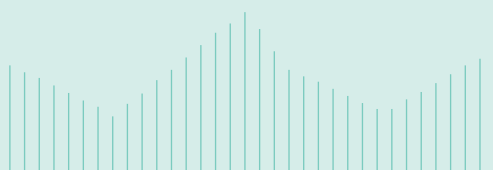




ENERGITILSYNET



ANALYSE:
KONKURRENCEN PÅ DET
DANSKE ENGROSMARKED
FOR NATURGAS

20
15



Revideret version af 14. januar 2016.

Der er foretaget ændringer i analysens
sammenfatning og indledning vedrøren-
de opgørelsen af andelen af gas handlet
på den danske gasbørs i forhold til
udgaven i december 2015



INDHOLD

SAMMENFATNING	6
ENERGITILSYNETS VURDERING	9
INDLEDNING	10
ENERGITILSYNETS ROLLE	12
ANALYSENS INDHOLD	13
1. DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS	14
1.1 NATURGAS I DANMARK	14
1.2 DET DANSKE NATURGASSYSTEM	16
1.3 UDVIKLING PÅ DET DANSKE GASMARKEDE SIDEN MARKEDSÅBNINGEN	18
1.4 ENGROSMARKEDET	20
1.5 AKTØRER PÅ DET DANSKE GASMARKEDE	20
2. RÅDIGHED OVER GAS PÅ DET DANSKE GASMARKEDE	24
2.1 EJERSKAB TIL DEN DANSKE GASPRODUKTION	26
2.2 DE LANGE GASAFTALER I NORDSØEN	28
2.3 DUC'S SALG AF GASMÆNGDER TIL TREDJEPART EFTER 2009 – RÅDIGHED OVER GAS PÅ DET PRIMÆRE - ENGROSMARKEDE	30
2.4 FORVENTET PRODUKTION OG PRODUCENTER	33
2.5 SAMMENFATNING	34
3. ADGANGSVEJE TIL DET DANSKE ENGROSMARKED FOR GAS	36
3.1 SØRØRLEDNINGERNE	36
3.2 ELLUND ENTRY	39
3.3 MULIGHEDER FOR FLERE AKTØRER PÅ DET PRIMÆRE GASMARKEDE	42
3.4 SAMMENFATNING	42
4. TRANSPORTTARIFFERS BETYDNING FOR KONKURRENCEN	44
4.1 UDVIKLING I GASFLOW	44
4.2 TRANSPORTTARIFFER	46
4.3 TARIFFERS BETYDNING FOR GASTRANSPORT OG HANDEL	50

4.4. HARMONISERING AF TARIFSTRUKTURER	50
4.5. TRANSPORTTARIFFER OG KONKURRENCEN PÅ ENGROSMARKEDET	52
4.6. SAMMENFATNING	53
5. ANALYSE AF GASPRISER OG FLOW I ELLUND	54
5.1 GASFLOW MELLEM DANMARK OG TYSKLAND	54
5.2 GASPRISEN PÅ DET DANSKE OG TYSKE ENGROSMARKED	54
5.3 SAMMENHÆNG MELLEM PRISFORSKEL OG FLOW	56
5.4 SAMMENFATNING	61
6. KONKURRENCEN PÅ LAGERMARKEDET	62
6.1 DE DANSKE GASLAGRE	62
6.2 GASLAGRE ER KONKURRENCEUDSATTE	64
6.3 MONOPOL PÅ DET DANSKE LAGERMARKED	66
6.4 SAMMENFATNING	67
7. GENNEMSIGTIGHED	68
7.1 OFFENTLIGGØRELSE AF INTERN VIDEN	68
7.2 INFORMATION TIL RÅDIGHED	71
7.3 SAMMENFATNING	71
8. DEN VIDERE UDVIKLING AF DET DANSKE GASMARKEDE (GAS TARGET MODEL)	72
8.1 VELFUNDERENDE ENGROSMARKEDER	72
8.2 MARKEDSREFORMER FORESLÅET I GAS TARGET MODEL	74
8.3 HVOR VELFUNDERENDE ER DET DANSKE GASMARKEDE?	78
8.4 SAMMENFATNING	80
ORDLISTE	82
BILAG	84
1. OVERSIGT OVER GASFELTER, PRODUCENTER OG PRODUKTION	84
2. OPBYGNING AF DET DANSKE NATURGASSYSTEM OG DONG-DUC-AFTALERNE	86
3. KONKURRENCERÅDETS BESLUTNING OG TREDJEPARTSGAS	88

SAMMENFATNING

Energitilsynet har analyseret konkurrencen på engrosmarkedet for naturgas i Danmark. Det danske gasengrosmarked undersøges som et led i Energitilsynets overvågningsforpligtelse i medfør af tredje liberaliseringspakke.

Siden den fulde markedsåbning i 2004 er der sket en positiv udvikling af rammerne for det danske gasmarked. Der er blevet oprettet en dansk gasbørs, og gastransportforbindelsen mellem Danmark og Tyskland er blevet udbygget, så det er blevet muligt at importere større mængder fysisk naturgas til det danske gasmarked. Den samlede kapacitet fra Tyskland og ind i Danmark forventes at kunne dække både det danske og svenske gasforbrug fra 2016.

Udviklingen af gasmarkedets rammer har bidraget positivt til konkurrencen på markedet, men der er fortsat kun få selskaber, der bringer gas til gasmarkedet, og der er generelt få aktive aktører og begrænsede gasmængder tilgængelig på markedet. Det danske gasengrosmarked er derfor præget af en høj markedskoncentration. Både når det gælder hvem, der bringer gas til gasmarkedet, og handelen på gasmarkedet. Handlen på den danske gasbørs har været stigende, men størstedelen af gassen handles fortsat på bilaterale kontrakter. Opgøres den samlede handel på gasbørsen i forhold til det danske og svenske gasforbrug, så udgjorde handlen på gasbørsen i 2015 ca. en tredjedel af det danske gasforbrug og ca. en fjerdedel af det samlede danske og svenske gasforbrug, hvilket er en stigning i forhold til tidligere år.

Der er således en række positive udviklingstræk på det danske marked, bl.a. at den handlede volumen og antallet af handler på den danske gasbørs har været stigende over en årrække samt, at priserne på den danske gasbørs i endnu højere grad følger de nordvesteuropæiske gaspriser.

I forhold til de mest velfungerende nordvesteuropæiske gasmarkeder, så kan det danske gasmarked blive mere velfungerende. Det fremgår af den opgørelse, som de europæiske energiregulatorer har fremlagt om de enkelte medlemslandes opfyldelse af den såkaldte Gas Target Model. Gas Target Model har bl.a. fokus på, at der skal være adgang til forward-produkter på gasmarkedet, og at gasmarkedet skal være konkurrencepræget, dvs. have en lav markedskoncentration. Det er imidlertid fortsat de færreste europæiske markeder, der har en lav markedskoncentration.

I det danske gasmarked er flere selskaber aktive på flere eller alle niveauer af forsyningskæden fra produktion til slutbrugermarked, dvs. de er vertikalt integrerede. Vertikal integration kan have flere konkurrencehæmmende konsekvenser for gasmarkedet, bl.a. pga. risiko for krydssubsidiering mellem konkurrenceudsatte og regulerede dele af markedet og pga. risiko for forskelsbehandling i adgangen til at transportere gas fra Nordsøen til land.

Gassen bringes til det danske gasmarked direkte fra Nordsøen og fra det europæiske kontinent via Tyskland. Størstedelen af gassen kommer dog fra gasproduktionen i Nordsøen, som fortsat overstiger både det danske og svenske gasforbrug. Det forventes, at Danmark vil være selvforsynende med gas fra Nordsøen frem til 2025.

Det danske gasmarked er præget af lange gasaftaler, der blev indgået mellem DONG Naturgas A/S (herefter DONG) og DUC helt tilbage i 1979, 1990, og 1993. De lange gasaftaler var en forudsætning for etableringen af det danske gassystem i Nordsøen og på det danske fastland.

Energitilsynet anslår skønsmæssigt, at DONG – afhængigt af mængden af tredjepartsgas – råder over omkring to tredjedele af den producerede mængde salgsgas (inkl. gas fra Trym) i Nordsøen, dvs. omkring to tredjedele af det primære engrosmarked. DONG kan potentielt råde over en større del af danske gasproduktion. DONGs rådighed kan ikke fastslås entydigt, og der er derfor tale om et kvalificeret skøn.

DONG er således en dominerende aktør på det danske primære engrosmarked for naturgas. På dette felt er der således ikke sket en udvikling siden 2007, hvor Konkurrencestyrelsen behandlede konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas. Konkurrencestyrelsen konkluderede, at DONG havde en markedsandel på 73 pct. på det primære gasengrosmarked.

Energitilsynets analyse af rådighed over gas tager udgangspunkt i, hvem der leverer gas til det danske gasmarked, dvs. aktører, der har adgang til det primære engrosmarked. Når gassen er leveret til gasmarkedet, kan flere aktører handle med gassen indbyrdes (det sekundære engrosmarked). Det primære engrosmarkeds funktion har stor betydning for konkurrencen på hele gasmarkedet. En opgørelse af rådighed baseret på det sekundære marked vil antageligvis vise, at DONG vil have en mindre markedsandel og dermed være mindre dominerende, da flere aktører deltager på dette marked.

Europa-Kommissionen og Konkurrencerådet vurderede i 2003, at aftalerne mellem DONG og DUC indeholdt konkurrencebegrænsende elementer som eksempelvis lang varighed og betydelige gasmængder. DONG og DUC afgav derfor en række tilsagn til de to myndigheder. Tilsagnene førte bl.a. til, at DUC i perioden 2005-2009 skulle sælge en nærmere fastsat mængde gas til andre selskaber (tredjepart) end DONG.

Tredjepartsgas har været og er fortsat afgørende for konkurrencen på det danske gasmarked, da det giver flere aktører mulighed for at afsætte gas til engrosmarkedet.

Velfungerende adgangsveje til det danske gasmarked er vigtige for udviklingen af markedet, da det bl.a. bidrager til, at flere aktører kan føre gas til markedet. Derved øges gashandlen og konkurrencen på markedet. Velfungerende adgangsveje for gas er også afgørende for en bedre markedskobling til det europæiske gasmarked.

Der er – og har i en årrække været – usikkerhed om priser og vilkår for sørørledningerne fra Nordsøen til Nybro på den danske vestkyst. Sørørledningerne har været genstand for klager samt verserende domstolssager vedrørende Energitilsynet og Energiklagenævnets klageafgørelser. Usikkerhed om priser og vilkår er u hensigtsmæssigt for den videre udvikling af markedet.

Sørørledningerne fra Nordsøen til Nybro er i dag ejet af DONG. DONG Offshore Gas Systems A/S, som ejes af DONG Naturgas A/S, har siden 2014 været kommerciel operatør af sørørledningerne. I det tidlige efterår 2015 blev der indgået en politisk aftale om børsnotering af DONG Energy, som DONG Naturgas A/S er en del af. Det fremgår af aftalen, at "DONG Energy's gas- og olieinfrastruktur søges frasolgt til det statsejede Energinet.dk."

Et frasalg af sørørledningerne til Energinet.dk vil kunne løse nogle af udfordringerne ved vertikal integration og give større sikkerhed for, at der ikke forekommer forskelsbehandling mellem aktører, der transporterer gas i sørørledningerne, da Energinet.dk ikke selv er en kommerciel aktør på markedet.

Et frasalg af sørørledningerne vil alt andet lige have en positiv effekt på det danske gasmarked, men det løser imidlertid ikke udfordringerne med den høje markedsconcentration i markedet.

Næsten hele transmissionskapaciteten fra Tyskland til Danmark er reserveret på lange aftaler. Disse aftaler udløber tidligst i 2023 på den tyske side af grænsen. Det kan vise sig at være en barriere for at få flere aktører til at importere mere gas til det danske gasmarked bl.a. som følge af, at produktionen i Nordsøen falder. Dette kan potentielt føre til kontraktuelle flaskehalse. Importen er imidlertid fortsat begrænset, og der er rigelig ubrugt kapacitet i rørledningerne.

Aktørerne på gasmarkedet betaler en transporttarif for at transportere gas ind og ud af det danske gassystem. Tariffernes sammensætning kan have betydning for, hvor meget gas der transporteres til og fra markedet, hvilket kan påvirke handlen på tværs af grænsen og det danske gasmarkeds sammenhæng med de øvrige europæiske gasmarkeder. Det er derfor vigtigt, at tarifieringen ikke er en barriere for handlen på gasmarkedet eller generelt gør det danske gasmarked mindre attraktivt i forhold til de omkringliggende markeder.

I et "perfekt" marked skal prisforskelle afspejle omkostninger til transport og handel, da alle arbitragemuligheder vil være udnyttet. For et marked, der primært eksporterer gas, indebærer det, at markedsprisen tillagt transmissionstarif og eventuelle handelsomkostninger, svarer til markedsprisen i det marked, der importerer gassen.

I det danske transmissionssystem er entry/exit tariffene differentierede. I Ellund-punktet resulterer det i, at det er dyrere at transportere gas ind i Danmark end ud af Danmark. Tarifdifferentieringen blev indført

for at få en mere omkostningsægte fordeling af de nye omkostninger, der fulgte i forbindelse med, at der blev investeret penge i at udbygge gasinfrastrukturen ved Ellund for at kunne importere mere gas via Tyskland og sikre forsyningssikkerheden i Danmark, når produktionen i Nordsøen ikke længere kan dække det danske og svenske gasforbrug.

Der er generelt blevet importeret mindre gas via Tyskland end oprindeligt forventet. Forskellen mellem det faktiske gasflow og det forventede flow har betydet, at tarifdifferentieringen ved Ellund Entry er blevet væsentlig større end først antaget. Der er en øvre grænse for, hvor stor en tarifdifferentiering ved grænsepunkterne det danske gasmarked kan bære uden at det begrænser importen af gas via Tyskland. Der vil i løbet af de næste par år ske en harmonisering af tarifstrukturer i EU. Harmoniseringen vil formentligt indebære, at den danske tarifstruktur skal ændres.

Energitilsynet har i en længere periode fulgt flowet i Ellund og priserne på det danske og tyske marked. Der har over en årrække været en tendens til, at prisforskellen mellem de danske og tyske gaspriser er faldet – især i 2015. Det kan være et tegn på, at gasmarkederne er blevet mere integrerede. Prisen på den danske gasbørs har i en stor del af perioden 2012-2015 været lidt højere end priserne på de tyske gashubs. Energitilsynet kan konstatere, at der i samme periode er eksporteret en stor mængde gas, hvilket tyder på, at der har været flowet gas i Ellund mod prissignalerne i en stor del af perioden. Det er tegn på, at aktørerne på markedet ikke fuldt ud udnytter prisforskelle på det danske og tyske marked.

Lagrene er også en vigtig del af gasmarkedet. De giver aktørerne mulighed for at udnytte prisforskelle (arbitrage) mellem markeder. Fx ved at købe gas billigt om sommeren, der kan udnyttes om vinteren eller ved at udnytte kortsigtede arbitragemuligheder. Lagrene er også afgørende for forsyningssikkerheden i Danmark. Det danske lagermarked er i dag et monopol med forhandlet adgang. Lagrene er imidlertid i konkurrence med de øvrige fleksibilitetsredskaber på gasmarkedet som eksempelvis børsen og import via Tyskland.

Gennemsigtighed i et marked er en vigtig forudsætning for, at markedet kan være velfungerende. Gennemsigtighed sikrer, at alle aktører har adgang til effektiv og rettidig information om produktionsforhold, fx nedbrud, i den danske del af Nordsøen. Ændringer i eksempelvis produktionen kan påvirke priserne på gasmarkedet. Større grad af gennemsigtighed om ændret flowkapacitet og flow kan forbedre markedets funktionsmåde.

ENERGITILSYNETS VURDERING

KAPITEL 2: RÅDIGHED OVER GAS PÅ DET DANSKE GASMARKEDE

Energitilsynet vurderer, at tredjepartsgas har været og i en periode fremover fortsat vil være afgørende for konkurrencen på engrosmarkedet, da tredjepartsgassen betyder, at flere aktører udbyder gas til gasmarkedet.

KAPITEL 3: ADGANGSVEJE TIL DET DANSKE ENGROSMARKED FOR GAS

Energitilsynet finder, at den hidtidige usikkerhed om vilkår og priser for transport af gas gennem sørørledningerne er u hensigtsmæssig for markedet.

Energitilsynet vurderer, at der frem mod 2023 kan opstå kontraktuelle flaskehalse i tysk Ellund Exit, hvis behovet for import stiger. Energitilsynet vil i dialog med Bundesnetzagentur overvåge forekomsten af kontraktuelle flaskehalse, og hvorledes de fælles europæiske regler for håndtering af flaskehalse ("congestion management procedures", CMP) bliver brugt.

KAPITEL 4: TRANSPORTTARIFFERS BETYDNING FOR KONKURRENCEN

Energitilsynet vurderer, at en for stor tarifiedifferentiering på grænsepunkterne til det danske system kan begrænse konkurrencen på det danske gasmarked. Der er en øvre grænse for, hvor stor en tarifiedifferentiering grænsepunkterne kan bære. Det er imidlertid vanskeligt at fastslå, hvornår hensynet til konkurrencen bliver mere tungtvejende end hensynet til en fordeling af omkostninger ud fra princippet om, at aktørerne skal betale de omkostninger, aktørerne giver anledning til.

Energitilsynet opfordrer markedsaktører til rettidigt at give input til Energinet.dk's arbejde med at udvikle en tarifstruktur, som lever op til de fælles regler om harmonisering af tarifstrukturer i EU.

KAPITEL 5: ANALYSE AF GASPRISER OG FLOW I ELLUND

Energitilsynet konstaterer, at der har været flowet gas imod prissignalerne i størstedelen af perioden 1. januar 2014 til 30. juni 2015.

Energitilsynet vurderer, at der er behov for i en periode at have fokus på udviklingen i priserne på de danske, tyske og nederlandske markeder. Energitilsynet vil i nødvendigt omfang bede markedsaktører om at redegøre for deres kommercielle overvejelser om flowretning.

KAPITEL 6: KONKURRENCEN PÅ LAGERMARKEDET

Energitilsynet finder i lighed med Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen, at det danske lagermarked med to fysiske lagre samlet i ét lagerselskab med ét fælles lagerpunkt ikke vil hæmme konkurrencen på det danske engrosmarked.

Energitilsynet vil løbende være særlig opmærksomt på TSO'ens køb af lagerydelser i sit tilsyn med både lager og transmission på grund af risikoen for krydssubsidiering.

Energitilsynet finder, at lovgivningen bør ændres til reguleret adgang, hvis det mod forventning viser sig, at det danske lagermarked udvikler sig uhensigtsmæssigt.

KAPITEL 7: GENNEMSIGTIGHED

Energitilsynet vurderer, at gennemsigtigheden på markedet vil blive væsentligt forbedret, hvis aktørerne offentliggør tidspunktet for, hvornår en hændelse, fx nedbrud, indtræder og omfanget af kapacitet, den vedrører.

Energitilsynet vil gå i dialog med relevante aktører for at undersøge muligheden for at offentliggøre data for flow til Nederlandene, dvs. via Tyra Vest-F3. Flowdata vil give aktørerne en bedre forståelse af transporterede mængder til Nederlandene og det danske gasmarked.

KAPITEL 8: DEN VIDERE UDVIKLING AF DET DANSKE GASMARKEDE (GAS TARGET MODEL)

Energitilsynet vil i 2016 påbegynde en evaluering af det danske gasengrosmarked i overensstemmelse med de fælles europæiske regulatorers (ACER) skabelon. I den forbindelse vil Energitilsynet i dialog med relevante parter drøfte den videre udvikling af det danske gasmarked, herunder relevante markedsreformer.

INDLEDNING

Det er afgørende med et velfungerende gasmarked. Naturgas spiller en væsentlig rolle i det danske energimix og vil gøre det i mange år fremover.

Naturgas i Danmark anvendes af husholdninger, erhverv og industrien samt til el- og varmeproduktion. Omkring 20 pct. af den samlede energianvendelse dækkes (direkte eller indirekte) af naturgas.

Siden 1984 er naturgas blevet transporteret fra den danske del af Nordsøen til fastlandet, og Danmark har siden 1984 været selvforsynende med naturgas. Danmark forsynes i dag hovedsageligt med gas fra Nordsøen, men der er også mulighed for at importere gas via den dansk/tyske grænse. Danmark er i dag selvforsynende, men det forventes, at der vil være behov for øget import af gas inden for en overskuelig årrække i takt med, at produktionen af gas i Nordsøen falder.

Et velfungerende gasmarked er et likvidt gasmarked med meget gas, mange aktører og effektive forsyningsveje. Et velfungerende gasmarked med konkurrence giver de bedste priser og vilkår for slutkunderne.

Energitilsynet har i henhold til tredje energipakke en forpligtelse til at overvåge konkurrencen på det danske gasmarked, jf. næste afsnit om Energitilsynets rolle.

Konkurrencen på det danske engrosmarked har senest været genstand for en egentlig analyse for næsten 10 år siden, da Konkurrencestyrelsen i 2007 offentliggjorde "Konkurrenceredegørelse 2007".

Energitilsynets konkurrenceanalyse ligger i naturlig forlængelse af Energitilsynets "Analyse af kontrakter og prisdannelse på det danske engrosmarked for naturgas" fra januar 2015. I analysen fra januar 2015 blev det bl.a. konstateret, at den danske gasbørs er inde i en positiv udvikling, hvor der bliver handlet en større mængde gas på børsen. Desuden bliver en stigende mængde gas end tidligere indekseret efter gas eller handlet direkte på gasbørser eller børsliggende markeder. Nogle af de vigtigste pointer fra analysen er vist i Boks 1.

En af pointerne fra Energitilsynets analyse fra januar 2015 er, at selv om den handlede volumen på den danske gasbørs er steget markant over en årrække, så udgør gas indkøbt på børsen blandt gasleverandører med slutkunder i Danmark kun en mindre del.

BOKS 1 | VIGTIGE POINTER FRA ENERGITILSYNETS ANALYSE AF KONTRAKTER OG PRISDANNELSE PÅ DET DANSKE GASENGROSMARKED

Sekretariatet for Energitilsynet har i 2014 foretaget en spørgeskemaundersøgelse blandt gasleverandører med danske slutkunder i perioden 2010-2014. Undersøgelsen havde til formål at undersøge, om gasleverandørerne indkøbte gas på kontrakter, hvor prisen blev bestemt af olie- eller gasprisen, og om gasleverandørerne indkøbte gas bilateralt eller på børsen. Spørgeskemaet blev sendt ud til 15 selskaber, hvoraf 11 selskaber i perioden handlede på det danske engrosmarked for naturgas. Sekretariatet for Energitilsynet modtog 9 besvarelser.

Undersøgelsen viste, at den af Energitilsynet beregnede engrospris (gennemsnit af kontraktpriserne) er begyndt at følge spotpriserne på de Nordvesteuropæiske gasmarkeder. Dette er et udtryk for, at en større andel af gassen i dag indekseres efter prisen på gasbørser eller gashubs frem for prisen på olie.

Undersøgelsen viste desuden, at der er sket en stigning i andelen af gas, der købes på børskontrakter. Mængden af gas indkøbt på børskontrakter blandt de gasleverandører, der besvarede spørgeskemaet udgjorde i hele perioden 2010-2014 3 pct. af den samlede mængde gas købt på ToP-kontrakter, OTC-kontrakter og børskontrakter i Danmark. Den samme mængde udgjorde kun 1 pct. i perioden 2008-2010. Den største mængde gas blev i perioden 2010-2014 købt på ToP-kontrakter (77 pct.), mens den resterende mængde blev købt på OTC-kontrakter (20 pct.).

Analysen beskriver også handelspladser (gashubs og gasbørser) i Nordvesteuropa. Sammenlignet med de øvrige europæiske handelspladser er det danske gasmarked relativt lille. Gassen handles også flere gange på de større gashubs, hvilket er et tegn på, at de er mere likvide. Det danske gasmarked – og det europæiske gasmarked generelt – er inde i en positiv udvikling. I Danmark er mængden af gas og antallet af handler på børsen steget markant siden gasbørsen åbnede i 2008, men likviditeten er fortsat begrænset. Den handlede gasmængde på den danske gasbørs udgjorde ca. en tredjedel af det danske gasforbrug i 2014.

Kilde: Analyse af kontrakter og prisdannelse på det danske engrosmarked for naturgas, Energitilsynet januar 2015.

Den positive udvikling af gasbørserne og børslignende markeder kan også være med til at forklare, hvorfor prisforskellene mellem markederne er blevet mindre, (kapitel 5). Små prisforskelle indikerer, at der bliver handlet mellem markederne, dvs. at aktørerne i markedet udnytter prisforskelle (arbitrage). Det kan være et tegn på, at markederne er blevet mere integrerede, og at der er kommet bedre transportmuligheder og handelspladser.

Energitilsynets analyse behandler konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas samt forhold af betydning for konkurrencen, fx rådighed over gas på det danske gasmarked, adgangsvejene til gastransport til det danske gasmarked og tariffer, harmonisering af tariffer i EU, analyse af priser og flow i Ellund, konkurrence på lagermarkedet, gennemsigtighed om produktion og nedbrud i Nordsøen samt den videre udvikling af det danske gasmarked, bl.a. den danske gasbørs, i forhold til det europæiske gasmarked.

Energitilsynet har i begyndelsen af 2015 gennemført en dialogrunde med aktører på det danske engrosmarked for gas for indledningsvist at identificere udfordringer, barrierer og forbedringsmuligheder på det danske engrosmarked.

Aktørernes bidrag er blevet anvendt i den indledende fase til at identificere udfordringer og barrierer på det danske engrosmarked for naturgas og har således været retningsgivende for Energitilsynets arbejde.

ENERGITILSYNETS ROLLE

Energitilsynet er tilsynsmyndighed i forhold til naturgasforsyningsloven, og tilsynet er udpeget som den nationale regulerende myndighed i forhold til den europæiske lovgivning på naturgasområdet.

Energitilsynet arbejder via sit nationale tilsyn og sit internationale engagement for, at det nationale danske gasmarked skal blive en del af et sammenhængende, velfungerende og konkurrencepræget (nordvest)europæisk gasmarked.

Et konkurrencepræget indre energimarked er den overordnede målsætning for hele EU's energisamarbejde.

Energitilsynet (som national regulator) har med tredje liberaliseringspakke (gasdirektivet) fået til opgave at "overvåge" engros- og detailmarkederne for gas. Overvågningsopgaven er implementeret i naturgasforsyningsloven (§ 41 a) og en ny overvågningsbekendtgørelse fra oktober 2011 (bekendtgørelse nr. 1002 af 20. oktober 2011).

Overvågningsbekendtgørelsen angiver specifikt, at Energitilsynet skal overvåge "graden og effektiviteten af markedsåbning og konkurrence på engros- og detailsalgsniveau, herunder på elektricitets- og gasbørser" samt "enhver konkurrenceforvridning eller begrænsning af konkurrencen", jf. bekendtgørelsens § 1, stk. 1.

Energitilsynet kan som led i overvågningen "foretage undersøgelser af, hvordan elektricitets- og naturgasmarkederne fungerer", og tilsynet kan "fastlægge og pålægge foranstaltninger inden for gældende lovgivning for at fremme effektiv konkurrence og sikre, at markedet fungerer", jf. bekendtgørelsens § 1, stk. 2.

Denne analyse af konkurrencen på det danske engrosmarked for gas skal derfor også læses i lyset af tilsynets overvågningsforpligtelse.

Hvis Energitilsynet via sit tilsyn eller overvågning bliver opmærksom på et forhold, som kan udgøre en overtrædelse af konkurrencelovgivningen, så skal Energitilsynet gøre konkurrencemyndigheden (Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen) opmærksom på dette eller disse forhold, jf. naturgasforsyningslovens § 43, stk. 2. Konkurrencemyndigheden må så vurdere, om der er grundlag for at foretage sig yderligere i anledning af tilsynets henvendelse.

Ud over den markedsovervågning, som Energitilsynet foretager i medfør af tredje liberaliseringspakke, overvåger tilsynet nu også engrosmarkedet i forhold til den nye europæiske forordning mod markedsmisbrug (REMIT). Denne overvågning retter sig specifikt mod at opdage og forfølge decideret markedsmisbrug på engros-

markedet for gas (og el). Markedsmisbrug er insiderhandel eller markedsmanipulation.

Energitilsynet samarbejder bl.a. med den danske gasbørs om markedsovervågning. Energitilsynet skal overdrage sager til SØIK (bagmandspolitiet) til retsforfølgning, hvis tilsynet har en konkret begrundet mistanke om, at REMIT er overtrådt i så kvalificeret grad, at sanktionen bør være bøde eller fængsel. Energitilsynet kan også selv påtale overtrædelser og behandle disse rent administrativt, hvor der er tale om mindre alvorlige overtrædelser.

