



HØRINGSUDKAST

8. april 2019
Engros & Transmission
18/20253

Godkendelse af ny tarifmetode for det danske transmissionssystem (NC TAR godkendelse)

RESUMÉ

I denne sag skal Forsyningstilsynet tage stilling til, om den anmeldte tarifmetode fra Energinet GAS TSO kan godkendes. Energinet har i december 2018 anmeldt det samlede metodiske grundlag for fastsættelse af tarifferne. Baggrunden er at alle medlemsstater i EU senest den 31. maj 2019 skal have godkendt en tarifmetode, der er i overensstemmelse med Kommissionens forordning (2017/460) om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (herefter omtalt NC TAR).

Energinets tarifmetode skal gælde fra 1. oktober 2019, hvilket falder sammen med en ekstraordinær periode for det danske gasmarked med store ændringer i de gasmængder, der føres gennem transmissionssystemet. Det skyldes dels at Tyra-plattformen, der leverer størstedelen af gassen til det danske marked, skal genopbygges. Hertil kommer at Baltic Pipe forbindelsen kommer til transportere meget store gasmængder fra de norske opstrømsrør i Nordsøen gennem det danske transmissionssystem og videre til Polen. Den forventes at blive sat i drift den 1. oktober 2022.

Energinet har anmeldt:

- En uniform allokeringemetode for kapacitetstariffer, dvs. ens kapacitetstariffer i alle transmissionssystemets entry-exit punkter.
- En opdeling af transmissionstariffen i en kapacitetsandel og en volumenandel. Opdelingen afspejler Energinets kapitalomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX), dog således at volumenandelen højst kan udgøre 40 pct. af de samlede omkostninger.
- En 100 pct. rabat på transmissionstariffen til og fra det danske virtuelle lagerpunkt.
- En rabat på kapacitetstariffen for lange kapacitetskontrakter på 5 år eller derover på mellem 5-10 pct. afhængig af kontraktens varighed. Jo længere kontrakt, jo mere rabat.

Derudover har Energinet også anmeldt en fastholdelse af Energinets gældende multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter under 1 år og fastholdelse af Energinets ikke-transmissionstariffer, hvor den væsentligste heraf er nødtariffen, som danske forbrugere betaler for Energinets varetagelse af forsyningssikkerheden.

Energinet har drøftet tarifmetoden med markedets aktører, og Energinet har i flere omgange haft metoden i høring i markedet – senest ved Energinets endelige høring

FORSYNINGSTILSYNET
Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

(*Final Consultation*), hvor Energinet har haft hele metodeforslaget (*Final Consultation Document*) i høring. Der er generel opbakning fra markedets aktører til Energinets tarifmetode.

Hovedelementerne i NC TAR er, at transmissionstariffer primært skal opkræves som kapacitetstariffer, og at der skal fastsættes en Reference Pris Metode (RPM), der definerer allokeringen af kapacitetstarifferne på de enkelte entry-exit punkter i systemet. Endvidere beskriver NC TAR en basis RPM: Capacity Weighted Distance allokering-metode (CWD). Med CWD allokeres omkostningerne på det enkelte entry- og exit-punkt i forhold til både afstand og andelen af forventede kapacitetsreservationer. Hvis CWD-metoden ikke vælges, skal den valgte RPM i det mindste sammenlignes med CWD og den valgte RPM skal også vurderes i forhold til graden af krydssubsidiering mellem systemintern transport og systemekstern transport i en såkaldt Cost Allocation Assessment (CAA). NC TAR fastsætter endvidere, at der som minimum skal gives en rabat på tarifferne til lagerpunkter på 50 pct. på kapacitetstariffen, og endelig skal volumentariffen være ens i alle entry-punkter og i alle exit-punkter.

Det fremgår af NC TAR, at ACER skal lave en analyse af de nationale forslag til tarifmetoder, og i den proces har ACER analyseret Energinets anmeldte tarifmetode. ACER anerkender i sin analyse, at en uniform tarifmetode teoretisk set er robust. ACER anbefaler, at Forsyningstilsynet i sin afgørelse om Energinets tarifmetode fastsætter den periode, tarifmetoden skal gælde for og uddyber, hvorfor en uniform RPM er mere robust end CWD samt analyserer de effekter som forskellige valg af RPM har på niveauet af krydssubsidiering. ACER anbefaler også, at der foretages en vurdering af, om der er en stærk sammenhæng mellem OPEX og mængden af gasflow og at den volumenbaserede tarif reduceres, hvis dette ikke er tilfældet. Endelig peger ACER på, at der bør fastsættes den samme volumentarif for alle exit-punkter, inkl. exit-punkter til lager, og at der inkluderes en vurdering af, om Energinets ikke-transmissionstariffer (bl.a. nødtariffen) er i overensstemmelse med NC TAR.

Den uniforme RPM: Energinet har anmeldt en uniform allokering af omkostningerne i kapacitetstarifferne. Det betyder, at kapacitetstarifferne er ens i systemets entry- og exitpunkter. Energinet begrundet den anmeldte metode med, at en uniform allokering af kapacitetstariffer er robust i forhold til ændringer i mængder og flowmønstre og at den uniforme metode giver et mere transparent prissignal sammenlignet med CWD. Energinet peger også på, at afstande kun i begrænset udstrækning er en reel cost-driver for omkostningerne i det danske transmissionssystem, og at alle brugere af det danske transmissionssystem har fordel af Baltic Pipe, da markant forøgede gasmængder reducerer det generelle tarifniveau i systemet, og at det er rimeligt, at såvel omkostninger som fordelene (lavere tariffer) bliver fordelt mellem nye og eksisterende systembrugere via uniforme kapacitetstariffer (reduktion i tarifferne bliver via uniform tarifering allokert på alle punkter i systemet – dermed "rammer" det både nye og eksisterende brugere af systemet). Energinet finder også, at den uniforme tarifmetode er bedre til at fremme effektiv gashandel og konkurrencen på gashandelen.

Energinet har foretaget en beregning af, hvordan tarifferne ville udvikle sig efter CWD-metoden. Tarifferne fastsat efter CWD-metoden resulterer i en forholdsvis høj grad af differentiering af tarifferne på entry-exit punkterne i det danske transmissionssystem. Energinet har endvidere beregnet CAA-værdier for den uniforme metode og CWD

metoden. Baseret på CAA-resultaterne finder Energinet, at uniforme kapacitetstariffer resulterer i en samlet set lavere grad af krydssubsidiering mellem de systeminterne som de systemeksterne brugere af systemet end CWD metoden. Den uniforme tarifmetode er ifølge Energinet også mere robust over for ændringer i omkostningsbasen og flowmønstre, efter Tyra-nedlukningsperioden og når Baltic Pipe idriftsættes.

Kapacitets- og volumensplit og volumentariffen: Energinet har anmeldt, at transmissionstariffen opdeles i kapacitetsandel og en volumenandel, hvor opdelingen afspejler Energinets kapitalomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX), dog således at volumenandelen højst kan udgøre 40 pct. af de samlede omkostninger (TOTEX). Volumentariffen beregnes på grundlag af de *forventede fremtidige mængder* i systemet (og ikke historiske), og opkræves for gasmængder i exit-punkterne. Energinet finder, at en relativt høj volumentarif fremmer fleksibel anvendelse af systemet samt understøtter tilførsel af bionaturgas og samspillet med vedvarende energikilder generelt. Energinet angiver, at når der er rigelig ledig kapacitet i systemet er det ikke nødvendigt med en høj kapacitetstarif til at signalere knaphed på kapacitet. De direkte målbare variable OPEX er omkring 8 pct., men Energinets nuværende datagrundlag udgør et usikkert grundlag for en præcis fastsættelse af de variable omkostninger. De variable OPEX er derfor forventeligt større end 8 pct. Beregninger indikerer endvidere, at transportkunder med forskellig loadfaktor bliver ramt forskelligt af kapacitet- og volumensplittet, og at ændringer fører til en omfordeling mellem transportkunderne. En tarifstruktur bør efter Energinets opfattelse understøtte en bred og diversificeret adgang til systemet med henblik på at tilgodese forskellige typer af transportkunder, producenter og forbrugere. Samlet set er det Energinets anbefaling, at det nuværende split fastholdes i en periode, især under Tyra-nedlukningen, parallelt med at Energinet indleder en dialog med markedsaktørerne om, hvad en højere kapacitetstarif har af effekt på markedet.

100 pct. rabat på den samlede transporttarif til lager: Energinet anfører, at effektiv adgang til lager er vigtigt og at Energinet aldrig har opkrævet transporttariffer til lageret. Det virtuelle lagerpunkt i den danske markedsmodel bliver betragtet som et internt systempunkt. Hvis der også sættes volumentariffer på gastransport til/fra lagerne, så vil det betyde, at der opkræves tariffer flere gange for den samme gasvolumen. Energinet anfører, at naturgaslagrene har en øget betydning i forhold til at balancere gas-systemet, men særligt under Tyra-nedlukningen er lagrene helt centrale for forsynings-sikkerheden i Danmark. CAA-følsomhedsberegninger viser endvidere, at indførelse af en volumenbaseret transporttarif til lager vil medføre krydssubsidiering mellem de systeminterne brugere og de systemeksterne brugere til ugunst for de systeminterne brugere.

Korte og lange multiplikatorer: Energinet anmelder korte og lange multiplikatorer. De korte multiplikatorer for kapacitetsprodukter under 1 års varighed har været anvendt af Energinet siden 2016, og formålet med multiplikatorerne er dels at fremme den kortsigtede gashandel og dels at bidrage til opretholdelse af de langsigtede pris-signaler. Den lange multiplikator (en rabat på mellem 5 og 10 pct. på kapacitetsaftaler på 5 år og derover) skal afspejle, at transportkunder med lange kapacitetsreservationer både påtager sig en større risiko og bidrager til at give Energinet en større sikkerhed i tariferingen. Den foreslåede multiplikator kan anvendes på alle kapacitetsreservationer på 5 år eller derover, herunder tildelt kapacitet i Open Season 2017 for Baltic

Pipe. Energinet vil endvidere tilbyde at forlænge transportkunders kapacitetsreservationer fra Open Season 2010 med ét år, for at disse transportkunder også kan få rabat (på 5 års kontrakter).

Ikke-transmissionstariffer: Energinet har på baggrund af ACER's anbefaling og Forsyningstilsynets anmodning, undersøgt, om det fortsat er relevant at opkræve en række mindre gebyrer. Energinet har herefter fjernet flere gebyrer fra prisbladet. Således opkræver Energinet i dag alene den såkaldte nødtarif som en ikke-transmissionstarif. Det er Energinets omkostninger til varetagelse af forsyningssikkerheden, der allokeres til nødtariffen, og nødtariffen opkræves direkte hos de danske forbrugere.

Energinets supplerende beregninger

Forsyningstilsynet har imødekommet ACER's anbefaling om at få uddybet en række emner og har indhentet yderligere følsomhedsberegninger og redegørelser fra Energinet.

Energinets supplerende beregninger viser, at når der ændres på forskellige antagelser i tarifmodellen er det en generel tendens, at CWD-metoden medfører en højere variation i tariffer over tid end den uniforme metode. Beregninger af forskellige antagelser om entry/exit splittet viser, at når det inducerede split fra den uniforme tarifmetode anvendes for CWD-metoden, så falder CWD-metodens CAA. Ingen af ændringerne er imidlertid store nok til afgørende at ændre ved resultaterne. Energinets følsomhedsberegninger af forskellige forudsætninger om lager viser, at CAA-resultatet er følsomt over for ændringerne i disse forudsætninger. Beregningerne viser også, at hvis det antages at 10 pct. af lagerkapaciteterne anvendes til systemekstern brug, så vil hverken CWD eller den uniforme metode bestå CAA-testen inden Baltic Pipe, mens begge metoder består CAA-testen efter Baltic Pipe.

Forsyningstilsynets vurdering

Forsyningstilsynet har foretaget en vurdering af om Energinets anmeldte tarifmetodelementer er i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen.

I forhold til den anmeldte **RPM med uniform tarifering** er det samlet set Forsyningstilsynets vurdering, at den anmeldte metode lever op til kravene i NC TAR. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at den uniforme metode er robust i forhold til ændringer i gasflows og flowretning, og at en uniform metode er gennemskuelig at anvende for markedets aktører. Den uniforme RPM afspejler de faktiske omkostninger, og Forsyningstilsynet finder ikke anledning til at kræve, at der skal indføres en kompleks tarifmodel, idet det danske transmissionssystem ikke er komplekst, men lægger vægt på, at en enkel model samlet set gør adgangen til det danske gasmarked mere gennemskueligt. Den uniforme tarifmetode er sammenlignet med CWD-metoden en relativt robust tarifmetode, der selv i den kommende periode med store ændringer i mængderne er forholdsvis stabil og samlet set giver mindre variation i tarifniveauet i forhold til CWD-metoden.

Forsyningstilsynet finder, at der er forskellige forhold, som taler for, at afstand ikke bør være en afgørende faktor for, hvordan tariffer fastsættes i det danske transmissionssystem. Forsyningstilsynet lægger bl.a. vægt på, at systemet er anlagt og senere levetidsforlænget som en helhed, at der ikke er kapacitetsbegrænsninger i systemet,

og at kompressorstationer og til en vis grad MR stationer ikke er påvirket af afstand. I forhold til investeringen i Baltic Pipe finder Forsyningstilsynet at omkostningerne bør allokeres uniformt på alle brugerne, dvs. de systeminterne som de systemeksterne, da dette bidrager til, at såvel fordele som risici allokeres lige. I forhold til en vurdering af den volumenrisiko, som Baltic Pipe investeringen giver de indenlandske brugere af systemet, skal det bemærkes, at det er væsentligt at vurdere risici for de indenlandske brugere i forhold til de økonomiske gevinster, som investeringen forventes at medføre i form af reducerede tariffer. Dette har Forsyningstilsynet bl.a. gjort i sin afgørelse om økonomisk test (fastsættelse af parametre for f-faktor), og Forsyningstilsynet skal også pege på, at der er en række tiltag, der kan begrænse de risici, der er ved Baltic Pipe, hvis der mod forventning ikke bliver transporteret tilstrækkelige gasmængder gennem Baltic Pipe. Forsyningstilsynet vurderer samlet set, at de danske brugere er beskyttet i rimelig grad i forhold til den værdi, som Baltic Pipe forventes at give for Danmark. Endelig finder Forsyningstilsynet, at en uniform tarifmetode alt andet lige vil stille markedsaktørerne mere lige i konkurrencen og sikre, at selve tarifniveauet ikke bliver et element, som hæmmer konkurrencen.

I forhold til det anmeldte **kapacitets- og volumensplit og volumentarifering** skal Forsyningstilsynet bemærke, at ordlyden i NC TAR artikel 4(3) med henblik på at dække omkostninger, som primært skyldes gasstrømmængden giver mulighed for at medtage andre omkostninger end kun de rent gasstrømbaserede. Energinets gasstrømbaserede omkostninger ligger på ca. 8 pct., men de 8 pct. er ifølge Energinet lavt sat. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at Energinets kapacitets- og volumensplit som udgangspunkt kan ligge i intervallet 90/10 – 85/15 og være i tråd med NC TAR artikel 4(3).

Det er ikke entydigt, hvilken effekt det vil have for engrosmarkedets funktion, hvis der ændres markant i kapacitets- og volumensplittet, men en markant ændring af kapacitets- og volumensplittet vil alt andet lige have forskellig virkning i markedet under Tyra-nedlukningsperioden og i perioden efter. Det er imidlertid helt afgørende at markedet under Tyra-nedlukningen fungerer så effektivt som muligt og når der samtidig er stor usikkerhed om de forskellige konsekvenser i markedet og gasforsyningssituationen, så finder Forsyningstilsynet det risikabelt af hensyn til engrosmarkedets funktion, hvis der samtidig med denne helt usædvanlige situation for det danske gasmarked, sker en så markant reduktion i volumenandelen i tarifieringen, som et 90/10 eller 85/15 split ville være. Forsyningstilsynet finder dog, at splittet bør reduceres for at tilnærme den danske tarifstruktur til NC TAR, idet tilsynet finder, at spændet mellem de anmeldte 40 pct. og de dokumenterede gasstrømbaserede omkostninger er uacceptabelt stort. Forsyningstilsynet finder dog samtidig, at de nødvendige ændringer må foretages gradvist pga. de særlige omstændigheder i Tyra-perioden.

Forsyningstilsynet finder derfor, at der er saglige hensyn, der kan begrunde, at der foretages en successiv implementering af NC TAR's artikel 4(3) under Tyra-nedlukningen. Til støtte herfor henviser Forsyningstilsynet til gasforordningen, som NC TAR er afledt af, hvoraf det følger, at formålet er at fastsætte ikke-diskriminerende regler om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet, idet der tages hensyn til de nationale og regionale markeds særligere kendetegn. Det følger også, at det er formålet med forordningen at fremme udviklingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau for gas.

Forsyningstilsynet finder, at et passende kapacitets- og volumensplit for perioden 1. oktober 2019 til 1. oktober 2022 kan fastsættes til 70/30. Et split på 70/30 udgør en væsentlig reduktion af volumenandelen – 18 procentpoint i forhold til det gældende split på 52/48. Et skønsmæssigt kapacitets- og volumensplit på 70/30 tager hensyn til de helt særlige omstændigheder for det danske gasmarked, konkret en presset forsyningssituation for det danske og svenske marked, kombineret med usikkerheden om, hvordan markedet vil reagere ved en markant ændring af rammebetingelserne. Forsyningstilsynet skal i forlængelse heraf pege på, at også det forhold, at Tyrarnedlukningen er begrænset til tre år, taler for, at der for denne tre-årige reguleringsperiode skønsmæssigt kan fastsættes et kapacitets- og volumensplit, som ikke fuldt ud imødekommer kravene i NC TAR.

Forsyningstilsynet imødeser en anmeldelse fra Energinet for næste reguleringsperiode, hvor volumenandelen i endnu højere grad reflekterer de direkte omkostninger ved at transportere gas. Næste reguleringsperiode dækker perioden efter Tyrarnedlukningen, hvor de særlige hensyn, som Forsyningstilsynet lægger vægt på i denne afgørelse, ikke længere vil gøre sig gældende. Forsyningstilsynet forventer endvidere, at Energinet i sin tarifmetodeanmeldelse for næste reguleringsperiode mere udførligt redegør for de direkte omkostninger ved at transportere gas samt redegør for, hvilken effekt på engrosmarkedets funktion det anmeldte kapacitets- og volumensplit vurderes at have, jf. hensynet om at sikre et velfungerende engrosmarked i gasforordningens artikel 1 og 13.

Forsyningstilsynet skal endvidere bemærke, at der på sigt kan være saglige hensyn, der kan begrunde, at der kan opkræves en volumentarif, der tager hensyn til indpasning af vedvarende energi og sektorkobling af el- og gasmarkedet. Vedvarende energi, som fx bionaturgas og vindenergi, har typisk en ujævn produktionsprofil. En meget høj kapacitetstarif kan derfor udgøre en barriere for såvel effektiv indpasning af vedvarende energi som en mere effektiv sektorkobling mellem el-markedet og gasmarkedet, jf. også et af formålene med det indre marked for naturgas – nemlig at bidrage til forsyningssikkerhed og bæredygtighed.

I relation til den anmeldte **transporttarif til lager** er det Forsyningstilsynets vurdering, at det ikke er i strid med NC TAR, at der både gives rabat på kapacitetstariffen og volumentariffen. En rabat på den samlede transmissionstarif er i tråd med formålet med rabatten - at anerkende lagerinfrastrukturens bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Formålet bag bestemmelsen kan lige så vel opfyldes ved rabatter på volumentariffer som ved rabatter på kapacitetstariffer, og det forhold, at volumentariffer ikke er udtrykkeligt nævnt i artikel 9 betyder ikke nødvendigvis, at sådanne tariffer ikke er forenelige med NC TAR – idet formuleringen må forstås som et minimumskrav. I forhold til kravet om, at der skal opkræves samme volumentarif i alle entry/exit punkter finder Forsyningstilsynet, at det vil være modsætningsfuldt, hvis Forsyningstilsynet godkender en rabat for at anerkende lagrenes bidrag til forsyningssikkerheden og fleksibiliteten i det samlede system for derefter at stille krav om, at der skal indføres en helt ny transmissionstarif (volumentariffen) til/fra lagerpunktet for at leve op til et krav i en bestemmelse (der ikke handler om lager), om at volumentariffen i transmissionssystemet skal være den samme i alle entry-punkter og exit-punkter. Dette kan heller ikke være lovgivers intention.

Hvis der indføres en volumentarif på exitpunktet til lageret, vil det endvidere resultere i, at CAA-testen væsentligt overskrider det acceptable niveau for krydssubsidiering. Endelig lægger Forsyningstilsynet vægt på, at de danske lagre ikke er cost-drivere i transmissionssystemet, idet de faktisk reducerer omkostningerne for transmissionssystemet via deres bidrag til fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Endvidere har de to danske lagre status af interne systempunkter, og der har ikke siden den fulde åbning af gasmarkedet i 2004 været opkrævet transporttarif til lagerpunktet. Samlet set finder Forsyningstilsynet, at det er i tråd med formålet med gasforordningen (artikel 1) at NC TAR artikel 4(3), og artikel 9(1) sammen med betragtning 4 i præambelen ikke fortolkes snævert.

For så vidt angår de anmeldte **multiplikatorer for korte produkter** konstaterer Forsyningstilsynet, at disse er inden for de tilladte intervaller for multiplikatorer for korte produkter, jf. NC TAR artikel 13, stk. 1. Forsyningstilsynet finder, at det er væsentligt, at der både tilbydes attraktive korte kapacitetsprodukter og attraktive årskapacitetsprodukter. Hvor snittet skal sættes kommer an på de faktiske forhold, og det er bl.a. relevant at forholde sig til, om der er kapacitetsbegrænsninger i systemet og i øvrigt forholde sig til niveauet i de omkringliggende markeder. I forhold til, at der ikke er fastsat nogen sæsonfaktor, skal Forsyningstilsynet bemærke, at Energinets argument om, at der ikke er behov for sæsonfaktorer i et system med rigelig kapacitet som det danske transmissionssystem, er sagligt. Forsyningstilsynet kan derfor godkende Energinets foreslåede multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter, og disse multiplikatorer kommer til at gælde for alle entry-exit punkter i det danske transmissionssystem.

I forhold til de anmeldte **multiplikatorer (rabat på tariffen) for lange kapacitetskontrakter** skal Forsyningstilsynet bemærke, at det kan være sagligt at have en rabat på tariffen for lange kapacitetskontrakter, idet lange kontrakter giver sikkerhed for TSO-en's indtægt over en længere periode – og dermed et investeringssignal til TSOen. En rabat på lange kontrakter giver samtidig et incitament for transportkunder til at indgå lange kontrakter, selvom de derved accepterer at have mindre fleksibilitet og flere risici i forhold til andre aktører, som kan købe og bruge kapacitet på kort sigt i forhold til markedets løbende prissignaler.

Forsyningstilsynet skal dog pege på, at den anmeldte multiplikator (rabat) på lange kontrakter de facto kun er relevant for de transportkunder, som allerede har indgået lange Open Season kontrakter - og især de transportkunder, som har købt kapacitet i Baltic Pipe Projektet (Open Season 2017), hvor det blev stillet som betingelse for at gennemføre projektet, at der blev indgået bindende 15-årige kapacitetskontrakter for størstedelen af den udbudte kapacitet på ca. 10 mia. m³.

Forsyningstilsynet bemærker i forlængelse heraf, at Open Season 2017 byggede på en række forudsætninger, som markedets aktører fik stillet til rådighed før de skulle byde på kapacitet i det bindende udbud, som Energinet og Gaz-System afholdt i efteråret 2017. Energinet udarbejdede fx en "informationspakke" (I og II) forud for Open Season, som havde til formål at støtte transportkunderne i deres beslutningstagning i OS. En potentiel rabat til lange kontrakter er heller ikke nævnt i det formelle udbudsmateriale (Open Season reglerne), som transportkunderne afgav bud på grundlag af. Det formelle udbudsmateriale nævner specifikt, at tariffer for OS 2017 kapacitet vil

være baseret på de samme tarif-principper, som gælder for anden kapacitet solgt i medfør af Energinets almindelige regler, Regler for Gastransport.

Energitilsynet offentliggjorde i 2017 (forud for OS 2017) en tilkendegivelse, hvor tilsynet udtalte støtte til de påtænkte tarifprincipper (primært uniforme tariffer) og den påtænkte én-zone-model for Baltic Pipe ruten (kun én tarif for transport gennem det danske opstrøms- og transmissionssystem). Dette gjorde tilsynet for at give en vis regulatorisk sikkerhed til markedets aktører forud for Open Season og på baggrund af et notat fra efteråret 2016 fra Energinet om de påtænkte tarif- og markedsprincipper for Baltic Pipe Projektet. Notatet omtaler ikke en potentiel rabat på tariffen for lange kontrakter, og tilsynets vurdering af tarifprincippet tager derfor heller ikke stilling til en rabat og markedseffekten af en sådan rabat.

Energitilsynet har endvidere truffet en formel afgørelse om den såkaldte f-faktor og de økonomiske parametre for en økonomisk test, som Energinet skulle foretage efter Open Season 2017 med et positivt resultat for at projektet kunne gå videre. De tarifscenarier og konkrete tarif-fremskrivninger, som er indleveret til tilsynet og som indgår i denne formelle afgørelse, inddrager heller ikke et scenarie, hvor der er indregnet en rabat på tariffen for lange kontrakter i Baltic Pipe Projektet. En tarifrabat kunne have haft betydning for tilsynets afgørelse i sagen, som bl.a. bygger på en vurdering af markedsforhold og en afvejning af risici over for forventede tarifgevinster ved projektet.

Forsyningstilsynet konstaterer derfor, at transportkunder har indgået kapacitetskontrakter i Open Season 2017 på baggrund af udbudsregler (OS 2017 regler) et kontraktudkast (OS kapacitetskontrakt), en lang række analyseforudsætninger (fx informationspakkerne), og afgørelser/tilkendegivelser fra den danske regulerende myndighed, som ikke omtaler en mulighed for at få en rabat på tariffen for lange kontrakter. Forsyningstilsynet finder derfor, at markedets aktører ikke med rimelighed kan have indrettet sig i tillid til, at en sådan rabat ville blive anmeldt og godkendt senere. Forsyningstilsynet finder også, at tilsynet skulle have haft mulighed for at inddrage en sådan påtænkt rabat i tilsynets tilkendegivelser og formelle afgørelser om Baltic Pipe Projektet.

Forsyningstilsynets metodegodkendelser gælder altid fremadrettet, jf. at metoder for priser og betingelser for adgang til nettet skal anmeldes og godkendes før de kan træde i kraft. Metodegodkendelser er også generelle og gælder for hele transmissionssystemet, dvs. alle transportkunder i systemet, jf. naturgasforsyningslovens § 36 a, stk. 1, men hvis Forsyningstilsynet godkender den anmeldte rabat, så godkender Forsyningstilsynet en rabat (et tarifprincip), som reelt ikke er til rådighed for alle transportkunder fremadrettet, men som belønner en meget begrænset gruppe af transportkunder ex post – dvs. belønner en række transportkunder, som allerede har købt kapacitet i en Open Season proces - mens andre aktører med deres nuværende viden om, at en sådan rabat kan blive en realitet via tilsynets evt. godkendelse, nu ikke har mulighed for at købe kapacitet og få en tilsvarende rabat. Rabatten bliver så at sige en uberegnelig ex post belønning til visse systembrugere, jf. beskrivelsen af processen ovenfor. Forsyningstilsynet finder, at dette vil være udtryk for faktisk diskrimination til trods for, at rabatten som udgangspunkt er anmeldt som et generelt princip, der gælder for alle kontrakter på 5 år eller derover – både i Ellund og i Baltic Pipe. Forsyningstilsynet gør opmærksom på, at tariffer eller metoder til beregning af tariffer skal anvendes på en ikke-diskriminerende måde, jf. artikel 13 (1) i den europæiske gasforordning.

Forsyningstilsynet finder endvidere, at den anmeldte rabat på tariffen for lange kontrakter potentielt kan hæmme konkurrencen. Fx er de transportkunder, som har købt kapacitet ind i Baltic Pipe (North Sea Entry) og en tilsvarende kapacitet i exit punktet til Polen (Exit Point Baltic Pipe) ikke forpligtet til at bruge den købte kapacitet udelukkende til at transportere gas til Polen (transit). De kan godt vælge at bruge dele af kapaciteten til at transportere gas til det danske marked via deres lange kapacitetskontrakter og så sælge gassen her - eller på anden måde agere med fordel på det danske marked, hvis markedsprisen er gunstig her. Og dette kan de således gøre med op til 10 pct. rabat på deres kapacitetsstarif for gastransport til det danske marked i forhold til konkurrenter, som kommer til at skulle betale "fuld pris" (eller endog merpris med en multiplikator på korte kapacitetskontrakter, jf. ovenfor), hvis de ønsker at købe kortsigtet kapacitet og importere gas fra fx Ellund punktet for at udnytte en tilsvarende gunstig markedssituation i Danmark. Det kan direkte modvirke konkurrencen og udviklingen på det danske gasmarked. Forsyningstilsynet bemærker, at tariffer og tarifmetoder "skal bidrage til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet (...)", jf. gasforordningens artikel 13(1).

Samlet finder Forsyningstilsynet, at rabatten - som den er anmeldt - ikke kan godkendes for lange kontrakter på 5 år og derover i det danske transmissionssystem. Det betyder dog ikke, at en multiplikator (rabat) på lange og/eller mellemlange kontrakter ikke kan indføres i en ny reguleringsperiode, idet tilsynet som nævnt finder, at der kan være saglige grunde til at have en multiplikator (rabat) på tariffen for kapacitetskontrakter med lang varighed. En evt. rabat skal dog altid være baseret på transparente og ikke-diskriminerende kriterier, jf. gasforordningens artikel 13(1) og 13(2), og der skal opretholdes en rimelig balance mellem hensynet til at lette den kortfristede handel med gas og hensynet til at få langsigtede signaler til effektive investeringer i transmissionssystemet, jf. artikel 28 (3)(a)(i) i NC TAR.

I relation til Energinets anmeldte **ikke-transmissionstariffer** skal Forsyningstilsynet bemærke, at det fremmer gennemsigtigheden, at Energinet har fjernet en række gebyrer på prisbladet, som ikke længere har reel funktion. I forhold til **off-spec gebyret** vurderer Forsyningstilsynet, at dette ikke er omfattet af NC TAR, da det alene er et "omfordelingsgebyr". For så vidt angår **nødtariffen** bemærker Forsyningstilsynet, at nødtariffen afspejler de bagvedliggende omkostninger og alene opkræves hos de danske forbrugere, og det er også kun danske forbrugere, der er sikret mod Emergency i Danmark, jf. kravet i NC TAR artikel 4 (4)(b) om, at en ikke-transmissionstarif skal opkræves hos dem, der nyder godt af den pågældende ikke-transmissionstjeneste. Endelig skal det bemærkes, at Forsyningstilsynet årligt fører tilsyn med Energinets indkøb til varetagelse af nødforsyningsbehovet for gasåret, idet Energinet årligt detaljeret redegør herfor til Forsyningstilsynet. Samlet set er det Forsyningstilsynet vurdering, at Energinets nødtarif er i overensstemmelse med kravene til ikke-transmissionstariffer i NC TAR artikel 4(4).

AFGØRELSE

Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte tarifmetode for en reguleringsperiode på 3 år, herunder følgende hovedelementer:

- Den anmeldte referenceprismetode (RPM) baseret på uniforme tariffer – dvs. ens tariffer for alle entry- og exitpunkter i det danske transmissionssystem.
- Den anmeldte rabat på 100 pct. på transmissionstariffen til/fra det danske virtuelle lagerpunkt.
- De anmeldte multiplikatorer og sæsonfaktor for korte kapacitetsprodukter på under et år.
- De anmeldte metoder bag tariffer og gebyrer for ikke-transmissionstjenester.

Forsyningstilsynet godkender dog ikke følgende elementer i den anmeldte metode for en reguleringsperiode på 3 år:

- Den anmeldte fordeling mellem volumen og kapacitet i den samlede transmissions-tarif, hvor volumen-andelen dog maksimalt må være 40 pct. af TOTEX.
 - o Forsyningstilsynet fastsætter skønsmæssigt et kapacitets- og volumensplit på 70/30 for den kommende reguleringsperiode.
- Den anmeldte multiplikator (rabat) på kapacitetstariffen for lange kapacitetskontrakter på 5 år og derover, hvor multiplikatoren falder fra 0,95 for kapacitetskontrakter på 5 år og ned til 0,9 for kapacitetskontrakter på 10 år og derover.

Denne afgørelse er truffet i medfør af artikel 1 og 13 i den europæiske gasforordning (forordning (EF) Nr. 715/2009), artiklerne 4, 5, 6, 7, 9, 13, 26, 27 og 28 i kommissionsforordning (EU) Nr. 2017/460 af 16. marts 2017 om en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR) og §§ 12, 12 a og 36 a i den danske naturgasforsyningslov (lovbekendtgørelse nr. 1127 af 05/09/2018).

Afgørelsen er truffet på baggrund af det endelige høringsdokument (Public Consultation Document), som var i offentlig høring i perioden fra den 1. august 2018 til den 16. november 2018, jf. NC TAR artikel 26(2), og som Energinet anmeldte til godkendelse hos Forsyningstilsynet den 7. december 2018. Ifølge artikel 27(4) skal den nationale reguleringsmyndighed træffe og offentliggøre en begrundet beslutning om alle elementer i artikel 26(1).

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

SAGSFREMSTILLING

INDLEDNING

Energinet (Gas TSO) har den 7. december 2018 anmeldt en tarifmetode til godkendelse hos Forsyningstilsynet, jf. bilag 1. Baggrunden for Energinets anmeldte tarifmetode er Kommissionens forordning (2017/460) om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR), der fastsætter, at alle medlemsstater i EU senest den 31. maj 2019 skal have udarbejdet og godkendt (af den nationale regulator) en tarifmetode, der er i overensstemmelse med NC TAR. NC TAR udgør det samlede metodiske grundlag for beregning af transporttariffer. Derfor indeholder Energinets metodeanmeldelse ikke blot nye elementer, men en samlet tarifmetode inklusiv de elementer, som allerede er metodegodkendt.

De væsentligste metodeelementer som Energinet anmelder er:

- En uniform allokeringmetode for kapacitetstariffer, dvs. ens kapacitetstariffer i alle transmissionssystemets entry-exit punkter
- En opdeling af transmissionstariffen i en kapacitetsandel og en volumenandel. Opdelingen afspejler Energinets kapitalomkostninger (capex) og driftsomkostninger (opex), dog således at volumenandelen højst kan udgøre 40 pct. af TOTEX.
- En 100 pct. rabat på transmissionstariffen til/fra det danske virtuelle lagerpunkt
- En rabat på kapacitetstariffen for lange kapacitetskontrakter på 5 år eller derover på mellem 5-10 pct. afhængig af kontraktens varighed. Jo længere kontrakt, jo mere rabat.

Energinet har derudover anmeldt en fastholdelse af de nuværende multiplikatorer på de korte kapacitetsprodukter. Endelig har Energinet anmeldt en fastholdelse af metoder for de såkaldte "ikke-transmissionstariffer", der bl.a. omfatter nødtariffen, der betales af alle forbrugere i Danmark, samt enkelte tarif-gebyrer, der har til hensigt at give transportkunderne incitament til hensigtsmæssig adfærd i transmissionssystemet.

NC TAR fastsætter klare rammer for processen op til anmeldelsen, høringen af markedsaktører og høringsdokumentet (Final Consultation Document). Energinets proces og metodeanmeldelse, "Final Consultation Document", afspejler disse krav. *Final Consultation Document* indeholder en redegørelse for valg af tarifmetode, og det er Final Consultation Document, der anmeldes til den nationale regulerende myndighed, dvs. Forsyningstilsynet i Danmark. NC TAR processen kan i hovedtræk opdeles i: Udarbejdelsesfase, høringsfase, analysefase (ACER's) og beslutningsfase (ved den nationale regulator, NRA), jf. boks 1.

BOKS 1 | NC TAR PROCES I HOVEDTRÆK

TSO eller NRA (efter beslutning af NRA) skal udarbejde en tarifmetode for adgang til transmissionssystemet efter kriterierne i NC TAR.

Herefter skal TSO eller NRA (efter beslutning af NRA) foretage én eller flere høringer af den udarbejdede tarifmetode. Den endelige høring (Final Consultation) af den foreslåede tarifmetode (Final Consultation Document) skal vare i mindst 2 måneder.

Samtidig med at "*Final Consultation Document*" er i offentlig høring (hos markedets aktører) skal en kopi af *Final Consultation Document* sendes til ACER. Senest 2 måneder efter afslutningen af den endelige høring skal ACER offentliggøre en (ikke-bindende) analyse af den foreslåede tarifmetode, og ACER skal sende analysen til TSO og/eller NRA samt Kommissionen.

Når den endelige høring er slut, skal TSO (Energinet) sende *Final Consultation Document* til NRA (Forsyningstilsynet) til beslutning. Senest 5 måneder efter afslutningen af den endelige høring skal NRA træffe beslutning om metoden kan godkendes.

NC TAR processen skal foretages for hver tarifperiode, dog mindst hvert femte år.

Energinet har udarbejdet forslag til tarifmetoden efter en længere dialog med markedets aktører, de såkaldte transportkunder. Siden primo 2017 har Energinet været i kontinuerlig dialog med transportkunderne om udarbejdelsen af den nye tarifmetode efter NC TAR. Det gælder såvel ved mindre tarif arbejdsgrupper (Task Forces) som i større fora som User Groups og Shippers Forum.

Den 28. maj 2018 besluttede Energitilsynet (nu Forsyningstilsynet), at Energinet (som gas TSO) skulle foretage den endelige høring i henhold til NC TAR (artikel 26), herunder at Energinet skulle foretage vurdering af den endelige omkostningsfordeling (artikel 5). Forsyningstilsynet besluttede også, at Energinet skulle fremsende det endelige høringsdokument (Final Consultation Document) samt markedets hørings svar til ACER.

Energinet havde i perioden 2. juli 2018 til 1. august 2018 tarifmetoden i "for-høring" i markedet (pre-consultation). Det endelige høringsdokument (Final Consultation Document), havde Energinet i endelig høring (hos transportkunder og øvrige interessenter) i perioden 1. august 2018 til 16. november 2018.

Samtidig med den offentlige høring af Final Consultation Document har ACER analyseret Final Consultation Document. ACER offentliggjorde den 13. december 2018 den endelige ikke-bindende analyse af Energinets Final Consultation Document, jf. bilag 2.

Før offentliggørelsen af den endelige rapport var ACER i løbet af september til november 2018 i dialog med Energinet og Forsyningstilsynet, bl.a. ved telefonmøder den 26. september 2018 og den 31. oktober 2018.

