dette således, at CAA-beregninger bør udføres sammen med transmissionstariffen. Energinet har derfor udarbejdet CAA-beregninger både med og uden inklusion af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen. Beregningerne fremgår af tabel 15.

---

**TABEL 15 | BEREGNEDE CAA-VÆRDIER FOR REGULERINGS PERIODEN FOR HHV. MED OG UDEN OMKOSTNINGER OG AFSTAND RELATERET TIL EP II GRENRØRLEDNINGEN**

Sammenligningsindeks	Uniform tarif inkl. EP II grenrørledningen	Uniform tarif ekskl. EP II grenrørledningen
2027	12	18
2028	10	16
2029	6	13
2030	2	8
2031	1	7

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Energinet bemærker, at inkludering af den socialiserede ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen forbedrer CAA-resultaterne med 4-7 procentpoint og reducerer krydssubsidieringen mellem systeminterne og systemeksterne brugere, når den beregnes sammen med den uniforme transmissionstarif.

Energinet har angivet de forventede omkostninger for ikke-transmissionstariffen for reguleringsperioden 2027-2031, jf. tabel 16.

TABEL 16 | **UNIFORM TARIF FOR PERIODEN 2027-2031**

(DKK/kWh/år)	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Kapacitetstarif (alle -jexitpunkter)</b>	61,61	62,16	61,60	58,41	57,8
<i>Heraf transmissionstarif</i>	48,96	49,44	49,05	46,42	45,85
<i>Heraf ikke-transmissionstarif (EP II grenrørledningen)</i>	12,65	12,72	12,55	11,99	11,96

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Note: Energinet understreger, at tariffremskrivningen for 2027-2031 indebærer usikkerhed, især for de senere år i perioden 2027-2031. Beregningerne antager desuden, at den akkumulerede over-/underdækning er nul

#### **Videreførelse af 100 pct. rabat på transmissionstarif til og fra det virtuelle lagerpunkt**

Energinet har anmeldt en videreførelse af 100 pct. rabat på kapacitetsbaserede transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt i det danske system, som Forsyningstilsynet godkendte den 17. juni 2025 for perioden frem til og med 30. september 2027.

Energinet henviser til, at gasforordningens artikel 17, stk. 3, giver medlemslandene mulighed for at anvende en rabat på op til 100 pct., hvis rabatten bidrager til at øge forsyningssikkerheden. Energinet bemærker endvidere, at det følger af gasforordningens artikel 17, stk. 3, at Forsyningstilsynet skal tage tarifrabatten og dens bidrag til forsyningssikkerheden op til fornyet overvejelse i hver tarifreguleringsperiode, dvs. i forbindelse med behandlingen af Energinets tarifmetode for den næste tarifreguleringsperiode, dvs. perioden fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031.

Energinet argumenterer med, at velfyldte gaslagre spiller en afgørende rolle for at sikre en stabil energiforsyning, især i perioder, hvor efterspørgslen overstiger udbuddet og

henviser i den forbindelse til afsnit 1.1. i Energistyrelsens nødforsyningsplan. Heri fremgår bl.a., at: *"Det er dog ikke uvæsentligt for den samlede gasforsyningssikkerhed, at der er gas på lager, herunder også til dækning af ikke-beskyttet forbrug i en gasforsyningskrise. [...] Anvender markedet ikke lagrene effektivt, og de danske gaslagre dermed ikke er velfyldte, kan konsekvenserne være alvorlige."*

Endvidere henviser Energinet til Energistyrelsens forebyggende handlingsplan for 2023-2027, hvori det ifølge Energinet fremgår, at manglende fyldning af lagrene kan begrænse Danmarks og EU's evne til at håndtere forsyningskriser, hvilket øger risikoen for en nødforsyningskrise.

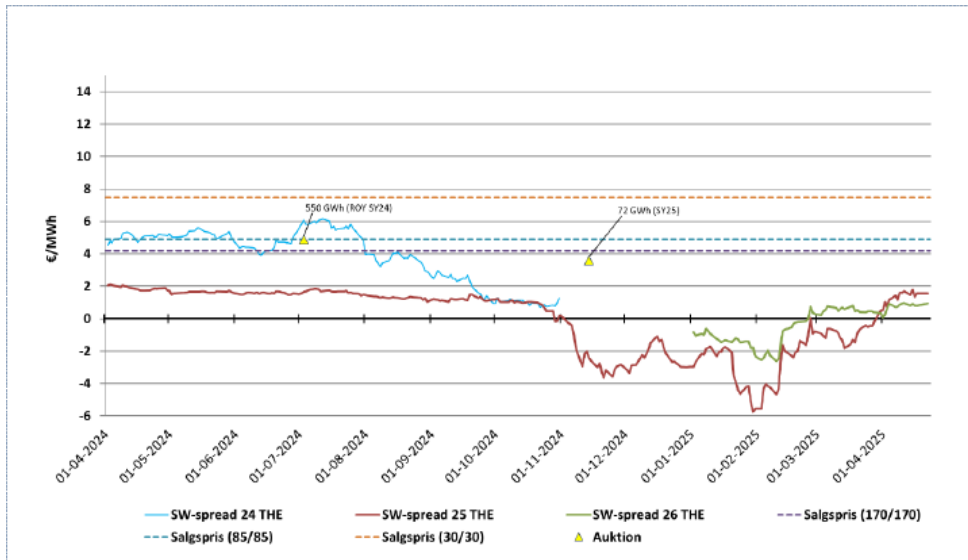
Energinet bemærker desuden, at anvendelsen af gaslagre forudsætter, at det er økonomisk attraktivt for lagerkunderne at købe og anvende lagerkapacitet.

Energinet bemærker, at gaslagrene anvendes ved, at gas typisk lagres i sommerhalvåret og trækkes ud i vinterhalvåret, hvor efterspørgslen er højest. Denne anvendelse forudsætter, at lagerkunder kan købe gas billigt om sommeren og sælge dyrere om vinteren. Prisforskellen mellem sommer- og vintergas (SW-spreadet) skal kunne dække omkostninger til lagerkapacitet, injektion, kapital, handel og transport. Hvis SW-spreadet ikke er tilstrækkeligt stort, vil efterspørgslen efter lagerkapacitet falde. I stedet kan aktører søge fleksibilitet gennem kapacitetskøb på Entry-punkter eller handel på markedet. Disse løsninger kan dog ikke erstatte lagergas i tilfælde af forsyningsforstyrrelser, f.eks. ved markedsfejl, gasmangel i Europa eller angreb på infrastrukturen. Lavere efterspørgsel efter lagerkapacitet vil derfor svække robustheden i gasforsyningen i Danmark og EU og dermed påvirke forsyningssikkerheden negativt.

Energinet har foretaget beregninger, der angiver SW-spreadet for lagersæson 2024, 2025 og 2026. Beregningerne er illustreret i figur 4. Ifølge Energinet har den faldende SW-spredning bevirket, at efterspørgslen efter lagerkapacitet for lageråret 2025 kun udgør 1,4 TWh, og dermed er 75 pct. lavere end den lagerkapacitet, som blev efterspurgt i lageråret 2024.

---

**FIGUR 4 | SW-SPREAD 2024-2026 SAMT SOLGT LAGERKAPACITET 2024 OG 2025 VED 100 PCT. RABAT**



Kilde: Energinet

Note: Energinet bemærker, at de stiplede linjer angiver salgsprisen for lagerprodukterne hhv. 170 dages injektion og 170 dages udtræk (170/170), 85 dages injektion og 85 dages udtræk (85/85) og 30 dages injektion og 30 dages udtræk (30/30). De gule trekanten angiver mængde og periode solgt ved auktioner efter Gas Storage Denmarks oplysninger.

Energinet har endvidere foretaget beregninger og vurderet konsekvenserne af at reducere tariffabatten til og fra det virtuelle lagerpunkt til henholdsvis 50 pct. og 0 pct. Beregningerne fremgår af nedenstående tabel 17.

**TABEL 17 | PRIS, OMKOSTNINGSSTIGNING PÅ LAGERYDELSER OG TRANSMISSIONSTARIFFER TIL OG FRA LAGER-PUNKTET VED 100 PCT., 50 PCT OG 0 PCT. RABAT**

Rabat/produkter	Pris ved 100 pct. rabat	Omkostnings ved 50 pct. rabat	Omkostning ved 0. pct. rabat	Omkostningsstigning (50 pct./0 pct.)
2024				
170/170	4,19 €/MWh	5,86 €/MWh	7,54 €/MWh	40 pct./80 pct.
85/85	4,89 €/MWh	8,24 €/MWh	11,58 €/MWh	69 pct./137 pct.
30/30	7,45 €/MWh	16,93 €/MWh	26,41 €/MWh	127 pct./254 pct.
2025				
170/170	4,19 €/MWh	5,86 €/MWh	7,54 €/MWh	42 pct./84 pct.
85/85	4,89 €/MWh	8,24 €/MWh	11,59 €/MWh	69 pct./137 pct.
30/30	7,45 €/MWh	16,94 €/MWh	26,42 €/MWh	127 pct./255 pct.

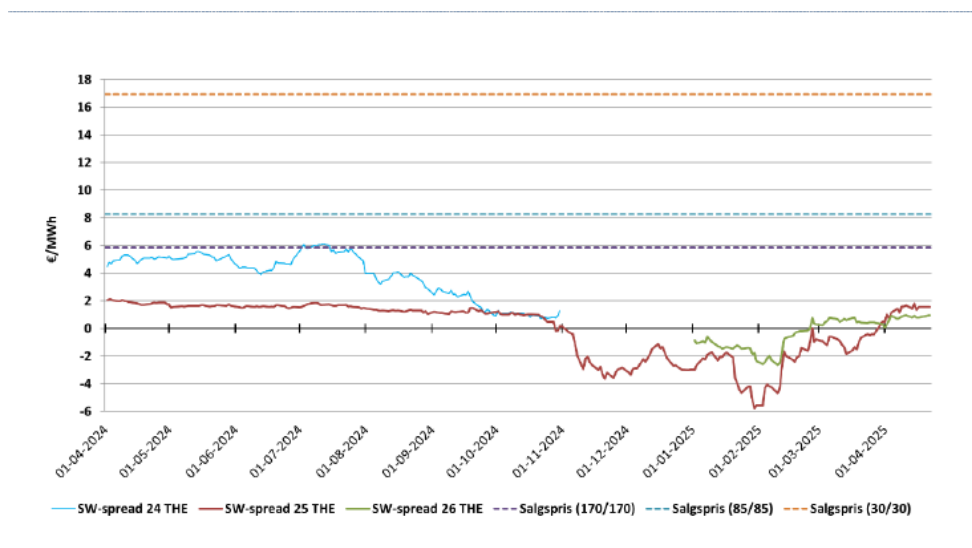
Kilde: Gas Storage Denmarks og Energinets egne beregninger

Note: Energinet bemærker, at prisen for lagerprodukterne er inklusive et variabelt gebyr for kompression. "Omkostning" dækker både over prisen for anvendelse af lagerydelser samt prisen for Entry/Exit kapacitet på lagerpunktet i transmissionssystemet. Beregningerne forudsætter en reduktion i 2024 og 2025 og tager udgangspunkt i den uniforme kapacitetstarif, hvor lagerpunktets kapacitetsbookinger indgår i tarifgrundlaget. Dette medfører en beregnet kapacitetstarif på 51,19 DKK/kWh/h/år i 2024 og

51,23 DKK/kWh/h/år i 2025. På baggrund heraf har Energinet estimeret de økonomiske konsekvenser for Gas Storage Denmarks mest anvendte lagerprodukter (170/170, 85/85 og 30/30). En reduktion af rabatten ville i 2024-2025 have øget lagerkundernes omkostninger med ca. 40–127 pct. ved 50 pct. rabat og 80–255 pct. ved 0 pct. rabat. En sådan omkostningsstigning vil gøre lagring økonomisk mindre attraktiv og øge kravet til prisforskellen mellem sommer- og vintergas for at dække lagerkundernes samlede omkostninger.

Energinet har endvidere udarbejdet en illustration, der viser stigninger i de samlede omkostninger for lagerkunden som følge af, at rabatten sænkes til 50 pct. Stigningerne er markeret med de stiplede linjer på nedenstående figur 5.

**FIGUR 5 | SW-SPREAD FOR 2024, 2025 OG 2026 SAMT OMKOSTNINGER VED KØB AF LAGERKAPACITET MED 50 PCT. TARIFRABAT**



Kilde: Energinet

Note: Energinet bemærker, at de stiplede linjer angiver omkostningerne forbundet med køb af lagerprodukterne inkl. omkostning til Entry/Exit kapacitet for hhv. 170 dages injektion og 170 dages udtræk (170/170), 85 dages injektion og 85 dages udtræk (85/85) og 30 dages injektion og 30 dages udtræk (30/30) i et scenarie, hvor rabatten sænkes til 50 pct. efter Gas Storage Denmarks oplysninger og Energinets egne beregninger.

Energinet vurderer på den baggrund, at en reduktion eller fjernelse af rabatten fremadrettet vil have økonomiske konsekvenser i form af manglende anvendelse og fyldning af lager og i sidste ende konsekvenser for forsyningssikkerheden.

Energinet vurderer samlet, at en reduktion af den nuværende 100 pct. rabat på transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt vil svække forsyningssikkerheden i Europa og Danmark. Lagerkundernes køb af kapacitet og fyldning af lagre afhænger af det økonomiske incitament, som SW-spreadet skaber i forhold til de samlede lagringsomkostninger. En lavere rabat vil reducere dette incitament, medføre at mindre gas lagres og dermed øge risikoen for forsyningsafbrydelser og behov for kriseberedskab.

Det økonomiske incitament til lagring er derfor afgørende for at opretholde forsynings-sikkerheden, og en reduceret rabat vurderes at skade denne.

### *Nødforsyningstarif*

Energinet har anmeldt en metode for beregning af nødforsyningstariffen. Energinets nødforsyningstarifmetode vedrører en videreførelse af beregningsmetoden for tariffen for beskyttede og ikke-beskyttede kunder, en ændring af omkostningsfordelingen mellem beskyttede og ikke-beskyttede kunder fra 85/15 pct. til 75/25 pct. og videreførelsen af en ex post metode i tilfælde af, at der er gas til overs til forsyning af nogle ikke-beskyttede kunder.

Beskyttede kunder er gasforbrugere med høj prioritet under nødsituationer, såsom husholdninger, kritiske offentlige institutioner og sundhedsvæsenet, som skal sikres kontinuerlig forsyning. Ikke-beskyttede kunder har lavere prioritet og kan få reduceret eller afbrudt forsyning under kapacitetsbegrænsninger. Det er typisk større industrikunder og kommercielle aktører.

Energinets metode for nødforsyningstarif kan opdeles i to delmetoder. Den første delmetode (Metode A) ændrer omkostningsfordelingen mellem beskyttede og ikke-beskyttede kunder fra 85/15 pct. til 75/25 pct., mens den hidtidige beregningsmetode fastholdes. Nødforsyningstarifmetoden blev oprindeligt godkendt af Forsyningstilsynet den 29. september 2014, hvor beregningsmetoden, som Energinet ønsker at videreføre, er som følgende for beskyttede og ikke-beskyttede kunder.

Tarif for beskyttede kunder:

$$\frac{\text{Samlede omkostninger til nødforsyning} \times \text{andel beskyttede kunder betaler}}{\text{Samlet forbrug} \times \text{andel beskyttede kunder forbruger}}$$

Tarif for ikke-beskyttede kunder:

$$\frac{\text{Samlede omkostninger til nødforsyning} \times \text{andel ikke-beskyttede kunder betaler}}{\text{Samlet forbrug} \times \text{andel ikke-beskyttede kunder forbruger}}$$

Den anden delmetode (Metode B) viderefører ex post-beregningsmetoden for samfundskritisk forbrug og forsyning af ikke-beskyttede kunder i biogaslommer og blev godkendt af Forsyningstilsynet den 24. september 2024.

Energinet anmoder om Forsyningstilsynets godkendelse af nødforsyningstarifmetoden, som skal træde i kraft den 1. oktober 2027 og være gældende til den 30. september 2032.

Energinet har anmeldt nødforsyningstariffen som en ikke-transmissionstjeneste, og nødforsyningstariffen er ifølge Energinet i overensstemmelse med NC TARs artikel 4, stk. 4.

### **ACERs ikke-bindende analyse og anbefalinger**

Det følger af NC TARs artikel 27, at når Energinet lancerer den endelige høring af tarifmetoden, skal Energinet eller Forsyningstilsynet sende høringsmaterialet til ACER. ACER gennemgår materialet for at sikre, at alle nødvendige oplysninger er offentliggjort, og at de foreslåede metoder og tariffer overholder NC TAR og gasforordningens krav. ACER skal senest to måneder efter høringen er afsluttet offentliggøre sin analyse. Analysen sendes på engelsk til Energinet eller Forsyningstilsynet og Europa-Kommissionen.

Forsyningstilsynet modtog den 5. marts 2026 ACERs analyse af Energinets tarifmetode af 1. december 2025. ACERs konklusioner og anbefalinger i analysen er ikke bindende og er blot af vejledende karakter, jf. NC TARs præambelbetragtning 11).

Resultatet af ACERs analyse beskrives nedenfor:

#### *ACERs hovedkonklusioner*

ACER har gennemført analysen af høringsdokumentet i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 2, og konkluderer, at:

- Størstedelen af oplysningerne er offentliggjort i henhold til NC TARs artikel 26, stk. 1.
- RPM er i overensstemmelse med kravene om gennemsigtighed, ikke-diskrimination, volumenrisiko og ikke-forvriddning af grænseoverskridende handel efter NC TARs artikel 7.
- Det er uklart for ACER, om den foreslåede RPM og fordelingen af omkostninger til EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs krav vedrørende forebyggelse af uberettiget krydssubsidiering og ikke-forvriddning af grænseoverskridende handel.
- Kriterierne for fastsættelse af volumentariffer er ikke anvendelige.
- Det er uklart for ACER, om tarifmetodens foreslåede ikke-transmissionstariffer for fordelingen af omkostninger til EP II grenrørledningen tilstrækkeligt begrundes, at socialiseringen af optrømsaktiviteter er til gavn for alle netbrugere.
- Den foreslåede beregningsmetode for fastsættelsen af nødforsyningstarif falder udenfor NC TARs anvendelsesområde.

#### *ACERs anbefalinger til Forsyningstilsynet*

ACER anbefaler, at Forsyningstilsynet ved offentliggørelsen af sin motiverede afgørelse i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4, tager flere forhold i betragtning:

- For det første bør allokeringen af EP II grenrørledningens omkostninger til brugere underlægges samme grad af tilsyn, gennemsigtighed og regulering som transmissionsnettet, selvom opstrømsinfrastruktur ikke formelt er omfattet af netværkskoderne. ACER anbefaler, at Energinet og Forsyningstilsynet gennemfører supplerende CAA-analyser for at vurdere potentielle krydssubsidier mellem brugere af Baltic Pipe og resten af systemet samt periodisk sammenligner fordelene ved socialisering af EP II grenrørledningens omkostninger med omkostningerne for ikke-Baltic Pipe-brugere. De øgede strømme via Baltic Pipe og den fælles markedszone har betydelige fordele for brugerne og har tidligere vist sig at reducere enhedsomkostningerne i transmissionssystemet. Samtidig skal høringen om

- transmission og ikke-transmissionstariffer gentages mindst hvert femte år for at sikre, at ikke-transmissionstariffer fortsat opkræves hos de relevante brugere.
- For det andet anbefales det, at nødforsyningstariffer behandles uden for NC TAR-rammen, idet de opkræves hos slutbrugere, mens god praksis for transparens og høringer fastholdes.
  - For det tredje skal rabatter på afbrydelige kapacitetsprodukter håndteres i overensstemmelse med artikel 16 i NC TAR med mulighed for ex post-justering, hvis beregningerne ikke er mulige.
  - For det fjerde bør den offentliggjorte tarifmodel suppleres med data for beregning af 2031-tariffen og indeholde separat beregning af referencepris og ikke-transmissionstarif, samt sikre fuld transparens i overensstemmelse med EU-lovgivning, herunder artikel 19, stk. 1, i gasforordningen.
  - For det femte anbefales en genberegning af tariffer og CAA- og CWD-beregninger med hensyn til brug eller ikke-brug af multiplikatorer ved årlig kapacitet, hvor forskelle mellem transmissions- og ikke-transmissionstariffer tages i betragtning.
  - For det sjette bør alle gebyrer uden for NC TAR og NC BAL-genovervejes og omklassificeres, hvis det er berettiget, herunder off-spec-gebyret.
  - For det syvende anbefales bedre læsbarhed ved at samle alle nøgledata og begrundelser som følger af artikel 26, stk. 1, i NC TAR i et overskueligt format, da dokumentets modulopbyggede struktur i dag spreder informationen.

Endelig bemærker ACER, at fusionen af opstrømsnettet og oprettelsen af den fælles markedszone ligger uden for agenturets analyse, som kun vurderer overholdelse af referenceprismetoden i henhold til artikel 27, stk. 2, litra b). ACER opfordrer Forsyningstilsynet og Energinet til at tydeliggøre status for EP II grenrørledningen, fordelene ved den fælles markedszone samt allokeringen af EP II grenrørledningens omkostninger til transmissionsbrugere, herunder fælleszonens effekter og begrænsninger.

#### *Supplerende oplysninger fra Energinet*

Forsyningstilsynet har løbende anmodet Energinet om yderligere oplysninger og beregninger vedrørende en række af tarifmetodens anmeldte elementer. Forsyningstilsynet har især anmodet om yderligere beregninger af graden af krydssubsidiering i transmissionssystemet, sammenhængen mellem gastransmissionssystemets omkostninger og afstande samt en redegørelse og beregninger for rabatniveauerne for afbrydelig kapacitet.

De supplerende oplysninger anses som et supplement til den anmeldte tarifmetode.

#### Supplerende oplysninger om videreførelse af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen

ACER anfører i sin ikke-bindende analyse, at det på baggrund af materialet sendt i endelig høring af Energinet er uklart, om Energinets anmeldte metode for fastlæggelse af en ikke-transmissionstarif for socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 4, stk. 4.

Forsyningstilsynet har derfor anmodet Energinet om at fremsende beregninger af, hvad de uniforme tariffer ville være, hvis Baltic Pipe ikke var blevet etableret og idriftsat. Energinet fremsendte den 9. februar 2026 filen "Est tariff wo. BP", der indeholder en tabel med disse resultater.

- Energinet's beregninger er baseret på estimater af, hvad tarifferne vil være, hvis:
- omkostningerne til Baltic Pipe ikke indgår i tarifgrundlaget,
  - og der ikke er booket kapacitet i Baltic Pipe-punkterne North Sea Entry og Faxe.

Resultatet kan ses nedenfor i tabel 18.

**TABEL 18 | ESTIMEREDE TARIFFER I NUVÆRENDES GASSYSTEM SAMMENLIGNET MED ESTIMEREDE TARIFFER I GASSYSTEM UDEN BALTIC**

(DKK/kWh/t/år)	2027	2028	2029	2030	2031
Nuværende tarif estimat	61,61	62,16	61,60	58,41	57,80
Estimeret Tarif uden Baltic Pipe	106,31	112,57	110,55	104,72	105,42
Forskel	44,7	50,41	48,95	46,31	47,62

Kilde: Energinet: "Tabel over estimerede tariffer med og uden Baltic Pipe"

#### Sammenhæng mellem afstande og omkostninger

Forsyningstilsynet har løbende anmodet Energinet om yderligere oplysninger vedrørende, hvilke omkostninger der ikke er relateret til afstande, og størrelsen af disse omkostninger. Forsyningstilsynet modtog den 18. februar 2026 notatet "Memo on costs" fra Energinet, der indeholder en redegørelse for sammenhængen mellem afstande og omkostninger.

I nedenstående tabel 19 fremgår de dele af driftsomkostningerne, der ifølge Energinet vurderes ikke at være relateret til afstande.

**TABEL 19 | FORDELING AF DRIFTSOMKOSTNINGER FOR 2027-2031**

Pct. af samlet OPEX (eksklusiv EP II grenrørledningen)	2027	2028	2029	2030	2031
M/R stationer	4	4	3	3	3
Kompressorer	6	6	6	6	6
Administration	65	64	64	63	62
Tilbageførselsanlæg	12	12	12	13	13
Total	86	86	85	85	84

Kilde: Energinet: "Memo on costs" 18. februar 2026

Energinet anfører i notatet, at omkostninger til administration, M/R stationer, kompressorer og tilbageførselsanlæg er uafhængige af afstande i gastransmissionsnettet. Disse udgør tilsammen 84-86 pct. af driftsomkostningerne i årene 2027-2031. Det vil sige, at størstedelen af de samlede driftsomkostninger er uafhængige af afstande.

For så vidt angår kapitalomkostningerne har Energinet oplyst, at følgende komponenter er uafhængige af afstande: Kompressorstationerne, Ellund/Egtved rør duplikering og tilbageførelsesanlæg. Disse udgør tilsammen 20-24 pct. af kapitalomkostningerne i 2027-2031.

#### Supplerende oplysninger om rabat for afbrydelig kapacitet

Forsyningstilsynet, ACER og Energinet har løbende afholdt møder for at diskutere Energinets foreløbige tarifmetode inden påbegyndelsen af den endelige høring af tarifmetoden efter NC TARs artikel 26.

ACER har i den forbindelse påpeget, at Energinets redegørelse for sandsynlighederne for afbrud ikke er tilstrækkeligt veldokumenterede. Det er derfor ACERs vurdering, at Energinets metode for fastlæggelse af rabatter for afbrydelig kapacitet ikke er i overensstemmelse med NC TAR. ACER bemærkede blandt andet, at Energinets princip om at fastsætte sandsynlighederne i intervaller af 5 pct. ikke er i overensstemmelse med NC TARs artikel 16, da artiklen ikke indeholder intervaller på 5 pct. Forsyningstilsynet modtog den 5. marts 2026 ACERs ikke-bindende analyse, hvori ACER fastholder sin vurdering.

Forsyningstilsynet har på den baggrund anmodet Energinet om at redegøre for, om Energinet ser alternative måder at beregne sandsynlighederne for afbrud på.

Energinet sendte den 10. marts 2026 notatet "Memo on interruptable capacity\_updated4" til Forsyningstilsynet.