ANALYSENS INDHOLD

KAPITEL 1 giver en introduktion til det danske gassystem og definerer engrosmarkedet og dets aktører. I analysen deles engrosmarkedet op i et primært og sekundært engrosmarked, da konkurrencen på det primære engrosmarked påvirker konkurrencen på det sekundære engrosmarked. Kapitlet beskriver også flowet af gas i Danmark (produktion, forbrug, import og eksport).

KAPITEL 2 undersøger konkurrencen i Nordsøen. Konkurrencen undersøges på baggrund af den andel gas, producenterne i Nordsøen reelt råder over. Aktørernes rådighed over den producerede gas er i høj grad en konsekvens af de lange gasaftaler, der blev indgået i forbindelse med etablering af den danske gasinfrastruktur. Kapitlet beskriver endvidere de lange gasaftaler og deres effekt på konkurrencen på gasmarkedet.

KAPITEL 3 beskriver adgangsvejene for transport af gas til gasmarkedet. Kapitlet er delt op i et afsnit, der beskriver sørørledningen, hvor gas transporteres fra Nordsøen til Danmark, og et afsnit, der beskriver entry/exit-punktet Ellund, hvor gas transporteres såvel ind i som ud af Danmark.

KAPITEL 4 viser udviklingen i gasflowet til og fra det danske engrosmarked, og det belyses, hvordan transporttarifferne har udviklet sig de seneste år. Ligeledes beskrives transporttariffers betydning for gashandlen og konkurrencen på engrosmarkedet. Endelig gives en kort status på processen med harmonisering af tarifstrukturer i EU.

KAPITEL 5 analyserer markedskoblingen mellem Danmark og Tyskland. Der eksporteres ofte gas til Tyskland, selv om gaspriserne i Danmark er højere end gaspriserne i Tyskland.

KAPITEL 6 beskriver det danske lagermarked. Det danske lagermarked er i dag et monopol, idet begge de danske naturgaslagre er ejet af Energinet.dk. Der er forhandlet adgang til lager, prissætningen for lager er ureguleret, og lagrene skal efter lovgivningen forudsætningsvist konkurrere med udenlandske lagre eller andre muligheder for fleksibilitet.

KAPITEL 7 undersøger gennemsigtigheden på det danske gasmarked. Det danske gasmarked er forholdsvist koncentreret, og få aktører på det primære engrosmarked har derfor adgang til mere information end aktørerne på det sekundære engrosmarked. I kapitlet belyses, hvilken information, der kan være relevant for alle aktører på markedet.

Kapitel 8 behandler den fremadrettede udvikling af det danske engrosmarked for gas. En af agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndighedens (ACER) visioner er at skabe velfungerende engrosmarkeder i Europa. Et engrosmarked skal leve op til en række kriterier i ACERs Gas Target Model for at kunne kaldes velfungerende. Gas Target Model angiver forskellige markedsreformer, som kan gøre markeder mere velfungerende.

1

DET DANSKE
ENGROSMARKED
FOR NATURGAS

Dette kapitel beskriver det danske gasmarked, dets aktører og hvordan engrosmarkedet er defineret i denne analyse

1.1 NATURGAS I DANMARK

I 2014 producerede Danmark ca. 4,4 mia. m³ naturgas i Nordsøen. Andelen af salgsgas udgjorde ca. 3,7 mia. m³ af den danske gasproduktion. En del af naturgassen forbruges fx som brændstof direkte i produktionen i Nordsøen. Salgsgas er den resterende del af gassen.

Der leveres gas importeret fra Norge direkte ind i det danske system i Nordsøen. Denne mængde gas indgår dermed i den samlede mængde salgsgas i Nordsøen. Salgsgassen transporteres direkte fra Nordsøen til Danmark eller Nederlandene. I 2014 blev der leveret ca. 3,8 mia. m³ naturgas til Danmark. Denne mængde indeholder import fra Norge.

Danmark eksporterer en stor mængde gas til Nederlandene, Tyskland og Sverige. Der blev i 2014 eksporteret ca. 0,5 mia. m³ naturgas direkte fra Nordsøen til Nederlandene. Naturgas eksporteres til Tyskland og Sverige via det danske fastland. I 2014 blev der eksporteret ca. 0,7 mia. m³ naturgas til Tyskland og ca. 0,8 mia. m³ naturgas til Sverige.

Danmark importerer gas fra Norge og Tyskland (det europæiske kontinent). I 2014 blev der importeret ca. 0,4 mia. m³ naturgas fra Norge og 0,1 mia. m³ naturgas via Tyskland.

Danmark er på nuværende tidspunkt eneste gasforsyningskilde til det svenske gasmarked, og det danske og svenske gasmarked betragtes derfor oftest som ét gasmarked. Det svenske gasforbrug har historisk udgjort en ikke ubetydelig del af det samlede danske og svenske gasforbrug. I 2014 var det samlede danske og svenske gasforbrug ca. 3,3 mia. m³. Heraf udgjorde det danske gasforbrug ca. 2,4 mia. m³, og det svenske forbrug udgjorde ca. 0,8 mia. m³.

Handel med gas til og fra det danske gasmarked kan både foregå i og uden for Danmark. Handel på gasmarkedet i Danmark foregår både på gennemsigtige markeder og "lukkede" markeder. Det er muligt at bestemme den handlede volumen på delvist og helt gennemsigtige markeder. I Danmark er OTC-markedet delvist gennemsigtigt og børsmarkedet helt gennemsigtigt. I 2014 blev der leveret ca. 1,8 mia. m³ gas på leveringspunktet GTF for OTC-handler, og der blev handlet ca. 0,8 mia. m³ gas på den danske gasbørs Gaspoint Nordic.

Fakta om det danske gasmarked er vist i Tabel 1.

TABEL 1 | FAKTA OM DET DANSKE GASMARKEDE, 2012-2014 (MIO. M³)

	2012	2013	2014
Gasproduktion i den danske del af Nordsøen	5.454	4.592	4.372
Salgsgas, andel af produceret gas i Nordsøen	4.759	3.905	3.715
Salgsgas, leveret i Danmark fra Nordsøen (ekskl. eksport Nederlandene og inkl. import Norge)	4.392	3.187	3.696
Eksport af gas			
- til Nederlandene fra Nordsøen	996	1.066	467
- til Tyskland via Ellund	763	25	673
- til Sverige via Dragør	1.071	1.029	845
Import af gas			
- fra det europæiske kontinent via Ellund	214	945	148
- fra Norge via Nordsøen	629	347	445
Forbrug af gas			
- i Danmark	3.068	2.938	2.421
- i Sverige	1.071	1.029	845
Handel med gas i Danmark			
- OTC-markedet (leveringspunkt GTF)	3.151	2.140	1.786
- børsmarkedet (Gaspont Nordic)	571	763	847

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, beregnet på baggrund af data fra Energistyrelsens månedsstatistik for 2014, Energinet.dk og Gaspont Nordic.

Note: Forskellen mellem mængden af produceret gas og mængden af salgsgas er bl.a. den mængde gas, der anvendes direkte i produktionen (dvs. ekskl. "eget forbrug", "off shore" og "memo: flaring"). Salgsgas leveret til Danmark er inkl. import fra Norge og ekskl. eksport til Nederlandene. OTC-kontrakter er bilaterale og ofte standardiserede aftaler, som bliver indgået direkte mellem to parter uden om børsen, hvor priserne er ukendte for andre end handelsparterne.

Produktionen af gas i den danske del af Nordsøen toppede i årene 2004-2008, hvor den årlige gasproduktion nåede op på næsten 10 mia. m³. Siden 2008 har den danske gasproduktion været faldende hvert år. I 2014 udgjorde gasproduktionen knapt halvdelen af årsproduktionen i årene 2004-2008. Der forventes imidlertid en mindre stigning i gasproduktionen i 2017, når gasproduktionen fra et nyt dansk felt (Hejre) igangsættes. Den samlede gasproduktion vil stige på kort sigt, men vil fortsat være noget lavere end i perioden 2004-2008.

Siden Danmark startede med at bruge naturgas i 1984, har forbruget været stigende hvert år indtil 1999. Herefter var forbruget relativt konstant indtil 2010. Ligesom produktionen har det danske og svenske gasforbrug været faldende de seneste år. Siden 2003, hvor det danske forbrug var på sit højeste, er forbruget faldet med ca. 38 pct. Med de nuværende forventninger til produktion og forbrug ventes det, at Danmark fortsat vil være selvforsynende med gas indtil 2025 - og længere tid endnu, hvis det bliver muligt at få mere gas fra den danske del af Nordsøen via ny teknologi eller nye fund.

Eksporten af gas til Nederlandene, Tyskland og Sverige er faldet i takt med faldet i den danske gasproduktion. Danmark er fortsat selvforsynende, og det har endnu ikke været nødvendigt at importere større mængder gas, selv om den danske gasproduktion er faldet. Siden 1984 har Danmark på årsbasis været nettoeksportør. Eksporten til Neder-

landene og Tyskland er faldet markant, mens eksporten til Sverige har været relativt konstant siden 2005.

1.2 DET DANSKE NATURGASSYSTEM

Det danske naturgassystem består af de danske gasproduktionsfelter, behandlingsplatforme i Nybro og Nordsøen og infrastruktur til transport af gas. Det danske naturgassystem er mere detaljeret beskrevet i Energitilsynets "Analyse af kontrakter og prisdannelse på det danske engrosmarked for naturgas".

Gasinfrastrukturen består af opstrømsrørledninger, der transporterer gassen fra Nordsøen til land, og transmissionsrørledninger, der transporterer gassen rundt i landet.

I transmissionssystemet er også koblet en kompressorstation ved Egtved, som gør det muligt fysisk at importere gas fra Tyskland via Ellund, da gassen fra det tyske transmissionssystem har et for lavt gstryk til selv at flyde ind i det danske transmissionssystem. Herudover består systemet af et gasdistributionssystem og to fysiske underjordiske naturgaslagre.

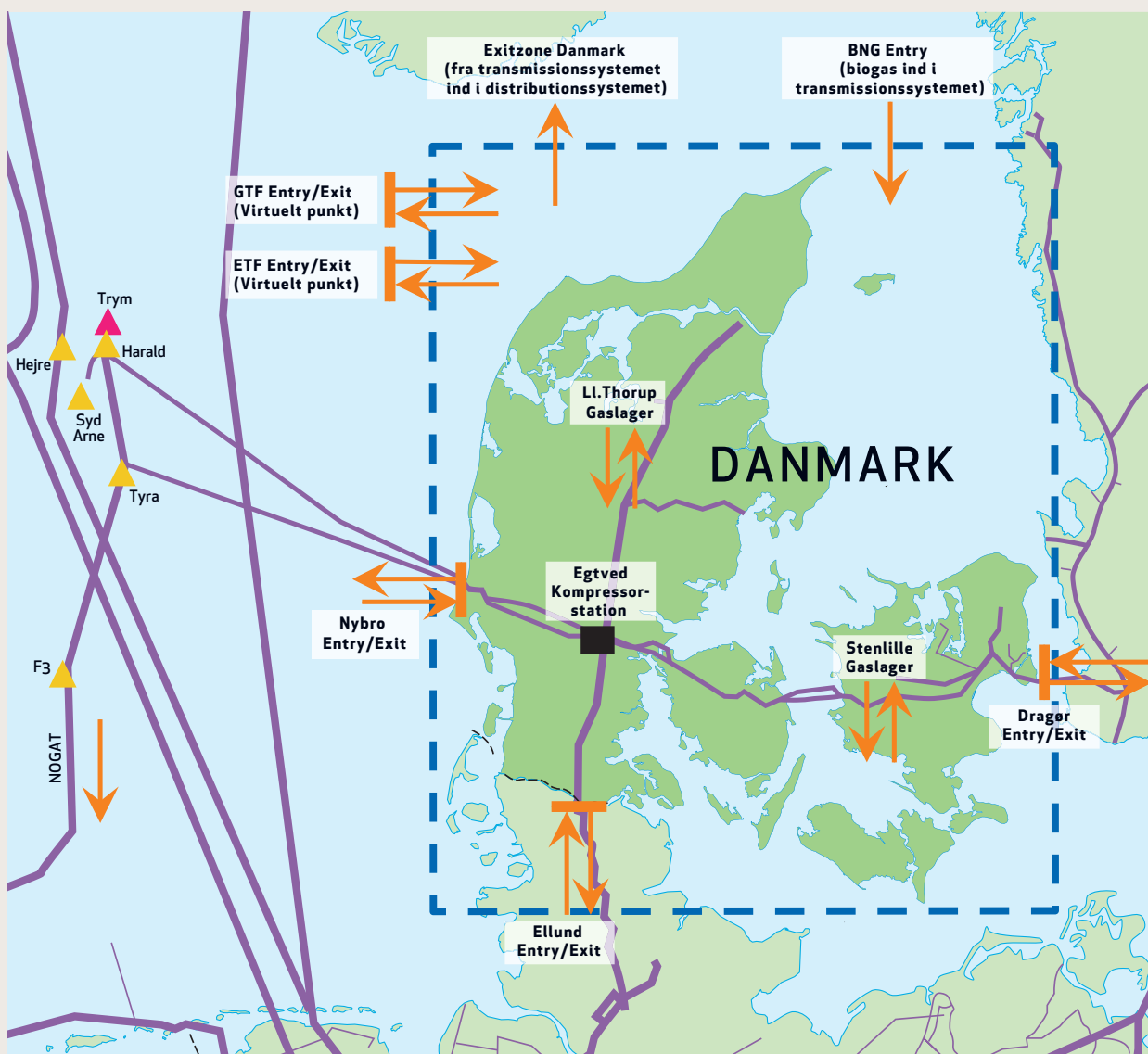
For at transportere gas ind og ud af Danmark er det nødvendigt at købe transportkapacitet i rørledningerne. Transportkapacitet i transmissionssystemet købes på auktion på den fælles europæiske bookingplatform PRISMA. Transportkapacitet i sørørledningen købes direkte hos DONG efter først-til-mølle princippet og til en fast tarif.

Det danske gasmarked forsynes med gas fra to kilder: Fra Nordsøen, hvor gassen føres ind til Nybro på den danske vestkyst, og fra det europæiske kontinent, hvor gassen føres ind i Danmark via Tyskland igennem grænsepunktet Ellund.

Fra transmissionssystemet kan gassen transporteres til Tyskland (via Ellund), til Sverige (via Dragør), til de to gaslagre (Ll. Thorup og Stenlille) og ind i distributionssystemet (Exitzonen), hvor gassen leveres videre ud til slutkunderne.

Det danske naturgassystem er vist i Figur 1.

FIGUR 1 | DET DANSKE NATURGASSYSTEM



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på ENTSO-G Transmission Capacity Map 2014 og Energinet.dk's markedsmodel.

Note: Figuren viser de danske felter samt det norske felt Trym i Nordsøen. Figuren viser sørørledningerne, der transporterer gassen til Danmark (Tyra-Nybro og Syd Arne/Harald-Nybro) og Nederlandene (NOGAT), og transmissionsrørledningerne, der transporterer gassen rundt i Danmark. Figuren viser yderligere placeringen af de danske lagre (Ll. Thorup og Stenlille), grænsepunkterne (Ellund og Dragør) og ilandføringspunktet (Nybro) samt kompressorstationen (Egtved). Det danske gassystem består af tre entry/exit-punkter (Nybro, Ellund og Dragør), hvor Nybro Exit hverken fysisk eller virtuelt har været anvendt i praksis, Exitzonen (hvor gassen leveres til distributionsnettet med henblik på forbrug), to gaslagre (Ll. Thorup og Stenlille), to virtuelle punkter (GTF og ETF), hvor der leveres gas handlet på hhv. OTC-markedet og børsmarkedet, samt det virtuelle biogaspunkt (BNG Entry), hvor biogas i dag leveres virtuelt ind i transmissionssystemet og dermed kan handles kommercielt på linje med naturgas (biogas leveres fysisk i distributionssystemet).

I det danske naturgasmarked handles gas bilateralt eller anonymt via den danske gasbørs. Bilateral handel er handel baseret på aftaler indgået direkte mellem de handlende parter. Bilaterale aftaler kan imidlertid også indgås med hjælp fra en "broker", som er en tredje-part, der faciliterer handel mellem to andre parter. To parter, der ønsker hhv. at sælge og købe gas, kan handle igennem en broker uden at være i direkte kontakt med hinanden.

I aftalerne, uanset hvordan de indgås, er specificeret en række forskellige vilkår. Et vilkår i en gasaftale er bl.a., hvor gassen skal leveres.

Det danske gasengrosmarked har et antal punkter, hvor gas leveres. Eksempler på leveringspunkter er grænsepunktet Ellund, ved platform (ab platform) i Nordsøen, ilandføringspunktet Nybro, gaslagrene, og de virtuelle punkter GTF (Gas Transfer Facility) og ETF (Exchange Transfer Facility).

GTF og ETF er ikke-fysiske punkter i et område afgrænset af en gruppe entry- og exitpunkter mellem forbundne gassystemer, hvor der leveres gas købt på hhv. OTC-markedet¹ (GTF) og børsmarkedet (ETF). Gas, der importeres via det europæiske kontinent, kan eksempelvis blive leveret i Ellund, på GTF eller i de danske gaslagre, hvorefter retten til gassen overgår til den køvende part.

Gas, der købes af aktører i Nordsøen, kan eksempelvis blive leveret ab platform, i Ny-

bro, på GTF eller i de danske gaslagre. Den køvende part kan vælge at sælge gassen videre til en anden aktør på gasmarkedet, eksempelvis via den danske gasbørs eller sælge den til en aktør på detailmarkedet.

Størstedelen af den handlede gas på det danske gasmarked kommer fra Nordsøen. En del af den naturgas, der føres ind i Nybro, eksporteres til kontinentet via grænsepunktet Ellund.

Den del af den danske efterspørgsel, der ikke dækkes af gasleverancer i Nybro, dækkes af import fra kontinentet via Ellund eller fra gas i lagrene. Danmark er på nuværende tidspunkt den eneste kilde til gasforsyning i Sverige.

1.3 UDVIKLING PÅ DET DANSKE GASMARKEDE SIDEN MARKEDSÅBNINGEN

Frem til 2010 blev det danske gasmarked forsynet med gas fra én kilde: Sørørledningerne fra Nordsøen til Nybro.

I 2001 kom der tredjepartsadgang til sørørledningerne, og producenterne fik mulighed for at afsætte gas til andre end DONG Naturgas A/S (DONG)², dvs. indtil da, var det kun DONG, der transporterede gas ind til Nybro. Fra 2007 begyndte aktørerne for første gang at udnytte tredjepartsadgangen.

I 2010 blev det muligt at transportere fysiske gasmængder fra Tyskland til Danmark, hvilket gjorde det muligt for aktører at importere gas fra det europæiske kontinent til det danske gasmarked.

I 2013 blev transportkapaciteten fra Ellund til Egtved udbygget, hvilket har forbedret muligheden for fysisk gasimport fra kontinentet. Udbygningen betyder, at rammebetingelserne for at skabe et velfungerende dansk gasmarked er væsentligt bedre end tidligere, da det danske gasmarked nu kan forsynes med gas fra to forsyningsveje: Nordsøen og de europæiske gasmarkeder. Udviklingen på det danske gasmarked er skitseret i Boks 2.

¹ Handel med OTC-kontrakter foregår bilateralt og aftalerne er ofte standardiserede, og som bliver indgået direkte mellem to parter udenom børsen, hvor priserne er ukendte for andre end handelsparterne.

² Efter en ændring i selskabsstrukturen i april 2015 har DONG Naturgas A/S ændret navn til DONG Energy Salg & Service A/S.

BOKS 2 | DET DANSKE GASMARKEDES UDVIKLING SIDEN 2004

- Fuldkommen åbning af det danske gasmarked (frit valg af gasleverandør) i 2004
- Den danske del af Nordsøen forbindes direkte med det nederlandske gasmarked i 2004 (etablering af rørledningen Tyra Vest-F3)
- Mere gennemsigtige adgangsbetingelser for tredjepart i opstrømssystemet i 2004 (kommercielle hovedvilkår inkl. indikative tariffer)
- Energinet.dk overtager det danske transmissionssystem (fra et selvstændigt selskab i DONG-koncernen) i 2005
- Mulighed for salg af gas til tredjepart fra felterne i eneretsbevillingens område i perioden 2005-2009
- Den danske gasbørs (Gaspoin Nordic) oprettes i 2008
- Mulighed for fysisk import af begrænsede mængder gas siden 2010
- Der kommer lavere tarif og bedre produkter for transport af gas i opstrømsrørledningen i 2012
- Udbygning af naturgassystemet i nordgående retning mellem Tyskland og Danmark i 2013 giver mulighed for øget fysisk gasimport

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Import af gas via Tyskland har siden 2010 udgjort mindre end 10 pct. af det danske og svenske forbrug undtagen i 2013, hvor importen udgjorde ca. 24 pct. af det danske og svenske forbrug. 2013 var imidlertid et atypisk år med usædvanligt høj import, da temperaturerne i årets tre første måneder var lavere end normalt, og da der i foråret bl.a. var nedbrud på produktionsplatformen Tyra Øst i Nordsøen, så det ikke var muligt at transportere naturgas til det danske fastland (Nybro).

1.4 ENGROSMARKEDET

Gasmarkedet kan deles op i et engrosmarked og et detailmarked. De danske gaskunder (slutkunderne) forsynes med gas fra aktører, der agerer på detailmarkedet.

Aktørerne på detailmarkedet sælger gas til gasforbrugerne og køber gassen på engrosmarkedet. Producenter i den danske del af Nordsøen og gasaktører, der har førsteret til gas i Nordsøen, afsætter deres gas på engrosmarkedet, ligesom gas importeret fra det europæiske kontinent afsættes på engrosmarkedet. Gassen kan handles flere gange, inden den leveres til endeligt forbrug.

Denne analyse fokuserer på engrosmarkedet, hvilket vil sige den del af det danske gasmarked, hvor gassen leveres først, og hvor gasleverandørerne køber gas med henblik på salg til de endelige forbrugere.

Engrosmarkedet kan deles op i det primære engrosmarked og det sekundære engrosmarked.

Alle aktører kan få adgang til gas på det sekundære engrosmarked. Det er imidlertid kun få aktører, der har adgang til gas på det primære engrosmarked. Aktørerne på det primære engrosmarked er de aktører, "der har gassen først", hvilket vil sige de aktører, der har adgang til gas i Nordsøen (producenter og aktører, der har førsteret til at købe den producerede gas³) eller importerer gas via Ellund.

Aktører på det sekundære engrosmarked handler indbyrdes med hinanden. Mængden af gas på det sekundære engrosmarked afhænger imidlertid af, hvilke mængder aktørerne på det primære engrosmarked vælger at udbyde på det sekundære engrosmarked.

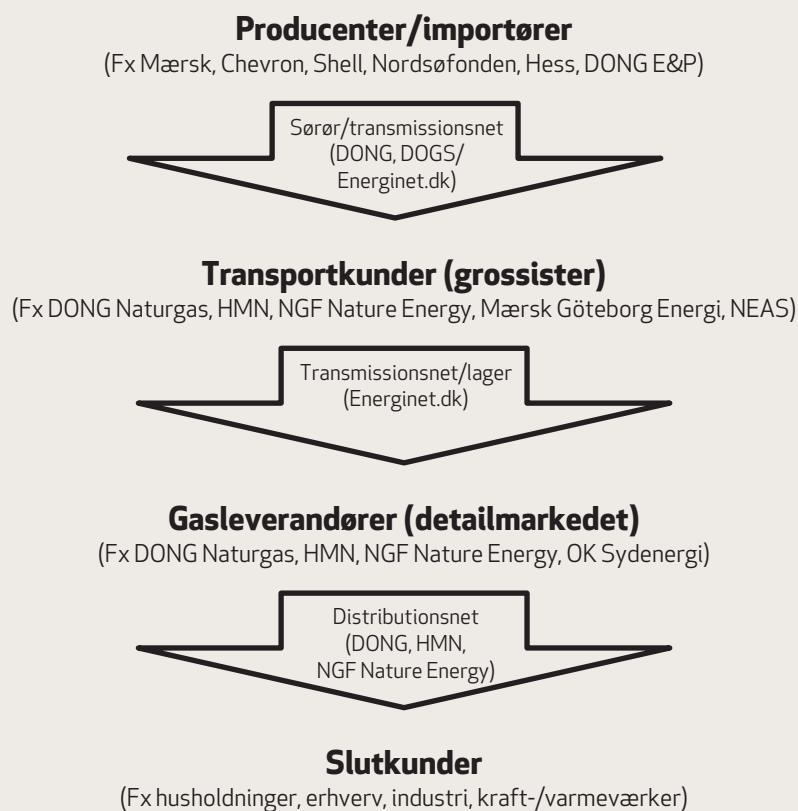
Det primære engrosmarked omfatter altså de aktører, der i første omgang råder over gassen, inden den bliver solgt videre (til andre aktører eller detailmarkedets leverandører), mens det sekundære engrosmarked er det marked, hvor aktørerne på engrosmarkedet handler gassen indbyrdes.

1.5 AKTØRER PÅ DET DANSKE GASMARKEDE

Engrosmarkederne har forskellige aktører, som hver varetager forskellige funktioner. Et konkret selskab kan varetage flere funktioner.

Engrosmarkedet består af producenter, importører og transportkunder. For at give et overblik over markedet vil gasleverandører og slutkunder også blive beskrevet kort. De forskellige aktører på naturgasmarkedet er vist i Figur 2.

3 DONG, jf. gassalgsaftalerne med DUC (uddybes i kapitel 2).

FIGUR 2 | AKTØRER PÅ NATURGASMARKEDET

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: DOGS: DONG Offshore Gas Systems.

1.5.1 PRODUCENTER OG IMPORTØRER

Det danske gasmarked forsynes med gas fra Nordsøen og det europæiske kontinent. Producenter er de aktører, der producerer gas i Nordsøen. Producenterne kan vælge selv at føre gassen ind til land eller sælge gassen til andre aktører af platform.

Importører køber gassen på det europæiske kontinent, eksempelvis i Tyskland og Nederlandene, og transporterer den som transportkunde til Danmark via forbindelsen fra Tyskland. For at importere gas via Tyskland er det nødvendigt at reservere transportkapacitet på begge sider af den dansk/tyske grænse.

I den danske del af Nordsøen inkl. det norske felt, der er koblet til det danske system, er der i dag 10 aktive producenter.

Det er muligt for alle at importere gas via Tyskland. Der er imidlertid få aktører, der har reserveret adgang til uafbrydelig kapacitet i transportrøret mellem Tyskland og Danmark. Denne uafbrydelige kapacitet er solgt på lange aftaler.

1.5.2 TRANSPORTKUNDER (GROSSISTER, SHIPPERE)

En transportkunde er en kommerciel aktør, der transporterer gas i transmissionssystemet,

dvs. køber gas i et punkt, transporterer den i transmissionssystemet og sælger den videre i et andet punkt. En transportkunde køber retten til at transportere gas i transmissionssystemet og opstrømssystemet. Retten til transport i det danske transmissionssystem købes hos Energinet.dk, og retten til transport fra Nordsøen til Nybro købes af DONG Offshore Gas Systems A/S (DOGS), som ejes af DONG Naturgas A/S.

Aktører på engrosmarkedet har mulighed for at udnytte arbitragemuligheder i markedet (prisforskelle mellem markeder) ved at transportere gas fra et marked til et andet marked med en højere pris.

Energinet.dk har oplyst, at der er 38 registrerede transportkunder i Energinet.dk's aktørregister.

1.5.3 GASLEVERANDØRER OG SLUTKUNDER

Gasleverandører er de aktører, der køber gas på engrosmarkedet og sælger den videre til gasforbrugerne. Gasleverandører agerer på detailmarkedet.⁴

Det fremgår af Gasprisguiden, at der er ca. 14 aktive gasleverandører på det danske detailmarked.

Slutkunderne er de aktører på markedet, der forbruger gassen. Slutkunder anvender gassen til eget forbrug. Slutkunder kan deles op i forskellige kategorier: husholdninger og erhverv, der anvender gas til opvarmning og madlavning, industri, der anvender gas til procesformål, og kraft- og varmegærker, der anvender gas til el- og fjernvarmeproduktion. Energi til procesformål er energi til andet end til rumvarme, varmt vand, komfortkøling, motorbrændstof og smørelolie.

⁴ Energitilsynet udgav i 2014 en analyse af konkurrencen på detailmarkedet: "Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for gas".

Eksempler på virksomhedstyper, der bruger procesenergi, er bryggerier, slagterier og mejerier.