Efter Energinets metodeanmeldelse af Final Consultation Document den 7. december 2018 har Forsyningstilsynet anmodet Energinet om at uddybe flere elementer i tarifmetoden samt at levere yderligere beregninger og redegørelser. Energinets yderligere beregninger og redegørelse er vedlagt sagen i bilag 3.

Forsyningstilsynet skal træffe beslutning (afgørelse) om den anmeldte tarifmetode senest 5 måneder efter afslutningen af den endelige høring.

Implementeringen af den nye tarifmetode efter NC TAR er kompliceret af, at Danmark og det danske transmissionssystem står foran en helt ekstraordinær periode. Forsyningstilsynets godkendelse forsøger at tage højde for denne ekstraordinære periode og de særlige udfordringer, som den medfører. Det er første gang, at Forsyningstilsynet skal godkende en dansk tarifmetode efter NC TAR, og derfor gives nedenfor en kort beskrivelse af de væsentligste nye begreber og krav i NC TAR. Endelig beskrives Energinets gældende markedsmodel for bedre at forstå den kontekst, som den nye tarifmetode skal relateres til.

Sagsfremstillingen består af 5 kapitler:

1. Baggrund og kontekst for tarifmetoden
2. ACER's ikke-bindende analyse
3. Energinets anmeldte tarifmetode
4. Energinets følsomhedsberegninger
5. Høringssvar til Energinets Final Consultation

1. BAGGRUND OG KONTEKST FOR DEN ANMELDTE TARIFMETODE

Gasforsyningen til det danske gasmarked vil i de kommende år vise store udsving i de mængder, der føres gennem transmissionssystemet, og flowretningen for gassen vil skifte.

For det første skal Tyra-plattformen i Nordsøen, der leverer knap 80-90 pct. af gassen til det dansk/svenske marked, ombygges. Fra 1. oktober 2019 og forventeligt til 1. oktober 2022, vil der således ikke komme gas til det danske marked fra Tyra-plattformen. Der vil fortsat komme en mindre gasmængde fra Nordsøen via Syd Arne og en mindre mængde bionaturgas (BNG). Tyra-nedlukningen betyder, 1) at der kommer færre mængder gennem det samlede system, og 2) at hovedparten af gassen til det dansk/svenske gasmarked skal komme som import fra Tyskland via Ellundpunktet. Forsyningssikkerheden under nedlukningen af Tyra vil være mindre robust, og forskellige tiltag er gennemført og vil blive gennemført for at mindske risikoen for gasmangel.

For det andet vil Baltic Pipe Projektet efter planen blive sat i drift fra oktober 2022. Med Baltic Pipe etableres der transittkapacitet fra norske opstrømsrør i Nordsøen gennem det danske transmissionssystem til en ny offshore forbindelse gennem Østersøen

til polske og tilstødende transmissionssystemer, jf. figur 1 der viser det danske transmissionssystem med Baltic Pipe forbindelsen.

FIGUR 1 | DET DANSKE TRANSMISSIONSSYSTEM MED BALTIC PIPE



Kilde: Energinet

Note: Baltic Pipe forbindelsen er vist med gul.

Der er tale om et projekt med en forventet samlet årlig transportkapacitet på op til 10 mia. m³. Fra oktober 2022 vil langt størstedelen af de transporterede gasmængder i det danske gassystem således være gas til transit. Den forventede udvikling i gasmængderne der forventes transporteret gennem transmissionssystemet i de næste 4 år er vist i tabel 1 nedenfor. For at sammenligne med "normal" situationen på det danske gasmarked er også vist mængderne for de seneste 2 gasår. Bemærk at allerede i gasåret 2018/19 sker der gradvist et fald i gasmængderne leveret fra Tyra (via Nybro Entry).

TABEL 1 | **UDVIKLING GASMÆNGDER TRANSPORTERET I SYSTEMET (MIO. KWH)**

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023
EXIT						
Exitzonen	31.872	28.900	26.710	25.802	24.822	24.436
Dragør	10.890	10.890	10.890	10.890	10.890	10.890
Ellund	8.804	1.262	118	0	0	908
Lager injektion	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Baltic Pipe	0	0	0	0	0	86.101
ENTRY						
Nybro	42.224	24.021	7.893	2.208	8.138	18.436
Ellund	2.934	10.082	26.294	30.404	22.110	12.651
BNG	2.176	3.230	3.569	4.079	4.464	4.814
Lagerudtræk	n/a	n/a	6.000	6.000	6.000	6.000
Baltic Pipe	0	0	0	0	0	86.101

Kilde: Energinet

Note: Gasåret 2017/18 er faktiske transporterede mængder. De øvrige gasår er baseret på Energinets prognose (Energinets tarif-fremskrivningsmodel og prognose fra Energistyrelsen).

Note: 1 Nm³ naturgas svarer til ca. 12 kWh. Der er dog typisk forskel i brændværdien på gassen fra Nordsøen (Nybro) og Ellund (Tyskland): i runde tal Nordsøen 12 kWh og Ellund 11 kWh.

Det ses af tabellen, at mængderne leveret via Nybro Entry falder væsentligt for gasårene 2019/20 - 2021/22, mens mængderne via Ellund Entry tilsvarende stiger. Det bemærkes videre, at transport af gas via Ellund Exit reduceres til tæt på 0 (en del af mængderne fra Tyra blev eksporteret Tyskland). Endvidere ses det, at når Baltic Pipe idriftsættes fra gasåret 2022/23, vil transitmængder fra Baltic Pipe udgøre mere end tre gange så meget som det danske forbrug (86.101 mio. kWh via Baltic Pipe og 24.436 mio. kWh til dansk forbrug.)

For det tredje bliver der efter planen indført en ny økonomisk regulering af Energinet fra 2021. Den nye regulering betyder, at Energinet bliver reguleret efter en indtægts-ramme i stedet for den nuværende hvile-i-sig-selv regulering. De nærmere detaljer i den nye regulering er ikke kendt endnu, men den ny regulering kan få en betydning for tarifniveaet.

Nuværende markedsmodel for transmissionssystemet

Energinet har ansvaret for driften af det danske transmissionssystem. Brugere af transmissionssystemet, de såkaldte transportkunder (gasmarkedets grossister), betaler *transmissionstariffer* for at transportere gas gennem systemet.

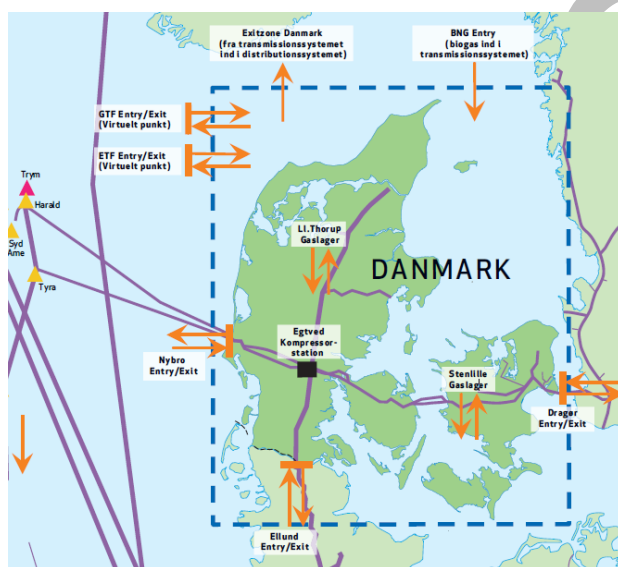
Energinet har endvidere ansvaret for forsyningssikkerheden på det danske gasmarked. De danske forbrugere betaler en nødtarif for Energinets varetagelse af forsy-

ningssikkerheden. Nødtariffen kan sammenlignes med en betaling til en lovpligtig forsikring, hvor forsikringsydelsen er forsyningssikkerhed, dvs. at forbrugerne er sikret fysiske gasmængder i tilfælde af en nødforsyningssituation (Emergency), dvs. mangel på gas, fx som følge af en meget kold vinter.

Energinets grundlæggende markedsmodel består af en entry-exit model, hvor tarifferne opkræves som kapacitetstariffer og volumentariffer. Volumentariffen betales for den faktiske transporterede gasmængde, og kapacitetstariffen betales for den reservede kapacitet i systemet.

Kapacitetstariffen er opdelt i en **entry-tarif** for at føre gas ind i transmissionssystemet og en **exit-tarif** for at føre gassen ud af transmissionssystemet til enten transit eller til Exitzonen i Danmark, jf. figur 2 der viser entry-exit punkterne i det danske transmissionssystem.

FIGUR 2 | ENTRY-EXIT MODELLEN I DET DANSKE TRANSMISSIONSSYSTEM



Kilde: Energinet og Forsyningstilsynet

Note: Energinets markedsmodel består af entry-exit punkter, virtuelle handelspunkter og et virtuelt lagerpunkt (på figuren er vist de to lagres fysiske placering, ikke det virtuelle punkt).

Der er 3 entry-punkter for transport af gas ind i transmissionssystemet: Nybro Entry, Ellund Entry og BNG Entry og 3 exit-punkter: Dragør Exit, Ellund Exit og Exitzonen. Exitzonen er en virtuel (ikke-fysisk) zone, bestående af alle distributionsområderne i Danmark, hvor forbrugerne bliver forsynet med naturgas af gasleverandører. Der er kun én exitzone i Danmark, og dermed kun én exitzonekapacitet, uanset hvor i exitzonen forbrugeren geografisk er placeret. Det betyder, at transportbetalingen er uafhængig af, hvor i Danmark gassen transporteres til ("frimærkeprincippet").

Energinets markedsmodel indeholder også et virtuelt lagerpunkt, hvor de to fysiske lagre er samlet til ét lagerpunkt samt to virtuelle handelspunkter: Gas Transfer Facilitet

(GTF) og Exchange Transfer Facility (ETF). Hvis en transportkunde anvender det virtuelle lagerpunkt eller de to handelspunkter betragtes gassen som fortsat at være i entry-exit systemet. Derfor skal der ikke reserveres eller betales særskilt for transport af gassen til disse punkter. Entry-exit markedsmodellen for transmissionssystemet kan skitseres som et slags badekar, hvor gassen kan leveres ind (entry) og ud igen (exit). Når gassen befinder sig i det store "badekar", kan transportkunderne frit handle på kryds og tværs samt anvende lager – uden at skulle reservere kapacitet. Dette gør alt andet lige den danske markedsmode for anvendelsen af transmissionssystemet relativ fleksibel.

Energinets entry-exit markedsmode forventes pr. 1. april 2019 at blive tilpasset en ny fælles balancezone "Joint Balancing Zone" (JBZ) for det danske og svenske transmissionssystem. Med JBZ bliver den danske Exitzone og Dragør Exit sammenlagt (virtuelt) til en "Joint Exit Zone". Der vil fortsat gælde den samme tarif i JEZ som hvis der var tale om to separate exitpunkter (der gælder samme tarif for Dragør Exit og Exitzonen). Med sammenlægningen af de to exitpunkter skal transportkunderne kun reservere kapacitet i JEZ – dvs. kapaciteten i JEZ dækker både Danmark og Sverige. Transportkunderne kan frit vælge i løbet af gasdøgnet, hvilke mængder, der skal allokeres til Sverige og hvilke mængder, der allokeres til Danmark. Det er først ved udgangen af gasdøgnet, at det kan opgøres, hvor meget af den samlede JEZ kapacitet, der er allokeret til det danske marked og hvor meget der er allokeret til det svenske marked.

Selvom en transportkunde køber samlet virtuel JEZ kapacitet, så vil den gasmængde, der de facto leveres til Sverige, fortsat være gas til transit. I den efterfølgende beskrivelse af sagen og i de supplerende beregninger og i vurderingen, er der anvendt betegnelsen Dragør Exit, selvom punktet fremover fra 1. april 2019 forventes at blive lagt sammen med den danske Exitzone. Dette har imidlertid ingen betydning for beregningerne eller den efterfølgende vurdering.

Energinets tarifmetoder

Den gældende tarifmetode i Energinets transmissionssystem består af:

- Delvist differentieret kapacitetstariffer til entry-exit punkterne
- Kapacitets/volumentariffen afspejler CAPEX/OPEX for transmissionssystemet, og den procentvise fordeling mellem CAPEX/OPEX er 52/48 i 2018/19.
- Uniform volumentarif (dvs. samme tarif) for alle exit-mængder. Der betales ikke volumentarif ved entry i transmissionssystemet.
- Ingen transporttariffer (hverken kapacitet eller volumen) til/fra lager

Udviklingen i transmissionssystemets hoved tarifprincipper siden den fulde liberalisering af gasmarkedet er skitseret i tabel 2.

TABEL 2 | UDVIKLING I TARIFPRINCIPPER I DET DANSKE TRANSMISSIONSSYSTEM (ENTRY-EXIT)

Principper/periode	2004-2013	2013-2019	2019 forslag
Allokeringsprincip for kapacitetstarif	Uniform	Delvist differentieret	Uniform
Kapacitets/volumen andel	75/25	52/48*	60/40
Allokeringsprincip for volumentarif	Uniform, kun på exitmængder	Uniform, kun på exitmængder	Uniform kun på exitmængder
Transporttarif til lager	Ingen	Ingen	Ingen

Kilde: Energinet og Forsyningstilsynet

Note: Fra 1. oktober 2013 har kapacitets/volumen andelen i tarifieringen svaret til CAPEX/OPEX opdelingen. Det betyder, at opdelingen kan variere fra gasår til gasår, men opdelingen har ligget på mellem 52/48-55/45 fra 2013 til 2019.

Endelig opkræver Energinet en nødtarif hos alle forbrugerne. Nødtariffen dækker Energinets omkostninger til varetagelse af forsyningssikkerheden.

NC TAR

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. Transportkunderne skal have mulighed for at forstå de bagvedliggende omkostninger, og de skal selv i et rimeligt omfang kunne beregne de fremtidige transmissionstariffer.

Siden 2011, hvor EU's tredje pakke har været gældende, har der været krav om en entry-exit model i transmissionssystemerne i EU.¹ For at opnå en rimelig grad af omkostningsafspejling og forudsigelighed i tarifferne i et sådant entry-exit system skal kapacitetstarifferne efter NC TAR være baseret på en **referenceprismetode (RPM)**, som bruger specifikke omkostningsfaktorer.

Tarifmetode-elementerne efter NC TAR er opdelt i **transmissionstariffer** og **ikke-transmissionstariffer**. Transmissionstariffen er videre opdelt i en **kapacitetstarif** og en **volumentarif**. Udgangspunktet er, at tariffer skal opkræves som kapacitetstariffer. Der kan som en undtagelse opkræves volumenbaserede tariffer (omtalt i NC TAR som produktbaserede tariffer). Volumentariffen skal fastsættes sådan, at den er den samme i alle entry-punkter og i alle exit-punkter. NC TAR kræver endvidere, at der som minimum skal gives en rabat på 50 pct. på kapacitetstariffen til/fra lagerpunkter.

¹ Entry-exit markedsmoellen blev indført i Danmark i 2004.

NC TAR fastsætter, at hver TSO (eller NRA) skal udarbejde en **referenceprismetode (RPM) for allokeringen af omkostningerne**. Referenceprisen er prisen for et årskapacitetsprodukt. En referenceprismetode er derfor den metode, der anvendes til at allokere omkostningerne ud på kapacitetstarifferne i systemet i forhold til et årskapacitetsprodukt. Med referencepris menes også den tarif, der udgør startprisen på auktion (kapaciteten for sammenkoblingspunkter skal sælges på auktion på en handelsplatform som fx PRISMA). Den valgte RPM er kernen i NC TARs tarifmodel.

NC TAR beskriver en basis RPM – en såkaldt **Capacity Weighted Distance allokeringsmetode (CWD)**. CWD er en model-teknisk allokeringsmodel, som i store træk går ud på at allokere omkostningerne på de enkelte entry- og exit-punkter i forhold til både afstand og andelen af forventede kapacitetsreservationer i de enkelte entry-exit punkter. Anvendelsen af CWD giver forskellige kapacitetstariffer på de enkelte entry-exit punkter. NC TAR giver dog mulighed for at kunne kombinere CWD med ”homogene” entry og exit punkter, for derved at gøre tariffene ens på disse homogene punkter.

NC TAR tillader, at en medlemsstat vælger en anden allokeringsmetode end CWD, når blot den anden foreslåede RPM overholder de generelle krav i NC TAR, og når den foreslåede RPM sammenlignes med CWD.

Endelig er der i NC TAR krav om, at der skal foretages en vurdering af omkostningsfordelingen mellem systemintern transport og transport til eksterne systemer, baseret på den foreslåede referenceprismetode.

Til brug for vurderingen skal der udføres en **Cost Allocation Assessment, CAA**. Dette er en teoretisk beregning af, hvorvidt og hvor meget den foreslåede RPM krydssubsidierer mellem systemintern transport og systemekstern transport. Der skal beregnes CAA for både kapacitets- og volumendelen af indtægterne. Resultatet af den valgte RPM må som udgangspunkt højst være 0,1. Hvis CAA er over 0,1 i den valgte RPM skal den nationale regulator forelægge en begrundelse herfor.

Hovedelementerne i NC TAR fremgår af Boks 2 nedenfor:

BOKS 2 | HOVEDELEMENTERNE I NC TAR

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

- Kapacitetstarif
- Evt. volumentarif
- Evt. ikke-transmissionstariffer

Transmissionstarifferne skal primært opkræves som kapacitetstariffer.

Der skal udarbejdes og godkendes en RPM. **RPM definerer allokeringsmetoden for fastsættelsen af kapacitetstarifferne** på de enkelte entry-exit punkter i systemet.

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

Hvis der ikke vælges CWD som RPM (allokeringsmetode for kapacitetstarifferne) skal den valgte RPM som minimum sammenlignes med CWD

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

Volumentariffen skal være ens i alle entry-punkter og i alle exit-punkter.

Der skal fastsættes og godkendes multiplikatorer for kapacitetsprodukter < 1 år (intradag, dag, måned, kvartal).

2 ACER'S IKKE-BINDENDE ANALYSE

ACER har i sin analyse af tarifmetoden², jf. bilag 2, vurderet om Energinets Final Consultation Document er i overensstemmelse med kravene i NC TAR. ACER's analyse er vejledende (ikke-bindende), men Forsyningstilsynet har valgt at imødekomme ACER's anbefaling om at få uddybet en række emner. Forsyningstilsynet har på den baggrund indhentet yderligere følsomhedsberegninger og redegørelser fra Energinet på en række punkter, jf. bilag 3. Præsentationen af Energinets anmeldte tarifmetode i næste kapitel vil dels tage afsæt i Energinets Final Consultation Document og dels indeholde de supplerende oplysninger, som Forsyningstilsynet har fundet det nødvendigt at indhente, med henblik på at kunne give en udførlig fremstilling af Energinets foreslåede tarifmetode og med henblik på at kunne foretage en vurdering af tarifmetoden på et tilstrækkeligt oplyst grundlag.

² "Agency Report - Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Denmark" af 13. december 2018

ACER's hovedkonklusion:

- Energinets Final Consultation Document indeholder de krævede informationer i NC TAR, med undtagelse af information om ikke-transmissionstariffer.
- Vurderingen af om den foreslåede RPM er i overensstemmelse med artikel 7 er omfattende, men ACER har ikke kunnet konkludere, at den foreslåede RPM er i overensstemmelse med NC TAR. Selvom argumentet om, at en uniform tarifmetode er mere robust over for fremtidige ændringer teoretisk set er validt, skal det yderligere underbygges.
- Kriteriet for fastsættelse af volumentariffen er ikke opfyldt.
- Kriteriet for fastsættelse af ikke-transmissionstariffer er ikke inkluderet i Final Consultation Document, og er derfor ikke i overensstemmelse med NC TAR. ACER har derfor ikke kunne vurdere dette element.

ACER anbefaler at NRA (Forsyningstilsynet) i den endelig beslutning:

- Fastsætter den periode, tarifmetoden skal gælde for, eller beskriver hvilke omstændigheder der kan føre til en ny vurdering af tarifmetoden.
- Uddyber hvorfor en uniform RPM er mere robust og analyserer de effekter som forskellige valg af RPM ville have på niveauet af krydssubsidiering (mellem systemintern og systemekstern transport).
- Inkluderer en vurdering af, om den foreslåede RPM er i overensstemmelse med kriteriet i NC TAR artikel 7 (d) om volumenrisiko.
- Vurderer om der er en stærk sammenhæng mellem OPEX og mængden af gasflow og - hvis dette ikke er tilfældet - reducerer den volumenbaserede transmissionstarif.
- Fastsætter den samme volumentarif for alle exit-punkter, inkl. exit-punkter til lager
- Inkluderer en vurdering af om Energinets ikke-transmissionstariffer (bl.a. nødtariffen) er i overensstemmelse med NC TAR artikel 4 (4).

ACER anfører, at NC TAR anerkender, at afstanden er en relevant omkostningsdriver. NC TAR tillader imidlertid fleksibilitet i valget af RPM, så længe metoden sammenlignes med CWD-metoden. I simple transmissionssystemer er det nemmere at allokere omkostninger baseret på afstand end i komplekse systemer. Det danske system er et simpelt system. Derfor vil det principielt set ikke være særligt kompliceret at tage afstand i betragtning. Samlet set gør en uniform RPM det nemt for transportkunderne at forudsige og forstå tarifferne. Det danske systems begrænsede kompleksitet gør det imidlertid muligt at tage hensyn til afstanden ved valg af RPM. Selvom det teoretisk set er korrekt, at en uniform RPM er robust, skal det yderligere underbygges. Endvidere anbefaler ACER at undersøge effekten af, hvad forskellige valg (som fx entry-exit split) har på niveauet af krydssubsidiering.

ACER anfører, at entry-exit splittet og antagelser om lagerpunktets intra eller cross-use (systemintern og systemekstern brug) har betydning for resultaterne af CAA vurderingen. Det er således ikke sikkert, at CWD-metoden fører til mere krydssubsidiering end den uniforme metode. ACER anbefaler, at Forsyningstilsynet mere detaljeret undersøger, hvilke konsekvenser forskellige valg har på resultatet af CAA-vurderingen.

ACER er enig i, at ændringer i flowmønstre kan føre til mere svingende tariffer på entry-exit punkterne under CWD metoden. ACER forstår formålet om at fremme konkur-

rencen fra forskellige forsyningskilder. Dette kan opnås ved hjælp af den uniforme RPM, men også ved at skabe en homogen gruppe af punkter i den afstandsbaseerede CWD-metode.

Når Baltic Pipe kommer i drift vil betydeligt mere gas blive transporteret gennem systemet end de mængder, der går til dansk forbrug. ACER forstår, at der ikke vil være nogen volumenrisiko, da det meste af kapaciteten på Baltic Pipe er blevet solgt på lange kontrakter. Alligevel anbefaler ACER, at Forsyningstilsynet i sin endelige beslutning vurderer, om forbrugerne i Danmark er beskyttet mod enhver volumenrisiko fra Baltic Pipe.

ACER finder, at et kapacitets- og volumensplit, hvor 40 pct. af indtægterne bliver opkrævet som volumentariffer, er en overdreven brug af volumentariffen og dermed ikke i overensstemmelse med NC TAR artikel 4 (3), første afsnit. Efter ACER's opfattelse skal volumentariffer være en undtagelse, fordi en stor andel volumentarif giver en højere risiko for underdækning (da flows kan være vanskeligere at forudsige end på forhånd reserveret kapacitet). ACER anbefaler, at NRA vurderer, om der er en tæt sammenhæng mellem OPEX og mængden af gasflow, og hvis dette er tilfældet, så vurderer virkningen af en høj volumentarif på målsætningen i artikel 13 i gasforordningen (artikel 13 fastsætter de kriterier, som tariffer og metoder skal leve op til). ACER anbefaler, at det præciseres, hvorfor volumentariffen kun opkræves i exitpunkterne.

Selv om ACER forstår formålet med at holde lagerfaciliteterne konkurrencedygtige, overholder rabatten på volumentariffen til lager ikke kravene i NC TAR, da det betyder, at volumentariffen ikke er den samme på alle exitpunkter. Endelig anbefaler ACER, at det bliver præciseret, hvordan prognosen for gasflows foretages.

ACER er ikke enig i, at nødtariffen ikke er reguleret af NC TAR. Dermed vurderer ACER, at Energinets høringsdokument ikke er i overensstemmelse med NC TAR. ACER anbefaler kraftigt ("The Agency strongly recommends .."), at en vurdering af kriterierne efter NC TAR artikel 4 (4) indgår i den endelige beslutning. ACER henstiller desuden til, at NRA inkluderer en oversigt over alle ikke-transmissionstariffer i den endelige beslutning.

3 ENERGINETS ANMELDTE TARIFMETODE

I det følgende beskrives Energinets anmeldte tarifmetode, opdelt efter de enkelte elementer i metoden. Endvidere vil CWD-metoden blive illustreret for de danske transmissionstariffer, som NC TAR kræver. Endelig vil Energinets vurdering af metoden efter CAA princippet blive beskrevet.

Inden præsentationen af Energinets anmeldte tarifmetode gives et overblik over de samlede omkostninger, der skal allokeres i tarifferne for gasåret 2019/20. Det er udelukkende Energinets anmeldte tarifmetode-elementer, der skal vurderes, og ikke de specifikke omkostninger. Alligevel er det relevant for en helhedsforståelse af sagen at vide, hvilke omkostninger (opdelt på CAPEX og OPEX), der skal allokeres i tarifferne i det første gasår efter indførelsen af den foreslåede tarifmetode.

Energinet har oplyst, at for tariffåret 2019/20 skal der i alt allokeres 234,9 mio. DKK til kapacitetstarifferne og 156,6 mio. DKK til volumentariffen, jf. tabel 3.

TABEL 3 | ENERGINETS OMKOSTNINGER TIL ALLOKERING I TARIFFER FOR 2019/20

	mDKK
CAPEX	243.6
Ellund-Egtved share	43.4
Compressor in mn. DKK	20.9
Pipeline in mn. DKK	22.4
OPEX	162.4
Total cost base	406.0
Emergency Ellund-Egtved CAPEX share (1/3)	14.5
Total cost base used for tariff calculation	391.5
Capacity cost base (60%)	234.9
Commodity cost base (40%)	156.6

Kilde: Energinet

En andel af CAPEX til Ellund/Egtved infrastrukturen allokeres til nødtariffen (14,5 mio. DKK). De 14,5 mio. DKK er derfor fratrukket den samlede omkostningsbase til transmissionstarifferne på 406 mio. DKK, så der samlet skal allokeres 391,5 mio. DKK til transmissionstarifferne.

Energinet anfører, at CAPEX i tabellen ovenfor bygger på afskrivninger, forventninger til renteutvikling og reinvesteringer og skal betragtes som et estimat.

Basisoplysningerne i tabellen ovenfor anvendes i den følgende præsentation af Energinets tarifmetode samt i de beregninger der viser, hvordan Energinets tariffer for 2019/20 vil udvikle sig med en CWD-metode i stedet for en uniform metode.

Kapitlet med præsentation af Energinets tarifmetode er struktureret således:

- 2.1 Referenceprismetode (RPM)
- 2.2 Kapacitets- og volumensplit og allokering af volumentariffen
- 2.3 Transporttarif til lagerpunktet
- 2.4 Multiplikatorer
- 2.5 Ikke-transmissionstariffer

2.1 REFERENCEPRISMETODE (RPM)

Energinet har anmeldt følgende allokeringsprincip for fastsættelse af kapacitetstarifferne i entry-exit punkterne i transmissionssystemet:

- En uniform tarifmetode som referenceprismetode (RPM), dvs. kapacitetstariffen er den samme i alle entry-exit punkter.

Det er Energinets vurdering, at en uniform allokering af omkostninger har en række fordele for markedet, både i den kommende periode under Tyra-nedlukningen og sær-

ligt efter idriftsættelsen af Baltic Pipe. Energinet finder endvidere, at afstande kun i begrænset udstrækning er en reel cost-driver for omkostningerne i det danske transmissionssystem. Nedenfor følger Energinets begrundelse for at vælge en RPM med uniforme tariffer, ligesom Energinet sammenligner den uniforme metode med CWD. Endelig vises Energinets CAA-modelberegning for begge metoder.

Uniform tarifmetode og Baltic Pipe

Energinet oplyser, at tarifmetoden frem til 2013 havde uniforme kapacitetstariffer, mens tarifmetoden efter 2013 har haft delvist differentierede kapacitetstariffer. Omkostninger fra den største del af infrastrukturen blev fortsat allokeret uniformt til alle punkter, mens omkostninger fra en ny systemudvidelse i 2013 blev allokeret forskelligt på de enkelte punkter.

Den delvise differentiering har haft til formål at modvirke en krydssubsidiering af omkostningerne til importkapacitet til de aktører (Nordsøproducenterne), der ikke drog nytte af Ellund/Egtved udbygningen, og som var i direkte konkurrence med importeret naturgas. Derfor blev Nybro Entry friholdt for omkostningerne til etablering af den nye importkapacitet. Under Tyra-ombygningen fra oktober 2019 til 2022 er argumentet om krydssubsidiering ifølge Energinet ikke i samme grad en relevant begrundelse for den nuværende differentiering, idet Nordsøproducenternes adgang til det danske marked af tekniske årsager er begrænset.

Energinet peger derudover på, at investeringsbeslutningen om Baltic Pipe er betinget af, at der blev indgået 15-årige kapacitetskontrakter i en Open Season proces. Energinets primære samfundsøkonomiske begrundelse for Baltic Pipe er forventningen om reducerede gennemsnitlige transportomkostninger i det danske transmissionssystem. De forventede lavere gennemsnitlige transportomkostninger indikerer, at de 15-årige kapacitetskontrakter og forventet flow fra de nye transitkunder bidrager til at holde enhedsomkostningerne og dermed tarifferne nede for alle brugere, dvs. at der er en betydelig socio-økonomisk gevinst fra projektet for de nuværende brugere.

Dette er efter Energinets opfattelse forskelligt fra Ellund-udvidelserne i 2013, hvor importeret gas erstattede faldende indenlandsk gasproduktion, og hvor resultatet var højere gennemsnitlige transportomkostninger.

Det er Energinets vurdering, at alle brugere af det danske transmissionssystem har fordel af Baltic Pipe (reducerer tariffen for alle), og at det er rimeligt, at såvel omkostninger som fordelene (lavere tariffer) bliver fordelt lige mellem nye og eksisterende systembrugere i form af uniforme kapacitetstariffer.

Energinet anfører endvidere, at uniforme kapacitetstariffer skaber sikkerhed for de nye transportkunder, i og med at de ikke kommer til at oppebære en uforholdsmæssig andel af de fremtidige omkostninger (fx som følge af et faldende gasforbrug i Danmark). Uniforme tariffer er derfor efter Energinets opfattelse en rimelig og nødvendig beskyttelse af nye transportkunder, som indgår lange kapacitetskontrakter i en Open Season.

Som en del af Baltic Pipe Projektet udmeldte Energinet, at selskabet havde en intention om at få godkendt en uniform omkostningsallokeringsmetode, hvor samme referen-

cepris anvendes på entry-exit punkterne. Energinet har desuden en intention om at udvide det uniforme princip til den nye opstrømsinfrastruktur, der fører gas fra det norske opstrømssystem til Nybro Entry – og derved skabe én samlet dansk tarifzone.

Energinets og Gaz-Systems Open Season 2017 og efterfølgende investeringsbeslutning er baseret på et princip om uniforme tariffer og princippet om én zone for transport fra Nordsøen til Exitpunktet.

Energinet bemærker, at princippet om uniforme kapacitetstariffer sammen med forslaget om en samlet fælles dansk markedszone, der inkluderer ny opstrømsinfrastruktur i Nordsøen, er behandlet i et notat om tarifprincipper, som Energinet har haft i høring blandt markedsaktører i 2016, og som Energinet bad det daværende Energitilsynet om at vurdere forud for Open Season 2017.

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

Entry-exit split

Energinet anfører, at der kun kan opnås ens tariffer i alle punkter, såfremt omkostningerne³ allokeres efter et såkaldt ex post entry-exit split. Entry-exit splittet definerer andelen af omkostninger, der kan henføres til henholdsvis entry-kapacitet og exit-kapacitet.

Entry-exit tariffer i det danske transmissionssystem er altid blevet beregnet som ex post forhold, der bestemmes af deres relative andel af de kombinerede reservationer. Inden for rammerne af en uniform omkostningsfordelingsmetode resulterer en ex post entry-exit split i en kapacitetstarif, der er ens for alle punkter. Et ex ante entry-exit split vil derimod resultere i forskellige tariffer for entry og exit punkter afhængigt af forholdet mellem entry og exit-kapacitetsreservationer.

Energinet oplyser, at ex post entry-exit splittet for det danske system har varieret og forventeligt vil variere over tid. I 2014 til 2016 var entry kapacitetsreservationer større end de reserverede exit kapaciteter, mens der fra 2017 var en større eller samme andel af exit kapacitetsreservationer. Entry-exit splittet afhænger af kapacitetsreservationerne, dvs. af aktørernes flowmønstre, fx anvendelse af langsigtede kapacitetskontrakter på Ellund punktet, andelen af transit fra Nordsøen til Tyskland (Nybro til Ellund Exit), anvendelsen af kortsigtede kapacitetsprodukter og den kommende Tyranedlukning (med væsentlig reducerede kapacitetsreservationer på Nybro Entry).

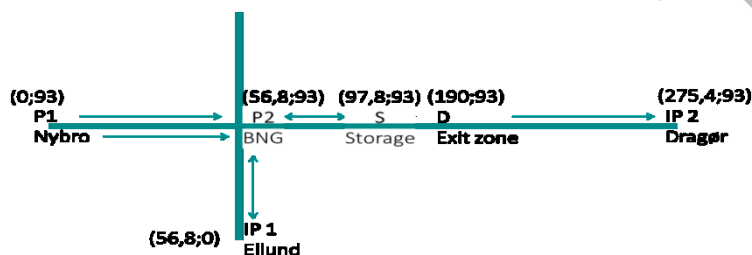
³ Under den gældende hvile-i-sig-selv regulering er det *omkostningerne*, der skal allokeres. I en kommende indtægtsrammeregulering vil det være indtægterne (revenue), som skal allokeres.

Energinet bemærker, at der ikke er krav om at anvende et ex-ante split, når CWD-metoden ikke anvendes. Ved anvendelse af ex post split kombineret med uniform allokering fremkommer et forenklet prissignal med én og samme pris på alle punkter. Det er Energinets vurdering, på baggrund af dialogen med transportkunderne i Tariff Task Force, at de fleste transportkunder foretrækker anvendelse af ex post splittet.

Uniform tarifmetode sammenlignet med CWD metoden

Ved anvendelse af en anden RPM end CWD skal den valgte metode sammenlignes med CWD metoden. Energinet har derfor foretaget en beregning af, hvordan tarifferne ville udvikle sig efter CWD-metoden. For at kunne anvende CWD-metoden, skal punkterne i transmissionssystemet først placeres, jf. figur 3.

FIGUR 3 | ENTRY-EXIT PUNKTERS PLACERING EFTER CWD-METODEN



Kilde: Energinet

Note: Figuren viser entry-exit punkterne i det danske system, placeret efter CWD-metoden.

I figur 3 er alle entry-exit-punkter i det danske gastransmissionssystem angivet med kilometerkoordinater. For henholdsvis BNG, Storage og Exit zone er der beregnet ét kapacitetsvægtet punkt baseret på flere placeringer (eksempelvis de to lagre LI. Torup og Stenlille). Kortet benyttes til at beregne de fysiske afstande mellem alle forbundne entry- og exit-punkter. Afstande opgøres som den korteste rute i systemet baseret på de angivne kilometerkoordinater.

Energinet har herefter beregnet tarifferne i systemet efter CWD-metoden. CWD anvender 2 faktorer til at bestemme tarifferne: afstand mellem punkter samt kapacitetsbelastning. I udgangspunkt er det afstanden, der benyttes som allokeringensnøgle, og denne vægtes så med de forventede kapacitetsreservationer i de enkelte punkter, hvorefter den endelige allokeringensnøgle bliver de *kapacitetsvægtede afstande*, jf. boks 3 der illustrerer metoden.

BOKS 3 | SIMPLIFICERET EKSEMPEL PÅ KAPACITETSVÆGTET AFSTAND

For hver MWh der bliver leveret ind i transmissionssystemet fra et entry-punkt, skal det vurderes, hvor mængden transporteres hen. Fordelingen af MWh på exitpunkter sker relativt i forhold til et kvalificeret skøn om de fremtidige kapacitetsreservationer for alle de exit-punkter, der er forbundet med det pågældende entry-punkt.

Hvis det antages, at der bliver reserveret 100 MWh entry kapacitet samlet for alle 3 exit-punkter i systemet – så skal de 100 MWh - baseret på forventning om fremtidig kapacitetsreservation – allokere ud på de 3 punkter.

Fx kunne det antages, at 30 af de 100 MWh blev reserveret i Dragør Exit og 50 MWh til Exitzonen og 20 til Ellund Exit. Dette bliver så omregnet til en fordelingsnøgle (vægtning), der får betydning for, hvor meget de respektive exit-punkter skal "belaste" det pågældende entry-punkt.

Det kunne også antages, at der forventes kapacitetsreservation på 80 MWh i Dragør Exit, men kun 20 MWh i Exitzonen. Det betyder, at afstanden til Dragør Exit fra det pågældende entry punkt bliver vægtet 4 gange mere end afstanden til Exitzonen. Deraf betegnelsen kapacitetsvægtet afstand.

Kilde: Forsyningstilsynet og Energinet.

Note: Eksemplet er et meget forsimplet eksempel af metoden bag CWD. JBZ (den fælles dansk-svenske balanceringszone) trådte i kraft den 1. april 2019, og i JBZ er Dragør ikke længere et exit-punkt, men det er medtaget her for eksemplets skyld.

Endelig har Energinet sammenlignet CWD-tarifferne med tarifferne ved en uniform metode og den nuværende metode med delvis differentierede tariffer, jf. tabel 4.

TABEL 4 | SAMMENLIGNING AF TARIFFER – CWD, UNIFORM OG NUVÆRENDE FOR 2019/2020

Kapacitetstariffer (DKK/kWh/h/y)		CWD metode	Uniform Metode	Nuværende Metode
Exitzonen	D	21,15	22,72	23,37
Dragør Exit	IP2	33,52	22,72	23,37
Ellund Exit	IP1	19,38	22,72	18,70
Nybro Entry	P1	18,31	22,72	18,70
Ellund Entry	IP1	22,42	22,72	23,42
RES Entry	P2	11,87	22,72	18,70
Volumentarif (DKK/kWh)		0,00414	0,00414	0,00414

Kilde: Energinet

Note: Indikative tariffer for 2019/2020. Tarifferne er opdateret pr. 28. februar 2019, dvs. efter versionen i Final Consultation Document. RES Entry er virtuelt entry for tilførsel af bionaturgas.