Energinet anfører i sit notat af 10. marts 2026, at der kun udbydes afbrydelig kapacitet, når der er udsolgt af den uafbrydelige kapacitet, og at al den tekniske kapacitet i det danske gastransmissionssystem udbydes som uafbrydelig kapacitet. Energinet anfører endvidere, at da der historisk ikke har været udsolgt af den uafbrydelige kapacitet, har der ikke været solgt afbrydelig kapacitet. Energinet fremhæver, at siden efteråret 2025 har hele den tekniske kapacitet dog ofte været udsolgt både på North Sea Entry og Faxe Exit.

Energinet redegør endvidere i sit notat for, at anvendelsen af en ex post metode for salg af afbrydelig kapacitet kan skabe en u hensigtsmæssig incitamentsstruktur for netbrugere, der opererer i det danske gastransmissionssystem. Energinet anfører endvidere i sit notat, at da Energinet kun sælger afbrydelig kapacitet, når hele den tekniske kapacitet er solgt som uafbrydelig kapacitet, kan netbrugerne få incitament til først at booke al tilgængelig uafbrydelig kapacitet og derefter købe afbrydelig kapacitet med forventning om at blive afbrudt, og dermed udløse kompensationen svarende til tre gange tariffen for dagskapacitet.

Energinet har på den baggrund i notatet redegjort yderligere for sin metode for fastlæggelse af rabatter for afbrydelig kapacitet og præciseret måden at beregne ex ante sandsynlighederne for afbrud.

Energinet bemærker indledningsvist, at tilgængeligheden af empiriske data om afbrydelser er begrænset. Dette er en direkte konsekvens af, at den tekniske kapacitet ved

Energinets Entry- og Exitpunkter frem til 2025 ikke har været fuldt booket, og derfor er afbrydelig kapacitet ikke blevet udbudt.

På grund af manglende historiske salg af afbrydelig kapacitet foreslår Energinet, at Energinet fremadrettet anvender en datadrevet tilgang til at prognosticere sandsynligheden for, at afbrydelser forekommer.

Energinet vil således anvende historiske driftsdata, herunder teknisk kapacitet, booket kapacitet, nomineringer og allokeringer målt i kWh/h på timebasis for hver gasdag og for hvert Entry- og Exitpunkt, hvor der tilbydes afbrydelig kapacitet. Beregningerne vil basere sig på et rullende datasæt, der dækker de foregående 12 måneder, som er relevante for den kommende tarifperiode. Hvor det er relevant og under hensyntagen til datakvalitet og robusthed, kan Energinet udvide den historiske dataperiode ud over 12 måneder, op til maksimalt tre år. Som eksempel vil Energinets tariffer for 2027 blive offentliggjort senest 1. juni 2026, hvorfor den underliggende dataperiode vil spænde fra maj 2025 til maj 2026.

Ved denne tilgang vil Energinet identificere timeobservationer, hvor den bookede uafbrydelige kapacitet svarer til niveauet for den tekniske kapacitet, da disse situationer definerer, hvornår afbrydelig kapacitet kan tilbydes. Disse observationer vil efterfølgende blive krydstjekket med timer, hvor al uafbrydelig kapacitet er booket, og den fulde tekniske kapacitet udnyttes. Energinet vil lægge til grund, at der i sådanne situationer i teorien kunne være opstået en afbrydelse.

Energinet vurderer, at denne tilgang udgør en kvalificeret indikator for vurderingen af sandsynligheden for afbrydelser. Energinet vil således kunne fastsætte passende rabatniveauer for afbrydelig kapacitet på denne baggrund.

For at illustrere ovenstående forslag til fastsættelse af sandsynligheden for afbrud, har Energinet indsamlet relevante datapunkter for perioden fra 26. januar 2025 til 25. januar 2026 og identificeret følgende input med henblik på at beregne et illustrativt eksempel for Faxe Exit. Eksemplet er gengivet i nedenstående boks 5:

---

## BOKS 7 | ILLUSTRATIVT EKSEMPEL FOR FAXE EXIT

Timer med potentiel afbrydelse (fuldt udnyttet uafbrydelig kapacitet): 861  
Timer, hvor al uafbrydelig kapacitet er fuldt booket: 2088

Efter forslåede metode vil rabatten ved Faxe Exit for afbrydelig kapacitet blive beregnet som følger:

N: Antal afbrydelser = 861

$D_{int}$ : Afbrydelsens varighed = 1 time

D: Produktets varighed = 2088 timer

$CAP_{av.int}$ : Den mængde kapacitet, der afbrydes af den samlede kapacitet = 861 kWh/h

CAP: Samlet mængde solgt afbrydelig kapacitet = 861 kWh/h

Beregning:  $(861 \times 1) / 2088 \times 861 / 861 \approx 41$  pct.

Rabatten ved Faxe Exit for afbrydelig kapacitet vil således blive fastsat til 41 pct.

---

Energinet påpeger, at i beregningen ovenfor er CAP og  $CAP_{av.int}$  sat til den samme værdi (861 kWh/h), og at dette er en forenklet antagelse baseret på det tilgængelige datasæt. Energinets analyse identificerer de timer, hvor afbrydelig kapacitet potentielt kunne være blevet afbrudt, men ikke den præcise afbrudte kapacitet. Derfor antages det, at den fulde afbrydelige kapacitet, der tilbydes i punktet, ville være blevet afbrudt i disse timer.

Energinet anfører, at Energinet vil anvende samme metode som beskrevet ovenfor til at beregne rabatten for North Sea Entry.

Energinet bemærker, at ved Ellund Entry, Ellund Exit og Faxe Entry ligger den aktuelt bookedede kapacitet fortsat væsentligt under den tekniske kapacitet. Som følge heraf kan denne metode ikke anvendes, da Energinet ikke råder over tilstrækkelige data til at gennemføre beregningerne. Energinet vurderer dog, at det er rimeligt at antage, at sandsynligheden for afbrydelser i en situation, hvor al uafbrydelig kapacitet ved Ellund Exit, Ellund Entry og Faxe Entry er fuldt booket, vil være sammenlignelig med sandsynligheden ved Faxe Exit.

På denne baggrund foreslår Energinet at anvende samme rabat som ved Faxe Exit for Faxe Entry, Ellund Entry og Ellund Exit.

Indtil der er etableret et tilstrækkeligt empirisk datagrundlag for Ellund Entry, Ellund Exit og Faxe Entry, vil Energinet anvende den samme metode som beskrevet ovenfor med brug af data, der er specifikke for de relevante punkter.

Energinet oplyser, at ved Joint Exit Zone – Reverse Flow tilbydes der udelukkende afbrydelig kapacitet. Energinet oplyser endvidere, at historisk har der ikke været allokeringer i Joint Exit Zonen, som har resulteret i Joint Exit Zone - Reverse Flow kapacitet. Afbrydelser er derfor meget usandsynlige ifølge Energinet, og Energinet vurderer derfor, at rabatten bør fastsættes til 0 pct.

Energinet oplyser, at ved RES Entry-punktet tilbydes der ligeledes kun afbrydelig kapacitet. Dette punkt er virtuelt og er derfor ikke underlagt tekniske kapacitetsbegrænsninger, og afbrydelser er derfor usandsynlige. På denne baggrund vurderer Energinet, at rabatten bør fastsættes til 0 pct.

Energinet vurderer, at ex ante metoden er bedre end ex post metoden for det danske gastransmissionssystem. Da Energinet kun tilbyder afbrydelig kapacitet efter, at al fysisk kapacitet er solgt som uafbrydelig kapacitet, vil enhver afbrydelse af afbrydelig kapacitet nødvendigvis være et resultat af fysiske begrænsninger i transmissionssystemet ifølge Energinet. I en sådan kontekst vurderer Energinet, at forudsætningerne for at anvende en ex post-metoden i henhold til NC TAR, artikel 16, stk. 4, ikke er opfyldt.

Derudover vil anvendelsen af en ex post-kompensationsmekanisme i kombination med afbrydelig kapacitet baseret på overbooking skabe u hensigtsmæssige bookingincitament er for netbrugerne.

Dette kan ifølge Energinet navnlig tilskynde til strategisk bookingadfærd med henblik på at udløse afbrydelser for dermed at opnå ex post-kompensation. Energinet vurderer, at i betragtning af koncentrationen af kapacitetsbookinger på visse punkter kan sådanne incitament er udsætte Energinet for en betydelig finansiell risiko.

Energinet vurderer, at en ex ante-metode giver mere forudsigelige prissignaler og sikrer bedre incitamentsmæssig sammenhæng mellem netbrugere og Energinet. På den baggrund konkluderer Energinet, at en fortsat anvendelse af en ex ante-rabatmetode er den foretrukne tilgang under de nuværende forhold. Endvidere er det Energinets vurdering, at denne forventningsbaserede ex ante tilgang fortsat er i overensstemmelse med rammerne og hensigten i NC TAR, artikel 16.

### **Markedsaktørernes bemærkninger til Energinets tarifmetode**

Energinet havde forud for den endelige høring haft tarifmetoden i præhøring fra 15. juli 2025 til 31. august 2025. Energinet modtog høringssvar fra Dansk Industri (DI), Equinor ASA, Gas Storage Denmark, Green Power Denmark, Landbrug & Fødevarer, ORLEN S.A (ORLEN) og Ørsted A/S.

Den endelige høring blev gennemført i perioden fra 1. oktober 2025 til 30. november 2025, og Energinet modtog høringssvar fra de samme aktører, der svarede på præhøringen.

Markedsaktørerne er overordnet tilfredse med Energinets tarifmetode i endelig høring.

## Sagens parter

Forsyningstilsynet har vurderet, hvem der kan anses som part(er) i sagen.

Man anses for part i en sag, hvis man har en væsentlig, individuel og retlig interesse i afgørelsen. Disse begreber forstås i overensstemmelse med de almindelige forvaltningsretlige regler om partsstatus. En interesse er væsentlig, når afgørelsens betydning for den pågældende har en vis styrke og intensitet. En moralsk eller generelt formuleret interesse er derfor ikke tilstrækkelig. Ud over at være væsentlig skal interessen også være individuel og retlig.

Forsyningstilsynet anser Energinet Gastransmission A/S (CVR nr. 39315084) som part i sagen, da selskabet skal anvende metoden som led i sin opgavevaretagelse. Forsyningstilsynet lægger samtidig til grund, at Energinets koncernmoderselskab, som er en selvstændig offentlig virksomhed (SOV) (CVR nr. 28980671) fungerer som partsrepræsentant for Energinet Gastransmission A/S.

Energinet har udarbejdet både præhøringsmaterialet og det endelige høringsdokument som et samlet metodeforslag til Forsyningstilsynets godkendelse. Forslaget omfatter en samlet tarifmodel for det danske gastransmissionssystem, hvor Energinet fungerer som transmissionssystemoperatør. Energinet skal implementere metoden, som den bliver godkendt af Forsyningstilsynet, og er ansvarlig for alle tarif-elementer over for gastransmissionsmarkedet. Den til enhver tid godkendte tarifmodel skal afspejles i Energinets regler for brug af systemet, dvs. Betingelser for Gastransport.

Energinets metode for opkrævning af tariffer er generel og gælder alle netbrugere, der transporterer gas i transmissionssystemet. Forsyningstilsynet vurderer – i tråd med tidligere afgørelser om tarifmetoder – at ingen enkelt netbruger som udgangspunkt påvirkes af ændringer i den generelle tarifmodel på en måde, der stiller den pågældende væsentligt anderledes end øvrige netbrugere. På den baggrund vurderer tilsynet, at individuelle netbrugere i det eksisterende system som udgangspunkt ikke er parter i sagen i forvaltningsretlig forstand.

Forsyningstilsynet vurderede i sin tidligere afgørelse om delvis godkendelse af tarifmetode i det danske gastransmissionssystem af 22. maj 2022, at ORLEN S.A. (KRS nr.: 0000028860) var part i sagen. Forsyningstilsynet vurderede, at visse netbrugere i forbindelse med etableringen og idriftsættelsen af Baltic-Pipe-Projektet kan anses som parter i sagen, fordi de har en væsentlig og individuel interesse i afgørelsen. Forsyningstilsynet lagde vægt på, at Energinet og ORLEN S.A. (daværende Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A, KRS 0000059492) indgik bindende transportkontrakter for Baltic Pipe-projektet (Open Season 2017-kontrakter) for en periode på 15 år. Kontrakterne dækker en årlig kapacitet på ca. 8 mia. m<sup>3</sup>, svarende til omkring 80 pct. af den samlede kapacitet. Det ville derfor have betydelige konsekvenser for ORLEN S.A, hvis tilsynet enten ikke kan godkende den anmeldte tarifmetode eller må godkende den med ændringer.

Forsyningstilsynet vurderer, at afgørelsen om tarifmetode for gastransmissionsnettet for perioden 2027 - 2031 tilsvarende vil have betydelige konsekvenser for ORLEN S.A, og at ORLEN S.A derfor skal anses som part i sagen.

## Høring

### *Partshøring*

Forsyningstilsynet sendte fra den 19. marts 2026 til og med den 12. april 2026 udkast til afgørelse i høring hos sagens forvaltningsretlige parter, Energinet Gastransmission A/S og ORLEN S.A (ORLEN).

### Energinet

Forsyningstilsynet modtog den 10. april 2026 Energinets høringssvar.

Energinet giver i høringssvaret udtryk for at støtte op om anvendelsen af en Ex ante metode for fastsættelse af rabat for afbrydelig kapacitet i punkterne North Sea Entry, Faxe Entry, Faxe Exit, Ellund Entry, Ellund Exit og RES Entry.

Energinet anfører i høringssvaret, at der er en mindre uoverensstemmelse mellem afgørelsesafsnittet og begrundelsesafsnittet vedrørende rabat for afbrydelig kapacitet i RES Entry-punktet. Energinet anmoder derfor om en præcisering af, om afgørelsen vedrører selve metoden eller det konkrete rabatniveau for RES Entry.

Energinet anfører i høringssvaret, at Forsyningstilsynet efter Energinets opfattelse har de fornødne oplysninger til at behandle og træffe afgørelse om nødforsyningstariffen. Der er efter Energinets vurdering derfor ikke noget til hinder for, at Forsyningstilsynet af egen drift udskiller denne del af metoden og træffer afgørelse efter det retsgrundlag, som tilsynet finder relevant. Energinet bemærker, at der i markedet allerede er en forventning om, hvornår og hvordan processen omkring nødforsyningstariffen skal forløbe. Energinet vurderer derfor, at man bør holde sig til denne tidsplan og ikke forsinke processen yderligere, selv om selve tariffen først skal bruges fra 1. oktober 2027.

Energinet har desuden fire tekstnære bemærkninger til afgørelsen.

### ORLEN S.A

Forsyningstilsynet modtog den 10. april 2026 ORLENS høringssvar, som består af et resumé og det fulde høringssvar.

ORLEN bemærker, at Forsyningstilsynet mangler det fornødne lovgrundlag til at fastlægge den tilladte indtægt og forrentning for den ikke-transmissionsydelse, der vedrører EP II grenrørledningen. Forsyningstilsynet kan derfor ifølge ORLEN ikke sikre, at ikke-transmissionstariffen underlægges samme kontrol og gennemsigtighed som transmissionstariffen. ORLEN påpeger, at hverken gasforsyningsloven eller de tilhørende bekendtgørelser giver Forsyningstilsynet denne beføjelse. ORLEN vurderer på den baggrund, at tarifmetoden ikke bør godkendes for ikke-transmissionsydelsen, da ydelsen ikke opfylder NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a) og artikel 7. ORLEN bemærker desuden, at tilsynet ikke tilstrækkeligt har begrundet, hvordan ikke-transmissionsydelsen opfylder kravene om særskilt regulatorisk konto og overholdelse af transparensforpligtelserne efter gasforordningens artikel 19.

ORLEN bemærker, at Forsyningstilsynet bør anvende benchmarking i henhold til NC TARs artikel 6, stk. 4, litra a) og reducere Entry/Exit-tarifferne på Baltic Pipe-ruten med ca. 0,23–0,24 EUR/MWh for at genoprette konkurrenceevnen over for de alternative Emden–Mallnow/Lasow-ruter.

ORLEN bemærker, at Forsyningstilsynet og Energinet afviser benchmarking med to hovedargumenter. For det første at Emden–Lasow-ruten ikke har tilstrækkelig kapacitet til at være sammenlignelig, og for det andet at prisforskellen mellem ruterne er begrænset og konvergerende. ORLEN bestrider begge argumenter og påpeger, at hverken NC TAR eller ACERs retningslinjer kræver, at kapaciteterne på de benchmarkede ruter er sammenlignelige i størrelse, og at prissammenligning ifølge ORLEN har været det eneste kriterium efter EU-praksis. ORLEN bemærker desuden, at når både Lasow- og Mallnow-punkterne medregnes, udgør den samlede tilgængelige kapacitet på den alternative rute 5,9 mia. m<sup>3</sup>/år, mens kun 20 pct. af Baltic Pipe-kapaciteten er tilgængelig for markedet frem til 2037, da 80 pct. af kapacitetsreservationerne for Baltic Pipe er dækket af Open Season 2017-kontrakten, som løber til 2037.

ORLEN bemærker, at Forsyningstilsynets vurdering af prisforskellen er baseret på et forældet grundlag fra december 2024<sup>11</sup>, mens en opdateret model fra december 2025<sup>12</sup> er tilgængelig. Med den opdaterede model er den alternative rute ifølge ORLEN ca. 13 pct. billigere end Baltic Pipe i 2027 og ca. 14 pct. billigere i 2028, hvilket er væsentligt mere end de 9 pct. og 4 pct., som Forsyningstilsynet lægger til grund.

ORLEN bemærker, at Energinets metode til beregning af Entry- og Exit-tariffer er fejlagtig, idet kapaciteten kunstigt fordeles 50/50, og der derfor ikke tages stilling til de faktiske bookinger og derved sammenhængen med de faktiske omkostninger, hvilket kan medføre krydssubsidiering ved beregningen af Entry- og Exit-tariffer.

ORLEN bemærker, at Energinets tilgang konkret strider mod Forsyningstilsynets afgørelse om forrentningssats (CoE) for forrentningen af egenkapitalen for 2025- 2026 for transmissionssystemer af 2024<sup>13</sup>, som fastsætter en regulatorisk kapitalstruktur på 100/0 gæld/egenkapital for ikke-transmissionsaktiver, hvilket indebærer, at der ikke bør beregnes nogen egenkapitalforrentning på denne del af aktivbasen. ORLEN estimerer, at den forkerte anvendelse af afgørelsen alene for dette punkt forhøjer omkostningsbasen med 139,5 DKKm (ca. 18,9 EURm), svarende til en tarifførhøjelse på ca. 0,14 EUR/MWh. ORLEN vurderer, at hvis de øvrige fejl i den samlede beregning medregnes, forhøjes tarifferne samlet set med 0,14-0,19 EUR/MWh.

ORLEN bemærker, at Energinets metode til at fastsætte gældsomkostninger (CoD) ikke tager hensyn til de risikoreducerende effekter af langsigtede kapacitetskontrakter og bankgarantier, hvilket ifølge ORLEN medfører kunstigt høje tariffer på 0,06–0,14 EUR/MWh.

---

<sup>11</sup> Simplified Model published by Gasunie Deutschland on 2 December 2024

<sup>12</sup> Simplified Model published by Gasunie Deutschland on 2 December 2025

<sup>13</sup> [Afgørelse om forrentningssats for forrentningen af egenkapitalen for 2025- 2026 for transmissionssystemer af 19. december 2024](#)

ORLEN anfører i sit høringssvar, at den fastsatte lagerrabat på 100 pct. ikke er tilstrækkeligt begrundet og bør reduceres. ORLEN begrundet dette med, at en 100 pct. rabat efter selskabets opfattelse ikke er i overensstemmelse med proportionalitetskravet i gasforordningens artikel 17, stk. 3. ORLEN gør gældende, at Forsyningstilsynet ved fastsættelsen af rabatten skal foretage en proportionalitetsvurdering, der afvejer hensyn til forsyningssikkerhed, omkostningsægtighed og undgåelse af u hensigtsmæssig krydssubsidiering mellem systembrugere og lagerkunder.

ORLEN finder, at multiplikatorer for kapacitetsprodukter med en varighed på under ét år er sat for lavt, og opfordrer Forsyningstilsynet til at genoverveje videreførelsen af 100. pct. kapacitetstariffer (100/0-opdeling) og i stedet overveje en genindførelse af volumentariffer, henset til at Danmark anvendte volumentariffer frem til 2022.

ORLEN bemærker afslutningsvis, at hverken Energinet eller Forsyningstilsynet har forholdt sig substantielt til ORLENs høringssvar af den 28. november 2025 til Energinets endelige høring af tarifmetoden, og at afgørelsen ikke lever op til begrundelsespligten efter forvaltningslovens § 24, stk. 1 samt princippet om lovmæssig forvaltning og legalitetsprincippet.

#### *Offentlig høring*

For at oplyse sagen bedst muligt og sikre inddragelse af relevante synspunkter har Forsyningstilsynet desuden haft et udkast til afgørelse i offentlig høring fra den 19. marts 2026 til og med den 12. april 2026. Forsyningstilsynet har ikke modtaget høringssvar i den offentlige høring.

#### *Høringssvar fra regulerende myndigheder fra direkte forbundne medlemsstater*

Forsyningstilsynet skal i medfør af NC TARs artikel 28 på samme tid som Energinets endelige høring, foretage en høring af de nationale reguleringsmyndigheder i alle direkte forbundne medlemsstater og de relevante interesseparter om niveauet af multiplikatorer, niveauet af sæsonfaktorer efter artikel 15 (hvis relevant) og niveauet af rabatter efter artikel 9, stk. 2 og artikel 16.

Forsyningstilsynet har vurderet de relevante forbundne nationale reguleringsmyndigheder til at være tyske Bundesnetzagentur (herefter BNetzA), svenske Energinmarknadsinspektion (herefter Ei) og polske Urząd Regulacji Energetyki (herefter URE). Forsyningstilsynet finder, at der ikke er andre relevante interesseparter, som ikke også vil blive hørt under Forsyningstilsynets offentlige høring af afgørelsesudkastet.

Forsyningstilsynet anmodede Energinet om at udarbejde et notat omhandlende niveauet af multiplikatorer, niveauet af sæsonfaktorer efter artikel 15 (hvis relevant) og niveauet af rabatter efter artikel 9, stk. 2 og artikel 16.

Forsyningstilsynet gennemførte høringen fra den 24. oktober 2025 til den 24. november 2025. Ei oplyste den 3. november 2025, at de ingen bemærkninger havde til de anmeldte niveauer.

Forsyningstilsynet forlængede høringsfristen til den 1. december 2025 og orienterede BNetzA og URE herom.

BNetzA oplyste den 1. december 2025, at BNetzA ikke havde bemærkninger til de anmeldte niveauer. Forsyningstilsynet modtog samme dag høringssvar fra URE, hvor URE bemærkede, at de fandt de anmeldte multiplikatorer for korte produkter og metoden for beregning af rabat for afbrydelige produkter i overensstemmelse med NC TAR. URE havde ingen yderligere bemærkninger.

Forsyningstilsynet har inddraget de modtagne høringssvar i begrundelsen i denne afgørelse i det omfang de findes relevante, således at Forsyningstilsynet i overensstemmelse med NC TARs artikel 28 sikrer den relevante oplysning af sagen.

## Retsgrundlag

### Danske retsregler

*Bekendtgørelse nr. 1286 af 3. november 2025 af lov om gasforsyning (gasforsyningsloven)*

Det følger af gasforsyningslovens § 6 definitionerne af gasforsyningssikkerhed og system:

§ 6. I denne lov forstås ved følgende:

[...]

11) Gasforsyningssikkerhed: Sandsynlighed for, at der er den tilstrækkelige mængde gas til rådighed, tilstrækkelig kapacitet og den nødvendige operationelle funktionalitet i gassystemet til at sikre fuld forsyning af alle danske gasforbrugere.

[...]

29) System: Alle transmissionssystemer, distributionssystemer, LNG-faciliteter eller lagerfaciliteter, som ejes eller drives af et gasselskab, herunder linepack og selskabets eller tilknyttede selskabers tilknyttede faciliteter, som leverer hjælpefunktioner, der er nødvendige for at give adgang til transmission, distribution og LNG. De enkelte dele af systemet afgrænses over for hinanden ved brug af balanceringszoner og sammenkoblingspunkter. [...]

### EU-retsregler

*Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) NR. 2024/1789 AF 13. JUNI 2024 om de indre markeder for vedvarende gas, naturgas og brint, om ændring af forordning (EU) nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 og (EU) 2022/869 og afgørelse (EU) 2017/684 og om ophævelse af forordning (EF) nr. 715/2009 (omarbejdning) (gasforordningen)*

Gasforordningen udgør et centralt element i EU's regulering af gasmarkedet og fastsætter de overordnede rammer for, hvordan medlemsstaterne og transmissionssystemoperatører skal fastsætte og anvende transmissionstariffer. Formålet er bl.a. at sikre gennemsigtige, ikke-diskriminerende og omkostningsbaserede tariffer samt at understøtte effektiv konkurrence og integration på det indre gasmarked.

Det følger af gasforordningens artikel 6, stk. 3, at transportaftaler med en løbetid kortere end et år skal afspejle markedsværdien.

*3. Transportaftaler, der indgås med usædvanlige startdatoer eller kortere løbetid end en standardtransportaftale på årsbasis, må ikke medføre vilkårligt højere eller lavere tariffer, der ikke afspejler tjenestens markedsværdi, jf. principperne i artikel 17, stk. 1.*

Det følger af gasforordningens artikel 17, stk. 1, at gastransmissionstariffer og metoderne herfor skal afspejle omkostningerne, tilgodese behovet for systemintegritet, være gennemsigtige og ikke-diskriminerende, og at de skal bidrage til effektiv handel med gas samt konkurrence samtidig med at krydssubsidiering undgås:

#### *Artikel 17*

##### *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 78, stk. 7, i direktiv (EU) 2024/1788, samt de tariffer, der er offentliggjort i medfør af artikel 31, stk. 1, i nævnte direktiv, skal være gennemsigtige, tilgodese 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. Tarifferne eller metoderne til beregning af disse skal anvendes på en ikkediskriminerende måde.*

*Tarifferne kan også 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 naturgas 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.*

*Tariffer for netbrugere skal være ikkediskriminerende og skal fastsættes særskilt for hvert indfødningspunkt til og udtagspunkt fra transmissionssystemet. Mekanismer til omkostningsfordeling og metoder til takstfastsættelse i forbindelse med indfødningspunkter og udtagspunkter godkendes af de regulerende myndigheder. De regulerende myndigheder sikrer, at nettariffer ikke beregnes på grundlag af kontraktmæssigt fastsatte transportruter.*

Det følger af gasforordningens artikel 17, stk. 3, at fra den 1. januar 2026 kan Forsyningstilsynet anvende en rabat på op til 100 pct. på kapacitetsbaserede transmissions-tariffer ved indfødningspunkter fra og udtagspunkter til underjordiske naturgaslagerfaciliteter med det formål at øge forsyningssikkerheden.