Energitilsynets undersøgelse af detailmarkedet fra maj 2015 viser, at der er ca. 410.000 gasforbrugere (privat, erhverv og industri) i Danmark.⁵ Naturgas dækker ca. 20 pct. af den samlede energianvendelse i Danmark.

1.5.4 VERTIKAL INTEGRATION

Når et selskab er aktivt på flere eller alle dele af et marked – fra udvinding/produktion til salg til slutkunder på gasmarkedet, er der tale om vertikal integration. I Danmark er de største selskaber helt eller delvist vertikalt integrerede, da de bl.a. er repræsenteret som gasleverandører, ejer af sørørerne, ejer af distributionsnet og grossister.

Vertikal integration kan have flere konkurrencehæmmende konsekvenser for gasmarkedet, bl.a. pga. risiko for krydssubsidiering mellem konkurrenceudsatte og regulerede dele af markedet og pga. risiko for forskelsbehandling i adgangen til at transportere gas fra Nordsøen til land.

⁵ "Undersøgelse af produktfordeling på det danske detailmarked for gas", Energitilsynet (2015)

2

RÅDIGHED OVER GAS PÅ DET DANSKE GASMARKED

Rådighed over gas er afgørende for konkurrencen på gasengrosmarkedet. Dette kapitel undersøger på konkurrencen på det danske gasengrosmarked med udgangspunkt i, hvem der har rådighed over den gas, som bliver produceret i Nordsøen, dvs. det primære engrosmarked.

Åbningen af det danske gasmarked i 2004 har gjort det muligt for flere aktører at komme ind på gasmarkedet. Strukturen på gasmarkedet, hvor en stor del af gassen er solgt på forhånd på lange aftaler, har imidlertid betydet, at effekten på konkurrencen på det primære engrosmarked har været begrænset.

Det afgørende element for konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas er, hvem der først råder over gassen, jf. Boks 3. Rådighed over gassen er primært et resultat af de gasaftaler, som blev indgået i forbindelse med etableringen af den danske gasinfrastruktur – i Nordsøen og på land.

Naturgas fra Nordsøen er helt afgørende for det danske gasmarked, uanset at det er muligt fysisk at importere gas fra det europæiske kontinent. Mængden af salgsgas fra Nordsøen overstiger både det danske og svenske gasforbrug, og importen fra det europæiske kontinent udgør kun en lille del af det samlede forbrug. Det er derfor rimeligt at antage, at en dominerende aktør i Nordsøen også er en dominerende aktør på det danske engrosmarked for gas. Det er ikke mindst tilfældet, da adgangsvejene til det danske gasmarked ikke er lige velfungerende.

Konkurrencen på det danske gasmarked afhænger også af effektive adgangsveje til at føre gas til det danske gasmarked: sørørledningerne fra Nordsøen og forbindelsen til Tyskland i Ellund. Adgangsvejene er behandlet i kapitel 3.

Metoden til fastsættelse af rådighed over gas og de lange gasaftaler er beskrevet i dette kapitel.

BOKS 3 | OPGØRELSE AF RÅDIGHED

Udgangspunktet for Sekretariatet for Energitilsynets opgørelse af rådighed er det primære gasengrosmarked. Det vil sige de aktører, som leverer gassen på det danske gasmarked og dermed råder over gassen "først". Aktører, der råder over gassen på det primære engrosmarked, kan sælge gassen til aktører på det sekundære engrosmarked. Der er stor forskel på den konkurrencemæssige effekt fra en leverance af gas på det primære gasengrosmarked i forhold til en leverance på det sekundære engrosmarked.

Der kan argumenteres for, at opgørelsen af rådighed skal inddrage aktørernes indbyrdes handler på det sekundære engrosmarked, dvs. fx videresalg af indført gas (fra det primære engrosmarked) på langsigtede aftaler. En sådan tilgang svarer til at opgøre rådighed med udgangspunkt i det sekundære engrosmarked. Tilgangen vil give en anden opgørelse af rådighed, hvor DONG antageligt vil være mindre dominerende på det sekundære marked, da "videresalg" vil øge mængden af gas, som andre aktører har rådighed over.

Ud fra en konkurrencemæssig vinkel, er det imidlertid ikke væsentligt, om gassen sælges på korte eller lange aftaler. Det afgørende er, at den enkelte aktør på det primære engrosmarked selv bestemmer de vilkår, gassen sælges under, herunder prisen, og hvem gassen sælges til.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på Konkurrencedegørelse 2007, Konkurrencestyrelsen.

Både Kommissionen og Konkurrencestyrelsen har tidligere undersøgt hhv. det danske og det europæiske gasmarked. Begge med udgangspunkt i det primære engrosmarked/produktion af gas.

Konkurrencestyrelsen har i 2007 undersøgt konkurrencen på engrosmarkedet for naturgas.⁶ I analysen beregnes aktørernes markedsandele på det primære engrosmarked. Det fremgår af analysen, at DONG havde en markedsandel på 73 pct., og at de "øvrige udbydere" på markedet havde en markedsandel på 27 pct. Desuden stod DONG alene for at transportere gas til Nybro. Et uddrag af Konkurrenceredegørelsen er gengivet i Boks 4.

Undersøgelsen viste, at der i 2007 var én dominerende aktør på det danske gasmarked med en betydelig markedsandel.

Europa-Kommissionen har ligeledes i 2007 foretaget en analyse af det europæiske energimarked. Heri konkluderes det, at DONGs andel af den samlede danske produktion var 80-90 pct. i 2004.⁷

Energitilsynet anslår skønsmæssigt, at DONG i 2014 råder over omkring to tredjedele

af gassen i det danske system i Nordsøen (det primære engrosmarked) som følge af de lange gasaftaler. Rådigheden kan ikke fastslås entydigt. Der er således tale om et kvalificeret skøn.

2.1 EJERSKAB TIL DEN DANSKE GASPRODUKTION

Der er koblet 20 felter til det danske gassystem i Nordsøen, hvoraf det ene felt er norsk (Trym).

Parterne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) har licens til at producere gas fra 15 af de 19 danske felter i Nordsøen og stod i 2014 for ca. 94 pct. af den samlede danske gasproduktion, dvs. uden Trym. Med Trym var DUCs produktionsandel ca. 85 pct. i 2014. Det er relevant at inddrage Trym som en del af produktionen, da Trym alene er koblet til det danske system.⁸

DUC består i dag af (ejerandel i parentes) Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V. (36,8 pct.), A.P. Møller - Mærsk A/S (31,2 pct.), Chevron Denmark (12 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

Som følge af Nordsøaftalen af 2003 indtrådte staten (Nordsøfonden) som aktiv partner i DUC fra den 9. juli 2012 med en 20 pct. ejerandel. Med aftalen fik staten 20 pct. af overskuddet fra DUC i perioden fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012. Nordsøfonden har desuden fået en ejerandel på 20 pct. i alle nye licenser i Nordsøen fra 2005. Nordsøaftalen fra 2003 omfatter både olie- og gasaktiviteter.⁹

⁸ I 2014 blev der produceret 4.125 mio. m³ gas fra DUC-felterne. Den samlede produktion af gas fra de 19 danske felter var 4.382 mio. m³ i samme år. Produktionen fra det norske felt Trym var 436 mio. m³ i 2014. Kilder: Energistyrelsen (Månedlig produktion 2015 og årlig produktion 1972-2014) og Oljedirektoratet i Norge (Trym). Data afviger fra data i Boks 1, da der er tale om forskellige opgørelser fra Energistyrelsen og afvigelsen kan forklares med, at data løbende revideres.

⁹ Aftale mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund.

⁶ Konkurrencestyrelsens Konkurrenceredegørelse 2007.

⁷ DG Competition report on energy sector inquiry, Europa-Kommissionen (2007).

BOKS 4 | MARKEDSANDELE PÅ DET DANSKE PRIMÆRE ENGROSMARKED FOR NATURGAS I 2007 (MIA. M³)

Primære engrosmarked	DONG Energy	Øvrige udbydere	Engrosmarkedet totalt
Leverancer Nybro	7,0		7,0
Eksport Tyskland, Sverige m.m.	-3,6		-3,6
Gas Release	-0,4	0,4	
Import Tyskland		0,7	0,7
Total	3,0	1,1	4,1
Total i pct.	73	27	100

"Det lægges til grund i beregningerne, at al eksport foretages af DONG Energy, og al import foretages af øvrige aktører. Når Gas Release konkret er medregnet i det primære engrosmarked, skyldes det, at DONG Energy ikke selv har indflydelse på, hvem gassen sælges til i Gas Release."

"DONG Energy's Gas Release program sker som følge af krav fra Kommissionen og Konkurrencestyrelsen om, at DONG Energy i en periode på seks år på det danske marked skal udbyde 400 mio. m³ gas årligt på auktion. Til gengæld modtager DONG Energy en tilsvarende mængde på markeder i Tyskland, Holland, Belgien eller England. Første auktion blev afholdt i august 2006, dog først med leverance fra januar 2007."

Kilde: Konkurrenceredegørelse 2007 (Konkurrencestyrelsen).

Note: Mængderne i Boks 4 er ikke direkte sammenlignelige med den beregnede rådighed over gas i dette kapitel.

Shell og Mærsk er de største producenter i den danske del af Nordsøen med produktionsandele på hhv. 31 og 27 pct. Herefter kommer Nordsøfonden (17 pct.), Chevron (10 pct.), DONG (7 pct.), Bayerngas (5 pct.) og Hess (3 pct.). Herudover er der en række mindre producenter i Nordsøen, jf. Tabel 2, der viser gasproducenterne og deres produktionsandele i Nordsøen inkl. Trym. En oversigt over producenter og produktion for de enkelte felter er vist i Bilag 1.

Selskabernes ejerandele i DUC og andelen af produktionen er ikke ens, da DUC ikke har alle licenser til at udvinde gas i Nordsøen. I 2014 havde DUC, som nævnt, ca. 85 pct. af den samlede gasproduktion, når også gas fra det norske felt Trym medregnes.

Selskabernes produktionsandele i Nordsøen viser, at der ikke er ét dominerende selskab, men flere store selskaber. De største aktører er Shell og Mærsk, der, som nævnt, har en produktionsandel på omkring 31 pct. og 27 pct. af den samlede produktion i 2014.

Selskabernes produktionsandele giver ikke i sig selv anledning til bemærkninger i forhold til konkurrencen på markedet. Det er imidlertid rådigheden over gassen – ikke ejerskabet, som er afgørende for konkurrencen.

Konkurrencesituationen vil i det følgende blive beskrevet med udgangspunkt i de lange gasaftaler.

2.2 DE LANGE GASAFTALER I NORDSØEN

Størstedelen af den producerede gas i Nordsøen er i dag solgt på forhånd på lange aftaler:

- DUC sælger gassen gennem lange DONG-DUC-aftaler.
- Hess har indgået en handelsaftale med DONG Naturgas A/S.¹⁰

- DONG har indgået en swap-aftale med Bayerngas Norge.¹¹

Aftalerne mellem DONG og DUC-parterne omfatter størstedelen af gasproduktionen i den danske del af Nordsøen.

2.2.1 DONG-DUC-AFTALERNE

Størstedelen af DUC-parternes gas er solgt på forhånd til DONG Naturgas A/S via lange gassalgsaftaler (DONG-DUC-aftalerne). De lange aftaler var en nødvendig forudsætning for opbygningen af det danske gassystem, hvor DONG investerede i opbygningen af gastransportsystemet, og DUC investerede i efterforskning og udvikling af olie og gas i Nordsøen.

Ifølge DONG-DUC-aftalerne skal DONG aftage størstedelen af DUC-parternes produktion som følge af en såkaldt Take or Pay-forpligtelse. Take or Pay betyder, at DONG skal betale for en bestemt mængde gas, uanset om denne mængde aftages.

DONG-DUC-aftalerne omfatter størstedelen af den danske gas i Nordsøen. DONG og DUC-parterne indgik den første aftale i 1979, der skulle sikre, at DONG aftog en betydelig mængde gas. Aftalen blev genforhandlet i 1990 og 1993. Aftalerne fastsætter både priser, mængder og vilkår for den handlede gas. Det fremgår af Konkurrencerådets beslutning fra 2003, at 1979- og 1990-aftalerne vedrørte levering af en fast mængde gas, mens "størrelsen af de samlede [gas]leverancer i henhold til 1993-aftalerne afhænger af, hvor længe DUC teknisk og økonomisk kan opretholde produktionen på plateau-niveau."

Det fremgår af Konkurrencerådets beslutning fra 2003, at "plateau" i aftalerne er den periode, hvor den årlige gasleverance ligger på et fast niveau. Det fremgår desuden, at perioden med plateau "løber som minimum indtil en i aftalerne fastsat dato. Hvis der er tilstrækkelig gas, kan plateau-perioden efter omstændighederne forlænges helt indtil koncessionens udløb i 2012 eller et senere tidspunkt, hvis koncessionen forlænges." Koncessionen blev i 2003 forlænget fra 2012 til 2042, og det må derfor formodes, at DONG-DUC-aftalerne er blevet genforhandlet på et tidspunkt før 2012.

Se Bilag 2 for en mere uddybende beskrivelse af gassalgsaftalerne mellem DONG og DUC-parterne.

¹⁰ "I sommeren 1997 indgik DANGAS en aftale med Amerada Hess gruppen om køb af gas fra Syd Arne feltet, der forventes i produktion i 1999", Folketingets webarkiv.

¹¹ "Aftale med Bayerngas Norge om gasleverancer fra deres andel af Trym-feltet i Nordsøen mod relevering af gas til Bayerngas Norge på det europæiske kontinent", DONG Energy Årsrapport 2010.

TABEL 2 | PRODUCENTER OG PRODUKTION I NORDSØEN INKL. TRYM, 2014

Producenter	Produktion (mio. Nm ³)	Produktion (andel)
DUC (Shell, Mærsk, Nordsøfonden og Chevron)	4.201	85 pct.
DONG E&P	338	7 pct.
Bayerngas	218	4 pct.
Hess	146	3 pct.
Øvrige	35	1 pct.
	4.938	100 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger baseret på data fra Energistyrelsen (årlig produktion af gas), Oljedirektoratet i Norge (produktionsdata for Trym) og DUC-parternes ejerandele.

Note: DUC og DONG har hver licens på 50 pct. af feltet Lulita. Produktionen fra Lulita er derfor fordelt mellem DONG og DUC-parterne i tabellen. Der er en vis usikkerhed om producenternes reelle andele, da data er baseret på produktionsdata frem for salgsgas, hvor der bl.a. tages højde for forbrug af gas (som brændstof) direkte i produktionen. Andelene kan derfor ændre sig, hvis de i stedet baseres på salgsgas. Der er imidlertid ikke data for salgsgas fordelt på de enkelte felter. I 2014 blev der produceret ca. 3,7 mia. Nm³ salgsgas, som blev transporteret til Danmark, og der blev eksporteret ca. 0,5 mia. Nm³ gas direkte til Nederlandene. Data afviger fra data i boks 1, da der er tale om forskellige opgørelser fra Energistyrelsen, og afvigelsen kan forklares med, at data løbende revideres.

2.2.2 KONKURRENCEBESLUTNING FOR DONG-DUC-AFTALERNE

DONG og DUC-parterne genanmeldte i juni 1998 DONG-DUC-aftalerne fra 1979, 1990 og 1993 til Konkurrencestyrelsen. Sagen blev også taget op til behandling af Europa-Kommissionen i 2001 af egen drift. Både Europa-Kommissionen og Konkurrencestyrelsen fandt, at aftalerne indeholdt konkurrencebegrænsende elementer.

De konkurrencebegrænsende elementer var bl.a. aftalernes meget lange varighed og mængden af gas, som aftalerne omfattede.

De første aftaler indgået mellem parterne (1979 og 1990) havde lange løbetider på ca. 25 år og indeholdt en fast samlet mængde naturgas, der skulle leveres i løbet af hele aftaleperioden. 1993-aftalerne er gældende, så længe produktionen er i plateau, og de omfatter derfor ingen fast mængde for hele aftaleperioden.¹²

DONG-DUC-aftalerne omfatter størstedelen af DUC-parternes gas, og ifølge et notat fra Konkurrencestyrelsen (2001) skulle DUC i gennemsnit levere 7-7,5 mia. m³ gas om året samlet under de tre aftaler frem til 2012.¹³

Konkurrencerådet traf i april 2003 beslutning om, at "[aftalerne ikke giver] anledning til konkurrenceretlige betænkeligheder", så længe, at en række tilsagn fra parterne overholdes. Europa-Kommissionen og Konkurrencestyrelsen har sammen forhandlet med DONG og DUC-parterne om tilsagnene. DONG og DUC-parterne afgav en række tilsagn bl.a. om, at DUC kunne sælge en fastsat gas-

mængde til andre selskaber end DONG (tredjepartsgas) i perioden 2005-2009. Tilsagnene fremgår af Boks 5. Se Bilag 3 for en mere uddybende beskrivelse af Konkurrencerådets beslutning fra 2003.

DUC-parterne har således fra 2005 til 2009 haft mulighed for at afsætte 7 mia. m³ gas svarende til ca. 1,4 mia. m³ gas årligt eller 17 pct. af DUC-parternes årlige produktion til andre aktører end DONG ud over den eksisterende aftale mellem DONG og DUC-parterne.

DUC-parternes mulighed for salg af gas til tredjepart har betydning for konkurrencen på det danske gasmarked. Det betyder, at både Shell, Mærsk, Nordsøfonden og Chevron hver især kan sælge gas til aktører på det danske gasmarked. Når flere selskaber kan udbyde gas på gasmarkedet, giver det mulighed for mere konkurrence, og mere konkurrence giver mulighed for nye og bedre produkter. Tredjepartsgas er derfor afgørende for konkurrencen på det danske gasmarked.

2.3 DUC'S SALG AF GASMÆNGDER TIL TREDJEPART EFTER 2009 – RÅDIGHED OVER GAS PÅ DET PRIMÆRE ENGROSMARKED

Dette afsnit vedrører perioden efter 2009, dvs. efter perioden med tredjepartsgas, som DUC-parterne tidligere har givet tilsagn om.

På grundlag af offentligt tilgængelige oplysninger og tilkendegivelser fra DUC-parterne kan Sekretariatet for Energitilsynet konstatere, at der er solgt gas til tredjeparter siden 2009.¹⁴

Maersk Energy Marketing A/S (MEMAS) har oplyst til sekretariatet, at selskabet i perioden 2012-2015 har ført gas til det danske gasmarked fra Nordsøen, og at gassen primært er købt fra A.P. Møller – Mærsk (ab platform). MEMAS (tidligere Mærsk Gas Marketing A/S) har også solgt gas til HMN Gashandel, hvilket fremgår af en pressemeddelelse fra 2011.¹⁵

Shell har oplyst, at selskabet i 2012-2015 har ført selskabets egen gas til Danmark såvel som Holland.

Chevron har oplyst, at selskabet i perioden 2012-2015 har flowet selskabets egen gas til henholdsvis Holland og/eller Danmark. Siden 2014 har Chevron primært flowet til det danske gasmarked fra Nordsøen.

¹² Beslutning om "DONG/DUC Naturgasaftaler" truffet af Konkurrencerådet den 24. april 2003.

¹³ "DONG Naturgas' overtagelse af Naturgas Sjælland", Konkurrencestyrelsen (2001).

¹⁴ Sekretariatet for Energitilsynet har ikke indhentet oplysninger, der af forretningsmæssige årsager ikke kan offentliggøres.

¹⁵ "Maersk Oil's gas marketing arm enters long-term contract with HMN Gashandel", pressemeddelelse Maersk Oil (2. september 2011).

BOKS 5 | DONG OG DUC-PARTERNES TILSAGN I KONKURRENCERÅDETS BESLUTNING FRA 2003

- DUC-partnerne sælger over en 5-års periode fra 1. januar 2005 7 mia. m³ naturgas til andre selskaber end DONG. Det svarer til en årlig mængde på ca. 1,4 mia. m³, dvs. ca. 17 pct. af DUC-partnernes årlige produktion
- Indtil DUC-partnerne har solgt ovennævnte mængder til tredjeparter, og der er gået et nærmere angivet tidsrum fra ibrugtagning af en ny gasrørledning, afstår DONG fra at købe allerede konstaterede "nye" gasmængder. Den nye gasrørledning forbinder DUC-partnernes felter i Nordsøen til en udenlandsk ledning i Nordsøen med videre forbindelse til Holland eller Tyskland
- DONG giver afkald på sin førsteforhandlingsret
- Visse bestemmelser ændres, således at DONG's rapporteringsforpligtelse¹ over for DUC-partnerne ophæves
- DONG giver afkald på revisionsklausulen² senest 6 måneder efter ibrugtagning af ovennævnte nye gasrørledning
- DONG forbedrer tredjeparters adgangsbetingelser til de af DONG ejede rørledninger, således at det bliver lettere for andre selskaber at transportere naturgas til og fra det danske marked
- A.P. Møller, Shell og Texaco³ vil ikke samarbejde om salg af nye naturgasmængder eller ved genforhandling af priser, og vil således fremover konkurrere med hinanden om kunderne

Kilde: Beslutning om "DONG/DUC Naturgasaftaler" truffet af Konkurrencerådet den 24. april 2003.

Note: 1) Rapporteringsforpligtelsen omhandler to prisbestemmelser i de anmeldte aftaler, der kun kan afregnes gasmængder efter når gassen er solgt til visse specificerede kundegrupper og dermed kommer til at virke som en anvendelses- eller destinationsklausul.
2) Revisionsklausulen giver DONG krav på en "nødvendig" revision af aftalen, hvis DUC-partnerne sælger gas til tredjeparter på det danske gasmarked.
3) Texaco blev i 2001 fusioneret med Chevron.

Nordsøfonden har ifølge selskabets årsrapporter for 2013 og 2014 samt pressemeddelelser solgt gas til tredjepart. Nordsøfonden har solgt ca. 300 mio. m³ pr. gasår til hhv. HMN Gashandel A/S (gasår 2013-2014) og NGF Nature Energy (gasår 2015-2016).¹⁶ Det fremgår af Nordsøfondens årsrapporter for 2013 og 2014, at selskabets resterende gas er solgt til DONG.

Sekretariatet har i forbindelse med denne analyse forsøgt at opgøre, hvor meget tredjepartsgas fra Nordsøen, der har været til rådighed for markedet i perioden 2009 til 2014. Det er vanskeligt at fastslå, hvor meget tredjepartsgas der helt præcist er blevet solgt i perioden, da oplysningerne er forretningsmæssigt følsomme og derfor ikke er offentligt tilgængeligt. Sekretariatets opgørelse bygger således alene på offentliggjorte oplysninger om køb og salg af gas i pressemeddelelser, årsrapporter mv.

Hvis det alene er Nordsøfonden, som har solgt tredjepartsgas, så har mængden af tredjepartsgas været 300 mio. m³ årligt i de seneste par år. Denne mængde er dog et absolut minimumsskøn over mængden af tredjepartsgas, fordi de øvrige DUC-parter – som det fremgår ovenfor – også har solgt naturgas til tredjepart i perioden 2012-2015.

Såfremt det lægges til grund, at DUC-parternes andel af den samlede tredjepartsgas svarer til den enkelte producents ejerandel af DUC, hvor Nordsøfonden har en ejerandel på 20 pct., så vil den samlede mulige mængde gas til tredjepart være i størrelsesorden 1,5

mia. m³ naturgas om året.¹⁷ Med disse forudsætninger vil DONG skønsmæssigt råde over omkring to tredjedele af produktionen af salgsgas (inkl. gas fra Trym) i Nordsøen.¹⁸

Det forekommer sandsynligt, at hver af DUC-parterne har solgt tredjepartsgas svarende til deres ejerandel af DUC, da der gælder samme vilkår for de øvrige DUC-parter som for Nordsøfonden. DUC-parterne har forhandlet indholdet af DONG-DUC-aftalerne på plads sammen, og i forbindelse med Nordsøfondens indtrædelse i DUC overtog selskabet 20 pct. af ejerskabet og overtog en relativ andel af A.P. Møller-Mærsk, Shell og Chevrons aftalekompleks med DONG om salg af gas, jf. Nordsøfondens årsrapport for 2012.

Det forekommer også sandsynligt, at DONG har aftaget så meget gas fra DUC, som det er muligt under gasaftalerne, da gassen repræsenterer en kommerciel værdi for DONG, og da DONG skal betale for gassen, uanset om de aftager den eller ej (ToP). Der henvises endvidere til det forhold, at det fremgår af Nordsøfondens årsrapport for 2013 og 2014, at Nordsøfonden har solgt den resterende gas til DONG.

Det er usikkert, hvor stor fleksibilitet DUC-parterne har i gasaftalerne i forhold til at variere deres gasproduktion og dermed den årlige mængde af tredjepartsgas. Det er dermed ikke givet, at de 1,5 mia. m³ er et maksimum for mængden af tredjepartsgas i det enkelte år.

De 1,5 mia. m³ tredjepartsgas om året stemmer nogenlunde overens med tilsagnet i Konkurrencerådets beslutning fra 2003, hvor DUC-parterne fik mulighed for at sælge ca. 1,4 mia. m³ af den producerede gas årligt til andre end DONG. Der er som nævnt tidligere ikke offentlig tilgængelig viden om mængderne af tredjepartsgas.

Sekretariatet anslår skønsmæssigt, at DONG – afhængigt af mængden af tredjepartsgas – råder over omkring to tredjedele af den producerede mængde salgsgas (inkl. gas fra Trym) i Nordsøen. DONG kan potentielt råde over en endnu større del af den samlede produktion.

Bestemmelsen af DONGs rådighed over gas afhænger af, hvor meget gas der transporteres til hhv. Nederlandene og Danmark. I 2012, 2013

¹⁶ Pressemeddelelse: Aftale med Nordsøfonden sikrer dansk gas til ca. en kvart million kunder; pressemeddelelse fra HMN Gashandel A/S (3. juli 2013); "NGF Nature Energy køber dansk naturgas for 600 millioner" pressemeddelelse fra NGF Nature Energy (28. april 2015).

¹⁷ De 1,5 mia. m³ gas er beregnet på følgende måde: 300 mio. m³ gas / 20 pct.

¹⁸ Rådigheden er beregnet ud fra summen af salgsgas produceret i den danske del af Nordsøen (3.715 mio. m³ gas) og import fra Trym (445 mio. m³ gas) i 2014, jf. Tabel 1. Rådigheden beregnes i forhold til 4.160 mio. m³ gas.

og 2014 eksporterede Danmark hhv. 996, 1.066 og 467 mio. m³ gas til Nederlandene, jf. Tabel 1.

Såfremt DONG eksporterer gas direkte fra Nordsøen til Nederlandene, vil DONGs forventede markedsandel i det danske gasmarked falde. Er det i stedet DUC-parterne, der eksporterer tredjepartsgas til Nederlandene, da vil DONGs forventede markedsandel i gasmarkedet stige.

Både Shell og Chevron har tilkendegivet, at begge selskaber har flow-et/flower gas til Nederlandene. Såfremt DUC-parterne flower tredjepartsgas til Nederlandene i større omfang, da vil DONG forventeligt råde over mere end to tredjedele af gassen på det danske primære engrosmarked.

Andele for gasproduktion og rådighed over gas i Nordsøen kan bruges til at beregne markedsconcentrationen. Markedsconcentrationen kan bestemmes ved hjælp af det såkaldte Herfindahl-Hirschman Index (HHI).¹⁹ HHI er 10.000 på et marked med monopol. Markeder med HHI over 1.800 anses generelt for at være koncentreret.²⁰ Et marked kan godt være koncentreret, selv om der er mange selskaber, hvis få selskaber har store markedsandele.

HHI for gasproduktion i Nordsøen kan beregnes til 2.110. Produktionen i Nordsøen er altså efter "tommelfingerreglen" koncentreret.

Det er imidlertid mere interessant at se på, hvor koncentreret Nordsøen er, når det kommer til hvem, der råder over gassen. Afhængigt af hvor meget gas DUC-parterne selv råder over, så kan HHI opgøres til mellem 5.138-8.872.²¹

Nordsøen er altså koncentreret, når det kommer til, hvem der råder over gassen. Det kan ligeledes konstateres, at der er én dominerende aktør i Nordsøen. Dette vil alt andet lige have en direkte effekt på det danske gasmarked, da størstedelen af gassen kommer fra Nordsøen.

Tredjepartsgas er vigtig for konkurrenceforholdene på det danske gasmarked. Uden tredjepartsgas ville DONG råde over størstedelen af gassen på det danske engrosmarked. Tredjepartsgas giver flere aktø-

rer på det primære engrosmarked mulighed for at levere gas til det danske sekundære engrosmarked.

2.4 FORVENTET PRODUKTION OG PRO-DUCENTER

Det fremgår af Energistyrelsens basisfrem-skrivning fra 2012, at Danmark fortsat vil være selvforsynende med naturgas frem til 2025, jf. Figur 3. Hvis det bliver muligt og øko-nomisk fordelagtigt at udvinde en større del af gassen i den danske del af Nordsøen, så vil Danmark være selvforsynende i en længere periode ud over 2025.