Energinet bemærker, at CWD-metoden giver store tarifforskelle mellem de enkelte punkter. Dragør Exit (som allokeres til svenske forbrugere) bliver dyrest med en tarif på 33,52 DKK/kWh/h/y, mens Exitzonen (danske forbrugere) får en tarif på 21,15 DKK/kWh/h/y. Det skyldes, at Dragør Exit i CWD-metoden er det mest yderlige punkt geografisk – se også figur 3 med punkternes placering.

Energinets argumenter for anvendelse af uniform RPM og sammenligning med CWD

Energinet angiver, at transmissionssystemet oprindeligt er dimensioneret til et væsentligt større indenlandsk gasforbrug og til transit af gas fra Nordsøen. Der er derfor betydelig overskudskapacitet i det danske transmissionssystem i forhold til, at både produktionen i Nordsøen og det samlede gasaftag på det danske marked er faldende. Efter Energinets opfattelse giver det derfor ikke mening at allokere historiske anlægsomkostninger ud på de enkelte brugere og punkter i systemet, som CWD-metoden er udtryk for. Energinet finder derudover, at uniforme kapacitetstariffer er et rimeligt omkostnings- og risikodelingsinstrument, der beskytter Open Season 2017 deltagerne (Baltic Pipe) mod "pancaking".

Tarifferne fastsat efter CWD princippet resulterer i forholdsvis høj grad af differentiering af tarifferne på entry-exit punkterne – svarende til ca. en tarifforskel på 75 pct. mellem den laveste og højeste tarif, jf. tabel 4 ovenfor. En sådan forskel i tarifferne og

dermed på de forskellige transportforbindelser kan efter Energinets opfattelse påvirke konkurrencen på markedet. Den uniforme tarifmetode er efter Energinets opfattelse bedre til at fremme effektiv gashandel og konkurrencen på gasmarkedet. Af hensyn til at fremme konkurrencen (og modvirke skævvridning af handlen) mellem forsyningskilder er det derfor vigtigt, at der ikke er stor forskel i tarifferne på de enkelte punkter i systemet.

Energinet fremhæver endvidere, at den uniforme allokeringstype er relativt robust i forhold til, at der i de kommende år kommer væsentlige ændringer i de gasmængder, der transporteres i systemet. Energinet peger her på nedlukningen af Tyra samt idriftsættelse af Baltic Pipe, som vil resultere i, at der transporteres store mængder transitgas gennem det danske system. Her vil CWD medføre ændringer i de relative tariffer i de enkelte punkter, mens uniforme tariffer sikrer ens prissætning i punkterne. CWD er, modsat den uniforme metode, følsom over for flere metodiske definitioner – særligt placeringen af de virtuelle punkter (fx Exitzonen og BNG), ligesom den vægtede gennemsnitlige afstand er påvirket af flows.

Uniforme tariffer giver efter Energinets opfattelse et mere transparent (gennemskueligt) prissignal sammenlignet med CWD. Det gør det nemmere for transportkunderne at beregne og fremskrive deres tariffer på baggrund af udvikling i CAPEX/OPEX og forventningen om kapacitetsbestillinger.

Efter Energinets vurdering er en uniform tarifmodel derfor samlet set en robust model, der kan anvendes på lang sigt, også efter 2022, hvor Baltic Pipe bliver taget i brug. Energinet bemærker i øvrigt, at selvom CWD er den eneste allokeringstype, som er beskrevet i NC TAR, så anvender størstedelen af TSO'erne i EU andre tarifmetoder, og mange har valgt den uniforme tarifmetode.⁴ Energinet bemærker ligeledes, at de, der har valgt CWD, også har valgt at samle punkterne i zoner med ens tariffer.

Cost Allocation Assessment (CAA) for den uniforme metode og CWD

NC TAR fastsætter, at Final Consultation skal indeholde en vurdering af omkostningsfordelingen, den såkaldte Cost Allocation Assessment (CAA). Forsyningstilsynet (Energitilsynet) har besluttet, at Energinet foretager denne CAA. Formålet med CAA-beregningerne er, ud fra en teoretisk vinkel, at give indikation af den foreslåede tarifmetodes grad af krydssubsidiering mellem systeminterne netbrugere og systemeksterne netbrugere, jf. boks 4.

⁴ Ud af 11 anmeldte tarifmetoder er 6 uniform, 3 CWD og 2 en helt tredje metode (matrix).

BOKS 4 | SIMPEL BESKRIVELSE AF CAA-VURDERINGEN

CAA går ud på at sammenligne, hvor meget henholdsvis de systemeksterne og de systeminterne brugere betaler via deres tariffer til Energinet for deres respektive belastning af systemet. Belastningen af systemet fastsættes efter CWD-metoden, dvs. med udgangspunkt i de kapacitetsvægtede afstande.

CAA-vurderingen er baseret på teoretiske beregninger, jf. den specifikke formel i NC TAR artikel 5, hvor slutproduktet er et **sammenligningsindeks**.

CAA-sammenligningsindeks bør ligge i intervallet 0 – 0,1.

Hvis sammenligningsindekset er større end 0,1 er dette en teoretisk indikation på en for stor grad af krydssubsidiering mellem systeminterne brugere og systemeksterne brugere af systemet.

Sammenligningsindekset viser ikke, 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-opgørelse af krydssubsidieringen, betaler for meget) eller om det er de systemeksterne brugere af systemet, krydssubsidieringen er til ugunst for (dvs. at det i stedet for, efter CAA-modellen, er de systemeksterne brugere af systemet, der betaler for meget).

Kilde: Forsyningstilsynet og Energinet.

Energinet oplyser, at de grundlæggende elementer i CAA (beregningen) er cost-driverer relateret til systeminterne brugere og cost-driverer relateret til systemeksterne brugere. Som cost-driver bruges kapacitetsvægtet afstand. Dernæst beregnes, hvad hver enkel tarifmetode (dvs. CWD og uniform) vil resultere i af tarifindtægter fra henholdsvis systeminterne og systemeksterne brugere. Dette gøres ved at vurdere, om exit-punkterne i systemet er til systemintern brug eller til systemekstern brug. Et grænsepunkt (Ellund Exit og Dragør Exit) vil således blive vurderet som systemekstern brug, mens indenlandske exit-punkter (Exitzonen) er systeminterne. Dette er ud fra en betragtning om, at udtræk i indenlandske punkter er til systeminterne brugere, mens udtræk i grænsepunkter er til systemeksterne brugere.

Graden af krydssubsidiering måles ved at sammenligne, hvor meget systemeksterne brugere og systeminterne brugere betaler pr. "costdriver". En "costdriver" kan betragtes som den ydelse man betaler for i modellen. Antal costdriveres måles i MWh/h * Km, og en enhed costdriver er derfor 1 MWh/h transporteret 1 kilometer. En cost-driver i CAA-modellen er således udtryk for systembelastning. CAA-resultatet angiver, hvor meget henholdsvis systeminterne og systemeksterne brugere betaler i tariffer relativt til deres systembelastning.

Der henvises til artikel 5 i NC TAR for en mere detaljeret beskrivelse af CAA-vurderingen.

Energinet har beregnet CAA-værdier for den gældende tarifmetode (delvist differentierede kapacitetstariffer), den uniforme metode og CWD metoden. Resultaterne af CAA-beregningerne for både kapacitetstariffer og volumentarifferne er vist i tabel 5

TABEL 5 | ENERGINETS CAA-BEREGNING FOR GASÅRET 2019/20

Results on cost allocation assessment	CWD	Uniform capacity tariffs	(Current) Differentiated tariffs
Capacity			
Ratio intra	74.07	80.12	80.03
Revenue intra (mEUR)	173.25	187.40	187.19
Driver intra	2,339,070	2,339,070	2,339,070
Ratio cross	92.52	71.28	72.07
Revenue cross (mEUR)	61.65	47.50	48.03
Driver cross	666,360	666,360	666,360
Comparison Index	0.22	0.12	0.10
Commodity			
Ratio intra	9.42	9.42	9.42
Revenue intra (mEUR)	110.68	110.68	110.68
Driver intra	11,745,563	11,745,563	11,745,563
Ratio cross	10.35	10.35	10.35
Revenue cross (mEUR)	45.62	45.62	45.62
Driver cross	4,408,462	4,408,462	4,408,462
Comparison Index	0.09	0.09	0.09

Kilde: Energinet

Note: CAA beregningerne er baseret på de indikative (ikke-bindende) tariffer for gasåret 2019/20 fra tabel 5 ovenfor. I CAA-beregningerne bruges kapacitetsvægtede afstande som cost-driver – på tværs af tarifmetode. Cross (systemeksterne brugere) er til transit. Intra (systemintern) er indenlandsk brug.

Tabellen viser dels det endelige CAA-resultat i rækken "Comparison Index" og dels komponenterne der udgør det endelige CAA-resultat.

CAA-resultatet udledes af to komponenter: 1) tarifindtægter fra henholdsvis systeminterne og systemeksterne brugere, benævnt "Revenue intra" og "Revenue cross", 2) cost-driveren for henholdsvis systeminterne og systemeksterne brugere, benævnt "Driver intra" og "Driver cross". Som cost-driver anvendes i CAA-metoden kapacitetsvægtede afstande, på samme måde som i CWD-metoden. De kapacitetsvægtede afstande er et udtryk på brugernes systembelastning.

Resultatet af CAA-beregningen for kapacitetstariffen viser, at CWD-metoden klarer sig relativt dårligt med en CAA-værdi på 0,22. Den uniforme metode, som Energinet har anmeldt, klarer sig bedre end CWD, med en CAA-værdi på 0,12.

Til sammenligning har Energinet også beregnet CAA-værdier efter den nuværende metode med differentierede tariffer. Denne klarer sig bedst CAA-mæssigt af de tre metoder, i hvert fald for året 2019/2020, mens den klarer sig dårligst fra år 2022/23 og frem.

Resultaterne af CAA for volumentariffen er konstant uanset valg af RPM. Det skyldes at input og metoden til at beregne volumentariffen er den samme for de tre metoder.

Energinet oplyser, at CAA-beregningerne er relativt følsomme over for de næste års store ændringer i de gasmængder, der skal transporteres i (gennem) det danske transmissionssystem, jf. tabel 6 der viser de beregnede CAA resultater for de tre forskellige tarifmetoder for de næste 6 gasår.

TABEL 6: UDVIKLING I CAA-SAMMENLIGNINGSINDEKS OVER TID, 2019-2025

Comparison Index [-]	CWD	Uniform tariff	Current method	Commodity
Cost driver	CWDxcapacity	CWDxcapacity	CWDxcapacity	CWDxcommodity
2019/2020	0,22	0,12	0,10	0,09
2020/2021	0,23	0,09	0,05	0,16
2021/2022	0,23	0,11	0,06	0,04
2022/2023	0,03	0,07	0,13	0,06
2023/2024	0,02	0,06	0,13	0,04
2024/2025	0,02	0,05	0,12	0,03

Kilde: Energinet

Note: CAA beregningerne er baseret på, at BP punkternes placering i systemet er baseret på det scenarie, der ligger til grund for businesscasen i Baltic Pipe, dvs. en antagelse om en samlet tarifzone. Hvis disse antagelser om placering af punkterne i systemet ændres, vil CAA-resultaterne også ændre sig.

Det ses af beregningerne af CAA for kapacitetstariffen, at i perioden med Tyra-nedlukningen resulterer CWD-metoden i CAA-værdier større end 0,1 (0,22 og 0,23) for alle tre år, mens både den uniforme og den gældende metode resulterer i svingende CAA-resultater under Tyra-nedlukningen. Den uniforme metode klarer sig bedre CAA-mæssigt under Tyra-nedlukningen end CWD. Efter idriftsættelsen af BP ligger såvel CAA-resultaterne fra den uniforme tarifmetode som fra CWD-metoden inden for rammen af NC TAR, dvs. under 0,1. Den gældende tarifmetode med delvis differentierede tariffer falder dårligt ud CAA-beregningsmæssigt efter idriftsættelsen af BP.

Samlet set gælder det for alle årene, at hvis CWD-metoden anvendes, så dækker de systemeksterne brugere relativt flere omkostninger, end deres cost-drivers foreskriver. Anvendes den uniforme metode, så dækker de systeminterne brugere relativt flere omkostninger. For den gældende metode med differentierede tariffer dækker de systeminterne brugere ligeledes relativt flere omkostninger, end deres cost-drivers giver anledning til i alle årene. Når både CWD-metoden og den uniforme metode "består"

CAA-testen i perioden efter BP, så skyldes det, at der kun er lille forskel på, hvad de systeminterne og systemeksterne dækker af omkostninger, i forhold til deres cost-driver.

CAA for volumentariffen giver de samme resultater for alle tre metoder, og er derfor samlet i én kolonne. Resultaterne viser, at den foreslåede tarifmetode for volumentariffen har CAA-værdier under 0,1 (bortset fra 2020/21).

Baseret på ovenstående CAA-resultater finder Energinet, at uniforme kapacitetstariffer resulterer i en samlet set lavere grad af krydssubsidiering mellem de systeminterne som de systemeksterne brugere af systemet sammenlignet med CWD metoden.

Den uniforme tarifmetode er ifølge Energinet også mere robust over for ændringer i omkostningsbasen og flowmønstre, efter Tyra-nedlukningsperioden og Baltic Pipe idriftsættes. Energinet bemærker også, at CAA for den uniforme metode ikke overstiger de 10 pct. (0,1), efter at Baltic Pipe er idriftsat.

Forsyningstilsynets anmodning om yderligere redegørelse til RPM

Forsyningstilsynet har i forlængelse af ACER's analyse og til brug for Forsyningstilsynets vurdering af RPM anmodet Energinet om yderligere at begrunde, hvorfor CWD metoden (der anvender kapacitetsvægtet *afstand* som allokeringsprincip) efter Energinets opfattelse ikke er hensigtsmæssig at anvende i det danske transmissionssystem. Forsyningstilsynet har også anmodet Energinet om at opdele de samlede anlægsomkostninger (bogført værdi pr. primo 2019) til infrastruktur før Ellund/Egtved, Ellund/Egtved infrastruktur og Baltic Pipe infrastruktur, for derved at få indblik i, hvor stor en del af den samlede CAPEX, der relaterer sig til den oprindelige infrastruktur og hvor stor en del, der relaterer sig til den ny (planlagte) infrastruktur.

Afstand som cost-driver i det danske transmissionssystem

Energinet oplyser, at det danske transmissionssystem er udbygget i flere trin siden 1982. Hovedparten af systemet blev etableret i 1984. Den økonomiske levetid af systemet blev ændret (forlænget) i 2011, hvilket indebærer, at hovedparten af omkostningerne er afskrevet. Det nuværende gasforbrug er væsentligt anderledes end det historiske forbrug, der lå til grund for systemdesignet. Det er efter Energinets vurdering ikke hensigtsmæssigt eller rimeligt, at lade nuværende og fremtidige gasforbrugere betale differentierede tariffer, der er beregnet på baggrund af designbeslutninger truffet for op til 40 år siden.

FIGUR 4 | HISTORISK UDBYGNING AF GASSYSTEMET



Kilde: Energinet

Energinet bemærker, at de større udbygninger i systemet siden 1984 er anlæggelse af de to gaslagre (1987 og 1994), systemforstærkning i 1996 for at understøtte forsyningen til det svenske gasmarked (med et investeringsbidrag fra Sverige) samt i 2013 idriftsættelse af importinfrastruktur fra Tyskland. Fra år 2022 forventes Baltic Pipe at blive idriftsat.

Energinet oplyser om investeringsbidraget fra Sverige, at i forbindelse med aftale om levering af naturgas fra Danmark til Sverige ved etableringen af gassystemet i de to lande i begyndelsen af 1980'erne, blev det aftalt, at det statsjede naturgasselskab i Sverige skulle betale et investeringsbidrag på 280 mio. DKK til det statslige naturgasselskab i Danmark (DONG Naturgas A/S) til etablering af den nødvendige transmissionskapacitet til at bringe naturgas fra de danske felter i Nordsøen til Sverige. Bidraget var således en del af en større længerevarende gassalgsaftale på kommercielle vilkår om gasleverancer fra Danmark til Sverige.

Nedenfor vises værdien af transmissionssystemets nuværende og fremtidige anlægsaktiver opdelt i de tre største kategorier af udbygning: Oprindelige system (fra 1984 – 2012), Ellund/Egtved udbygning (2013) og Baltic Pipe (2022), jf. tabel 7.

TABEL 7 | ENERGINETS ANLÆGSAKTIVER

Infrastruktur i transmissionssystemet	Mia. DKK
Anlægsaktiver transmissionssystem før Ellund/Egtved (bogført værdi primo 2019)	3,5
Anlægsaktiver Ellund/Egtved (bogført værdi primo 2019)	1,2
Andel af Ellund/Egtved som EU har givet tilskud til (og som ikke får afsmittende effekt i tariffene)	0,7
Anlægsinvestering i Baltic Pipe (primo 2019-priser). Baltic Pipe aktiveres i 2022.	5,9

Kilde: Energinet

Note: Anlægsaktiverne for Baltic Pipe er planlagt investeringsomkostninger. Der er ydet EU-tilskud på Ellund/Egtved på ca. 740 mio. DKK. Dette EU tilskud betyder, at det fra idriftsættelsen af Ellund/Egtved kun har været godt halvdelen af anlægsinvesteringen, der får reel betydning i tariffene. Bemærk endvidere, at der har været foretaget mindre reinvesteringer efter 2013.

Energinet oplyser videre, at investeringen i infrastruktur relateret til at kunne håndtere bionaturgas i systemet indtil videre har beløbet sig til ca. 40 mio. DKK, men Energinet forventer, at der er brug for at investere for knap 200 mio. DKK i perioden 2019 – 2021 i systemudvidelser i transmissionssystemet.

Energinet oplyser, at udvidelser til det eksisterende system overvejende er rørledningsdublinger og kompressorstationer, der muliggør større transportkapacitet eller øget forsyningsikkerhed.

Geografiske afstande er efter Energinets vurdering ikke en relevant cost-driver, når investeringsomkostningerne til systemudvidelser rettes mod forstærkninger i det eksisterende system.

CWD vil medføre at punkter/forbrugere i systemets yderpunkter betaler en uforholdsmæssig andel af systemudvidelserne, også hvis udvidelserne er foretaget med henblik på andre formål end at tilgodese de specifikke punkter. Endvidere er kompressorstationer større enkeltstående aktiver i transmissionssystemet, hvor afstand ikke er relevant cost-driver. Samlet set medfører en kapacitetsudvidelse i det eksisterende system ikke at afstandene ændres. Det vil derfor ikke være rimeligt at fordele omkostningerne uforholdsmæssigt til systemets yderpunkter.

Begrundelsen for afstande som en cost-driver er efter Energinets opfattelse teoretisk mere relevant for kapitalomkostningerne til anlæg af (nye) rørledninger. Men med en tarifmetode som NC TAR, hvor kapacitetstarifferne skal dække en betydelig andel af drifts- og vedligeholdelseskostninger (faste OPEX), er afstandene i systemet efter Energinets opfattelse ikke længere den primære relevante cost-driver. Energinet peger bl.a. på, at OPEX for især systemoperatør aktiviteter generelt ikke er drevet af afstande.

Tilsvarende er straksafskrivninger, når restlevetiden i et eksisterende anlæg afskrives, ikke afstandsrelateret. Energinet anfører, at en typisk straksafskrivning kan være en MR station (måler- og regulatorstation mellem transmission- og distributionssystemet), som der ikke længere er behov for, fx som følge af faldende aftag. Det er samtidig ikke muligt (inden for tarifmetoden) at allokere meromkostningen ved en straksafskrivning til specifikke brugere af aktivet. I takt med at systemets alder stiger og forbrugsmønstrene ændres forventes omfanget af straksnedskrivninger at stige.

Energinet peger videre på, at den igangværende udvikling af et gassystem med stadig større andele af VE-gasser (bionaturgas typisk) er en anden cost-driver i det danske transmissionssystem. Det er anlæg, som opføres inden for det eksisterende punkt snarere end i systemets yderpunkter. Mens der kan være gode grunde til at henføre de direkte omkostninger til tilslutning af de enkelte biogasanlæg til ejerne/brugerne af anlægget (investeringsbidrag), så finder Energinet ikke, at det er rimeligt, at brugerne af yderpunkterne skal dække en større del af de fælles punkter end øvrige brugere placeret tættere på "midten af systemet" (som fx vil blive resultatet med en CWD metode).

Energinet er derfor af den opfattelse, at afstande (og i nogen udstrækning også kapacitet) ikke er den mest relevante cost-driver i et moderat gastransmissionssystem, hvor anlægsomkostningerne i vid udstrækning er historiske og "sunk" (irreversible). Tilsvarende er det resulterende prissignal ikke hensigtsmæssigt med større differentiering mellem punkter i direkte konkurrence, hvor brugerne har begrænset mulighed for at reagere på prissignalet ved fx at flytte forbruget til en mere central placering. Afstande som prissignal er derfor mest relevant at tage i betragtning ex ante for en TSOs investeringsbeslutning og mindre relevant for transportkunderne.

Derudover negligerer CWD efter Energinets opfattelse de betydelige dækningsbidrag fra mertransport, som senere tilføjede systemudvidelser til et eksisterende system kan levere, som fx Baltic Pipe. Mængder og udnyttelsesgrader er den primære indtægtsdriver i systemet. Uniforme tariffer tilvejebringer en proportional omkostningsallokering baseret på den aktuelle brug af systemet snarere end det historiske systemdesign. Uniforme tariffer understøtter også bedre investeringer foretaget for at øge forsynings-sikkerheden for alle brugere.

Energinet anfører omkring anlæggelse af et helt nyt system, at det i udgangspunktet er tilnærmelsesvist rigtigt, at rørlængde sammen med rørenes dimensionering (diameter) driver anlægsomkostningerne. Der er blot ikke en lineær og entydig sammenhæng, og CWD metoden i NC TAR simplificerer efter Energinets opfattelse cost-drivers:

- Designet af nye systemer baseres på forventninger til fremtidig efterspørgsel og på central planlægning. Der er derfor ikke en direkte dialog med alle brugere forud for en investeringsbeslutning.
- Prissignaler til brugerne er oftest slørede. Alternativt kunne anlægsomkostningerne dækkes alene med investeringsbidrag, der nøjagtigt fordeler omkostningerne til de individuelle brugere. Det er hverken praktisk eller kommercielt muligt. I stedet fordeles anlægsomkostningerne over aktivernes forventede økonomiske levetid. Dermed påtager fremtidige brugere kollektivt en risiko for

at efterspørgslen ændres over tid – hvis forbrugere skifter brændsel eller ændrer sin efterspørgsel, så efterlader det kollektiverede omkostninger til de øvrige brugere. Det betyder samlet, at der ikke sendes et perfekt prissignal forud for investeringsbeslutninger.

- Gasforbrugere har forskellige efterspørgselsprofiler, der nødvendiggør at systemdesignet indeholder overskudskapacitet. Alternativt skulle systemet ændres hyppigere for at imødekomme skiftende efterspørgselsmønstre.
- Anvendelsen af undergrundslagre og kompressorstationer medfører at de samlede systemer kan optimeres, men også at cost-drivers ikke længere er lineære og fuldt afstandsafhængige.

Samlet er afstandsafhængige cost-drivers selv i et helt nyt system efter Energinets vurdering en teoretisk approksimation til den ideelle tarifmetode.

Det er samtidig en metode, som ikke kan tilgodese politiske og forbrugermæssige ønsker om harmonisering af tariffer på geografisk ensartede vilkår og som vanskeligt understøtter lige konkurrence mellem forskellige forsyningspunkter, internt og eksternt. Fordelene ved stabile og forudsigelige tariffer overstiger efter Energinets vurdering ofte fordelene ved at allokere transmissionsomkostningerne med stor nøjagtighed.

Volumenrisiko

Forsyningstilsynet har i forlængelse af ACER's analyse og for at kunne vurdere om Energinets RPM lever op til NC TAR artikel 7 (d) også anmodet Energinet om at redegøre for, hvordan de danske gasforbrugere beskyttes mod volumenrisiko som følge af Baltic Pipe Projektet.

Energinet oplyser, at volumenrisikoen bl.a. er beskrevet og behandlet i Baltic Pipe Projektets business case og i det daværende Energitilsyns afgørelser om CBCA og om økonomiske test parametre samt f-faktor for den økonomiske test, som Energinet har gennemført. Volumenrisikoen er en relevant problemstilling i vurderingen af tarifmodellen for Baltic Pipe Projektet, som primært skal etablere transitkapacitet, der betales gennem en kollektiv uniform tarifmodel. Volumenrisikoen består primært i, at Baltic Pipe ikke bliver anvendt i samme omfang som antaget.

Energinet anfører videre, at volumenrisikoen er relateret til kapacitet-volumenforholdet. Såfremt Forsyningstilsynet på et senere tidspunkt vurderer, at kapacitetsandelen skal øges (fra 60/40), så vil det automatisk reducere volumenrisikoen indeholdt i de 15-årige kapacitetskontrakter.

De 15-årige kapacitetskontrakter indgået under Open Season 2017 sikrer under den foreslåede RPM (uniforme tariffer), at deltagerne i Open Season vil dække en proportional andel af systemets samlede CAPEX inkl. Baltic Pipe aktiverne, uanset om de anvender ruten eller ej.

Transitkunderne på Baltic Pipe ruten forventes i fremskrivninger at have kapacitetsrettigheder svarende til omkring 70 pct. af alle kapacitetsreservationer, mens BP-aktiverne i sig selv alene udgør omkring 60 pct. af den samlede aktivbase (nedskrevne historiske og nye aktiver samlet).

Volumenrisikoen i perioden indtil år 2038 vedrører derfor primært drifts- og vedligeholdelseskostninger, hvoraf omkring 30 pct. kan relateres til Baltic Pipe. De øvrige drifts- og vedligeholdelseskostninger er indeholdt i referencescenariet, dvs. de anslåede omkostninger, hvis Baltic Pipe ikke etableres.

En andel af Baltic Pipes driftsomkostninger er direkte variable og er derfor afhængige af at transitinfrastrukturen faktisk anvendes, hvilket reducerer volumenrisikoen for indenlandske brugere til de 'faste drifts- og vedligeholdelseskostninger' relateret til transitinfrastrukturen under Baltic Pipe projektet. Energinet anfører, at disse omkostninger udgør omkring 10 pct. af den samlede omkostningsbase, hvilket skal sammenholdes med Baltic Pipe projektets fordele i form af lavere tariffer m.v. såfremt projektets antagelser om høje udnyttelsesgrader materialiseres.

Energinet anfører, at de finder, at de indenlandske gasforbrugere er beskyttet ved de indgåede kapacitetsaftaler mod en betydelig del af volumenrisikoen (CAPEX). I forhold til OPEX er volumenrisikoen efter Energinets vurdering acceptabel i forhold til projektets forventede fordele i form af lavere tariffer.

2.2 KAPACITETS- OG VOLUMENSPLIT OG ALLOKERING AF VOLUMENTARIF

Energinet har anmeldt en fastholdelse af det gældende princip for kapacitets- volumensandel i tarifieringen, men dog med en begrænsning, således at den andel af tariffen, som er baseret på volumen, ikke må være over 40 pct.. Energinet har også anmeldt, at det nuværende princip for allokering af volumentariffen, således at der alene allokeres volumentarif på exitmængder, fastholdes.

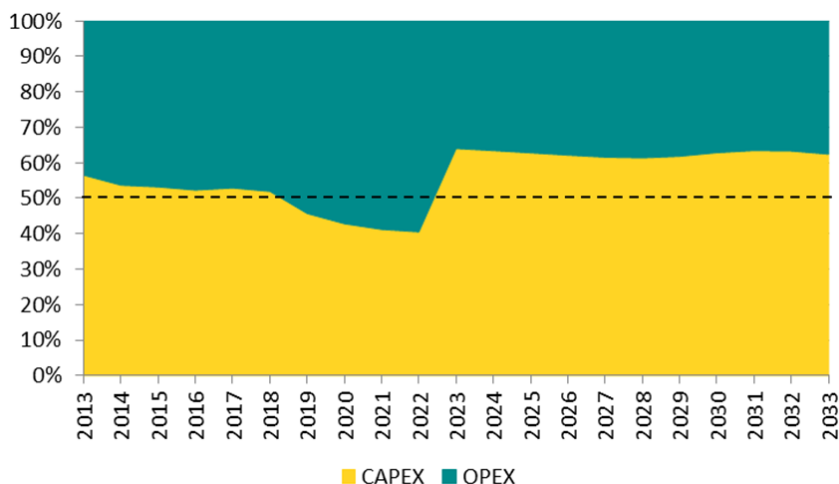
Kapacitets- og volumensplit

Energinet har anmeldt følgende princip:

- Kapacitets/volumen opdeling i tarifieringen som dynamisk afspejler fordelingen af CAPEX/OPEX, dog mindst på 60/40 pct. af de totale omkostninger (TOTEX).

Det gældende princip blev godkendt i 2013. Andelen af CAPEX og OPEX varierer fra år til år. I perioden under Tyra-nedlukningen stiger andelen af OPEX pga. øgede brændselsomkostninger til kompressorstationen i Egtved, mens andelen af CAPEX øges fra idriftsættelsen af Baltic Pipe, jf. figur 5.

FIGUR 5 | CAPEX/OPEX SPLIT 2013 – 2033



Kilde: Energinet

Note: Fremskrivningen er baseret på den gældende hvile-i-sig-selv regulering, hvor Energinet kun kan få dækket "nødvendige omkostninger" i transmissionssystemet. Energinet forventes fra 1. januar 2021 at overgå til en indtægtsrammeregulering fastsat af Forsyningstilsynet. Det kan have indflydelse på både CAPEX- og OPEX-fordelingen foruden summen af begge. Omkostningsbasen er vist ud fra regnskabsåret (kalenderår). Baltic Pipe aktiver inkl. opstrømsaktiver i den danske Nordsø (Tie-in) er inkluderet i omkostningsbasen.

NC TAR fastsætter, at en TSO's indtægter primært skal komme fra kapacitetstariffer, og at evt. volumentariffer primært skal være baseret på omkostninger ved konkrete gasstrømme.

Energinet har på denne baggrund anmeldt, at der indsættes en øvre grænse for, hvad volumentarif-andelen højst kan være. Energinet anmelder, at volumenandelen højst må udgøre 40 pct., da dette sikrer, at kapacitetsandelen altid er større end volumenandelen. For perioden under Tyra-nedlukningen (2019-2022) vil kapacitets- og volumensplittet nærme sig 60/40, og efter idriftsættelsen af Baltic Pipe nærmer splittet sig 70/30.

Energinet anfører om det foreslåede princip med:

- Det danske transmissionssystem er oprindeligt designet til at transportere væsentligt større gasmængder end der transporteres nu. Der er rigelig ledig kapacitet i transmissionssystemet. Derfor er det ikke nødvendigt med en høj kapacitetstarif med henblik på at signalere knaphed på kapacitet.
- Siden indførelsen af kapacitetsauktioner i 2013 på sammenkoblingspunkter – med i afholdelse af i alt 75 kapacitetsauktioner for de danske IP punkter – har Energinet kun haft auktions præmier på under 1 mio. DKK. Mangel på auktionspræmiebetaling – dvs. slutpriser over startprisen - signalerer, at det eksisterende system har rigelig kapacitet.

- Et kapacitets/volumensplit der dynamisk afspejler CAPEX/OPEX i det danske system er transparent og afspejler de bagvedliggende omkostninger.
- CAPEX er "sunk" (irreversibel) og ændres ikke i tråd med ændring i mængderne. OPEX er variabel og afspejler i højere grad det aktuelle flow i systemet.
- Det nuværende princip er velfunderet blandt de nuværende transportkunder i systemet og aktørerne på gasmarkedet og transportkunderne udtrykker generel støtte til at fastholde det nuværende kapacitets- og volumensplit.
- En relativt set højere volumentarif fremmer en mere fleksibel anvendelse af systemet, der fremmer tilførsel af bionaturgas og samspillet med den ujævne vindproduktion.
- Det danske gasmarked er under pres fra vedvarende energi, energibeskatning og øget energieffektivitet på efterspørgselsiden. En lavere andel af kapacitetstariffer i tariferingen understøtter at den eksisterende gasinfrastruktur kan anvendes i samspil med andre energiformer, herunder VE energikilder.
- Energinets investeringsbeslutninger (Ellund/Egtved og BP) er baseret på det gældende split og transportkunderne har i forbindelse med Open Season for såvel Ellund/Egtved som BP indgået lange kapacitetskontrakter baseret på det nuværende princip med en høj volumenandel.
- Transportkunderne betaler til CAPEX, selv når infrastrukturen ikke udnyttes fuldt ud. Udnyttet infrastruktur kan alt andet lige resultere i, at enhedsomkostningen pr. m³ transporteret gas bliver højere, end hvis infrastrukturen havde været bedre udnyttet. Dvs. tarifferne vil typisk stige i takt med, at færre gasmængder transporteres gennem systemet. Hvis kapacitetstarifferne er højere end den marginale markedsværdi kan det have en begrænsende effekt på udviklingen af gasmarkedet. Princippet med en lavere andel af kapacitetstariffer (det gældende princip for det danske system), sammenlignet med andre tarifprincipper, som henfører en større andel af TOTEX til kapacitetstarifferne, kan medvirke til at sænke adgangsbarriererne til markedet, hvilket kan føre til øget konkurrence.
- Transportkunder, der fører gas *gennem* det danske system til transit, har fordel af en lavere kapacitetstarif, da det sænker adgangsbarrieren til systemet. Det gælder særligt for transportkunder til det svenske marked, hvor der er begrænsede fleksibilitetsinstrumenter. Transitmængderne giver et nettobidrag til omkostningerne ved at drive transmissionssystemet og hjælper dermed til at sænke enhedsomkostningerne for transmission for alle brugere af det danske transmissionssystem – såvel indenlandske som transitkunder.

Energinet peger supplerende på, at en høj kapacitetsandel alt andet lige er mere til fordel for TSO'ens risikoafdækning end at tilvejebringe de mest hensigtsmæssige tarifstrukturer for markedet. Hvis der i fremtiden (fx som følge af den grønne omstilling) ønskes en mere fleksibel adgang til systemet vil det være en fordel, at andelen af kapacitetstariffen ikke øges væsentligt.

Betydning af øget kapacitetstarif på kort, mellemlang og lang sigt

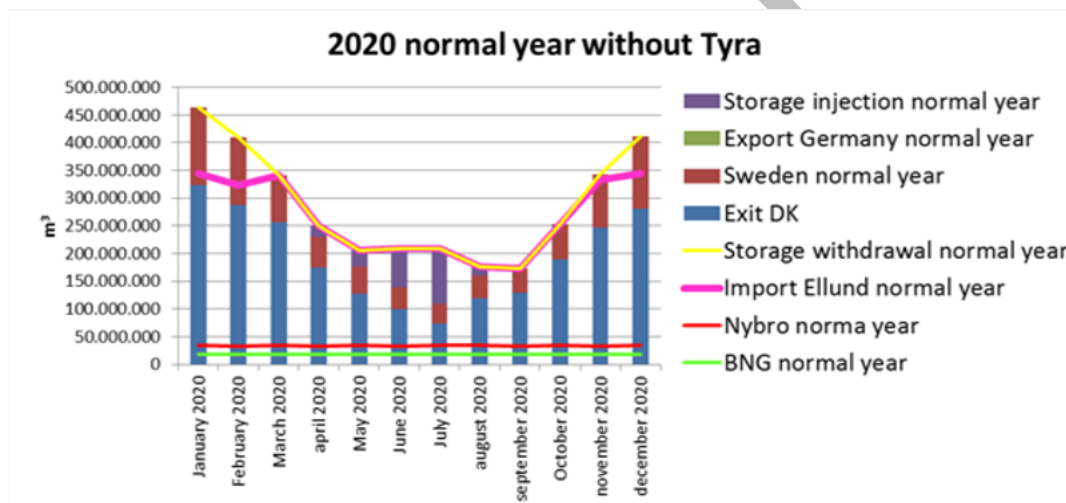
Energinet mener, at der på kort, mellemlang og lang sigt vil være negative virkninger ved at øge kapacitetstariffen, til skade for det danske-svenske gasmarked. Det er endvidere Energinets opfattelse, at de fordele som en øget andel kapacitetstarifering kunne give i form af en større sikkerhed for fremtidige tarifindtægter i et givent tarifår ikke opvejer de skadelige virkningen en øget kapacitetstarif kan få for det danske/svenske marked.

På kort sigt

Under Tyra-nedlukningen er gasforsyningerne til det danske gasmarked reduceret, og langt størstedelen af de nødvendige gasmængder til Danmark og Sverige (i gennemsnit 72 pct.) skal importeres fra Tyskland via Ellund Entry. Samtidig reduceres transitmængderne (der normalt kommer fra Tyra og føres til Tyskland via Ellund Exit). De væsentligt lavere gasmængder gennem det danske system under Tyra-nedlukningen resulterer i at tarifniveauet stiger i perioden, idet der i perioden er færre gasmængder til at bære omkostningerne.

Energinet skal endvidere bemærke, at den tekniske kapacitet på Ellund Entry om vinteren ikke er tilstrækkelig til at forsyne det samlede danske og svenske marked. Dette illustreres i figur 5a nedenfor.

FIGUR 5A | ILLUSTRATION AF AT DEN TEKNISKE KAPACITET I ELLUND ENTRY ER KNAK I VINTERSÆSON



Kilde: Energinet (Analysis of the supply and demand situation, august 2017)

Note: Den tekniske kapacitet på Ellund Entry er 300.000.000 m³ pr. måned. Det ses, at der i en normal vinter fra november til marts ikke er tilstrækkelig teknisk kapacitet til at forsyne markedet.

Det skal også bemærkes, at det er kapaciteten på den tyske side, der definerer den fysiske kapacitet i Ellund Entry. Selvom den fysiske kapacitet i den danske side af grænsepunktet ved Ellund isoleret set er tilstrækkelig til at forsyne markedet, så er det den tekniske kapacitet på den tyske side af grænsen, der afgør, hvor meget gas, der fysisk kan komme ind i det danske system. Den tekniske kapacitet på Ellund Entry er derfor de facto 300 mio. m³ pr. måned, når der er taget højde for begrænsningen på den tyske side.

Under Tyra-perioden vil en højere kapacitetsandel øge transportomkostningen mellem Tyskland og Danmark på selve grænsepunktet (Ellund), hvilket kan reducere kapaci-

tetsudnyttelsen i perioder med begrænset prisforskelle mellem markederne. Dette fremhæves af flere aktører på dansk-svenske gasmarked, der til Energinet har fremført, at det absolutte kapacitetstarifniveau (på Ellund Entry) under Tyra-nedlukningen kan risikere at overstige markedsværdien af transportkapaciteten for handel med gas på tværs af den dansk/tyske grænse. Dette kan resultere i, at likviditeten på markedet falder (under forudsætning af, at der transporteres færre gasmængder til markedet) og det kan mindske aktørernes incitament til at lagre gas for at sikre forbrugerne forsyning af gas i vintersæsonen. Når andelen af kapacitetstarif øges vil dette yderligere forværre effekten af, at det absolutte tarifniveau på grænsepunktet, Ellund, forventes at være større end markedsværdien på den pågældende kapacitet. Energinet bemærker endvidere, at volumentariffen kun opkræves på exitpunkter. Derfor påvirker volumentariffen ikke transportomkostningerne på Ellund Entry.