3. Indtil den 31. december 2025 kan den regulerende myndighed anvende en rabat på op til 100 % på kapacitetsbaserede transmissions- og distributionstariffer ved indfødningspunkter fra og udtagspunkter til underjordiske naturgaslagerfaciliteter og ved indfødningspunkter fra LNG-faciliteter, medmindre og i det omfang en sådan lagerfacilitet, der er forbundet til mere end ét transmissions- eller distributionsnet, anvendes til at konkurrere med et sammenkoblingspunkt.

Fra den 1. januar 2026 kan den regulerende myndighed anvende en rabat på op til 100 % på kapacitetsbaserede transmissions- og distributionstariffer ved indfødningspunkter fra og udtagspunkter til underjordiske naturgaslagerfaciliteter og ved indfødningspunkter fra LNG-faciliteter med det formål at øge forsyningssikkerheden. Den regulerende myndighed tager denne tarifrabat og dens bidrag til forsyningssikkerheden op til fornyet overvejelse i hver reguleringsperiode indenfor rammene af den periodiske høring, der foretages i henhold til de netregler, der er vedtaget i henhold til artikel 71, stk. 2, første afsnit, litra d).

Det følger af gasforordningens artikel 71, stk. 13, at EU-Kommissionen kan vedtage netregler for harmoniserede transmissionstarifstrukturer.<sup>14</sup>

#### Artikel 71

##### Etablering af netregler for naturgas

[...]

13. Hvis ENTSO for gas eller EU DSO-enheden ikke har udviklet en netregel, eller ACER ikke har udarbejdet et udkast til netregel som omhandlet i stk. 12, kan Kommissionen på eget initiativ eller på forslag fra ACER i henhold til stk. 11 vedtage en eller flere netregler på de områder, der er anført i stk. 1 og 2.

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

EU-Kommissionen vedtog den 16. marts 2017 Kommissionens Forordning (EU) 2017/460 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas. Det vil sige, at metoder til fastsættelse af transmissionstariffer i dag er udtømmende reguleret i gasforordningen og NC TAR. Samtidig indeholder reglerne krav til bl.a. tarifmetoder, offentliggørelse af tarifgrundlag og konsultationsprocesser, som de nationale myndigheder skal følge ved fastsættelsen af nationale transmissionstariffer.

Det følger af NC TARs præambel betragtning 4), at for at undgå dobbeltbetaling for transmission til og fra lagerfaciliteter bør forordningen fastsætte en mindsterabat, der anerkender deres bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerhed.

---

<sup>14</sup> Artikel 71, stk. 13 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2024/1789 af 13. juni 2024 (tidligere artikel 6, stk. 11. i 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)

*(4) For at undgå dobbeltbetaling for transmission til og fra lagerfaciliteter bør denne forordning fastsætte en mindsterabat, som anerkender en sådan infrastrukturelle bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningsikkerheden. [...]*

Det følger af NC TARs artikel 2, at NC TAR gælder for alle Entry- og Exitpunkter med undtagelse af en række af NC TARs bestemmelser, der kun er gældende for sammenkoblingspunkter og Entry- og Exitpunkter fra og til tredjelande.

#### *Artikel 2*

##### *Anvendelsesområde*

*1. Denne forordning gælder for alle gastransmissionssystemers entrypunkter og exitpunkter med undtagelse af kapitel III, V, VI, artikel 28, artikel 31, stk. 2 og 3, og kapitel IX, som kun gælder for sammenkoblingspunkter. Kapitel III, V, VI, artikel 28 og kapitel IX gælder for entrypunkter fra tredjelande eller exitpunkter til tredjelande, eller begge dele, hvis den nationale reguleringsmyndighed træffer beslutning om at anvende forordning (EU) 2017/459 for disse punkter.*

*[...]*

Det følger af NC TARs artikel 3, at ikke-transmissionstariffer og ikke-transmissionstjenester skal forstås som følgende.

#### *Artikel 3*

*Definitioner I denne forordning anvendes definitionerne i artikel 2 i forordning (EF) nr. 715/2009, artikel 3 i forordning (EU) 2017/459, artikel 3 i Kommissionens forordning (EU) nr. 312/2014 ( 1 ), artikel 2 i Kommissionens forordning (EU) 2015/703 ( 2 ) og artikel 2 i direktiv 2009/73/EF. Derudover forstås ved:*

*[...]*

*4) »ikke-transmissionstjenesteindtægter«: den del af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som stammer fra ikke-transmissionstariffer*

*[...]*

*13) »ikke-transmissionstariffer«: de gebyrer, der skal betales af netbrugerne for de leverede ikke-transmissionstjenester*

*[...]*

*15) »ikke-transmissionstjenester«: andre regulerede tjenester end transmissionstjenester og andre tjenester end dem, der reguleres af forordning (EU) nr. 312/2014, og som leveres af transmissionssystemoperatøren*

Det følger af NC TARs artikel 4, stk. 1, litra a) og b), at en tjeneste anses for at være en transmissionstjeneste, hvis en række betingelser er opfyldt. Det følger endvidere af

NC TARs artikel 4, stk. 1, 3. pkt., at transmissionssystemoperatørens tariffer skal opdeles i transmissions- og ikke-transmissionstariffer. Transmissionstariffen kan derudover fastsættes på en måde, så der tages hensyn til betingelserne for uafbrydelige kapacitetsprodukter efter NC TARs artikel 4, stk. 2.

Såfremt en tjeneste ikke opfylder betingelserne i NC TARs artikel 4, stk. 1, litra a) – b) falder tjenesten som udgangspunkt under definitionen af en ikke-transmissionstjeneste.

*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 transmissions-tjenester.*

*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.*

Det følger af NC TARs artikel 4, stk. 3, at indtægten fra transmissionstjenesteindtægter som udgangspunkt skal fastsættes som kapacitetstariffer.

*3. Transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionsstariffer.*

*[...]*

Det følger af NC TARs artikel 4, stk. 4, at indtægten fra ikke-transmissionstjenester skal opkræves som ikke-transmissionstariffer, og at ikke-transmissionstariffer skal være omkostningsægte, ikke-diskriminerende, objektive og gennemskuelige samt opkræves hos dem, der nyder godt af ikke-transmissionstjenesten med henblik på at minimere krydssubsidiering.

*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 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 følger af NC TARs artikel 5, at enten Energinet eller Forsyningstilsynet skal foretage en vurdering af den foreslåede referenceprismetodes omkostningsfordeling og graden af krydssubsidiering mellem systemintern transport og system eksternt transport (transit).

#### *Artikel 5*

##### *Vurderinger af omkostningsfordeling*

*1. Den nationale reguleringsmyndighed eller transmissionssystemoperatøren, som besluttet af den nationale reguleringsmyndighed, skal udføre følgende vurderinger og offentliggøre dem som en del af den endelige høring, der er omhandlet i artikel 26:*

*a) en vurdering af omkostningsfordelingen for så vidt angår transmissionstjenesteindtægter, som skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer og udelukkende være baseret på omkostningsfaktorerne i) teknisk kapacitet eller ii) forventet kontraktuel kapacitet eller iii) teknisk kapacitet og afstand eller iv) forventet kontraktuel kapacitet og afstand*

*b) en vurdering af omkostningsfordelingen relateret til transmissionstjenesteindtægter, som skal opkræves som produktbaserede transmissionstariffer, hvis relevant, og udelukkende være baseret på omkostningsfaktorerne i) mængden af gasstrømme eller ii) mængden af gasstrømme og afstand.*

*c) Vurderingen af omkostningsfordelingen skal angive graden af krydssubsidiering mellem systemintern transport og transport til eksternt system baseret på den foreslåede referenceprismetode.*

*[3-5 er af beregningsteknisk karakter.]*

*6. Hvis afstand anvendes som en omkostningsfaktor i kombination med teknisk eller forventet kontraktuel kapacitet eller gasstrømme, skal den kapacitetsvægtede gennemsnitlige afstand eller respektive den produktvægtede gennemsnitlige afstand anvendes. Hvis resultaterne af sammenligningsindekserne for kapacitetsomkostningsfordeling eller henholdsvis produktomkostningsfordeling, der er nævnt i stk. 3, litra c), eller respektive stk. 4, litra c), overstiger 10 procent, skal den nationale reguleringsmyndighed forelægge en begrundelse for sådanne resultater i den beslutning, der er omhandlet i artikel 27, stk. 4.*

Det følger af NC TARs artikel 6, stk. 4, litra a), at Forsyningstilsynet kan foretage tilpasninger af anvendelsen af referenceprismetoden som følge af benchmarking, forudsat at de resulterende referencepriser bringes på et konkurrencedygtigt niveau.

## Artikel 6

### Anvendelse af referenceprismetoden

[...]

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

[...]

Det følger af NC TARs artikel 7, at den anmeldte referenceprismetode skal sigte mod at leve op til en række hensyn.

## 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.

NC TAR fastsætter desuden, at såfremt den valgte tarifmetode ikke er den såkaldte "kapacitetsvægtede afstandsreferenceprismetode" (CWD), så skal der som minimum laves en sammenligning mellem den valgte referenceprismetode og CWD. Parametrene i CWD-metoden og fastsættelsen af denne fremgår af artikel 8:

## 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
- e) 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:

a) den vægtede gennemsnitlige afstand for hvert entrypunkt eller hver klynge af entrypunkter og for hvert exitpunkt eller hver klynge af exitpunkter beregnes under hensyntagen til, hvis det er relevant, de kombinationer, der er nævnt i stk. 1, litra d), i overensstemmelse med følgende respektive formler:

- i) det beregnes for et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter som summen af produkterne af kapaciteten i hvert exitpunkt eller en klynge af exitpunkter og afstanden fra entrypunktet eller klyngen af entrypunkter til hvert exitpunkt eller klyngen af exitpunkter, divideret med summen af kapaciteterne i hvert exitpunkt eller klynge af exitpunkter:

$$AD_{EN} = \frac{\sum_{all\ EX} CAP_{Ex} \times D_{En, Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

hvor:

- $AD_{En}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter
- $CAP_{Ex}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter
- $D_{EnEx}$  er afstanden mellem et givet entrypunkt eller en klynge af entrypunkter og et givet exitpunkt eller en klynge af exitpunkter, jf. stk. 1, litra c)

- ii) det beregnes for et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter som summen af produkterne af kapaciteten ved hvert entrypunkt eller

en klynge af entrypunkter og afstanden til exitpunktet eller en klynge af exitpunkter fra hvert entrypunkt eller en klynge af entrypunkter divideret med summen af kapaciteten i hvert entrypunkt eller en klynge af entrypunkter:

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{\text{all } En} CAP_{En} \times D_{En, Ex}}{\sum_{\text{all } En} CAP_{En}}$$

hvor:

$AD_{Ex}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

$CAP_{En}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$D_{En, Ex}$  er afstanden mellem et givet entrypunkt eller en klynge af entrypunkter og et givet exitpunkt eller en klynge af exitpunkter, der er nævnt i stk. 1, litra c)

b) omkostningsvægten for hvert entrypunkt eller hver klynge af entrypunkter og for hvert exitpunkt eller hver klynge af exitpunkter beregnes i overensstemmelse med følgende respektive formler:

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{\text{all } En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{\text{all } Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

hvor:

$W_{c,En}$  er omkostningsvægten for et givet entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$W_{c,Ex}$  er omkostningsvægten for et givet exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

$AD_{En}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$AD_{Ex}$  er den vægtede gennemsnitlige afstand for et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

$CAP_{En}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$CAP_{Ex}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

c) den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle entrypunkter, og den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle exitpunkter, bestemmes ved at anvende entry- og exitopdelingen

d) den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i hvert entrypunkt eller hver klynge af entrypunkter, og for hvert exitpunkt eller hver klynge af exitpunkter, beregnes i overensstemmelse med følgende respektive formler:

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

hvor:

$W_{c,En}$  er omkostningsvægten for et givet entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$W_{c,Ex}$  er omkostningsvægten for et givet exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

$R_{En}$  er den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$R_{Ex}$  er den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter

$R_{\Sigma En}$  er den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle entrypunkter

$R_{\Sigma Ex}$  er den del af transmissionstjenesteindtægter, der skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer i alle exitpunkter

e) de i litra d) omhandlede resulterende værdier divideres med den forventede kontraktuelle kapacitet i hvert entrypunkt eller hver klynge af entrypunkter og i hvert exitpunkt eller hver klynge af exitpunkter, i henhold til følgende respektive formler:

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

hvor:

$T_{En}$  er referenceprisen i et entrypunkt eller i hvert entrypunkt i en klynge af entrypunkter

$T_{Ex}$  er referenceprisen i et exitpunkt eller i hvert exitpunkt i en klynge af exitpunkter

$CAP_{En}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et entrypunkt eller en klynge af entrypunkter

$CAP_{Ex}$  er den forventede kontraktuelle kapacitet i et exitpunkt eller en klynge af exitpunkter.

Det følger af NC TARs artikel 13, hvad niveauet af kapacitetstariffer for korte kapacitetsprodukter (kortere end ét år) højst må udgøre i forhold til årskapacitetsproduktet.

#### 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 intradag standardkapacitetsprodukter 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. (...)

Beregningsmetoderne for niveauet af rabatter for afbrydelig kapacitet er fastsat i NC TARs artikel 16.

*Beregning af mindstepriser for standardkapacitetsprodukter for afbrydelig kapacitet*

1. Mindstepriserne for standardkapacitetsprodukter for afbrydelig kapacitet beregnes ved at gange mindstepriserne for de respektive standardkapacitetsprodukter for uafbrydelig kapacitet, beregnet som fastsat i artikel 14 eller 15, alt efter, hvad der er relevant, med forskellen mellem 100 % og niveauet af en forudgående rabat beregnet som beskrevet i stk. 2 og 3.

2. En forudgående rabat beregnes efter følgende formel:

$$D_{\text{ex-ante}} = Pro \times A \times 100 \%$$

Hvor:

$D_{\text{ex-ante}}$  er niveauet af en forudgående rabat

*Pro*-faktoren er sandsynligheden for afbrydelse, som fastsættes eller godkendes i overensstemmelse med artikel 41, stk. 6, litra a), i direktiv 2009/73/EF i medfør af artikel 28, og som henviser til den pågældende type standardkapacitetsprodukt for afbrydelig kapacitet.

*A* er den justeringsfaktor, der fastsættes eller godkendes i overensstemmelse med artikel 41, stk. 6, litra a), i direktiv 2009/73/EF i medfør af artikel 28, og som anvendes til at afspejle den anslåede økonomiske værdi af typen af standardkapacitetsproduktet for afbrydelig kapacitet, beregnet for hver, nogle eller alle sammenkoblingspunkter, og som ikke må være mindre end 1.

3. *Pro*-faktoren der er nævnt i stk. 2, skal beregnes for hvert, nogle eller alle sammenkoblingspunkter pr. type standardkapacitetsprodukt for afbrydelig kapacitet, som udbydes, i henhold til følgende formel på grundlag af forventede informationer om formlens komponenter:

$$Pro = \frac{N \times D_{\text{int}}}{D} \times \frac{CAP_{\text{av.int}}}{CAP}$$

hvor:

*N* er forventningen om antallet af afbrydelser i perioden *D*

$D_{\text{int}}$  er den gennemsnitlige varighed af de forventede afbrydelser, udtrykt i timer *D* er den samlede varighed af den pågældende type standardkapacitetsprodukt for afbrydelig kapacitet udtrykt i timer

*CAP<sub>av. int</sub> er den forventede gennemsnitlige mængde afbrudt kapacitet for hver afbrydelse, idet mængden er relateret til den pågældende type standardkapacitetsprodukt for afbrydelig kapacitet*

*CAP er den samlede mængde afbrydelig kapacitet for den pågældende type standardkapacitetsprodukt for afbrydelig kapacitet.*

*4. Som et alternativ til at anvende en forudgående rabat i henhold til stk. 1 kan den nationale reguleringsmyndighed beslutte at anvende en efterfølgende rabat, hvorved netbrugere kompenseres i forhold til de faktiske afbrydelser. En sådan efterfølgende rabat kan kun bruges i sammenkoblingspunkter, hvor der ikke var nogen afbrydelse af kapacitet på grund af fysiske kapacitetsbegrænsninger i det foregående gasår.*

*Den efterfølgende kompensation for hver dag, hvor der skete en afbrydelse, skal være lig med tre gange mindsteprisen for dagsstandardkapacitetsprodukter for uafbrydelig kapacitet.*

Det følger af NC TARs artikel 26, at enten Energinet eller Forsyningstilsynet skal foretage en eller flere høringer af den foreslåede referenceprismetode. Det endelige høring dokument skal anmeldes til Forsyningstilsynet og danner grundlag for tilsynets afgørelse om tarifmetoden.

#### *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 høring dokumentet 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 transmissionsstariffer, 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 transmissionsstariffer

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

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.*

Det følger endvidere af NC TARs artikel 27, at enten Energinet eller Forsyningstilsynet sender ACER høringsdokumentet fra den endelige høring, og at ACER senest to måneder fra den endelige høringsafslutning udfærdiger en ikke-bindende analyse af tarifmetoden, som Forsyningstilsynet skal tage hensyn i sin afgørelse.

#### *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.

NC TARs artikel 28 fastsætter endvidere, at Forsyningstilsynet skal foretage en særskilt høring hos reguleringsmyndigheder i alle direkte forbundne medlemsstater og de relevante interesseparter om de foreslåede rabatter, multiplikatorer og evt. sæsonfaktorer.

#### Artikel 28

##### Høring 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 interesseparter 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 i

ii) 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*

*[...]*

## Forsyningstilsynets begrundelse for afgørelsen

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om Energinets anmeldte tarifmetode kan godkendes.

Forsyningstilsynet vurderer indledningsvis, om de formelle krav til anmeldelsen efter NC TARs artikel 26, stk. 1, er opfyldt. Der er bl.a. tale om krav om, at Energinet som transmissionssystemoperatør offentliggør en række oplysninger, såsom forventede fremtidige tariffer, forventede gasstrømme, afstand mellem Entry- og Exitpunkter og opdeling af indtægter mellem systeminterne og systemeksterne brugere.

Forsyningstilsynet finder, at det anmeldte materiale med inddragelse af de supplerende oplysninger, som Energinet har sendt til Forsyningstilsynet på baggrund af bl.a. ACERs ikke-bindende analyse, lever op til de formelle krav, der følger af NC TAR artikel 26, stk. 1. Forsyningstilsynet har herved lagt vægt på, at kravene til beskrivelsen af den foreslåede RPM, de vejledende oplysninger og referencepriser samt sammenligningen af den anmeldte RPM med CWD-metoden (herunder for omkostningsfordelingen (CAA) i systemet) er opfyldt. Forsyningstilsynet finder ligeledes, at det samlede materiale er i overensstemmelse med de formelle oplysningskrav ved levering af ikke-transmissionstjenester til netbrugerne.

Energinet gennemførte den endelige høring af tarifmetoden i perioden fra 1. oktober 2025 til 30. november 2025. Energinet har endvidere på Energinets hjemmeside offentliggjort de indkomne høringssvar og et resumé heraf.<sup>15</sup> Forsyningstilsynet finder derved, at metodeanmeldelsen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 26, stk. 2 og 3.

Forsyningstilsynet inddrager endvidere ACERs analyse som et væsentligt element ved vurderingen af Energinets anmeldte tarifmetode.

Forsyningstilsynets begrundelse for afgørelsen er opdelt i følgende afsnit:

- Vurdering af reguleringsperiode
- Vurdering af videreførelse af 100 pct. kapacitetstarif
- Vurdering af multiplikatorer på kapacitetsprodukter med en varighed på under et år
- Vurdering af rabat ved salg af afbrydelig kapacitet
- Vurdering af referenceprismetoden
- Vurdering af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen

---

<sup>15</sup> [Energinet, "Final consultation responses on Energinet's gas tariff methodology, 13. januar 2026"](#)

- Vurdering af nødforsyningstarif
- Vurdering af 100. pct lagerrabat på transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt

### **Vurdering af reguleringsperiode**

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets anmeldte reguleringsperioder opfylder NC TARs artikel 27, stk. 5.

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at Energinet har anmeldt forskellige reguleringsperioder. Energinet har anmeldt en reguleringsperiode på fem år fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031 for så vidt angår metoderne for transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og 100 pct. rabat på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt. Energinet har endvidere anmeldt en reguleringsperiode for nødforsyningstarifmetoden på fem år fra 1. oktober 2027 til og med 30. september 2032.

Forsyningstilsynet tager i dette afsnit udelukkende stilling til den anmeldte reguleringsperiode for metoderne for transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og 100 pct. rabat på transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt.

Det følger af NC TARs artikel 27, stk. 5, at proceduren vedrørende udfærdigelsen og gennemførelsen af tarifmetoder som minimum gentages hvert femte år.

Det fremgår af Energinets anmeldelse, at tarifmetoden skal gælde fra 1. januar 2027 til og med den 31. december 2031 for så vidt angår metoden for transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og metoden om 100 pct. rabat for transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt.

Forsyningstilsynet vurderer, at en reguleringsperiode på fem år opfylder NC TARs artikel 27, stk. 5. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at markedet skal kunne indrette sig på gældende vilkår over en længere periode. Forsyningstilsynet forventer, at der i den anmeldte reguleringsperiode ikke vil forekomme markante ændringer i transmissionsystemet, eller anvendelsen heraf, og deraf følgende ekstraordinære situationer på det danske gasmarked, der taler for en kortere reguleringsperiode.

Forsyningstilsynet godkender på den baggrund den anmeldte reguleringsperiode fra den 1. januar 2027 til den 31. december 2031 for metoden om fastsættelse af transmissionstariffen, ikke-transmissionstariffen for betaling af rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen og 100 pct. rabat for transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt efter NC TARs artikel 27, stk. 5.

### **Vurdering af videreførelse af 100 pct. kapacitetstarif**

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets anmeldelse af 100 pct. kapacitetstransmissionstarif kan godkendes efter NC TARs artikel 4, stk. 3.

NC TARs artikel 4, stk. 3, fastsætter, at transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer, og at der kun som en undtagelse, og

med forbehold for Forsyningstilsynets godkendelse, kan opkræves tariffer med henblik på at dække de omkostninger, som primært skyldes gasstrømsmængderne, dvs. en volumentarif.

Energinet anmelder en 100 pct. kapacitetstransmissionstarif efter NC TARs artikel 4, stk. 3. Dette er en direkte videreførelse af metoden, som Forsyningstilsynet godkendte den 12. maj 2022 om fastsættelsen af et kapacitets-/volumensplit på 100/0 pct. for alle Entry-Exitpunkter i det danske gastransmissionssystem.

ORLEN anfører i sit høringssvar til tilsynets udkast til afgørelse, at Forsyningstilsynet bør overveje alternativer til en videreførelse af 100 pct. kapacitetstariffer (100/0-opdeling), herunder specifikt en genindførelse af volumentariffer, idet Danmark historisk har anvendt volumentariffer frem til 2022.

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at som nævnt ovenfor fastslår NC TAR, artikel 4, stk. 3, at transmissionstjenesteindtægter som udgangspunkt skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer. Derudover bemærker Forsyningstilsynet, at i henhold til gasforordningen artikel 17 skal tariffer afspejle de faktiske omkostninger.

Det kan udledes af tabel 1.1 i Energinets endelige høringssvar, at procentdelen af variable omkostninger relateret til volumener (gasstrømme) for årene 2027-2031 udgør mellem 1,8 pct. og 2,3 pct. af de samlede tilladte indtægter.

Forsyningstilsynet vurderer, at med de forventede lave variable omkostninger, vil en volumentarif ikke afspejle de faktiske omkostninger for det danske transmissionssystem, jf. gasforordningens artikel 17.

Forsyningstilsynet vurderer samlet set, at en fastholdelse af 100/0 pct. split mellem kapacitetstarif og volumentariffen er i overensstemmelse med NC TAR, artikel 4, stk. 3. Forsyningstilsynet godkender dermed fastsættelsen af et kapacitets-/volumensplit på 100/0 pct. for alle Entry-Exitpunkter i det danske transmissionssystem.

### **Vurdering af multiplikatorer på kapacitetsprodukter med en varighed på under ét år**

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets metode for fastsættelsen af multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter (under ét år) er i overensstemmelse med NC TARs artikel 13, stk. 1, og artikel 28, stk. 3, litra a), samt gasforordningens artikel 6, stk. 3.

Det følger af NC TARs artikel 13, stk. 1, litra a), at multiplikatorer på kvartalsstandardkapacitetsprodukter og månedsstandardkapacitetsprodukter hverken kan være lavere end et niveau på 1,0 eller højere end 1,5. Det følger endvidere af NC TARs artikel 13, stk. 1, litra b), at for dagsstandardkapacitetsprodukter og intradagstandardkapacitetsprodukter må den respektive multiplikators niveau ikke være lavere end 1 eller højere end 3. Det fremgår ligeledes af NC TARs artikel 13, stk. 1, litra b), at i behørigt begrundede tilfælde kan de respektive multiplikators niveau være lavere end 1, men højere end 0, eller højere end 3.

Det følger af NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), at Forsyningstilsynet i sin vurdering af multiplikatorer skal tage hensyn til en række aspekter, herunder at sikre en balance mellem at fremme kortfristet handel og give langsigtede investeringssignaler, vurdere konsekvenserne for transmissionsindtægter, undgå krydssubsidiering og sikre omkostningsreflekterende priser samt tage højde for fysiske/kontraktuelle begrænsninger og grænseoverskridende gasstrømme.