Antallet af gasproducerende selskaber i Nordsøen ventes ikke at ændre sig i de kom-mende år, heller ikke selv om der påbegyndes produktion af gas fra det nye felt Hejre i 2017.²² DONG E&P A/S er operatør på feltet og producent sammen med Bayerngas Norge AS, der i forvejen er aktive i Nordsøen på det norske felt Trym.

Det fremgår af Nordsøfondens Årsrapport 2014, at al gas (inkl. nye fund) fra DUC-områ-det i udgangspunktet er solgt på lange aftaler mellem DONG og DUC med udløb i 2042, og at Nordsøfonden fra 2019 ikke længere vil råde over tredjepartsgas fra DUC-området.

Når det lægges til grund, at der gælder samme vilkår for alle gasmængderne i DONG-DUC-af-talerne, så vil de øvrige DUC-parter heller ikke råde over tredjepartsgas efter 2019. Hvis det samtidigt forudsættes, at der ikke kommer nye gasproducenter i Nordsøen, så vil DONG efter 2019 og frem til 2042 råde over største-delen af de producerede gasmængder i den danske del af Nordsøen samt fra Trym.

19 HHI beregnes som summen af de kvadrerede markedsandele.

20 "European Gas Target Model - Review and update" (GTM 2014).

21 HHI på 8.872 beregnes for en lav mængde tredjepartsgas (300 mio. m³), hvor ét selskab råder over størstedelen af gassen. HHI på 5.138 beregnes for en høj mængde tredjepartsgas (1,5 mia. m³), hvor flere selskaber råder over gassen.

22 <http://www.hejre.com/da/projektet/hejre-feltet>

- DONG kommer til at råde over al gas produceret af DUC-parterne, såfremt der ikke er adgang til tredjepartsgas efter 2019.
- DONG har desuden indgået swap-aftaler med Bayerngas Norge AS om gassen fra Trym og Hejre.²³
- DONG og Hess har indgået en handelsaftale.

Oplysninger om, hvornår DONGs aftaler med hhv. Hess og Bayerngas Norge udløber, er ikke offentligt tilgængelige. Når/hvis aftalerne udløber, så vil Hess og Bayerngas Norge have mulighed for at sælge gas til andre selskaber end DONG.

Gasimport fra Tyskland ventes at få en større rolle i takt med, at produktionen i Nordsøen falder og vil forventeligt på sigt få en væsentlig betydning for konkurrencen på det danske primære engrosmarked.

Der er en vis usikkerhed om DONG Energy's rolle i den fremtidige produktion af olie og gas. Siden marts 2015 har forskellige medier skrevet om, at DONG Energy undersøger muligheden for at frasælge selskabets "Exploration & Production"-forretning (DONG E&P). DONG E&P er gasproducent i Nordsøen. Et eventuelt frasalg af DONG E&P vil betyde, at der potentielt kan komme en ny producent i Nordsøen, der "overtager" DONG E&P's produktionsandel, som var ca. 7 pct. i 2014, jf. Tabel 2.

Det er DONG Naturgas A/S, som køber gas af DUC-parterne på lange aftaler. Et eventuelt

salg af DONG E&P vil alt andet lige ikke ændre på, at DONG vil have adgang til en stor del af gassen i Nordsøen.

2.5 SAMMENFATNING

Gasproduktionen i Nordsøen er fortsat den primære forsyningskilde til det danske gasmarked, og import via Tyskland udgør kun en mindre del af det danske og svenske gasforbrug. Med udbygningen af gasstransmissionsforbindelsen fra Tyskland til Danmark er rammebetingelserne for at skabe et velfungerende dansk primært engrosmarked for naturgas imidlertid blevet væsentligt bedre.

Størstedelen af den producerede gas er solgt på forhånd på lange aftaler, der blev indgået mellem DONG og DUC-parterne i forbindelse med etableringen af den danske gasinfrastruktur. Aftalerne har i dag fortsat betydning for, hvem der råder over den producerede gas.

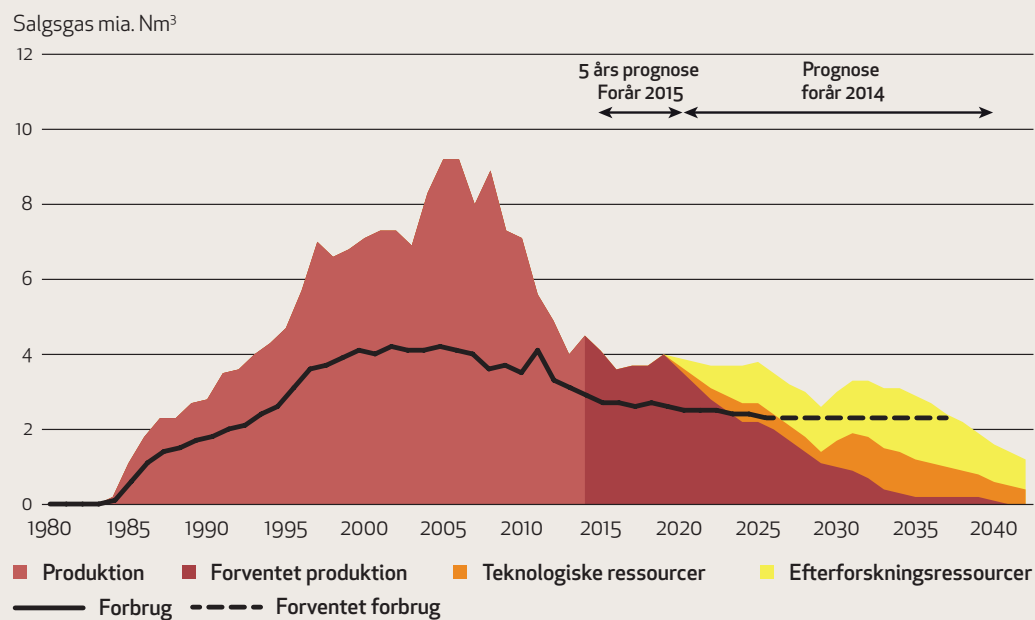
Europa-Kommissionen og Konkurrencerådet vurderede i 2003 at DONG-DUC-aftalerne indeholdt konkurrencebegrænsende elementer, men at aftalerne ikke gav anledning til betænkeligheder, så længe DONG og DUC-parterne gennemførte en række tilsagn. Et af tilsagene var bl.a., at DUC-parterne skulle sælge 7 mia. m³ gas (svarende til ca. 1,4 mia. m³ gas om året) til andre selskaber end DONG (tredjepartsgas) i perioden 2005-2009. Energitilsynets analyse viser, at DUC-parterne fortsat afsætter eller kan afsætte tredjepartsgas på det danske engrosmarked.

Energitilsynets analyse viser, at det danske engrosmarked for naturgas er koncentreret. Energitilsynet anslår skønsmæssigt, at DONG i 2014 rådede over ca. to tredjedele af den producerede gas i den danske del af Nordsøen inkl. gas fra det norske felt Trym. DONG kan potentielt råde over en større del af danske gasproduktion på det primære engrosmarked. Rådigheden kan ikke fastslås entydigt. Der er således tale om et kvalificeret skøn.

Tredjepartsgas har betydet, at aktører på det danske gasmarked har haft flere selskaber at købe gas af, og tredjepartsgassen har dermed været medvirkende til at skabe bedre rammer for konkurrence.

- Energitilsynet vurderer, at tredjepartsgas har været og i en periode fremover fortsat vil være afgørende for konkurrencen på engrosmarkedet, da tredjepartsgassen betyder, at flere aktører udbyder gas til gasmarkedet.

²³ Al gas, der produceres på Hejre, leveres til DONG Naturgas, da der ligesom for Trym er indgået en swap-aftale med Bayerngas Norge AS om levering af Bayerngas' andel mod relevering af gas til Bayerngas i Tyskland. "Spilleregler for dansk sokkel - Perspektiver fra et udenlandsk selskab", Bayerngas Norge (2014).

FIGUR 3 | FORVENTET PRODUKTION OG FORBRUG AF GAS I DANMARK

Kilde: "Danmarks olie og gasproduktion 2013", Energistyrelsen (2014).

Note: Energistyrelsens produktionsprognose er fra 2012. Udgivet første gang i "Energistyrelsens basisfremskrivning 2012".

3

ADGANGSVEJE TIL DET DANSKE ENGROS- MARKED FOR GAS

Velfungerende adgangsveje er afgørende for det danske gasmarked, da de sikrer at gassen kan flyde frit mellem markederne. Dette kapitel beskriver muligheden for transport af gas til det danske marked fra Nordsøen og kontinentet

Velfungerende adgangsveje for gas til det danske gasmarked - sørørledningerne til Nordsøen og forbindelsen til Tyskland i Ellund - er afgørende for konkurrencen på det danske gasmarked.

Der kan identificeres en række udfordringer for den videre udvikling af konkurrence på det danske gasmarked, hvad angår adgangsvejene. Det handler om adgang til (uafbrydelig) transportkapacitet samt forudsigelige og gennemsigtige priser og vilkår for transport.

Prisen for transport, tarifferne, har selvsagt også en betydning for konkurrencen på det danske gasmarked. Tariffernes betydning er behandlet selvstændigt i kapitel 4.

3.1 SØRØRLEDNINGERNE

Gas fra Nordsøen transporteres til det danske gasmarked i to sørørledninger fra hhv. Tyra og Harald/Syd Arne til Nybro. Sørørledningerne ejes af DONG Naturgas A/S, og der er dermed monopol på transport af gas fra Nordsøen til Danmark. Der er forhandlet adgang til transport i sørørledningerne, dvs. at DONG og transportkunderne/shipperne selv forhandler priser og vilkår på plads, og Energitilsynet fører tilsyn med priser og vilkår med hjemmel i opstrømsbekendtgørelsen, jf. Boks 6. Priser og vilkår for adgang til sørørledningerne har bl.a. betydning for, om gassen transporteres til Danmark eller Nederlandene, og de er dermed vigtige for udviklingen af det danske gasmarked.

3.1.1 EJERMÆSSIG ADSKILLELSE AF SØRØRLEDNINGERNE

DONG Naturgas A/S er både ejer af og teknisk operatør på rørledningerne. Indtil 2014 var DONG også kommerciel operatør på sørørledningerne. Ejerskabet af sørørledningerne kan være problematisk, da DONG også er kommerciel aktør i Nordsøen og på det danske gasmarked, dvs. køber gas i Nordsøen, transporterer gas til Danmark og sælger gas på det danske engros- og detailmarked (vertikal integration). DONG Naturgas A/S har derfor i 2014 oprettet det koncerninterne selskab DONG Offshore Gas Systems A/S (DOGS) til at være kommerciel operatør på DONG's sørørledninger. Det betyder, at DONG, ligesom de øvrige aktører i markedet, fremover skal indgå aftaler om transport af gas fra Nordsøen til Nybro med DOGS.

BOKS 6 | OPSTRØMSBEKENDTGØRELSEN

Krav om tredjepartsadgang til opstrømsrørledninger¹ følger af gasdirektivet.

Energitilsynets kompetence i forhold til opstrømssystemet følger af opstrømsbekendtgørelsen.

Opstrømsbekendtgørelsen er udstedt med hjemmel i naturgasforsyningslovens § 21. Reglerne skal sikre, at der foreligger en rimelig og åben adgang, at der skabes et konkurrencepræget marked for naturgas, og at ethvert misbrug af dominerende stilling undgås.

TREDJEPARTSADGANG TIL OPSTRØMSNET

Ejer eller operatør skal mod betaling give adgang til transport i opstrømsrørledningsnet, herunder de faciliteter, som yder tekniske tjenester i forbindelse med sådan adgang. Retten til tredjepartsadgang omfatter ikke de dele af et opstrømsrørledningsnet og de faciliteter, som benyttes til lokale produktionsaktiviteter ved et felt, hvor gassen produceres.

FORHANDLET ADGANG

Priser og betingelser for adgang til opstrømsrørledninger fastsættes ved forhandling mellem den adgangssøgende og ejer eller operatør og skal anmeldes til Energitilsynet. Priser og betingelser fastsættes således, at der ikke diskrimineres mellem ansøgerne.

TILSYN OG KLAGEBEHANDLING

Energitilsynet fører tilsyn med, at priser og betingelser er rimelige. Energitilsynet skal påbyde ejer eller operatør at ændre priser og betingelser, hvis tilsynet finder, at de er i modstrid med reglerne i bekendtgørelsen.

Energitilsynet skal også behandle tvister, som opstår i forbindelse med ansøgninger om adgang til opstrømsrørledningsnet.

Den, der ansøger om adgang til et opstrømsrørledningsnet, kan klage til Energitilsynet, hvis forhandlinger ikke indledes, hvis der ikke gives adgang eller over priser og betingelser. Energitilsynet kan, efter forhandling med parterne, give ejer eller operatør påbud om, hvordan forhandlingerne om adgang skal tilrettelægges, eller at adgang skal gives og fastsætte priser og betingelser herfor. Energitilsynet skal lægge vægt på markedets praksis for aftaler af tilsvarende varighed og omgang.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på opstrømsbekendtgørelsen, gasdirektivet og naturgasforsyningsloven.

Note: 1) Opstrømsrørledninger er det samme som rørledninger.

EU-Kommissionen er opmærksom på udfordringen ved vertikalt integrerede selskaber. Det europæiske gasdirektiv nævner i sin præambel, at "effektiv adskillelse kan kun sikres ved at fjerne de vertikalt integrerede virksomheders incitament til at diskriminere mod konkurrenter, hvad netadgang og investeringer angår." Betragtningerne om "effektiv adskillelse" handler specifikt om adskillelse af transmissionsnet over for produktions- og forsyningsvirksomhed, men en tilsvarende betragtning er efter Sekretariatet for Energitilsynets vurdering relevant for sørørledninger som offshore "net".

Energitilsynet har også tidligere i forlængelse af en tilsynssag fra juni 2011 "Tilken- degivelse af tariffer og adgangsvilkår til det danske opstrømssystem i Nordsøen" rettet henvendelse til den daværende klima- og energiminister om, at det efter Energitilsynets vurdering udgør et problem for et vel-fungerende marked for naturgas i Danmark, at opstrømsaktiviteten i DONG Naturgas A/S ikke er selskabsmæssigt adskilt fra selskabets handelsmæssige aktiviteter.

Den nuværende konstruktion, hvor rollen som kommerciel operatør overgår til et koncerninternt selskab (DOGS), giver bedre mulighed for at undgå, at DONG, som ejer af sørørledningerne, får en række informationer om, hvor meget gas der transporteres til Danmark (og Nederlandene via Tyra Vest-F3), hvornår gassen transporteres samt faktiske leverancer. Der er tale om informationer, som ikke er til rådighed for de øvrige aktører på markedet, og som potentielt kan påvirke DONGs egne beslutninger. Sekretariatet har imidlertid ikke anledning til at antage, at der har været misbrug, men en ejermæssig adskillelse ville give en større sikkerhed mod misbrug.

En ejermæssig adskillelse af sørørledningerne fra DONG Naturgas A/S vil imidlertid blive en realitet i forbindelse med børsnoteringen af DONG Energy. Det fremgår af en politisk aftale om børsnoteringen af DONG Energy af 18. september 2015 mellem Regeringen (Venstre), Det Konservative Folkeparti, Socialdemokraterne, Socialistisk Folkeparti og Radikale Venstre, at "DONG Energy's gas- og olieinfrastruktur søges frasolgt til det statsejede Energinet.dk." Det fremgår af aftaleteksten, at "Det er samtidig centralt, at de samfundsmæssige hensyn knyttet til DONG Energys naturgasinfrastruktur [herunder sørørledningerne] og olierør sikres, idet det også i de tidligere politiske aftaler har været lagt til grund, at staten skal kontrollere naturgasinfrastrukturen. Disse hensyn ønsker staten at sikre ved, at naturgasinfrastrukturen og olierøret ejet af DONG Energy søges frasolgt til det 100 pct. statsejede Energinet.dk, der i forvejen ejer og driver den danske energitransmissionsinfrastruktur."

En ejermæssig adskillelse af sørørledningerne vil alt andet lige kunne løse nogle af udfordringerne ved vertikal integration. Frasalg af sørørledningerne til Energinet.dk vil også give større sikkerhed for, at der ikke forekommer forskelsbehandling mellem aktører, der transporterer gas i sørørledningerne, da Energinet.dk ikke også er en kommerciel aktør på markedet.

Ejermæssig adskillelse af sørørledningerne vil imidlertid ikke løse problemet med lav markedskoncentration på det danske gasmarked, hvor én aktør råder over størstedelen af gassen.

3.1.2 KLAGER OG DOMSTOLSSAGER VEDRØRENDE PRISER OG VILKÅR FOR SØRØRLEDNINGERNE

DONG har siden 2004 offentliggjort de kommercielle hovedvilkår og indikative tariffer for tredjepartsadgang. De offentliggjorte priser og vilkår er standardvilkår for adgang, som skal sikre en ligebehandling af de adgangssøgende og er baseret på et tilsagn til konkurrencemyndighederne, jf. boks 5 i kapitel 2.

MEMAS (Mærsk) indgav i oktober 2011 en klage vedrørende tariffen for tredjepartsadgang til rørledningen Tyra-Nybro for perioden juli 2011-oktober 2012. Sagen blev behandlet i Energitilsynet og Energiklagenævnet i 2012-2013. I januar 2014 traf Energitilsynet afgørelse om, at DONG skulle sætte tariffen ned (fra 10,75 øre/m³) til 5,75 øre/m³ i aftalerne med MEMAS. Denne afgørelse blev stadfæstet af Energiklagenævnet i juni 2014.

DONG har indbragt afgørelserne for domstolene, hvor sagen på nuværende tidspunkt verserer.

Der er siden indgivet to nye klager vedrørende tariffer og vilkår for adgang til sørørledningen Tyra-Nybro. Den 3. november 2014 indgav MEMAS en klage. Klagen omhandler perioden fra november 2012 og frem, og den behandles på nuværende tidspunkt af Energitilsynet. Den 27. maj 2015 modtog Energitilsynet en klage fra gashandels-selskabet HMN Gashandel A/S (HMN). HMN's klage vedrører perioden 9. juli 2012-31. marts 2014.

Der har i en årrække været usikkerhed om tariffer og vilkår i sørørledningen pga. de verserende sager samt domstolsbehandling.

Der vil fortsat være usikkerhed i en periode, hvilket er uensigtsmæssigt for den videre udvikling af markedet, da uklarheder vedrørende priser og vilkår typisk giver usikkerhed i markedet.

3.2 ELLUND ENTRY

Gastransportforbindelsen mellem Tyskland og Danmark (Ellund) er i de seneste år blevet udbygget, så det er blevet muligt at importere fysisk gas til Danmark fra det europæiske kontinent. Den sidste del af udbygningen på tysk side ventes at være klar den 1. januar 2016. Herefter vil den samlede kapacitet i nordgående retning kunne dække både det danske og svenske gasforbrug.²⁴

Udbygningen af gasrørledningen i nordgående retning i Ellund gør det muligt at opretholde forsyningen af gas til de danske og svenske gaskunder, når Danmark ikke længere selv er i stand til at forsyne det danske og svenske gasmarked med gas.

Udbygningen i Ellund gør det også muligt at få adgang til det sekundære engrosmarked i Tyskland, hvorved flere aktører kan få adgang til det danske primære engrosmarked.

Muligheden for at kunne købe gas på det tyske primære engrosmarked er således en reel mulighed og vil være en direkte konkurrent til muligheden for at købe gas fra Nordsøen. Dette vil alt andet lige have

betydning for antallet af primære aktører og mængden af gas importeret via Ellund til det danske gasmarked og dermed konkurrencen på gasmarkedet.

Herudover kan Ellund også bruges som fleksibilitetsredskab, når der fx hurtigt er behov for mere gas på markedet.

Udbygningen af Ellund er vigtig for det danske gasmarked og forsyningssikkerheden i Danmark og har en afgørende betydning i forhold til konkurrencen på det danske primære engrosmarked samlet set.

3.2.1 UAFBRYDELIG KAPACITET PÅ LANGE AFTALER

Størstedelen af transportkapaciteten, der er garanteret af TSO'en som uafbrydelig, dvs. uden risiko for afbrud af gastransport, i tysk Ellund Exit er reserveret på forhånd via Open Season.²⁵ Kapacitetsaftalerne i Tyskland er på 10 år eller mere, dvs. de udløber tidligst i 2023.

Muligheden for at få flere aktører på det primære engrosmarked i Danmark kan derfor være begrænset af, at al uafbrydelig kapacitet i tysk Ellund Exit er reserveret på forhånd. Det er afgørende for en aktør, der importerer gas med henblik på videresalg, at have adgang til uafbrydelig kapacitet for at undgå at blive afbrudt.

²⁴ Fuld udnyttelse af kapaciteten i tysk Ellund Exit fra 2016 vil betyde, at der kan transporteres 3,9 mia. m³ gas om året. En typisk udnyttelse ligger på ca. 80 pct., hvilket svarer til 3,2 mia. m³ gas om året. Det danske og svenske gasforbrug var ca. 3,3 mia. m³ i 2014. Hvis det samlede danske og svenske forbrug fortsætter med at falde, vil der være rigelig importkapacitet til at dække forbruget fremadrettet.

²⁵ Open Season er en tofasen udbudsmodel, der giver markedsaktørerne mulighed for at byde på lange transportaftaler på evt. ny transmissionskapacitet. TSO'en forpligter sig til at etablere kapaciteten, hvis efterspørgslen er tilstrækkelig stor. På den tyske side af grænsen (tysk Ellund Exit) er al den uafbrydelige kapacitet reserveret på forhånd via Open Season i Tyskland. Det betyder, at alle andre aktører end dem, der har reserveret kapacitet via Open Season i Tyskland, ikke umiddelbart har mulighed for at købe uafbrydelig kapacitet.

HMN Gashandel og DONG Naturgas A/S har oplyst til Energitilsynet, at selskaberne har reserveret kapacitet på lange aftaler, jf. Boks 7.

Adgang til transport af gas både ind og ud af landet er vigtig for udviklingen af det danske gasmarked. Reservation af al den uafbrydelige kapacitet betyder, at aktørerne ikke har samme vilkår i konkurrencen, og at der potentielt kan vise sig udfordringer, selv om kapaciteten i tysk Ellund Exit er blevet udbygget, fx hvis der opstår behov for at importere større mængder gas til Danmark.

Aktører, der ønsker adgang til kapacitet i tysk Ellund Exit, har mulighed for at reservere afbrydelig kapacitet. Det indebærer imidlertid en risiko for, at gasleverancer kan blive afbrudt.

3.2.2 REDSKABER TIL HÅNDTERING AF KONTRAKTUELLE FLASKEHALSE

Aftalerne for uafbrydelig transportkapacitet i tysk Ellund Exit ventes at udløbe tidligst i 2023. Det indebærer, at der indtil 2023 er en vis risiko for, at der kan opstå såkaldte kontraktuelle flaskehalse på den tyske side af Ellund. En kontraktuel flaskehals opstår, hvis efterspørgslen efter transmissionskapacitet er større end den kapacitet, som et transmissionselskab har til rådighed for salg.

De nationale regulatorer, i Danmark Energitilsynet og i Tyskland Bundesnetzagentur, skal i henhold til de såkaldte CMP Guidelines (CMP står for congestion management procedures) implementere redskaber til håndtering af flaskehalse. CMP er harmoniserede EU-regler, som skal hjælpe med at få ubrugt transmissionskapacitet tilbage til markedet i de sammenkoblingspunkter, hvor der er kontraktuelle flaskehalse.

På den tyske side benyttes day ahead use-it-or-lose-it²⁶ for uafbrydelig kapacitet, og det er således muligt at købe uafbrydelig kapacitet fra dag til dag. Herved er det muligt at udnytte kortsigtede arbitragemuligheder. Fra 1. oktober 2015 vil der være withinday kapacitetsprodukter til rådighed på begge sider af Ellund.

Energinet.dk har undersøgt, hvor meget af den frigivne uafbrydelige kapacitet, der udnyttes på nuværende tidspunkt i tysk Ellund Exit. I den undersøgte periode fra oktober 2014 til februar 2015 har Energinet.dk konstateret, at uafbrydelig kapacitet fra den tyske day ahead use-it-or-lose-it model kun været anvendt én gang, jf. Figur 4.

Der har således ikke været efterspørgsel efter den ekstra uafbrydelige kapacitet. Det kan forklares med, at markedet siden udvidelsen af den fysiske kapacitet (ny infrastruktur) i oktober 2013 ikke har været presset.

I og med, at der på nuværende tidspunkt ikke har været efterspørgsel efter den frigivne uafbrydelige kapacitet, er det usikkert, om reservation af al uafbrydelig kapacitet på lange aftaler i tysk Ellund Exit reelt er et problem for markedet.

Adgangen til afbrydelig kapacitet har imidlertid været i stand til at dække aktørernes behov for transportkapacitet fra Tyskland til den dansk/tyske grænse.

Aktørerne har fortsat mulighed for at reservere afbrydelig kapacitet, og uafbrydelig kapacitet frigives indtil videre til markedet på dagsbasis.

Der kan imidlertid blive behov for øget import via Tyskland, fx hvis:

- produktionsnedgangen i Nordsøen får den konsekvens, at den danske gasproduktion ikke længere kan dække det danske og svenske gasforbrug
- priserne i det danske gasmarked stiger, og vilkårene forringes i forhold til det øvrige nordvesteuropæiske gasmarked (fx Tyskland og Nederlandene)

I takt med at de lange aftaler udløber, kan der potentielt frigives uafbrydelig kapacitet til hele markedet. Dette vil imidlertid tidligst ske om knapt 10 år (omkring 2023).

²⁶ CMP-instrument, hvorved en del af den uudnyttede transportkapacitet bliver udbudt til andre gasleverandører som uafbrydelig transportkapacitet fra dag til dag.

BOKS 7 | ADGANG TIL UAFBRYDELIG KAPACITET I TYSK ELLUND EXIT

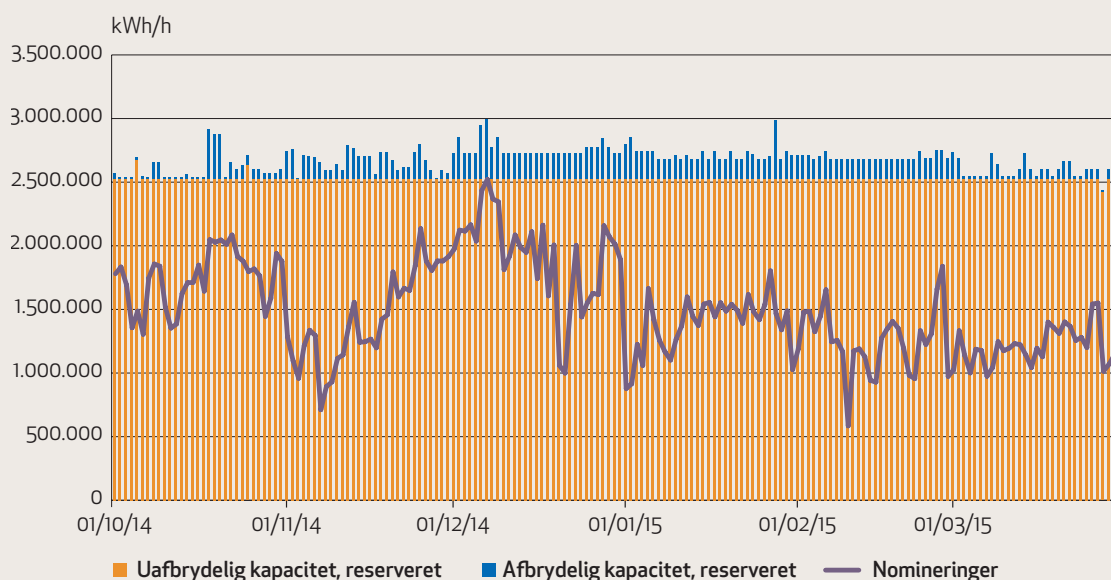
Der er kun ganske få aktører, der har købt kapacitet på lange aftaler via Open Season i Tyskland, og som derved har sikkerhed for at kunne transportere gas, der eksempelvis er købt via lange aftaler på det tyske gasmarked.

HMN Gashandel er et af selskaberne, der via Open Season hos de tyske TSO'er og Energinet.dk har købt nordgående kapacitet på grænsen, dvs. kapacitet i tysk Ellund Exit og dansk Ellund Entry. Der er købt kapacitet fra 1. oktober 2014 til 1. oktober 2023. HMN har oplyst over for Sekretariatet for Energitilsynet, at det kun drejer sig om marginale mængder.