Energinet har supplerende oplyst, at markedets aktører for det første år under Tyra-nedlukningen har foretaget lagerdispositioner til at understøtte vinteren 2019/20 (lager er udsolgt). Det er særligt år 2 – dvs. gasåret 2020/21 – der er mest sårbart forsyningssikkerhedsmæssigt under Tyra-nedlukningen, da der i dette gasår er behov for flest fysiske gasmængder fra Ellund Entry. Samtidig forventes der færrest mængder samlet set til at bære omkostningerne i systemet – så de absolutte tarifniveau stiger. I det tredje Tyra-nedlukningsår kan en del af vintersæsonen måske afhjælpes af, at der forventeligt fra januar 2022 idriftsættes en tie-in i Nordsøen (den første del af Baltic Pipe). Det er dog under forudsætning af, at udbygningen ikke forsinkes og under forudsætning af, at der indgås aftaler mellem norske producenter og aktører i det danske marked. Det er således usikkert, hvor stor effekt denne tie-in reelt får. Vinteren i år tre under Tyra-nedlukningen kan således fortsat være presset forsyningssikkerhedsmæssigt.

Energinet har beregnet, hvad en højere kapacitetsandel vil få af effekt på det absolutte tarifniveau i to af gasårene under Tyra-nedlukningen. Det ses, at under antagelse af en uniform tarifiering vil kapacitetstariffen på Ellund i gasåret 2019/20 stige fra 22,72 DKK/kWh/h/y ved et 60/40 split til 34,09 DKK/kWh/h/y ved et 90/10 split, jf. tabel 7A.

FIGUR 7A | KAPACITETSANDEL OG EFFEKT PÅ KAPACITETSTARIFFEN

		Uniform kapacitetstarif 2019/2020	Uniform kapacitetstarif 2020/2021	Ændring (%)
Kap/vol: 60/40	DKK/kWh/h/y	22,72	25,04	10%
Kap/vol: 70/30	DKK/kWh/h/y	26,51	29,22	10%
Kap/vol: 80/20	DKK/kWh/h/y	30,30	33,39	10%
Kap/vol: 90/10	DKK/kWh/h/y	34,09	37,57	10%

Kilde: Energinet

Note: Det absolutte tarifniveau stiger mellem gasåret 2019/20 – 2020/21, fordi der er færre transporterede mængder til at bære de samlede omkostninger. Kapacitetstariffen for Ellund Entry er 14,36 DKK/kWh/time/år i gasåret 2018/19.

På mellemlang sigt (efter 2022)

Energinet anfører, at fordi BP mængderne på sigt forventes at udgøre mere end 75 pct. af de samlede gasmængder i det danske system er det relevant at se på, hvilke konsekvenser valget af tarifmetode kan have på BP-transportkundernes omkostninger. Selvom det fremgår af Open Season 2017, at der kan ske ændringer i tarifmetoden, så vil en øget andel af kapacitetstarifiering overføre risiko fra Energinet til transportkunderne. En sådan ændring har også betydning for businesscasen i BP og er en nøgleparameter i risikovurderingen på begge sider (Energinet og BP transportkunder) i BP businesscasen. Hertil skal nævnes, at deltagere ved Open Season 2017 (BP transportkunder) har tilkendegivet (til Energinet), at opdelingen af kapacitets- og volumentariffen vil påvirke deres udnyttelse af det danske system. Energinet finder i den henseende, at tarifmodellen også bør understøtte at der gives incitamenter til at transportere gas gennem systemet (transit) til gavn for alle brugere af systemet (jo større gasmængder, jo lavere tariffer).

På længere sigt

Energinet peger endvidere på, at der er behov for en tarifmodel, der fremmer en fleksibel udnyttelse af systemet, bl.a. også pga. øget fokus på gasinfrastrukturens effektive samspil med andre energisektorer, især el-systemet, der er domineret af en massiv vindproduktion med ujævn produktion. Energinets igangværende dialog med både producenter af biogas og distributionsselskaberne indikerer, at høje kapacitetstariffer kan være en barriere i forhold til at understøtte denne udvikling.

Såfremt kapacitetstariffen bliver væsentligt højere vil transportkunderne bære de fulde omkostninger af de historiske investeringer i systemet, uanset om de bruger systemet eller ej, hvilket i et system som det danske, uden kapacitetsbegrænsninger, alt andet lige udgør et nytte tab til skade for samfundet. Samtidig bør transmissionssystemets fleksibilitet og mulighed for omkostningseffektivt at transportere store mængder energi med ujævn produktions- og forbrugsprofil kunne være med til at understøtte indpasning af VE. Energinet finder, at den foreslåede tarifstruktur med en relativt set lavere andel af kapacitetstarif (sammenlignet med NC TAR) understøtter en mere effektiv udnyttelse af systemet og mere effektiv samspil med VE indpasning.

Princip for allokering af volumentarif

Energinet har foreslået en fastholdelse af det nuværende princip for opkrævning af volumentarif, hvor opkrævningen af volumentariffen sker for mængder transporteret i exit-punkterne i systemet. Princippet har været anvendt siden indførelsen af den nuværende markedsmodel, entry-exit modellen, i 2004.

Energinet har anmeldt:

- Uniform volumentarif på exit-mængderne i systemet

Det betyder, at der ikke opkræves volumentarif i entry-punkterne. Volumentariffen opkræves for enhver kWh gas der rent faktisk transporteres *ud* af transmissionssystemet (exit) – dvs. gas transporteret til Exitzonen og gas til transit (ud af landet). Volumentariffen sættes på exit-punkter i markedsmodellen, fordi gasflowet gennem exit-punkterne svarer til den faktiske transporterede gasmængde, der føres til enten forbrug eller eksport (transit). Dvs. der opkræves samme volumenbetaling på alle *reelle*

aftagspunkter, uanset om det er et indenlandsk forsyningspunkt eller et grænsepunkt (eksport).

Energinet oplyser, at typisk er de gasmængder, der strømmer gennem entry-punkterne en anelse højere end det faktiske gasforbrug. Denne (mindre) forskel mellem entry og exit-mængderne skyldes, at der i selve transmissionssystemet – inden gassen føres ud til distributionsområderne eller til transit – kan være et mindre forbrug af gas i systemet til forvarmning og der kan også være (begrænset) målerafvigelse i M/R stationerne (Måler og regulatorstationer er der hvor gassen fysisk føres fra transmission til distribution). Det vil derfor ikke være retvisende at sætte volumentariffer på entry-punkterne.

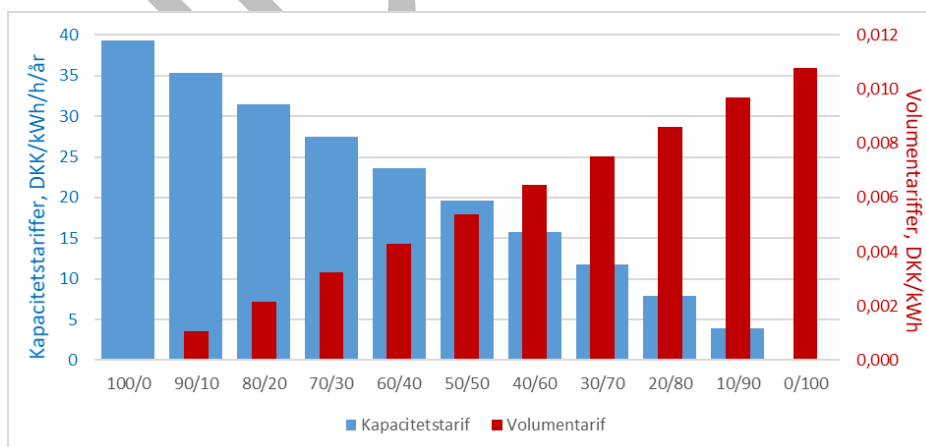
Energinet oplyser også, at volumentariffen i transmissionssystemet beregnes på grundlag af de *forventede fremtidige mængder* i systemet (og ikke historiske).

Forsyningstilsynets anmodning om uddybende redegørelse for fleksibel adgang

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om yderligere at redegøre for, hvorfor Energinet finder det sandsynligt, at det valgte kapacitets- og volumensplit har betydning for (den fleksible) adgang til systemet. Endvidere har Forsyningstilsynet anmodet Energinet om at supplere redegørelsen med en simpel konsekvensberegning.

Baseret på Energinets erfaring som TSO og dialog med markedets aktører, er det Energinets opfattelse, at lavere kapacitetstariffer giver en mere fleksibel adgang til systemet. Der er tale om en afvejning af fordele og ulemper i forhold til de forskellige brugere af systemet og forbrugerne ved forskelligt kapacitets- og volumensplit. Figur 6 nedenfor viser de resulterende tariffer ved forskelligt kapacitet- og volumensplit.

FIGUR 6 TRANSPORTTARIFFER AFLEDT AF KAPACITET- OG VOLUMENSPLIT, GASÅRET 2019/2020



Kilde: Energinet

Note: Kapacitet- og volumensplittet er vist, så fx 100/0 udtrykker at 100 pct. af indtægterne kommer fra kapacitetstariffer (årsprodukter) og 0 pct. fra volumentariffer.

Energinet forklarer, at kapacitetstariffen er en betaling for en kapacitetsrettighed (reservation) til transmissionssystemet, som opkræves uafhængigt af den faktiske anvendelse. Brugere med en fast og høj udnyttelse af sin kapacitetsreservation har en lavere transportomkostning pr. transporteret enhed ved et kapacitets- og volumensplit med en højere andel kapacitetsbetaling. Det betyder, at transportkunder med høj udnyttelse af systemet (høj load-faktor, også kaldet belastningsfaktor) har gavn af en højere andel kapacitetsbetaling.

Omvendt er der en række brugere med mere ustabil og uforudsigelig brug af systemet, hvor kapacitetsreservation og høj andel af kapacitetstarif efter Energinets vurdering er en barriere for fleksibel brug af transmissionssystemet, idet betalingen ikke er afhængig af den faktiske anvendelse og fordi betalingen opkræves forud for brugen af systemet. Det kan være ejere af et power-to-gas anlæg, der periodisk og afhængigt af prissignaler kan have behov for en relativt høj kapacitet i gasnettet, men som ikke bruger systemet så ofte. Det kan også være industrielle forbrugere, der ønsker at skifte brændsel afhængigt af priser på forskellige brændsler.

Det er Energinets erfaring, at nabosystemer med en meget høj kapacitetsandel kompenserer for barrieren ved at yde rabatter til VE-producenter. Så længe den type brugere (med ujævnt forbrug) udnytter overskudskapaciteten i det eksisterende net, er der lave marginale omkostninger forbundet med deres anvendelse og mængdebidraget fra de fleksible brugere medvirker til at sænke enhedsomkostningerne for alle brugere af systemet og understøtter gassystemets udnyttelse i den grønne omstilling. Dette er i øvrigt også afspejlet i Energinets dialog med markedsaktører, herunder i høringsvar givet til den nærværende metodeanmeldelse. Energinet henviser bl.a. til et høringsvar fra Energinets for-høring (pre-consultation), som argumenterer for en højere volumenandel i tarifmetoden.

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om i et simpelt beregningseksempel for at illustrere, hvad betydningen af kapacitets- og volumensplit har for de forskellige transportkunder og forbrugerne.

Energinet har på den baggrund foretaget en simpel beregning af konsekvensen for de enkelte typer af transportkunder og forbrugere ved at skifte fra et split på 60/40 til 80/20, jf. tabel 8.

TABEL 8 | SIMPEL BEREGNING AF KONSEKVENNS VED ÆNDRING I KAPACITET/VOLUMENSPLIT

2019/2020		Loadfaktor = 1		Loadfaktor = 0,8		Loadfaktor = 0,4	
		Nuværende split	80/20 split	Nuværende split	80/20 split	Nuværende split	80/20 split
Husstand (1500 m ³ /år)	DKK	163	157	185	187	298	337
Industri (0,3 mio. m ³ /år)	DKK	32.531	31.323	37.053	37.351	59.660	67.494
Stor virksomhed (5 mio. m ³ /år)	DKK	542.186	522.047	617.543	622.523	994.329	1.124.905
Mindre shipper (125 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	14	13	15	16	25	28
Mellemstor shipper (375 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	41	39	46	47	75	84
Stor shipper (1000 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	108	104	124	125	199	225
2024/2025		Loadfaktor = 1		Loadfaktor = 0,8		Loadfaktor = 0,4	
		Nuværende split	80/20 split	Nuværende split	80/20 split	Nuværende split	80/20 split
Husstand (1500 m ³ /år)	DKK	116	114	134	137	222	249
Industri (0,3 mio. m ³ /år)	DKK	23.268	22.880	26.802	27.365	44.474	49.788
Stor virksomhed (5 mio. m ³ /år)	DKK	387.801	381.342	446.706	456.086	741.227	829.807
Mindre shipper (125 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	10	10	11	11	19	21
Mellemstor shipper (375 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	29	29	34	34	56	62
Stor shipper (1000 mio. m ³ /år)	Mio. DKK	78	76	89	91	148	166

Kilde: Energinet

Note: I eksemplet er udelukkende anvendt årsprodukter. Det er antaget, at alle brugergrupper betaler entry og exit kapacitetstarif.

Forsyningstilsynet skal bemærke, at beregningseksemplet illustrerer, at brugere med forskellig loadfaktor kan blive ramt forskelligt af det til enhver tid gældende kapacitets- og volumensplit, og at ændringer af kapacitets- og volumensplit kan give en omfordeling mellem brugere af systemet. Beregningerne ovenfor er ikke udtryk for den eksakte omfordeling, men viser en tendens. Et supplement af kortere kapacitetsprodukter vil alt andet lige også dæmpe effekten. I det simple beregningseksempel ovenfor er der alle anvendt årskapacitetsprodukter, for at tydeliggøre effekten.

De simple beregninger illustrerer, at brugere med lavere loadfaktor (dvs. ved mere ujævn brug af systemet) kommer til at betale mere, når kapacitetsandelen øges, mens brugere med hel jævn loadfaktor (1) kommer til at betale mindre. Det ses fx, at en stor transportkunde med loadfaktor 0,4, betaler ca. 199 mio. DKK årligt i gasåret 2019/20 ved en 60/40 kapacitets- og volumensplit, hvilket øges til ca. 245 mio. DKK årligt i gasåret 2019/20 ved en 80/20 kapacitets- og volumensplit. Den samme tendens ses ved en stor forbruger, der ved 60/40 split betaler ca. 994.000 DKK årligt i gasåret 2019/20, hvilket øges til ca. 1.125.000 DKK årligt ved et split på 80/20 i gasåret 2019/20.

Korte kapacitetsprodukter kan imidlertid også hjælpe denne type forbrugere (med ujævn profil), idet det tillader adgang til systemet på kortere basis end årskapacitet, mens multiplikatorer sikrer en rabat til brugere med længere produkter. Det er Energinets opfattelse, at en tarifmodel uden multiplikatorer også vil give incitament til fleksibel systemanvendelse. Det vil blot ikke give samme tilskyndelse til transportkunder med meget lange kontrakter (fx i en Open Season).

En tarifstruktur bør efter Energinets opfattelse understøtte en bred og diversificeret adgang til transmissionssystemet, hvilket også understøtter forsyningssikkerheden. Under Tyra-nedlukningen giver fx decentrale biogasproducenter et værdifuldt supplement til den overordnede forsyning sammen med importeret naturgas. Forbrugere, der kan reagere på prissignaler og har alternative brændselsmuligheder, evner ligeledes at reagere på prissignaler i perioder med forsyningsbegrænsninger. Der er derfor en kollektiv værdi for det danske samfund, hvis tarifstrukturene understøtter, at forskellige typer af producenter og forbrugere har adgang til gasnettet.

Forsyningstilsynets anmodning om yderligere oplysninger relateret til OPEX

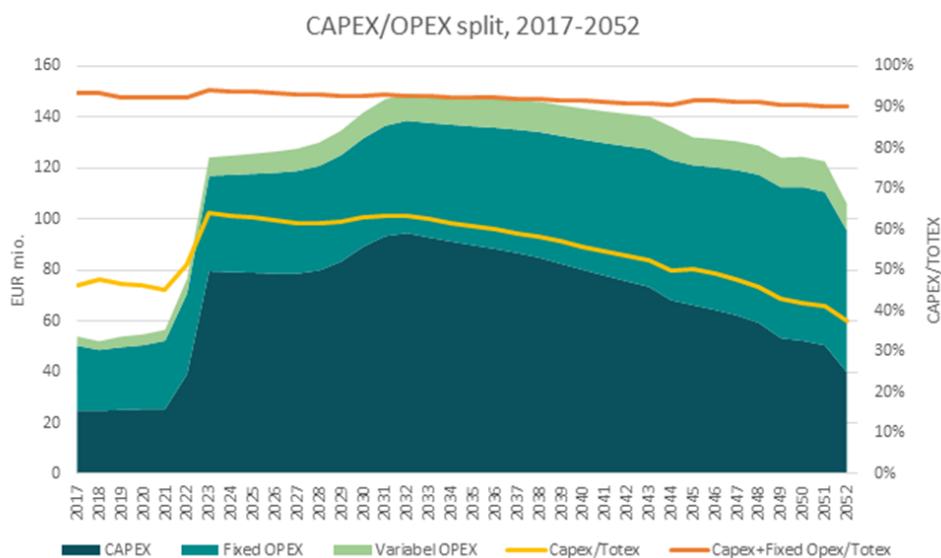
I forlængelse af ACER's analyse har Forsyningstilsynet anmodet Energinet om yderligere at redegøre for, hvor meget af OPEX, der har direkte sammenhæng med det faktiske flow.

Energinet anerkender, at kun nogle driftsomkostninger i en snæver fortolkning kan siges at være direkte påvirkelige af de konkrete gasflows, dvs. "gasstrømbaseret" i det enkelte gasår. Det er imidlertid fortsat Energinets vurdering, at CAPEX er "sunk" fra det øjeblik investeringen foretages, mens driftsomkostninger i højere grad grundlæggende set er variable. Det er i forhold til de mere langsigtede hensyn til at vedligeholde og bevare anlægsværdien og understøtte markedsfunktionen, at hovedparten af drifts- og vedligeholdelseskostninger opfattes som uafhængige af gasstrømme.

Energinet har imidlertid forsøgt at klassificere drifts- og vedligeholdelseskostninger i forhold til, hvad der er direkte relateret til gasstrømmen indenfor et enkelt gasår i den analyserede periode. Figur 7 nedenfor viser CAPEX (kapitalomkostninger: refinansiering, renter, afskrivninger), ikke-variable (fixed) OPEX og variable OPEX (OPEX er drifts- og vedligeholdelseskostninger) for den eksisterende aktivbase (0-referencen) og for aktiver planlagt for Baltic Pipe.

På figuren er den gennemsnitlige CAPEX/TOTEX andel på 56 pct. i perioden 2023-2052. CAPEX og Fixed OPEX udgør gennemsnitligt 92 pct. i perioden 2023-2052. De fuldt variable OPEX er derfor omkring 8 pct., men bør efter Energinets vurdering efterprøves, inden oktober 2022, når der foreligger mere sikre fremskrivninger af omkostningsbasen.

FIGUR 7



Kilde: Energinet

Energinet definerer Variabel OPEX som: El, gas og andet brændsel i transmissionssystemet (inkl. offshore tie-in under Baltic Pipe) samt "Energiomkostninger" i Energinets reference scenarie (eksklusiv Baltic Pipe). **Fixed OPEX** omfatter alle øvrige driftsomkostninger, inkl. procesenergi, markedsgebyr og myndighedsbetalinger.

Det er Energinets opfattelse at omkostninger til procesenergi (elforbrug på kompressor og gas til forvarmning) også bør klassificeres som variabel OPEX, hvilket vil øge andelen af samlede OPEX. Den opdeling er endnu ikke specificeret i datagrundlaget for den økonomiske modellering.

Energinet oplyser endvidere, at Energinet i de viste fremskrivninger ikke betaler alle de variable OPEX på kompressorstation Sjælland som følge af omkostningsfordelingen mellem Energinet og Gaz-System. Alle Energinets OPEX til kompressorstationen Sjælland i figuren er således fixed OPEX. En aftale om omkostningsfordelingen for kompressorstationen medfører, at Energinet først betaler brændselsomkostninger til kompressorerne, når de overstiger et specifikt beløb. Det vil være tilfældet, hvis transitmængderne overstiger, hvad der er muligt i den faste 15-årige kapacitetsaftale, i år med ekstreme temperaturer eller ved meget høje udnyttelsesgrader af den reserverede kapacitet.

Det er derfor Energinets vurdering, at de direkte variable OPEX ikke kan opgøres som et fast tal, og at det viste datagrundlag udgør et for usikkert grundlag for en præcis fastsættelse af de variable omkostninger. Usikkerheden om variable driftsomkostninger vedrører primært brændselsforbruget på Baltic Pipe.

Med den endelige investeringsbeslutning er Baltic Pipe nu et konkret anlægsprojekt. Det betyder, at drifts- og vedligeholdelseskostningerne i de næste par år kan fastlægges med større præcision. Parallelt arbejdes der med en kommende indtægtsrammeregulering, der forventes at træde i kraft fra januar 2021 og de første anlæg under Baltic Pipe Projektet fra januar 2022.

Begge elementer bidrager til at klarlægge andelen af variable omkostninger. Det er Energinets forventning, at Energinet kan vurdere de variable driftsomkostninger og den regnskabsmæssige behandling heraf med større præcision medio 2020. Fra 2021 og fremefter vil de første realiserede regnskaber for indtægtsrammereguleringen yderligere bidrage til at omkostningerne kan forudsiges mere præcist. Det vil stadig være budgetmæssige vurderinger, der i høj grad afhænger af udnyttelsen af de lange Open Season kontrakter. Det alene kan begrunde regelmæssige periodiske metodeeftersyn efter 2022.

På baggrund af ovenstående forhold er det samlet set Energinets anbefaling, at det nuværende split fastholdes i en periode, især under Tyra-nedlukningen, parallelt med at Energinet igangsætter en grundig analyse og indleder en dialog med markedsaktørerne (herunder deltagerne i Open Season 2017 med lange kontrakter) og øvrige interessenter om, hvad en højere kapacitetstarif har af effekt på markedet. Det kan bl.a. også undersøges, om de fremtidige transitmængder fra Baltic Pipe indebærer, at tariffernes samlet set bliver så meget lavere, at kapacitetsandelen kan øges, uden at det skader den fleksible adgang til systemet.

Forsyningstilsynets anmodning om yderligere oplysninger relateret til Tyra-nedlukningen

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om en supplerende vurdering af den forventede effekt i gasmarkedet og på forsyningssikkerheden, hvis der under Tyra-nedlukningen indføres en væsentlig øget kapacitetsandel i tariferingen – fx hvis splittet ændres til 80/20 eller 90/10.

Energinet anfører indledningsvist, at effekten på gasmarkedet og aktørernes reaktion bedst forstås af aktørerne selv og at det er begrænset, hvilke modeller Energinet har til

at simulere dynamikken i gasmarkedet. Energinet peger i den forbindelse på, at Energinet i mange situationer har stor gavn af at inddrage markedsaktørerne, når der skal ændres på tarifmetoderne. Energinet anfører videre, at Tyra-nedlukningen er uden fortilfælde og Energinet har begrænset erfaring med markedsdynamikkerne i et forsyningsmæssigt presset marked. Energinets vurdering af effekten af en væsentlig øget kapacitetsandel i tariferingen er således foretaget med udgangspunkt i en overordnet forståelse af markedsmekanismerne ud fra Energinets erfaring med normale driftsperioder uden de kapacitetsbegrænsninger, der gør sig gældende under Tyra-nedlukningen.

På baggrund af input fra Energinets løbende dialog med aktørerne forventer Energinet (og aktørerne), at prisniveauet på det danske gasmarked under Tyra-nedlukningen vil ligge over det tyske prisniveau, dvs. det danske gasmarked forventes at blive et højprisområde, da Danmark bliver afhængig af at importere gas (importland). Størrelsen på prisspredningen vil afhænge af dels transportomkostningen og dels hvilken periode i sæsonen, der er tale om. Om sommeren forventes der en prisforskel, der vil ligge under dagstransportomkostningen, mens prisforskellen forventes at ligge på mindst dags-transportomkostningerne om vinteren. Energinet anfører også, at hvis transportomkostningen overstiger prisspredningen i sommerhalvåret, så vil flow i Ellund Entry være betinget af transportkundernes udnyttelse af årskapacitet.

Højere kapacitetstariffer i Ellund Entry vil formentlig betyde, at det forventede prisniveau på PEGAS ETF (DK gasbørs) øges tilsvarende. Dvs. som kompensation for den forøgede transportomkostning vil prisspredningen mellem det danske og tyske marked også øges.

Energinet finder på den baggrund, at aktørerne sandsynligvis ikke kommer til at købe mindre kapacitet på Ellund Entry som følge af et øget niveau af kapacitetstariffer, da prisen på gas i et velfungerende gasmarked i Danmark må forventes at følge med op. Energinet formoder derfor, at markedet kan håndtere tarifforøgelsen på Ellund, fordi prisspredningen mellem det danske og tyske marked også forventes at øges.

Energinet kan derfor ikke sandsynliggøre, at en højere Ellund Entry tarif i sig selv vil forringe forsyningssikkerheden. Omvendt finder Energinet heller ikke, at en højere kapacitetsandel forventes at understøtte og forbedre forsyningssikkerheden. Tyra-perioden er en sårbar periode med større risiko for forsyningssvigt. Højere kapacitetstariffer understøtter ikke i sig selv, at aktører udnytter den overskydende kapacitet i sommerperioden, så der er tilstrækkeligt på lager. Det kan virke afskrækkende på nogle aktører.

Energinet forventer, at en væsentlig ændring af kapacitets- og volumensplittet vil have mærkbare konsekvenser for de enkelte markedsaktører, der allerede har indrettet sig i forhold til 60/40 tarifniveauet. De enkelte shippere, gasleverandører og større slutkunder i Danmark og Sverige har allerede gjort mange af deres dispositioner for det første gasår under Tyra med en velbegrunderet forventning om en fortsættelse af det kendte split mellem kapacitet og volumen. Disse dispositioner kan inkludere indgåelse af kontrakter på sourcing af gas, transport, lagring og levering til slutkunder. En så væsentlig ændring så sent i processen må forventes at være u hensigtsmæssig for aktørerne og

det øvrige marked, som generelt efterspørger klarhed omkring tarifferne så tidligt som muligt.

2.3 TRANSPORTTARIFFER TIL OG FRA DET DANSKE LAGERPUNKT

Energinet har anmeldt en fastholdelse af det gældende princip med, at der ikke opkræves transmissionstariffer for gastransport til/fra det virtuelle lagerpunkt, dvs.:

- 100 pct. rabat på kapacitets- og volumentariffen ved brug af det virtuelle lagerpunkt.

Energinet anfører, at der aldrig har været opkrævet transporttariffer til eller fra lagerpunktet.

Da det danske gassystem blev anlagt og siden udbygget i forskellige etaper, var det mest optimale og omkostningseffektive systemdesign at anlægge først ét gaslager (LI. Torup i 1987) og senere endnu et gaslager (Stenlille i 1994). Det gav samlet set et gassystem, som kunne levere de ønskede gasmængder om vinteren til de lavest mulige omkostninger. Energinet har anført, at transmissionssystemet og lagrene er historisk dimensioneret som et samlet system.

De to gaslagre har reduceret behovet for entry-kapacitet til at matche exit-kapaciteten og lagrene har understøttet den oprindelige store indenlandske gasproduktion fra Nordsøen, hvor der tidligere var et jævnt, stort flow af gas året rundt (transporteret ind via Nybro Entry). De danske gaslagre er således anlagt for dels at kunne opbevare store mængder gas fra Nordsøen og dels af hensyn til sæsonudjævning og forsyningssikkerhed. Det vil derfor efter Energinets vurdering være forkert at gøre lagerpunktet til en omkostningsdriver for transmissionssystemet, da de historisk og ved udformningen af systemudvidelserne har reduceret de samlede investeringer i transmissionssystemet samtidig med at de giver forsyningssikkerhed og fleksibilitet til transportkunderne og forbrugere på gasmarkedet.

Effektiv adgang til lager er vigtig af hensyn til forsyningssikkerheden. Gasforbruget i Danmark har været faldende siden midten af 2000'erne. Der har systemmæssigt derfor været mindre brug for gaslagrene. På trods af dette har gaslagrene i høj grad været anvendt af markedet. Hvis gasforsyningen svigter fx på grund af nedbrud på en kritisk forsyningsledning, så har lagrene en vigtig funktion som gasreserve.

Energinet peger supplerende på, at entry-exit punkterne til og fra lageret adskiller sig fra de øvrige entry-exit punkter i transmissionssystemet, idet de over lagersæsonen balancerer, da de hverken leverer reelt gasinput til eller gasudtræk fra transmissionssystemet. Lagrene *opbevarer* simpelthen gas, som er blevet tilført andre punkter i transmissionssystemet, for at give *fleksibilitet* til (senere) at blive ført til exit-punkter i systemet – dvs. enten til indenlandsk forbrugere eller til transit. Lagrene (dvs. det virtuelle lagerpunkt) i den danske markedsmodel er derfor fra et TSO synspunkt et internt systempunkt, dvs. hverken er et sammenkoblingspunkt, intern forsyning eller exitpunkt til henholdsvis producenter eller forbrugere.

I dag sættes volumentariffen på exit-punkter i forhold til det faktiske aftag fra transmissionssystemet. Hvis der også sættes volumentariffer på gastransport til/fra lagrene, så

vil det alt andet lige betyde, at der opkræves tariffer flere gange for den samme gasvolumen. Der vil således opstå en form for dobbeltbetaling af gassen. Det er efter Energinets vurdering u hensigtsmæssigt. Endelig peger Energinet på, at volumentariffen (i Exitzonen) typisk overføres direkte til forbrugerne. Dette vil være vanskeligt at gøre for en volumentarif for lagerpunktet.

Energinet anfører videre, at naturgaslagerne har en øget betydning i forhold til at balancere gassystemet, men særligt under Tyra-nedlukningen er lagrene helt centrale for forsyningssikkerheden i Danmark. Under Tyra-nedlukningen skal det danske (og svenske) marked primært forsynes (ca. 72-80 pct.) med gas importeret fra Tyskland via Ellund. For at det kan lade sig gøre at forsyne markedet via Ellund Entry, er det en forudsætning at såvel Ellund-punktet som lagrene udnyttes effektivt. Det skyldes, at Ellund Entry i denne periode ikke har tilstrækkelig teknisk kapacitet til at forsyne det danske marked om vinteren, da det gennemsnitlige gasforbrug er større end den samlede entry-kapacitet på Ellund. (der henvises til figur 5a i kapitlet ovenfor). Energinet peger på at en transporttarif til lagerpunktet i form af en volumentarif vil kunne føre til en under-udnyttelse af lagrene til skade for forsyningssikkerheden, særligt om vinteren.

Energinet anfører, at transportkunderne under den løbende dialog med Energinet har udtrykt, at værdien af at have lagret gas i det danske gaslager bestemmes af sommer/vinter spread på TTF eller NCG hub tillagt forskel til GPN (positiv eller negativ) og fratrukket injektionsomkostninger til lagerpunktet. En tarif på lagerpunktet vil – baseret på den prissætningsstrategi, som aktørerne anvender - betyde, at dansk lager værdiansættes tilsvarende lavere. Dette er særligt kritisk i Tyra perioden, hvor en tilstrækkelig lagerfyldning (> 90 pct.) er en forudsætning for at undgå at der bliver en helt uacceptabel stor risiko for at der skal erklæres Emergency for det danske gassystem. Det vil med andre ord være kritisk for danske forbrugeres forsyningssikkerhed under Tyra-nedlukningen, hvis incitamentet til at købe dansk lager svækkes mærkbart ved at introducere en tariffbetaling på lager. Og endnu mere kritisk, da den nye tarifmetode falder sammen med starten af Tyra-nedlukningen i gasåret 2019/20, hvor der er brug for stabilitet og forudsigelighed i markedet.

Forsyningstilsynets anmodning om yderligere CAA-beregning relateret til lagerpunktet

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om at beregne, hvordan eventuel indførelse af en volumentarif til lagerpunktet vil kunne påvirke CAA-resultaterne. Energinet har på den baggrund beregnet CAA-resultaterne, hvis der indførtes volumentarif (for exitmængder, som for volumentariffen til de øvrige punkter i systemet) til lageret, jf. tabel 9.

TABEL 9 | CAA VED INDFØRELSE AF VOLUMENTARIF TIL LAGERPUNKDT

Comparison Index [-]	Commodity
<i>Cost driver</i>	<i>CWDxcommodity</i>
2019/2020	0,11
2020/2021	0,04
2021/2022	0,18
2022/2023	0,28
2023/2024	0,27
2024/2025	0,26

Kilde: Energinet

Note: I beregningerne er Energinets anmeldte kapacitet- og volumensplit lagt til grund. Det indebærer at volumenandelen ikke kan overstige 40 pct. af de samlede indtægter. For 2019-2022 er splittet afgrænset til 60/40 og efter 2022, hvor Baltic Pipe er taget i brug, er det ca. 68/32.

Hvis der indføres en volumentarif på lagerpunktet, så kommer de systeminterne brugere til at betale relativt mere pr. cost-driver end de systemeksterne brugere. Dette gælder for alle 6 år. I 2020/2021, hvor der før var en krydssubsidiering på over 0,1, ender CAA nu på 0,04, dvs. på et acceptabelt niveau. Det er dog fortsat således, at de systeminterne brugere (dvs. i sidste ende forbrugerne i Danmark) betaler relativt set mere end de systemeksterne brugere, også selvom CAA-værdien er grøn. Effekten er den samme, uanset om der vælges CWD eller uniform tarifmetode. Indførelse af en volumenbaseret transmissionstarif til lager medfører derfor en krydssubsidiering mellem de systeminterne brugere og de systemeksterne brugere til ugunst for de systeminterne brugere.

Samlet set er det Energinets vurdering at uniforme kapacitetstariffer og 100 pct. rabat på transporttariffer til og fra lager er en gennemsigtig og funktionel tarifstruktur, som er enkel at anvende og forstå for markedet. Energinet anfører afslutningsvist, at indførelsen af en eventuel transporttarif til lager skal ses i sammenhæng med de øvrige elementer i tarifmodellen.

2.4 MULTIPLIKATORER

Energinet foreslår at indføre både korte og lange multiplikatorer. Prisen på et årskapacitetsprodukt er basisprisen (referenceprisen), som transportprodukter af anden varighed skal beregnes i forhold til. En multiplikator er den faktor, som referenceprisen (årskapacitetsproduktet) skal ganges med, for at finde prisen på et kapacitetsprodukt med anden varighed.

Multiplikatorer og sæsonfaktorer på korte produkter

Energinet har anmeldt en fastholdelse af nuværende multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter < 1 år og fastholdelse af, at der ingen sæsonfaktorer er i tariferingen.

Energinet har anmeldt følgende multiplikatorer for kapacitetsprodukterne:

- Årsprodukt: 1,00

- Kvartalsprodukt: 1,10
- Månedprodukt: 1,25
- Dagsprodukt: 1,40

Energinet anfører, at de anmeldte (og nu gældende) multiplikatorer ovenfor blev godkendt af Energitsynet I 2016. Energinets multiplikatorer er offentliggjort på Energinets hjemmeside, jf. figur 8 der viser et screenshot af Energinets hjemmeside.

FIGUR 8 | GÆLDENDE MULTIPLIKATORER KORTE PRODUKTER

Firm capacity charge/reservation prices (short term)												
- Price in % of the annual capacity charge/reservation price												
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
Qua	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%
Mth	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%
Day	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%

Kilde: Energinet

Energinets begrundelse for at fastholde de gældende multiplikatorer er at give incitament til at øge gashandlen på grænsen for derved at kunne øge effektiviteten og likviditeten på engrosmarkedet for gas. Energinet bemærker, at multiplikatorerne dels skal fremme kortsigtet handel og dels skal bidrage til, at de langsigtede prissignaler oprettholdes. Energinet bemærker, at for at sikre stabilitet og forudsigelighed i tarifferne, har Energinet ikke foreslået, at multiplikatorerne bliver sænket yderligere end det niveau, der har været gældende siden 2016.

Energinet anfører derudover, at de anmeldte multiplikatorer efter Energinets opfattelse er udtryk for en afbalanceret omkostningsfordeling mellem forskellige typer af brugere af systemet, det gælder transportkunder der handler gas kortsigtet, transportkunder, der fører gas fra Nordsøen og transportkunder med kundeporteføljer i Exitzonen. Endelig bemærker Energinet, at der ingen kapacitetsbegrænsning er i det danske transmissionssystem, som kræver (endnu stærkere) kortsigtede bookingincitament.

Endelig har Energinet anmeldt, at der ikke skal være sæsonfaktorer i tarifmodellen. (Dvs. forskelle i tariffer i de forskellige måneder). Energinet fjernede sæsontarifferne i 2016. Energinet anfører, at når der ikke er fysiske kapacitetsbegrænsninger i transmissionssystemet, så er det ikke relevant at indføre sæsontariffer for at sikre de rette prissignaler ved knap kapacitet – dvs. høje tariffer hvis efterspørgslen om vinteren er tæt på kapacitetsgrænsen. Energinet peger derudover på, at når der ikke er sæsontariffer, giver det en mere sammenhængende tarifstruktur på grænsepunktet.

Multiplikator på lange kapacitetsprodukter

Energinet anmelder en rabat på kapacitetsprodukter af 5 års varighed eller derover. Energinet har anmeldt:

- En rabat på kapacitetsprodukter på mellem 5 og 10 pct. på kapacitetsaftaler på 5 år og derover i et fleksibelt spænd afhængig af kontraktens varighed. Jo længere varighed, jo større rabat.

Energinet anfører, at transportkunder med lange kapacitetsreservationer både påtager sig en større risiko og bidrager til at give Energinet en større sikkerhed i tarifieringen. Rabatten skal afspejle dette.

Energinet anmoder om at kunne anvende multiplikatoren på de 0,95 – 0,9 trinvist stigende afhængigt af kapacitetsreservationens varighed, dog således at der højst kan gives 5 pct. rabat på en kapacitetsreservation af 5 års varighed.