Det følger endvidere af gasforordningens artikel 6, stk. 3, at multiplikatorerne for transportaftaler med en løbetid kortere end en standardtransportaftale på årsbasis ikke må medføre vilkårligt højere eller lavere tariffer, der ikke afspejler tjenestens markedsværdi, jf. principperne i gasforordningens artikel 17, stk. 1. Priserne skal afspejle markedsværdien af transporten og følge principperne i gasforordningens artikel 17, stk. 1, som skal sikre, at tarifferne er gennemsigtige, omkostningsægte, anvendes ikke-diskriminerende, bidrager til effektiv handel samt konkurrence på markedet, samtidigt med at krydssubsidiering undgås.

Energinet har anmeldt en videreførelse af de gældende multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter, dvs. kvartals-, måneds-, dags- og intradagsprodukter, som fremgår af nedenstående tabel 20.

**TABEL 20 | ANMELDTE MULTIPLIKATORER FOR KORTE PRODUKTER UNDER 1 ÅR**

Multiplikator	Niveau	Procent
Kvartalsprodukt	1,10	10 pct.
Månedsprodukt	1,25	25 pct.
Dags- og intradags-produkt	1,40	40 pct.

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Forsyningstilsynet har foretaget en høring over multiplikatorernes niveau hos regulatorer i de direkte forbundne medlemsstater efter NC TARs artikel 28. De indkomne høringssvar, som er gengivet ovenfor under afsnittet "Høring", indgår i Forsyningstilsynets vurdering. Forsyningstilsynet bemærker, at regulatorer i de forbundne lande efter tilsynets høring i henhold til NC TARs artikel 28, stk. 1, enten ikke havde bemærkninger til de anmeldte multiplikatorniveauer for korte kapacitetsprodukter, eller fandt, at multiplikatorerne er i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen.

Energinet har ligeledes foretaget en sammenligning af de anmeldte multiplikatorer med tilsvarende multiplikatorer i seks andre gastransmissionssystemer. Energinets sammenligning af multiplikatorer er gengivet nedenfor i tabel 21.

**TABEL 21 | SAMMENLIGNING AF MULTIPLIKATORER I ANDRE GASTRANSMISSIONSSYSTEMER**

Multiplikatorer	Danmark	Tyskland	Polen	Norge	Holland	Tjekkiet	Østrig
Kvartal	1,1	1,1	-	1	1,25	1,1	1,25
Måned	1,25	1,25	1,25	1	1,5	1,25	1,5
Dag	1,4	1,4	2,0	1	1,75	1,5	2
Intra-dag	1,4	2	-	1	1,75	1,7	3

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Energinet vurderer, at de anmeldte niveauer for multiplikatorer for korte produkter af en varighed på under ét år er i overensstemmelse med niveauerne fastsat i NC TARs artikel 13, stk. 1. Energinet vurderer, at de anmeldte multiplikatorer i tilstrækkelig grad skaber et incitament for netbrugerne til at købe kapacitetsprodukter af forskellig varighed. Energinet vurderer desuden, at de anmeldte multiplikatorer bidrager til harmonisering med tilstødende gastransmissionssystemer. Det skyldes, at multiplikatorerne ligger tæt på det tyske niveau for kvartals-, måneds- og dagsprodukter samt på det polske niveau for månedsprodukter. Energinet bemærker endvidere, at multiplikatorernes niveau fastsættes med henblik på at afspejle den øgede fleksibilitet ved kortere kapacitetsprodukter sammenlignet med årsprodukter. Flexibiliteten har ifølge Energinet en markedsmæssig værdi, da køb af kapacitet med kort varighed kan fravælges på dage uden behov. Energinet vurderer derfor, at multiplikatorerne bør stige tilsvarende, når produktlængden reduceres.

Forsyningstilsynet vurderer i følgende afsnit, om Energinets metode for fastsættelsen af multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter (under ét år) lever op til kravene i NC TARs artikel 13, stk. 1 og hensynene i artikel 28, stk. 3, litra a). Forsyningstilsynet vurderer afslutningsvist, om elementet opfylder kravet i gasforordningens artikel 6, stk. 3.

Forsyningstilsynet vurderer, at de anmeldte multiplikatorer på 1,10 (kvartalsstandardkapacitetsprodukt) og 1,25 (månedsstandardkapacitetsprodukt) ligger inden for det tilladte interval, der er fastsat i NC TARs artikel 13, stk. 1, litra a). Forsyningstilsynet vurderer ligeledes, at de anmeldte multiplikatorer på 1,4 for både dags- og intradagsprodukter ligger inden for det tilladte interval, der er fastsat i NC TARs artikel 13, stk. 1, litra b).

For så vidt angår hensynet til balancen mellem at lette kortfristet handel med gas og give langsigtede signaler til effektiv investering i gastransmissionssystemet efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. i), bemærker Forsyningstilsynet, at multiplikatorer for korte produkter ikke skal hindre handel af kapacitetsprodukter med en varighed på under et år og skal samtidig sikre et incitament til at reservere årskapacitet. Opfyldelsen af disse krav skal sikre stabile tarifindtægter og forudsigelighed uden at begrænse grænseoverskridende gashandel.

Forsyningstilsynet vurderer, at multiplikatorerne er fastsat på et niveau, som sikrer, at det kan betale sig at købe korte kapacitetsprodukter, samtidigt med at der gives et økonomisk incitament for netbrugere til at købe årskapacitetsprodukter. De fastsatte niveauer sikrer efter tilsynets vurdering den fornødne balance mellem kortsigtet handel

og langsigtede investeringssignaler. Forsyningstilsynet bemærker endvidere, at regulatorer i de forbundne lande ikke havde bemærkninger til de anmeldte multiplikatorniveauer for korte kapacitetsprodukter.

For så vidt angår hensynet til multiplikatorernes indvirkninger på transmissionstjenesteindtægter og opkrævningen heraf efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. ii), vurderer Forsyningstilsynet, at de anmeldte niveauer ikke har negative indvirkninger på transmissionstjenesteindtægter og opkrævningen heraf. Forsyningstilsynet bemærker, at der ikke foreligger data, der indikerer, at multiplikatorniveauerne har medført fald i kapacitetsbookinger eller indtægter. Forsyningstilsynet fremhæver bl.a. Energinets redegørelse af fordelingen af salg af kapacitetsprodukter af forskellige varigheder for perioden 2021-2024,<sup>16</sup> hvor fordelingen er på et stabilt niveau med undtagelse af mindre stigninger i salget af årskapacitetsprodukter på baggrund af idriftsættelsen af Baltic Pipe og genstarten af gasproduktionen i Tyra-feltet.

For så vidt angår hensynet til behovet for at undgå krydssubsidiering mellem netbrugere og at forbedre mindsteprisers afspejling af omkostningerne efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. iii), vurderer Forsyningstilsynet, at Energinet ved fastsættelsen af de anmeldte multiplikatorer tager tilstrækkeligt hensyn til at undgå krydssubsidiering og sikre omkostningsreflekterende priser. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at multiplikatorerne fastsættes således, at niveauet gradvist øges for kapacitetsprodukter med kortere varighed.

For så vidt angår hensynet til situationer med fysiske og kontraktuelle begrænsninger efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. iv), vurderer Forsyningstilsynet, at niveauet for multiplikatorer tager hensyn til situationer med fysiske og kontraktuelle begrænsninger samt indvirkningen på grænseoverskridende gasstrømme ved fastsættelse af multiplikatorerne. Bestemmelsen må forstås således, at Energinet ved fastsættelsen af multiplikatorniveauet er forpligtet til at inddrage potentielle fysiske og kontraktuelle begrænsninger, inden disse materialiserer sig, idet et hensyn hertil efter begrænsningernes indtræden ikke vil kunne tillægges virkning eller værdi. Forsyningstilsynet bemærker, at situationer med kontraktuelle begrænsninger kan tale for lavere multiplikatorer, da dette bidrager til at disciplinere markedet og reducere risikoen for overbooking af kapacitet (kontraktuelle begrænsninger). Dette hensyn skal afvejes mod, at højere multiplikatorer vil kunne medføre, at maksimal udnyttelse (fysiske begrænsninger) af kapacitet bliver dyrere for markedet. Dette kan sikre indtægter til Energinet, da netbrugere derved tilskyndes til at købe kapacitetskontrakter med længere varighed og dermed understøtte systemets finansiering til gavn for alle netbrugere. Niveauet af multiplikatorer bør derfor ikke fastsættes for lavt. Multiplikatorernes niveau skal således fastsættes på et niveau, der balancerer disse hensyn.

Forsyningstilsynet vurderer, at de anmeldte multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter tager tilstrækkeligt hensyn til situationer med fysiske og kontraktuelle begrænsninger i gastransmissionssystemet efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. iv). Forsyningstilsynet lægger vægt på, at Energinet i sin metodeanmeldelse har redegjort for

---

<sup>16</sup> Se afsnittet "Videreførelse af multiplikatorer på kapacitetsprodukter med en varighed på under ét år", figur 3

sammenhængen mellem multiplikatorernes niveau og den faktiske kapacitetsudnyttelse i transmissionssystemet samt for de historiske bookinger af korte og lange produkter.

Forsyningstilsynet finder, at multiplikatorernes trinvis struktur understøtter en hensigtsmæssig incitamentsstruktur, hvorefter netbrugere tilskyndes til at indgå længerevarende kapacitetskontrakter frem for udelukkende at basere sig på kortfristede bookinger. Herved reduceres risikoen for uhensigtsmæssig udnyttelse af kapaciteten og for, at kontraktuelle begrænsninger fører til ineffektiv allokering eller overbooking. Forsyningstilsynet bemærker i den forbindelse, at multiplikatorernes niveau fortsat ligger inden for de rammer, der følger af NC TAR, og at der ikke er grundlag for at antage, at de anmeldte satser vil medføre uforholdsmæssige barrierer for grænseoverskridende handel eller uhensigtsmæssige konkurrenceforvridninger, der kan føre til fysiske og kontraktuelle begrænsninger.

For så vidt angår hensynet til indvirkninger på gasstrømme på tværs af grænserne efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. v) vurderer Forsyningstilsynet, at de anmeldte multiplikatorniveauer bidrager til harmoniseringen af mindstepriser og fremmer grænseoverskridende handel af gas med de tilstødende gassystemer, da multiplikatorerne fortsat ligger tæt på det tyske niveau for kvartals-, måneds- og dagsprodukter samt på det polske niveau for månedsprodukter. Forsyningstilsynet bemærker, at høje multiplikatorer kan begrænse markedets evne til at reagere på prisforskelle mellem lande og dermed hæmme handel og markedets funktionalitet. Lave multiplikatorer, der ikke afviger væsentligt fra niveauet i nabolande, udgør derimod normalt kun en begrænset hindring. Forsyningstilsynet bemærker, at Tyskland og Polen anvender de samme kvartals- og månedsmultiplikatorer, som Energinet har anmeldt. Tyskland bruger ligeledes den samme dagsmultiplikator som Energinet. Polen har derimod en højere dagsmultiplikator, og både Tyskland og Polen har højere intra-dag-multiplikatorer. Forsyningstilsynet bemærker dog, at reglerne for intra-dagkapacitet er forskellige i de to lande, og derfor ikke direkte sammenlignelige. Forsyningstilsynet vurderer, at der på baggrund af de indhentede oplysninger ikke er indikationer på, at multiplikatorniveauerne vil ændre sig væsentligt i den anmeldte reguleringsperiode fra 2027-2031. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at de anmeldte multiplikator niveauer fortsat vil ligge tæt op på niveauerne i de tilstødende gastransmissionssystemer i den anmeldte reguleringsperiode. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at de anmeldte multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter tager hensyn til indvirkningen på gasstrømme på tværs af grænserne efter NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a) nr. v).

Forsyningstilsynet vurderer endvidere, at de anmeldte korte multiplikatorer opfylder gasforordningens artikel 6, stk. 3, da de anmeldte multiplikatorer ikke medfører vilkårligt højere eller lavere tariffer. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at de anmeldte multiplikatorer afspejler et niveau, der balancerer mellem kortsigtet handel med gas og langsigtede investeringssignaler. Forsyningstilsynet fremhæver, at Energinet anvender en metode, hvor multiplikatoren stiger gradvist i takt med, at produktets varighed bliver kortere. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at Energinets metode for fastsættelsen af multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter (under ét år) afspejler markedsværdien af transporten.

Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at niveauerne for de anmeldte multiplikatorer ikke fører til tariffer for produkter med kortere løbetid end et år, der er i modstrid med principperne i gasforordningens artikel 17, stk. 1. Forsyningstilsynet lægger for det første vægt på, at multiplikatorerne er offentliggjort og anvendes ens overfor alle netbrugere for alle korte produkter i alle punkter, hvor kapacitet udbydes, hvorfor kravene om gennemsigtighed og ikke-diskrimination er overholdt. Forsyningstilsynet lægger for det andet vægt på, at principperne i gasforordningens artikel 17, stk. 1, om at tariffer skal være omkostningsægte, bidrage til effektiv handel samt konkurrence på markedet, samtidigt med at krydssubsidiering undgås, har indholdsmæssig lighed med NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), nr. i) og nr. iii) - v), som er vurderet ovenfor.

ORLEN bemærker i sit høringssvar til tilsynets udkast til afgørelse, at multiplikatorer for kapacitetsprodukter med en varighed på under ét år er sat for lavt, blandt andet fordi der ikke tages hensyn til den store andel af kapaciteter købt på lange kontrakter med en varighed over ét år.

Forsyningstilsynet bemærker, at en forøgelse af multiplikatorer for korte produkter begrundet med et hensyn til andelen af kapacitet købt på lange kontrakter er at sidestille med indførelse af en rabat for lange kontrakter.

Forsyningstilsynet bemærker yderligere, at NC TAR artikel 13 alene omfatter multiplikatorer for kapacitetsprodukter af under 1 års varighed. Forsyningstilsynet kan således ikke tage hensyn til andelen af kapaciteter købt på lange kontrakter med en varighed over ét år ved fastsættelse af multiplikatorer for korte produkter. Forsyningstilsynet afviste ved tarifafgørelse af 12. maj 2022 en anmeldt metode for multiplikatorer for lange kontrakter, der ville have medført, at korte produkter blev relativt dyrere ift. kapaciteter købt på lange kontrakter med en varighed over ét år.

Energiklagenævnet stadfæstede ved afgørelse af 18. december 2023<sup>17</sup> Forsyningstilsynets afgørelse, og bemærkede:

*Energiklagenævnet bemærker i forlængelse heraf, at der ved de pålagte multiplikatorer på ikke-årslige standardkapacitetsprodukter allerede er fastsat en rabat på kapacitetskontrakter af en varighed på 1 år og derover. Kapacitetsbookinger på over et år tilgodeses, idet disse bookinger ikke bliver pålagt en multiplikator efter NC TAR artikel 13.*

Forsyningstilsynet vurderer fortsat, at de anmeldte korte multiplikatorer har et passende niveau.

Forsyningstilsynet vurderer på ovenstående baggrund, at de anmeldte niveauer for multiplikatorer er i overensstemmelse med de kriterier, som skal inddrages ved fastsættelsen heraf, jf. NC TARs artikel 28, stk. 3, litra a), og gasforordningens artikel 6, stk. 3. Forsyningstilsynet godkender derfor Energinets metode for fastsættelsen af multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter (under ét år).

---

<sup>17</sup> Energiklagenævnets afgørelse i sag om delvis godkendelse af tarifmetode i det danske gastransmissionssystem af 18. december 2023

### Vurdering af rabat ved salg af afbrydelig kapacitet

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets anmeldte metode for rabat ved salg af afbrydelig kapacitet kan godkendes efter NC TARs artikel 16.

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at NC TARs artikel 16 er gældende for sammenkoblingspunkter og Entry- og Exitpunkter fra og til tredjelande, eller begge dele, hvis Forsyningstilsynet træffer beslutning om at anvende NC CAM<sup>18</sup> for disse punkter efter NC TARs artikel 2. Energinet har anmeldt, at metoden for fastlæggelse af rabatter for afbrydelig kapacitet skal gælde for punkterne Ellund Entry, Ellund Exit, Joint Exit Zone Reverse Flow, Faxe Exit, Faxe Entry og North Sea Entry. Forsyningstilsynet vurderer, at Entry og Exitpunkterne i Ellund (til og fra Tyskland) og Faxe (til og fra Polen) er sammenkoblingspunkter, der er omfattet af NC TARs artikel 16, da punkterne forbinder det danske Entry- og Exitsystem med de tyske og polske Entry- og Exit-systemer.

Den metode, der skal anvendes til beregning af rabatter for afbrydelig kapacitet i sammenkoblingspunkterne, fremgår af NC TARs artikel 16.

Rabatter for afbrydelig kapacitet kan beregnes ud fra sandsynligheden for afbrud på punkterne, dvs. en ex-ante beregningsmetode efter NC TARs artikel 16, stk. 1-3. Rabatterne bliver således beregnet og anvendt på kapacitetsprodukterne for afbrydelig kapacitet, inden afbrydelsen finder sted.

---

#### BOKS 8 | BEREGNING AF RABATTER EFTER NC TARS ARTIKEL 16, STK. 2

Rabatten for afbrydelig kapacitet udregnes ud fra følgende formel:

$$D_{i\text{ex-ante}} = Pro \times A \times 100 \text{ pct.},$$

$D_{i\text{ex-ante}}$  er niveauet af ex ante rabatten for afbrydelig kapacitet

$Pro$ : er sandsynligheden for afbryd

$A$  er en justeringsfaktor, der minimum skal være lig 1

---

Forsyningstilsynet kan alternativt beslutte, at der skal anvendes en rabat for afbrydelig kapacitet, hvorved netbrugerne kompenseres i forhold til de faktiske afbrydelser, dvs. en ex post beregningsmetode efter NC TARs artikel 16, stk. 4. Ex post-metoden kan kun anvendes i sammenkoblingspunkter, hvor der i det foregående gasår ikke har været afbrydelser af kapacitet som følge af fysiske kapacitetsbegrænsninger. Ved anvendelse af ex post-metoden skal compensationen fastsættes til tre gange mindsteprisen for dagsstandardkapacitetsprodukter for uafbrydelig kapacitet.

---

<sup>18</sup> Kommissionens Forordning (EU) 2017/459 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel om kapacitetstildelingsmekanismer i gas

Energinet har anmeldt en rabat på 5 pct. for alle sammenkoblingspunkter, hvor der udbydes afbrydelig kapacitet, dvs. en ex-ante beregningsmetode for afbrydelig kapacitet. Energinet lægger i sin vurdering af rabatternes størrelse vægt på, at der ikke er registreret afbrydelser på punkterne siden 2013, og at der generelt er lav sandsynlighed for afbrydelser i punkterne. Energinets vurderer derfor, at en rabat på 5 pct. afspejler den lave sandsynlighed for afbrydelser.

ACER anfører i sin analyse, at Energinet ikke i tilstrækkelig grad har sandsynliggjort, at de 5 pct. er fastsat ud fra sandsynligheden for afbrud. ACER anbefaler derfor, at Energinet følger beregningsmetoderne efter NC TARs artikel 16, stk. 2 og 3, og anvender estimater baseret på historiske data og forventninger, der i højere grad reflekterer de faktiske sandsynligheder for afbrydelse. ACER påpeger endvidere, at NC TARs artikel 16 ikke indeholder intervaller på 5 pct. eller fastlægger en tilgang til beregningen af intervaller for rabatter for afbrydelig kapacitet.

Forsyningstilsynet er enig i ACERs vurderinger. Forsyningstilsynet kan derfor ikke godkende Energinets anmeldelse for så vidt angår en 5 pct. ex ante rabat på de punkter, hvor Energinet har anmeldt rabatter for salg af afbrydelig kapacitet.

Forsyningstilsynet har været i dialog med Energinet med henblik på at fastsætte velunderbyggede sandsynligheder for afbrud. Energinet har udarbejdet et notat<sup>19</sup>, hvor de redegør for, hvornår der udbydes afbrydelig kapacitet i det danske system, og et alternativt forslag til beregning af sandsynlighederne.

Energinet forklarer i notatet, at der i det danske transmissionssystem kun udbydes afbrydelig kapacitet, når den uafbrydelige kapacitet er udsolgt. Det vil sige, når al den tekniske kapacitet er udsolgt. Dette betyder i praksis, at den afbrydelige kapacitet vil blive afbrudt, med mindre den udsolgte uafbrydelige kapacitet ikke udnyttes fuldt ud. Forsyningstilsynet bemærker, at dette betyder at sandsynligheden for afbrud af afbrydelig kapacitet, må forventes at være klart større end de 5pct som Energinet i første omgang foreslog. Punkterne Joint Exit Zone Reverse Flow og RES Entry er dog undtaget herfra, da der kun sælges afbrydelig kapacitet i disse punkter.

Energinet har i deres notat givet udtryk for, at det vil være uhensigtsmæssigt at bruge ex post metoden i sammenkoblingspunkterne. Ifølge ex post metoden (NC TAR, artikel 16, stk. 4) skal netbrugere kompenseres tre gange tariffen, hvis de bliver afbrudt. Da der i sammenkoblingspunkterne kun udbydes afbrydelig kapacitet, hvis al den tekniske kapacitet er solgt først, vil det efter Energinets vurdering medføre risiko for, at nogle netbrugere ville kunne spekulere i dette ved at købe afbrydelig kapacitet med henblik på at opnå tre gange tariffen i compensation. Forsyningstilsynet anerkender dette som et potentielt problem ved ex post metoden, når al teknisk kapacitet er solgt som uafbrydelig kapacitet.

Ved ex-ante metoden skal sandsynligheden for afbrud ved et punkt benyttes som en del af beregningen af rabatniveau for punktet efter NC TARs artikel 16, jf. boks 8 ovenfor. Når sandsynlighederne for afbrud kan fastsættes ud fra de historiske sandsynlig-

---

<sup>19</sup> Energinet: Memo on interruptible capacity 10. marts 2026

heder for afbrud af faktisk solgt afbrydelig kapacitet, skal disse historiske sandsynligheder benyttes. Formlerne herfor fremgår af NC TAR, artikel 16, stk. 2-3. Udregningen af de historiske afbrud af afbrydelig kapacitet forudsætter derfor, at der faktisk har været solgt afbrydelig kapacitet i punktet.

Forsyningstilsynet beslutter derfor, jf. NC TAR, artikel 27, stk. 4, at hvis det er muligt, skal Energinet udregne rabatten og sandsynlighederne for afbrud ud fra de historiske sandsynligheder for afbrud i alle punkterne hvor der sælges afbrydelig kapacitet.

Energinet angiver i deres anmeldelse, at der ikke har været solgt afbrydelig kapacitet i sammenkoblingspunkterne i det danske transmissionssystem siden 2013. Energinet har efterfølgende oplyst, at i punkterne RES Entry og Joint Exit Zone Reverse Flow, sælges der kun afbrydelig kapacitet, men ingen uafbrydelig kapacitet. Forsyningstilsynet bemærker, at disse to punkter ikke er sammenkoblingspunkter og dermed ikke underlagt bestemmelserne i artikel 16 i NC TAR.

På grund af manglende salg af afbrydelig kapacitet i andre punkter end i punkterne RES og Joint Exit Zone Reverse Flow, kan sandsynligheden for afbrud ikke fastsættes ud fra de historiske afbrud af faktisk solgt afbrydelig kapacitet. Det er derfor for alle andre punkter nødvendigt at estimere sandsynlighederne for afbrud på anden vis. Energinet har stillet et forslag til, hvordan dette håndteres i de forskellige punkter. Forslaget beskrives i det følgende.

Forsyningstilsynet fastsætter justeringsfaktoren A til 1,0 i alle punkter, hvor ex ante metoden benyttes. Dette betyder, at rabatten på afbrydelig kapacitet svarer til sandsynligheden for afbrud. Forsyningstilsynet lægger til grund, at hvis faktoren fastsættes til over 1,0, vil den høje sandsynlighed for afbrud i de situationer, hvor der faktisk udbydes afbrydelig kapacitet, kunne medføre, at rabatten overstiger 100 pct., hvilket ikke er hensigtsmæssigt.

#### *Faxe Exit, North Sea Entry*

Når sandsynligheden for afbrud kan fastsættes ud fra de historiske sandsynligheder for afbrud af faktisk solgt afbrydelig kapacitet, skal disse historiske sandsynligheder som nævnt ovenfor benyttes. Energinet bemærker, at på nuværende tidspunkt er dette ikke muligt, da der ikke har været solgt afbrydelig kapacitet. Der skal derfor findes en anden måde at fastsætte sandsynligheden for afbrud.

Som påpeget af Energinet i deres anmeldelse har der igennem en årrække ikke været udsolgt af uafbrydelig kapacitet i nogle af punkterne i det danske transmissionssystem, Dette har dog ændret sig for North Sea Entry og Faxe Exit siden efteråret 2025. I Faxe Exit og North Sea Entry har hele den tekniske kapacitet siden efteråret 2025 en stor del af tiden været udsolgt. Dermed har der været mulighed for at udbyde afbrydelig kapacitet.

Energinet anfører i notat af 10. marts 2026, at for tidspunkter, hvor al den tekniske kapacitet var solgt, kan det fastslås, om hele den solgte uafbrydelige kapacitet faktisk blev udnyttet. Hvis den solgte uafbrydelige kapacitet faktisk blev fuldt udnyttet, ville der være sket et afbrud af den afbrydelige kapacitet, hvis der havde været solgt afbrydelig kapacitet.

Sandsynligheden for afbrud udregnes derfor ud fra sandsynligheden for, at den tekniske kapacitet er blevet fuldt udnyttet for de tidspunkter, hvor den tekniske kapacitet er udsolgt.

Sandsynligheden for afbrud udregnes altså som den andel af tiden, hvor den tekniske kapacitet både er fuldt udsolgt og udnyttes fuldt ud divideret med den tid, hvor den tekniske kapacitet er fuldt udsolgt.

Sandsynligheden for at blive afbrudt er rent matematisk lig forventet antal timer med forventet afbrud divideret med det samlede antal timer, hvor der kan sælges afbrydelig kapacitet.

Sandsynligheden fastsættes derfor ud fra den historiske sandsynlighed for, at den fulde tekniske kapacitet udnyttes på de tidspunkter, hvor den fulde tekniske kapacitet er udsolgt.