DONG Naturgas A/S har på forespørgsel oplyst, at selskabet har reserveret længerevarende nordgående kapacitet.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, HMN Gashandel A/S og DONG Naturgas A/S.

FIGUR 4 | UDBUD OG EFTERSPØRGSEL EFTER DAGSKAPACITET (GUD), 1. OKTOBER 2014-31. MARTS 2015 (KWH/H)



Kilde: CMP metodeanmeldelse, Energinet.dk (marts 2015).

3.3 MULIGHEDER FOR FLERE AKTØRER PÅ DET PRIMÆRE GASMARKEDE

Det er muligt at øge konkurrencen på det primære engrosmarked ved at koble det danske gasmarked fysisk sammen med andre markeder. Dette kræver imidlertid oftest store investeringer.

Energinet.dk samarbejder for øjeblikket med den polske TSO, Gaz-System, om en indledende undersøgelse af den økonomiske levedygtighed af en mulig ny forbindelse mellem Danmark og Polen – Baltic Pipe. Baltic Pipe er et projekt, hvor der etableres en sørørledning mellem Avedøre i Danmark og Niechorze i Polen. Projektet, der skal ses i sammenhæng med en mulig norsk tie-in, er på EU's liste over projekter af fælles interesse.²⁷ Projektet kan bl.a. medvirke til at mindske Polens afhængighed af russisk gas.

Tæt på det danske gassystem i Nordsøen løber de norske sørørledninger fra det norske system i Nordsøen til Tyskland. En norsk tie-in vil koble det norske gassystem sammen med det danske gassystem i Nordsøen, hvorved transport af gas fra den norske del i Nordsøen til Danmark (Nybro) bliver muligt. Det kan betyde import af betydelige mængder gas fra Norge.

Baltic Pipe kan potentielt give Danmark og Sverige to nye forsyningskilder: gas fra Norge via norsk tie-in samt mulighed for import af gas fra Polen.

3.4 SAMMENFATNING

Priser og vilkår for sørørledninger har i de seneste år været genstand for klager og domstolssager. MEMAS og HMN Naturgas har i alt indgivet tre klager, og DONG har indbragt afgørelserne vedrørende den første klage fra MEMAS for domstolene. Usikkerhed om tariffer og vilkår i sørørledninger er u hensigtsmæssigt for den videre udvikling af gasmarkedet.

Udbygningen af gasrørledningen mellem Danmark og Tyskland er vigtig for muligheden for at bringe gas til det danske gasmarked og dermed konkurrencen, da det giver nye aktører mulighed for at komme ind på det danske gasmarked. Udbygningen har ført til, at der fra 2016 vil være rigelig kapacitet i nordgående retning på både den tyske og danske side af grænsen.

Uafbrydelig kapacitet i tysk Ellund Exit er reserveret på forhånd på lange aftaler, der tidligst udløber i 2023. Adgang til afbrydelig kapacitet har indtil nu kunne dække aktørernes behov for transmissionskapacitet fra Tyskland til Danmark. Det er usikkert om reservation af al uafbrydelig kapacitet i tysk Ellund Exit bliver et problem for gasmarkedet bl.a. som følge af, at produktionen i Nordsøen falder. Dette kan potentielt føre til kontraktuelle flaskehalse.

- Energitilsynet finder, at den hidtidige usikkerhed om vilkår og priser for transport af gas gennem sørørledninger er u hensigtsmæssigt for markedet.
- Energitilsynet vurderer, at der frem mod 2023 kan opstå kontraktuelle flaskehalse i tysk Ellund Exit, hvis behovet for import stiger. Energitilsynet vil i dialog med Bundesnetzagentur overvåge forekomsten af kontraktuelle flaskehalse, og hvorledes de fælles europæiske regler for håndtering af flaskehalse ("congestion management procedures", CMP) bliver brugt.

²⁷ "Projects of Common Interest" (PCIs), PCIs er et kerneelement i infrastrukturpakken, dvs. EURO-PA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) Nr. 347/2013 af 17. april 2013 om retningslinjer for den transeuropæiske energiinfrastruktur og om ophævelse af beslutning nr. 1364/2006/EF og ændring af forordning (EF) nr. 713/2009, (EF) nr. 714/2009 og (EF) nr. 715/2009



4

TRANSPORTTARIFFERS BETYDNING FOR KONKURRENCEN

Omkostninger til transport af gas og forskelle i transporttariffer har betydning for udviklingen af et velfungerende engromarked for gas. Dette kapitel beskriver sammenhængen mellem gasflow og transporttariffer samt belyser at forskelle i tariffer kan påvirke gas-handlen

Markedsaktørernes adgang til at transportere gas til og fra Danmark er afgørende for konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas. Omkostningerne til at transportere gassen, transporttarifferne, kan påvirke gashandel og flow. Endelig har omfanget og retningen af gasflowet betydning for udvikling i tarifferne.

4.1. UDVIKLING I GASFLOW

Næsten al gas til det danske gasmarked bliver leveret fra Nordsøen via Nybro Entry. Gasflowet fra Danmark til det europæiske kontinent via Tyskland (Ellund Exit) har været stigende i gasåret 2013/2014 og 2014/2015, mens flowet i Ellund i gasåret 2012/2013 primært var import, jf. Figur 5.

I 2012/13 blev der eksporteret 15.048 GWh gas til det europæiske gasmarked via Nederlandene fra gasfelterne i Nordsøen, mens der samme år blev eksporteret en mindre mængde gas til det europæiske gasmarked via Ellund (1.586 GWh gas).

I 2014/15 er der (til og med september) eksporteret 5.015 GWh gas til det europæiske gasmarked via Nederlandene fra Nordsøen, mens der er eksporteret 26.519 GWh gas til det europæiske gasmarked via Ellund.

Der har således i 2013/14 og 2014/15 været et større flow ud af Danmark via Ellund (sydgående flow) end både produktions- og markedsprognoser oprindeligt indikerede.²⁸ Disse prognoser indikerede snarere et flow ind i Danmark via Ellund.

Det forventes, at der vil ske en ændring i den primære flowretning ved Ellund i løbet af nogle år i form af mere transport af gas fra Tyskland og til Danmark. Hvornår flowændringen sker, og hvor omfattende den bliver, kommer bl.a. an på produktionsudviklingen i Nordsøen, leverance af gas fra Nordsøen til det danske gasmarked samt efterspørgslen i Danmark og Sverige og øvrige markedsforhold. Uanset om Danmark er nettoimportør eller nettoeksportør af gas over året, kan flowet i Ellund variere i løbet af året, bl.a. som følge af handel med gas på tværs af grænsen, sådan at Danmark i nogle perioder er nettoimportør og i andre perioder er nettoeksportør. Danmark forventes at være nettoeksportør af naturgas indtil 2025, jf. også Figur 3 i kapitel 2, men det er muligt, at den primære flowretning i Ellund ændrer sig på et tidligere tidspunkt.

²⁸ I forbindelse med Open Season processen i 2009 og Energinet.dk's dialog med markedets aktører 2009-2010 og Energinet.dk's metodeanmeldelse vedrørende ændring af tarifstrukturen i 2013.

FIGUR 5 | UDVIKLINGEN I GASFLOW 1. OKTOBER 2012-30. SEPTEMBER 2015 (GWH)



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på kort fra ENTSO-G og data fra Energistyrelsen og Energinet.dk

Note: Kommercielt flow er ikke-fysisk flow, men er lig transportkundernes nominering – dvs. deres angivelse af, hvor meget, de ønsker at transportere enten entry eller exit i et givent punkt. Det fysiske flow angiver den reelle fysiske transporterede gas. Der er anvendt en omregningsfaktor på 12,157 i omregningen af eksport til Nederlandene fra mio. m³ til GWh.

4.2. TRANSPORTTARIFER

Den danske markedsmodel for transport af gas i transmissionssystemet er en såkaldt entry/exit énzone model.²⁹ Modellen bruges ved reservation af og betaling for gastransportkapacitet. Når gassen er transporteret ind (entry) i markedszonen (engrosmarkedet), kan gassen handles frit, indtil gassen transporteres ud (exit) af engrosmarkedet.³⁰

Før 2013 var der ens tariffer i alle entry/exit-punkter i det danske transmissionssystem, også kaldet uniform tarifiering. I 2013 anmeldte Energinet.dk en ændring i tarifmetoden til Energitilsynet, så kapacitetstarifferne i transmissionssystemets entry/exit-punkter fremover blev differentieret, dvs. at omkostningerne blev allokateret forskelligt på entry/exit-punkterne, så de enkelte entry/exit-punkter ikke har ens tariffer. Energinet.dk anmeldte ligeledes en ændret vægtning af kapacitets- og volumenbetalingen i tarifieringen, så tarifstrukturen afspejler de faktiske kapital- og driftsomkostninger. Som følge af ændringen udgør kapacitetsbetalingen i tarifieringen fremover lidt over halvdelen af den samlede transportbetaling.

Energinet.dk's anmeldelse om en principiel ændring af tarifmetoden skete i forlængelse af Energinet.dk's udbygning af transmissions-systemet med en dublering af rørledningen fra Ellund til Egtved og en kompressorstation i Egtved. Udbygningen af infrastrukturen i Ellund-Egtved skulle sikre den fremtidige forsyningssikkerhed og en bedre integration med det europæiske gasmarked. Udbygningen blev godkendt i 2010 af den daværende klima- og energiminister.³¹

Energinet.dk's tarifmetode indebærer, at de omkostninger, der vedrører Energinet.dk's eksisterende infrastruktur, fortsat bliver fordelt ens på alle entry/exit-punkter, dvs. inkl. Exitzonen, mens omkostningerne til Energinet.dk's ny infrastruktur (kompressorstation

og rørdublering) bliver fordelt forskelligt på entry/exit-punkterne i systemet.

Energinet.dk oplyste i forbindelse med Energitilsynets godkendelse, at kompressorstationen primært skulle anvendes til gasimport fra Tyskland, fordi leveringstrykket i det tyske system er lavere end det danske. Kompressorstationen er således nødvendig for fysisk at kunne importere fra kontinentet.

Energitilsynet godkendte i september 2013 et princip om tarifiedifferentiering og godkendte konkret, at omkostningerne til kompressorstationen kunne allokeres til Ellund Entry i en 2-årig pilotperiode, dvs. til 1. oktober 2015.³² Energitilsynet lagde vægt på, at når Energinet.dk fik erfaringer med anvendelsen af kompressorstationen og havde tilvejebragt et bedre datagrundlag, så skulle omkostningerne til den ny infrastruktur løbende allokeres mere præcist i forhold til den faktiske anvendelse af systemet, sammenholdt med den gavn, de enkelte aktører i systemet får af et mere robust, samlet system, større forsyningssikkerhed og konkurrence.

På anmodning fra Energinet.dk har Sekretariatet for Energitilsynet i efteråret 2014 forlænget pilotperioden til 1. oktober 2016. Formålet med forlængelsen af pilotperioden var at give Energinet.dk mulighed for at tilvejebringe et mere solidt datagrundlag samt udarbejde en grundigere analyse af anvendelsen af kompressoren og den gavn, de forskellige typer aktører får af et samlet mere robust system.³³

Differentieringen af kapacitetstarifferne er baseret på et grundlæggende princip om, at tarifieringen skal afspejle de bagvedliggende omkostninger. Formålet med differentieringen af entry, exit punkterne er at sikre, at de brugere, der anvender og har direkte og indirekte gavn af den nye infrastruktur, også kommer til at bære de omkostninger, der kan relateres til den nye infrastruktur. En tarifstruktur, som afspejler de bagvedliggende omkostninger, understøtter kravet om, at der ikke må diskrimineres eller krydssubsidieres mellem de enkelte brugere af systemet.³⁴

I Energinet.dk's proces med udbygningen af infrastrukturen³⁵ og i forbindelse med metodeanmeldelsen af den ny tarifmetode i 2013 havde Energinet.dk indikeret over for markedets aktører, at tarifferne fremover kunne blive differentierede, men at Energinet.dk ville bestræbe sig på, at forskellen i tarifferne set i forhold til en uniform tarif højst ville blive +/- 20 pct. Energitilsynet lagde ved godkendelsen imidlertid vægt på, at kapital- og driftsomkostningerne ved kompressorstationen løbende skulle allokeres i tarifferne i forhold til de aktører, der anvender og har gavn af kompressorstationen.

4.2.1. UDVIKLING I TRANSPORTTARIFER

Siden oktober 2013 har differentieringen konkret betydet, at Ellund Entry har haft en højere tarif end Nybro Entry og exitpunkterne i systemet.

I gasåret 2015/16 er Ellund Entry det dyreste punkt i systemet med en tarif på 12,32 DKK/KWh/time/år, mens Ellund Exit har den laveste tarif på 7,24 DKK/KWh/time/år, jf. Figur 6.

29 Entry/exit-model i transmissionssystemer i EU blev et krav efter 3. liberaliseringspakke, jf. transmissionsforordningens bemærkning 19 og artikel 13. Entry-exit modellen blev indført i Danmark i 2004.

30 En entry/exit-model understøtter udviklingen af markedet, fordi gassen inden for zonen kan handles uafhængigt af, hvor i zonen (transmissionssystemet) gassen er.

31 Kompressorstationen blev godkendt den 29. januar 2010, men dubleringen krævede en nærmere analyse af den fremtidige infrastruktur, se www.ens.dk, "Udbygning af infrastrukturen til transport af naturgas med henblik på fremtidig import til Danmark, Sammenfatning og anbefalinger", 18. maj 2010, Energistyrelsen.

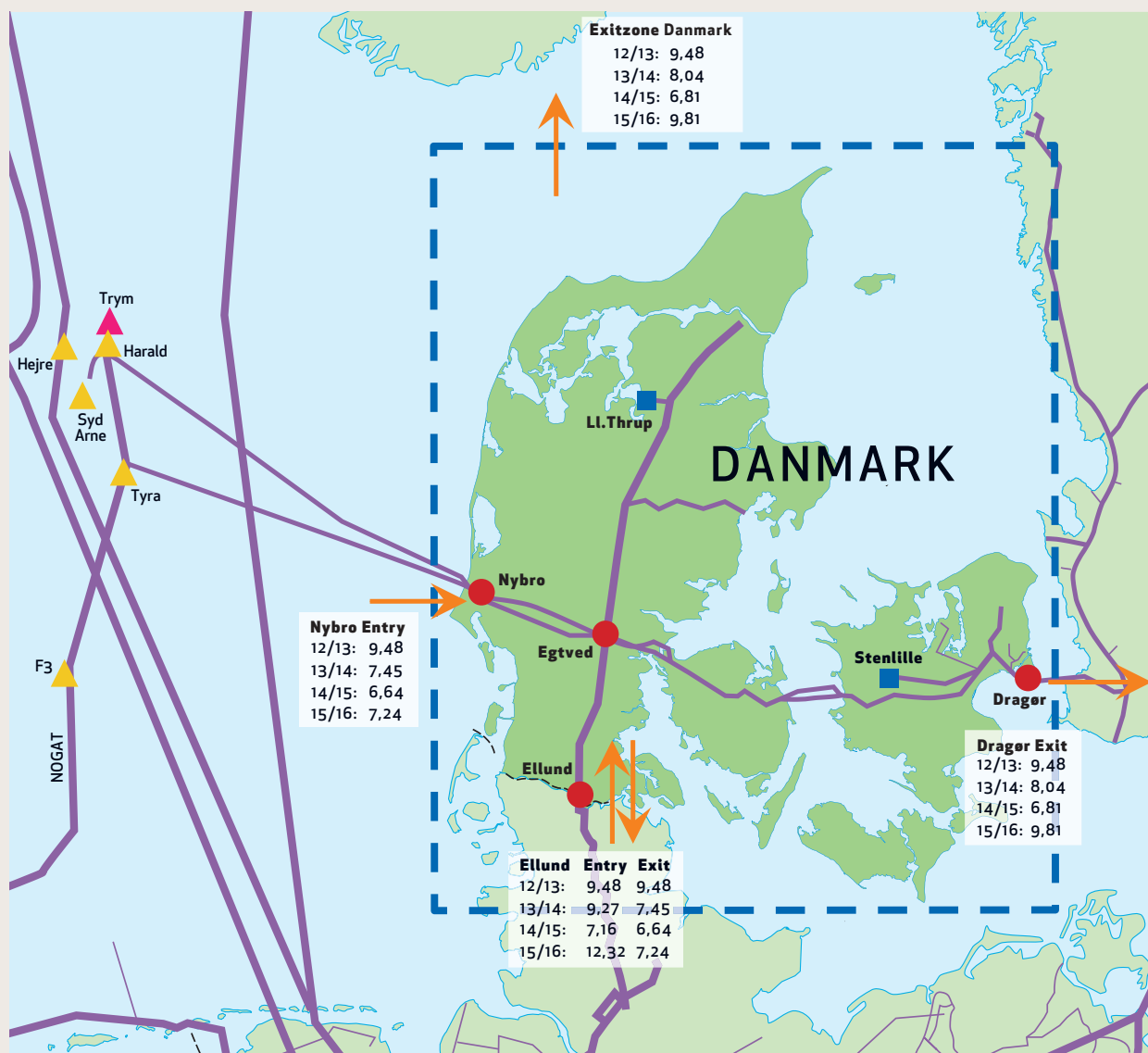
32 "Energinet.dk - godkendelse af ændrede tarifieringsmetoder" af 23. september 2013.

33 www.energitilsynet.dk "Metodegodkendelse - forlængelse af Energinet.dk's pilotperiode for differentierede entry/exit tariffer", af 17. december 2014 (sekretariatsgodkendelse).

34 Jf. artikel 13 i den europæiske gasforordning og naturgasforsyningslovens § 9 og § 18.

35 Open Season processen (2009-2010).

FIGUR 6 | UDVIKLING I KAPACITETSTARIFFER 1. OKTOBER 2012-30. SEPTEMBER 2016 (DKK/KWH/TIME/ÅR)



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på kort fra ENTSO-G og data fra Energistyrelsen og Energinet.dk.

I praksis betyder det, at den samlede kapacitetsbetaling i 2015/16 for at transportere gas fra Nordsøen via Nybro Entry til det danske gasmarked (Exitzonen) er 17,05 DKK/time/år KWh, mens den samlede kapacitetsbetaling for at transportere gas fra Tyskland til det danske gasmarked (Exitzonen) via Ellund Entry er 22,13 DKK/time/år pr. KWh, jf. Tabel 3.

Differentieringen i Ellund Entry var i 2013/14 på 14 pct. og i 2014/15 på 5 pct. i forhold til en såkaldt gennemsnitstarif, jf. Tabel 4. I 2015/16 forventes differentieringen at være på 30 pct. i forhold til gennemsnitstariffen.

I gasåret 2016/17 kan differentieringen ved Ellund Entry i forhold til gennemsnitstariffen stige til ca. 38 pct., såfremt de indikative tariffer for 2016/17 bliver realiseret.³⁶ De indikative tariffer for 2016/17 viser, at transporttariffen opgjort i DKK/KWh/time/år i Ellund Entry er 14,12, i Nybro Entry 7,61, og at gennemsnitstariffen er 10,26. Energinet.dk har den 30. oktober 2015 anmeldt en justeret allokering af infrastrukturomkostningerne til kompressorstationen fra gasåret 2016/17, så halvdelen af omkostningerne til kompressorstationen allokere til Ellund Entry, og den anden halvdel allokere til henholdsvis Exitzonen, Dragør Exit og nødforsyningssegmentet. Den fremadrettede allokering afspejler ifølge Energinet.dk i højere grad anvendelsen og nytten af kompressorstationen. Ændringen vil betyde, at tarifforskellen mellem Ellund Entry og de øvrige punkter vil falde.

Den relative stigning i differentieringen i 2015/16 skyldes, at Energinet.dk forventer, at der transporteres færre mængder gas til det danske gasmarked via Ellund Entry end oprindeligt antaget i produktions- og markedsprognoserne, jf. også ovenfor om flow ved Ellund. Dermed bliver kapacitetsomkostningerne fordelt ud på færre transportmængder.

En anden årsag til den procentvise stigning i 2015/16 i differentieringen på Ellund Entry er relateret til indregning af en overdækning på omkring 400 mio. DKK i tarifferne i de seneste gasår. En overdækning er for meget opkrævet transportbetaling, der skal tilbageføres over tarifferne. Energinet.dk's overdækning har generelt set resulteret i lavere tariffer i de tre gasår 2013/14, 2014/15 og 2015/16 i forhold til 2012/13, jf. også tabel 4.

De seneste to gasår (2013/14 og 2014/15) har Ellund Entry ved Energinet.dk's tariffastsættelse fået indregnet en større andel af overdækningen, end den gældende tarifieringsmetode berettigede til. Dette har konkret resulteret i, at tarifiedifferentieringen i 2013/14 og 2014/15 har været "kunstig" lav. I 2015/16 er overdækningen indregnet i tarifferne i overensstemmelse med den gældende tarifieringsmetode. Som følge heraf er differentieringen steget i gasåret 2015/16 i forhold til de to forrige gasår.

Den for meget indregnede overdækning i Ellund Entry for gasårene 2013/14 og 2014/15 skal nu tilbageføres og allokere ud på de enkelte entry exit punkter. Energitilsynet har godkendt³⁷, at tilbageførelsen kan ske asymmetrisk over en treårig periode, mod normalt et år, for at medvirke til, at differentiereingen ikke bliver unødigt høj.³⁸

37 Energitilsynets afgørelse af 28. oktober 2014, "Godkendelse af Energinet.dk's årsrapport 2013", www.energitilsynet.dk.

38 Energinet.dk har i gasåret 2015/16 endnu ikke justeret for den for meget indregnede overdækning på Ellund Entry. Energinet.dk vil justere herfor i tarifferne i gasårene 2016/17 og 2017/18.

36 Oplyst af Energinet.dk i september 2015.

TABEL 3 | TRANSPORTPRISER PÅ TRANSPORTRUTERNE, 2013-2016

	2013/14	2014/15	2015/16
Kapacitet, Nybro Entry – Exitzonen/Dragør (DKK/kWh/time/år)	15,49	13,45	17,05
Kapacitet, Ellund Entry – Exitzonen/Dragør (DKK/kWh/time/år)	17,31	13,97	22,13
Kapacitet, Nybro Entry – Ellund Exit (DKK/kWh/time/år)	14,90	13,28	14,48
Volumen (DKK/kWh)	0,00261	0,00213	0,00259

Kilde: Energinet.dk

Note: Volumentariffen er uniform, dvs. ens uanset transportrute. Volumentariffen opkræves kun ved exit-transport.

TABEL 4 | UDVIKLING I TARIFFER OG DIFFERENTIERING I FORHOLD TIL GENNEMSNITSTARIFFEN 2012-2016 (DKK/KWH/TIME/ÅR)

	2012/13	2013/14		2014/15		2015/16	
	Tarif (Uniform)	Tarif	Differentiering (pct.)	Tarif	Differentiering (pct.)	Tarif	Differentiering (pct.)
Entry Nybro	9,48	7,45	-8	6,64	-3	7,24	-23
Entry Ellund	9,48	9,27	14	7,16	5	12,32	30
Exit Ellund	9,48	7,45	-8	6,64	-3	7,24	-23
Exit zonen/Dragør	9,48	8,04	-1	6,81	0	9,81	4
Gennemsnitstarif	9,48	8,13		6,83		9,45	

Kilde: Energinet.dk

Note: Gennemsnitstariffen er en modelteknisk uniform tarif, som Energinet.dk anvender for at kunne sammenligne de enkelte entry exit tariffer med den tarif, der ville have været gældende, hvis der fortsat var uniforme entry exit tariffer.

4.3. TARIFFERS BETYDNING FOR GAS-TRANSPORT OG HANDEL

Transportomkostningernes andel af den samlede engrospris kan variere i forhold til børsprisen og i forhold til, om det er sommer- eller vintertariffen, men de udgør kun omkring 2-4 pct. af den samlede engrospris, jf. Boks 8.

Omkostninger til transport til og fra et gasmarked kan imidlertid have afgørende betydning for, på hvilket marked aktøren vælger at handle gas.

Når engrospriserne på de forskellige gasmarkeder nærmer sig hinanden, får transportomkostningen en større betydning for, hvor gassen transporteres hen, da en lavere transporttarif potentielt kan føre til en højere gevinst. Jo højere transportomkostninger en aktør har i forhold til andre aktører, jo mere vil det relativt set kunne påvirke aktørens mulige fortjeneste ved at agere i engrosmarkedet.

I et såkaldt "perfekt marked" vil arbitragemulighederne blive udnyttet ved handel, og eventuelle prisforskelle mellem markederne kan forklares af handels- og transportomkostninger samt eventuelle flaskehalse i systemet.

Den "perfekte" markedspris i Danmark vil – alt andet lige – i et marked, hvor der primært eksporteres gas, afspejle markedsprisen i Tyskland og Nederlandene fratrukket transportomkostninger til disse markeder. I et marked, hvor der primært importeres gas, vil den "perfekte" markedspris afspejle markedsprisen i Tyskland og Nederlandene tillagt transportomkostninger fra disse markeder til Danmark.

Transportomkostningerne er således en væsentlig marginal omkostning for aktørerne i markedet, og samtlige aktører på engrosmarkedet peger på, at transportelementet er en vigtig konkurrenceparameter og derfor en væsentlig faktor for handlen og udviklingen af markedet. Omkostningerne til transport af gas og sammensætningen af tariffer er derfor med til at påvirke aktørernes gashandel og handelsmønstre på engrosmarkedet.

4.4. HARMONISERING AF TARIFSTRUKTURER

På EU-niveau varierer metoden for tariffastsættelse fra land til land. Når tariffastsættelsen sker på forskelligt grundlag, kan det blive mere komplekst og uigennemskueligt for transportkunderne at transportere gassen på tværs af grænserne. Forskelle i tarifstrukturer i de forskellige lande kan være en barriere for grænseoverskridende handel, hvilket kan begrænse konkurrencen og dermed udviklingen af velfungerende markeder i Europa.

Den europæiske gasforordning³⁹ er udgangspunktet for at skabe et indre gasmarked i EU. Gasforordningen (artikel 13) fastsætter nogle grundlæggende krav, som tarifferne i de enkelte lande skal opfylde, jf. Boks 9. Ifølge gasforordningen⁴⁰ skal der vedtages fælles EU-netregler (Network Codes) på en række centrale områder, fx regler om kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger, regler for tredjepartsadgang, regler om balancering og regler om harmoniserede transmissionstarifstrukturer.

EU har allerede vedtaget netregler på tre områder: Balancering (Balancing rules), Kapacitetsfordeling (Capacity allocation and Congestion Management rules) og Interoperabilitet og dataudveksling (Interoperability rules).

ACER har i 2013 udarbejdet ikke-bindende retningslinjer (Framework Guidelines) om harmonisering af tarifstrukturer for gas. Disse retningslinjer fra ACER angiver, hvilke elementer, der skal indgå i

³⁹ Forordning om betingelserne for adgang til naturgas transmissionsnet (Europa-parlamentets og Rådets forordning (EF) Nr. 715/2009) af 13. juli 2009

⁴⁰ Artikel 8, stk. 6.

BOKS 8 | TRANSPORTOMKOSTNINGER I FORHOLD TIL BØRSPRISERNE – EKSEMPEL

Ved transport af gas fra Danmark til Tyskland er transportomkostningen ca. 0,5 (0,51) EUR/MWh. I forhold til den gennemsnitlige tyske spotpris udgør omkostningerne 1,8-3,4 pct. af prisen.

Ved transport af gas fra Tyskland til Danmark er transportomkostningen ca. 0,6 (0,59) EUR/MWh. I forhold til den gennemsnitlige danske spotpris udgør omkostningerne 2,2-4,1 pct. af prisen.

Kilde: Spotpriser er fra Gaspoint Nordic og Gaspool, og tariffer er fra Energinet.dk og Gasunie Deutschland

Note: Alle tal er beregnet på data for perioden 1.1.2014-30.6.2015. Transportomkostningen er ekskl. omkostninger til balancering.

BOKS 9 | GRUNDLÆGGENDE KRAV TIL TRANSMISSIONSTARIFFER I EU

TARIFFERNE SKAL:

- være gennemsigtige og afspejle de faktiske omkostninger
- anvendes på en ikke-diskriminerende måde
- fastsættes særskilt for hvert entry og exit punkt i transmissionssystemet
- bidrage til en effektiv handel med gas samt konkurrence på markedet, samtidig med, at krydssubsidiering mellem net brugerne undgås, og samtidig med at der ansøres til investeringer og opretholdes eller skabes interoperabilitet for transmissionsnet
- hverken begrænse markedets likviditet eller medføre skævheder i handelen på tværs af grænserne mellem forskellige transmissionssystemer

Kilde: Uddrag af gasforordningen (artikel 13).

den netregel, som er ved at blive forhandlet færdig. Det kan fx nævnes:

- At netreglen skal indeholde en klar definition af, hvad der udgør transmissionssydeler.
- At netreglen skal give den nødvendige offentlighed og gennemsigtighed i tariffastsættelsen.
- At netreglen kun skal tillade nogle få metoder til at allokere omkostninger.