Den foreslåede multiplikator kunne anvendes på alle kapacitetsreservationer på 5 år eller derover, herunder tildelt kapacitet i Open Season 2017 for Baltic Pipe. Energinet vil endvidere tilbyde at forlænge transportkunders kapacitetsreservationer fra Open Season 2010 med et år, for at disse transportkunder også kan få rabat. Hvis disse transportkunder forlænger deres kontrakter med et år, kan de opnå rabat for en kapacitetsreservation på 5 år.

Forsyningstilsynets anmodning konsekvensberegning ved indførelse af 0,9 multiplikator på kontrakter over 10 år

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om at foretage konsekvensberegninger for indførelse af en multiplikator på 0,9 for lange kontrakter over 10 år.

I tabel 10 præsenteres resultaterne af Energinets analyse, hvor der implementeres en 0,9 multiplikator på lange kontrakter (over 10 år). Da det kun er kontrakter indgået under Open Season 2017, der på nuværende tidspunkt løber længere end 10 år, tilfalder rabatten udelukkende transportkunder, der benytter denne type kontrakter. Analysen er foretaget for begge tarifmetoder i året 2024/2025 hvor Baltic Pipe forventes at være fuldt implementeret. Analysen er foretaget i to step: 1) En 0,9 multiplikator implementeres på lange kontrakter, 2) Der indføres et 80/20-split af de totale omkostninger mellem kapacitets- og volumentariffer og en 0,9 multiplikator implementeres på lange kontrakter. I udgangspunktet er der et 63/37-split af de totale omkostninger mellem kapacitet- og volumentariffer.

TABEL 10 | CAA-BEREGNINGER AF INDFØRELSE AF RABAT PÅ LANGE KONTRAKTER

Uniform tarifmetode - År 2024/2025				
	Oprindelig værdi	Multiplikator på lange kontrakter	Oprindelig værdi - 80/20-split	Multiplikator på lange kontrakter og 80/20-split
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit BP2	17,76	17,18	22,54	21,80
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit Zone	17,76	18,96	22,54	24,05
CAA	0,05	0,07	0,05	0,07

CWD - År 2024/2025				
	Oprindelig værdi	Multiplikator på lange kontrakter	Oprindelig værdi - 80/20-split	Multiplikator på lange kontrakter og 80/20-split
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit BP2	18,43	17,83	23,38	22,62
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit Zone	14,65	15,75	18,60	19,99
CAA	0,02	0,00	0,02	0,00

Kilde: Energinet

Note: Beregningerne viser to typer resultater ved ovenstående analyse: 1) tarifeffekten for henholdsvis Baltic Pipe-transportkunder og danske brugere, 2) ændringen i CAA-resultatet for de to tarifmetoder.

Beregningen viser, at ved implementering af multiplikatoren falder Baltic Pipe transportkundernes tarif, mens tariffen for de danske brugere stiger. Ændringen i tariffen bliver dog mindre end 10 pct., da Baltic Pipe-transportkunderne står for omkring 75 pct. af de samlede kapacitetsbestillinger og derfor selv er med til at betale størstedelen af rabatten. Implementering af multiplikatoren ændrer ikke CAA-resultaterne signifikant for nogle af tarifmetoderne. Som det tidligere er vist, påvirker en højere kapacitetstarif ikke CAA-resultaterne.

Ved indførelse af 10 pct. rabat på lange kapacitetskontrakter, skal brugere, der ikke får rabat, dække flere omkostninger. Rabatten på 10 pct. forårsager en meromkostning for de danske brugere, der i 2025 skal betale 6,8 og 7,0 mio. DKK mere i udgangspunktet (ved et 63/37 split) for henholdsvis CWD og den uniforme tarifmetode. Hvis der indføres et 80/20 split, vil det koste de danske brugere 8,6 og 8,9 mio. DKK mere ved henholdsvis CWD og den uniforme tarifmetode. Rabatten på lange kapacitetskontrakter er således dyrere for de danske brugere af systemet, når en større andel af omkostningsbasen skal dækkes af kapacitetstariffer. Det er i beregningerne antaget, at alle danske mængder i CWD beregningerne skal betale entry tarif i Nybro. Entry punktet betyder noget for beregningen i CWD tilgangen, da der er forskellige tariffer i de enkelte entry-exit punkter. Derudover er entry kapaciteten for danske brugere sat lig med DK exit kapaciteten.

2.5 IKKE-TRANSMISSIONS TARIFFER

Energinet er ansvarlig for varetagelse af forsyningssikkerheden i Danmark, og alle forbrugere tilsluttet de samlede gassystem betaler, via nødtariffen til Energinets omkostninger til denne ydelse. Hovedelementerne i Energinets omkostninger til varetagelse af forsyningssikkerheden er: køb af nødforsyningsredskaber relateret til gaslageret, kapacitetsrettigheder i opstrømsystemet samt omkostninger til at købe kommerciel afbrydelighed hos forbrugere. Endelig allokeres også 1/3 af CAPEX fra kapacitetsudvidelsen i Ellund/Egtved (godkendt af Energistilsynet i 2016) til nødtariffen.

Energinet har i Final Consultation Document anført, at nødtariffen ikke er omfattet af NC TAR. ACER har i sin analyse vurderet, nødtariffen er en "non-transmissionstarif". omfattet af NC TAR artikel 4, stk. 4 ACER anbefaler, at NRA i sin beslutning vurderer, om Energinets nødtarif opfylder kravene i artikel 4 stk. 4. Endelig anbefaler ACER, at NRA i sin endelige afgørelse oplister Energinets forskellige typer af øvrige gebyrer/tariffer og foretager en vurdering af, om de er omfattet af NC TAR. Hvis NRA vurderer, at dette er tilfældet, så skal der foretages en vurdering af, om de overholder NC TAR. Forsyningstilsynet har på den baggrund anmodet Energinet om yderligere at redegøre for Energinets fastsættelse af nødtariffen. Forsyningstilsynet har endvidere anmodet Energinet om at opliste alle øvrige tariffer/gebyrer.

Energinets yderligere redegørelse om ikke-transmissionstariffer

Energinets redegørelse indeholder en kort beskrivelse af alle gebyrer/tariffer i Energinets prisblad. I boks 5 nedenfor oplistes de gebyrer/tariffer, der ikke (åbenlyst) hører under den normale kapacitets- og volumentarif:

BOKS 5 | OVERBLIK TARIFFER OG GEBYRER PÅ ENERGINETS PRISBLAD

- [Ubalancegebyr \(normal drift\)](#)
- [Ubalancegebyr under Emergency](#)
- [Overleverancegebyr for BNG Entry og Exitzonen](#)
- [Underleverancegebyr for Exitzonen](#)
- [Gebyr for brug af GTF, CTF og ETF](#)
- [Nødtarif](#)
- [Nomineringsgebyr](#)
- [Off-spec gebyr](#)

Energinet anfører, at det normale ubalancegebyr og ubalancegebyret under Emergency ikke er omfattet af NC TAR, men af NC BAL. Overleverancegebyr for BNG Entry og Exitzonen svarer til tariffen for et dagskapacitetsprodukt. Energinets dagskapacitetsprodukt er omfattet af NC TAR, men korte kapacitetsprodukter er beskrevet i afsnit (Energinets anmeldelse af principper for fastsættelse af korte kapacitetsprodukter under et år).

De øvrige elementer, med undtagelse af off-spec gebyret, er efter Energinet vurdering omfattet af NC TAR som en ikke-transmissionstarif. Det drejer sig om: Nødtariffen,

gebyr for GTF, CTF og ETF, underleverancegebyr og nomineringsgebyr. For så vidt angår off-spec gebyret finder Energinet ikke, at dette er omfattet af NC TAR. Energinets redegørelse for off-spec gebyret følger nedenfor.

Energinet har på baggrund af ACER's anbefaling og Forsyningstilsynets anmodning om en yderligere redegørelse foretaget en nærmere undersøgelse af, om det fortsat er relevant at opkræve de pågældende gebyrer og om gebyrerne efter Energinets vurdering lever op til kravene i NC TAR.

På baggrund af denne undersøgelse har Energinet besluttet at fjerne følgende gebyrer fra Energinets prisblad:

- underleverancegebyr
- gebyrer for CTF, GTF og ETF
- nomineringsgebyret.

Energinet fastholder at ville opkræve nødtarif og off-spec gebyr.

I forhold til **underleverancegebyret** forklarer Energinet, at gebyret ikke har nogen funktion mere og således ikke er nødvendig at fastholde.

I forhold til **gebyret for GTF, CTF og ETC** anfører Energinet, at der ikke er omkostninger relateret til disse gebyrer (gebyrerne var fastsat til 0 DKK). Energinet vil derfor fjerne disse gebyrer fra prisbladet.

I forhold til **nomineringsgebyret** (fjernes fra og med den 1. oktober 2019) forklarer Energinet, at gebyret er historisk betinget og ikke har nogen funktion længere, da Energinets ikke bruger nomineringerne fra transportkunderne, men selv foretager analyse og vurdering af forventet flow. Nominering er en transportkundes information til Energinet inden gasdøgnet om den forventede transporterede mængde, dvs. transportkunders prognose baseret på et skøn. Formålet med nomineringsgebyret var at give transportkunderne incitament til at nominere så korrekt som muligt. Transportkunder er blevet opkrævet et nomineringsgebyr, hvis transportkunders reelle aftag (allokering) afveg med 20 pct. eller mere fra nomineringen (den forventede mængde).

I forhold til **off-spec gebyret** bemærker Energinet, at gebyret er et såkaldt "omfordelingsgebyr". Dvs. Energinet opkræver gebyret hos gasleverandøren, som viderefakturerer det til gaskøberen. Gebyret er således ikke omfattet af NC TAR, da det ikke er en indtægt for TSOen. Formålet med off-spec gebyret er at give transportkunderne incitament til at sikre, at den naturgas og bionaturgas, der føres ind i systemet, lever op til de krav om gaskvalitet, der gælder for levering af gas til transmissionssystemet. Energinet vil fastholde off-spec gebyret indtil videre, og peger bl.a. på, at der kan komme gas af dårlig kvalitet (off-spec) fra biogasanlæg og fra Syd Arne. Derfor er det ikke hensigtsmæssigt, at gebyret fjernes i Tyra-nedlukningsperioden. Energinet vil i forbindelse med at Tyra går i produktion igen og der kommer gas via BP analyse, om det fortsat er nødvendigt med off-spec gebyret.

I det følgende redegøres for Energinets uddybende beskrivelse og vurdering af nødtariffen.

Nødtariffen

Energinet har oplyst, at det er Energinets omkostninger til varetagelse af forsynings-sikkerheden, der allokeres til nødtariffen. Nødtariffen opkræves direkte hos alle de indenlandske forbrugere, og opkrævningen sker via distributionsselskaberne. Energistyrelsen er udpeget til at være den kompetente myndighed for forsynings-sikkerhed, jf. den europæiske nødforsyningsforordning og fastsætter derfor typer og andele af beskyttede og ikke-beskyttede forbrugere. Hvert år udpeger Energinet de specifikke gasforbrugere, der ikke er beskyttet i det kommende gasår. Energinets udpegelse sker på baggrund af kriterier fastsat af Energistyrelsen. For indeværende gasår, 2018/2019, er m³ grænsen for beskyttede kunder sat til 3,3 mio. m³/år. Det betyder, at forbrugere, der har et forbrug på 3,2 mio. m³/år eller derover, ikke er beskyttet i en eventuel Emergency, hvis denne Emergency varer mere end 3 gasdøgn.

Ikke-beskyttede forbrugere betaler mindre end beskyttede forbrugere, da de ikke-beskyttede forbrugere i en nødsituation kan risikere at få afbrudt gasforsyningen efter 3 gasdøgns Emergency. De beskyttede kunder er sikret gas i 30 dage i en Emergency. Energinet har derfor fastsat to forskellige nødtariffer, der afspejler graden af forsynings-sikkerhed (3 dages forsynings-sikkerhed mod 30 dages forsynings-sikkerhed). Energistyrelsen har godkendt Energinets grundlæggende nødforsyningskoncept i flere omgange, senest i 2012.

De største forbrugere (store virksomheder) har mulighed for at fravælge beskyttelsen (dvs. de første 3 dages beskyttelse) i en nødforsynings-situation. Energinet gennemfører årligt en auktion hvor Energinet udbyder og køber kommerciel afbrydelig nødforsyning, hos de forbrugere, som lever op til forbrugsgrænsen for at kunne deltage i auktionen. Metoden for Energinets kommerciel afbrydelighed er ligeledes metodegodkendt af Sekretariatet for Energistyrelsen og den seneste godkendte justering af konceptet er sket i juni 2018.⁵

Energinet anfører, at Energinets omkostninger til varetagelse af forsynings-sikkerheden udgør et selvstændigt regnskabssegment, der er adskilt fra transmissionsdelen. Energinets omkostninger til indkøb af de forskellige nødforsyningsredskaber er alle til markedsfastsatte priser. Nødforsyningsomkostningerne allokeres alene til de indenlandske forbrugere. Energinet anvender flere forskellige nødforsyningsredskaber til at sikre forsynings-sikkerheden for de danske forbrugere. Redskaberne er nødlager, fyldningskrav og kommerciel afbrydelighed. Nødlager (dvs. TSO kapacitetsreservationer i de to indenlandske gaslagre) er det primære redskab.

For vinteren 2018/19 har de samlede omkostninger til nødlagerydelser (nødlager, understøttende volumen, nødudtræk og fyldningskrav) været 52,3 mio. DKK mod 33,2 mio. DKK for 2017/18.

⁵ Godkendelse af justering af budprofil i Energinets kommercielle afbrydelighedskoncept af 29. juni 2018 (Sekretariatsafgørelse).

<http://forsyningstilsynet.dk/gas/afgoerelser/sekretariatsafgoerelser/2018/afgoerelse-godkendelse-af-justering-af-budprofil-i-energinets-kommercielle-afbrydelighedskoncept/>

TABEL 11 | ENERGINETS OMKOSTNINGER TIL NØDFORSYNINGSVÆRKTØJER

Nødforsyningsværktøj	Nødtarif [MDKK]	Transporttarif [MDKK]
Nødlager	22,9	
Understøttende volumen	8,8	
Nødudtræk	17,5	
Fyldningskrav	3,1	
Kommerciel afbrydelighed		4,3
I alt	52,3	4,3

Kilde Energinet

Note: Energinet kan først i løbet af april/maj 2019 give indikation af de forventede nødforsyningsomkostninger for 2019/20, da Energinet først fra april opstarter markedsbaserede indkøb af de forskellige nødforsyningsydelse.

Energinet køber og sælger nødgas ved auktioner i gask markedet, og der aflægges separat regnskab herfor. Tilsvarende justeres for ændringer af værdien af nødgassen mellem regnskabsperioder.

Energinet oplyser videre, nødforsyningsomkostningerne har været faldende siden 2009 (hvor Energinets nødforsyningsomkostninger var 261 mio. DKK) og i 2015/16 nåede nødforsyningsomkostningerne det laveste niveau med 47 mio. DKK. Energinet forventer endvidere, at renoveringen af Tyrafeltet vil medføre øgede nødforsyningsomkostninger fra perioden 2019/20 og frem til perioden 2021/22. Tyraproduktionen ventes genoptaget i sommeren 2022

4 HØRINGSSVAR TIL ENERGINETS FINAL CONSULTATION

Energinet oplyser, at Energinets tarifmetode forslag er blevet udførligt drøftet med aktørerne inden Final Consultation.

Energinets foreslåede tarifmetode (jf. Final Consultation Document) har været i offentlig høring på Energinets hjemmeside i perioden 30. august 2018 til 16. november 2018. Energinet har modtaget høringssvar fra PGNIG, Ørsted, Uniper og Gas Storage Denmark. Nedenfor gengives i hovedtræk de fire høringssvar som Energinet har modtaget til Final Consultation Document. Energinets høringsdokument er vedlagt i bilag 4.

Uniform RPM

Til udkastet i Final Consultation Document har 3 aktører udtrykt generel støtte til indførelse af uniform RPM. En aktør støtter CWD, men begrundet ikke dette nærmere. De tre aktører, der støtter uniform, peger på at det vil gavne det danske transmissionssystem og er nødvendigt for at sikre et velfungerende gask marked i Danmark. En bemærker, at en CWD-model vil føre til vilkårlige resultater og vil kun komplicere systemet. En anden aktør understreger, at det er afgørende at den fremtidige RPM er uniform, da

den vil føre til en lavere grad af krydssubsidiering end en CWD model. Endvidere vil en uniform model være mindre sårbar over for ændringer i omkostningsgrundlag og flow-mønstre. Der er endvidere generel støtte fra aktørerne til at fortsætte med et ex post entry-exit split.

Kapacitets- og volumensplit

En aktør har udtrykt støtte til det foreslåede kapacitets- og volumensplit, og ingen aktører har argumenteret imod.

Ingen transporttarif til lagerpunktet

To markedsaktører støtter at fastholde det nuværende princip med, at der ikke opkræves transporttarif på entry-exit punkterne til lager. Ingen aktører har argumenteret imod forslaget. En aktør bemærker, at det er vigtigt tage hensyn til at lagrene giver signifikante besparelser til det overordnede transmissionssystem. Derfor er det vigtigt, at der fortsat gives 100 pct. rabat, også på volumentariffen. En anden aktør bemærker, at formålet med NC TAR er at undgå dobbelttarifiering, når der gøres brug af lageret. Den eneste måde at sikre dette, er at fastholde en 100 pct. rabat til transport til lager, både på kapacitetstariffen og volumentariffen. Aktøren bemærker ligeledes, at lagerfaciliteterne i Danmark reducerer Gas TSO'ens driftsomkostninger, idet lagerfaciliteten reducerer behovet for at bruge Egtved kompressorstation.

Multiplikator

Alle fire aktører støtter indførelse af rabat på kapacitetsreservationer af lang varighed. Én aktør mener, at det er essentielt at der anvendes en rabat på 10 pct. på lange kapacitetsreservationer (dvs. multiplikator på 0,9). En anden aktør foreslår, at der indføres yderligere rabat på aftaler af endnu længere varighed, fx på kapacitetsreservationer med 15 eller 20 års varighed, og peger på, at det vil give Energinet finansiell stabilitet og en større forudsigelighed generelt. Samme aktør foreslår, at de nuværende multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter øges i forhold til årsproduktet. Dette vil gøre det billigere at importere gas om sommeren og dermed give incitament til at føre gas på lageret til gavn for den samlede forsyningssikkerhed. En aktør peger på, at det kan være en fordel at indføre sæsontariffer under Tyra-nedlukningen for at give incitament til at føre mere udnytte Ellund Entry kapaciteten mere effektivt maj til oktober med henblik på at fylde gas på lager til vintersæsonen. Dette vil øge forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen. Energinet bemærker hertil, at selskabet vil overveje, om det kan være nødvendigt i en midlertidig periode (Tyra-nedlukningen) at genindføre sæsontariffer.

Fremtidigt tarifniveau

2 markedsaktører udtrykker bekymring for det fremtidige tarifniveau, da væsentlige tarifstigninger er en udfordring for konkurrencen på markedet og reducerer gassens konkurrenceevne generelt. Energinet bemærker hertil, at særligt Tyra nedlukningen har stor betydning for tarifstigningen, men også et generelt faldende dansk gasforbrug, med den konsekvens, at der generelt er færre mængder i systemet til at bære omkostningerne. Energinet anfører, at det derfor er afgørende at få tiltrukket transitmængder, så systemet bliver udnyttet så meget som muligt, til gavn for alle brugere af systemet.

5 FØLSOMHEDSBEREGNINGER CWD OG UNIFORME METODE

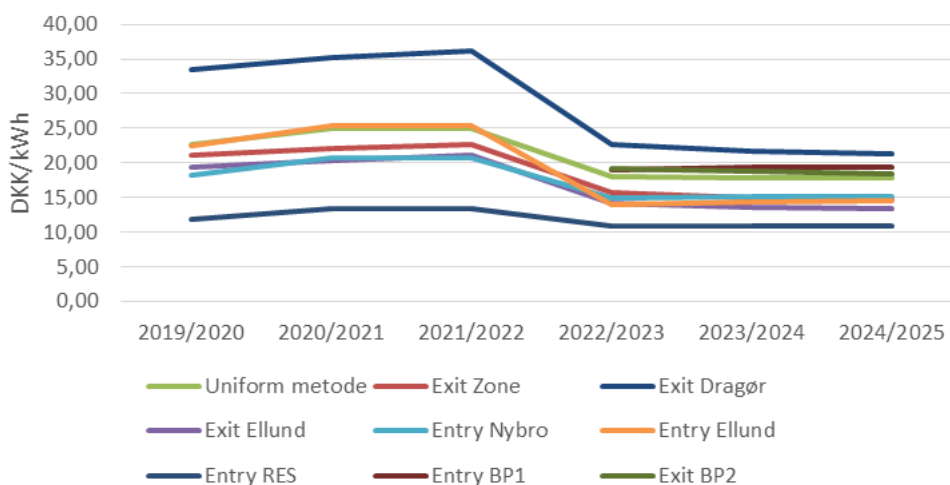
Forsyningstilsynet har i forlængelse af ACER's analyse ovenfor anmodet Energinet om at udarbejde en række følsomhedsberegninger, som skal indgå i Forsyningstilsynets vurdering af tarifmetoderne.

Formålet med beregningerne er dels yderligere at undersøge CWD-metodens og den uniforme metodes **robusthed** i forhold til variation i tarifferne og dels at undersøge, hvordan begge metoder (CWD versus uniform) reagerer på den modeltekniske CAA-beregning, når der ændres en række parametre.

TARIFVARIATION I CWD-METODEN OG DEN UNIFORME METODE

En grundlæggende forskel mellem CWD og den uniforme metode er, at den uniforme metode giver samme kapacitetstarif i alle punkter, mens CWD giver varierende tariffer i alle punkter. Begge metoders tariffer varierer imidlertid over tid. Det skyldes, $\frac{1}{2}$ at omkostningsbasen og kapacitetsmængderne varierer. I figur 9 vises udviklingen i tarifferne i perioden 2019-2025, for henholdsvis den uniforme metode og CWD-metoden.

FIGUR 9 | UDVIKLING I KAPACITETSTARIFFER 2019-2025: UNIFORM OG CWD (DKK/KWH/H/Y)



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen af tariffen efter den uniforme metode er vist med den grønne kurve. De øvrige farvede kurver viser udvikling af tarifferne efter CWD metoden. CWD metoden giver forskellige tariffer i alle punkterne.

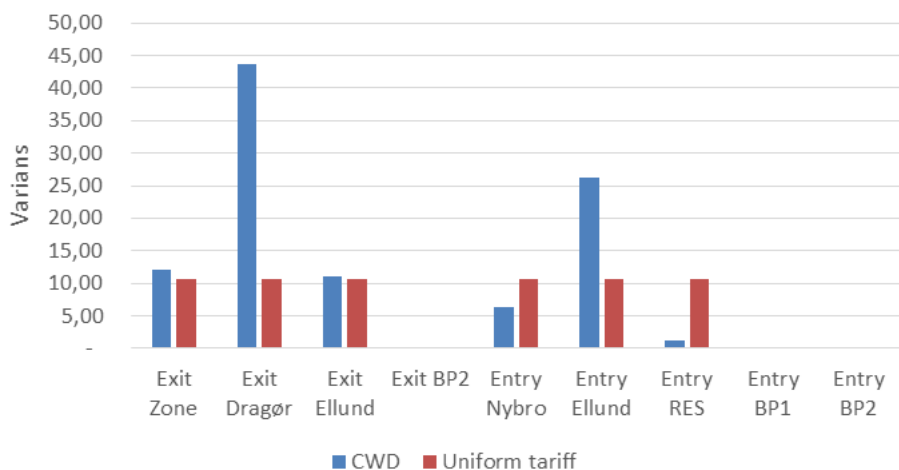
Som det ses af Figur 9 varierer begge metoders tariffer i perioden. Derudover kan det ses, at tarifferne i begge metoder bevæger sig i samme retning, dvs. stiger under Tyra nedlukningen og falder ved implementeringen af Baltic Pipe og stabiliseres i perioden herefter. Stigningen i 2019-2022 skyldes, at der i perioden bliver transporteret markant mindre gas i det danske transmissionssystem, og dermed er der en mindre mængde gas til at "betale" for det samlede tarif-provenu.

Det kraftige fald i 2022/2023 skyldes, at Baltic Pipe bliver operativ. Dermed flerdobles mængden af gas i det danske transmissionssystem. Selv om Energinets omkostninger efter idriftsættelsen af Baltic Pipe øges, er effekten af den forøgede mængde gas så stærk, at tarifferne falder betydeligt.

Varians i tarifferne 2019 – 2025

For at vurdere, om de to metoder medfører, at tarifferne varierer i samme omfang, har Energinet beregnet variansen i tariffen over tid for hvert entry-exit-punkt i perioden 2019-2025. Resultatet af beregningen ses i nedenstående figur 10.

FIGUR 10 | VARIANS I KAPACITETSTARIFFER OVER TID, 2019 – 2025



Kilde: Energinet

Der er stor forskel på variansen mellem de enkelte punkter for tariffer beregnet ved CWD-metoden. Forsyningstilsynet bemærker desuden, at den uniforme tarif og tariffer beregnet ved CWD-metoden reagerer forskelligt på ændringer i gasflow. Den uniforme tarif reagerer kun på mængden af gas, mens tariffer beregnet ved CWD-metoden også reagerer på retningen eller mønsteret i gasflovet.

Følsomhedsberegninger for variation af tarifferne

Forsyningstilsynet har endvidere anmodet Energinet om at foretage følsomhedsberegninger for variationen i tariffer over tid ved ændring af en række forskellige antagelser. Der er beregnet variation i tarifferne ved 20 pct. reduktion eller forøgelse af kapacitetsmængder i systemet, 20 pct. reduktion i kapacitetsmængder i lageret, ændring af kapacitets- og volumensplit til 80/20, samt at lagerpunktet ændres til at være både systeminternt og systemekstern. Tabellen viser først varianser med CWD-metoden og derefter varianser med den uniforme tarifmetode, jf. tabel 12.

TABEL 12 | VARIANS I CWD OG UNIFORME KAPACITETSTARIFFER 2019-2015

CWD:						Lagerpunkt:
2019-2025	Oprindelig værdi	20% reduktion i mængder	20% stigning i mængder	20% reduktion i lagermængder	Kapacitet/volumen split: 80/20	intra- og cross-use
Exit Zone	12,06	18,65	8,46	12,22	23,37	12,06
Exit Dragør	43,61	71,10	29,25	41,79	78,13	43,61
Exit Ellund	11,07	20,97	6,49	8,98	20,91	11,07
Exit BP2	0,11	0,17	0,07	0,10	2,26	0,11
Entry Nybro	6,39	9,85	4,49	6,48	15,65	6,39
Entry Ellund	26,23	40,91	18,22	26,24	47,40	26,23
Entry RES	1,22	1,58	0,97	1,45	4,35	1,22
Entry BP1	0,04	0,06	0,02	0,03	2,81	0,04
Entry BP2	-	-	-	-	-	-

Uniform						Lagerpunkt:
Tarifmetode: 2019-2025	Oprindelig værdi	20% reduktion i mængder	20% stigning i mængder	20% reduktion i lagermængder	Kapacitet/volumen split: 80/20	intra- og cross-use
Exit Zone	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit Dragør	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit Ellund	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit BP2	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01
Entry Nybro	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry Ellund	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry RES	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry BP1	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01
Entry BP2	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01

Kilde: Energinet

Følsomhedsberegningerne viser, at variationen i tarifferne over tid stiger med en reduktion i kapacitetsmængderne, mens variationen falder med en stigning i kapacitetsmængderne. Ved en ændring i antagelser om lagerpunktets mængder og definition (intra-/cross-use) ændres variationen ikke med den uniforme metode, da tarifferne vil være uændrede. Generelt viser følsomhedsberegningerne dog, at CWD-metoden fortsat medfører en højere variation i tariffer over tid end den uniforme metode, når der ændres på forskellige antagelser i tarifmodellen.

CAA FØLSOMHEDSBEREGNINGER FOR CWD-METODEN OG UNIFORME METODE

Energinet har udarbejdet en række følsomhedsberegninger af CAA beregningen for både CWD-metoden og den uniforme metode.

CAA beregning - entry/exit split

I Energinets beregninger af CAA værdier i Final Consultation Document er anvendt 50/50 entry-exit split ved beregning af tariffer efter CWD-metoden, mens entry-exit split for den uniforme tarif varierer år for år. Forsyningstilsynet har på baggrund af ACER's analyse anmodet Energinet om at beregne, hvordan CAA-værdierne for CWD-metoden udvikler sig, hvis der anvendes samme entry-exit split som ved den uniforme metode. Energinet har på den baggrund beregnet CAA-værdier for tariffer fastsat efter CWD-metoden ved henholdsvis 50/50 split og ved anvendelse af entry-exit-splittet for den uniforme tarif.

Fordelingen af indtægt fra kapacitetstarif mellem entry- og exitpunkter (entry-exit-split) har forskellig betydning for tariffer beregnet efter henholdsvis CWD-metoden og den uniforme metode. CWD-metoden medfører som udgangspunkt et 50/50-split, mens den uniforme tarifmetode resulterer i et implicit entry-exit split, som fremkommer af forholdet mellem de samlede entry- og exitmængder. Det implicitte split varierer typisk år for år. Energinet har beregnet, hvordan CAA-resultaterne udvikler sig, når det inducerede split fra den uniforme metode pålægges CWD-metoden. I nedenstående tabeller præsenteres Energinets følsomhedsberegninger for CAA for CWD-metoden ved ændring af entry-exit-split for perioden 2019-2025, dvs. før og efter Baltic Pipe.

TABEL 13 | CAA BEREGNING FOR CWD METODEN – SAMME ENTRY-EXIT SOM UNIFORM

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i entry/exit-split, 2019-2022				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,22	0,23	0,24
Split induceret fra uniform tarif metode	CWD	0,16	0,20	0,17
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,12	0,09	0,11

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i entry/exit-split, 2022-2025				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,03	0,02	0,02
Split induceret fra uniform tarif metode	CWD	0,00	0,02	0,03
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,07	0,06	0,05

Kilde: Energinet

Følsomhedsberegningerne viser, at ved anvendelse af det inducerede split fra den uniforme tarifmetode i CWD-metoden, så falder CWD-metodens CAA en smule i 4 ud af 6 år. I perioden før Baltic Pipe implementeres, er ændringen dog ikke tilstrækkelig til at nå under CAA grænsen på 0,1. Dette skyldes til dels, at entry/exit-splittet i den uniforme tarifmetode i hele perioden (2019-2025) ligger i spændet fra 50/50 til 54/46, hvilket er meget tæt på 50/50-splittet som oprindeligt anvendes i CWD-metoden. Ingen af ændringerne som følge af at bruge samme entry-exit split på CWD som til den uniforme metode er derfor store nok til afgørende at ændre ved resultaterne.

CAA følsomhedsberegning – antagelser om lagerpunktet

Forsyningstilsynet har bedt Energinet om at beregne CAA værdier ved forskellige forudsætninger om lager. Det gælder en reduktion af lagerkapaciteten og følsomhedsberegninger af at opdele lagerpunktet i systemintern og systemekstern brug.

Energinet har foretaget en analyse af, hvad en 20 pct. reduktion i lagerkapaciteten betyder for CAA-resultatet. Der er kun foretaget en analyse af reduktionen af lagerkapaciteten, da lagerkapaciteten (som Energinet anvender i CAA beregningerne) i udgangspunktet er tæt på de tekniske kapacitetsbegrænsninger.

Energinet har også foretaget en beregning af, hvad en opsplitning af lagerpunktet mellem systemintern og systemekstern brug betyder for CAA resultatet, jf. tabel 14.

TABEL 14 | CAA-VÆRDIER VED REDUKTION AF LAGERKAPACITET OG ÆNDRET FORDELING AF LAGER SOM SYSTEMINTERN/SYSTEMEKSTERN BRUG

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion i lagerkapacitet	CWD	0,138	0,146	0,147
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	CWD	0,114	0,120	0,124
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	CWD	0,066	0,070	0,075
Oprindelig værdi	Uniform	0,117	0,086	0,105
20% reduktion i lagerkapacitet	Uniform	0,179	0,156	0,173
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	Uniform	0,201	0,182	0,195
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	Uniform	0,238	0,224	0,234

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
20% reduktion i lagerkapacitet	CWD	0,003	0,011	0,008
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	CWD	0,016	0,007	0,009
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	CWD	0,008	0,000	0,002
Oprindelig værdi	Uniform	0,069	0,058	0,046
20% reduktion i lagerkapacitet	Uniform	0,099	0,089	0,078
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	Uniform	0,084	0,074	0,062
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	Uniform	0,091	0,081	0,070

Kilde: Energinet

Note: I Energinets basisberegning af CAA er lagerpunktet defineret som 100 pct. intra use, og der gives 100 pct. rabat på transport til lager.

Beregningerne viser, at hvis kapaciteten af lager reduceres med 20 pct. i forhold til modellens udgangspunkt, så falder CAA-værdierne for tariffer beregnet ved CWD-metoden, men stiger for den uniforme tarif. Effekten er stærkest i perioden før Baltic Pipe bliver operativ, hvor hverken CWD eller den uniforme tarifmetode består CAA-testen.

Ved CWD metoden er det de systemeksterne brugere (cross-users), som via tarifferne dækker for mange omkostninger i forhold deres cost-driver, mens det for den uniforme tarifmetode er de systeminterne brugere (intra-users), der betaler for meget i forhold til

deres cost-driver. I perioden efter at Baltic Pipe bliver operativ består begge metoder CAA-testen. Når Baltic Pipe bliver operativ, flerdobles den transporterede volumen i gassystemet, og dermed udgør lagerkapaciteten en markant mindre andel af systemets samlede kapacitet. Derfor dæmpes effekten af lager på CAA-værdierne.

Beregningerne viser, at hvis det antages, at 10 pct. af lagerkapaciteterne anvendes til systemekstern brug (og 90 pct. til systemintern), så vil hverken CWD eller den uniforme metode bestå CAA-testen inden Baltic Pipe, mens begge metoder består CAA-testen efter Baltic Pipe.

Energinet's beregninger viser endvidere, at før Baltic Pipe vil en fordeling af lagerkapacitet mellem systemintern og systemekstern brug på 85/15 bringe CAA-værdierne for tariffer beregnet ved CWD-metoden under 0,1 i hele perioden. CAA-værdierne for den uniforme tarif er større end 0,1 i stort set alle scenarier i perioden inden Baltic Pipe. Når Baltic Pipe bliver operativ, er samtlige CAA-værdier mindre end 0,1, både for tariffer beregnet ved CWD-metoden og den uniforme tarif.

Energinet har overfor Forsyningstilsynet anført, at ved ændring af forudsætningerne ovenfor, vil CWD metoden resultere i, at de systemeksterne brugere dækker relativt flere omkostninger i forhold til deres cost-driver, mens det i den uniforme metode er de systeminterne brugere, der dækker relativt set flere omkostninger.

Resultatet af følsomhedsberegningerne viser, at CAA-resultatet er følsomt over for lagerændringer. Energinet angiver, at dette primært skyldes, at der er 100 pct. rabat på kapacitetstariffen til lager, hvilket betyder, at lagerpunktet påvirker cost-driveren, uden at der via tarifferne genereres dækning af omkostningerne.

Betydning af indførelse af kapacitetstarif til lager

Forsyningstilsynet har bedt Energinet om at beregne, hvordan CAA udvikler sig ved indførelse af kapacitetstarif til lagerpunkter. Energinet har undersøgt, hvad en eventuel reduktion i rabatten på kapacitetstarif til 75 pct. eller 50 pct. vil betyde for CAA-værdierne. Resultaterne fremgår af tabel 15 nedenfor.

TABEL 15 | CAA-VÆRDIER VED MINDRE RABAT PÅ KAPACITETSTARIFFEN TIL LAGERPUNKTET

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2019-2022 (før Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
75% rabat på lagertariffen	CWD	0,080	0,083	0,086
50% rabat på lagertariffen	CWD	0,037	0,041	0,037
Oprindelig værdi	Uniform	0,117	0,086	0,105
75% rabat på lagertariffen	Uniform	0,292	0,278	0,295
50% rabat på lagertariffen	Uniform	0,416	0,411	0,426

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
75% rabat på lagertariffen	CWD	0,041	0,051	0,050
50% rabat på lagertariffen	CWD	0,106	0,116	0,117
Oprindelig værdi	Uniform	0,069	0,058	0,046
75% rabat på lagertariffen	Uniform	0,100	0,174	0,167
50% rabat på lagertariffen	Uniform	0,127	0,269	0,265

Kilde: Energinet

Beregningerne viser, at ved en rabat på 75 pct. i kapacitetstariffen til lager består CWD metoden CAA testen i alle år, mens den uniforme tarifmetode kun består CAA testen i år 2019/2020. Sættes rabatten på kapacitetstariffen til lager til 50 pct. består CWD-metoden ikke CAA testen i årene, hvor Baltic Pipe er i drift, mens den uniforme tarifmetode slet ikke består CAA testen.

Energinet forklarer videre, at for CWD-metoden vil en 100 pct. lagerrabat i 2020 resultere i, at systemeksterne brugere (cross-users) vil dække flere omkostninger i forhold til deres cost-driver.

En reduktion af lagerrabatten får intra-users (systeminterne) til at dække flere omkostninger og forbedrer derfor CAA resultatet. I 2025 vil en 100 pct. rabat til lagerpunktet i CWD-metoden betyde, at der næsten er ligevægt mellem cross-users og intra-users (systemeksterne og systeminterne brugere). Når rabatten til lagerpunktet reduceres dækker intra-users flere omkostninger, og CAA-resultatet rykkes væk fra ligevægt.

I forhold til en uniform metode vil en 100 pct. lagerrabat betyde, at intra-users (de systeminterne brugere) dækker flere omkostninger, end deres cost-driver giver anledning til. Når rabatten til lageret sænkes, kommer intra-users til at betale endnu flere omkostninger, end deres cost-driver giver anledning til. Denne øgede krydssubsidiering forværrer CAA-resultatet.

Betydning af væsentlig ændring i mængder og flow

Forsyningstilsynet har bedt Energinet om at analysere CAA-testens følsomhed over for ændringer i kapacitetsbestillingerne. Energinet har foretaget følsomhedsberegninger, hvor der er justeret op og ned med 20 pct. i mængderne i reference scenariet (nuværende brugere af systemet, dvs. danske, tyske og svenske brugere). Energinet har også beregnet følsomhed af CAA-resultatet ved at justere Baltic Pipe mængderne op og ned med 20 pct. samt en beregning hvor der både justeres op og ned med 20 pct. i referencescenariet (nuværende brugere af systemet) og Baltic Pipe, jf. tabel 16 (inden Baltic Pipe) og tabel 17 (efter Baltic Pipe) nedenfor.