Forsyningstilsynet beslutter derfor, jf. NC TAR, artikel 27, stk. 4, at sandsynligheden for afbrud i punkterne Faxe Exit og North Sea Entry udregnes som beskrevet ovenfor, og at rabatten for afbrydelig kapacitet beregnes i overensstemmelse med NC TARs artikel 16, stk. 2, jf. boks 8 ovenfor.

#### *Faxe Entry, Ellund Entry, Ellund Exit*

I Faxe Entry, Ellund Entry og Ellund Exit har der ikke været udsolgt af uafbrydelig kapacitet, og dermed er der heller ikke udbudt afbrydelig kapacitet, Energinet forventer dog, at uafbrydelig kapacitet i Ellund Exit vil blive udsolgt i 2030 og 2031, altså i de to sidste år af den anmeldte tarifperiode.

Den ovenstående beregningsmetode for at fastsætte sandsynligheden for afbrud ud fra, hvor ofte den fulde tekniske kapacitet udnyttes, når den tekniske kapacitet er udsolgt, kan ikke bruges på disse punkter, da den fulde tekniske kapacitet ikke har været udsolgt. Der vil først blive udbudt afbrydelig kapacitet i disse punkter, når den fulde tekniske kapacitet er udsolgt. Energinet foreslår i deres notat af 10. marts 2026, at man for disse punkter bruger sandsynligheden for afbrud beregnet for Faxe Exit.

Forsyningstilsynet vurderer, at den bedste måde at fastsætte sandsynligheden for afbrud på i disse tre punkter er, at bruge sandsynligheden fra Faxe Exit, indtil sandsynligheden kan udregnes ud fra punkternes egen historik.

Forsyningstilsynet beslutter derfor, jf. NC TAR, artikel 27, stk. 4, at sandsynligheden for afbrud, som beregnet for Faxe Exit, skal anvendes for punkterne Faxe Entry, Ellund Entry og Ellund Exit, indtil sandsynlighederne for disse tre punkter kan udregnes ud fra punkternes egen historik.

#### *RES Entry*

I RES Entry sælges der kun afbrydelig kapacitet og ikke uafbrydelig kapacitet. Energinet har oplyst til Forsyningstilsynet, at der mindst de seneste otte år ikke har været afbrud i RES Entry punktet.

Forsyningstilsynet vurderer, at det bedste estimat for sandsynligheden for afbrud umiddelbart må være 0, da der ikke har været afbrud i en længere årrække og, efter Energinets vurdering heller ikke er nogen forventninger om, at dette vil ske i fremtiden.

Forsyningstilsynet beslutter derfor, jf. NC TAR, artikel 27, stk. 4, at sandsynligheden for afbrud for RES Entry skal beregnes iht. NC TAR, artikel 16, stk. 1-3, hvilket på afbrydelsestidspunktet medfører en rabat på 0 (nul).

#### *Joint Exit Zone Reverse Flow*

Afbrud i Joint Exit Zone Reverse Flow vil ifølge Energinet ske, hvis fysisk flow til Sverige er mindre end reverse flow. Dette skyldes, at der ikke fysisk kan sendes gas fra Sverige til Danmark. Hvis fysisk flow derfor er mindre end nomineret reverse flow, skal reverse flow reduceres (afbrydes). Energinet har oplyst, at det historiske salg af afbrydelig kapacitet i Joint Exit Zone Reverse Flow har været tæt på nul.

Forsyningstilsynet vurderer, at det ikke er muligt at estimere sandsynligheden for afbrud for punktet Joint Exit Zone Reverse Flow. Dette skyldes det meget lave salg af afbrydelig kapacitet i punktet, og at punktet er væsentlig anderledes end de øvrige punkter, hvorfor beregningsmetoderne for de øvrige punkter ikke kan overføres til punktet Joint Exit Zone Reverse Flow.

Forsyningstilsynet beslutter derfor, jf. NC TAR, artikel 27, stk. 4, at for dette punkt skal ex post metoden beskrevet i NC TAR, artikel 16 stk. 4, benyttes, indtil der evt. er afbrydelse af kapacitet i dette punkt på grund af fysiske kapacitetsbegrænsninger i det foregående gasår. For at undgå risikoen for netbrugeres spekulative bookingadfærd alene med henblik på at modtage compensation, sættes compensationen for evt. afbrud til 1,0 gange tariffbetalingen i stedet for tre gange som i NC TAR. Da dette punkt ikke er et sammenkoblingspunkt gælder NC TARs artikel 16 ikke for dette punkt.

#### *Samlet vurdering af rabat ved salg af afbrydelig kapacitet*

Forsyningstilsynet godkender ikke Energinets anmeldte 5 pct. rabat på salg af afbrydelig kapacitet i alle punkter, hvor Energinet sælger afbrydelig kapacitet, da sandsynligheden på 5 pct. ikke er tilstrækkeligt velbegrunderet.

Forsyningstilsynet beslutter i medfør af NC TAR, artikel 27, stk. 4, at Energinet skal anvende ex ante metoden til at fastsætte rabatten for afbrydelig kapacitet for North Sea Entry, Faxe Entry, Faxe Exit, Ellund Entry, Ellund Exit og RES Entry.

Forsyningstilsynet beslutter i medfør af NC TAR, artikel 27, stk. 4, at hvis det er muligt, skal Energinet udregne rabatten og sandsynlighederne for afbrud ud fra de historiske sandsynligheder for afbrud i alle punkterne hvor der sælges afbrydelig kapacitet.

Forsyningstilsynet beslutter i medfør af NC TAR, artikel 27, stk. 4, at, i det omfang det ikke er muligt at beregne sandsynlighederne ud fra historiske sandsynligheder, skal sandsynligheden for afbrud i punkterne Faxe Exit og North Sea Entry udregnes som beskrevet ovenfor for Faxe Exit og North Sea Entry, og at rabatten for afbrydelig kapacitet beregnes i overensstemmelse med NC TARs artikel 16, stk. 2, jf. boks 8 ovenfor. Sandsynlig for afbrud, som beregnet for Faxe Exit, skal anvendes for punkterne Faxe

Entry, Ellund Entry og Ellund Exit, indtil sandsynlighederne for disse tre punkter kan udregnes ud fra punkternes egen historik. Sandsynligheden for afbrud for RES Entry skal sættes til 0 (nul).

Forsyningstilsynet fastsætter justeringsfaktoren A til 1,0 i alle ovennævnte punkter. Dette betyder, at rabatten på afbrydelig kapacitet svarer til sandsynligheden for afbrud. Forsyningstilsynet beslutter i medfør af NC TAR, artikel 27, stk. 4, at for Joint Exit Zone Reverse Flow skal ex post metoden anvendes, og at kompensationen ved evt. afbrud skal være 1,0 gange tarifbetalingen.

### **Vurdering af referenceprismetoden**

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte referencepris-metode (herefter RPM) baseret på uniforme kapacitetstariffer lever op til kravene i gasforordningens artikel 17 og NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a) – e). Det bemærkes, at Energinets RPM indeholder en sammenligning med CWD (referenceprismetoden for kapacitetsvægtet afstand), jf. NC TARs artikel 26, stk. 1, litra a), nr. vi).

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at det følger af NC TARs artikel 6, stk. 3, at den samme RPM skal anvendes på alle Entry- og Exit-punkter i et givent Entry- og Exit-system. Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet ønsker at opkræve den samme uniforme tarif på alle Entry-Exitpunkter i det danske gastransmissionssystem. Forsyningstilsynet vurderer derfor indledningsvist, at den anmeldte RPM lever op til dette krav.

Forsyningstilsynet godkendte den 12. maj 2022, at Energinet anvender en uniform tarifmetode som RPM. Energinet ønsker at videreføre og anvende den RPM, som tilsynet godkendte i afgørelsen af den 12. maj 2022 i næste reguleringsperiode fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031.

Forsyningstilsynet vurdering af Energinets foreslåede RPM følger herefter strukturen i de fem hovedelementer i NC TARs artikel 7, idet følgende elementer vurderes:

- Tariffregning og transparens, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a).
- Hensynet til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b).
- Sikre, at der ikke sker forskelsbehandling, og at unødigt krydssubsidiering forhindres, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c).
- Sikre slutkunder mod betydelig volumenrisiko, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra d).
- Sikre, at RPM ikke er konkurrenceforvridende for handel med gas på tværs af grænserne, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra e).

Forsyningstilsynet vil endvidere, hvor det er relevant, vurdere, om metoden til fastsættelse af ikke-transmissionstariffen opfylder kravene i gasforordningens artikel 17.

### ***Delvurdering af tariffregning og transparens***

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a), om, at RPM skal sigte mod at give netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcis fremskrivning af dem, samt leve op til det generelle gennemsigthedskrav i gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a) og gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår kravet om gennemsigtighed.

Energinet har anmeldt en videreførelse af den gældende RPM, dvs. en uniform tarifmetode. Energinet anvender et Entry-Exit-split til fastsættelse af kapacitetsbaserede transmissionstariffer. Splittet fastlægger fordelingen af omkostninger mellem Entry og Exit. Ens tariffer i alle punkter kan alene opnås ved ex post-omkostningsfordeling.

Forsyningstilsynet vurderer, at en uniform tarifmetode sikrer en enkel og gennemskuelig tarifstruktur, og en simpel og ensartet beregning af tariffer på tværs af Entry- og Exitpunkter. Forsyningstilsynet finder desuden, at en uniform RPM er en enkel og forståelig model, som gør det let for markedets aktører at forstå det aktuelle tarifniveau, og beregne og forstå fremtidige tariffer sammenlignet med andre og mere komplicerede tarifmodeller. Forsyningstilsynet vurderer desuden, at Energinet dels har leveret og dels offentliggør de relevante oplysninger, således at markedets aktører har mulighed for selv at genskabe beregningerne.

Forsyningstilsynet finder, at Energinets anmeldte tarifmodel indeholder de nødvendige oplysninger til, at netbrugerne kan reproducere beregningen af RPM, og at modellen gør det muligt for netbrugerne at forudberegne deres tariffer. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at tarifmodellen indeholder data, så netbrugerne kan foretage beregninger for hele den anmeldte reguleringsperiode, dvs. til og med 2031. Dette giver netbrugerne indblik i den forventede fremtidige udvikling i tarifferne og øger graden af transparens, jf. NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra a) og gasforordningens artikel 17.

Tarifmodellen offentliggøres på Energinets hjemmeside<sup>20</sup>. Energinet redegør på deres hjemmeside for transmissionstariffens størrelse, tarifgrundlag, forventede ændringer samt kapitalomkostninger og den anvendte beregningsmetode. Netbrugerne kan endvidere på Energinets hjemmeside finde oplysninger om det forventede tarifgrundlag for transmissions- og ikke-transmissionstariffen, hvor oplysningerne opdateres regelmæssigt.

Forsyningstilsynet vurderer på denne baggrund, at den anmeldte RPM lever op til kravet i NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra a), og gasforordningens artikel 17 for så vidt angår kravet om gennemsigtighed.

*Delvurdering af hensynet til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet*  
Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med kravet i NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra b), om at RPM skal sigte mod at tage hensyn til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet. Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere, om Energinets anmeldte RPM afspejler de faktiske omkostninger efter gasforordningens artikel 17, stk. 1.

---

<sup>20</sup> <https://en.energinet.dk/gas/tariffs-and-fees/current-tariffs/>

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b) og gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår, om Energinets anmeldte RPM tager hensyn til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet.

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinets estimerede kapacitetstariffer er beregnet på baggrund af de forventede tilladte indtægter for perioden 2027-2031. Energinet har derfor i anmeldelsen redegjort for antagelserne for den anmeldte reguleringsperiode 2027-2031 vedrørende Energinets tilladte indtægter, forventede kapacitetsbookinger og mængder samt punktantagelser. Energinet bemærker, at antagelserne er baseret på Energinets oplysninger ved udfærdigelsen af tarifmetoden, og fremskrivningen for perioden 2027-2031 er derfor behæftet med en vis usikkerhed. Forsyningstilsynet henviser i øvrigt til afsnittet "Tarifmetodens antagelser".

Energinet vurderer, at geografiske afstande kun i begrænset omfang udgør en reel omkostningsdriver i det danske gastransmissionssystem. En stor del af dimensioneringen og investeringsbeslutninger forbundet med det danske transmissionssystem blev foretaget i 1980'erne, hvor systemanvendelsen var væsentlig anderledes end i dag. Energinet vurderer derfor, at uniforme tariffer i højere grad afspejler de faktiske omkostninger forbundet med Energinets gastransmissionssystem qua den lave sammenhæng mellem afstand og omkostninger. Energinet vurderer således, at uniforme tariffer bedre afspejler de faktiske omkostninger i gastransmissionssystemet, givet den lave sammenhæng mellem afstand og omkostninger.

Energinet påpeger i notatet af 18. februar 2026 om sammenhængen mellem omkostninger og afstande, at det er udfordrende at fordele omkostninger på netbrugernes kapacitetsbookinger baseret på den fysiske afstand, som gassen transporteres over i det danske Entry- og Exit-system. Energinet påpeger endvidere i notatet, at Energinet blandt andet sikrer, at gas indført i systemet kan udtages ved et relevant Exitpunkt, uanset den præcise fysiske rute gennem nettet. Gasstrømmene håndteres derfor gennem en samlet disponering af flere strømme, der påvirker hinanden. Som følge heraf vil en kobling af specifikke omkostninger baseret på rørledningsruter til individuelle kapacitetsbookinger i betydeligt omfang bygge på antagelser frem for observerbare afholdte omkostninger. Derfor vil omkostningsfordelinger baseret på transportafstande under en CWD-tilgang i det danske transmissionssystem bero på antagelser snarere end faktiske omkostninger ifølge Energinet.

Forsyningstilsynet bemærker, at afstand er den væsentligste faktor ved allokeringen af omkostninger i CWD-metoden. Energinets anmeldte RPM tager i sagens natur ikke hensyn til afstand, idet den uniforme RPM resulterer i en ens tarif for alle punkter i systemet.

Energinet påpeger endvidere i notatet af 18. februar 2026 om sammenhængen mellem afstande og omkostninger, at over 85 pct. af driftsomkostningerne ikke er relateret til afstande. Forsyningstilsynet bemærker ligeledes, at en betydelig række af kapitalomkostningerne er uafhængige af afstand. Det gælder blandt andet kompressorstationerne, Ellund/Egtved rørduplikering og tilbageførselsanlæg. Disse omkostninger udgør samlet 20-24 pct. af kapitalomkostningerne i 2027-2031, jf. Energinets notat af 18. februar om sammenhængen mellem omkostninger og afstande.

Forsyningstilsynet vurderer, at uniforme tariffer afspejler de faktiske omkostninger lige så godt som CWD-metoden på grund af den delvise sammenhæng mellem afstande og faktiske omkostninger. Forsyningstilsynet vurderer, at anvendelsen af CWD-metoden ville kunne medføre uberettigede prisforskelle mellem punkterne i gastransmissionssystemet.

Forsyningstilsynet finder på den baggrund, at Energinets anmeldte tarifmetode tager hensyn til de faktiske omkostninger efter NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra b) og gasforordningens artikel 17.

For så vidt angår kravet om, at RPM skal sigte mod at tage hensyn til systemets kompleksitet vurderer Forsyningstilsynet, at systemets kompleksitet er relativt begrænset, idet systemet kun har få Entry-Exit-punkter, rørledninger og transportruter, og at Energinets anmeldte RPM ligeledes er enkel. På den baggrund finder Forsyningstilsynet, at Energinets anmeldte RPM opfylder kravet, om at RPM skal tage hensyn til systemets kompleksitet.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at Energinets anmeldte RPM lever op til NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b), da den både tager hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester og samtidig tager transmissionsnettets grad af kompleksitet i betragtning. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at uniforme tariffer afspejler de faktiske omkostninger i samme grad som CWD-metoden. Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at den anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1, for så vidt angår kravet om, at tarifferne skal afspejle de faktiske omkostninger.

#### *Sikre ikke-forskelsbehandling og hindring af unødigt krydssubsidiering*

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c), om den skal sigte mod at sikre ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering, herunder ved at tage hensyn til omkostningsfordelingsvurderingerne efter NC TARs artikel 5. Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere, om Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif sikrer, at krydssubsidiering mellem netbrugerne undgås, samt at metoden anvendes på en ikke-diskriminerende måde efter gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Det er Forsyningstilsynets forståelse, at begreberne "ikke-forskelsbehandling" og "ikke-diskrimination" har det samme indhold. Det vil sige, at alle netbrugere får adgang til tjenester på ensartede aftalevilkår for samme tjeneste, hvor ingen netbrugere får forrang eller særbehandling i forbindelse med tildeling af kapacitet.

Forsyningstilsynet vil derfor i dette afsnit foretage en samlet vurdering af, hvorvidt den anmeldte metode opfylder kravene i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c), og gasforordningens artikel 17, stk. 1, for så vidt angår kravene om at undgå krydssubsidiering, samt at RPM anvendes på en ikkediskriminerende måde.

#### Sikre ikke-forskelsbehandling

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinets anmeldte referenceprismetode er en uniform RPM, der medfører ens tariffer i alle Entry-Exitpunkter. Dermed sikres en tariffmæssig ligebehandling af de netbrugere, der skal have gas ind i systemet, og de netbrugere, der skal have gas ud af systemet.

Forsyningstilsynet vurderer, at den anmeldte RPM sikrer imod forskelsbehandling af netbrugerne. Tilsynet lægger vægt på, at der ved den anmeldte RPM sikres en tariffmæssig ligebehandling af både Entry- og Exit-mængder, samt at den anmeldte RPM anvendes overfor alle netbrugere uden undtagelse. Forsyningstilsynet finder dermed, at den anmeldte RPM er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, litra c) og gasforordningens artikel 17, for så vidt angår kravet om ikke-forskelsbehandling.

#### Hindre unødig krydssubsidiering

Det følger af NC TARs artikel 26, stk. 1, litra a), nr. vi), at Energinet i det endelige høringsmateriale skal foretage en sammenligning mellem den foreslåede RPM og CWD-metoden efter NC TARs artikel 8. CWD-metoden fungerer som en kontrafaktisk metode til sammenligning med den foreslåede RPM.

Energinet har i det endelige høringsmateriale beregnet, hvordan kapacitetstarifferne vil udvikle sig ved anvendelse af CWD-metoden. Energinet har endvidere sammenlignet tarifferne beregnet efter CWD-metoden med tarifferne beregnet efter den anmeldte uniforme RPM. Endelig har Energinet i den anmeldte metode foretaget en kvalitativ sammenligning af CWD-metoden og den uniforme RPM-metode.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund indledningsvist, at Energinets høringsmateriale i den endelig høring indeholder tilstrækkelige oplysninger til at foretage en sammenligning af den anmeldte uniforme RPM og CWD-metoden efter NC TARs artikel 26, stk. 1, litra a), nr. vi).

Det følger af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c), at en RPM skal sigte mod at hindre unødig krydssubsidiering. Forsyningstilsynet forstår bestemmelsen således, at en RPM kan indeholde et vist element af krydssubsidiering mellem forskellige typer af netbrugere, som efter omstændighederne kan opvejes af andre fordele ved den valgte model. Det er derfor Forsyningstilsynets vurdering, at det kun er unødig/uberettiget krydssubsidiering, som RPMen skal sigte mod at hindre.

Det følger endvidere af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c), at Forsyningstilsynet i sin vurdering af, om Energinets RPM sigter mod at hindre unødig krydssubsidiering, skal tage hensyn til Cost Allocation Assessments, herefter CAA) efter NC TARs artikel 5.

Energinet udførte en vurdering af CAA af Energinets anmeldte RPM efter NC TARs artikel 5, stk. 3, og offentliggjorde vurderingerne som en del af det endelige høringsmateriale, der var i høring fra den 1. oktober 2025 til 30. november 2025.

Formålet med CAA er således efter NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c), at beregne tarifernes krydssubsidiering mellem de systeminterne brugere og de systemeksterne brugere. Det fremgår af NC TARs artikel 5, stk. 1, litra a), at Energinet skal foretage en vurdering af omkostningsfordelingen for så vidt angår transmissionstjenesteindtægter, som skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer.

Det fremgår afslutningsvis af NC TARs artikel 5, stk. 6, at hvis resultaterne af sammenligningsindekserne for Energinets anmeldte RPM efter NC TARs artikel 5, stk. 3, litra c), overstiger 10 pct., skal Forsyningstilsynet begrunde et eventuelt valg af Energinets RPM, som medfører en CAA på over 10. pct i den endelige beslutning.

Det er Forsyningstilsynets forståelse af NC TARs artikel 5, stk. 6, at det ikke er et ubetinget krav, at CAA-resultatet for den valgte tarifmetode skal ligge på 10 pct. eller mindre. Forsyningstilsynet vurderer endvidere, at CAA-vurderingen kun er ét af flere elementer i den samlede vurdering, og kan derfor ikke stå alene.

Forsyningstilsynet vurderer, at det forhold, at én RPM har en CAA-værdi på 10 pct. eller derunder, ikke nødvendigvis indebærer, at RPM'en er den mest hensigtsmæssige RPM. En anden RPM kan stadig være mere hensigtsmæssig for det konkrete transmissionssystem, selv om CAA-værdien for denne RPM overstiger 10 pct.

På den baggrund finder Forsyningstilsynet det sagligt, at valget af RPM beror på en samlet vurdering af flere forhold, hvor metodens relative CAA-værdi kun indgår som ét blandt flere elementer.

#### Forsyningstilsynets vurdering af CAA-beregninger

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at CAA-beregninger bygger på en implicit antagelse om, at omkostningerne er proportionale med afstande efter NC TARs artikel 5, stk. 6, 1. pkt. Hvis omkostningerne ikke er fuldstændigt proportionale med afstande, vil man ikke kunne sætte lighedstegn mellem størrelsen af CAA-tallene og krydssubsidiering mellem systeminterne og systemeksterne brugere. Som redegjort for i afsnittet "Hensynet til de faktiske omkostninger", er der ikke fuld proportionalitet mellem afstande og omkostninger i det danske gastransmissionssystem. Energinet har f.eks. redegjort for, at omkring 85 pct. af driftsomkostningerne ikke afhænger af afstande. Tilsvarende er der også dele af kapitalomkostningerne, der ikke afhænger af afstande. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at man skal være forsigtig med at drage konklusioner på baggrund af resultaterne af CAA-beregningerne alene.

Energinet har udført CAA-beregninger med og uden nulstrømme for den anmeldte uni-forme RPM og for CWD-metoden. Resultaterne af beregningerne er gengivet i nedenstående tabel 22 og 23. Tabellerne viser CAA-resultaterne uden socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II-grenrørledningen. Dette afsnit fokuserer derfor alene på RPM. CAA-beregninger og -resultater, hvor EP II-grenrørledningen inddrages, bliver særskilt behandlet i afsnittet "Vurdering af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen".

**TABEL 22 | CAA RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE MED NULSTRØMME**

Sammenligningsindekser i pct.	CWD (ekskl. EP II grenrør- ledningen)	Uniform (ekskl. EP II gren- rørledningen)
2027	4	18
2028	3	16
2029	1	13
2030	3	8
2031	4	7

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

**TABEL 23 | CAA RESULTATER MED ANVENDELSE AF METODE UDEN NUL-STRØMME**

Sammenligningsindekser i pct.	CWD (ekskl. EP II grenrør- ledningen)	Uniform (ekskl. EP II gren- rørledningen)
2027	9	23
2028	8	21
2029	6	18
2030	3	14
2031	2	13

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Som det fremgår af tabellerne, opgør Energinet resultater både med og uden nulstrømme. Det vil sige henholdsvis med og uden antagelsen om, at Entry- og Exitpunkt kan være identiske ved beregningen af kapacitetsvægtede distancer. Med nulstrømme forudsættes gasstrømmene til og fra samme punkt at være nul. I dette afsnit fokuseres kun på resultaterne eksklusiv socialisering af omkostninger til EPII grenrørledningen, da dette afsnit kun vedrører selve den uniforme RPM.

Energinet tager i metodeanmeldelsen primært udgangspunkt i metoden med nulstrømme. Det vil sige, at gasstrømme fra samme Entry- og Exitpunkt med en afstand på nul ikke indgår i afstandsberegningerne, jf. afsnittet "Capacity Weighted Distance (CWD)" i sagsfremstillingen.

Ifølge NC TAR, artikel 8, stk. 1, litra e), indgår alene afstande, der kan indgå i et relevant gasstrømscenarie i beregningen af kapacitetsvægtede afstande. Det betyder, at i beregningen af kapacitetsvægtede afstande indgår kun afstande mellem punkter, som kan kombineres i et scenarie, hvor der reelt kan flyde gas. Kun de kombinationer af Entry- og Exitpunkter, der er mulige i et relevant gasstrømscenarie, indgår således i beregningen af kapacitetsvægtede afstande.

Forsyningstilsynet forstår NC TARs artikel 8, stk. 1, litra e), således, at gasstrømme til og fra samme punkt med en afstand på 0 ikke er et relevant gasstrømsscenario, der skal indgå i RPM. Forsyningstilsynet lægger derfor ved vurderingen vægt på CAA-resultaterne uden Entry og Exit i samme punkt, dvs. resultaterne for det Energinet kalder 'med nulstrømme'.

Forsyningstilsynet bemærker, at det fremgår af CAA-resultaterne i tabel 23, at den uniforme RPMs CAA-værdier falder over perioden 2027-2031. Forsyningstilsynet antager, at det skyldes, at en større del af de systemeksterne kapaciteter i slutårene kommer fra Ellund Exit, som har kortere gennemsnitlige afstande til Entry punkterne end Faxe Exit. Dermed falder forskellen mellem "Ratio crosscap" og "Ratio intracap"<sup>21</sup>. Dette medfører, at CAA-værdien falder.

Forsyningstilsynet bemærker, at det fremgår i tabel 23 af resultaterne af sammenligningsindekserne, at den uniforme RPMs CAA-værdier ligger over 10 pct. i tre af årene nemlig i 2027 (18 pct.), i 2028 (16 pct.) og i 2029 (13 pct.).

Forsyningstilsynet skal derfor efter NC TARs artikel 5, stk. 6 begrunde resultaterne i tilsynets endelige beslutning, da resultaterne af sammenligningsindekserne for Energinets anmeldte RPM overstiger 10 pct i årene 2027 (18 pct.), i 2028 (16 pct.) og i 2029 (13 pct.).