En fremtidig harmonisering af tarifstrukturer i EU vil betyde, at tariffastsættelsen i de forskellige EU-lande vil ske i henhold til nogle fælles grundlæggende principper vedrørende fx omkostningsfordeling, gennemsigtighed og definitioner. Den konkrete fastsættelse af tariffer vil derimod fortsat ske nationalt i henhold til national regulering.

Selve processen for udarbejdelse af europæiske netregler er beskrevet i gasforordningen. I henhold til gasforordningen skal sammenslutningen af europæiske gastransmissionsselskaber (ENTSO-G) udforme et detaljeret forslag til en netregel for harmonisering af transmissionstarifstrukturer i EU. Det er således ENTSO-G's opgave at udforme en ny kode, der er tråd med de overordnede retningslinjer, som ACER har vedtaget. ACER skal udtale sig om udkastet til en netregel, men Europa-Kommissionen er ansvarlig for selve vedtagelsen sammen med repræsen-

tanter for de enkelte medlemsstater (komitologi). Det forventes, at netreglen bliver godkendt i 2016.

I Danmark udarbejder og anmelder Energinet.dk en tarifmetode, som Energitilsynet skal godkende. Energinet.dk fastsætter herefter selv de konkrete tariffer i overensstemmelse med den godkendte metode. Tarifferne skal dække Energinet.dk's nødvendige omkostninger til at drive nettet samt et nødvendigt afkast. I Danmark er det Energitilsynets rolle at føre tilsyn med, at den kommende netregel om transmissionstarifstrukturer overholdes.

4.5. TRANSPORTTARIFER OG KONKURRENCEN PÅ ENGROSMARKEDET

Velfungerende transportforbindelser er afgørende for handlen på tværs af grænsen og for at understøtte en bedre integration af det danske gasmarked med resten af Europa. Både Nybro og Ellund er vigtige forsyningsveje for adgang til gas på det danske gasmarked. Ellund er et centralt punkt for transport og handel med gas i det danske engrosmarked og for det danske gasmarkeds sammenhæng med de øvrige europæiske gasmarkeder. Det skyldes, at Ellund er det eneste punkt, hvor det er muligt både at importere og eksportere gas direkte til og fra det europæiske kontinent.

Det er et grundlæggende princip, at transmissionstarifferne skal afspejle de bagvedliggende omkostninger, bl.a. for at der ikke kryds-subsidieres mellem brugerne af systemet. Samtidigt er det også et krav, at tarifieringen skal bidrage til udviklingen af et konkurrencepræget gasmarked med gashandel på tværs af grænserne og dermed en bedre integration af markederne.⁴¹ Det indebærer, at tarifieringen ikke må være en barriere for handlen på tværs af grænserne, da det kan betyde, at det danske gasmarked bliver mindre attraktivt end øvrige nordvesteuropæiske gasmarkeder. Der er derfor en øvre grænse for,

⁴¹ Jf. transmissionsforordningens artikel 13.

hvor stor en tarifiedifferentiering ved grænsepunkterne, det danske marked kan bære.

En relativt set højere tarif for at komme ind på det danske gasmarked via det europæiske gasmarked kan gøre det mindre attraktivt at føre gas ind til det danske gasmarked i forhold til de omkringliggende markeder. Endvidere kan en højere entry tarif ved Ellund i forhold til entry tariffen ved Nybro påvirke markedsaktørernes konkurrencevilkår, hvilket kan begrænse konkurrencen mellem gas fra Nordsøen og gas fra det europæiske kontinent.

4.6. SAMMENFATNING

Størstedelen af gassen på det danske engrosmarked kommer fortsat fra Nordsøen via Nybro. På grænsepunktet Ellund er der de seneste gasår primært flowet gas ud af Danmark til Tyskland via Ellund, hvilket er en anderledes udvikling i gasflowet, end produktions- og markedsprognoser oprindeligt indikerede.

Det ændrede gasflow har betydet, at tarifiedifferentieringen ved Ellund Entry er blevet væsentlig større end forventet. I 2015/2016 vil tariffen for import af gas fra kontinentet i Ellund således være omkring 30 procent dyrere end den uniforme tarif – en modelteknisk gennemsnitstarif.

Transportomkostninger er en omkostning for aktørerne, der kan påvirke, hvor gassen flowes hen. Transporttarifferne til og fra det danske gasmarked har derfor betydning for udviklingen af et velfungerende dansk engrosmarked for gas. Tarifieringen må ikke være en barriere for handlen eller gøre det danske gasmarked mindre attraktivt i forhold til de omkringliggende markeder. Der er derfor en øvre grænse for, hvor stor en tarifiedifferentiering ved grænsepunkterne, det danske gasmarked kan bære. Hensynet til en rimelig omkostningsfordeling og hensynet til grænseoverskridende konkurrence i henhold til den europæiske gasforordning vil indgå i

Energitilsynets vurdering af Energinet.dk's kommende tarifieringsmetode efter udløbet af pilotperioden den 1. oktober 2016.

Energitilsynet imødeser endvidere implementeringen af netreglen for tarifstrukturer. Netreglen vil indebære en harmonisering af tarifstrukturer i EU, som vil betyde, at tariffastsættelsen i de forskellige EU-lande vil ske i henhold til nogle fælles grundlæggende principper vedr. f.eks. omkostningsfordeling, gennemsigtighed og definitioner.

- Energitilsynet vurderer, at en for stor tarifiedifferentiering på grænsepunkterne til det danske system kan begrænse konkurrencen på det danske gasmarked. Der er en øvre grænse for, hvor stor en tarifiedifferentiering grænsepunkterne kan bære. Det er imidlertid vanskeligt at fastslå, hvornår hensynet til konkurrencen bliver mere tungtvejende end hensynet til en fordeling af omkostninger ud fra princippet om, at aktørerne skal betale de omkostninger, aktørerne giver anledning til.
- Energitilsynet opfordrer markedsaktører til rettidigt at give input til Energinet.dk's arbejde med at udvikle en tarifstruktur, som lever op til de fælles regler om harmonisering af tarifstrukturer i EU.

5

ANALYSE AF GAS PRISER
OG FLOW I ELLUND

Der har i en længere årrække været en tendens til, at flowet af gas over den dansk/tyske grænse (i Ellund) ikke følger prissignalerne i Danmark og Tyskland. Dette kapitel undersøger gasflowet i Ellund og prisen på det danske og tyske gasmarked for perioden 1. januar 2012 -30. juni 2015.

Der har i en længere periode været en tendens til, at flowet af gas over den dansk/tyske grænse (i Ellund) ikke følger prissignalerne i Danmark og Tyskland. Når priserne i Danmark fx er højere end priserne i Tyskland, ville det være muligt for aktørerne at opnå en højere gevinst ved at flowe gas til Danmark, og modsat når priserne er højere i Tyskland.⁴²

Der kan være forskellige årsager til, at gasflowet ikke følger prissignalerne. Aktørerne handler til andre priser end de offentligt noterede priser, der oftest beregnes som et gennemsnit af dagens handlede priser eller dagens lukkepris. Ved små prisforskelle mellem det danske og tyske gasmarked kan transmissions- og handelsomkostninger også eliminere den potentielle gevinst.

5.1 GASFLOW MELLEM DANMARK OG TYSKLAND

Der har i perioden fra januar 2012 til juni 2015 både været nomineret gas til import og eksport i Ellund. Flowet i Ellund viser, at der i perioden har været flest dage med nettoeksport, jf. Figur 7, der viser forskellen mellem import og eksport af gas. Nettoimport er vist i figuren som positive værdier, og nettoeksport er vist i figuren med negative værdier.

- I 1. halvår 2015 har der været nettoeksport 98 pct. af dagene og nettoimport 2 pct. af dagene.
- I 2014 var der nettoeksport og nettoimport på hhv. 71 pct. og 25 pct. af dagene, mens der de resterende dage var et nettoflow på nul. Der har i 2014 været en længere periode (fra den 6. juni til den 9. september 2014) på ca. 70 dage med nettoimport.
- 2013 var anderledes end tendensen med nettoeksport de fleste dage i et år. I 2013 var der nettoeksport 6 pct. af dagene, mens der på 91 pct. af dagene var nettoimport.
- I 2012 var der nettoeksport og nettoimport på hhv. 57 pct. og 27 pct. af dagene.

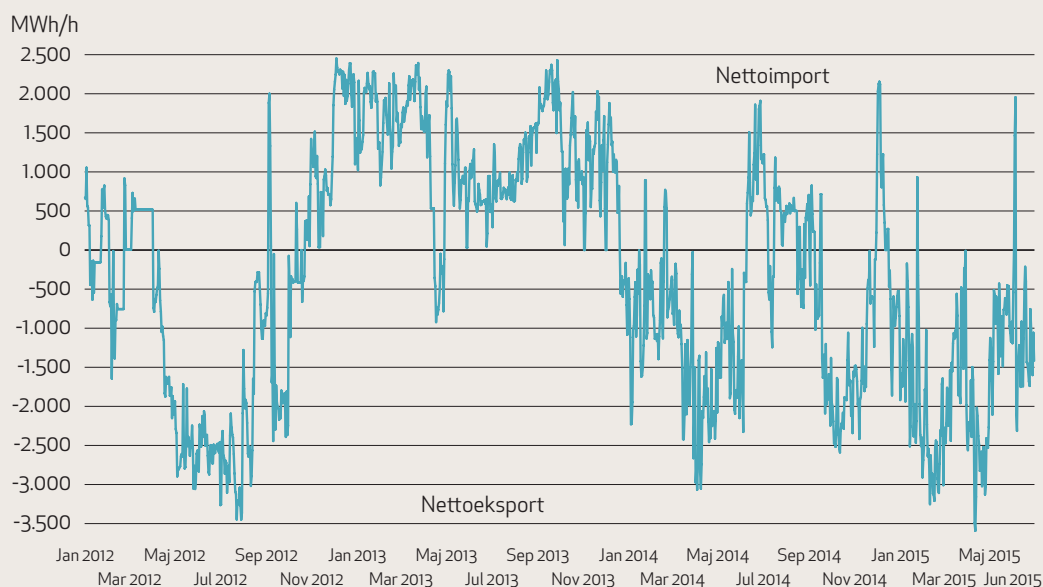
I 2012, 2013 og 2014 har der været eksporteret gas til Tyskland på hhv. 763, 25 og 673 mio. m³ gas, jf. Tabel 1 i kapitel 1.

5.2 GASPRISEN PÅ DET DANSKE OG TYSKE ENGROSMARKED

Gaspriserne på den danske gasbørs (GPN) og de tyske gashubs (NCG og GPL) følger hinanden tæt, jf. Figur 8, der viser udviklingen i gasprisen på de tre handelspladser fra januar 2012 til juni 2015.

⁴² Energitilsynet har tidligere undersøgt gasflowet mellem Danmark og Tyskland i "Resultater og Udfordringer 2015" fra maj 2015.

FIGUR 7 | NETTOFLOW AF GAS FRA DANMARK TIL TYSKLAND (FLOW ELLUND), 1. JANUAR 2012 – 30. JUNI 2015 (MWH/H)



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Energinet.dk.

Note: Figuren viser nettoflowet i Ellund, dvs. hvad der er blevet importeret til Danmark fra Tyskland og eksporteret fra Danmark til Tyskland. Negative værdier betyder nettoeksport fra Danmark, og positive værdier betyder nettoimport til Danmark.

FIGUR 8 | UDVIKLING I SPOTPRISER PÅ GAS I DANMARK (GPN) OG TYSKLAND (NCG OG GPL), 1. JANUAR 2012 – 30. JUNI 2015 (EUR/MWH)



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool.

Note: Figuren viser udviklingen i de daglige spotpriser (day ahead). Den 22. marts 2013 kom prisen på GPN op på 78 EUR/MWh.

Priserne i Nordvesteuropa er relativt korrelerede. I perioden 2012-2015 har korrelation mellem prisen på GPN og hhv. NCG og GPL været over 0,9 med undtagelse af 2013, hvor den danske gaspris steg kraftigt enkelte dage pga. nedbrud i Nordsøen og i det ene gaslager.

Danmark er eksportør af naturgas, jf. Figur 7. Det indebærer – i teorien – at priserne i Danmark skulle være lavere end i de omkringliggende gasmarkeder. Det er imidlertid ikke altid tilfældet, jf. Figur 9, der viser pris-spread mellem den danske gasbørs og de tyske gashubs. Et positivt pris-spread indikerer, at prisen på GPN er højere end prisen på NCG og GPL. Et negativt pris-spread indikerer, at prisen på NCG og GPL overstiger prisen på GPN.

Priserne på de tyske hubs og den danske gasbørs er begyndt at nærme sig hinanden, og prisforskellene i 2014 og især i 1. halvår 2015 har været meget lave, jf. Figur 9. I et perfekt marked kan prisforskelle forklares med transport- og handelsomkostninger. Det lave pris-spread kan dermed tyde på, at arbitragemulighederne mellem markederne i højere grad bliver udnyttet.

Siden etableringen af den danske gasbørs og de tyske gashubs har pris-spreadet udviklet sig positivt. Den danske gasbørs blev oprettet i 2008. I de første år var antallet af handler og den handlede mængde relativt lav. De tyske gashubs NCG og GPL blev oprettet i hhv. 2008 og 2009. Pris-spreadet mellem den danske børs og de tyske gashubs var relativt høj i 2008 og 2009, hvilket kan hænge sammen med at der indledningsvist var et relativt begrænset antal handler, og at handelsmængden var beskeden, da der endnu ikke på dette tidspunkt var mulighed for fysisk import. Men allerede fra 2010 falder pris-spreadet, og i løbet af 2011, 2012 og 2013 er der kun et relativt høj pris-spread på enkelte dage og perioder.

Prisen på den danske gasbørs har været højere end prisen på de tyske gashubs i størstedelen af 2014. I 2015 har der imidlertid været en tendens til, at prisen på den tyske hub NCG de fleste dage har været højere end prisen på GPN. Prisen på GPN har også været højere end prisen på den nederlandske gashub TTF på 80 pct. af dagene i fra januar 2012 til juni 2015. Prisen på TTF er generelt lavere end priserne på GPN, NCG og GPL.

- I 1. halvår 2015 har prisen på GPN været højere end prisen på GPL og NCG i hhv. 60 pct. og 33 pct. af dagene.
- I 2014 var prisen på GPN højere end prisen på GPL og NCG på hhv. 64 pct. og 54 pct. af dagene. På halvdelen af dagene var prisen på GPN højere end begge tyske gashubs.
- I 2013 var prisen på GPN højere end prisen på GPL og NCG på hhv. 68 pct. og 74 pct. af dagene, hvilket er markant flere dage i forhold til de andre år i perioden. Som det fremgår ovenfor var der også nettoimport i flere dage i 2013 sammenlignet med andre år.
- I 2012 overgik prisen på GPN priserne på GPL og NCG på hhv. 51 pct. og 41 pct. af dagene.

Prisen på GPN har været højere end priserne på både NCG og GPL i 47 pct. af dagene i hele perioden 2012-1. halvår 2015.

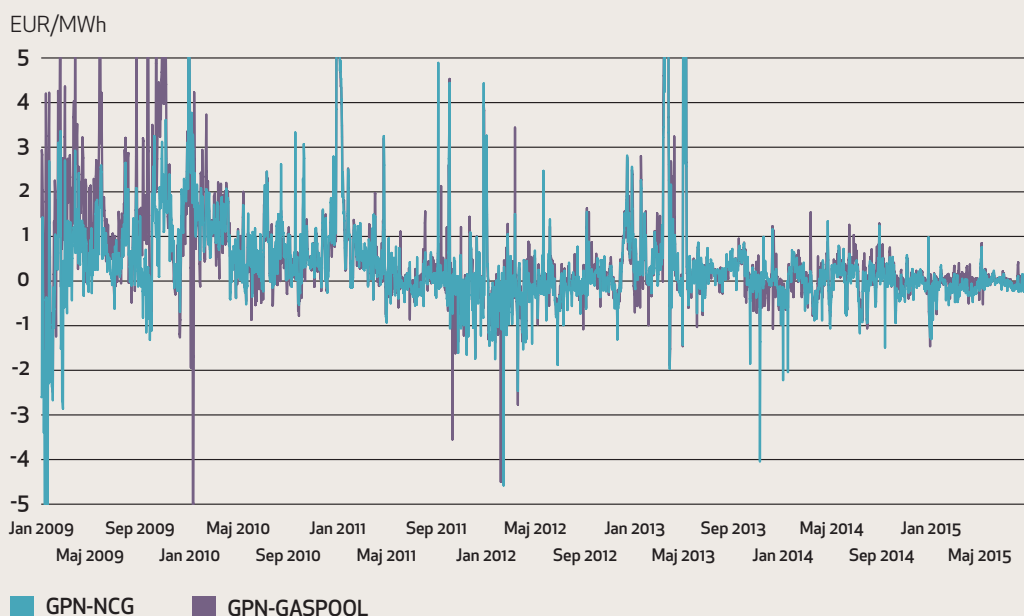
5.3 SAMMENHÆNG MELLEM PRISFORSKEL OG FLOW

Det må antages, at når aktørerne indgår en gashandel, så er det for at opnå en gevinst. Selv om der flowes gas imod prissignalerne, er det ikke i sig selv et udtryk for, at det enkelte selskab ikke opnår en gevinst. Det er imidlertid potentielt muligt at opnå en højere gevinst, når gas flowes til det marked, hvor prisen er højest.

De følgende beregninger er baseret på offentlige prisnoteringer fra gaspool.de for GPL og NCG og gaspointnordic.dk for GPN. Disse prisnoteringer kan dermed variere fra den pris, det enkelte selskab reelt handler til. På gasmarkederne foregår handlen som kontinuert handel, dvs. at der indgås en handel, når der opnås et priskryds for to selskabers købs- og salgsbud – fremfor at beregne et priskryds for alle afgivne bud.

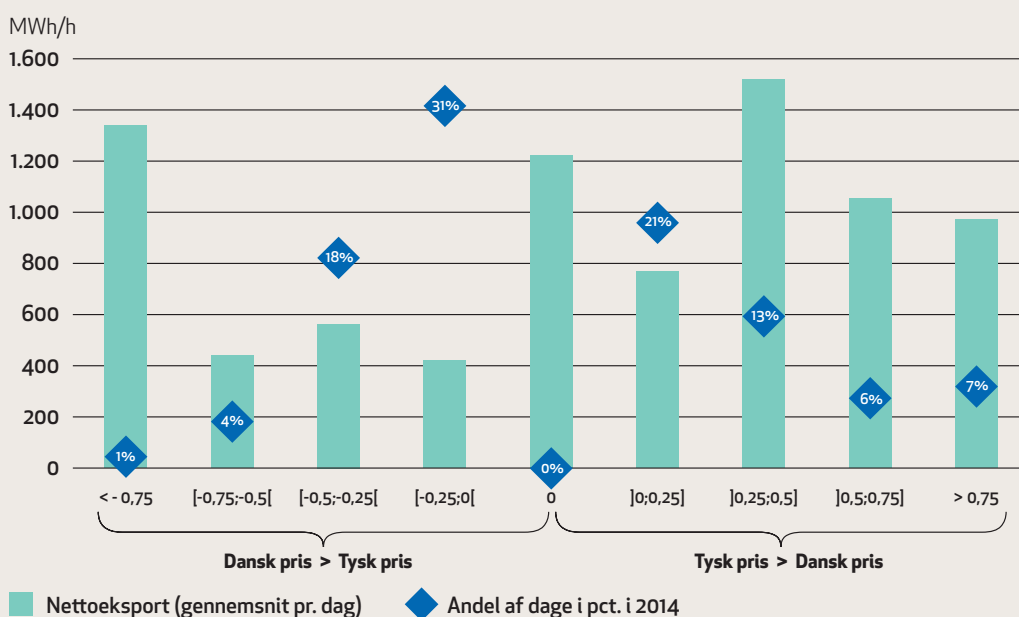
5.3.1 SAMMENHÆNG MELLEM NETTOFLOW OG PRIS-SPREAD

I 2014 har der været nettoeksport uanset om pris-spreadet mellem den danske gasbørs og de tyske gashubs har været positivt eller negativt, jf. Figur 10, der viser det gennemsnitlige nettoflow pr. dag fordelt på pris-spread. Et negativt pris-spread indikerer, at prisen på GPN er højere end prisen på NCG og GPL, mens et positivt pris-spread indikerer, at prisen på NCG og GPL er højere end prisen på NCG. Figuren viser desuden fordelingen af pris-spreadet på antal dage i 2014.

FIGUR 9 | PRIS-SPREAD GPN-NCG OG GPN-GPL, 1. JANUAR 2009 – 30. JUNI 2015 (EUR/MWH)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoin Nordic og Gaspool.

Note: Et positivt pris-spread indikerer, at prisen på GPN overstiger prisen på NCG og GPL. Et negativt pris-spread indikerer, at prisen på NCG og GPL overstiger prisen på GPN.

FIGUR 10 | PRIS-SPREAD (EUR/MWH) OG GENNEMSNITLIG DAGLIGT NETTOFLOW FORDELT PÅ PRIS-SPREAD (MWH/H), 2014

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoin Nordic, Gaspool og Energinet.dk.

Note: Negativt pris-spread indikerer, at prisen på GPN er højere end prisen på NCG og GPL, mens et positivt pris-spread indikerer, at prisen på NCG og GPL er højere end prisen på GPN. Nettoflowet har været nul én dag i 2014.

Det kan konstateres, at der forekommer nettoeksport i et ikke ubetydeligt omfang, uanset om dagens priser viser, at prisen på GPN er større eller mindre end prisen på de tyske gashubs. Der er således en betydelig gennemsnitlig nettoeksport også på dage, hvor prisen på GPN er mere end 0,50 EUR/MWh større end de tyske gashubs (negativt spread), jf. Figur 10.

Det er forventeligt, at nettoeksporten vil stige i takt med, at prisforskellen mellem de tyske gashubs og den danske gaspris stiger. Det er imidlertid ikke tilfældet i 2014, hvor der tilsyneladende er en større nettoeksport til Tyskland med et pris-spread på mellem 0,25 og 0,50 EUR/MWh end med et pris-spread på over 0,75 EUR/MWh.

Det synes således ikke at være en klar sammenhæng mellem pris-spread og flow for 2014.

5.3.2 GASFLOW TIL TYSKLAND

Når et selskab vælger at transportere gas fra Danmark til Tyskland, skal der betales en kapacitetstarif for at få gassen ud af Danmark og en kapacitetstarif for at få gassen ind i Tyskland. Kapacitetstariffen betales for den mængde gas, selskabet forventer at transportere. Herudover betales en volumentarif ud af Danmark for den mængde gas, selskabet faktisk transporterer.

Det antages, at de aktører, der på forhånd har reserveret kapacitet på længere aftaler, ikke medregner omkostningen til kapacitet, da der er tale om en engangsomkostning

("sunk cost"). Disse selskaber medregner dermed kun omkostningen til volumentariffen.

Volumentariffen er vist som det mørkeblå felt i Figur 11, og den samlede omkostning til transmission (kapacitet + volumen) er vist som summen af det lyseblå og det mørkeblå felt.

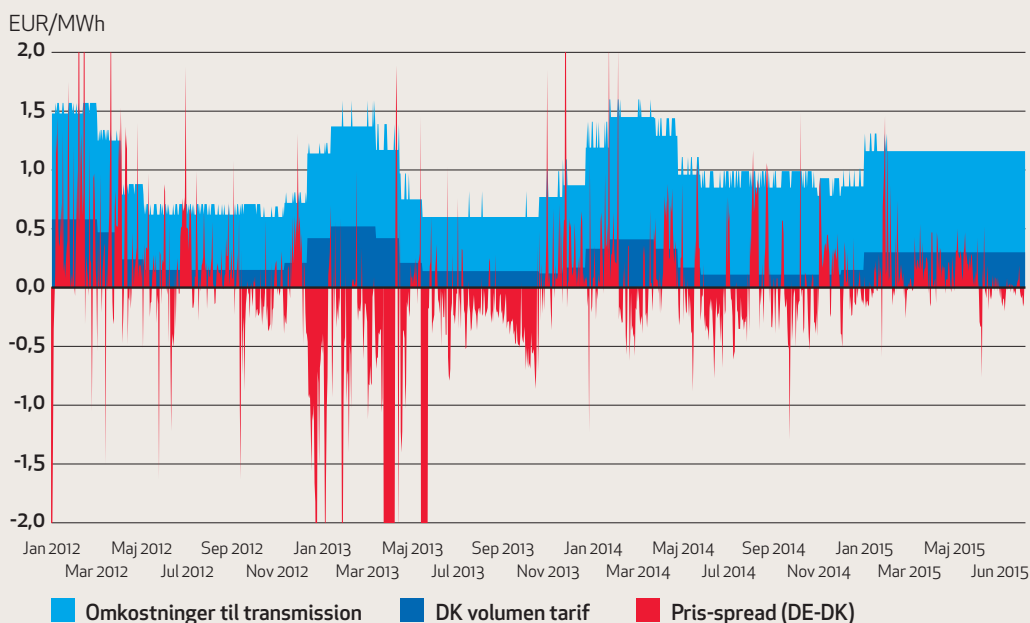
Den "bedste" pris i Tyskland er den højeste pris, når omkostninger til transport er trukket fra. De tyske gashubs ligger i forskellige gasområder, og omkostningen til transport varierer mellem de to områder. Pris-spread (DE-DK) i Figur 11 er beregnet ud fra den bedste tyske gaspris for den enkelte dag. Et positivt pris-spread indikerer, at prisen på de tyske hubs var højere end prisen på den danske børs, mens et negativt pris-spread indikerer, at prisen på den danske børs var højere end priserne på de tyske hubs.

Det har været muligt at opnå en højere gevinst ved at eksportere gas til Tyskland og sælge på det tyske gasmarked (GPL eller NCG) 30 pct. af de dage, hvor der har været nettoeksport i Ellund i hele perioden 2012-1. halvår 2015. Dette under antagelse af, at værdien af kapacitetstariffen i Danmark og Tyskland er nul, og der kun betales en volumentarif ud af Danmark. Der foretages dermed eksport på dage, hvor det ikke nødvendigvis har været muligt at opnå en højere gevinst ved at sælge gassen på det tyske gasmarked i stedet for at sælge gassen på det danske gasmarked. Medtages kapacitetstariffen, har det kun været muligt at opnå en gevinst 13 pct. af dagene.

Antallet af dage, hvor det har været muligt at opnå en gevinst ved at eksportere gas fordelt på år i perioden 2012 til første halvår 2015 er vist i Tabel 5. I tabellens anden kolonne antages kapacitetstariffen at være nul, mens kapacitetstariffen antages at være positiv i tabellens tredje kolonne. Fjerde kolonne i Tabel 5 beskrives i afsnit 5.3.3 nedenunder.

- I første halvår 2015 har det været muligt at opnå en højere gevinst ved eksport i 14 pct. af dagene, hvor der blev foretaget eksport. Medtages kapacitetstariffen har det kun været muligt at opnå en gevinst ved eksport 1 pct. af dagene, hvor der blev foretaget eksport. Der var nettoeksport 179 dage i første halvår 2015.

FIGUR 11 | DAGE HVOR DEN TYSKE SPOTPRIS OVERSTIGER DEN DANSKE SPOTPRIS, 1. JANUAR 2012 – 30. JUNI 2015 (EUR/MWh)



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk.

Note: Figuren viser de tidspunkter, hvor der potentielt kunne opnås en gevinst ved at eksportere gas til det tyske gasmarked (NCG eller GPL). Figuren viser forskellen mellem priserne på den danske gasbørs og de tyske gashubs på de dage. Den tyske pris er den højeste pris fra de to gashubs (GPL og NCG), når der fratrækkes omkostninger til transport til det enkelte handelsområde, da denne omkostning varierer mellem de to områder. Omkostninger til transmission indeholder exitkapacitet i dansk Ellund, entrykapacitet i tysk Ellund (der afhænger af handelsområde – GPL og NCG) og en volumenbetaling i dansk Ellund Exit for transporteret volumen. Der antages dagskapacitet. En positiv pris indikerer, at den tyske gaspris er højere end den danske gaspris (GPN), og en negativ pris indikerer, at den danske gaspris er højere end den tyske gaspris. De dage, hvor der ventes en gevinst ved eksport af gas, er de dage, hvor de røde streger er længere end det blå felt.