TABEL 16 | FØLSOMHEDSANALYSE CAA-TEST INDEN BALTIC PIPE

Sensitivitetsanalyse for CAA ved kapacitetsændringer 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion, referencescenariet	CWD	0,321	0,339	0,338
20% stigning, referencescenariet	CWD	0,152	0,161	0,162
20% reduktion, Baltic Pipe	CWD	0,222	0,234	0,235
20% stigning, Baltic Pipe	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	CWD	0,321	0,339	0,338
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	CWD	0,152	0,161	0,162
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% reduktion, referencescenariet	Uniform tarif	0,038	0,000	0,021
20% stigning, referencescenariet	Uniform tarif	0,169	0,144	0,162
20% reduktion, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% stigning, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	Uniform tarif	0,038	0,000	0,021
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	Uniform tarif	0,169	0,144	0,162

Kilde: Energinet

TABEL 17 | FØLSOMHEDSANALYSE CAA-TEST EFTER BALTIC PIPE

Sensitivitetsanalyse for CAA ved kapacitetsændringer 2022-2025 (efter Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
20% reduktion, referencescenariet	CWD	0,046	0,039	0,041
20% stigning, referencescenariet	CWD	0,018	0,007	0,009
20% reduktion, Baltic Pipe	CWD	0,053	0,040	0,041
20% stigning, Baltic Pipe	CWD	0,012	0,006	0,009
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	CWD	0,074	0,063	0,064
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	CWD	0,002	0,005	0,003
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,069	0,058	0,046
20% reduktion, referencescenariet	Uniform tarif	0,046	0,035	0,023
20% stigning, referencescenariet	Uniform tarif	0,088	0,077	0,065
20% reduktion, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,058	0,047	0,034
20% stigning, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,079	0,068	0,057
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	Uniform tarif	0,029	0,018	0,005
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	Uniform tarif	0,095	0,084	0,073

Kilde: Energinet

Om CWD-metodens følsomhed anfører Energinet, at beregningerne viser, at uanset hvilket scenarie der analyseres inden Baltic Pipe, så består CWD-metoden ikke CAA-testen. Efter Baltic Pipe består CWD-metoden imidlertid alle årene CAA-testen. Energinet bemærker, at reduktioner i kapacitetsbestillinger generelt påvirker CWD-metoden negativt, dvs. CAA-resultatet stiger. Omvendt bevirker en stigning i kapacitetsbestillingerne at CAA-resultaterne for CWD-metoden forbedres. Energinet oplyser, at i alle de år, hvor CWD-metoden ikke består CAA-testen, er det cross-users (systemeksterne brugere), der dækker relativt flere omkostninger i forhold til deres cost-drivers.

I forhold til den uniforme metodes følsomhed bemærker Energinet, at en 20 pct. reduktion af kapacitetsbestillingerne i referencescenariet (de nuværende brugere af systemet) vil påvirke CAA-resultatet positivt, så CAA-resultatet er under 0,1 i alle år. Hvis der sker en 20 pct. stigning i referencescenariets kapacitetsbestillinger vil CAA-testen for den uniforme metode forværres i perioden inden Baltic Pipe (CAA er større end 0,1). Hvis Baltic Pipe kapacitetsbestillingerne øges, forværres CAA-testen også, men ikke så meget, at CAA-resultatet overstiger 0,1.

Energinet bemærker supplerende, at den uniforme metode generelt påvirkes positivt (i forhold til CAA-test), hvis kapacitetsbestillingerne reduceres, og omvendt påvirkes negativt i forhold til CAA-testen, hvis kapacitetsbestillingerne øges. Energinet bemærker endvidere, at i de år, hvor den uniforme metode ikke består CAA-testen, er det

intra-users (systeminterne brugere), der dækker relativt flere omkostninger i forhold til deres cost-drivers.

SAGENS PARTER

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinet Gas TSO (CVR nr. 39 31 50 84) er forvaltningsretlig part i sagen. Energinet har udarbejdet "Public Consultation Document" som et metodeforslag og har anmeldt metoden til Forsyningstilsynet i henhold til naturgasforsyningsloven som "ansøger", jf. om partsbegrebet under Retsgrundlaget. Der er tale om en samlet tarifmodel for det danske transmissionssystem, hvor Energinet Gas TSO er transmissionssystemoperatør. Energinet skal "implementere" Forsyningstilsynets afgørelse, og Energinet er ansvarlig for alle tarif-elementer over for gasmarkedet, jf. at den til enhver tid godkendte tarifmodel skal være reflekteret i Energinets regler for brug af transmissionssystemet, Regler for Gastransport.

Energinets metoder til opkrævning af tariffer for brug af det danske transmissionssystem er generel og retter sig til alle transportkunder, som transporterer gas i transmissionssystemet, og Forsyningstilsynet vurderer i lighed med tidligere tarifmetodeafgørelser, at ingen enkelt transportkunde i det danske system som udgangspunkt bliver berørt af ændringer i den generelle tarifmodel på en måde, der stiller den/de pågældende transportkunde(r) væsentligt anderledes i forhold til de øvrige transportkunder i systemet. Forsyningstilsynet bemærker, at der er ca. 22 aktive transportkunder i det danske system. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at udgangspunktet er, at ingen individuelle transportkunder i det eksisterende system er forvaltningsretlige parter i sagen.

Forsyningstilsynet har dog vurderet, om Baltic Pipe Projektet skal vurderes særskilt i forhold til partsvurderingen – dvs. en vurdering af, om transportkunder i Baltic Pipe Projektet kan eller skal betragtes som forvaltningsretlige parter i sagen. Forsyningstilsynet vurderer, at dette er tilfældet. Baltic Pipe Projektet er formelt godkendt, og den danske andel af Baltic Pipe Projektet bliver fuldt omfattet af den til enhver tid gældende tarifmetode for Danmark. Baltic Pipe Projektet giver transportkunder mulighed for at transportere (og dermed pligt til at betale tariffer for) gasmængder, som er næsten fire gange så stort som det samlede danske forbrug i dag - altså en potentiel gastransport og tarifbetaling af en helt anden størrelsesorden end det, der er normen i det nuværende transmissionssystem. Forsyningstilsynet lægger endvidere vægt på, at Energinet har indgået bindende transportkontrakter for Baltic Pipe Projektet (Open Season 2017 kontrakter) for en 15-årig periode, og disse lange kontrakter dækker en årlig kapacitet på ca. 8 mia. m³, dvs. 80 pct. af den samlede kapacitet. Forsyningstilsynet er bekendt med, at disse lange kapacitetskontrakter er indgået med et meget begrænset antal transportkunder, som derfor hver især vil blive væsentligt og individuelt berørt af den tarifmetode, som Forsyningstilsynet godkender, jf. om væsentlighedskriteriet under Retsgrundlaget. Forsyningstilsynet anser derfor de transportkunder, som har indgået lange transportkontrakter i Open Season 2017 som forvaltningsretlige parter i sagen.

Forsyningstilsynet vurderer umiddelbart, at de transportkunder, som i fremtiden kan købe korte kontrakter på Baltic Pipe ruten som udgangspunkt ikke vil være parter i

afgørelser om tarifmetoder, idet kapaciteten til korte kontrakter efter det oplyste vil blive udbydes løbende til alle og på samme måde som den eksisterende transmissionskapacitet.

HØRING

[afventer høring]

RETSGRUNDLAG

1 PARTSBEGREBET

I forbindelse med sagens behandling hos Forsyningstilsynet har tilsynet vurderet, hvem der kan anses som parter i sagen.

Forvaltningsloven (lovbekendtgørelse nr. 433 af 22. april 2014 med senere ændringer) tillægger en række beføjelser i forbindelse med behandling af en sag og en sags afgørelse til "*den, der er part*" i den pågældende sag.

Forvaltningsloven indeholder imidlertid ikke en definition af partsbegrebet. Med støtte i forarbejderne til forvaltningsretten antages det dog i den juridiske litteratur og i praksis, at partsbegrebet i afgørelsessager omfatter: ansøgere, klagere, og andre med væsentlig og individuel interesse i sagens udfald.

Det følger af forarbejderne til forvaltningsloven, at der med udtrykket "ansøgere" forstås: personer, der til en forvaltningsmyndighed har indgivet ansøgning om en ydelse, tilladelse eller lignende. Forarbejderne til forvaltningsloven omtaler desuden, at personer, til hvem et forbud eller påbud rettes eller vil blive rettet, vil have stilling som part i den pågældende sag.

Ved afgørelsen af, hvorvidt andre end ansøgere og klagere (sidstnævnte ikke relevant i denne sag) kan have partsstatus i en given sag, skal der foretages en vurdering af, om den pågældende har en tilstrækkelig *væsentlig og individuel interesse* i sagens udfald. Det følger således af forarbejderne til forvaltningsloven, at der i vurderingen navnlig må lægges vægt på, hvor væsentlig den pågældendes interesse i sagen er, og hvor nært denne interesse er knyttet til sagens udfald.

2 SAGENS MATERIELLE BESTEMMELSER

DANSKE RETSREGLER

Naturgasforsyningsloven (bekendtgørelse af lov om naturgasforsyning, LBK nr. 1127 af 05/09/2018) fastsætter, at Forsyningstilsynet skal godkende metoder til fastsættelse af Energinets priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet, jf. lovens § 36 a, stk. 1:

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

Energinet har ansvaret for forsyningssikkerheden i Danmark, jf. § 12, stk. 1, nr. 3:

§ 12. *Et transmissionselskab skal*

- 1) i fornødent omfang tilslutte anlæg til opgradering af biogas til naturgaskvalitet (opgraderingsanlæg), distributionsnet samt forbrugere,*
- 2) sikre kvaliteten af den naturgas, der leveres fra transmissionsnettet,*
- 3) varetage forsyningssikkerheden i Danmark,*
- 4) samarbejde med andre transmissionselskaber i Danmark og i andre lande med henblik på en effektiv udveksling af naturgas,*
- 5) udarbejde planer for det fremtidige behov for transmissionskapacitet,*
- 6) sikre, at der er tilstrækkelige mængder naturgas i det samlede naturgasforsyningssystem, således at den fysiske balance i nettet kan opretholdes, jf. § 11, stk. 1, nr. 1, og*
- 7) anvende gennemsigtige, ikkediskriminerende, markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, det anvender til at udføre sit hverv.*

Stk. 2. Et transmissionselskab kan indgå aftaler om kapacitet, som forbeholdes forsyningssikkerhed for transit.

Det følger endvidere af loven, at Energinet har særligt ansvar i forhold til at skabe de bedst mulige betingelser for konkurrence på markedet, jf. § 12 a:

§ 12 a. *Et transmissionselskab skal ved udførelsen af sine opgaver bidrage til at sikre, at der skabes de bedst mulige betingelser for konkurrence på markeder for handel med naturgas, jf. § 1, stk. 2.*

Stk. 2. Et transmissionselskab kan ud over det i stk. 1 nævnte tage andre initiativer med henblik på at fremme konkurrencen på markeder for naturgas.

EU RETLIGE REGLER

Metoder til fastsættelse af transmissionstariffer er i dag udtømmende reguleret i europæisk regulering – dvs. i den europæiske gasforordning og den afledte netregel om harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR).

Den europæiske gasforordning

Gasforordningen (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) fastsætter de grundlæggende krav til de nationale transmissionstariffer – herunder at tarifferne 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, jf. artikel 13:

Artikel 13 Tariffer for netadgang

1. De tariffer eller metoder til beregning af disse, som transmissionssystemoperatører anvender, og som er godkendt af de regulerende myndigheder i medfør af artikel 41, stk. 6, i direktiv 2009/73/EF, samt de tariffer, der er offentliggjort i medfør af artikel 32, stk. 1, i samme direktiv, skal være gennemsigtige, tilgodese behovet for systemintegritet og forbedring deraf og afspejle faktiske omkostninger,

for så vidt sådanne omkostninger svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og er gennemsigtige, samtidig med at de giver et rimeligt investeringsafkast, og der skal, hvor det er rimeligt, tages hensyn til de regulerende myndigheders benchmarking af tariffer. Tarifferne eller metoderne til beregning af disse skal anvendes på en ikke-diskriminerende måde.

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

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

Tariffer for netbrugere skal være ikke-diskriminerende og skal fastsættes særskilt for hvert indfødningspunkt til og udtagningspunkt fra transmissionssystemet. Mekanismer til omkostningsfordeling og metoder til takstfastsættelse i forbindelse med indfødningspunkter og udtagningspunkter godkendes af de nationale regulerende myndigheder. Medlemsstaterne sikrer, at netafgifter efter en overgangsperiode, dvs. senest den 3. september 2011, ikke beregnes ud fra kontraktmæssigt fastsatte transporttruter.

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

Det overordnede formål med gasforordningen følger af artikel 1:

Artikel 1

Genstand og anvendelsesområde

Denne forordning har til formål at:

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

De i første afsnit omhandlede formål omfatter fastsættelsen af harmoniserede principper for tariffer, eller beregningsmetoder for tariffer, for netadgang, men ikke for adgang til lagerfaciliteter, fastlæggelse af adgangstjenester for tredjepart og harmoniserede principper for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger, fastlæggelse af krav om gennemsigtighed, regler om balancerings og gebyrer for ubalancer samt fremme af handelen med kapacitet.

NC TAR

Med hjemmel i den europæiske gasforordning (artikel 8) er der vedtaget en europæisk netregel om transmissionstarifstrukturer. Denne netregel omtales og forkortes ofte med den engelske term, NC TAR, hvilket står for **Network Code Tariffs**

NC TAR (KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas) er en omfattende netregel. I det følgende gengives derfor kun de artikler eller de dele heraf, der har betydning for forståelsen af sagsfremstillingen eller som anvendes til vurderingen af denne sag.

NC TAR fastsætter, at transmissionssystemoperatørens tariffer skal opdeles i transmissions- og ikke-transmissionstariffer. For transmissionstarifferne gælder det, at de hovedsagligt skal fastsættes som kapacitetstariffer og som en undtagelse kan der fastsættes volumentariffer ("et gasstrømbaseret gebyr"), jf. artikel 4.

Artikel 4 Transmissions- og ikke-transmissionstjenester og -tariffer

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

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

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

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

3. Transmissionstjenesteindtægter skal opkræves som kapacitetsbaserede transmissionstariffer.

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

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

- i) det opkræves med henblik på at dække de omkostninger, som primært skyldes gasstrømmængden
- ii) det beregnes på grundlag af forventede eller historiske gasstrømme, eller begge dele, og fastsættes på en sådan måde, at det er det samme i alle entrypunkter, og det samme i alle exitpunkter
- iii) det udtrykkes i penge eller naturalier

b) et supplerende gebyr for opkrævede indtægter, som skal opfylde alle følgende kriterier:

- i) det opkræves med henblik på at administrere under- og overindtægter
- ii) det beregnes på grundlag af forventede eller historiske gasstrømme eller begge dele
- iii) det anvendes i andre punkter end sammenkoblingspunkter
- iv) det anvendes, efter at den nationale reguleringsmyndighed har foretaget en vurdering af, hvorvidt det afspejler omkostningerne, og dets indvirkning på krydssubsidiering mellem sammenkoblingspunkter og andre punkter end sammenkoblingspunkter.

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

a) afspejle omkostningerne og være ikke-diskriminerende, objektive og 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.

Efter NC TAR skal enten TSO eller NRA (i Danmark har NRA besluttet, at Energinet som TSO skal foretage denne beregning og vurdering) foretage en vurdering af den foreslåede referenceprismetodes (kapacitetstarifmetode) omkostningsfordeling og graden af krydssubsidiering mellem systeminternt transport og system eksternt transport (transit), jf. artikel 5:

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.

2. Vurderingen af omkostningsfordelingen skal angive graden af krydssubsidiering mellem systeminternt transport og transport til eksternt system baseret på den foreslåede referenceprismetode.

[3-5 er af beregningsteknisk karakter. Der henvises til bilag 5 med NC TAR i sin fulde længde].

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.

NC TAR fastsætter, at den nationale r skal være i overensstemmelse med gasforordningens artikel 13, og at den skal sigte mod at leve op til fem forskellige hensyn, jf. artikel 7:

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 netbrugere 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, at såfremt den valgte tarifmetode ikke er den såkaldte "kapacitetsvægtede afstandsreferenceprismetode (CWD), så skal der som minimum laves en sammenligning mellem den valgte tarifmetode og CWD. Parametrene i CWD metoden og fastsættelsen af denne følger 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. (...)

NC TAR fastsætter, at der skal fastsættes en mindsterabat i tarifferne til/fra naturgaslagre, jf. artikel 9

Artikel 9 Regulering af tariffer i entrypunkter fra og exitpunkter til lagerfaciliteter samt i entrypunkter fra LNG-anlæg og infrastruktur, som afhjælper isolation

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

2. I entrypunkter fra LNG-anlæg og i entrypunkter fra og exitpunkter til infrastruktur udviklet med sigte på at afhjælpe medlemsstaters isolerede situation for så vidt angår deres gastransmissionssystemer kan en rabat anvendes på de respektive kapacitetsbaserede transmissionstariffer med henblik på at øge forsyningssikkerheden.

Formålet med denne rabat til/fra lager er at anerkende, at lagerinfrastrukturen generelt bidrager til transmissionssystemets fleksibilitet og forsyningssikkerheden, jf. betragtning 4 i præambelen:

For at undgå dobbeltbetaling for transmission til og fra lagerfaciliteter bør denne forordning fastsætte en mindsterabat, som anerkender en sådan infrastrukturens generelle bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerheden. [...]

NC TAR fastsætter, hvad niveaet af kapacitetstariffer for korte produkter (kortere end et år) højst må udgøre i forhold til årskapacitetsproduktet, der er referenceproduktet. Ligeledes fastsætter NC TAR kriterierne for fastsættelse af eventuelle sæsonvariationer i tarifferne, jf. artikel 13:

Artikel 13 Multiplikatorers og sæsonfaktorerers 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. (...)

NC TAR fastsætter, at TSO eller NRA skal foretage en eller flere høringer af den foreslåede referenceprismetode. Det endelige høringsdokument skal anmeldes til NRA og danner grundlag for NRA's beslutning om tarifmetoden. Det endelige høringsdokument kan derfor sidestilles med en tarifmetodeanmeldelse efter naturgasforsyningsloven. NC TAR sætter de præcise rammer for høringsprocessen og det indhold, som høringsdokumentet skal have, herunder fastsætter proces og krav til ACER's (ikke-bindende) analyse og til NRAs endelige beslutning, jf. artikel 26 og 27.

Artikel 26 Periodisk høring

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

a) beskrivelsen af den foreslåede referenceprismetode samt følgende punkter:

i) de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra a), herunder:

1) begrundelsen for de anvendte parametre, der vedrører systemets tekniske karakteristika

2) de tilsvarende oplysninger om de respektive værdier af disse parametre og de anvendte forudsætninger.

ii) værdien af de foreslåede justeringer for kapacitetsbaserede transmissionstariffer i henhold til artikel 9

iii) de vejledende referencepriser, som er underlagt høring

iv) resultaterne, komponenterne og detaljerne i disse komponenter til vurderingen af omkostningsfordelingen, som er fastsat i artikel 5

v) vurderingen af den foreslåede referenceprismetode i overensstemmelse med artikel 7

vi) hvis den foreslåede referenceprismetode er en anden end referenceprismetoden for kapacitetsvægtet afstand, der er beskrevet i artikel 8, en sammenligning med sidstnævnte, ledsaget af de oplysninger, der er anført i nr. iii)

b) de vejledende oplysninger i artikel 30, stk. 1, litra b), nr. i), iv) og v)

c) følgende oplysninger om transmissions- og ikke-transmissionstariffer:

i) hvis der foreslås produktbaserede transmissionstariffer, jf. artikel 4, stk. 3:

- 1) måden, hvorpå de er fastsat
- 2) andelen af den tilladte eller tilstræbte indtægt, som forventes at komme fra sådanne tariffer
- 3) de vejledende produktbaserede transmissionstariffer

ii) hvis der foreslås levering af ikke-transmissionstjenester til 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 høringssvar og et resumé heraf. I det omfang, det er muligt, og for at gøre høringprocessen 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 høringssvar i stk. 1. Skabelonen skal stilles til rådighed for de nationale reguleringsmyndigheder og transmissionssystemoperatører inden den 5. juli 2017.

Artikel 27 Den nationale reguleringsmyndigheds periodiske beslutningstagning

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

2. Agenturet analyserer følgende aspekter af høringssvar: 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 høringssvar, 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 beslut-

ningen 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.

Processen med udarbejdelse af tarifmetode, høring og godkendelse, skal gentages mindst hvert 5. år, jf. artikel 27, stk. 5

NC TAR fastsætter endvidere, at NRA skal foretage en særskilt høring hos nabo-NRAs om de foreslåede rabatter, multiplikatorer og evt. sæsonfaktorer, jf. artikel 28:

Artikel 28 Høringer om rabatter, multiplikatorer og sæsonfaktorer

1. På samme tid som den endelige høring i overensstemmelse med artikel 26, stk. 1, skal den nationale reguleringsmyndighed foretage en høring af de nationale reguleringsmyndigheder i alle direkte forbundne medlemsstater og de relevante 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
 - iii) behovet for at undgå krydssubsidiering mellem netbrugere og at forbedre mindsteprisers afspejling af omkostningerne
 - iv) situationer med fysiske og kontraktuelle begrænsninger
 - v) indvirkningen på gasstrømme på tværs af grænserne

b) for sæsonfaktorer:

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

BEGRUNDELSE

INDLEDNING

Forsyningstilsynet skal i det følgende vurdere, om Energinets anmeldte tarifmetode er i overensstemmelse med NC TAR – formelt og materielt. Begrundelsen følger samme opbygning som sagsfremstillingen:

- Fastsættelse af reguleringsperiode
- Vurdering af RPM (uniform)
- Vurdering af kapacitets- og volumensplit og volumentarif
- Vurdering af transporttarif til lager
- Vurdering af multiplikatorer
- Vurdering af ikke-transmissionstariffer
- Sammenfatning

Ud over ovennævnte materielle hovedelementer i sagen, har Forsyningstilsynet vurderet, om Energinet lever op til en række formelle krav, der er omfattet af NC TAR (artikel 26(1)). Der er bl.a. tale om krav om, at Energinet (i egenskab af transmissionssystemoperatør) offentliggør en række oplysninger, såsom forventede fremtidige tariffer, forventet gasflow, afstand mellem entry- og exitpunkter og opdeling af indtægter mellem systeminterne (intra-use) og systemeksterne (cross-use) brugere. Forsyningstilsynet har foretaget en gennemgang af alle disse elementer og finder - i tråd med ACERs konklusion - at Energinet lever op til disse formelle oplysningskrav. De formelle krav bliver derfor ikke behandlet yderligere i denne afgørelse.

FASTSÆTTELSE AF TARIFPERIODE

ACER anbefaler i sin analyse af den danske tarifmetode, at Forsyningstilsynet i sin afgørelse fastsætter en specifik periode, som tarifmetoden skal gælde for - eller alternativt angiver de omstændigheder, som kan føre til en revision af metoden.

Forsyningstilsynet finder, at den reguleringsperiode, som denne tarifmetode skal gælde for, passende kan sættes til 3 år. Dette betyder, at Forsyningstilsynet vil træffe en ny afgørelse om Energinets tarifmetode med virkning fra den 1. oktober 2022.

Forsyningstilsynet begrundet dette valg med, at der netop inden for de næste tre år sker flere markante ændringer i det danske gasmarked - og dermed i de forudsætninger, som en national tarifmetode bygger på. Tyra-feltet skal genopbygges i løbet af de næste tre år, hvilket har stor betydning for både hele transmissionssystemet og brugen heraf. Energinet bliver underlagt en ny økonomisk regulering, som er planlagt til at træde i kraft i 2021, og Baltic Pipe Projektet forventes at være klar til drift fra oktober 2022.

Forsyningstilsynet bemærker, at en national tarifmetode højst kan gælde for fem år, jf. NC TAR artikel 27, stk. 5, som fastsætter, at den nationale godkendelsesprocedure skal gentages mindst hvert femte år regnet fra den 31. maj 2019.

REFERENCEPRISMETODE (RPM) - UNIFORM

Forsyningstilsynet skal i dette afsnit vurdere, om Energinets anmeldte RPM baseret på uniforme tariffer lever op til NC TAR.

Hovedbestemmelsen til vurdering af Energinets RPM er NC TAR artikel 7, som fastsætter en række krav, som den valgte RPM skal leve op til. Artikel 7 fastsætter endvidere, at RPM skal tage højde for omkostningsfordelingen (CAA) efter NC TAR artikel 5. Den valgte RPM skal naturligvis også være i overensstemmelse med artikel 13 i gasforordningen (715/2009). Endelig skal RPM (og dermed tilsynets vurdering) også indeholde en sammenligning med CWD, jf. NC TAR artikel 26 (1)(a)(vi).

Det er et krav i NC TAR, at den samme RPM skal anvendes på alle entry- og exitpunkter i et givent entry- og exitsystem, jf. artikel 7(3). Forsyningstilsynet konstaterer indledningsvist, at den anmeldte RPM lever op til dette krav.

Forsyningstilsynets vurdering af Energinets foreslåede RPM følger hovedstrukturen i de fem hovedelementer i artikel 7:

- Tarifberegning og gennemsigthed
- Hensynet til de faktiske omkostninger
- Ikke-forskelsbehandling og hindre unødigt krydssubsidiering (CAA-vurdering)
- Volumenrisiko
- Sikre at RPM ikke er konkurrenceforvridende for handel med gas

TARIFBEREGNING OG GENNEMSIGTIGHED

Forsyningstilsynet skal i følgende vurdere, om Energinets anmeldte RPM lever op til kriteriet i NC TARs artikel 7(1)(a) om RPM skal sigte mod at give transportkunderne (netbrugerne) mulighed for at reproducere beregningen af referencepriser og præcis fremskrivning af dem samt leve op til det generelle gennemsigthedskrav i gasforordningens artikel 13.

Forsyningstilsynet konstaterer, at Energinet i sit Final Consultation Document (herefter FCD) har offentliggjort en simpel tarifmodel (regneark) i overensstemmelse med kravet i NC TAR artikel 30 (2)(b). Forsyningstilsynet finder, på linje med ACER (punkt 18 i ACER's analyse), at Energinets tarifmodel indeholder de nødvendige oplysninger til at transportkunderne kan reproducere beregningen af RPM, og at modellen gør det muligt for transportkunderne at forudberegne deres tariffer. Forsyningstilsynet bemærker, at tarifmodellen indeholder data, så transportkunderne kan foretage beregninger for 6 gasår frem, dvs. indtil 2024/25. Dette giver transportkunderne et større indblik i den fremtidige udvikling i tarifferne, og det øger graden af gennemsigthed, jf. gasforordnings artikel 13 og NC TAR artikel 7(1)(a). Forsyningstilsynet lægger vægt på, at Energinet også fremadrettet har fokus på at videreudvikle tarifmodellen, så den til enhver tid både indeholder de nødvendige oplysninger for brugerne af systemet og er nem at anvende.

Gennemsigthed er et væsentligt krav i både NC TAR artikel 7 (1)(a) og i gasforordningen (artikel 13). Forsyningstilsynet skal i den forbindelse pege på, at gennemskue-

lighed også giver øget gennemsigthed. En uniform RPM er efter Forsyningstilsynet en enkel og let forståelig model, som gør det nemt for markedets aktører at gennemskue et aktuelt tarfniveau, og som gør det nemt, sammenlignet med andre og mere komplicerede tarifmodeller, at beregne og forstå fremtidige tariffer. Forsyningstilsynet bemærker i den forbindelse, at også ACER anerkender, at en uniform tarifmetode gør det nemt for brugerne at forstå og beregne tariffer sammenlignet med andre tarifmetoder. jf. punkt 17 i ACER's analyse af tarifmetoden for Danmark.

Forsyningstilsynet lægger særlig vægt på, at den valgte RPM (uniform metode) er robust, dvs. forholdsvis stabil og til at forudsige. Med robust menes både det forhold, at tarifmodellen ikke giver markante variationer i tarifferne over tid og det forhold, at der ikke er stor variation i tarifferne mellem de enkelte punkter i systemet i det aktuelle gasår. En uniform tarifmetode giver i sagens natur ingen variation i tarifferne mellem de enkelte punkter i systemet, da tarifferne er ens i alle punkter. Der gælder ikke et specifikt krav om robusthed i NC TAR, men det er Forsyningstilsynets vurdering, at det øger gennemsigtheden og mulighed for at forudsige tarifferne, hvis en tarifmetode er robust.

ACER anerkender i sin analyse af Danmark, at en uniform metode teoretisk set er mere robust (end andre tarifmetoder), men ACER anbefaler, at argumentet om robusthed bliver udbygget i regulators endelige afgørelse. ACER peger også i sin analyse på, at både CWD metoden og den uniforme tarifmetode ville give varierende tariffer over tid, og at tarifferne med begge metoder følger det samme variationsmønster i de kommende gasår. Dvs. stiger under Tyra-nedlukningen for så at falde igen efter at Baltic Pipe er taget i drift.

Forsyningstilsynet konstaterer, at både CWD og den uniforme metode følger det samme overordnede variationsmønster i tarfniveau over tid, jf. figur 9. Det skyldes, at det er de samme omkostninger og mængder, der skal allokeres i tarifferne. Begge metoder er derfor påvirket af, at der under Tyra-nedlukningen er færre gasmængder i systemet til at bære omkostningerne, herunder at der er øgede brændselsomkostninger til Egtved kompressorstation (til import af gas fra Tyskland). Begge metoders absolutte tarfniveau vil også falde, når der transporteres store mængder gennem systemet via Baltic Pipe.

I forhold til yderligere at undersøge graden af robusthed, har Forsyningstilsynet bedt Energinet om at udarbejde en række følsomhedsberegninger for de kommende 6 gasår, da denne periode både indeholder Tyra-nedlukningen og de første tre år af Baltic Pipe. I netop denne periode sker der store ændringer i gasmængderne og flowretning. Derfor er det efter Forsyningstilsynets vurdering særlig relevant at undersøge, hvordan CWD-metoden og den uniforme metodes tariffer udvikler sig i en ustabil periode. Forsyningstilsynet har endvidere anmodet Energinet om at beregne, hvordan CWD og den uniforme metodes tariffer varierer over tid, hvis der ændres på en række antagelser. Det gælder bl.a. antagelse om stigning eller reduktion i mængder samt reduktion i lagermængderne.

Helt generelt skal Forsyningstilsynet bemærke, at den uniforme tarif og tariffer fastsat efter CWD-metoden reagerer forskelligt på ændringer i gasflow. Den uniforme tarif reagerer kun på mængden af gas, mens tariffer beregnet ved CWD-metoden reagerer

både på mængden og på retningen eller mønsteret i gasflowet. På baggrund af de forskellige beregninger af variation i tarifferne for henholdsvis CWD-metoden og den uniforme tarifmetode kan Forsyningstilsynet imidlertid konstatere, at CWD metoden generelt set giver større variation i tarifferne og er mere følsom for ændringer af en række antagelser, herunder især følsom for ændring i flowretning end den uniforme tarifmetode.

Forsyningstilsynet har supplerende undersøgt, hvordan de enkelte tariffer ved hver metode ændrer sig under Tyra-nedlukningen, jf. Forsyningstilsynets beregninger i bilag 6. Beregningerne viser, at i gasåret 2021/2022 falder den uniforme tarif, mens tariffer beregnet ved CWD-metoden både stiger og falder. CWD-metoden kan således resultere i en modsatrettet udvikling i tarifferne i det enkelte gasår, hvilket efter Forsyningstilsynets vurdering alt andet lige kan gøre det vanskeligere at forudsige tarifferne efter CWD-metoden.

Den uniforme tarifmetode er efter Forsyningstilsynets vurdering en relativt robust tarifmetode, der også i den kommende periode med store ændringer i mængderne er forholdsvis stabil – forstået på den måde, at den i forhold til CWD giver en mindre variation i tarifniveauet mellem de respektive gasår. Selvom tarifferne også med den uniforme metode vil variere fra år til år, givet at ændringer i gasmængder påvirker tarifniveauet, så giver en uniform tarifmetode en mindre grad af variation i tarifferne over tid. En sådan robust tarifmetode giver en større grad af gennemsnitlighed og er med til at gøre det nemmere for transportkunderne at beregne de forventede, fremtidige tariffer, jf. NC TAR artikel 7 (1)(a). Endelig er en uniform tarifmetode efter Forsyningstilsynets vurdering også robust på den måde, at tarifferne, i sagens natur, ikke varierer mellem de enkelte entry-exit punkter i systemet.

Samlet set er det derfor Forsyningstilsynets vurdering, at Energinets RPM (uniform metode) er i overensstemmelse med NC TAR artikel 7(1)(a) og gasforordningens artikel 13 om at tariffer eller metoder til beregning af disse, skal være gennemsnitlige.

HENSYNET TIL DE FAKTISKE OMKOSTNINGER OG TRANSMISSIONSSYSTEMETS GRAD AF KOMPLEKSITET

Det skal nu vurderes, om Energinets uniforme RPM er i overensstemmelse med NC TAR artikel 7 (1) (b), om at RPM skal sigte mod at tage hensyn til de faktiske omkostninger og samtidig tage systemets kompleksitet i betragtning.

Hensynet til de faktiske omkostninger

Forsyningstilsynet konstaterer indledningsvist, at Energinets tariffer, herunder kapacitetstarifferne i RPM, afspejler de bagvedliggende omkostninger til driften af transmissionssystemet, jf. tabel 3 der viser typen af omkostninger (CAPEX, OPEX) og omkostningsniveau, som Energinet allokerer i tarifferne for gasåret 2019/20. Dette er i tråd med det helt grundlæggende krav i gasforordningens artikel 13 om, at tarifferne skal afspejle de faktiske omkostninger. De omkostninger, som Energinet allokerer til kapacitetstariffen i RPM, er som udgangspunkt CAPEX.

Forsyningstilsynet skal nu vurdere, om den uniforme metode som allokeringssprincip "tager hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester". En

uniform tarifmetode vil i sagens natur resultere i samme tariffer på de enkelte entry-exit punkter. Den uniforme metode kan derfor siges at resultere i en "gennemsnitstarif" for alle punkter. Hvis mængderne i systemet øges, vil alle punkter få gavn af, at tarifferne falder, og hvis der kommer færre mængder i systemet, vil alle punkter blive ramt af en tarifstigning.

Forsyningstilsynet skal nu vurdere, om en "gennemsnitstarif", som den uniforme metode medfører, kan siges at tage hensyn til de faktiske omkostninger i systemet.

Hovedkriteriet i NC TAR om RPM er, at den valgte RPM "skal sigte mod, at tage hensyn til de faktiske omkostninger for levering af transmissionstjenester". Det er således ikke et særskilt kriterie i NC TAR, at omkostningerne skal allokere i forhold til afstand.

I CWD-metoden er afstand en væsentlig faktor ved allokeringen af omkostninger. Den uniforme metode tager i sagens natur ikke hensyn til afstand, idet den uniforme metode resulterer i en gennemsnitstarif, dvs. ens tarif for alle punkter i systemet.

Det er imidlertid Forsyningstilsynets vurdering, at en uniform allokering af omkostninger er en rimelig allokering af omkostningerne i det danske system, uanset at allokeringsmetoden ikke afspejler afstanden i systemet. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at langt størstedelen af systemet er anlagt samtidigt som et sammenhængende system, hvor de enkelte punkter i systemet har været hinandens forudsætninger. Forsyningstilsynet skal her pege på, at lige bortset fra den første rørledning i 1982 i det Syd- og Sønderjyske område (det såkaldte Ruhrgasprojekt), som var et slags pilotprojekt inden den endelige politiske beslutning om at indføre naturgas i hele Danmark, så er resten af transmissionssystemet i Danmark anlagt som en helhed, på baggrund af en politisk beslutning i 1982 om "det danske naturgasprojekt". Beslutningen om systemets geografiske udbredelse (længde) og dimensionering er således foretaget samlet og ud fra en helhedsbetragtning. Systemet er endvidere anlagt og dimensioneret i forhold til helt andre produktions- og forbrugsmængder og mønstre (væsentlig større mængder). Dimensioneringen af systemet afspejler således ikke forventningerne til systemets nuværende og efterfølgende anvendelse. Dette forhold betyder, at CWD-metoden bliver mindre omkostningsreflekterende i forhold til den nuværende anvendelse af systemet, da CWD-metoden bygger på afstand og dimensionering.

Forsyningstilsynet skal også pege på, at der i 1999 blev foretaget en væsentlig opskrivning af transmissionssystemet. Det samlede gassystem (opstrømssystemet, transmissionssystemet og naturgaslagrene) var dengang ejet af DONG (nu Ørsted), og DONG opskrev værdien af de samlede anlægsaktiviteter i gassystemet ud fra et princip om den forventede fremtidige indtjening. Endvidere er det samlede transmissionssystem blevet levetidsforlænget i 2011.

På baggrund af ovennævnte hensyn og beskrevne omstændigheder om systemets anlæggelse, samlede geografiske udbredelse og dimensionering, finder Forsyningstilsynet ikke grundlag for at afstand skal lægges til grund ved allokeringen af omkostninger i systemet. Tværtimod finder Forsyningstilsynet, at en gennemsnitstarif alt andet lige bedre afspejler de faktiske omkostninger i systemet, ud fra den betragtning at de enkelte punkter i systemet er anlagt som en helhed og har været hinandens forudsæt-

ninger og at hele systemet gennem tiden samlet set har bidraget til det danske naturgasprojekt som helhed.

I forhold til Ellund/Egtved udbygningen har denne udbygning konkret vist sig at gavne det samlede system, både i forhold til at Ellund/Egtved udvidelsen giver en reel fysisk sammenkobling med det tyske marked, men også i forhold til en øget forsyningssikkerhed generelt – fx er det under Tyra-nedlukningen kun muligt fysisk at få gas til det samlede danske og svenske marked via Tyskland. Uden Ellund/Egtved udbygningen havde det ikke været muligt at få gas fra Tyskland. Endelig har Ellund/Egtved udbygningen generelt set bidraget til en reduktion i Energinets omkostninger til varetagelse af forsyningssikkerheden. På den baggrund finder Forsyningstilsynet det ikke urimeligt, at også omkostningerne til Ellund/Egtved allokeres lige til alle punkter i systemet. Det eneste der ved kompressorstationen er direkte relateret til afstand er brændselsomkostningerne – og disse allokeres til volumentariffen – og er derfor ikke relevant at inddrage i allokeringsskemaer for kapacitetstarifferne.

Forsyningstilsynet skal endvidere pege på, at transmissionssystemets M/R stationer (Måler- og regulatorstationer der forbinder transmissionssystemet med distributionssystemet) alt andet lige ikke er påvirket af afstand. Der er M/R stationer geografisk set spredt ud i hele transmissionssystemet. Endelig skal Forsyningstilsynet bemærke, at det vurderes som rimeligt, at omkostninger til udbygning af systemet til håndtering af vedvarende energi (fx bionaturgas) allokeres gennemsnitligt til alle punkter, da alle brugere (forbrugere) har gavn af den grønne omstilling, uanset om der alt andet lige er flere biogasopgraderingsanlæg i Jylland og på Fyn.