Forsyningstilsynet bemærker, at det fremgår af tabel 23 og 24, at resultaterne af CAA-beregningerne for CWD-metoden er lavere end for den anmeldte uniforme RPM. Dette er efter Forsyningstilsynets vurdering forventeligt, da CWD-metoden antager, at afstande er den forklarende faktor for omkostninger. CAA-beregningerne bygger på samme forudsætning som CWD-metoden.

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet har oplyst, at ca. 85 pct. af Energinets driftsomkostninger og minimum 20-24 pct. af kapitalomkostningerne ikke er afhængige af afstand. Der er således en betydelig del af Energinets drifts- og kapitalomkostninger til gastransmissionssystemet, der ikke har en direkte proportional sammenhæng med afstand. Da CAA-beregningerne bygger på en antagelse om, at alle omkostningerne er proportionale med afstande, vurderer Forsyningstilsynet, at CAA-beregningerne i dette tilfælde ikke umiddelbart kan lægges til grund for konklusioner angående krydssubsidiering.

Forsyningstilsynet bemærker, at implementeringen af CWD-metoden vil indebære, at afstande tillægges for stor betydning som forklarende faktor for omkostningerne. Dette skyldes, at både CWD-metoden og CAA-beregningerne bygger på en implicit antagelse om, at samtlige omkostninger i gastransmissionssystemet er direkte og proportionalt relateret til afstande, jf. NC TARs artikel 5, stk. 6, hvilket ikke afspejler forholdene i det danske gastransmissionssystem.

---

<sup>21</sup> Se boks 4 i Sagsfremstillingen for definition af disse

Forsyningstilsynet vurderer, at det på baggrund af ovenstående ikke entydigt kan fastslås, om CWD eller den uniforme RPM bedst forhindrer unødigt krydssubsidiering. De to metoder har forskellige konsekvenser for omkostningsfordelingen i transmissionssystemet, og ingen af dem kan på forhånd anses som entydigt mest hensigtsmæssig. På denne baggrund finder Forsyningstilsynet det nødvendigt at basere valget af RPM på en samlet vurdering af relevante forhold.

Forsyningstilsynet bemærker desuden, at netbrugerne af det danske gastransmissionssystem generelt støtter op om anvendelsen af uniforme tariffer, jf. afsnittet "Markedsaktørernes bemærkninger til Energinets tarifmetode i endelig høring". Forsyningstilsynet vurderer derfor, at netbrugerne af det danske gastransmissionssystem ikke anser den anmeldte RPM for at medføre unødigt krydssubsidiering.

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at Energinets anmeldte RPM hindrer unødigt krydssubsidiering efter NC TARs artikel 7, litra c) og gasforordningens artikel 17, stk. 1 i samme grad som CWD-metoden.

ORLEN anfører i sit høringssvar til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse, at Energinets metode til beregning af Entry- og Exit-tariffer er fejlagtig, idet kapaciteten kunstigt fordeles 50/50, og der derfor ikke tages stilling til de faktiske bookinger og derved sammenhængen med de faktiske omkostninger, hvilket kan medføre krydssubsidiering ved beregningen af Entry- og Exit-tariffer.

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet bruger ex post metoden, hvor Entry-Exit opdelingen fordeles i forhold til mængden af Entry- og Exitkapaciteter, hvilket for den uniforme referenceprismetode resulterer i, at Entry- og Exit-tarifferne bliver ens. Orlen argumenterer for, at der i stedet bør anvendes en ex ante metode, hvor Entry og Exit på forhånd tildeles en fast del af omkostningerne (50 pct. hver). Dette vil indebære, at jo større forskel der er mellem den samlede mængde af Exit og Entry kapaciteter, jo større forskel vil der blive i Entry og Exit referencepriserne.

Forsyningstilsynet vurderer, at ORLENS foreslåede metode kun ville medføre mindre ændringer i Entry og Exit tariffer, (1-3 pct. ud fra Energinets kapacitetsprognose<sup>22</sup>), som følge af, at der er begrænset forskel i de samlede Exit- og Entry kapaciteter. Forsyningstilsynet finder, at der i det konkrete tilfælde – og under inddragelse af de hensyn, som ORLEN har rejst i sit høringssvar – ikke foreligger væsentlige forhold, der taler imod, at anvende Ex post metoden, der fastsætter Entry-Exit opdelingen ex post med det resultat, at de uniforme Entry- og Exit-tariffer bliver ens.

Forsyningstilsynet finder, at ORLENS høringssvar ikke giver anledning til at ændre Forsyningstilsynets vurdering.

ORLEN bemærker i sit høringssvar, at selv under den uniforme-RPM bør forventede Entry-bookinger anvendes til beregning af Entry-tariffer og forventede Exit-bookinger til beregning af exit-tariffer. Ifølge ORLEN er tilgang i overensstemmelse med NC TARs

---

<sup>22</sup> Energinets kapacitets forecasts fremgår af tabel 8.

artikel 8 og European Network of Transmission System Operators (ENTSO) implementeringsdokument af NC TAR.

Forsyningstilsynet bemærker, at ENTSOG, den europæiske sammenslutning af naturgas transmissionssystemoperatører, har offentliggjort et vejledende dokument<sup>23</sup> for implementeringen af NC TAR. Forsyningstilsynet bemærker, at ENTSOGs implementeringsdokument beskriver begge metoder, men ikke angiver hvilken metode, der skal anvendes.

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at Energinets anmeldte RPM lever op til kravene om, at den skal sikre ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering efter NC TARs artikel 7, litra c). Det kan på baggrund af ovenstående ikke entydigt fastslås, om CWD-metoden eller Energinets uniforme RPM mest effektivt hindrer unødigt krydssubsidiering, da de to metoder har forskellige konsekvenser for omkostningsfordelingen i transmissionssystemet, og ingen af dem kan på forhånd anses som entydigt mest hensigtsmæssig.

Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at den anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1, for så vidt angår kravet om, at krydssubsidiering mellem netbrugerne skal undgås, samt at metoden anvendes på en ikkediskriminerende måde.

#### *Sikre slutkunder mod betydelig volumenrisiko*

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om den anmeldte RPM sikrer, at betydelig volumenrisiko, navnlig i forbindelse med transmission på tværs af et Entry- og Exit-system, ikke pålægges slutkunderne i det pågældende Entry- og Exit-system, jf. NC TARs artikel 7, litra d).

Forsyningstilsynet forstår kravet i artikel 7, litra d), om volumenrisiko således, at tarifmetoden skal sikre, at slutkunderne ikke bærer for stor en risiko for stigende tariffer på grund af hovedsageligt faldende systemeksterne volumener, som kan resultere i strandede aktiver.

Baltic Pipe medfører markant forøgede mængder af gasstrømme i det danske transmissionssystem. Ifølge Energinets estimer vil ca. 70 pct. af gasstrømmene i det danske gastransmissionssystem i reguleringsperioden 2027-2031 være relateret til Baltic Pipe.

Forsyningstilsynet bemærker, at 80 pct. af kapaciteten på Baltic Pipe blev solgt som 15-årige kapacitetskontrakter ved Open Season 2017. Kapacitetskontrakterne løber i 15 år fra idriftsættelsen af Baltic Pipe, dvs. fra 2022 til 2037.

Forsyningstilsynet vurderer, at der ikke er væsentlig volumenrisiko for slutkunderne i det danske gastransmissionssystem, da de 15-årige kapacitetskontrakter løber ud over

---

<sup>23</sup> [ENTSO: Implementation Document for the Network Code on Harmonised Transmission tariff Structures for Gas 2<sup>nd</sup> edition, 11. Oktober 2019](#)

Energinets anmeldte reguleringsperiode fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031.

Forsyningstilsynet vurderer, at de 15-årige kapacitetskontrakter sikrer, at indtægterne fra de systemeksterne brugere ikke kan falde væsentligt i Energinets anmeldte reguleringsperiode fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at der ikke er nogen væsentlig volumenrisiko for slutkunderne i det danske Entry- og Exit-system i den anmeldte tarifperiode.

Forsyningstilsynet bemærker afslutningsvis, at Forsyningstilsynet vejledende har meddelt Energinet i brev af 19. november 2018,<sup>24</sup> at Energinet ikke i betydelig grad kan overvælte strandede omkostninger og forøget risiko på slutbrugerne, men at Energinet i stedet må få dækket disse omkostninger på anden vis, f.eks. via egenkapitalen. Det fremgår ligeledes af brevet, at uforudsete straksafskrivninger af aktiver og afholdelse af dekommissioneringsomkostninger, f.eks. efter udløb af de indgåede 15-årige kapacitetskontrakter ved Open Season 2017, skal finansieres via egenkapitalen, og dermed ikke via tarifferne hos netbrugerne.

Forsyningstilsynet vurderer, at den anmeldte RPM er i overensstemmelse med NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra d), da den sikrer, at slutkunderne ikke pålægges betydelig volumenrisiko, herunder ved transmission på tværs af Entry- og Exit-systemet.

#### *Sikre ikke-konkurrenceforvridende handel med gas*

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra e), om at det skal sikres, at de resulterende referencepriser ikke er konkurrenceforvridende for handel med gas på tværs af grænser. Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere, om Energinets anmeldte RPM bidrager til effektiv handel og konkurrence samt ikke begrænser markedslikviditeten eller skaber skævheder i den grænseoverskridende handel efter gasforordningens artikel 17.

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra e), og gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Forsyningstilsynet bemærker, at der anvendes uniforme tariffer i Polen og Tyskland, som er de to gastransmissionssystemer, der er forbundet med det danske gastransmissionssystem. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at den anmeldte RPM sikrer en fortsat harmonisering af tarifmetoden med både det tyske og polske gastransmissionssystem.

Forsyningstilsynet bemærker, at netbrugerne af det danske gastransmissionssystem generelt støtter op om anvendelsen af uniforme tariffer, jf. afsnittet "Markedsaktørernes bemærkninger til Energinets tarifmetode". Forsyningstilsynet vurderer derfor, at netbrugerne af det danske gastransmissionssystem ikke anser den anmeldte RPM for at medføre konkurrenceforvridende virkninger på grænseoverskridende handel.

---

<sup>24</sup> Forsyningstilsynets brev til Energinet af 19. november 2018: "Risikoafdækning i forhold til Baltic Pipe Projektet"

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra e), og at de resulterende tariffer dermed ikke er konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænserne. Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår kravet om, at tarifmetoden skal bidrage til en effektiv handel med naturgas samt konkurrence samt ikke begrænse markedets likviditet eller skabe skævheder i grænseoverskridende handel mellem forskellige transmissionssystemer.

#### *Høringssvar vedr. benchmarking*

ORLEN opfordrede Energinet i sit høringssvar af den 28. november 2025 til Energinets endelige høring til at foretage benchmarking af tarifferne ved fastsættelsen af referenceprismetoden efter NC TARs artikel 6, stk. 4, litra a). Det vil sige, at referencepriser ved et givent Entry- og Exitpunkt justeres, så de resulterende priser ligger på et konkurrencedygtigt niveau sammenlignet med alternative transportruter.

Forsyningstilsynet anmodede på den baggrund Energinet om at lave en sammenligning af tarifferne for Baltic Pipe-ruten med tarifferne for Emden-Lasow-ruten, dvs. ved at sende gas fra Norge til Polen via Tyskland. Forsyningstilsynet modtog den 30. oktober 2025 Energinets notat "Notat Benchmarking".

Det følger af NC TARs artikel 6, stk. 4, litra a), at tilsynet kan foretage benchmarking og eventuelt tilpasning af tariffen i specifikke punkter, hvis det vurderes nødvendigt for at sikre et konkurrencedygtigt tarifniveau.

Forsyningstilsynet foretog i sit udkast til afgørelse, som blev sendt i parts- og offentlig høring den 19. marts, benchmarking af tarifferne på baggrund af Energinets notat af 30. oktober 2025.

ORLEN har i sit høringssvar af 10. april 2026 til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse opfordret til fornyet benchmarking af tarifferne ved fastsættelsen af RPM, da de tyske tariffer, som Energinet har benyttet i sit notat kaldet "Notat Benchmarking", siden er blevet revideret af Gasunie.

ORLEN anfører i sit høringssvar, at det er billigere at transportere gas fra Norge til Polen via Emden i Tyskland og til enten Lasow eller Mallnow, der er de to sammenkoblingspunkter mellem Tyskland og Polen, end det er via Baltic Pipe. Da Tyskland har uniforme tariffer, er omkostningen den samme for ruterne Emden-Lasow og Emden-Mallnow.

Forsyningstilsynet har efter modtagelse af ORLENs høringssvar til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse foretaget en fornyet benchmarking. Forsyningstilsynet konstaterer efter fornyet undersøgelse, at Energinets notat er baseret på oplysninger fra Gasunies "Simplified Model" af 2. december 2024. Energinets notat giver således ikke et retvisende billede af de forventede tariffer for Emden-Lasow-ruten, idet notatet ikke tager højde for Gasunies seneste "Simplified Model" af 2. december 2025.

Energinet har efter anmodning fra Forsyningstilsynet foretaget en genberegning af forventede forskelle i tarifomkostninger mellem Baltic Pipe-ruten og Emden-Lasow/Mallnow-ruterne, dvs. transport af gas til Polen via Tyskland ud fra Gasunies Simplified Model” af 2. december 2025.<sup>25</sup> Forsyningstilsynet har verificeret, at de nye tal for de tyske tariffer i Energinets beregning stemmer overens med Gasunies hjemmeside angående tarifferne for 2026 og 2027<sup>26</sup>. Forsyningstilsynet modtog Energinets beregning den 13. april 2026.

Nedenstående tabel 24 viser resultaterne af Energinets beregninger:

**TABEL 24 | FORVENTEDE TARIFFER FOR BALTIC PIPE OG EMDEN-LASOW/MALLNOW FOR 2026-2027**

EUR/MWh	2026		total	Forskel i Pct.
	Entry	Exit		
Ballic Pipe	0,92	0,92	1,83	12
Emden Lasow/Mallnow	0,81	0,81	1,63	
2027				
Ballic Pipe	0,94	0,94	1,88	13
Emden Lasow/Mallnow	0,82	0,82	1,63	

Kilde: Energinet: "Benchmark", 13. april 2026.

Note: Bemærk tallene er i EUR/MWh, mens tariffallene i øvrige tabeller er i EUR/KWh/time/år. Gasunies tal for 2026 og 2027 er 7,06 EUR/kWh/time/år hhv. 7,15 EUR/kWh/time/år både for entry og exit til Tyskland ifølge Gasunies hjemmeside, hvilket stemmer overens med de af Energinet angivne tal. De forventede tariffer i 2027 for Baltic Pipe er udregnet med en antagelse om over/underdækning på nul. Eventuelle indregninger af oparbejdet over- eller underdækning vil kunne ændre på resultatet.

Tarifomkostningerne for Emden-Lasow/Mallnow-ruten er 12 pct. lavere i 2026 end via Baltic Pipe-ruten, og forventes at være 13 pct. lavere i 2027, jf. tabel 20. De tyske tariffer for 2027 er allerede annonceret, mens 2027 tarifferne for Baltic Pipe er estimeret.

ORLEN bemærker i sit høringssvar, at der både er tilstrækkelig kapacitet på de alternative ruter til at sende gas fra Norge til Polen, og at disse ruter er tilstrækkeligt billige til, at dette kan retfærdiggøre at indføre lavere tariffer grundet benchmarking for de to Baltic Pipe punkter North-Sea Entry og Faxe Exit.

Forsyningstilsynet bemærker på den ene side, at der er alternative ruter til at transportere gas fra Norge til Polen, og at ruterne Emden-Lasow og Emden-Mallnow i 2026 har lavere tariffer i 2026 og forventeligt også i 2027. På den anden side bemærker Forsyningstilsynet, at Baltic Pipe punkterne ikke har været underudnyttet siden idriftsættelsen november 2022. Siden efteråret 2025 har den tekniske kapacitet i Northsea Entry

<sup>25</sup> Energinet: Tabel:benchmark 13/4 2026

<sup>26</sup> [Downloads > Gasunie Deutschland](#), Simplified model for 2026 (Excel)

og Faxe Exit været enten fuldt booket eller tæt på fuldt booket. Det vil sige, at der sælges kapacitet på kortere kontrakter for Baltic Pipe-ruten fra Norge til Polen ud over de 80 pct. af kapaciteten, der er solgt på lange kontrakter (fra 2022 til 2037).

Den tekniske kapacitet i punktet Lasow på den polsk-tyske grænse, har ligeledes været enten fuldt booket eller tæt på fuldt booket siden efteråret 2025. Punktet Mallnow på den polske/tyske grænse åbnede 1. januar 2026 som Entry punkt til det polske transmissionssystem. Siden da har der været høje bookinger, men den fulde tekniske kapacitet har kun været udsolgt i korte perioder. Stort set al teknisk kapacitet – ud over de 80 pct. solgt på lange kontrakter – er ledig i Baltic Pipe fra maj 2026. Tilsvarende er al teknisk kapacitet ledig i Mallnow fra maj 2026. Stort set al teknisk kapacitet er booket i Lasow frem til oktober 2026. Herefter er stort set al teknisk kapacitet ledig i Lasowpunktet. På den baggrund vurderer Forsyningstilsynet, at markedets efterspørgsel efter kapacitet for de forskellige alternative ruter ikke indikerer, at Baltic Pipe-ruten ikke er konkurrencedygtig.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at referenceprisniveauet for Baltic Pipe-ruten er konkurrencedygtigt sammenlignet med ruterne via Tyskland.

Forsyningstilsynet vurderer således, at den fornyede benchmarking ikke indikerer, at det på nuværende tidspunkt er nødvendigt at tilpasse referencepriserne for punkterne North Sea Entry og Faxe Exit (Baltic Pipe-ruten fra Norge til Polen).

#### *Samlet vurdering af referenceprismetoden*

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at Energinets anmeldte RPM med uniforme kapacitetstariffer lever op til kravene i NC TARs artikel 7 og gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Forsyningstilsynet vurderer, at den anmeldte RPM lever op til kravet i NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra a), og gasforordningens artikel 17 for så vidt angår kravet om gennemsigtighed, da Energinets anmeldte RPM er gennemskuelig giver netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcist at fremskrive af dem.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinets anmeldte RPM lever op til NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b), da den både tager hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester og samtidig tager transmissionsnettets grad af kompleksitet i betragtning. Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17 for så vidt angår kravet om at tarif-ferne afspejler de faktiske omkostninger.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinets anmeldte RPM lever op til kravene om, at den skal sikre imod forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering efter NC TARs artikel 7, litra c). Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at den anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår kravet om, at krydssubsidiering mellem netbrugerne undgås samt at metoden anvendes på en ikkediskriminerende måde.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra d), da den sikrer, at slutkunderne ikke pålægges betydelig volumenrisiko, herunder ved transmission på tværs af Entry- og Exit-systemet.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med NC TAR, artikel 7, stk. 1, litra e), og at de resulterende tariffer dermed ikke er konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænserne. Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at Energinets anmeldte RPM er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår kravet om, at tarifmetoden skal bidrage til en effektiv handel med naturgas samt konkurrence samt ikke begrænse markedets likviditet eller skabe skævheder i grænseoverskridende handel mellem forskellige transmissionssystemer.

### **Vurdering af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen**

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldelse af en metode for fastsættelse af en ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen, der fastholdes som en uniform kapacitetstarif og opkræves af alle netbrugere af systemet, kan godkendes efter NC TARs artikel 4, stk. 4.

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at Gas TO og Gasopstrøm, der er separate enheder med hver deres regulatoriske regnskab under Energinet Gastransmission A/S, har indgået en rådighedsaftale, der giver Gas TO rådigheden over kapaciteten i EP II grenrørledningen mod betaling til Gasopstrøm. Energinet anmelder, at denne betaling til Gasopstrøm for rådigheden over kapaciteten i EP II grenrørledningen skal socialiseres hos alle netbrugere fremfor blot brugerne af EP II grenrørledningen.

Ikke-transmissionstariffer er gebyrer, som netbrugere betaler for ikke-transmissionstjenester leveret af transmissionssystemoperatøren, jf. NC TARs artikel 3, nr. 13). Ikke-transmissionstjenester omfatter alle regulerede tjenester, der ikke er transmissionstjenester og ikke reguleres af NC BAL<sup>27</sup>, jf. NC TARs artikel 3, nr. 15). Ikke-transmissionstjenesteindtægter er den del af den tilladte eller forventede indtægt, der stammer fra disse ikke-transmissionstariffer, jf. NC TARs artikel 3, nr. 4).

Det følger af NC TARs artikel 4, stk. 4, at ikke-transmissionstjenesteindtægter for en given ikke-transmissionstjeneste kan opkræves som ikke-transmissionstariffer. Efter bestemmelsen skal disse tariffer afspejle omkostningerne, dvs. være omkostningsægte, være ikke-diskriminerende, objektive og gennemskelige, jf. NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a). Det følger endvidere af NC TARs artikel 4, stk. 4, litra b), at ikke-transmissionstariffer skal opkræves hos dem, der nyder godt af en given tjeneste med henblik på at minimere krydssubsidiering.

---

<sup>27</sup> Europa-Kommissionens forordning (EU) Nr. 312/2014 af 26. marts 2014 om en netregel for balanceering af gastransmissionsnet

Forsyningstilsynet kan beslutte, at omkostningerne for en ikke-transmissionstjeneste opkræves hos alle netbrugere, såfremt den givne tjeneste er til gavn for alle netbrugere efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt., dvs. at omkostningerne for en ikke-transmissionstjeneste socialiseres hos alle netbrugere.

Forsyningstilsynets vurdering skal derved angå, om alle netbrugere i Danmark vil have gavn af EP II grenrørledningen, således at en socialisering af omkostningerne kan godkendes efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

Forsyningstilsynet bemærker, at tilsynet ikke har foretaget en særskilt vurdering af metodens overensstemmelse med NC TARs artikel 4, stk. 4, litra b), idet Energinet agter at opkræve ikke-transmissionstariffen hos alle netbrugere.

ACER anfører i sin ikke-bindende analyse af den 5. marts 2026, at Energinet ikke har redegjort tilstrækkeligt for, at den foreslåede ikke-transmissionstarif til dækning af betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er til gavn for alle netbrugere. ACER bemærker desuden, at det på baggrund af det endelige høringsmateriale er uklart, hvilke fordele etableringen af den fælles markedszone medfører for netbrugere, der ikke direkte anvender EP II grenrørledningen. ACER konkluderer derfor, at det ikke kan fastlås om socialiseringen af omkostningerne for opkrævning af rådigheden over EP II grenrørledningen opvejes af de opnåede fordele.

ACER anbefaler på den baggrund, at:

- Forsyningstilsynet gennemfører en analyse, som identificerer, hvilke netbrugere, der har gavn af EP II grenrørledningen, og kvantificerer, om de opnåede fordele for netbrugere opvejer de foreslåede omkostninger for ikke-transmissionstjenesten, inden tilsynet træffer afgørelse i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4.
- Forsyningstilsynet fremover regelmæssigt skal gennemføre analysen, inden tilsynet træffer afgørelse om godkendelse af tarifmetoder i henhold til NC TARs artikel 27, stk. 4.
- Forsyningstilsynet sikrer, at regulering, tilsyn og gennemsigtighed for opstrømsaktiviteter, der er en del af transmissionsnettet, gennemføres på et niveau, der svarer til det, der anvendes for transmissionsaktiviteter.

ACER anfører også i sin ikke-bindende analyse, at det er en forudsætning for socialisering, at ikke-transmissionstjenesten (og de dertilhørende tariffer) opfylder de samme krav som transmissionstarifferne. Forsyningstilsynet bemærker, at det vil betyde, at Forsyningstilsynet skal sikre, at metoden for fastsættelse af en ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1, og opfylder kravene i NC TARs artikel 7.

Forsyningstilsynet har inddraget ACERs anbefalinger i nedenstående vurdering.

Forsyningstilsynet vurderer indledningsvist, om metoden for fastsættelse af en ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen lever op til kravene i NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a). Forsyningstilsynet vil i overensstemmelse med ACERs anbefalinger herefter vurdere, hvorvidt ikke-transmissionstjenesten lever op til kravene i NC TARs artikel 7. Forsyningstilsynet vil slutteligt vurdere, om

metoden for fastsættelse af en ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er til gavn for alle netbrugere, således at ikke-transmissionstariffen kan opkræves hos alle netbrugere som en adskilt uniform ikke-transmissionstarif.

*Vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a)*

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere om ikke-transmissionstariffen for dækning af Gasopstrøms omkostninger til betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen afspejler omkostningerne (omkostningsægte) og er ikke-diskriminerende, objektive og gennemskuelige.

Ifølge NC TARs artikel 3, nr. 15), er ikke-transmissionstjenester defineret som andre regulerede tjenester end transmissionstjenester og andre tjenester end dem, der reguleres af NC BAL.

Markedsadgangen til EP II grenrørledningen er karakteriseret ved, at Gas TO har rådighed over kapaciteten i EP II grenrørledningen og betaler en pris for denne rådighed til Gasopstrøm. Gas TO udbyder kapaciteten i EP II grenrørledningen sammen med kapacitet til transmissionssystemet i det virtuelle North Sea Entry-punkt. Prisen for rådigheden svarer iht. tilsynets afgørelse om etablering af en fælles markedszone af 14. februar 2022 til omkostningerne ved investering og drift af EP II grenrørledningen med tillæg af en forrentning af den investerede kapital.

Forsyningstilsynet fastlægger den økonomiske regulering og fører kontrol med omkostningerne ved Forsyningstilsynets afgørelser om indtægtsramme og forrentning for Gastransmission A/S. Dette sikrer, at ikke-transmissionstariffen for socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen er underlagt samme økonomisk regulering og kontrol, som gælder for transmissionstariffen ved fastlæggelsen af grundlaget for tarifberegningen for ikke-transmissionstariffen.