TABEL 5 | PCT. DAGE ÅRLIGT MED MULIG GEVINST VED EKSPORT OG IMPORT, 1. JANUAR 2012 – 30. JUNI 2015

	Mulig gevinst ved eksport: faktisk eksport	Mulig gevinst ved eksport: faktisk eksport med kap. tarif*	Mulig gevinst ved import: faktisk import
2012	23 pct.	5 pct.	16 pct.
2013	3 pct.	0 pct.	63 pct.
2014	22 pct.	2 pct.	18 pct.
1. halvår 2015	14 pct.	1 pct.	1 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk.

Note: Rækker og kolonner i tabellen summerer ikke til 100 pct., da kolonnerne viser forskellige scenarier. Hver celle skal læses som andel af dage i et år, der er mulighed for at opnå gevinst.

* Begge beregninger inkluderer volumentarif.

- I 2014 var det muligt at opnå en gevinst 22 pct. af dagene, når kapacitetstariffen er nul, og 2 pct. af dagene når kapacitetstariffen er positiv. Der var nettoeksport 259 dage i 2014.
- I 2013 var det muligt at opnå en gevinst 3 pct. af dagene, når kapacitetstariffen er nul, og 0 pct. af dagene når kapacitetstariffen er positiv. Der var nettoeksport 22 dage i 2013.
- I 2014 var det muligt at opnå en gevinst 23 pct. af dagene, når kapacitetstariffen er nul, og 5 pct. af dagene når kapacitetstariffen er positiv. Der var nettoeksport 208 dage i 2012.
- I 2013 var det muligt at opnå en gevinst 63 pct. af dagene. Der var nettoimport 332 dage i 2013.
- I 2012 var det muligt at opnå en gevinst 16 pct. af dagene. Der var nettoimport 99 dage i 2012.

5.3.4 ÅRSAGER TIL FLOW IMOD PRISSIGNALER

Sekretariatet har over en årrække fulgt udviklingen i flow mellem Danmark og Tyskland, og sekretariatet har haft lejlighed til at drøfte dette fænomen med flere markedsaktører. Aktørerne har over for sekretariatet oplyst, at der kan være flere årsager til flow mod prissignalet, dvs. eksport til Tyskland på dage, hvor der er højere priser i Danmark.

En del af den gas, der eksporteres til Tyskland, kan være solgt på lange aftaler. Det indebærer, at en aktør over en længere periode har forpligtet sig til at levere en fast mængde gas. Her er det dog vigtigt at være opmærksom på, at en leverandør antageligt også har mulighed for at afløse en kontraktuel forpligtelse om at levere gas i Tyskland ved at købe gas i Tyskland på de tyske gashubs – og at denne løsning alt andet lige vil være billigere, når gasprisen i Danmark er højere end prisen på de tyske gashubs.

Aktørerne er ligeledes opmærksomme på likviditeten på den danske gasbørs. Der handles en forholdsvis lille gasmængde på den danske gasbørs. Det indebærer, at aktører, der har mulighed for at afsætte større mængder gas, kan påvirke prisen på den danske gasbørs, dvs. at børsen har lav likviditet. Lav likviditet kan være grund til, at aktører foretrækker at handle på andre gasmarkeder, hvor risikoen for, at enkelte aktører kan påvirke prisen, er lavere.

5.3.3 GASFLOW TIL DANMARK

Sekretariatet for Energitilsynet har også undersøgt flowet fra Tyskland til Danmark fra 2012 til 2014.

- I første halvår 2015 har det været muligt at opnå en højere gevinst ved import i 1 pct. af dagene, hvor der blev foretaget import, når kapacitetstariffen antages at være nul. Der var nettoimport 4 dage i første halvår 2015.
- I 2014 var det muligt at opnå en gevinst 18 pct. af dagene. Der var nettoimport 91 dage i 2014.

Enkelte aktører har tidligere peget på, at forskellige åbningstider på gashandelspladser i Danmark og Tyskland også har betydning for mængden af gas, der afsættes på den danske gasbørs. Tidligere lukkede handlen på den danske gasbørs tidligere end handlen i Tyskland. Usikkerheden ved, om der kunne opnås en højere gevinst ved handel på det tyske marked lige inden lukketid betød, at aktørerne foretrak at handle på det tyske marked. Den danske gasbørs har siden forlænget åbningstiderne, så de matcher det tyske marked.

Uanset om gassen sælges via lange aftaler, eller at likviditeten på den danske gasbørs er lav, så tyder de observerede prisforskelle på – selv om at de er relativt beskedne, at der er et arbitragepotentiale, som ikke bliver udnyttet.

De aktører, som eksporterer gas til Tyskland, har mulighed for at sælge gas på den danske gasbørs "dyrt" og købe gas på de tyske gashubs "billigt" og potentielt spare omkostninger til transmission, da det ikke er nødvendigt at reservere den samme mængde transportkapacitet.

5.4 SAMMENFATNING

Priserne på den danske gasbørs følger prisudviklingen på de tyske og nederlandske gashubs. Forskellen mellem priserne på den danske gasbørs og de tyske gashubs har været faldende, og forskellen har i 2015 været meget lav. Det tyder på, at markederne er blevet mere integrerede, og at aktørerne er blevet bedre til at udnytte arbitragemuligheder mellem markederne.

Prisen på den danske gasbørs har generelt været højere end priserne på de tyske gashubs i perioden 1. januar 2012 til 30. juni 2015. Det har

derfor været muligt at opnå en potentiel højere gevinst ved at flowe gas fra Tyskland til Danmark. I samme periode har der imidlertid været nettoeksport til det europæiske kontinent de fleste dage. Analysen indikerer, at der har været flowet mod prissignalerne i flere år, og at aktørerne på gasmarkedet dermed ikke altid handler gas i det gasmarked, hvor prisen er bedst.

Desuden er der i 2014 ingen klar sammenhæng mellem det gennemsnitlige daglige nettoflow og pris-spread. På dage med et stort pris-spread, hvor prisen på GPN har været højest, har der fortsat været nettoeksport.

- Energitilsynet konstaterer, at der har været flowet gas imod prissignalerne i størstedelen af perioden 1. januar 2014 til 30. juni 2015.
- Energitilsynet vurderer, at der er behov for i en periode at have fokus på udviklingen i priserne på de danske, tyske og nederlandske markeder. Energitilsynet vil i nødvendigt omfang bede markedsaktører om at redegøre for deres kommercielle overvejelser om flowretning.

6

KONKURRENCEN PÅ LAGERMARKEDET

Naturgaslagre som fleksibilitetsredskab er vigtig for aktørerne på gasmarkedet. Dette kapitel beskriver lagermarkedet og konkurrencesituationen for de danske gaslagre. Det undersøges, om lagermonopolet i Danmark kan forventes at få negativ betydning for engrosmarkedet i Danmark.

Engrosmarkedets aktører bruger naturgaslagre til at sikre, at de altid har adgang til gas til opfyldelse af leverings- og balanceringsforpligtelser. En stor del af dette behov er sæsonbetinget med et lavere gasforbrug om sommeren og et højere gasforbrug om vinteren.

Naturgaslagre anvendes typisk således, at gas injiceres ind i lageret i sommerhalvåret og trækkes ud af lageret i vinterhalvåret. Dermed udnytter aktøren muligheden for at købe billig gas i gasmarkedet – typisk om sommeren, og sælge denne gas på en forward-aftale til leverance om vinteren, når prisen på gas er højere. Lagrene kan også bruges til at sikre sig arbitrage- og spekulationsgevinster som følge af, at gaspriserne går op og ned. Profilen for en sæsonbetinget anvendelse af lager (injektion og udtræk) for lageråret 2014/2015 er vist i Figur 12.

De to danske gaslagre spiller også en vigtig rolle i forhold til forsyningssikkerheden i Danmark, idet de giver adgang til gas øjeblikkeligt (og over en vis periode), hvis leverancerne fra Nordsøen bliver afbrudt.

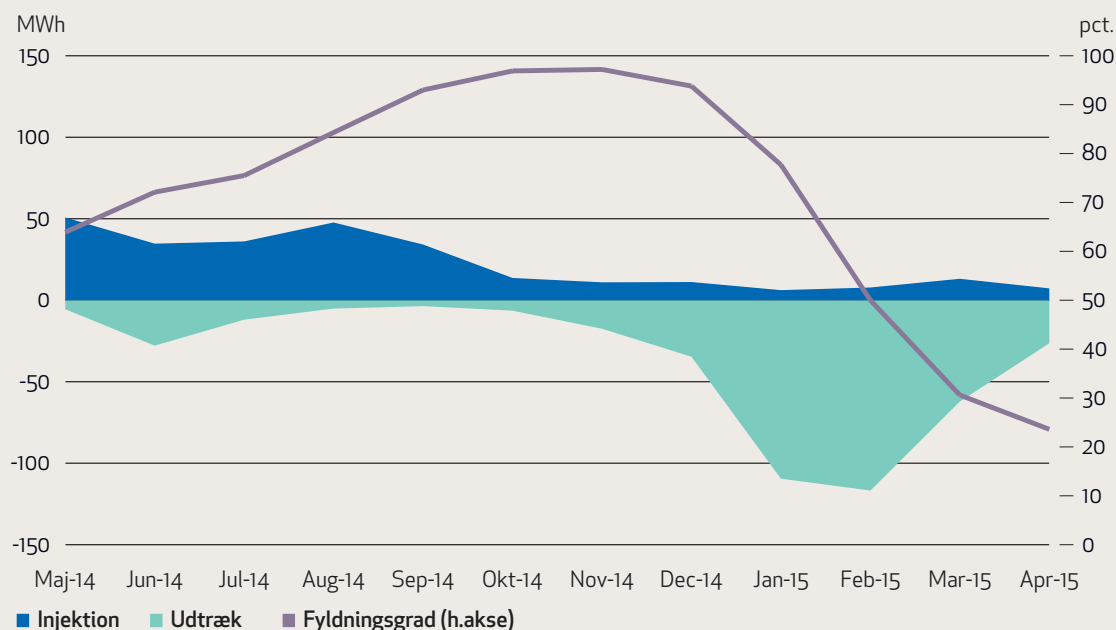
Endelig kan de danske gaslagre bruges til systemoptimering af gasflowet gennem transmissionssystemet. Hvis der ikke var adgang til at kunne lagre gas, ville det være nødvendigt at udbygge transmissionskapaciteten.

6.1 DE DANSKE GASLAGRE

De to danske naturgaslagre har i dag samme ejer (Energinet.dk), og lagrene drives kommercielt gennem ét selskab, Energinet.dk Gas Storage A/S. Flexibilitetskunderne oplever således, at der i dag alene er ét selskab, der sælger fysisk understøttet lagerkapacitet fra lagre placeret tæt på gasforbrugerne. Gaslagrene har stor betydning for gasmarkedet, og det er vigtigt – også for konkurrencen på engrosmarkedet – at lagermarkedet fungerer, og at der er effektiv og ikke-diskriminerende adgang til lager for aktører på det danske engrosmarked.

Udviklingen i lagrenes ejerskab er vist i Boks 10, og det danske lagermarked er skitseret i Boks 11.

De to danske lagre kan samlet opbevare ca. 30 pct. af det samlede danske og svenske gasforbrug, og i løbet af en sæson kan de levere knap 1 mia. m³ gas til markedet. Det svarer til, hvad ca. 500.000 husholdninger forbruger på et år.

FIGUR 12 | ANVENDELSE AF DE DANSKE GASLAGRE, MAJ 2014 – APRIL 2015 (MWH)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk Gas Storage.

Note: Profilen for lageråret 2014/2015 er som forventet i forhold til sæsonlagring, hvor der bliver injiceret mere i løbet af sommermånederne, og der foretages udtræk i vintermånederne.

BOKS 10 | UDVIKLING I LAGRENES EJERSKAB

- 1987: Lille Torup gaslager tages i drift. Lageret ejes af DONG
- 1994: Stenlille gaslager tages i drift. Lageret ejes af DONG
- 2003: Lagerdriften i DONG udskilles i et særskilt selskab – DONG Lager A/S (senere DONG Storage A/S)
- 2004: Energinet.dk oprettes som en særlig offentlig virksomhed (SOV) i kraft af Lov om Energinet.dk
- 2007: DONG Energy sælger Lille Torup gaslager til Energinet.dk. Energinet.dk etablerer lagerselskabet Energinet.dk Gaslager A/S, der er et datterselskab i Energinet.dk koncernen, til at drive Lille Torup lageret
- 2014: DONG Energy sælger Stenlille gaslager til Energinet.dk. Stenlille fusioneres ind i Energinet.dk Gas Storage med virkning fra 1. januar 2015
- 2015: Der etableres ét fælles dansk lagerpunkt

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

6.2 GASLAGRE ER KONKURRENCEUDSATTE

Der er forhandlet adgang til lager i Danmark, og lagervirksomhed er ikke omfattet af den hvile-i-sig-selv regulering, som i øvrigt gælder for Energinet.dk som transmissions-systemoperatør. Lagrene er derfor juridisk set konkurrenceudsatte, og de konkurrerer de facto mod de øvrige værktøjer til fleksibel styring af gasporteføljer, som markedets aktører har til rådighed.

De danske gaslagre blev taget i brug på et tidspunkt, hvor det danske gassystem var isoleret fra andre markeder. Op igennem 1990'erne og 2000'erne var der derfor begrænset udbud af fleksibilitet på markedet. Der var også kun én lagerejer (DONG). Gaslagrene var derfor reelt set ikke udsat for effektiv konkurrence og var af samme årsag underlagt prisregulering gennem hele perioden.

Siden 2010 har det været muligt fysisk at føre gas ind i Danmark via Tyskland (i Ellund). Denne fysiske transportmulighed har startet en udvikling, hvor de to danske lagre også bliver udsat for konkurrence fra de effektive og likvide forward-markeder i Nederlandene og Tyskland. Prisreguleringen på gaslager i Danmark blev endeligt ophævet i 2011 i forbindelse med implementering af EU's tredje liberaliseringspakke (gasdirektivet). I 2013 blev det danske transmissionssystem kraftigt udvidet med en ny kompressor og en supplerende rørledning fra grænsepunktet Ellund til Egtved, og denne udvidelse har yderligere forstærket den udvikling, hvor lagrene er i direkte konkurrence med fleksibilitetsleverandører placeret syd for den dansk/tyske grænse. Udvidelsen af transmissionssystemet har betydet, at det i dag er muligt at foretage fysisk import af større mængder gas via Tyskland.

Transmissionskapacitet købes i dag via auktioner, der finder sted på en europæisk online booking platform. De europæiske kapacitetsmarkeder er blevet mere transparente

og nemmere at tilgå, fx også med bundlede produkter, hvor entry-exit kapacitet købes som ét produkt.

Med udbygningen af Ellund-Egtved følger også, at det er blevet nemmere for aktørerne i markedet at bruge fx tyske lagre eller gashubs, hvis de danske lagerpriser ikke er konkurrencedygtige. Det er muligt at føre gas til Danmark, som eksempelvis er købt på korte aftaler for at udnytte arbitragemuligheder eller for at udnytte fleksibiliteten i lange aftaler. Dette gælder i særdeleshed for de aktører, der har købt uafbrydelig transportkapacitet i Ellund på lange aftaler og derfor betragter værdien af transportkapacitet som en "sunk cost", jf. kapitel 5 om gaspriser.

Danmark er kort sagt blevet bedre integreret i det europæiske gassystem, og det europæiske gassystem udbygges og harmoniseres i disse år primært som følge af de europæiske netregler og infrastrukturpakken fra EU. Dette giver bedre muligheder for effektiv konkurrence.

Ud over koblingen til Tyskland har udviklingen af den danske gasbørs også medvirket til øget konkurrence for de danske gaslagre. Den danske gasbørs gør det muligt for aktører på det danske engrosmarked at købe gas fra dag til dag og op til en måned frem i tiden, hvilket giver dem en fleksibilitet, som de ikke havde tidligere, og som udgør et muligt alternativ til at bruge lager, især i situationer, hvor prisdifferencen på vinter- og sommergas er meget lav, hvilket har været situationen i de seneste år, jf. beskrivelsen nedenfor af udviklingen i sommer/vinter-spreadet. I perioden fra 2010 til 2014 er handlen på den danske gasbørs steget med 153 pct. De seneste år har også andelen af det samlede gasforbrug i Danmark handlet via GTF været stigende.

Generelt udvikler de europæiske engrosmarkeder sig i en retning, hvor aktørerne disponerer mere kortsigtet og køber gas på kortere aftaler, hvilket giver aktørerne mere fleksibilitet og flere valgmuligheder i den daglige drift. Dette øger også presset på lagerselskaber i forhold til både prissætning og produktudvikling, hvis de skal være et konkurrencedygtigt alternativ.

Prisen på lagerkapacitet fastsættes typisk med udgangspunkt i prisdifferencen mellem en gasaftale til leverance i sommersæsonen og den samme aftale til leverance om vinteren (det såkaldte sommer/vinter-spread) på fx TTF med et tillæg, som skal dække transportomkostninger og lageromkostninger i øvrigt. Sommer/vinter-spreadet angiver gevinsten ved at købe en mængde gas billigt om sommeren og sælge det igen til leverance den efterfølgende vinter, og hvis spreadet er favorabelt, er det et signal om, at det vil kunne betale sig at lagre gassen i et gaslager.

BOKS 11 | DET DANSKE LAGERMARKED

EJER

Energinet.dk SOV ejer begge lagre. Energinet.dk sælger den samlede kapacitet fra de to lagre gennem selskabet Energinet.dk Gas Storage A/S

TO NATURGASLAGRE

- Stenlille (Sjælland): gaslager, hvor gassen lagres i porøse sandstenslag i ca. 1.500 meters dybde
- Lille Torup (Jylland): gaslager, hvor gassen lagres i syv store hulrum (kaverner), der er udskyllet i en salthorst. Kavernerne ligger i 1.000–1.700 meters dybde

KAPACITET

I alt ca. 1.010 mio. m³ kommerciel lagerkapacitet

- Stenlille: ca. 570 mio. m³
- Lille Torup: ca. 440 mio. m³

SALGSFORMER

- Auktioner
- Først-til-mølle (first-come-first-served, FCFS)

PRODUKTER

- SBU's (standard bundled unit) – enhed med fast forhold mellem volumen/injektion/udtræk – sælges typisk som low-flex (langsom injektion/udtræk) eller high-flex (hurtig injektion/udtræk)
- Individuelle produkter, som er tilpasset kundens behov i forholdet mellem volumen/injektion/udtræk
- Udtræk og injektion som separate produkter
- Afbrydelig kapacitet (overnomineringsprodukter)

PRODUKTLÆNGDER

- Længerevarende standardaftaler fra 1 til 10 år
- Kortere produkter (f.eks. within-day, day-ahead, month-ahead, rest-of-year)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet

Prisforskellen på vinter- og sommergas har i de seneste år været faldende i et presset marked.⁴³ I 2006 var prisforskellen på fx den nederlandske gashub TTF 10,72 EUR/MWh (0,79 DKK/m³). Til sammenligning var den i 2014 blot 1,59 EUR/MWh (0,14 DKK/m³).⁴⁴ Arbitragegevinsten ved sæsonlagring er blevet reduceret i og med, at sommer/vinter-spreadet er faldet og i takt med, at flere alternativer til lager er blevet udviklet.

Aktører i Danmark skal ikke betale en transmissionstarif til TSO'en for at føre gas ind og ud af det danske lagerpunkt (entry/exit lageret). I Tyskland (og i mange andre europæiske lande) skal lagerkunder betale transmissionstarif til TSO'en ud over betalingen til lagerselskabet for at bruge lageret. En transmissionstarif vil alt andet lige gøre det dyrere for en markedsaktør at bruge lager, og det ventes dermed at have en negativ effekt på et gaslagers konkurrenceevne i et marked, hvor aktørerne har alternativer til lager, og/eller hvis sommer/vinter spreadet er meget lavt.

Som eksempel er det muligt at købe både standard og individuelt tilpassede lagerprodukter i det nordtyske gaslager Harsefeld, der kunne være en konkurrent til det danske lagerselskab, men modsat de danske gaslagre betaler lagerkunderne en transmissionstarif til transmissionsselskabet for både at føre gas ind og ud af gaslageret. Det kan være en konkurrencefordel i et mere integreret gasmarked, at der ikke skal betales transmissionstarif for at benytte de danske gaslagre.

Omvendt skal aktører, der bruger dansk lagerkapacitet til at understøtte et fleksibilitetsbehov i Tyskland, betale en transmissionstarif over Ellund grænsepunktet, der er betragtelig højere end den transmissionstarif, der skal betales entry/exit lageret i Tyskland.

Alt i alt er der en skærpet konkurrence på fleksibilitet, som kommer hele markedet til

gode, og som bidrager til bedre konkurrence på gasmarkedet. Den skærpede konkurrence har tvunget det danske lagerselskab til at arbejde målrettet med sin produktudvikling, og det kan konstateres, at aktører på lagermarkedet i dag har fået mange forskellige lagerprodukter at vælge imellem med hensyn til både produktlængde og fleksibilitet i produktet. Produkterne kan både være standardprodukter og individuelle produkter, der afhænger af lagerkundens særlige behov, jf. Boks 10.

Aktørerne har i forbindelse med SETs konkurrenceanalyse generelt udtrykt tilfredshed med det danske lagermarked, dets produkter og priser, og de ser ikke lagermarkedet som en barriere eller flaskehals i forhold til konkurrencen på det danske gasmarked.

Den skærpede konkurrence på fleksibilitet betyder, at det danske lagerselskab - selv som monopolist - formodningsvist ikke kan få en merindtægt på lager i forhold til markedet generelt.

6.3 MONOPOL PÅ DET DANSKE LAGERMARKED

I det følgende vurderes det danske lagermonopol i forhold til den gældende regulering for lager.

De to danske naturgaslagre (Stenlille på Sjælland og Lille Torup i Jylland) er i dag ejet af Energinet.dk. Energinet.dk-koncernen overtog Stenlille-lageret fra DONG Energy ved en fusion, som Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen godkendte i december 2014.⁴⁵ Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen vurderede, at det nye monopol på det danske lagermarked ikke ville kunne udnytte sit monopol til skade for markedet, da lagervirksomheden i dag konkurrerer både mod andre fleksibilitetsværktøjer (f.eks. gasbørsen og et mere fleksibelt transmissionsnet) og lagerselskaber på nabomarkeder. Det vil sige, at markedssituationen i sig selv gør, at der ikke er grund til at tro, at det nye monopol kan/vil misbruge sin monopolstatus.

Det blev også konkluderet, at reglerne for lagervirksomhed giver en god sikkerhed for, at den nye monopolsituation ikke kan misbruges. Energitilsynet fører tilsyn med reglerne for lagervirksomhed.

Energinet.dk Gas Storage A/S er et selvstændigt selskab i Energinet.dk-koncernen, og lagerselskabet er som nævnt ovenfor undtaget fra den regulering (hvile-i-sig-selv-regulering), der er pålagt Energinet.dk. Der er i stedet forhandlet adgang til lager i Danmark, da lager i princippet er konkurrenceudsat. Lagerselskabet har derfor mulighed for at opnå et overskud, men dette overskud må alene bruges til konsolidering i selskabet. Energinet.dk som moderselskab må heller ikke udbetale udbytte til sin ejer, den danske stat. Naturgasforsyningsloven forbyder også enhver form for krydssubsidiering mellem koncernselskaber.

⁴³ Sommer- og vintergas er gas, der handles med levering i det kommende sommerhalvår (fra april) eller vinterhalvår (fra september).

⁴⁴ ICE Endex (intercontinental exchange) er en gasbørs, hvor der handles med gas fra Storbritannien, Nederlandene og Belgien.

⁴⁵ "Godkendelse af Energinet.dks køb af DONG Storage A/S fra DONG Energy A/S", Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2014).

Efter EU-lovgivningen (gasdirektivet) kan adgang til lager være forhandlet eller reguleret, og den enkelte medlemsstat vælger selv adgangsregimet ud fra en vurdering af markedet. Konsekvensen af det danske valg er, at den regulerende myndighed (Energitilsynet) ikke fastsætter eller godkender lagerselskabers priser, der fastsættes af lagerselskabet selv i forhold til markedet.

Naturgasforsyningsloven indeholder bestemmelser, der skal sikre, at et lagerselskab giver adgang til lager på gennemsigtige og ikke-diskriminerende vilkår, og loven giver Energitilsynet hjemmel til at gribe ind over for en prissætning, der enten diskriminerer mellem aktører eller er til fordel for Energinet.dk (transmission). Et eksempel på ulovlig diskrimination er, hvis Energinet.dk Gas Storage sætter forskellige priser for ens produkter på samme tidspunkt over for forskellige aktører.

Energinet.dk har heller ikke nogen fortrinsstilling til lager undtagen i forhold til forsyningssikkerhed, hvor TSO'en har ret til at købe den nødvendige lagerkapacitet og udtræk til dækning af forpligtelsen, før de kommercielle lagerkunder får adgang til lagerkapacitet. Dette køb skal foretages på markedsvilkår og er underlagt det almindelige forhandlingsregime således, at TSO'en og lagerselskabet selv forhandler prisen/vilkårene for købet. Der er således tale om en situation, hvor der kunne ske en krydssubsidiering mellem transmission og lager i det nuværende lagermarked, hvor lagerselskabet hovedsageligt sælger sin kapacitet via først-til-mølle princippet og ikke via auktioner, dvs. hvor der ikke er en klar og transparent markedspris. Sekretariatet er blevet orienteret om den model, som lagerselskabet og TSO'en har forhandlet sig frem til for TSO'ens lagerkøb, og sekretariatet modtager en redegørelse, som sekretariatet vil vurdere i forhold til lovgivningens krav om ikke-diskrimination og objektivitet.

Lovgivningen for lager fastslår også, at et lagerselskab skal stille størst mulig kapacitet til rådighed for markedets aktører, og kun (forsynings)sikkerhedsmæssige og tekniske forhold kan retfærdiggøre, at lagerselskabet ikke tilbyder markedet den fulde kapacitet. Et monopol-lagerselskab må således ikke begrænse udbuddet af kapacitet for derved at presse prisen på lagerkapacitet i vejret. Et lagerselskab skal ifølge gasforordningen offentliggøre absolutte tal for både den disponible lagerkapacitet og den solgte kapacitet, hvilket gør tilsynet med dette forhold relativt uproblematisk. Derudover har Energinet.dk Gas Storage valgt at offentliggøre resultatet af auktioner i form af auktionsprisen, de solgte mængder og gennemsnitlige realiserede priser samt aggregerede solgte mængder for salg baseret på bilaterale handler (først-til-mølle).

Der er mulighed for at indføre reguleret adgang til lager, hvis den forhandlede adgang mod forventning viser sig ikke at fungere tilfredsstillende i den nye situation på det danske lagermarked. Det følger af det europæiske gasdirektiv, og Kommissionen fortolker bestemmelserne om forhandlet/reguleret adgang således, at den nationale lovgiver formodningsvist

skal ændre sine regler for lageradgang, hvis kriterierne bag valget af forhandlet adgang (typisk, at der er effektiv adgang til lager, og at der er konkurrence mellem flere værktøjer til fleksibilitet) ikke længere er til stede.

6.4 SAMMENFATNING

Energinet.dk overtog den 1. januar 2015 DONG Energy's naturgaslager. Energinet.dk ejer dermed begge danske lagre og har således monopol på lagerydelser i Danmark.

Lager er et fleksibilitetsredskab. Der er større konkurrence på fleksibilitet både som følge af bedre og mere transparent adgang til gastransport (transmissionskapacitet) og som følge af bedre adgang til fleksible gasleverancer fra andre kilder. Lagerselskabet er dermed konkurrenceudsat, og markedets aktører har i dag alternativer til lager til at styre deres gasporteføljer, hvilket gør, at lagerselskabet ikke forventes at kunne udnytte sit monopol til at sikre en monopolfortjeneste ud over markedsprisen.

Der er i dag forhandlet adgang til lager på det danske gasmarked, men de gældende regler for lagervirksomhed giver en høj grad af sikkerhed for, at monoopolet ikke kan udnyttes til skade for engrosmarkedet. Viser det sig, at det danske lagerselskab udnytter sit monopol på en måde, som er ugunstig for markedsudviklingen, er det muligt at indføre reguleret adgang til lager.

- Energitilsynet finder i lighed med Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen, at det danske lagermarked med to fysiske lagre samlet i ét lagerselskab med ét fælles lagerpunkt ikke vil hæmme konkurrencen på det danske engrosmarked.
- Energitilsynet vil løbende være særlig opmærksomt på TSO'ens køb af lagerydelser i sit tilsyn med både lager og transmission på grund af risikoen for krydssubsidiering.
- Energitilsynet finder, at lovgivningen bør ændres til reguleret adgang, hvis det mod forventning viser sig, at det danske lagermarked udvikler sig uhensigtsmæssigt.