CWD-metoden, der allokerer efter afstand, resulterer i en markant højere tarif til Dragør (Sverige). Forsyningstilsynet bemærker, at en udvidelse for over 20 år siden (1996) til at understøtte gastransport til Sverige allerede er blevet delvist betalt med et investeringsbidrag (fra Sverige). Det forekommer ikke rimeligt, hvis tariffen til Sverige bliver væsentlig højere pga. CWD-metoden, når de svenske forbrugere allerede har betalt en andel af investeringen. Forsyningstilsynet skal endvidere bemærke, at det også har været til gavn for brugerne i det danske system, at der i en længere årrække er blevet transporteret godt 1 mia. m³ naturgas årligt gennem det danske transmissionssystem til Sverige, da det har medvirket til at holde det samlede tarifniveau nede for de danske forbrugere.

I forhold til investeringen i Baltic Pipe er det ligeledes Forsyningstilsynets vurdering, at omkostningerne bør allokeres uniformt på alle brugerne, dvs. de systeminterne som de systemeksterne.

Forsyningstilsynet lægger også vægt på, at det daværende Energitilsyn i forbindelse med Open Season 2017 i en udtalelse fra januar 2017 har udtalt en principiel støtte til den uniforme tarifmetode på basis af et principnotat fra Energinet om det påtænkte tarifprincip for Baltic Pipe Projektet. Energitilsynet udtalte bl.a., at et uniformt tarifprincip er gennemsigtigt og kan tilrettelægges på en måde, så der på en gang opnås større sikkerhed for projektets gennemførelse og mulighed for, at eksisterende transportkunder kan realisere en gevinst i form af generelt lavere transmissionstariffer end der ellers ville komme.

Også Energitilsynets formelle afgørelser i forbindelse med Baltic Pipe Projektet (afgørelser om omkostningsfordelingen og om de økonomiske test parametre og den såkaldte f-faktor) bygger på antagelser og nøgletal, som er beregnet med udgangspunkt i uniforme tariffer.⁶

Forsyningstilsynet lægger som i ovennævnte afgørelser særlig vægt på, at de lange kontrakter i Baltic Pipe og de forventelige gasmængder gennem systemet kan forventes at reducere det samlede tarifniveau i det danske system ganske betragteligt over en længere årrække. Forsyningstilsynet finder, i tråd med ovennævnte afgørelser, at der skal være en rimelig balance mellem den gevinst og den risiko, som henholdsvis transitkunder og transportkunder til det danske marked bærer, og en uniform metode vil fordele såvel indtægter og omkostninger kollektivt på alle brugere af et sammenhængende system.

Forsyningstilsynet finder også, at en uniform tarifmetode er med til at give de nye systembrugere (Baltic Pipe) en vis sikkerhed for, at de ikke kommer til at bære en uforholdsmæssig del af de samlede omkostninger i transmissionssystemet.

Forsyningstilsynet skal supplerende pege på, at der er udtrykt generelt støtte fra alle markedets aktører (indenlandske som udenlandske) til indførelse af en uniform allokering.

Forsyningstilsynet skal i øvrigt bemærke, at der efter NC TAR er krav om, at der skal gælde samme RPM for alle entry- og exitpunkter i systemet, jf. artikel 6(3). Det betyder, at hvis der ikke kan anvendes en uniform RPM for Baltic Pipe entry- og exitpunkter, så kan der heller ikke anvendes en uniform RPM for de øvrige punkter systemet.

Systemets kompleksitet

I forhold til graden af kompleksitet skal Forsyningstilsynet bemærke, at tilsynet er enig med ACER i, at det danske transmissionssystem ikke er komplekst, idet systemet kun har få entry-exit punkter, rørledninger og transportruter.

Forsyningstilsynet finder ikke anledning til at kræve, at der skal indføres en kompleks tarifmodel, alene fordi transmissionssystemet ikke er komplekst.

Siden åbningen af gasmarkedet i 2004 har det været praksis at anvende en enkel og fleksibel tarif- og markedsmodel i det danske gassystem baseret på det hensyn, at det fremmer en åben og lige adgang til systemet, jf. også kravet i gasforordningens artikel 13 om, at tariffer og tarifmetoder skal være gennemsigtige og bidrage til effektiv handel med gas og konkurrence.

Samlet set finder Forsyningstilsynet ud fra ovenstående betragtninger og vurdering, at den anmeldte uniforme RPM er i overensstemmelse med NC TAR artikel 7 (b) og gas-

⁶ Godkendelse af parametre til den økonomiske test for Baltic Pipe Projektet af 28. november 2017 og Godkendelse af omkostningsfordelingen mellem Polen og Danmark for Baltic Pipe Projektet af 27. februar 2018.

forordningens artikel 13, dvs. at metoden afspejler de faktiske omkostninger og tager systemets kompleksitet i betragtning samtidig med at den sikrer, at tariffer ikke bliver konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænserne.

IKKE-FORSKELSBEHANDLING - UNØDIG KRYDSSUBSIDIERING OG SAMMENLIGNING MED CWD

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets RPM er i overensstemmelse med NC TAR artikel 7 (1) (c).

Forsyningstilsynet kan konstatere, at Energinet i FCD har foretaget beregninger af, hvordan kapacitetstarifferne vil udvikle sig i en CWD-metode. Energinet har endvidere sammenlignet CWD-metode tarifferne med tarifferne efter den foreslåede uniforme RPM. Endelig har Energinet foretaget en kvalitativ sammenligning af CWD-metoden og den uniforme metode. Forsyningstilsynet finder på den baggrund, at Energinet lever fuldt op til kravet i NC TAR om, at hvis den foreslåede RPM er en anden end CWD-metoden, skal der i FCD foretages en sammenligning mellem den foreslåede RPM og CWD, jf. artikel 26 (1) (a) (vi).

Den uniforme allokering af kapacitetstarifferne resulterer i sagens natur i samme tariffer i alle entry-exit punkter. I udgangspunktet sikrer dette, alt andet lige, en tarifmæssig ligebehandling af de mængder, der skal ind i systemet og ligebehandling af de mængder, der skal ud af systemet, jf. at NC TAR fastsætter, at RPM skal sigte mod at sikre ikke-forskelsbehandling, jf. artikel 7(c).

Et uniformt allokeringsprincip indebærer også, at eventuelle "fordele" i systemet (fx reduktion af omkostninger) og eventuelle "ulemper" i systemet (fx forhold der øger omkostningerne, det kunne fx være at der transporteres færre mængder gennem systemet) allokeres ligeligt på alle mængder, der bliver transporteret ind og ud af systemet.

Hindre unødig krydssubsidiering og CAA-vurderingen

Forsyningstilsynet skal indledningsvist bemærke, at det følger af artikel 7 i NC TAR, at en RPM skal "sigte mod at hindre unødig krydssubsidiering". Efter Forsyningstilsynets vurdering er der i ordlyden indbygget en grad af fleksibilitet og en forståelse for, at en RPM sandsynligvis kan indeholde et vist element af krydssubsidiering mellem forskellige typer af brugere, og at det kun er unødig/uberettiget krydssubsidiering, som skal undgås.

Forsyningstilsynet skal i vurderingen af, om den anmeldte RPM lever op til kravet om at hindre unødig krydssubsidiering, også tage hensyn til omkostningsfordelingsvurderingen, CAA, som er foretaget af Energinet i henhold til NC TAR artikel 5. Formålet med CAA er at beregne tariffernes krydssubsidiering mellem de systeminterne brugere (intra-use) og de systemeksterne brugere (cross-use).

Det skal indledningsvist bemærkes, at CAA-vurderingen er en teoretisk beregning af graden af krydssubsidiering, hvor der er indbygget en "tolerance" på 0,1, hvilket også stemmer overens med ordlyden i bestemmelsen "undgå unødig krydssubsidiering".

Det skal også bemærkes, at bestemmelserne i NC TAR om CAA efter Forsyningstilsynets opfattelse ikke skal tolkes således, at det er i direkte strid med NC TAR at indføre en tarifmetode, der giver et CAA-resultatet over 0,1, jf. også at det følger af NC TAR artikel 5(6), at hvis CAA overstiger 10 pct. (0,1), så skal NRA begrunde sin accept af et sådant resultat i den endelige beslutning.

Det er derfor Forsyningstilsynets vurdering, at enkelte CAA-resultater, der måtte overstige 0,1 ikke nødvendigvis betyder, at en tarifmetode ikke kan godkendes. Omvendt vil det være vanskeligt at kunne godkende en metode, der generelt og over længere tid giver CAA-resultater væsentligt over 0,1 – med mindre der er tungtvejende saglige hensyn, der kan begrunde dette.

Det skal ligeledes bemærkes, at CAA-vurderingen er et af flere elementer i vurderingen. CAA-vurderingen kan derfor ikke stå alene. Flere tarifmetoders CAA-resultater kan vise sig at "bestå" CAA-testen, og når blot en metode generelt består CAA-testen, dvs. er lig med eller under 0,1, så er der ikke krav om at vælge den metode, der har lavest CAA-resultater (dvs. hvis en metode får 0,09 og en anden 0,03, så kan der godt vælges metoden, der giver 0,09).

Forsyningstilsynets vurdering af Energinets CAA-beregninger i FCD

Forsyningstilsynet konstaterer, at Energinets FCD indeholder en CAA-vurdering for den anmeldte RPM (uniforme metode). CAA-vurderingen er beregnet for det forrige gasår 2017/18, det kommende gasår 2019/20 og et gasår efter indførelse af Baltic Pipe (2024/25). Endvidere er der foretaget en CAA-beregning af såvel CWD-metoden og den gældende tarifmetode for samme periode. Forsyningstilsynet finder på den baggrund, at Energinets FCD lever op til kravet om, at FCD skal indeholde en CAA-vurdering af den foreslåede RPM, jf. NC TAR artikel 26 (1)(a)(iv).

Energinet har i FCD konkluderet, at den uniforme RPM bedst lever op til NC TAR i forhold til graden af krydssubsidiering. Energinet begrunder dette med, at efter CAA beregningen i FCD, er det den uniforme RPM, der klarer sig bedst CAA-mæssigt, jf. tabel 4 og 5 i FCD.

Forsyningstilsynet kan konstatere, at såvel den uniforme metode som CWD metoden klarer sig generelt dårligt under Tyra-nedlukningen (2019-2022) dog således at CAA for den uniforme metode er bedre end CAA for CWD (uniform giver 0,12, 0,09, 0,11 mens CWD giver 0,22, 0,23 og 0,23 for de anvendte gasår). Både CWD og den uniforme metode består CAA-testen fra 2022 og frem, dvs. når Tyra-feltet er i drift igen og Baltic Pipe er operativ. Ud fra disse CAA-resultater er det således korrekt, at den uniforme metode samlet set klarer sig bedst CAA-mæssigt.

Forsyningstilsynet skal i den forbindelse bemærke, at i de to år, hvor den uniforme metode overstiger 0,1, er der kun tale om en relativt mindre overskridelse (0,12 og 0,11).

Forsyningstilsynet har beregnet, hvor mange tarifindtægter, der ville skulle omfordeles mellem de systeminterne og de systemeksterne brugere, for at få CAA-resultatet ned på 0,1 eller under. For de to gasår 2019/20 og 2021/22 vil der i alt skulle omfordeles 0,86 mio. DKK samlet (fra de systeminterne til de systemeksterne). I forhold til det

samlede provenu for kapacitetstariffen på 235 mio. DKK i 2019/2020 og 241 mio. DKK i 2021/2022 er overskridelsen af beskeden størrelse. For de to år under ét ville de systemeksterne brugere skulle betale 0,2 pct. mindre, hvis graden af krydssubsidiering skulle bringes ned på 0,1.

Forsyningstilsynets vurdering af Energinets supplerende CAA-beregninger

ACER har i sin analyse anført, at det efter ACER's opfattelse ikke er givet, at CWD-metoden fører til mere krydssubsidiering end den uniforme metode. ACER peger konkret på, at entry-exit splittet og antagelser om lagerpunktet (systemintern (intra) eller systemekstern (cross)) har betydning for resultaterne i CAA.

Forsyningstilsynet skal hertil bemærke, at Energinets supplerende beregninger understøtter ACER's argument om, at entry-exit splittet har betydning for resultaterne i CAA. Beregningerne viser, at hvis Energinet anvender samme entry-exit split i CWD-metoden som for den uniforme metode, så falder CAA-resultatet for CWD-metoden. Den uniforme metode klarer sig dog fortsat bedre CAA-mæssigt.

Energinet har foretaget en række yderligere følsomhedsregninger, primært relateret til lagerpunktet, men også følsomhedsberegninger hvor kapacitets- og volumensplittet ændres, og hvor der beregnes konsekvenser ved indførelse af en multiplikator på 0,9 for lange kontrakter.

Forsyningstilsynet finder det væsentligt at bemærke, at der tegner sig et generelt mønster for langt størstedelen af følsomhedsberegningerne, nemlig at såvel CWD-metoden som den uniforme metode generelt ikke består CAA-testen i perioden under Tyra-nedlukningen, mens begge metoder generelt består CAA-testen i perioden efter Tyra er kommet i drift igen og når Baltic Pipe er blevet operativ.

Tyra-nedlukningen er en atypisk periode, og Forsyningstilsynet vil derfor være forsigtig med at drage endelige konklusioner af CAA-resultaterne udelukkende ud fra en atypisk periode. Forsyningstilsynet finder det vil være rimeligt at inddrage en længere periode, og særligt perioden efter Baltic Pipe vil efter Forsyningstilsynets vurdering være mere retvisende for brugen af transmissionssystemet fremadrettet.

Forsyningstilsynet har foretaget en grundig gennemgang og kontrol-beregning af følsomhedsberegningerne. I den forbindelse skal Forsyningstilsynet bemærke, at forudsætninger om gaslageret har væsentlig betydning for CAA-værdierne. Det skyldes, at entry- og exit kapacitet for gaslageret udgør en meget stor andel af systemets forventede kapacitetsudnyttelse. Det gælder i særlig grad under reovering af Tyra-feltet, hvor det forventede gasflow i det samlede system er noget mindre end sædvanligt. Da der gives rabat på transport til lageret (på kapacitetstariffen), og da transportkapaciteten til lageret defineres som "intra-use", tilskrives intra-use i modelberegningen en stor mængde costdrivers, som der ikke betales for. Det har væsentlig betydning ved beregningen af CAA-værdierne, fordi den store mængde "gratis" costdrivers reducerer den gennemsnitlige betaling for intra-use.

Forsyningstilsynet kan ud fra beregningerne konstatere, at hvis en del af lagerpunktet gøres til cross-use i stedet for intra-use, jf. også ACER's bemærkning herom, så for-

bedres CWD-metodens CAA-resultater, mens den uniforme metodes CAA-resultater forværres.

I perioden før Baltic Pipe, dvs. under Tyra nedlukningen, klarer CWD-metoden og den uniforme metode sig generelt dårligt, mens begge metoder "består" CAA testen efter Baltic Pipe for disse følsomhedsberegninger (at en del af lager antages at være cross-use og at der sker en reduktion i lagerkapacitet). Når begge metoder klarer sig bedre (består CAA-testen) i de forskellige scenarier efter Baltic Pipe, så skyldes det, at når Baltic Pipe bliver operativ, så flerdobles den transporterede volumen i gassystemet sandsynligvis, og dermed udgør lagerkapaciteten en markant mindre andel af systemets samlede kapacitet. Derfor dæmpes effekten af lager på CAA-værdierne. Energinets yderligere følsomhedsberegninger viser endvidere, at hvis der kun gives rabat på lageret på 75 pct., så vil den uniforme metode generelt falde dårligere ud CAA-mæssigt end CWD metoden.

Samlet set viser de supplerende følsomhedsberegninger, at det har betydning for resultatet af CAA, at der anvendes samme entry-exit split ved beregningerne af CWD og den uniforme metode, og særligt har det betydning, hvilke forudsætninger, der gælder for lageret. Forsyningstilsynet bemærker ligeledes, at såvel CWD-metoden som den uniforme metode generelt set består CAA-testen i langt de fleste scenarier efter Baltic Pipe.

VOLUMENRISIKO

ACER anbefaler, at Forsyningstilsynet foretager en vurdering af, om de danske brugere af systemet (forbrugeren) er beskyttet mod en betydelig volumenrisiko ved Baltic Pipe Projektet, jf. NC TAR artikel 7(d). Det skal indledningsvist bemærkes, at volumenrisikoen ved Baltic Pipe først bliver aktuel fra 1. oktober 2022, da Baltic Pipe idriftsættes der.

Energitilsynet (nu Forsyningstilsynet) har tidligere foretaget en vurdering af risikoen ved Baltic Pipe Projektet for de eksisterende kunder i det danske transmissionssystem i Energitilsynets afgørelse "Godkendelse af parametre og fastsættelse af F-faktor til den økonomiske test for Baltic Pipe Projektet" af 28. november 2017.

Det følger af afgørelsen, at Baltic Pipe Projektet har to risikoelementer med potentiel negativ økonomisk konsekvens for de eksisterende kunder: 1) Manglende anvendelse af de bookedede kapacitetskontrakter til transport af gas og 2) Manglende efterspørgsel efter at den nuværende lange kontrakt på 15 år udløber i 2037.

I afgørelsen fremhæver tilsynet blandt andet, at det er væsentligt at vurdere risici for de eksisterende netbrugere i forhold til de økonomiske gevinster, som projektet medfører i form af reducerede tariffer.

Tilsynet nævner i afgørelsen, at der er en række tiltag, som kan anvendes til at begrænse risici for de eksisterende kunder (danske forbrugere), hvis der mod forventning ikke transporteres tilstrækkeligt gas gennem Baltic Pipe. Den nationale tarifmetode kan fx ændres inden for rammerne af relevante netregler; Energinet kan forkorte afskrivningsperioden for Baltic Pipe Projektets kapitalomkostninger og tarifmetoden kan ændres under hensyn til relevante netregler, så Energinets tilladte indtægter i højere grad

dækkes af kapacitetsindtægter. Endelig kan Energinet reducere vedligeholdelsen (og dermed faste driftsomkostninger) så meget som muligt inden for de gældende kontrakter.

Det skal også bemærkes, at der i afgørelsen er anvendt konservative skøn, jf. at den økonomiske test skal sikre, at systembrugere, der efterspørger kapacitet i et projekt som Baltic Pipe, overtager de tilhørende risici for at undgå, at "tvungne kunder" udsættes for risikofyldte investeringer.

Forsyningstilsynet finder på den baggrund, at de danske brugere er beskyttet i rimelig grad i forhold til den værdi – væsentligt reducerede transporttariffer - som Baltic Pipe i de første 15 år giver brugerne tilsluttet transmissionssystemet.

SIKRE IKKE-KONKURRENCEFORSVRIDENDE HANDEL MED GAS

Forsyningstilsynet skal sikre, at den uniforme RPMs referencepriser ikke er konkurrenceforvridende for handel på tværs af grænsen, jf. artikel 7(e) i NC TAR.

Indledningsvist skal Forsyningstilsynet bemærke, at ACER i sin analyse anerkender, at en uniform metode kan fremme konkurrencen.

Transportomkostningerne er kun en mindre del af den samlede gaspris, men forskelle i transportomkostninger på de entry punkter eller exit-punkter, der transporterer gas ind og ud af systemet, kan være af afgørende betydning for aktørerne på engrosmarkedet.

Forsyningstilsynet skal her pege på, der i det danske transmissionssystem har været delvist differentierede tariffer siden 2013, men i 2015 foretog Energitilsynet en analyse af konkurrencen på engrosmarkedet for gas, hvor det blev konkluderet, at der er en øvre grænse for, hvor store forskelle i tarifferne særligt et grænsepunkt som Ellund kunne bære. Energitilsynet reducerede i 2016 difference-elementet i transmissionssystemets tariffer, da tariffen for at føre gas ind i Danmark fra Tyskland var blevet så høj, at den de facto hæmmede konkurrencen. Den høje tarif i Ellund (entry) var resultatet af den godkendte differentiering i tarifferne.

Forsyningstilsynet finder ikke, at en uniform tarifmetode med ens tariffer i alle entry exit punkter kan give de samme konkurrencehæmmende problemer i forhold til gastransport på tværs af grænsehandlen. Tværtimod er det Forsyningstilsynets vurdering, at ens tariffer alt andet lige vil stille markedsaktørerne mere lige i konkurrencen og sikre, at selve tarifniveauet ikke bliver et element, som hæmmer konkurrencen.

Havde der havde været en CWD-metode i Danmark, så ville tariffen i 2019/20 i Ellund Entry være 22,42 DKK/kWh/y og Ellund Exit 19,38 DKK/kWh/y. Det gavner alt andet lige ikke den kortsigtede handel, at der er væsentligt forskel i entry-exit tariffen i det samme punkt, særligt ikke når dette punkt er det eneste punkt, der forbinder det danske gasmarked med det europæiske kontinent.. Det følger endvidere, at tariffen for at føre gas til Sverige vil være 33,52 DKK/kWh/y. En så markant højere tarif kan i sig selv virke som en barriere for adgang til det svenske marked, hvilket er uheldigt – særligt når Sverige alene er forsynet via det danske transmissionssystem. Forsyningstilsynet

skal her fremhæve, at der gælder en generel forpligtelse til at udvikle konkurrencen også regionalt i EU.

Samlet set er det Forsyningstilsynets vurdering, at Energinets anmeldte RPM med uniforme tariffer lever op til kravene i NC TAR artikel 7 og gasforordningens artikel 13. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at den uniforme metode er robust i forhold til ændringer i mængder og er enkel og gennemskuelig at anvende. Forsyningstilsynet lægger også vægt på, at den i rimelig grad afspejler de faktiske omkostninger og tager systemets kompleksitet i betragtning, dvs. en enkel model til et enkelt system, der samlet gør adgangen til det danske gasmarked mere fleksibelt. Endelig lægger Forsyningstilsynet vægt på, at den uniforme metode lever op til kravene i CAA-testen og i rimelig grad allokterer fordele og risiko mellem systeminterne og systemeksterne brugere af systemet. Endelig vurderes det, at metoden bidrager til at stille aktørerne mere lige i konkurrencen i form af ens tariffer på de forskellige punkter i systemet.

KAPACITETS- OG VOLUMENSPLIT SAMT VOLUMENTARIFFEN

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets anmeldte metodeelementer:

- en uniform volumentarif, der udelukkende betales på exitpunkterne i transmissionssystemet (ingen volumentarif i entry-punkter og 100 pct. i exit-punkter)
- en kapacitets- og volumenopdeling i tarifieringen (herefter kapacitets- og volumensplit), som dynamisk afspejler fordelingen af CAPEX/OPEX, dog således at volumenandelen højst kan være 40 pct.

er i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen.

De væsentligste bestemmelser til brug for Forsyningstilsynets vurdering af Energinets anmeldte metodeelementer er artikel 4 i NC TAR og gasforordningens artikel 13.

VOLUMENTARIF PÅ EXIT-PUKTER

NC TAR fastsætter, at volumentariffen skal opkræves på en måde, så den er den samme i alle entry-punkter, og den samme i alle exit-punkter, jf. artikel 4(3)(a)(ii).

Forsyningstilsynet bemærker i den forbindelse, at Energinet har anmeldt at videreføre det gældende princip for den danske volumentarif, hvor transportkunderne kun betaler volumentarif, når gassen forlader transmissionssystemet til enten Exitzonen eller til transit. Der opkræves derfor volumentarif på de mængder, der svarer til det reelle gasaftag hos forbrugerne eller til eksport. Begrundelsen er bl.a., at det dermed sikres, at det er det faktiske gasflow gennem systemet, der betales for.

Forsyningstilsynet finder, at når der ikke opkræves volumentariffer i entry punkter, er dette at sidestille med, at der gælder samme princip (ingen tarif) i alle entry-punkter. Forsyningstilsynet finder det derfor i overensstemmelse med det overordnede krav i NC TAR artikel 4(3)(a)(ii), at Energinet alene opkræver volumentarif i exitpunkter, der fører gas ud af transmissionssystemet til enten dansk forbrug eller transit.

Forsyningstilsynet skal supplerende bemærke, at lagerpunktet i den danske markedsmodel aldrig er blevet defineret som eller anvendt som et reelt entry-exit punkt på linje med de øvrige entry- og exit punkter i transmissionssystemet. Entry og exit punkter i den danske markedsmodel har været defineret og anvendt som punkter, der de facto transporterer gas *ind i systemet* fra enten Nordsøen, Tyskland eller bionaturgas og de facto transporter gas *ud af systemet* igen – enten til distributionssystemet eller til transit. Ud fra den antagelse, at lagerpunktet ikke har været et reelt entry-exit punkt i den danske markedsmodel og fortsat ikke betragtes som et reelt entry-exit punkt, så er Energinets opkrævning af volumentariffen i overensstemmelse med kriteriet om, at volumentariffen skal opkræves på en måde, så den er den samme i entry-punkter og den samme i exit-punkter.

KAPACITETS- OG VOLUMENSPLIT

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Forsyningstilsynet kan godkende Energinets anmeldte kapacitets- og volumensplit, som dynamisk afspejler fordelingen af CAPEX/OPEX, dog således at volumenandelen højst kan være 40 pct. Det gældende princip om, at kapacitetstariffen skal afspejle CAPEX, og volumentariffen skal afspejle OPEX, blev godkendt af Energistilsynet i 2013.

Det følger af NC TAR artikel 4(3), at transmissionstariffer skal opkræves som kapacitetstariffer, og at der kun som en undtagelse kan fastsættes en volumentarif (kaldet "gasstrømbaseret gebyr" i NC TAR). Det følger endvidere, at en evt. volumentarif skal opkræves med henblik på at dække de omkostninger, som primært skyldes "gasstrømmængden".

Forsyningstilsynet konstaterer, at Energinets rene gasstrømbaserede omkostninger baseret på Energinets aktuelle datagrundlag, ligger på ca. 8 pct., jf. figur 7 i sagsfremstillingen. Udgangspunktet er således, at Energinet kan fastsætte et 92/8 kapacitets- og volumensplit, jf. NC TAR artikel 4(3).

Forsyningstilsynet skal dog pege på, at ordlyden i NC TAR artikel 4(3) "med henblik på at dække omkostninger, som primært skyldes gasstrømmængden" giver mulighed for at medtage andre omkostninger i en volumentarif end de omkostninger, som helt konkret kommer fra gasstrømme. Endelig skal Forsyningstilsynet bemærke, at Energinet har oplyst, at det anvendte datagrundlag på nuværende tidspunkt udgør et usikkert grundlag til en præcis opgørelse af de variable OPEX. Først i løbet af 2020/2021 får Energinet mulighed for at fastsætte den variable OPEX mere præcist. Energinet forventer, at de direkte variable OPEX fremadrettet vil blive større end 8 pct., da der i tillæg til de 8 pct. skal lægges procesenergi (elforbrug til kompressor og gas til forvarmning). Forsyningstilsynet kan således udlede, at de 8 pct. i variabel OPEX er lavt sat.

På den baggrund er det Forsyningstilsynets vurdering, at Energinets kapacitets- og volumensplit kunne ligge indenfor intervallet 90/10 – 85/15 og være i tråd med NC TAR artikel 4(3).

Med Energinets anmeldte split på 60/40 har Energinet de facto reduceret volumenandelen med 8 procentpoint i forhold til det nuværende split på 52/48 for bedre at afspejle NC TAR artikel 4(3).

Forsyningstilsynet skal imidlertid bemærke, at en ændring i kapacitets- og volumensplittet til fx 85/15 eller 90/10 ville være en voldsom ændring i forhold til det nuværende, indarbejdede split på 52/48, og Forsyningstilsynet finder, at der er saglige hensyn, der kan begrunde, at der foretages en successiv implementering af NC TAR's artikel 4(3), således at der for den næste reguleringsperiode indtil 1. oktober 2022 sker en væsentlig justering af kapacitets- og volumensplittet i forhold til nuværende split på 52/48, men dog ikke så markant og potentiel risikabel ændring, som 85/15-90/10 de facto ville udgøre for det danske marked.

Til støtte for en successiv implementering af NC TAR artikel 4(3) henviser Forsyningstilsynet til formålet med gasforordningen, som NC TAR er afledt af, som fastslår, at gasforordningen har til formål at fastsætte ikke-diskriminerende regler om betingelserne for adgang til naturgas transmissionsnet, idet der tages hensyn til de nationale og regionale markeders særligere kendetegn, med henblik på at sikre et velfungerende indre marked for gas, jf. forordningens artikel 1. Det fastslås også, at det er formålet med forordningen at *fremme udviklingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau for gas* [Forsyningstilsynets kursivering].

Nedenfor følger Forsyningstilsynets begrundelse for en successiv implementering af NC TAR artikel 4(3), som primært er baseret på, at der i den kommende reguleringsperiode sker en række markante ændringer i det danske gasmarkeds kendetegn, og hvor meget voldsomme ændringer i tarifstrukturen kunne give en uacceptabel usikkerhed både i forhold til markedets funktionsmåde og i forhold til forsyningssikkerheden

Den markante ændring er naturligvis den kommende nedlukning af den største forsyningsskilde af gas til det danske og svenske marked (Tyra-nedlukningen).

Den systemmæssige forsyningssituation under Tyra-nedlukningen (de næste 3 gasår)

Forsyningstilsynet finder det væsentligt at bemærke, at Ellund Entry er det absolut vigtigste entry-punkt under Tyra-nedlukningen, idet mellem 72-80 pct. det danske og svenske gasforbrug skal transporteres gennem dette entry punkt, hvis der skal være tilstrækkelige gasmængder til forbrugerne. Udnyttes Ellund punktet ikke optimalt hen over hele gasåret, er der risiko for, at det danske og svenske marked kommer til at mangle gas i vintersæsonen. Selv ved en maksimal kapacitetsudnyttelse i vintersæsonen er den tekniske kapacitet i Ellund Entry ikke tilstrækkelig til at forsyne det samlede danske og svenske marked om vinteren - og det er derfor nødvendigt, at gasforsyningen suppleres med gas fra lageret i vintersæsonen, jf. også figur 5a i sagsfremstillingen, der viser, at der fra november til marts ikke forventes at være tilstrækkelig teknisk kapacitet i Ellund Entry til at forsyne det samlede danske og svenske marked. Fx ses det, at i januar måned vil det samlede danske og svenske marked forventeligt efterspørge 450 mio. m³ gas, men den tekniske kapacitet på Ellund Entry er kun 300 mio. m³ per måned.

Forsyningstilsynet konstaterer på baggrund af data i figuren, at hvis de danske og svenske forbrugere ikke forsynes med gas fra lageret i vintersæsonen – men alene forsynes med gas transporteret via Ellund Entry, så kommer det samlede danske/svenske marked i en normal vinter til at mangle knap en halv mia. m³ naturgas (ca. 450 mio. m³ samlet set for perioden november til marts). Det svarer til godt en femtedel af det samlede gasforbrug i Danmark på årsbasis.

Hvis det danske og svenske marked skal have tilført tilstrækkelige gasmængder i vintersæsonen, så er det de facto en forudsætning, at transportkunderne i løbet af sommerperioden – dvs. i perioden maj til september – transporterer mere gas gennem Ellund Entry, end markedet har brug for i denne periode - med henblik på at transportkunderne injicerer disse mængder i lageret til at forsyne markedet om vinteren, hvor den fysiske kapacitet i Ellund Entry ikke er tilstrækkelig til at forsyne det samlede danske og svenske marked.

Det er usikkert, hvad en voldsom ændring i tarifstrukturen kunne betyde for transporten af gas til Danmark fra Ellund – og dermed forsyningssikkerheden - og Forsyningstilsynet finder, at denne usikkerhed taler for, at der ikke foretages en for voldsom reduktion af volumentariffen i den kommende reguleringsperiode.

Tarifstigninger under Tyra-nedlukningen

Under Tyra-nedlukningen stiger Ellund Entry kapacitetstariffen (basistariffen for årsproduktet) væsentligt - allerede som følge af, at der i denne periode vil blive transporteret færre mængder gennem systemet (der mangler fx de sædvanlige transitmængder, der normalt transporteres fra Nordsøen til Tyskland). Allerede i indeværende gasår, 2018/19, er kapacitetstariffen steget i forhold til gasåret 2017/18 (fra 12,95 DKK/kWh/time/år til 14,62 DKK/kWh/time/år). Som følge af de færre mængder gennem systemet vil Ellund Entry kapacitetstariffen – ved fastholdelse af 60/40 split - stige til 22,72 DKK/kWh/time/år i 2019/20.

Det ses endvidere, jf. sagsfremstillingens tabel 7a, at hvis splittet ændres til 80/20 i gasåret 2019/20, så vil kapacitetstariffen stige til 30,30 DKK/kWh/time/år, og hvis det ændres til 90/10, så vil tariffen stige til 34,09 DKK/kWh/time/år. I gasåret 2020/21, der er det mest sårbare gasår under Tyra-nedlukningen (færrest mængder i systemet til at bære omkostningerne og flest mængder skal importeres fra Tyskland), vil kapacitetstariffen i Ellund Entry være 37,57 DKK/kWh/time/år ved et 90/10 split, og 33,39 DKK/kWh/time/år ved et 80/20 split. Ved fastholdelse af det anmeldte split på 60/40 vil kapacitetstariffen være 25,04 DKK/kWh/time/år.

Forsyningstilsynet konstaterer således, at kapacitetstariffen vil stige en del under Tyra-nedlukningen alene pga. de færre mængder i systemet. En væsentlig ændring af splittet vil resultere i en yderligere markant stigning i kapacitetstariffen på Ellund Entry. Til sammenligning kan det nævnes, at kapacitetstariffen på Ellund Entry i perioden 2007 – 2015 har ligget i intervallet 7 – 12 DKK/kWh/time/år og i perioden 2016 til og med det gældende gasår har tariffen ligget i intervallet 14 til knapt 16 (15,82) DKK/kWh/time/år.

Når kapacitetstariffen på årsproduktet stiger, så stiger kapacitetstariffen tilsvarende på de korte produkter, idet kapacitetstariffen på årsproduktet er den referencepris, som

tariffen for de korte produkter bliver beregnet ud fra, jf. afsnit om multiplikatorerne i sagsfremstillingen.

Det skal supplerende bemærkes, at volumentariffen tilsvarende falder, hvis kapacitetsandelen øges, men volumentariffen allokeres først på exitmængderne og har derfor i første omgang ikke direkte betydning for adgangen til Ellund Entry, brug af lager eller handel på børsen.

Forsyningstilsynet finder, at også de ovenfor nævnte tarifpåvirkninger af ændringer i kapacitet-volumen splittet taler for, at der ikke foretages en for voldsom reduktion af volumentariffen i den kommende reguleringsperiode.

Betragtninger om markedsreaktionen ved væsentlig stigning i kapacitetstariffen på Ellund Entry

Det er ikke entydigt, hvordan transportkunderne vil reagere på en væsentlig højere kapacitetstarif. Det kommer bl.a. an på de konkrete omstændigheder på gasmarkedet, aktørernes porteføljer; typer af transportkunde; om transportkunden har brug for at købe årskapacitetsprodukter eller de kortere kapacitetsprodukter, samt prisen for at bruge lager etc.

Forsyningstilsynet skal indledningsvist bemærke, at en del af entry kapaciteten på Ellund er solgt på lange kontrakter (Open Season)⁷.

I gasåret 2019/20 er ca. 70 pct. af kapaciteten i Ellund Entry solgt på lange kontrakter – dvs. ca. 30 pct. af kapaciteten i Ellund Entry er *ikke* solgt på forhånd. For de følgende to gasår under Tyra-nedlukningen er 60 pct. af den tilgængelige kapacitet på Ellund Entry solgt på lange kontrakter (Open Season), dvs. 40 pct. er *ikke* solgt på forhånd.

Forsyningstilsynet skal bemærke, at det alene er de mængder, der ikke er solgt på lange kontrakter i Ellund Entry, der kan være særlig følsomme i forhold til tariffstigninger på Ellund Entry. Det drejer sig om 30 pct. af entry kapaciteten i 2019/20 og ca. 40 pct. i 2020/21 og 2021/22. Den kapacitet, der er solgt på lange kontrakter, oplever også en stigning i tariffen, men kapaciteten forventes at blive udnyttet, da omkostningerne kan betragtes som "sunk".

Set i lyset af, at der er brug for en fuld udnyttelse af kapaciteten i Ellund Entry i vintersæsonen, og tæt på en 70 pct. udnyttelse i sommerperioden så finder Forsyningstilsynet, at 30 og 40 pct. er en forholdsvis stor del af entry kapaciteten, der kan være følsom over for væsentlige tariffstigninger, hvilket taler for en vis forsigtighed over for at reducere volumen-tariffen for markant i den følgende reguleringsperiode.

Nedenfor følger nogle betragtninger om mulige reaktioner i markedet.

⁷ Gasår 2019/20 er ca. 71 pct. af kapaciteten solgt på lange kontrakter på tysk side (OS og årskontrakter fra sidste års auktion), i gasår 2020/21 er ca. 64 pct. af kapaciteten solgt på tysk side (OS og årskontrakter fra sidste års auktion) og i gasår 2021/22 er ca. 60 pct. af kapaciteten solgt på tysk side (OS og årskontrakter fra sidste års auktion). Kilde Energinet.

Betragtninger om konsekvens for køb af kapacitetsproduktet på Ellund Entry

En væsentlig højere kapacitetstarif kan i udgangspunktet (dvs. på beslutningstidspunktet for markedsaktørernes køb af kapacitet) risikere til en vis grad at dæmpe transportkundernes villighed til at købe kapacitet på Ellund Entry, idet her og nu omkostningen for transportkunden bliver væsentligt større med en højere kapacitetstarif.

I forhold til køb af årskapacitetsproduktet, så bliver det væsentligt dyrere at købe inden starten på gasåret – og dermed påtager transportkunden sig alt andet lige en større risiko for at transportkunden ikke får udnyttet kapaciteten effektivt i løbet af gasåret. Denne højere risiko kan risikere at dæmpe transportkundernes villighed til at binde sig til et årskapacitetsprodukt.

På beslutningstidspunktet for køb af årskapacitet har det også betydning, om transportkunden forventer en høj eller lav loadfaktor, dvs. hvor stabilt transporteres der i løbet af året. En transportkunde med en ujævn transportprofil (lav loadfaktor) vil alt andet lige blive ramt hårdere af en væsentlig højere kapacitetstarif, jf. også illustration heraf i tabel 8 i sagsfremstillingen.

Når transportkunden først har købt årskapacitetsproduktet, så kan en væsentlig højere kapacitetstarif, alt andet lige, give transportkunderne incitament til at udnytte den allerede reserverede kapacitet så effektivt som muligt, for uanset transportkundernes faktiske udnyttelse af den reserverede kapacitet skal der betales for den. Jo mere en transportkunde udnytter den reserverede kapacitet, jo billigere bliver det pr. transporteret gasmængde for transportkunden. Transportkundernes effektive udnyttelse af systemet (Ellund punktet) er til gavn for forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen.