Ikke-transmissionstariffen fastsættes alene med udgangspunkt i den godkendte forrentning og den af Forsyningstilsynet fastsatte indtægtsrammeregulering, hvorved det sikres, at ikke-transmissionstariffen er omkostningsægte for hele varigheden af rådighedsaftalen mellem de to regnskabssegmenter Gas TO og Gasopstrøm. Forsyningstilsynet sikrer ved årlige afgørelser Energinets overholdelse af den økonomiske regulering. Ikke-transmissionstariffen afspejler derfor kun de omkostninger, der vedrører ikke-transmissionstjenesten, dvs. dækning af Gas TOs omkostninger til betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er en ikke-transmissionstjeneste efter NC TARs artikel 3, nr. 15), da der er tale om en reguleret tjeneste, som hverken er en transmissionstjeneste eller en tjeneste omfattet af NC BAL.

Forsyningstilsynet vurderer ligeledes, at ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen afspejler de faktiske omkostninger efter NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a).

Forsyningstilsynet vurderer endvidere, at ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med kravet om ikke-diskrimination efter NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a). Forsyningstilsynet lægger vægt på, at ikke-transmissionstariffen pålægges alle netbrugere i det danske transmissionssystem ensartet.

Forsyningstilsynet vurderer endvidere, at ikke-transmissionstariffen er i overensstemmelse med kravet om objektivitet og gennemsigtighed i NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a). Ikke-transmissionstariffen opkræves som følge af Gas TOs rådighed over kapaciteten i EP II-grenrørledningen, jf. rådighedsaftalen med Gasopstrøm. Tariffen beregnes og opkræves særskilt og offentliggøres på Energinets hjemmeside. Energinet redegør her for tariffens størrelse, tarifgrundlag, forventede ændringer samt kapitalomkostninger og den anvendte beregningsmetode og anvendelse. Netbrugerne kan endvidere finde oplysninger om det forventede tarifgrundlag for ikke-transmissionstariffen på hjemmesiden, hvor oplysningerne opdateres regelmæssigt. På den baggrund lægger Forsyningstilsynet vægt på, at netbrugerne sikres samme niveau af transparens for ikke-transmissionstariffen som for transmissionstariffen.

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at den anmeldte ikke-transmissionstjeneste og dertilhørende tarif, er i overensstemmelse med NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a).

#### *Vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.*

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om markedsadgangen til EP II grenrørledningen kommer alle netbrugere til gavn efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt. Såfremt Forsyningstilsynet vurderer, at markedsadgangen til EP II grenrørledningen er til gavn for alle netbrugere, opkræves omkostningerne hos alle netbrugere efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

Forsyningstilsynet konstaterer indledningsvist, at netbrugerne har mulighed for at forhandle med Energinet om adgang alene til EP II grenrørledningen. Netbrugerne har ligeledes mulighed for at købe markedsadgang til det danske gastransmissionsnet via North-Sea Entry, dvs. både adgang og anvendelse af EP II grenrørledningen og transmissionsnettet på land som eet produkt, som udbydes som en del af det regulerede adgangsregime.

Forsyningstilsynet bemærker, at Forsyningstilsynet ved afgørelse af 14. februar 2022 vedrørende etablering af en fælles markedszone godkendte en mekanisme for en fordeling af indtægter under hhv. forhandlet og reguleret adgang samt en metode for regulering af under/overdækning af tarifindtægter. Mekanismen fremgår af Rådighedsaftalen mellem Gas TO og Gasopstrøm. Den indebærer, at kapacitet solgt af Gasopstrøm via forhandlet adgang fratrækkes Gas TOs rådighed over kapacitet, herunder den tilhørende betaling. Forsyningstilsynet bemærker endvidere, at under-/overdækning af tarifindtægter reguleres årligt som hidtil på samme vis som for transmissionstarifferne. Forsyningstilsynet bemærker endvidere, at opstrømsomkostningerne fastsættes særskilt i forbindelse med reguleringen af Energinets samlede omkostningsbase, jf. Forsyningstilsynets afgørelse af 14. februar 2022.

Forsyningstilsynet bemærker derudover, at Baltic Pipe-projektet forbinder det danske

transmissionssystem med Europipe II (det norske eksportsystem) via opstrømsrørledningen, EP II grenrørledningen, samt det polske transmissionssystem via en interconnector fra punktet Faxe. Baltic Pipe medfører, at der transporteres store mængder gas igennem det danske transmissionssystem sammenlignet med situationen før etableringen af projektet. Opstrømsrørledningen er således en essentiel og integreret del af den gasinfrastruktur, der sikrer import af gas fra Norge og eksport til Polen. Baltic Pipe har en kapacitet på 10 mia. m<sup>3</sup> per år, hvor det danske gasforbrug til sammenligning har været på omkring 2 mia. m<sup>3</sup> årligt i de seneste år.

Forsyningstilsynet vurderede i tarifafgørelsen af 14. februar 2022, at markedsadgangen til EP II grenrørledningen kommer alle netbrugere til gavn, og at omkostningerne derfor opkræves hos alle netbrugere efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

Forsyningstilsynet lagde ved vurderingen vægt på, at Baltic Pipe i markant grad forøger mængderne af gas i det danske gastransmissionssystem, hvilket alt andet lige vil medføre en lavere enhedsomkostning for transport af gas i det danske gastransmissionssystem sammenlignet med et scenarie uden Baltic Pipe. Der blev til Open Season 2017 auktionen udbudt 80 pct. af kapaciteten i Baltic Pipe, dvs. 8 mia. m<sup>3</sup>, hvor kapacitetsauktionen dengang blev udsolgt.

Forsyningstilsynet udtalte sig dengang positivt om muligheden for en uniform tarifmetode med socialisering af opstrømsomkostningerne, hvilket også fremgik af materialet for investeringsbeslutningen. Forsyningstilsynet fandt derved, at kapacitetsauktionen med en vis sandsynlighed ikke havde været udsolgt, hvis markedsaktørerne var stillet en anden tarifmetode i udsigt, idet det havde forværret business casen for Baltic Pipe-projektet.

Energinet anfører i anmeldelsen, at én fælles uniform tarifbetaling for både transmission og ikke-transmission for markedsadgangen til EP II grenrørledningen, bør ses i sammenhæng med investeringsbeslutningen for Baltic Pipe. Dette begrundes med, at Open Season 2017 auktionen var baseret på anvendelse af en fælles markedszone i det danske gastransmissionssystem med en uniform tarif, dvs. en uniform tarifbetaling for transmission og ikke-transmissionstarif for markedsadgangen til EP II grenrørledningen.

Det uniforme tarifprincip, inklusive socialisering af omkostningerne i forbindelse med markedsadgangen til EP II grenrørledningen, vurderer Energinet sammenhængende med, og således også udslagsgivende for realisering af gevinsterne forbundet med investeringen i Baltic Pipe. Energinet vurderer fortsat, at dette er et hensyn, der bør tages højde for i vurderingen af tarifering af markedsadgangen til EP II grenrørledningen.

Nedenstående tabel 25, som baserer sig på Energinets beregninger, viser, at tarifferne i det danske gastransmissionssystem ville være klart højere uden Baltic Pipe:

**TABEL 25 | ESTIMEREDE TARIFFER I NUVÆRENDES GASSYSTEM SAMMENLIGNET MED ESTIMEREDE TARIFFER I GASSYSTEM UDEN BALTIC**

(DKK/kWh/h/år)	2027	2028	2029	2030	2031
Nuværende tarif estimat	61,61	62,16	61,60	58,41	57,80
<i>Estimeret Tarif uden Baltic Pipe</i>	106,31	112,57	110,55	104,72	105,42
<i>Forskel</i>	44,7	50,41	48,95	46,31	47,62

Kilde: Energinet: "Tabel over estimerede tariffer med og uden Baltic Pipe"

Det fremgår af tabel 25, at tarifferne er lavere, end de ville have været uden Baltic Pipe. Det skyldes, at andelen af omkostninger forbundet med Baltic Pipe er lavere end andelen af kapacitet, der kommer fra Baltic Pipe.

Forsyningstilsynet vurderer derfor, at etableringen af Baltic Pipe har stillet alle netbrugere bedre, da den øgede kapacitet i det danske gastransmissionssystem medfører lavere enhedsomkostninger også inklusiv de ekstra omkostninger, som er forbundet med Baltic Pipe-projektet.

Forsyningstilsynets vurderer på den baggrund, at markedsadgangen til EP II grenrørledningen og dertilhørende ikke-transmissionstarif er til gavn for alle netbrugere og opkræves derfor hos alle netbrugere efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

#### *Vurdering efter NC TARs artikel 7*

ACER anbefaler i sin analyse, at Forsyningstilsynet sikrer samme niveau af regulering, tilsyn og gennemsigtighed for markedsadgangen til EP II grenrørledningen, som det der gælder for transmissionstjenester efter NC TARs artikel 7.

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at ACERs anbefalinger ikke er bindende. Forsyningstilsynet kan derfor vælge at følge anbefalingerne og anvende NC TARs artikel 7 som et supplement til vurderingen af, om markedsadgangen og den tilhørende ikke-transmissionstarif for socialisering af omkostningerne for rådighed over kapacitet til EP II grenrørledningen opfylder kravene i NC TARs artikel 4, stk. 4. Alternativt kan Forsyningstilsynet forkaste ACERs anbefaling og alene foretage en vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4.

Forsyningstilsynet vil i denne afgørelse følge ACERs anbefaling og vurdere, om markedsadgangen og den tilhørende ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7.

Forsyningstilsynet bemærker, at ACER i sin analyse af Energinets foreslåede tarifmetode for reguleringsperioden fra 1. oktober 2022 til 1. oktober 2027 ligeledes anbefalede, at Forsyningstilsynet vurderer metoden for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen efter NC TARs artikel 7. Tilsynet foretog på baggrund af ACERs anbefaling en

analyse af ikke-transmissionstariffen efter NC TARs artikel 7 som en del af tilsynets samlede vurdering af, om ikke-transmissionstariffen kan socialiseres efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

Det følger af NC TARs artikel 7, at metoden skal sigte mod, at:

- Give netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcis fremskrivning af dem.
- Tage hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester, og samtidig tage transmissionsnettets grad af kompleksitet i betragtning.
- Sikre ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering, herunder ved at tage hensyn til omkostningsfordelingsvurderingerne, jf. artikel 5.
- Sikre, at betydelig volumenrisiko, navnlig i forbindelse med transmission på tværs af et Entry- og Exit-system, ikke pålægges slutkunderne i det pågældende Entry- og Exit-system.
- Sikre, at de resulterende referencepriser ikke er konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænserne.

Det følger herudover af NC TARs artikel 7, at metoden skal være i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17<sup>28</sup>. Det følger af gasforordningens artikel 17, at tariffer skal være gennemsigtige, afspejle de faktiske omkostninger, tilgodese systemintegritet og anvendes ikke-diskriminerende. Tarifferne skal også fremme effektiv handel og konkurrence på naturgasmarkedet og undgå krydssubsidiering.

Forsyningstilsynets vurdering af Energinets metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen følger hovedstrukturen i de fem hovedelementer i NC TARs artikel 7, idet følgende elementer vurderes:

- Tarifberegning og transparens, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a).
- Hensynet til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b).
- Sikre, at der ikke sker forskelsbehandling, og at unødigt krydssubsidiering forhindres, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c).
- Sikre slutkunder mod betydelig volumenrisiko, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra d).
- Sikre, at metoden ikke er konkurrenceforvridende for handel med gas på tværs af grænserne, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra e).

Forsyningstilsynet vil endvidere, hvor det er relevant, vurdere, om metoden til fastsættelse af ikke-transmissionstariffen opfylder kravene i gasforordningens artikel 17.

#### Tarifberegning og transparens

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif for socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra a) samt leve op til det generelle gennemsigtighedskrav i gasforordningens artikel 17, stk. 1. Det vil sige,

---

<sup>28</sup> I NC TAR nævnes artikel 13 i forordning (EF) nr. 715/2009, der er artikel 17 i forordning (EU) nr. 2024/1789

om metoden for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen giver netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen og fremskrive ikke-transmissionstariffen.

Det fremgår af Energinets anmeldelse, at ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen fastholdes som en uniform kapacitetstarif, og betales af samtlige brugere af systemet. Ikke-transmissionstariffen opkræves som følge af Gas TOs rådighed over kapaciteten i EP II-grenrørledningen, jf. rådhedsaftalen med Gasopstrøm. Tariffen beregnes og opkræves særskilt og offentliggøres på Energinets hjemmeside. Energinet redegør på deres hjemmeside<sup>29</sup> for tariffens størrelse, tarifgrundlag, forventede ændringer samt kapitalomkostninger og den anvendte beregningsmetode og anvendelse. Netbrugerne kan endvidere på Energinets hjemmeside finde oplysninger om det forventede tarifgrundlag for transmissions- og ikke-transmissionstariffen, hvor oplysningerne opdateres regelmæssigt.

Forsyningstilsynet vurderer, at metoden for fastsættelse af en ikke-transmissionstarif for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen giver netbrugerne mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcis fremskrivning af dem. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at Energinet tilstrækkeligt offentliggøre oplysninger om ikke-transmissionstariffen på Energinets hjemmeside, således at netbrugerne uden større problemer er i stand til at reproducere og fremskrive tariffen.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif for socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, litra a), og gasforordningens artikel 17 for så vidt angår kravet om gennemsigtighed.

#### Hensynet til faktiske omkostninger og systemets kompleksitet

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b), om at ikke-transmissionstariffen skal sigte mod at tage hensyn til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet. Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere, om Energinets anmeldte ikke-transmissionstariffen afspejler de faktiske omkostninger efter gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra b), og gasforordningens artikel 17, stk. 1, for så vidt angår, om Energinets anmeldte metode for fastlæggelsen af en ikke-transmissionstarif tager hensyn til de faktiske omkostninger og systemets kompleksitet.

Forsyningstilsynet vil i de følgende afsnit først vurdere, om metoden for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen tager hensyn til de faktiske omkostninger, og dernæst om den tager hensyn til systemets kompleksitet.

Forsyningstilsynet bemærker, at Gas TO betaler Gasopstrøm en pris for rådigheden over kapaciteten i EP II grenrørledningen. Prisen svarer ifølge tilsynets afgørelse om

---

<sup>29</sup> <https://en.energinet.dk/gas/tariffs-and-fees/current-tariffs/>

etablering af en fælles markedszone af 14. februar 2022 til omkostningerne ved investering og drift af EP II grenrørledningen med tillæg af en forrentning af den investerede kapital beregnet over rørledningens levetid.

Ikke-transmissionstariffen, der skal dække Gas TO betaling for rådigheden, fastsættes alene med udgangspunkt i den godkendte forrentning og den af Forsyningstilsynet fastsatte indtægtsrammeregulering, hvorved det sikres, at ikke-transmissionstariffen er omkostningsægte for hele varigheden af rådighedsaftalen mellem de to regnskabssegmenter Gas TO og Gasopstrøm. Forsyningstilsynet sikrer ved årlige afgørelser Energinets overholdelse af den økonomiske regulering. Ikke-transmissionstariffen afspejler derfor kun de omkostninger, der vedrører ikke-transmissionstjenesten, dvs. dækning af Gas TOs omkostninger til betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen.

Gas TO kan anmode Forsyningstilsynet om et tillæg i indtægtsrammen for den næste reguleringsperiode for at dække yderligere omkostninger eller investeringer, der måtte opstå i forbindelse med driften og vedligeholdelsen af EP II grenrørledningen. Det vil sige, yderligere omkostninger der ikke er inkluderet i omkostnings- og kapitalomkostningsloftet ved Forsyningstilsynets beregning af Energinets indtægtsramme. Forsyningstilsynet fører tilsyn med omkostningerne ved behandlingen af Energinets anmodning om tillæg i indtægtsrammen for den næste reguleringsperiode.

Denne regulering sikrer, at ikke-transmissionstariffen for socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen er underlagt samme kontrol og tilsyn, som gælder for transmissionstariffen ved fastlæggelsen af grundlaget for tariffberegningen for ikke-transmissionstariffen. Forsyningstilsynet vurderer, at ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen afspejler de faktiske omkostninger.

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen afspejler et omkostningsægte niveau. Forsyningstilsynet henviser afslutningsvis desuden til, at tilsynet i afsnittet "vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a)" allerede har vurderet, at den anmeldte ikke-transmissionstarif afspejler omkostningerne til ikke-transmissionstjenesten. Forsyningstilsynet finder dermed også, at den anmeldte ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17.

Energinet har anmeldt en uniform tarifmodel for ikke-transmissionstariffen for markedsadgangen til EP II grenrørledningen. Energinet bemærker, at gastransmissionssystemet består af få Entry- og Exitpunkter, dvs. at systemet er et relativt simpelt gastransmissionssystem.

Forsyningstilsynet vurderer, at fælleszonen og den tilhørende uniforme tarifering af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen understøtter et simpelt gastransmissionssystem, da gastransmissionssystemet består af få Entry- og Exitpunkter, og at netbrugere af EP II grenrørledningen dermed ikke skal betale for flere tariffer ved transport af gas, dvs. at man undgår såkaldt "tariff-pancaking".

Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at Energinets foreslåede ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen tager hensyn til systemets kompleksitet, da det

danske gastransmissionssystem er relativt simpelt og dermed undgår "tariff-pan-caking".

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at en uniform tarifiering af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, litra b). Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at den anmeldte ikke-transmissionstarif er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår kravet om, at tarifferne skal afspejle de faktiske omkostninger.

#### Sikre ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c). Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere, om Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif sikrer, at krydssubsidiering mellem netbrugerne undgås, samt at metoden anvendes på en ikkediskriminerende måde efter gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Det er Forsyningstilsynets forståelse, at kravene "ikke-forskelsbehandling" og "ikke-diskrimination" har samme definition. Overholdelse af kravene medfører, at alle netbrugere får adgang til tjenester på ensartede aftalevilkår for samme tjeneste, hvor ingen netbrugere får forrang eller særbehandling i forbindelse med tildeling af kapacitet.

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering af NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c) og gasforordningens artikel 17, stk. 1 for så vidt angår hensynet til at undgå unødigt krydssubsidiering samt at den anmeldte ikke-transmissionstarif anvendes på en ikkediskriminerende måde.

Forsyningstilsynet vil i nedenstående afsnit for det første foretage en vurdering af, om ikke-transmissionstariffen sikrer ikke-forskelsbehandling og dernæst, om den hindrer unødigt krydssubsidiering, herunder ved at tage hensyn til omkostningsfordelingsvurderingerne (CAA).

Forsyningstilsynet fandt, at der ikke forelå diskrimination, idet de eksisterende opstrømsrørledninger og EP II grenrørledningen ikke kunne betragtes som alternativer til hinanden, da rørledningerne transporterer gas fra forskellige produktionssteder.

Forsyningstilsynet lagde i afgørelsen af 14. februar 2022 vægt på, at adgangen til EP II-grenrørledningen forudsætter, at netbrugerne har adgang til det norske opstrømsrørsystem via den norske operatør, Gassco, imens adgangen til de eksisterende opstrømsrørledninger i Danmark forudsatte, at netbrugerne har adgang til det danske opstrømsrørsystem via Danish Offshore Gas Systems. De to systemer måtte derfor anses for vidt forskellige.

Den anmeldte ikke-transmissionstarif vil blive opkrævet uniformt og under samme vilkår for alle netbrugere i det danske gastransmissionssystem. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at metoden ikke indebærer forskelsbehandling, jf. NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c) samt gasforordningens artikel 17. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at alle netbrugere nyder gavn af tjenesten, og at alle netbrugere har samme adgang til køb af kapacitet i EP II grenrørledningen. Forsyningstilsynet henviser i den forbindelse til

afgørelsens afsnittene "Vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a)" og "Vurdering efter NC TARs artikel 4, stk. 4, 3. pkt.

Energinet har i det endelige høringsmateriale fremlagt CAA-værdier for den uniforme tarifmetode med og uden opstrømsmængder og -omkostninger. Det fremgår af nedenstående tabel 26, at CAA-værdierne er markant højere uden Baltic Pipe. Det fremgår desuden af tabellen, at CAA-resultaterne forbedres med ca. 6-7 procentpoint ved at inkludere socialisering af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen.

**TABEL 26 | BEREGNEDE CAA-VÆRDIER FOR REGULERINGSPERIODEN FOR HHV. MED OG UDEN OMKOSTNINGER OG AFSTAND RELATERET TIL EP II GRENRØRLEDNINGEN**

Sammenligningsindeks	Uniform tarif inkl. EP II grenrørledningen	Uniform tarif ekskl. EP II grenrørledningen
2027	12 pct.	18 pct.
2028	10 pct.	16 pct.
2029	6 pct.	13 pct.
2030	2 pct.	8 pct.
2031	1 pct.	7 pct.

Kilde: Energinet: "Endelig høring: Tarifmetodeanmeldelse" (2025)

Forsyningstilsynet vurderer, at dette indikerer, at krydssubsidieringen mellem systemterne og -eksterne netbrugere falder, når ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen indeholdes i CAA-beregningerne sammen med den uniforme transmissionstarif.

Forsyningstilsynet bemærker, at man skal være forsigtig med at sætte lighedstegn mellem størrelsen af CAA-værdierne og graden af krydssubsidiering, hvis der er en betydelig del af omkostningerne, der ikke er afstandsafhængige. Forsyningstilsynet henviser i den forbindelse til vurderingen af RPM, side 78. Forsyningstilsynet bemærker dog, at faldet i CAA-værdierne taler for socialisering af EP II grenrørledningens omkostninger.

Baseret på CAA-analyserne bidrager inklusionen af EP II grenrørledningen til at mindske graden af krydssubsidiering i det danske transmissionssystem.

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at Energinets anmeldte ikke-transmissionstarif hindrer unødigt krydssubsidiering efter NC TARs artikel 7, litra c) og gasforordningens artikel 17, stk. 1.

Forsyningstilsynet vurderer på baggrund af ovenstående, at Energinets metode for fastlæggelse af en ikke-transmissionstarif for socialisering af omkostningerne for rådig-

hed over kapacitet til EP II grenrørledningen tager hensyn til at sikre ikke-forskelsbehandling og hindrer unødigt krydssubsidiering i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, stk. 1, litra c) og gasforordningens artikel 17.

#### Sikre slutkunder mod betydelig volumenrisiko

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets metode for fastlæggelse af en ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med kravet i NC TARs artikel 7, litra d). Forsyningstilsynet skal således vurdere, om metoden for beregning af ikke-transmissionstariffen sikrer slutkunderne mod betydelig volumenrisiko, navnlig i forbindelse med transmission på tværs af et Entry- og Exit-system. Forsyningstilsynet forstår NC TARs artikel 7, litra d), således, at den anmeldte metode bør sikre slutkunderne imod øgede omkostninger ved f.eks. væsentligt lavere anvendelse af EP II grenrørledningen.

Forsyningstilsynet bemærker, at 80 pct. af kapaciteten på Baltic Pipe blev solgt som 15-årige kapacitetskontrakter ved Open Season 2017. Kapacitetskontrakterne løber i 15 år fra idriftsættelsen af Baltic Pipe, dvs. fra 2022 til 2037.

Forsyningstilsynet vurderer, at der ikke er væsentlig volumenrisiko for slutkunderne i det danske gastransmissionssystem, da de 15-årige kapacitetskontrakter løber længere end Energinets anmeldte reguleringsperiode fra 1. januar 2027 til og med 31. december 2031.

Forsyningstilsynet bemærker, at tilsynet ved brev af 19. november 2018<sup>30</sup> vejledende har meddelt Energinet, at Energinet ikke i betydelig grad kan overvælte strandede omkostninger og forøget risiko på de tvungne kunder, men at Energinet i stedet må få dækket disse omkostninger andre steder, f.eks. via egenkapitalen. Det fremgår ligeledes af brevet, at uforudsete straksafskrivninger af aktiver og afholdelse af dekommissioneringsomkostninger, f.eks. efter udløb af de indgåede 15-årige kapacitetskontrakter ved Open Season 2017, skal finansieres via egenkapitalen, og dermed ikke via tariffene hos netbrugerne.

Forsyningstilsynet gjorde i tilsynets afgørelse om delvis godkendelse af tarifmetode i det danske gastransmissionssystem af 12. maj 2022 opmærksom på, at de tidligere sager om etablering af den fælles markedszone og sammenhængen til tariferingen af rådigheden over kapacitet i EP II grenrørledningen indgår som et vigtigt element i vurderingen af markedsadgangen til EP II grenrørledningens gavn for eksisterende netbrugere af det danske gastransmissionssystem. Det er fortsat tilsynets vurdering, at gavnigheden af markedsadgangen til EP II grenrørledningen skal ses i sammenhængen med de tidligere sager.

Forsyningstilsynet vurderer på baggrund af ovenstående, at Energinets anmeldte metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, litra d).

---

<sup>30</sup> Forsyningstilsynets brev til Energinet af 19. november 2018: "Risikoafdækning i forhold til Baltic Pipe Projektet"

### Sikre ikke-konkurrenceforvridende handel med gas

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets metode for fastlæggelse af en ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen tager hensyn til at sikre, at de resulterende referencepriser ikke er konkurrenceforvridende for handel med gas på tværs af grænser efter NC TARs artikel 7, litra e). Forsyningstilsynet skal endvidere vurdere om metoden bidrager til effektiv handel og konkurrence samt ikke begrænser markedslikviditeten eller skaber skævheder i den grænseoverskridende handel efter gasforordningens artikel 17.

Forsyningstilsynet vil i dette afsnit foretage en samlet vurdering efter NC TARs artikel 7, stk. 1, litra e) og gasforordningens artikel 17, stk. 1.

ACER lægger i sin ikke-bindende analyse særlig vægt på, at manglende økonomiske regulering er forvridende for handelen på tværs af grænser. Forsyningstilsynet har ovenfor i afsnittet "Vurdering af RPM" redegjort for, hvorledes omkostningerne i EP II grenrørledningen er reguleret.

Forsyningstilsynet bemærker ydermere, at Energinet ikke har modtaget høringsvar angående dette emne. Forsyningstilsynet vurderer derved, at de danske netbrugere med en vis sandsynlighed ikke finder en socialisering af omkostningerne i forbindelse med EP II grenrørledningen for konkurrenceforvridende for handelen på tværs af grænserne. Forsyningstilsynet har herefter ikke grundlag for at anfægte Energinets vurdering af, at det Energinets metode for fastlæggelse af en ikke-transmissionstarif for EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7, litra e).