Betragtninger i forhold til det korte marked under et år

I forhold til det korte marked på mindre end et år (dvs. fx kvartals, måneds og dagsprodukter), så vil en væsentligt dyrere kapacitetstarif (på årsproduktet, som jo er referenceprisen) forplante sig i tarifferne for de korte kapacitetsprodukter, der dermed stiger væsentligt. Dette kan alt andet lige betyde, at det korte marked i visse situationer kommer til at reagere mere trægt – da, der skal mere til (en større prisspredning mellem Danmark og Tyskland), før transportkunderne får incitament til transportere gas til Danmark.

Det er alt andet lige det korte marked (day-ahead) der i udgangspunktet definerer gasprisen på det danske gasmarked, så vil dette kunne føre til højere gaspriser på det danske marked – svarende til gasprisen på det tyske og hollandske gasmarked tillagt tariffen for et dagstransport produkt. Dette kan alt andet lige give større incitament til at reservere årskapacitet.

I forlængelse heraf skal det oplyses, at Energinet i selskabets løbende dialog med de transportkunder, der er aktive i det danske gasmarked, har fået oplyst af aktørerne, at prisniveauet forventes at ligge over det tyske prisniveau (under Tyra-nedlukningen). Størrelsen på prisspredningen vil imidlertid afhænge af omkostningen til transporten, og perioden indenfor gasåret dvs. i forhold til, hvor meget pres, der er på Ellund. I sommerperioden kan der således forventes en prisforskel, der vil ligge under dagstransportomkostningen, fordi presset på Ellund er mindre om sommeren, mens det vil ligge på mindst dags-transportomkostningen om vinteren, hvor presset stiger. Hvis

dagstransportomkostningen overstiger prisspredningen i sommerperioden vil flow være betinget af transportkundernes udnyttelse af årskapacitet, der er en sunk cost.

Aktørerne og markedsfunktionen

Forsyningstilsynet bemærker, at markedets aktører bakker op om det nuværende split (60/40). Flere aktører har imidlertid udtrykt bekymring for, at det absolutte tarifniveau på Ellund under Tyra-nedlukningen kan risikere at overstige markedsværdien, dvs. konkret udtrykt bekymring for, at en væsentlig stigning i transportomkostningerne mellem Tyskland og Danmark kan reducere kapacitetsudnyttelsen på Ellund i perioder med begrænset prisforskelle mellem det danske og tyske gasmarked, jf. også sagsfremstillingen herom. Denne bekymring er baseret på fastholdelse af 60/40 og tager således ikke højde for, at der vil ske en yderligere markant tarifstigning, hvis splittet ændres til fx 80/20 eller 90/10.

Forsyningstilsynet skal derudover bemærke, at Energinet har oplyst, at transportkunderne, gasleverandørerne og de større slutkunder i det første gasår under Tyra-nedlukningen allerede har foretaget de nødvendige dispositioner i markedet ud fra antagelsen om et 60/40 split og det deraf afledte tarifniveau. Disse dispositioner kan inkludere indgåelse af gaskontrakter (sourcing af gas), transport, lagring og levering til slutkunder. Energinet finder, at en meget stor reduktion i volumenandelen af tariffen vil være uhensigtsmæssigt for aktørerne på gasmarkedet.

Endelig skal Forsyningstilsynet pege på, at det er sædvanlig praksis for det danske engrosmarked for gas, at Energinet har været i dialog med markedets aktører, før der gennemføres større ændringer i den danske markedsmode. Hvis der på nuværende tidspunkt sker en væsentlig ændring til en mindre andel af volumentarif, så sker dette, uden at Energinet og markedet har analyseret og drøftet mulighed konsekvenser for det samlede marked, herunder også forbrugerne. Allerede det anmeldte split betyder en ændring på 8 procentpoint i retning af en større kapacitetstarif. En væsentlig yderligere reduktion i volumenandelen på nuværende tidspunkt – uden forvarsel og uden at markedets aktører inddrages – vil efter Forsyningstilsynets opfattelse fravige fra en tradition med åben dialog på det danske gasmarked, og det vil ikke give markedet tilstrækkelig tid til at indrette sig på en så markant ændring.

Forsyningstilsynets samlede vurdering

Samlet set vurderer Forsyningstilsynet, at det ikke er entydigt, hvilken effekt det vil have for engrosmarkedets funktion, hvis der ændres markant i kapacitets- og volumensplittet. Tyra-nedlukningsperioden er en tidsbegrænset periode med helt særlige omstændigheder på gasmarkedet, og en markant ændring af kapacitets- og volumensplittet vil alt andet lige have forskellig virkning i markedet *under* den 3-årige Tyra-nedlukningsperiode og *efter* Tyra-nedlukningsperioden, når Tyra er i drift igen.

Forsyningstilsynet kan konstatere, at det danske gassystem og gasmarked er forsyningsmæssigt presset under Tyra-nedlukningen fra oktober 2019 til oktober 2022 og vil være fuldstændig afhængig af gas importeret fra Tyskland. Det er helt afgørende, at Ellund forbindelsen i perioden udnyttes optimalt i løbet af hele gasåret, og at der injiceres gas i lageret om sommeren. Forsyningstilsynet skal endvidere bemærke, at den

afledte tarifstigning på Ellund som følge af et ændret split til fx 80/20 eller 90/10 er markant – den stiger til mindst det dobbelte af det nuværende tarifniveau.

Det er helt afgørende, at markedet under Tyra-nedlukningen fungerer så effektivt som muligt og når der samtidig er stor usikkerhed om de forskellige konsekvenser i markedet og gasforsyningsituationen i den kommende reguleringsperiode, så finder Forsyningstilsynet det risikabelt af hensyn til engrosmarkedets funktion, hvis der på én gang – og præcis samtidig med denne sårbare og helt usædvanlige situation for det danske gasmarked – sker en så markant reduktion i volumenandelen i tarifieringen, som et 90/10 eller 85/15 split ville være.

Forsyningstilsynet finder, at ovennævnte forhold taler for, at der under Tyra-nedlukningen ikke foretages en så markant ændring i den danske tarifstruktur, som et split på 90/10 eller 85/15 ville udgøre. Forsyningstilsynet finder dog, at kapacitetsvolumen splittet for den kommende reguleringsperiode bør reduceres i forhold til det anmeldte split på 60/40 for at tilnærme den danske tarifstruktur til kravene i NC TAR (artikel 4(3)), idet tilsynet finder, at spændet mellem den aktuelle og anmeldte volumenandel på 40 pct. og de dokumenterede gasstrømbaserede omkostninger er uacceptabelt stort.

Forsyningstilsynet finder derfor, at et kapacitets- og volumensplit for reguleringsperioden 1. oktober 2019 til 1. oktober 2022 passende kan fastsættes til 70/30. Et skønsmæssigt kapacitets- og volumensplit på 70/30 tager hensyn til usikkerheden for markedets funktion og forsyningssikkerheden for Danmark og Sverige. Forsyningstilsynet skal i forlængelse heraf pege på, at også det forhold, at Tyra-nedlukningen er begrænset til tre år, taler for, at der for denne tre-årige reguleringsperiode skønsmæssigt kan fastsættes et kapacitets- og volumensplit, som ikke fuldt ud imødekommer kravene i NC TAR.

Forsyningstilsynet lægger også vægt på, at det ikke kan være formålet med harmonisering af tarifstrukturernes, at Forsyningstilsynet skal se bort fra hensynet til det danske markeds særlige kendetegn og hensynet til at sikre et funktionsdygtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau, jf. at disse hensyn er nævnt i gasforordningens artikel 1 som relevante hensyn, når der fastsættes regler for adgang til transmissionsnet.

Forsyningstilsynet finder således, at et split på 70/30 udgør en væsentlig reduktion af volumenandelen af den samlede transmissionstarif – 18 procentpoint i forhold til det gældende split på 52/48. Samtidig tager indførelsen af et split på 70/30 hensyn til de helt særlige omstændigheder for det danske gasmarked i en begrænset periode, konkret en presset forsyningssituation, kombineret med usikkerheden om, hvordan markedet vil reagere ved en markant ændring af rammebetingelserne.

Forsyningstilsynet imødeser en anmeldelse fra Energinet for næste reguleringsperiode, hvor volumenandelen i endnu højere grad reflekterer de direkte omkostninger ved at transportere gas, jf. kravet i NC TAR 4(3). Forsyningstilsynet bemærker i den forbindelse, at Energinet inden 1. oktober 2022 forventes at have et mere solidt datagrundlag til at fastlægge den del af OPEX, der er gasstrømbaseret. Næste reguleringsperiode

de dækker perioden efter Tyra-nedlukningen, hvor de særlige hensyn, som Forsyningstilsynet lægger vægt på i denne afgørelse, ikke længere vil gøre sig gældende.

I forlængelse heraf skal Forsyningstilsynet bemærke, at Forsyningstilsynet forventer, at Energinet i sin tarifmetodeanmeldelse for næste reguleringsperiode mere udførligt redegør for de direkte omkostninger ved at transportere gas samt redegør for, hvilken effekt på engrosmarkedets funktion det anmeldte kapacitets- og volumensplit vurderes at have, jf. hensynet om at sikre et velfungerende engrosmarked i gasforordningens artikel 1 og 13.

Forsyningstilsynet skal afslutningsvist bemærke, at der også fremadrettet kan være saglige hensyn, der kan begrunde, at der fastsættes en volumentarif, der dækker mere end de rene gasstrømbaserede omkostninger, jf. formuleringen i NC TAR artikel 4(3), som blot kræver at evt. volumentariffer primært skal være baseret på gasstrømmængder. Det kunne fx godt være rimeligt og sagligt at have en relativt høj volumentarif for at støtte en effektiv indpasning af vedvarende energi og en mere effektiv sektorkobling mellem el-systemet/markedet og gassystemet/markedet. Forsyningstilsynet skal her pege på, at vedvarende energi, som fx bionaturgas og vind, typisk har en ujævn produktionsprofil, hvor en relativt høj volumenandel i tarifferne kan understøtte en mere fleksibel anvendelse af transmissionssystemet.

TRANSPORTTARIF TIL LAGER

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets anmeldte princip for fastsættelse af transporttarif til lager er i overensstemmelse med artikel 4 og artikel 9 i NC TAR og gasforordningens artikel 1 og 13:

Energinet har anmeldt:

- 100 pct. rabat på kapacitets- og volumentariffen ved brug af det virtuelle lagerpunkt

Det skal indledningsvist bemærkes, at der i den danske entry-exit markedsmodel ikke er – og aldrig har været - transporttariffer til og fra det virtuelle lagerpunkt, jf. beskrivelsen af markedsmodellen i sagsfremstillingen. Den danske markedsmodel er forholdsvis enkel med nem adgang til markedet, hvor der føres gas ind i systemet – og mens gassen er i systemet, så kan der frit handles og lagres og byttes gas – indtil gassen forlader systemet og føres til enten forbrug (Exitzonen) eller eksport (transit). Modellen fungerer på mange måder som et "badekar".

Det fremgår af NC TAR artikel 9 (1), at der mindst skal gives en rabat på "50 pct. på kapacitetsbaserede transmissionstariffer". På den baggrund kan Forsyningstilsynet konstatere, at Energinets nuværende 100 pct. rabat på kapacitetstariffen til lagerpunkter er i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen, og den kan fastholdes.

Forsyningstilsynet skal nu vurdere, om det anmeldte princip med 100 pct. rabat på hele transmissionstariffen – dvs. såvel kapacitetsdelen som volumendelen – er i overensstemmelsen med NC TAR og gasforordningen.

ACER nævner i sin analyse af det danske metodeforslag, at selvom ACER forstår formålet med at give rabat på volumentariffen til lageret, så finder ACER ikke, at det er i overensstemmelse med NC TAR, der kun fastsætter et krav om rabat på kapacitetstariffer og ikke på evt. volumentariffer, og artikel 4(3)(a)(ii), som fastsætter, at et evt. "gasstrømbaseret gebyr" (volumentarif) skal være det samme i alle entry-punkter, og det samme i alle exit-punkter, jf. artikel 9 (1).

Forsyningstilsynet skal hertil bemærke, at det fremgår af præamblen til NC TAR (betragtning 4), at formålet med kravet om en rabat til/fra lager er "(...) at undgå dobbeltbetaling for transmission til og fra lagerfaciliteter (...) fastsætte en mindsterabat, som anerkender en sådan infrastrukturens generelle bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerhed."

Forsyningstilsynets vurderer, at det ikke er i strid med NC TAR, at der både gives rabat på kapacitetstariffen og volumentariffen, selvom det ikke nævnes specifikt i artikel 9 (1), at der også kan gives en rabat på volumentariffen til/fra lager. En sådan rabat på den samlede transmissionstarif er i tråd med formålet med rabatten – at anerkende lagerinfrastrukturens bidrag til systemets fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Formålet bag bestemmelsen kan lige så vel opfyldes ved rabatter på volumentariffer som ved rabatter på kapacitetstariffer. Det forhold, at volumentariffer ikke er udtrykkeligt nævnt i artikel 9 betyder derfor ikke nødvendigvis, at sådanne tariffer ikke er forenelige med NC TAR – idet formuleringen må forstås som et minimumskrav.

I forhold til kravet om, at skal opkræves samme volumentarif i alle entry-punkter og i alle exit-punkter, så finder Forsyningstilsynet, at det vil være modsætningsfuldt, hvis Forsyningstilsynet godkender en rabat for at anerkende lagrenes bidrag til forsyningssikkerheden og fleksibiliteten i det samlede transmissionssystem for derefter at stille krav om, at der skal indføres en helt ny transmissionstarif (volumentariffen) til/fra lagerpunktet for at leve op til et krav i en bestemmelse (der ikke handler om lager) om at en evt. volumentarif i transmissionssystemet skal være den samme i alle entry-punkter og exit-punkter. Dette kan heller ikke være lovgivers intention.

Forsyningstilsynet skal endvidere pege på, at indførelse af en volumentarif ved transport til/fra lagerpunktet kan resultere i, at der netop opkræves en dobbeltbetaling (i forhold til volumentariffen) for de mængder, der føres fra transmission til lager. Forsyningstilsynet finder ikke, at det er i tråd med formålet med bestemmelsen, jf. præambelens betragtning om, at formålet med rabatten på tariffen til/fra lager er at hindre dobbeltbetaling til og fra lager.

De danske lagre er ikke cost-drivere i transmissionssystemet, idet de faktisk reducerer omkostningerne for transmissionssystemet via deres bidrag til fleksibilitet og forsyningssikkerhed, og fra et transmissionssynspunkt har det to danske lagre status af interne systempunkter, jf. også beskrivelsen i sagsfremstillingen om at systemet er dimensioneret som et samlet system.

Det bemærkes endvidere, at hvis der indføres en volumentarif på exitpunktet til lageret, så vil det resultere i, at CAA-testen væsentligt overskrider det acceptable niveau for krydssubsidiering i de fleste år, hvor der er testet for CAA. I de første 3 gasår ligger CAA på 0,11, 0,04 og 0,18, men derefter stiger CAA til 0,28, 0,27 og 0,26. Indførelse

af en volumentarif til lageret betyder, at de systeminterne brugere i Danmark kommer til at betale for meget i forhold til deres cost-drivere.

Samlet set er det derfor Forsyningstilsynet vurdering, at det er i overensstemmelse med NC TAR artikel 4(3) og artikel 9 samt gasforordningens artikel 13, at der gives 100 pct. rabat på både kapacitetstariffen og volumentariffen ved transport til og fra lagerpunktet. Forsyningstilsynet finder i den forbindelse, at det er i tråd med formålet med gasforordningen (artikel 1) at NC TAR artikel 4(3) og artikel 9(1) sammen med betragtning 4 i præambelen ikke fortolkes snævert.

Forsyningstilsynet lægger i vurderingen vægt på, at princippet er i overensstemmelse med formålet i NC TAR med, at der skal gives en mindsterabat på transmission til og fra lager, og at der aldrig siden den fulde åbning af gasmarkedet i 2004 har været opkrævet transporttarif til lagerpunktet. Tilsynet lægger også vægt på, at gassystemet er dimensioneret som et sammenhængende system og at lageret bidrager til fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Derudover lægger Forsyningstilsynet vægt på, at hvis der opkræves volumentarif til lageret, så vil den gas der lagres blive opkrævet volumentarif to gange. Endelig skal tilsynet bemærke, at indførelse af volumentarif til lagerpunktet vil indebære en ikke uvæsentlig krydssubsidiering mellem transit og det systeminterne flow, jf. CAA-testen.

MULTIPLIKATOR OG SÆSONFAKTOR

I dette afsnit skal Forsyningstilsynet vurdere, om Energinets foreslåede multiplikatorer for korte og lange kapacitetsprodukter er i overensstemmelse med NC TAR og gasforordningen.

Forsyningstilsynet skal indledningsvist bemærke, at Forsyningstilsynet har foretaget høring af de foreslåede multiplikatorer hos regulatorerne i de direkte forbundne medlemsstater, dvs. Forsyningstilsynet har hørt den svenske og tyske regulator om Energinets foreslåede multiplikatorer, jf. at dette er et krav efter artikel 28, stk. 1 i NC TAR. Forsyningstilsynet har ikke modtaget bemærkninger.

MULTIPLIKATORER OG SÆSONFAKTORER PÅ KORTE KAPACITETSPRODUKTER

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinet foreslåede multiplikatorer på korte kapacitetsprodukter (mindre end et år) kan godkendes. Forsyningstilsynet skal også vurdere, om Energinets anmeldte sæsonfaktor på korte produkter kan godkendes, jf. NC TAR artikel 28, stk. 1.

Energinets foreslåede multiplikatorer for korte produkter uden sæsonfaktor blev metodogodkendt i 2016 af Energistilsynet. Energinets anmeldelse i medfør af NC TAR er derfor en videreførelse af de gældende multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter.

Forsyningstilsynet konstaterer, at de anmeldte multiplikatorer er inden for de tilladte intervaller for multiplikatorer for korte produkter, jf. NC TAR artikel 13, stk. 1.

I forhold til fastsættelse af multiplikatorer har Forsyningstilsynet følgende principielle betragtninger: Forsyningstilsynet finder det er væsentligt, at en multiplikator på korte produkter (på under et år) skal sigte mod på den ene side ikke at hæmme den kortsigtede handel i markedet – dvs. den valgte multiplikatorer må ikke resultere i, at tarifferne for korte kapacitetsprodukter de facto bliver så høje, at det i realiteten ikke er attraktivt at handle gas på tværs af grænserne. På den anden side skal en multiplikator også sigte mod, at det fortsat er attraktivt for transportkunderne at reservere årskapaciteter, da det bidrager til en større sikkerhed for Energinets tarifindtægter og bidrager til en større forudsigelighed i tarifferne.

Forsyningstilsynet finder således, at det er væsentligt, at der både tilbydes attraktive korte kapacitetsprodukter og attraktive årskapacitetsprodukter. Hvor snittet skal sættes kommer an på de faktiske forhold i markedet, og her er det bl.a. relevant at forholde sig til, om der er kapacitetsbegrænsninger i systemet og i øvrigt forholde sig til samspillet med de omkringliggende markeder. Her er særligt grænsepunktet Ellund et afgørende sammenkoblingspunkt i det danske transmissionssystem. Forsyningstilsynet er bekendt med, at de nuværende (anmeldte) multiplikatorer for Ellund svarer til de multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter, som den tyske TSO i nabosystemet (Gasunie) anvender.

Forsyningstilsynet kan derfor godkende Energinets foreslåede multiplikatorer for korte kapacitetsprodukter, jf. NC TAR artikel 28, stk. 1. Disse multiplikatorer kommer til at gælde for alle entry-exit punkter i det danske transmissionssystem.

I forhold til, at der ikke er fastsat nogen sæsonfaktor, skal Forsyningstilsynet bemærke, at Energinets argument om, at der ikke er behov for sæsonfaktorer i et system med rigelig kapacitet som det danske transmissionssystem, er sagligt og bør gælde som en generel regel.

Forsyningstilsynet skal dog bemærke, at Energinet (pr. 15. marts 2019) har anmeldt - som en undtagelse og kun for en tidsbegrænset periode - at genindføre sæsonfaktor på Ellund punktet (både entry og exit), da det af hensyn til at sikre forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen kan være nødvendigt at give incitament til en anden og mere effektiv udnyttelse af Ellund Entry. En eventuel tidsbegrænset indførelse af sæsonfaktor på Ellund Entry og Exit får ikke betydning for de ovenfor godkendte multiplikatorer i de øvrige punkter i systemet, der således fortsat ikke har sæsonfaktor.

MULTIPLIKATORER PÅ LANGE KAPACITETSKONTRAKTER

Energinet har anmeldt en multiplikator på lange kontrakter, således at transportkunder med kapacitetskontrakter på 5 år eller derover modtager en rabat på deres kapacitets-tarif – gående fra 0 til 10 pct. afhængig af kontraktens længde. 5-årige kontrakter modtager således en rabat på 5 pct., mens en aftale på 10 år eller derover modtager en rabat på 10 pct.

Det relevante lovgrundlag for at vurdere multiplikatorer er artikel 28 i NC TAR samt den generelle bestemmelse om transmissionstariffer i gasforordningens artikel 13.

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at det kan være sagligt at have en rabat på tariffen for lange kapacitetskontrakter, idet lange kontrakter giver sikkerhed for en given og sikker indtægt til TSOen over en længere periode – og dermed et investeringsignal til TSOen, jf. artikel 28 (3)(a)(i), som fastsætter, den nationale regulator i sin beslutning om multiplikatorer skal tage hensyn til det aspekt, at multiplikatorer har til formål at finde en balance mellem at "lette kortfristet handel med gas og give langsigtede signaler til effektiv investering i transmissionssystemet."

En rabat på lange kontrakter giver samtidig et incitament for transportkunder til at indgå lange kontrakter, selvom de derved accepterer at have mindre fleksibilitet og flere risici i forhold til andre aktører, som kan købe og bruge kapacitet på kort sigt i forhold til markedets løbende prissignaler.

Forsyningstilsynet bemærker dog, at den anmeldte multiplikator (rabat) på lange kontrakter over 5 år de facto ikke er relevant for transportkunders løbende kapacitets køb i sammenkoblingspunkter, som i dag sker på korte og mellemlange kontrakter via de harmoniserede europæiske kapacitetsauktioner efter NC CAM. Energinet udbyder ikke kapacitet ud over 5 år på disse kapacitetsauktioner, og en stor del af kapaciteten i Ellund punktet (ind i Danmark) er solgt på lange Open Season kontrakter, der løber nogle år endnu. Rabatten er derfor særlig relevant for de transportkunder, som allerede har indgået lange Open Season kontrakter - og især de transportkunder, som har købt kapacitet i Baltic Pipe Projektet (Open Season 2017), hvor det blev stillet som betingelse for at gennemføre projektet, at der blev indgået bindende 15-årige kapacitetskontrakter for størstedelen af den udbudte kapacitet på ca. 10 mia. m³.

Forsyningstilsynet bemærker i forlængelse heraf, at Open Season 2017 byggede på en række forudsætninger, som markedets aktører fik stillet til rådighed før de skulle byde på kapacitet i det bindende udbud, som Energinet og Gaz-System afholdt i efteråret 2017. Energinet udarbejdede fx en "informationspakke" (I og II) forud for Open Season, som havde til formål at støtte transportkunderne i deres beslutningstagning i OS. Pakkerne indeholdt bl.a. tarif-simulationer og økonomiske modeller – men disse beregningsmodeller var ikke baseret på rabatter til lange Open Season-kontrakter.

En potentiel rabat til lange kontrakter er heller ikke nævnt i det formelle udbudsmateriale (Open Season reglerne), som transportkunderne afgav bud på grundlag af. Det formelle udbudsmateriale nævner specifikt, at tariffer for OS 2017 kapacitet vil være baseret på de samme tarif-principper, som gælder for anden kapacitet solgt i medfør af Energinets almindelige regler, Regler for Gastransport.

Energitilsynet offentliggjorde i 2017 (forud for OS 2017) en tilkendegivelse, hvor tilsynet udtalte støtte til de påtænkte tarifprincipper (primært uniforme tariffer) og den påtænkte én-zone-model for Baltic Pipe ruten (kun én tarif for transport gennem det danske opstrøms- og transmissionssystem). Dette gjorde tilsynet for at give en vis regulatorisk sikkerhed til markedets aktører forud for Open Season og på baggrund af et notat fra efteråret 2016 fra Energinet om de påtænkte tarif- og markedsprincipper for Baltic Pipe Projektet.

Notatet omtaler ikke en potentiel rabat på tariffen for lange kontrakter, og tilsynets vurdering af tarifprincippet tager derfor heller ikke stilling til en rabat og markedseffekten af en sådan rabat.

Energitsynet har endvidere truffet en formel afgørelse om den såkaldte f-faktor og de økonomiske parametre for en økonomisk test, som Energinet skulle foretage efter Open Season 2017 med et positivt resultat for at projektet kunne gå videre. De tarifscenarier og konkrete tarif- fremskrivninger, som er indleveret til tilsynet og som indgår i denne formelle afgørelse, inddrager heller ikke et scenarie, hvor der er indregnet en rabat på tariffen for lange kontrakter i Baltic Pipe Projektet. En tarifrabat kunne have haft betydning for tilsynets afgørelse i sagen, som bl.a. bygger på en vurdering af markedsforhold og en afvejning af risici over for forventede tarifgevinster ved projektet.

Forsyningstilsynet konstaterer derfor, at transportkunder har indgået kapacitetskontrakter i Open Season 2017 på baggrund af udbudsregler (OS 2017 regler) et kontraktudkast (OS kapacitetskontrakt), en lang række analyseforudsætninger (fx informationspakkerne), og afgørelser/tilkendegivelser fra den danske regulerende myndighed, som ikke omtaler en mulighed for at få en rabat på tariffen for lange kontrakter. Forsyningstilsynet finder derfor, at markedets aktører ikke med rimelighed kan have indrettet sig i tillid til, at en sådan rabat ville blive anmeldt og godkendt senere, og rabatten kommer til at belønne visse aktører tilfældigt. Forsyningstilsynet finder også, at tilsynet skulle have haft mulighed for at inddrage en sådan påtænkt rabat i tilsynets tilkendegivelser og formelle afgørelser om Baltic Pipe Projektet.

Forsyningstilsynets metodegodkendelser gælder altid fremadrettet, jf. at metoder for priser og betingelser for adgang til nettet skal anmeldes og godkendes før de kan træde i kraft. Metodegodkendelser er også generelle og gælder for hele transmissionssystemet, dvs. alle transportkunder i systemet, jf. naturgasforsyningslovens § 36 a, stk. 1, men hvis Forsyningstilsynet godkender den anmeldte rabat, så godkender Forsyningstilsynet en rabat (et tarifprincip), som reelt ikke er til rådighed for alle transportkunder fremadrettet, men som belønner en meget begrænset gruppe af transportkunder ex post – dvs. belønner en række transportkunder, som allerede har købt kapacitet i en Open Season proces - mens andre aktører med deres nuværende viden om, at en sådan rabat kan blive en realitet via tilsynets evt. godkendelse, nu ikke har mulighed for at købe kapacitet og få en tilsvarende rabat. Rabatten bliver så at sige en upåregnelig ex post belønning til visse systembrugere, jf. beskrivelsen af processen ovenfor. Forsyningstilsynet finder, at dette vil være udtryk for faktisk diskrimination til trods for, at rabatten som udgangspunkt er anmeldt som et generelt princip, der gælder for alle kontrakter på 5 år eller derover – både i Ellund og i Baltic Pipe. Forsyningstilsynet gør opmærksom på, at tariffer eller metoder til beregning af tariffer skal anvendes på en ikke-diskriminerende måde, jf. artikel 13 (1) i den europæiske gasforordning.

Forsyningstilsynet finder endvidere, at den anmeldte rabat på tariffen for lange kontrakter potentielt kan hæmme konkurrencen. Fx er de transportkunder, som har købt kapacitet ind i Baltic Pipe (North Sea Entry) og en tilsvarende kapacitet i exit punktet til Polen (Exit Point Baltic Pipe) ikke forpligtet til at bruge den købte kapacitet udelukkende til at transportere gas til Polen (transit). De kan godt vælge at bruge dele af kapaciteten til at transportere gas til det danske marked via deres lange kapacitetskontrakter og så sælge gassen her - eller på anden måde agere med fordel på det danske mar-

ked, hvis markedsprisen er gunstig her. Og dette kan de således gøre med op til 10 pct. rabat på deres kapacitetstarif for gastransport til det danske marked i forhold til konkurrenter, som kommer til at skulle betale "fuld pris" (eller endog merpris med en multiplikator på korte kapacitetskontrakter, jf. ovenfor), hvis de ønsker at købe kortsigtet kapacitet og importere gas fra fx Ellund punktet for at udnytte en tilsvarende gunstig markedssituation i Danmark. Dette er ikke rimeligt, og det kan direkte modvirke konkurrencen og udviklingen på det danske gasmarked. Forsyningstilsynet bemærker, at tariffer og tarifmetoder "skal bidrage til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet (...)", jf. gasforordningens artikel 13(1). Forsyningstilsynet bemærker i samme forbindelse, at Energinet efter dansk ret har en særskilt forpligtelse til at sikre, at der skabes de bedst mulige betingelser for konkurrence på markeder for handel med naturgas, jf. naturgasforsyningslovens § 12 a, stk. 1.

Samlet finder Forsyningstilsynet, at rabatten - som den er anmeldt - ikke kan godkendes for lange kontrakter på 5 år og derover i det danske transmissionssystem. Det betyder dog ikke, at en multiplikator (rabat) på lange og/eller mellemlange kontrakter ikke kan indføres i fremtiden, idet tilsynet - som nævnt indledningsvist - finder, at der kan være saglige grunde til at have en multiplikator (rabat) på tariffen for kapacitetskontrakter med lang varighed. En evt. rabat skal dog altid være baseret på transparente og ikke-diskriminerende kriterier, jf. gasforordningens artikel 13(1) og 13(2), og der skal opretholdes en rimelig balance mellem hensynet til at lette den kortfristede handel med gas og hensynet til at få langsigtede signaler til effektive investeringer i transmissionssystemet, jf. artikel 28 (3)(a)(i) i NC TAR.

IKKE-TRANSMISSIONSTARIFFER

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets foreslåede ikke-transmissionstariffer er i overensstemmelse med NC TAR artikel 4(4), der fastsætter at ikke-transmissionstariffer

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

Forsyningstilsynet konstaterer indledningsvist, at Energinet efter FCD - på foranledning af ACER's analyse og Forsyningstilsynets opfordring - har foretaget en undersøgelse af Energinets forskellige tariffer og gebyrer for ikke-transmissionstjenester. På baggrund heraf har Energinet valgt at fjerne en række gebyrer på Energinets prisblad, som er historisk betinget, og som derfor ikke længere er relevante. Energinet har også fjernet gebyrer på prisbladet, som var 0 DKK. Forsyningstilsynet skal i forlængelse heraf bemærke, at det fremmer gennemskeligheden, at der på Energinets prisblad kun fremgår de tariffer og gebyrer, der reelt har en funktion.

Herefter er det alene off-spec gebyret og nødtariffen, som Forsyningstilsynet skal foretage en vurdering af i forhold til NC TAR artikel 4(4).

For så vidt angår **off-spec gebyret** er Forsyningstilsynet enig med Energinet i, at dette ikke er omfattet af NC TAR, da det alene er et "omfordelingsgebyr", således at Energinet opkræver det hos gasleverandøren, som viderefakturerer det til gaskøberen. Forsyningstilsynet skal dog bemærke, at det forekommer sagligt, at der med off-spec gebyret gives incitament til, at transportkunderne sikrer, at den gas der føres ind i transmissionssystemet, overholder en række tekniske krav for gaskvalitet, da en gas med forringet gaskvalitet eller fx for højt iltindhold i sidste ende kan føre til, at Energinets omkostninger til driften af systemet forøges. Dette gælder ikke mindst under Tyranedlukningen, hvor andelen af bionaturgas og naturgas fra Syd Arne feltet vil udgøre en større del af den samlede gasmængde i systemet – og netop gas fra disse to forsyningskilder kan risikere i visse perioder at være af en lidt mere varierende gaskvalitet.

For så vidt angår **nødtariffen** bemærker Forsyningstilsynet, at nødtariffen opkræves for at dække Energinets omkostninger til varetægelse af forsynings sikkerheden, jf. at Energinet har ansvaret for forsynings sikkerheden i Danmark efter naturgasforsyningslovens § 12, stk. 1, nr. 3. Energinets opkrævning af en nødtarif sker således på et objektivt (sagligt) grundlag, jf. NC TAR artikel 4(4). Nødforsyning er ikke transmission men en garanti for gaslevering i krisesituationer, og Energinet køber forskellige nødforsyningsredskaber på markedsbaserede vilkår (auktion). Derfor er nødtariffen en "ikke-transmissionstjenesteindtægt" i henhold til NC TAR artikel 4(4). Forsyningstilsynet har ved selvstændige afgørelser (se nedenfor) behandlet og godkendt metoder til opkrævning af nødtariffer for det danske transmissionssystem som værende i overensstemmelse med kravet om, at ikke-transmissionstariffer skal afspejle omkostningerne og være baseret på objektive forhold.

Nødtariffen betales alene af danske forbrugere, og det er også kun danske forbrugere, der er sikret mod Emergency i Danmark, jf. kravet i NC TAR artikel 4 (4)(b) om, at den pågældende ikke-transmissionstarif skal opkræves hos dem, der nyder god af tjenesten.

Forsyningstilsynet bemærker også, at de beskyttede kunder betaler en højere nødtarif end de ikke-beskyttede kunder, og at forskellen i nødtarif skyldes, at der er forskel i den beskyttelse, de er omfattet af (3 dage versus 30 dage), Forsyningstilsynet finder, at dette er i overensstemmelse med kravet om, at ikke-transmissionstariffer ikke må være diskriminerende, jf. NC TAR artikel 4(4)(a).

Energinets nuværende grundlæggende nødforsyningskoncept, herunder betalingerne herfor, er godkendt af Energistilsynet i 2012, med senere ændringer, bl.a. i 2014, hvor Sekretariatet for Energistilsynet godkendte en justering i metoden til beregning af nødforsyningstariffer for de beskyttede og ikke-beskyttede kunder.⁸

Forsyningstilsynet skal endvidere bemærke, at Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om årligt at indsende en kort redegørelse til Forsyningstilsynet, der giver Forsyningstilsynet indblik i Energinets indkøb og tilhørende omkostninger til at dække beho-

⁸ Energinets forsynings sikkerhedsmodel – metodegodkendelse gas (25. september 2012) og Metodegodkendelse af justering i metoden til beregning af nødforsyningstariffer for beskyttede og ikke-beskyttede danske gaskunder (29. september 2014).

vet for nødforsyningsværktøjer (nødlager, fyldningskrav, kommerciel afbrydelighed) for det enkelte gasår. Forsyningstilsynet modtog den første redegørelse i februar 2019 der opsummerede Energinets indkøb til afdækning af nødforsyningsbehovet for gasåret 2018/19. Forsyningstilsynet vil fremadrettet modtage en redegørelse fra Energinet hvert år.

Endelig kan Forsyningstilsynet konstatere, at Energinet på sin hjemmeside oplyser i detaljer om forsyningssikkerheden på gasområdet, opdelt efter forskellige under-emner (Den danske forsyningssikkerhedsmodel, Tyra-plattformen, ikke-beskyttede kunder, kommerciel afbrydelighed etc.). Energinet har ligeledes offentliggjort information om nødtariffens størrelse på Energinets prisblad på hjemmesiden, jf. kravet om gennemskuelighed i NC TAR artikel 4(4)(a).

Samlet set er det Forsyningstilsynet vurdering, at Energinets nødtarif er i overensstemmelse med kravene til ikke-transmissionstariffer i NC TAR artikel 4(4).

SAMMENFATNING OG AFSLUTTENDE BEMÆRKNINGER

Forsyningstilsynet finder ud fra en samlet vurdering af alle relevante forhold, jf. begrundelsen ovenfor, at Forsyningstilsynet kan godkende Energinets anmeldte tarifmetodeelementer efter NC TAR - med undtagelse af såvel Energinets anmeldte kapacitets- og volumensplit på de 60/40 som multiplikator for kapacitetskontrakter på 5 år og derover.

Forsyningstilsynet finder, at det er nødvendigt at reducere det anmeldte kapacitets- og volumensplit for at tilnærme den danske tarifstruktur til kravene i NC TAR (artikel 4(3)), men pga. de helt særlige omstændigheder med en presset forsyningssituation under Tyra-nedlukningsperioden i kombination med usikkerheden om, hvordan et markant ændret split vil påvirke engrosmarkedets funktion, finder Forsyningstilsynet, at de nødvendige ændringer må foretages successivt. Forsyningstilsynet vurderer, at et passende kapacitets- og volumensplit for den midlertidige Tyra-nedlukningsperiode skønsomt kan fastsættes til 70/30.

Det skal endvidere bemærkes, at selvom Forsyningstilsynet på det foreliggende grundlag ikke kan godkende en multiplikator på lange kontrakter, er det ikke ensbetydende med, at en multiplikator (rabat) på mellemlange og lange kontrakter ikke kan indføres i fremtiden, såfremt det sker på en transparent og ikke-diskriminerende måde, og hvis der vurderes at være saglige grunde til at give rabat på sådanne mellemlange og lange kapacitetskontrakter.

Forsyningstilsynet har ved behandlingen af Energinets tarifmetode inddraget ACER's analyse af Energinets tarifmetode, og ACER's væsentligste kritikpunkter og anbefalinger er omtalt i sagsbehandlingen og indgår i Forsyningstilsynets vurdering af sagen

I lyset af at der i de næste tre gasår sker flere væsentlige ændringer i det danske gasmarked - og dermed i de forudsætninger, som en national tarifmetode bygger på - finder Forsyningstilsynet, at den reguleringsperiode, som denne tarifmetode skal gælde for, passende kan sættes til 3 år. Dette betyder, at Forsyningstilsynet vil træffe en ny afgørelse om Energinets tarifmetode med virkning fra den 1. oktober 2022.

Forsyningstilsynet imødeser en anmeldelse fra Energinet for næste reguleringsperiode, hvor volumenandelen i højere grad reflekterer de direkte omkostninger ved at transportere gas. Forsyningstilsynet lægger endvidere vægt på, at Energinet i den mellemliggende periode drøfter et muligt fremadrettet kapacitets- og volumensplit med markedets aktører. Det er væsentligt, at et fremadrettet split dels bedre afspejler kravene i NC TAR og dels understøtter et velfungerende engrosmarked, herunder ikke udgør en barriere for såvel effektiv indpasning af vedvarende energi som en mere effektiv sektorkobling mellem el-systemet og gassystemet.

UDKAST