Forsyningstilsynet finder, at inklusionen af opstrømsrørledningen i den fælles markedszone, herunder markedsadgangen til både det norske eksportmarked og det polske marked, fremmer handelen med gas på tværs af grænserne og sikrer et mere effektivt dansk gasmarked med større likviditet. Forsyningstilsynet anser dermed også Energinets metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen for at være i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17.

Forsyningstilsynet finder dertil, at inklusionen af opstrømsrørledningen i den fælles markedszone, herunder markedsadgangen til både det norske eksportmarked og det polske marked, fremmer handelen med gas på tværs af grænserne og sikrer et mere effektivt dansk gasmarked med større likviditet. Forsyningstilsynet anser dermed også, at Energinets metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med gasforordningens artikel 17.

### *ORLENs høringssvar*

ORLEN har i sit høringssvar til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse anført, at Forsyningstilsynet mangler det fornødne lovgrundlag til at fastlægge den tilladte indtægt og forrentning for den ikke-transmissionsydelse, der vedrører EP II grenrørledningen. Forsyningstilsynet kan derfor ikke sikre, at ikke-transmissionstariffen underlægges samme kontrol og gennemsigtighed som transmissionstariffen. ORLEN påpeger, at

hverken gasforsyningsloven eller de tilhørende bekendtgørelser giver Forsyningstilsynet denne beføjelse. ORLEN vurderer derfor, at tarifmetoden ikke bør godkendes for ikke-transmissionsydelsen, da ydelsen ikke opfylder NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a) og artikel 7. ORLEN bemærker desuden, at tilsynet ikke tilstrækkeligt har begrundet, hvordan ikke-transmissionsydelsen opfylder kravene om særskilt regulatorisk konto og overholdelse af transparensforpligtelserne efter gasforordningens artikel 19.

Forsyningstilsynet bemærker, at tilsynet ved afgørelse af 14. februar 2022 vedrørende etablering af en fælles markedszone godkendte en mekanisme for en fordeling af indtægter under hhv. forhandlet og reguleret adgang samt en metode for regulering af under- og overdækning af tarifindtægter. Rådighedsaftalen mellem Gas TO og Gasopstrøm giver Gas TO rådighed over kapaciteten i EP II grenrørledningen mod betaling svarende til omkostningerne ved investering og drift af rørledningen med tillæg af en forrentning af den investerede kapital beregnet over rørledningens levetid.

Ikke-transmissionstariffen fastsættes med udgangspunkt i den godkendte forrentning og indtægtsrammereguleringen, hvilket sikrer, at tariffen er omkostningsægte for hele varigheden af rådighedsaftalen. Forsyningstilsynet sikrer ved årlige afgørelser Energisnets overholdelse heraf, og Gas TO kan anmode om et tillæg i indtægtsrammen for den næste reguleringsperiode til dækning af yderligere omkostninger ved driften og vedligeholdelsen af EP II-grenrørledningen. Forsyningstilsynet henviser til afsnittet "Den gældende tarifmetode" for en nærmere redegørelse for forholdet mellem Gas TO og Gasopstrøm, og hvordan tilsynet sikrer, at ikke-transmissionstariffen afspejler nødvendige omkostninger og et nødvendigt kapitalafkast, der vedrører ikke-transmissions-tjenesten.

Forsyningstilsynet bemærker yderligere, at iht. gasforordningens artikel 19, stk. 1, skal oplysninger om tilladte eller tilstræbte indtægter omhandlet i gasforordningens bilag 1 offentliggøres. Forsyningstilsynet bemærker i forlængelse heraf, at Gas TOs anmodning om tillæg for rådighedsaftalens betaling senest blev vurderet i afgørelse om indtægtsramme for 2023 af 21. marts 2025.<sup>31</sup> Heri træffer Forsyningstilsynet afgørelse om størrelsen af tillægget til indtægtsrammen, dvs. grundlaget for ikke-transmissionstariffen. Afgørelsen indeholder således de oplysninger, der danner grundlag for ikke-transmissionstariffen fastsættelse, og som skal offentliggøres iht. til artikel 19. Ligeledes sikrer Forsyningstilsynet, at ikke-transmissionstariffen underlægges samme kontrol og gennemsigtighed som transmissionstariffen.

Forsyningstilsynet finder ikke anledning til i nærværende afgørelse at tage stilling til spørgsmålet om lovgrundlaget for fastsættelse af forrentnings- og gældssatsen for ikke-transmissionsydelsen, idet dette spørgsmål henhører under og bliver behandlet i tilsynets særskilte afgørelser herom, navnlig afgørelser om forrentnings-sats for transmissionssystemejerens egenkapital og indtægtsramme for transmissionssystemejer. Forsyningstilsynet bemærker, at tarifmetoden er fastsat inden for de retlige rammer, der følger af NC TAR og gasforordningen, og at ORLENs indsigelser vedrørende lovgrundlaget ikke kan føre til, at godkendelsen af tarifmetoden nægtes eller begrænses.

---

<sup>31</sup> [Afgørelse om indtægtsramme for GAS-TO 2023](#)

### *Samlet vurdering af socialisering af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen*

Forsyningstilsynet vurderer samlet set, at Energinets metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen kan godkendes, og at socialiseringen af omkostninger for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er til gavn for alle netbrugere efter NC TARs artikel 4, stk. 4.

Forsyningstilsynet vurderer ligeledes, at Energinets metode for fastlæggelse af ikke-transmissionstariffen for betaling for rådighed over kapacitet i EP II grenrørledningen er i overensstemmelse med NC TARs artikel 7. Forsyningstilsynet har herved navnlig lagt vægt på, at Baltic Pipe-projektet, som EP II grenrørledningen er en væsentlig del af, medfører markant forøgede gasstrømmængder i det danske transmissionssystem, hvilket bidrager til lavere enhedstariffer for alle netbrugere set i forhold til et scenarie uden Baltic Pipe.

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at denne vurdering skal ses i sammenhæng med den historiske udvikling i sagen om Baltic Pipe og fælleszonen. Forsyningstilsynet finder således en begrundet sammenhæng mellem de lavere enhedstariffer, de nye gasstrømmængder, investeringsbeslutningen for Baltic Pipe-projektet og den anmeldte tarifmetode.

### **Vurdering af nødforsyningstarif**

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets anmeldte videreførelse af beregningsmetoden for nødforsyningstariffen for beskyttede og ikke-beskyttede kunder, ændringen i omkostningsfordelingen mellem beskyttede og ikke-beskyttede kunder og videreførelse af ex post metoden, såfremt der er overskydende gas til ikke-beskyttede kunder, falder inden for reglerne i NC TARs artikel 4, stk. 4, der vedrører opkrævning af ikke-transmissionstariffer for ikke-transmissionstjenester. Energinet har desuden anmeldt, at metoderne for fastlæggelse af nødforsyningstariffen for de beskyttede og ikke-beskyttede gaskunder skal gælde fra 1. oktober 2027 til og med 30. september 2032.

Ikke-transmissionstariffer er gebyrer, som netbrugere betaler for ikke-transmissionstjenester leveret af transmissionssystemoperatøren, jf. NC TARs artikel 3, nr. 13). Ikke-transmissionstjenester omfatter alle regulerede tjenester, der ikke er transmissionstjenester og ikke reguleres af NC BAL<sup>32</sup>, jf. NC TARs artikel 3, nr. 15). Indtægter fra ikke-transmissionstjenester er den del af den tilladte eller forventede indtægt, der stammer fra disse tariffer, jf. NC TARs artikel 3, nr. 4).

Ifølge NC TARs artikel 4, stk. 4, litra a) skal der foretages en vurdering af, om tarifferne afspejler omkostningerne og er ikke-diskriminerende, objektive og gennemskuelige. Herudover følger det af NC TARs artikel 4, stk. 4, litra b), at bestemmelsen kun er relevant, såfremt tarifferne opkræves hos dem, der nyder godt af en given ikke-transmissionstjeneste.

---

<sup>32</sup> Europa-Kommissionens forordning (EU) Nr. 312/2014 af 26. marts 2014 om en netregel for balanceering af gastransmissionsnet

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at nødforsyningstariffer ikke er en del af transmissionstarifferne, eftersom tarifferne dækker omkostninger til bl.a. indkøb af gas, som kan stilles til rådighed for primært beskyttede men også ikke-beskyttede gaskunder, såfremt der skulle opstå en forsyningskrise. Nødforsyningstariffen opkræves hos slutbrugerne. I praksis foregår det ved, at Energinet fakturerer distributionssystemoperatøren i Danmark, Evida, for udgifter til nødforsyning, som herefter sender regningen videre til slutbrugerne.

Forsyningstilsynet har i tidligere tarifafgørelser godkendt Energinets anmeldte nødforsyningsmetode, herunder i Forsyningstilsynets seneste tarifafgørelse af 12. maj 2022 samt afgørelser af 30. september 2022 og 24. september 2024. I disse afgørelser vurderede tilsynet, at nødforsyningsydelsen skulle anses for en ikke-transmissionstjeneste, og at metoden for nødforsyningstariffen skulle vurderes i henhold til reglerne i artikel 4, stk. 4, i NC TAR. Dette skyldtes, at Energinet køber nødforsyning på markedsbaserede vilkår (auktion), som leveres til gaskunder i nødsituationer. Det fremgår af tidligere afgørelser, at ACERs vurdering af disse metoder ligeledes tog afsæt i artikel 4, stk. 4 i NC TAR.<sup>33</sup>

ACER har imidlertid i forbindelse med høringen over nærværende tarifmetode med henvisning til NC TARs artikel 27, stk. 2, nr. 3), vurderet at nødforsyningstariffen ikke er omfattet af NC TARs anvendelsesområde. ACER bemærker, at ikke-transmissionstariffer i henhold til NC TARs artikel 3, nr. 13) er defineret som de gebyrer, der skal betales af netbrugerne for de leverede ikke-transmissionstjenester. Det er ACERs forståelse, baseret på Energinets materiale i endelig høring, at det er slutbrugerne, der skal betale for nødforsyningstariffen. ACER anbefaler på den baggrund, at Forsyningstilsynet foretager en fornyet vurdering af, om afgørelsen vedrørende metoden for nødforsyningstariffer bør træffes efter et andet regelsæt end NC TAR.

Forsyningstilsynet bemærker, at NC TARs artikel 4, stk. 4, omfatter ikke-transmissionstariffer, der er defineret i NC TARs artikel 3, nr. 13) som de gebyrer, der skal betales af netbrugerne for de leverede ikke-transmissionstjenester. NC TARs artikel 3, nr. 15), definerer ikke-transmissionstjenester, som andre regulerede tjenester end transmissionstjenester og balancerings-tjenester.

Nødforsyningstariffer dækker Energinets nødvendige omkostninger til nødforsyning af slutbrugere. Energinet yder ikke nødforsyning til netbrugere. Energinets opkrævning af tariffer for nødforsyning indebærer, at nødforsyningstariffer ikke betales af netbrugere, men derimod af slutbrugere.

Forsyningstilsynet er enig i ACERs fortolkning af NC TARs artikel 3, nr. 13).

---

<sup>33</sup> ACERs havde imidlertid en række bemærkninger til metoden, som Forsyningstilsynet ikke nåede at få afklaret med Energinet, inden Forsyningstilsynet traf tarifafgørelsen den 12. maj 2022. Forsyningstilsynet godkendte efterfølgende den 30. september 2022, på baggrund af en fornyet anmeldelse fra Energinet, en særskilt metode til fastsættelse af nødforsyningstariffen for ikke-beskyttede gaskunder. Sidstnævnte afgørelse var imidlertid tidsbegrænset til to år. Forsyningstilsynet traf efterfølgende den 24. september 2024 en opfølgende afgørelse om fastsættelse af nødforsyningstariffen for ikke-beskyttede gaskunder, som er gældende frem til 30. september 2027.

Forsyningstilsynet vurderer, at nødforsyningstarifferne ikke kan anses for ikke-transmissionstariffer i NC TARs artikel 3, nr. 13)s forstand, og således ikke er omfattet af NC TARs artikel 4, stk. 4.

Forsyningstilsynet afviser på den baggrund at godkende Energinets metode for fastlæggelse af nødforsyningstariffen i nærværende afgørelse. Forsyningstilsynet tager som følge heraf ligeledes ikke stilling til den anmeldte reguleringsperiode for metoden for fastlæggelse af nødforsyningstariffen.

Forsyningstilsynet finder, at Energinets høringsbemærkninger om, at tilsynet har de fornødne oplysninger til at træffe en særskilt afgørelse om nødforsyningstariffen, og at der i markedet er en forventning om processens forløb, ikke giver anledning til at ændrer tilsynets vurdering.

Forsyningstilsynet bemærker, at tilsynet den 24. september 2024 har truffet afgørelse om godkendelse af en særskilt metode for fastsættelse af nødforsyningstariffen for ikke-beskyttede kunder. Metoden er fortsat gældende frem til 30. september 2027, som anført i afgørelsen af 24. september 2024.

### **Vurdering af 100 pct. lagerrabat på transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt**

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, hvorvidt Energinet kan anvende en lagerrabat på 100 pct. på transmissionstariffer ved Entry- fra og Exitpunkter til naturgaslagrene, dvs. ved det virtuelle lagerpunkt i Energinets markedsmode.

Det følger af gasforordningens artikel 17, stk. 1, at tariffer for adgang til transmissions-systemet for naturgas skal være omkostningsbaserede, gennemsigtige og ikke-diskriminerende, samtidig med at de understøtter konkurrence, investeringer og fri handel på tværs af transmissionsystemer.

Det følger dog af gasforordningens artikel 17, stk. 3, 2. pkt., at fra den 1. januar 2026 kan Forsyningstilsynet anvende en rabat på op til 100 pct. på kapacitetsbaserede transmissionstariffer ved Entrypunkter fra og Exitpunkter til underjordiske naturgaslagerfaciliteter med det formål at øge forsyningssikkerheden. Forsyningstilsynet skal i hver reguleringsperiode tage tarifrabatten og dens bidrag til forsyningssikkerheden op til fornyet overvejelse i forbindelse med den periodiske høring efter NC TARs artikel 26.

Forsyningstilsynet bemærker, at en 100 pct. tarifrabat til og fra det virtuelle lagerpunkt medfører, at omkostninger, der knytter sig til transmission til og fra det virtuelle lagerpunkt for lagerfaciliteterne i Stenlille og Lille Torup, ikke vil blive dækket af brugere af lagerfaciliteterne. Derved skal Energinet dække omkostningerne gennem de øvrige transmissionstariffer, som betales af alle brugere af nettet.

Forsyningstilsynet godkendte ved afgørelse af 17. juni 2025,<sup>34</sup> at Energinet kan anvende en 100 pct. tarifrabat til og fra det virtuelle lagerpunkt, som er netbrugernes adgang til gaslagerfaciliteterne i hhv. Stenlille og Lille Torup. Forsyningstilsynet har ligeledes i tidligere afgørelser siden 2004, herunder i tarifmetodeafgørelsen af 12. maj 2022, godkendt, at Energinet kan anvende en 100 pct. tarifrabat til og fra det virtuelle lagerpunkt.

Forsyningstilsynet vurderer indledningsvist, at gasforordningens artikel 17, stk. 3, rummer muligheden for også at anvende rabatter for ikke-transmissionstariffen. Ikke-transmissionstariffen er socialiseret, hvorfor den som udgangspunkt også skal opkræves for Entry- og Exitpunkter til og fra lagerfaciliteterne på lige fod med transmissionstariffen. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at formålet med artikel 17, stk. 3, er at fremme adgangen til gaslagre, hvis det øger forsyningssikkerheden. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at gasforordningens artikel 17, stk. 3 ikke bør fortolkes indsnævrende til kun at omfatte en del af tarifstrukturen. Bestemmelsen skal derimod gælde for tariffer generelt, herunder også ikke-transmissionstariffer som opkræves ved Entry- og Exitpunkter til gaslagre, såfremt det vurderes, at tarifrabatten er fremmende for forsyningssikkerheden. Hvis der således gives rabat på transmissionstariffen, fordi rabatten bidrager til forsyningssikkerheden, men ikke gives rabat på ikke-transmissionstariffen, udhules førstnævnte rabats bidrag til forsyningssikkerheden. Forsyningstilsynet lægger til grund, at dette må formodes ikke at være intentionen med gasforordningens artikel 17, stk. 3. Forsyningstilsynet bemærker afslutningsvis, at det virtuelle adgangspunkt til gaslagrene har status af et internt systempunkt, og der har ikke siden den fulde åbning af gask markedet i 2004 været opkrævet transporttarif til lagerpunktet. Forsyningstilsynet henviser i øvrigt til princippet i NC TARs præambelbetragtning 4, hvor det fremgår, at for at undgå dobbeltbetaling for transmission til og fra lagerfaciliteter bør forordningen fastsætte en mindsterabat, der anerkender lagerfaciliteternes bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerhed.

Forsyningstilsynet vil på den baggrund i det følgende vurdere tarifrabatten for transmissions- og ikke-transmissionstariffens bidrag til forsyningssikkerheden efter gasforordningens artikel 17, stk. 3.

Forsyningstilsynet bemærker, at begrebet forsyningssikkerhed ikke er defineret i hverken gasforordningen eller NC TAR. Forsyningstilsynets vurdering af rabattens bidrag til forsyningssikkerheden følger derfor af gasforsyningslovens § 6, nr. 11), der definerer forsyningssikkerhed som sandsynligheden for, at der er den tilstrækkelige mængde gas til rådighed, tilstrækkelig kapacitet og den nødvendige operationelle funktionalitet i gassystemet til at sikre fuld forsyning af alle danske gasforbrugere. Gassystemet omfatter ligeledes lagerfaciliteter, jf. gasforsyningslovens § 6, nr. 29). Graden af gasforsyningssikkerhed afhænger derfor af, hvor meget gas der til enhver tid er til rådighed for gasforbrugere, hvilket ligeledes fremhæves i Energistyrelsens nød- og handlingsplan for 2023-2027.<sup>35</sup>

---

<sup>34</sup> [Afgørelse om opretholdelse af rabat på transmissionstariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt i Energinets gask markedetsmodel iht. artikel 17, stk. 3 i gask markedetsforordningen \(EU\) 2024/1789](#)

<sup>35</sup> <https://ens.dk/forsyning-og-forbrug/forsyningssikkerhed-gas>

Gasforbruget varierer i løbet af kalenderåret, hvor forbruget er særligt højt i vinterhalvåret, hvor en stor andel af gassen anvendes til opvarmningsformål. Det er som beskrevet i sagsfremstillingen et almindeligt mønster for brugen af gaslagrene, at netbrugene køber gas, når den er billig i sommermånederne, lagrer gassen, og sælger den med fortløbet, når den er dyr i vintermånederne, hvor gasforbruget er højt.

Forskellen mellem gasprisen om vinteren og om sommeren er det såkaldte summer-vinter-spread (SW-spread). Netbrugernes incitament til at købe gas og gaslagerkapacitet afhænger af størrelsen på SW-spreadet samt omkostningerne ved at lagre gassen frem til vinterhalvåret. Såfremt SW-spreadet fratrukket udgifterne til lagerkapacitet er positivt, er der alt andet lige incitament til at købe lagerkapacitet.

Ifølge figur 5 i sagsfremstillingen er SW-spreadet i de senere år blevet mindre, hvilket reelt betyder, at prisforskellen mellem sommer- og vintergaspriserne har været mindre end selv de billigste lagerprodukter. Der kan være flere årsager til et lille SW-spread, herunder at reguleringsmæssige krav om at opnå bestemte lagerfyldningsmål kan føre til en unaturligt høj gasefterspørgsel i sommermånederne, hvilket øger sommergasprisen. Uagtet hvad der er den bagvedliggende årsag til det lave SW-spread, så har det bevirket, at efterspørgslen efter lagerkapacitet kun udgør omkring 1,4 TWh<sup>36</sup> for lageråret 2025, hvilket er 75 pct. lavere end den lagerkapacitet, som blev efterspurgt i lageråret 2024.

Forsyningstilsynet vurderer på baggrund af udviklingen i SW-spreadet og den faldende efterspørgsel efter lagerkapacitet, at der er en stærk positiv korrelation mellem SW-spreadet og efterspørgslen efter lagerkapacitet.

Forsyningstilsynet bemærker, at såfremt rabatten helt eller delvist bortfalder, vil det yderligere reducere incitamentet til at udnytte gaslagrene til gavn for forsyningssikkerheden, eftersom netbrugene i så fald skal indregne omkostningerne til den kapacitetsbaserede transmissionstarif ved Entrypunkter fra og Exitpunkter til naturgaslagrene i deres økonomiske kalkule. Jo større rabat, jo større incitament vil der alt andet lige være for netbrugere til at købe og lagre gas i sommerhalvåret. Energinet illustrerer således i tabel 17, at såfremt rabatten kun anvendes delvist (50 pct.), vil det gøre det markant dyrere at lagre gas, hvilket vil medføre, at incitamentet til at lagre gas mindskes. For at øge anvendelsen af gaslagrene og dermed gasforsyningssikkerheden i Danmark mest muligt, skal tarifrabatten til og fra det virtuelle lagerpunkt være størst muligt.

Forsyningstilsynet bemærker, at det er en forudsætning for at kunne opretholde gasforsyningen længst muligt under en europæisk gasforsyningskrise, at der er en høj fyldningsgrad i gaslagrene. Som det fremgår ovenfor, forudsætter en markedsbaseret fyldning af gaslagrene, at netbrugene har incitament til at anvende gaslagrene. Dette incitament fremmes ved at holde lagerkundernes omkostninger på et så lavt niveau som muligt. Forsyningstilsynet vurderer, at jo større rabat, des større incitament har netbrugene alt andet lige til at bruge gaslagrene. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at

---

<sup>36</sup> Dette skal sammenholdes med en samlet lagerkapacitet på omkring 10 TWh.

den størst mulige forsyningssikkerhed opnås ved at anvende en 100 pct. rabat på transmissionstariffen og ikke-transmissionstariffen til og fra naturgaslagrene.

ORLEN anfører i sit høringssvar til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse, at den fastsatte lagerrabat på 100 pct. ikke er tilstrækkeligt begrundet og bør reduceres. ORLEN begrundet dette med, at en 100 pct. rabat efter selskabets opfattelse ikke er i overensstemmelse med proportionalitetskravet i gasforordningens artikel 17, stk. 3.

ORLEN's fortolkning af bestemmelsen indebærer, at Forsyningstilsynet ved fastsættelsen af rabatten skal foretage en proportionalitetsvurdering, som afvejer de forskellige hensyn om forsyningssikkerhed, omkostningsægthed og undgåelse af ikke-hensigtsmæssig krydssubsidiering mellem alle systembrugere og lagerkunderne.

Forsyningstilsynet er enig med ORLEN i, at tilsynets vurdering af tarifrabatter skal ske med afsæt i kravene i gasforordningens artikel 17, stk. 3, andet afsnit, som giver de regulerende myndigheder mulighed for at anvende en rabat på op til 100 pct. med det formål at øge forsyningssikkerheden. Forsyningstilsynet vurderer, at bestemmelsen ikke giver tilsynet hjemmel til at inddrage øvrige hensyn, når den skal fastsætte rabatens størrelse. Forsyningstilsynet har på den baggrund foretaget en vurdering af rabatens bidrag til forsyningssikkerhed.

Forsyningstilsynet vurderer samlet, at Energinet fortsat kan anvende en 100 pct. rabat på transmissionstariffen og ikke-transmissionstariffen til og fra det virtuelle lagerpunkt.

## Offentliggørelse af afgørelsen

Denne afgørelse vil blive offentliggjort på Forsyningstilsynets afgørelsesdatabase, jf. NC TARs artikel 27, stk. 4, og gasforsyningslovens § 42 b.

Offentliggørelsen kan omfatte navnene på den eller de virksomheder, der er adressater for afgørelsen, når offentliggørelsen skønnes at være af almen interesse for offentligheden, medmindre dette vil medføre uforholdsmæssig stor skade for virksomhederne m.v., jf. gasforsyningslovens § 42 b, 2. pkt. Det er Forsyningstilsynets skøn, at offentliggørelsen af navnet på Energinet Gastransmission A/S i denne sag vil være af almen interesse at offentliggørelse sker.

## Klagevejledning

### Klag via klageportalen

Afgørelser fra Forsyningstilsynet kan påklages til Energiklagenævnet via Klageportalen i Nævnenes Hus på [kpo.naevneneshus.dk](https://kpo.naevneneshus.dk), som tilgås gennem borger.dk eller virk.dk med MitID. Klagen skal indgives senest fire uger efter afgørelsen er meddelt. Klagen anses som indgivet, når den er tilgængelig for Forsyningstilsynet i klageportalen. Kvittering fremsendes ved korrekt indgivelse.

Klagen behandles først af Forsyningstilsynet med henblik på genvurdering af den påklagede afgørelse. Fastholder Forsyningstilsynet afgørelsen, så videresendes klagen automatisk til Energiklagenævnet.

**Automatisk fritagelse for klageportalen**

Klagere, der automatisk er fritaget fra Digital Post, er også fritaget for brug af klageportalen og kan indsende klagen på anden måde, f.eks. via e-mail til [post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk) eller med brevpost til: Forsyningstilsynet, Torvegade 10, 3300 Frederiksværk. Klagen skal indgives senest fire uger efter afgørelsen er meddelt.

**Anmodning om fritagelse for klageportalen**

Energiklagenævnet afviser som udgangspunkt en klage, der er indgivet uden om klageportalen, medmindre fritagelse på forhånd er givet af Energiklagenævnet. Klagere, der ikke automatisk er fritaget fra Digital Post, kan anmode Energiklagenævnet om fritagelse for brug af klageportalen ved at sende en begrundet anmodning via mail på [ekn@naevneneshus.dk](mailto:ekn@naevneneshus.dk). Klageren skal samtidig orientere Forsyningstilsynet om klagen.

Yderligere vejledning om anmodning om fritagelse fra at bruge klageportalen fremgår på Energiklagenævnets hjemmeside [Energiklagenævnet](#) eller kontakt Energiklagenævnet på tlf.: 72 40 56 00 eller via mail.

**Reglerne om klage**

Reglerne om klage fremgår af § 51 i [lovbekendtgørelse nr. 1286 af 3. november 2025 om gasforsyning](#) og af § 15 og § 17 i lov om Energiklagenævnet, jf. [lov nr. 468 af 14. maj 2025 om Energiklagenævnet](#).

Med venlig hilsen

Carsten Smidt  
Direktør