7

GENNEMSIGTIGHED

Gennemsigtighed i et marked er vigtig, da det giver alle aktører adgang til den samme information. Dette kapitel beskriver gennemsigtigheden i det danske gasmarked.

Det er afgørende, at der er gennemsigtighed i alle led af engrosmarkedet således, at markedets aktører har tillid til markedets integritet og til, at priserne på engrosmarkedet afspejler et konkurrencepræget samspil mellem udbud og efterspørgsel. Det er afgørende, at der ikke kan opnås fortjenester på grundlag af markedsmisbrug.

Transmissionsselskaber og lagerselskaber er underlagt en lang række krav om gennemsigtighed i den europæiske lovgivning, mens der ikke er de samme krav om gennemsigtighed vedrørende fx opstrømssystemer (sørørledninger).

Gassen i Nordsøen er fortsat den vigtigste forsyningskilde for det danske gasmarked. Ændringer i produktionen kan derfor have stor betydning for gasmarkedet og påvirke aktørernes beslutninger. I Sekretariatet for Energitilsynets dialog med aktørerne i forbindelse med denne analyse efterspurgte aktørerne på det sekundære engrosmarked generelt mere gennemsigtighed på det primære engrosmarked. Transparens på det primære engrosmarked er derfor i fokus i dette kapitel.

Effektiv og samtidig adgang til produktions- og flowrelateret data er vigtigt for konkurrencen på gasmarkedet. Aktørernes tilstedeværelse på enten det primære eller sekundære engrosmarked er bestemmende for den information, der er tilgængelig for den enkelte aktør. Aktørerne på det primære engrosmarked har generelt mere information til rådighed end aktørerne på det sekundære engrosmarked. Derudover kan der være en forsinkelse i forhold til offentliggørelsen af denne information til resten af markedet. Aktørerne på det sekundære engrosmarked må derfor træffe beslutning på baggrund af deres forventninger til den tilgængelige mængde gas på engrosmarkedet.

Energinet.dk offentliggør bl.a. flowdata for Nybro Entry og for platformen Tyra. Energistyrelsen offentliggør bl.a. årlige forventninger til den danske gasproduktion. Aktørerne på gasmarkedet offentliggør selv intern viden under REMIT.

7.1 OFFENTLIGGØRELSE AF INTERN VIDEN

Det er vigtigt, at der offentliggøres effektiv og rettidig information om produktionsforhold i den danske del af Nordsøen, der kan påvirke gasengrospriserne således, at aktørerne kan agere ud fra de samme oplysninger. Intern viden er blandt andet planlagte eller uforudsete driftsstop for offshore gasproduktion, offshore sørørledninger, gasbehandlingsanlæg, gaslagre m.v.

På det danske gasmarked offentliggøres intern viden på en gennemsigtighedsplatform (www.gasmarketmessage.dk), der administreres af Energinet.dk. Gennemsigtighedsplatformen er resultatet af et frivilligt projekt mellem relevante Nordsø-interessenter (Mærsk, DONG, Energinet.dk, relevante aktører og Sekretariatet for Energitilsynet). Projektgruppen har udarbejdet en skabelon til offentliggørelse af intern viden (Gas Market Message). Dermed sikres en simpel, ensartet og effektiv måde at offentliggøre markedsrelevant information på, og informationen bliver tilgængelig for alle på samme tidspunkt. Skabelonen er vist i Figur 13.

Ud over generel virksomhedsinformation er det på nuværende tidspunkt obligatorisk for aktørerne at oplyse:

- Starttidspunkt for ændring i kapacitet
- Sluttidspunkt for ændring i kapacitet
- Reduktion i flowkapacitet
- Årsag til hændelsen

Skabelonen indeholder også punkter, der er frivillige at udfylde:

- Tidspunkt for hændelsens indtrædelse
- Tilgængelig flowkapacitet

Kapacitet i skabelonen for Gas Market Messages er både produktionskapacitet, flowkapacitet, lagerkapacitet mv.

7.1.1 REMIT OG ACER OM OFFENTLIGGØRELSE AF INTERN VIDEN

Det fremgår af REMIT (artikel 4)⁴⁶, at intern viden skal offentliggøres på "effektiv og rettidig vis".

Intern viden er "specifik viden, som ikke er blevet offentliggjort, som direkte eller indirekte vedrører et eller flere engrosenergiprodukter, og som, hvis den blev offentliggjort, sandsynligvis mærkbart ville påvirke prisen på disse engrosenergiprodukter."

Viden i forhold til definitionen af intern viden omfatter oplysninger om kapaciteten og anvendelsen af faciliteter til produktion, oplagring, forbrug eller transmission af elektricitet eller naturgas eller vedrørende kapaciteten og anvendelsen af LNG-faciliteter, herunder planlagte eller uforudsete driftsstop for disse faciliteter.

Begrebet viden omfatter derudover oplysninger, som skal offentliggøres i henhold til lovgivning/administrative bestemmelser samt andre oplysninger, som en fornuftig markedsdeltager sandsynligvis ville benytte som en del af grundlaget for sin beslutning om at indgå i en transaktion eller afgive en handelsordre vedrørende et engrosenergiprodukt.

ACER nævner i sin vejledning til de nationale regulatorer om fortolkning af REMIT⁴⁷, at offentliggørelse af intern viden bør indeholde – hvis relevant – information om bl.a. det påvirkede aktiv, dets reducerede kapacitet og dets tilgængelige kapacitet.

For at sikre en harmoniseret tilgang til offentliggørelse af intern viden arbejder ACER nu på en ny vejledning, der fastlægger procedurer, standarder og elektroniske formater baseret på etablerede branchestandarder for indberetning af intern viden.

I sit forslag til fælles datafelter til offentliggørelse af intern viden fremhæver ACER, at oplysninger om tidspunktet for en hændelses indtrædelse og oplysninger om tilgængelig flowkapacitet skal offentliggøres.

Information om den tilgængelige flowkapacitet er vigtig for aktørerne på det sekundære engrosmarked. Aktører, som ikke har kendskab til den maksimale flowkapacitet og dermed den resterende tilgængelige kapacitet, har sværere ved at vurdere, hvad det forventede flow mod Nybro vil være – og dermed hvilken effekt, en hændelse kan få på priserne i markedet.

46 Forordning nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene.

47 Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (3rd Edition (updated) of 3 June 2015).

FIGUR 13 | SKABELON TIL GAS MARKET MESSAGES



Gas Market Messages

AdvancedRemitForm
Publication pursuant to Article 4(1) of REMIT (EU regulation No 1227/2011) - Urgent Market Message

Message type * New message

Company * Choose..

ACER code

Asset type affected ? * Choose..

Name of asset affected ? * Choose..

Incident occurred at ?

Start time of capacity change *

Ending time of capacity change *

Duration uncertainty ? Choose..

Causes ? * Choose..

Flow capacity reduction * MWh/day

Available flow capacity ? MWh/day

Remarks/additional information

[Click for help about adding basic HTML formatting.](#)

Disclaimer
 This REMIT message has been prepared by the undersigned. Energinet.dk acts merely as forwarder of the REMIT message, and Energinet.dk assumes no responsibility for any errors, omissions or inaccuracies that may occur in the REMIT message.

Publish

Kilde: Energinet.dk

Information om beslutningstidspunktet (som fx hændelsens indtrædelsestidspunkt ved nedbrud eller beslutningstidspunktet for en vedligeholdelse) er også vigtig for aktørerne på det sekundære engrosmarked. Det er vigtigt for markedet at vide, at information ikke har været tilbageholdt i længere tid, men er offentliggjort effektivt og rettidigt. Derudover er denne information relevant for den nationale regulerende myndighed (Energitilsynet i Danmark) og ACER i forbindelse med overvågning af insiderhandel på engrosmarkedet for naturgas bl.a. i Danmark. Når et selskab har intern viden, der skal offentliggøres, skal selskabet undlade at handle, indtil den interne viden er offentliggjort.

7.2 INFORMATION TIL RÅDIGHED

Oplysninger om flow i Nybro Entry, Ellund Entry og platformen Tyra Øst er offentligt tilgængelige på Energinet.dk Online. Oplysninger om flow på platformen Tyra Øst gør det muligt at følge produktionsforholdene endnu tættere.

Flere aktører på markedet har udtrykt interesse for at modtage mere information om produktionsforholdene i Nordsøen, mere information om flow i Tyra Vest-F3, og at den tilgængelige information kommer hurtigere.

7.2.1 FLOWDATA MOD NEDERLANDENE (TYRA VEST - F3)

Selv om aktørerne på det sekundære engrosmarked har fået mulighed for at følge produktionsforholdene endnu tættere i den danske del af Nordsøen (platformen Tyra Øst), har sekretariatets dialogrunde vist, at der fortsat er et ønske om mere åbenhed og gennemsigtighed i den danske del af Nordsøen.

I dialogrunden gav flere aktører udtryk for, at de fandt, at det ville være gavnligt for markedet at få adgang til data om flowet fra den danske del af Nordsøen til Nederlandene via Tyra Vest-F3. Denne information er relevant for aktørerne på det sekundære engrosmarked i Danmark, da det giver en bedre forståelse af de transporterede mængder til det danske gasmarked. Aktørerne på markedet vil hermed blive stillet mere lige.

Efterspørgslen efter mere åbenhed og gennemsigtighed om produktions- og flowrelateret data kom fra en række aktører, der er aktive på det sekundære engrosmarked. Aktører på det primære engrosmarked efterspørger ikke i samme grad mere åbenhed og gennemsigtighed.

For at kunne udnytte oplysningerne om flowdata optimalt er det nødvendigt, at flowdata mod Nederlandene samt flowdata fra Tyra Øst kommer rettidigt, da informationen ellers ikke i samme grad vil være

anvendelig for aktørerne på det sekundære engrosmarked. Rettidig offentliggørelse af denne information kan være af stor værdi for aktørerne på markedet, da spotprisen på det kortsigtede gasmarked ofte vil blive påvirket af ændringer i fysiske forhold.

Offentliggørelsen af flowdata fra Tyra Vest-F3 er tidligere blevet diskuteret i projektgruppen i forbindelse med arbejdet med gennemsigtighedsplatformen (gasmarket-message.dk) i 2012.

7.3 SAMMENFATNING

Det vil øge gennemsigtigheden samt fremme en åben og fair konkurrence på markedet, hvis markedsaktører har adgang til den samme relevante og specifikke viden om produktionsændringer i Nordsøen. Hermed kan aktørerne inddrage samme oplysninger som en del af grundlaget for deres kommercielle beslutninger, om at indgå i en transaktion eller afgive en handelsordre på engrosmarkedet for gas.

ACER anbefaler bl.a., at aktører offentliggør tidspunktet for en hændelses indtrædelse og tilgængelig flowkapacitet. Flere danske aktører på det sekundære gasmarked efterspørger desuden flere oplysninger vedrørende flow til Nederlandene (Tyra Vest-F3).

- Energitilsynet vurderer, at gennemsigtigheden på markedet vil blive væsentligt forbedret, hvis aktørerne offentliggør tidspunktet for, hvornår en hændelse, fx nedbrud, indtræder og omfanget af kapacitet, den vedrører.
- Energitilsynet vil gå i dialog med relevante aktører for at undersøge muligheden for at offentliggøre data for flow til Nederlandene, dvs. via Tyra Vest-F3. Flowdata vil give aktørerne en bedre forståelse af transporterede mængder til Nederlandene og det danske gasmarked.

8

DEN VIDERE UDVIKLING AF DET DANSKE GASMARKED (GAS TARGET MODEL)

Et velfungerende gasmarked gør det attraktivt for aktørerne at handle på markedet. Dette kapitel undersøger, hvad den europæiske målsætning for gasmarkedet vil betyde for det danske gasmarked.

Et velfungerende gasmarked gør det attraktivt for aktørerne at handle på markedet. Det er derfor vigtigt at skabe de rette strukturer for at tiltrække flere aktører og gasmængder til markedet, da det i sidste ende vil gøre markedet mere velfungerende.

Gas Target Model (GTM) er agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndighedens (ACER) vision for bl.a. velfungerende engrosmarkeder, forsyningssikkerhed og gassens fremtidige rolle i EU. ACER har med GTM formuleret en række konkrete mål for udviklingen af det europæiske gasmarked. Med udgangspunkt i ACERs vision beskrives, hvordan det danske gasmarked kan blive mere velfungerende.

8.1 VELFUNGERENDE ENGROSMARKEDER

ACER har udviklet en vision for det europæiske gasmarked: Gas Target Model. Den første version af GTM fra 2011 havde fokus på velfungerende engrosmarkeder i EU, mens den seneste GTM fra 2014⁴⁸ også har fokus på flere områder vedrørende gassens anvendelse. GTM er et frivilligt initiativ igangsat af ACER og kan ses som et redskab for de nationale regulatorer i deres arbejde for at skabe mere velfungerende markeder. Dette afsnit tager udgangspunkt i ACERs kriterier for, hvad der udgør et velfungerende engrosmarked.

Udgangspunktet for diskussionen af velfungerende markeder er den europæiske gasforordning, der bl.a. har til formål at "fremme udvik-

48 "European Gas Target Model – Review and update" (GTM 2014). GTM 2014 blev offentliggjort i januar 2015.

lingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau for gas" (artikel 1).

GTM lægger vægt på, at et engrosmarked skal have et likvidt spot-marked og (især) et likvidt forward/futures-marked for at kunne kaldes velfungerende.

Likvide markeder (med velfungerede gashubs og gasbørser) gør det nemmere og billigere for aktørerne at skaffe gas og prissikre deres porteføljer. Derudover giver det nye gasleverandører – med mindre gasporteføljer – bedre muligheder for at komme ind på markedet, og høj likviditet sikrer, at priserne på markedet er troværdige, idet de er baseret på en stor handlet volumen og mange handler.

8.1.1 KRITERIER FOR VELFUNKERENDE MARKEDER

I GTM er opstillet en række kriterier for et velfungerende gasmarked. Kriterierne er delt op i markedsaktørernes behov ("market participants' needs") og markedets funktionalitet ("market health").

Kriterierne er baseret på data fra de to mest velfungerende hubs (virtuelle leveringspunkter i markedet) i Europa: TTF i Nederlandene og NBP i Storbritannien. Kriterierne er derfor meget ambitiøse, da der bliver handlet markant mere på disse to hubs end på andre europæiske hubs.⁴⁹

Markedaktørernes behov er dækket, hvis der er tilstrækkelige produkter og likviditet på markedet, og måles ud fra handlen på markederne vha. parametrene "order book volume", "bid-offer spread", "order book price sensitivity" og antal af daglige handler. Parametrene måles på produkterne day ahead (hvor gas leveres den efterfølgende dag) og month ahead (hvor gas leveres den efterfølgende måned) samt forward-produkter, dvs. produkter, der leveres senere end den kommende måned. Parametrene og målene for markedsaktørernes behov er vist i Tabel 6.

Markedets funktionalitet afhænger især af, hvor koncentreret markedet er (aktørernes markedsandele), og måles ud fra, hvor koncentreret markedet er, dvs. om få aktører dominerer markedet. Parametrene er Herfindahl-Hirschman Index (HHI), antal forsyningskilder, Residual Supply Index (RSI), markeds-koncentration for "bid and offer activities" og markeds-koncentration for køb og salg. Parametrene og målene for markedets funktionalitet er ligeledes vist i Tabel 6.

⁴⁹ Der blev i 2013 handlet ca. 100 gange så stor gasmængde på TTF sammenlignet med det danske marked, Market Monitoring Report 2013, ACER.

8.2 MARKEDSREFORMER FORESLÅET I GAS TARGET MODEL

Det er et element i GTM, at de nationale regulatorer skal foretage en selvevaluering i henhold til GTM, hvor de undersøger, om deres nationale gasmarked lever op til kriterierne angivet i tabel 6.

Målet med selvevalueringen er at vurdere, om det er muligt at opnå et velfungerende engrosmarked for naturgas i 2017. Hvis det på baggrund af selvevalueringen kan konkluderes, at det ikke er muligt at opnå et velfungerende engrosmarked for naturgas inden 2017, anbefaler GTM, at de enkelte medlemsstater overvejer, hvordan de kan videreudvikle deres nationale markeder. Selvevalueringen foretages i udgangspunktet for transparente markeder, dvs. markeder med ét leveringspunkt og en transparent handelsplatform som eksempelvis en gasbørs.

Selvevaluering af det danske engrosmarked vil efter planen blive foretaget i 2016. I selvevalueringen skal den danske regulator (Energitilsynet) vurdere det danske engrosmarked for naturgas i forhold til GTM's kriterier for, hvad der udgør et velfungerende engrosmarked. Hvis markedet ikke forventes

at kunne leve op til kriterierne, skal den nationale regulator overveje, hvordan markedet kan blive velfungerende. Dette kræver typisk en form for markedsreform. Selvevalueringen gentages regelmæssigt med få års mellemrum.

Gas Target Model foreslår fire forskellige typer markedsreformer med forskellige grader af markedsintegration samt markedskobling:

- Fuld markedssammenlægning af to eller flere markedsområder ("market merger")
- Fælles handelsområde ("trading region")
- Satellitmarked ("satellite market")
- Markedskobling

Ved markedsintegration sammenlægges hubbene i de markeder, der integreres, eller et gasmarked giver afkald på sin egen hub og anvender i stedet en nærliggende hub.

Markedskobling sker ved, at der sikres mere ledig transmissionskapacitet mellem markederne, og at den eksisterende transmissionskapacitet udnyttes mere effektivt. Markedskobling skal gøre det nemmere for aktørerne i markedet at udnytte arbitragemuligheder (prisforskelle) mellem de forskellige markeder. Ved markedskobling fastholder markederne hver sin hub.

Inden implementeringen af en markedsreform skal der udarbejdes en cost/benefit-analyse af markedsreformens samlede omkostninger og gevinster for at bestemme den samlede nettoeffekt for gasmarkedet.

TABEL 6 | KRITERIER FOR VURDERING AF MARKEDSAKTØRERNES BEHOV OG MARKEDETS FUNKTIONALITET**Markedsaktørernes behov**

Tilgængelig gasvolumen (Order book volume)	Day ahead	≥ 2.000 MW	Både for bid og offer.
	Month ahead	≥ 470 MW	Gennemsnitlig tilgængelig bid og offer volumener i løbet af den analyserede periode.
	Forward	≥ 120 MW (17 måneder frem)	Forward-produktet siger noget om hvor lang tid frem, der er min. 120 MW tilgængelig i markedet.
Bid/offer-spread	Day ahead	≤ 0,4 pct.	Måler forskellen mellem laveste offer-pris og højeste bid-pris i forhold til bid-prisen.
	Month ahead	≤ 0,2 pct.	Gennemsnit i løbet af den analyserede periode. For forward-produkter analyseres fx 12 mdr. og 24 mdr. forward-aftaler
	Forward	≤ 0,7 pct. (24 måneder frem)	
Prisfølsomhed (Order book price sensitivity)	Day ahead	≤ 0,02 pct.	Måler hvor lav forskellen er mellem den gennemsnitlige pris i den analyserede periode og den "bedste" pris for bid og offer i perioden for 120 MW.
	Month ahead	≤ 0,1 pct.	
	Forward	≤ 0,2 pct. (24 måneder frem)	
Antal daglige handler	Day ahead	≥ 420	Måler antal handler i gennemsnit over den analyserede periode.
	Month ahead	≥ 160	
	Forward	≥ 8 (22 måneder frem)	

Markedets funktionalitet

Herfindahl-Hirschmann Index (HHI)	≤ 2.000	Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) siger noget om markedsconcentrationen. HHI er 10.000 i et marked med monopol og beregnes som summen af de kvadrerede markedsandele.
Antal forsyningskilder	≥ 3	Gasimport fra forskellige kilder siger noget om, hvor lukket et marked er, og dermed hvor følsomt det er i forhold til ændringer i efterspørgsel og udbud.
"Residual Supply Index"	≥ 110 pct.	Residual Supply Index (RSI) siger også noget om markeds magt og beregnes som: (samlet udbud – største leverandørs udbud) / samlet efterspørgsel. Hvis RSI er over 100 pct. er det et udtryk for, at den største udbyder kun påvirker prisen i lav grad.
Markedsconcentration for "bid and offer activities"	≤ 40 pct.	Markedsandel pr. selskab (eller gruppe af selskaber) "for the best 120 MW" for både "bid" og "offer".
Markedsconcentration for køb og salg	≤ 40 pct.	Markedsandel pr. selskab (eller gruppe af selskaber) for køb og salg af gas.

Kilde: "European Gas Target Model – review and update", ACER (2015).

Note: "Bid" refererer til købsbud og "offer" refererer til salgsbud.

De fire forskellige muligheder for markedssintegration og markedskobling foreslået i GTM er præsenteret herunder og vist grafisk i Figur 14.

8.2.1 FULD MARKEDSSAMMENLÆGNING

Fuld markedssammenlægning mellem to markeder forudsætter, at markederne er (eller forventes at blive) direkte (fysisk) forbundet med hinanden, og at markederne hver især forsynes fra minimum én anden kilde/gasmarked ud over det forbundne gasmarked. Ved fuld markedssammenlægning opnås ét fælles engrosmarked med én hub og én balanceringszone. Dette kræver imidlertid, at systemer og forpligtelser harmoniseres på tværs af de to markeder samt, at der oprettes en fælles "market area operator" (en slags fælles TSO), der skal samarbejde med de nationale TSO'er.

8.2.2 FÆLLES HANDELSOMRÅDE

Etablering af et fælles handelsområde (delvis markedssammenlægning) forudsætter ligeledes, at markederne er direkte (fysisk) forbundet, og at de forsynes fra en anden kilde/gasmarked. Ved etableringen af et fælles handelsområde fusioneres markederne virtuelle punkter, og der skabes ét integreret gasengrosmarked. Modsat den fulde markedssammenlægning etableres der kun en fælles balanceringszone for transmis-

sion og altså ikke for distribution, hvorved kravet om harmonisering af systemer reduceres.

8.2.3 SATELLITMARKED

For, at et gasmarked kan blive et satellitmarked, forudsætter det, at markedet grænser op til et andet, mere velfungerende gasmarked, og at størstedelen af den handlede importgas kommer fra dette gasmarked. Satellitmarkedet giver afkald på sin hub, og handlen flyttes i stedet over på hubben i nabomarkedet. Samtidig bookes transmissionskapaciteten ind i satellitmarkedet hos den satellitansvarlige i satellitmarkedet. Den satellitansvarlige står dermed for at føre gas fra det virtuelle punkt ind i satellitmarkedet. Markedernes individuelle balanceringsystemer fastholdes.

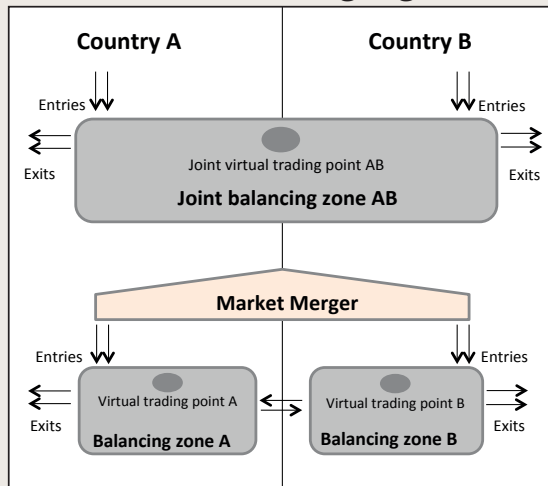
8.2.4 MARKEDSKOBLING

ACER præsenterer også et redskab til markedskobling: implicit allokering (af transmissionskapacitet mellem to tilstødende markeder). En forudsætning for at koble to markeder sammen er, at markederne er fysisk forbundet med hinanden. Markederne forbliver separate (dvs. separate balanceringsystemer) og har hvert deres spotmarked, hvor day-ahead transmissionskapaciteten allokeres (implicit allokering) sammen med den handlede gas (kontinuerlig handel). Implicit allokering forudsætter, at al day-ahead transmissionskapacitet er tilgængelig. Prisen på transmissionskapacitet mellem markederne er fastsat på forhånd, dvs. når der handles med gas mellem de to markeder under markedskobling, så udgør prisen på transmissionskapacitet forskellen i prisen mellem de to områder.

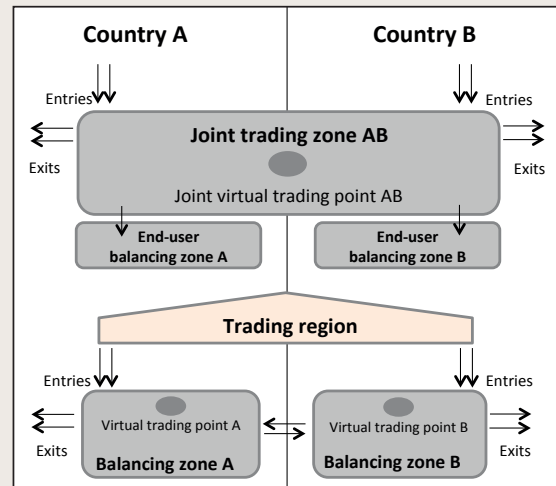
Markedskobling er det mindst indgribende værktøj, da det kun er adgangen til transmissionskapacitet og dermed prisen mellem de to områder, der påvirkes. Aktørerne handler i princippet på ét fælles spotmarked, hvor gassen stilles til rådighed for begge markeder.

FIGUR 14 | ACERS FORSLAG TIL MARKEDSREFORMER

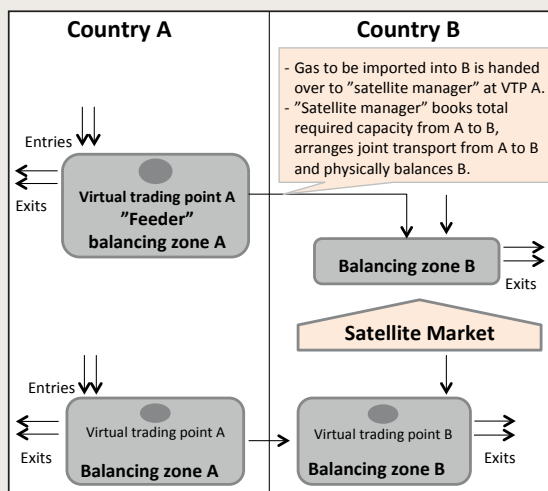
Fuld markedssammenlægning



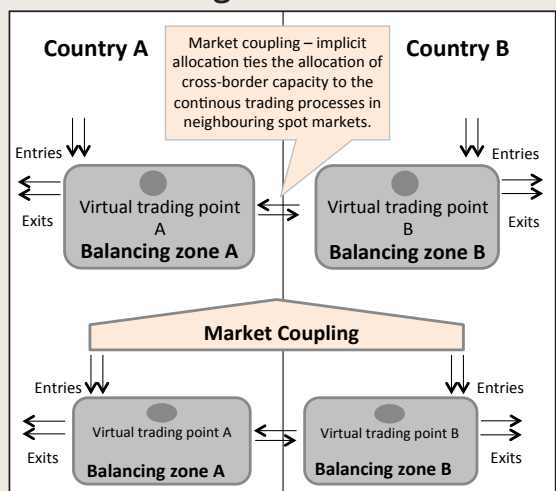
Fælles handelsområde



Satellitmarked



Markedskobling



Kilde: "European Gas Target Model – review and update", ACER (2015) – Annex 6.

Markederne beholder hvert deres balance-ringszoner og virtuelle punkter. Det forventes ikke, at markedskobling, som defineret her, vil føre til en udvikling af forwardmarkedet i de to områder, da markedskoblingen kun understøtter spotmarkedet, og at kapaciteten kun allokeres "day ahead". Hvis forwardmarkedet også skulle blive mere udviklet, ville det kræve, at der kun var ét virtuelt handelspunkt, hvor al gas i de integrerede markeder blev udbudt.

8.3 HVOR VELFUNGERENDE ER DET DANSKE GASMARKED?

Det danske engrosmarked for naturgas udgør en meget lille del af det europæiske gasmarked, men har alligevel undergået en stor udvikling de seneste år.

I 2008 blev der oprettet en gasbørs for det danske gasmarked, og siden 2013 er gastransportforbindelsen mellem Danmark og Tyskland (og dermed det europæiske kontinent) blevet udvidet markant. Udvidelsen af transportkapaciteten mellem Danmark og Tyskland har øget forsyningssikkerheden, da det nu er muligt at importere større fysiske gasmængder til Danmark. Åbningen af den danske gasbørs Gaspoint Nordic (GPN) har gjort det nemmere for aktører at komme ind på markedet. Dette har åbnet for øget konkurrence på det danske gasmarked.

8.3.1 MARKEDSAKTØRERNES BEHOV

Den danske gasbørs GPN tilbyder spotprodukter med leverance op til en måned

senere, dvs. at GPN ikke tilbyder forwardprodukter som defineret i Tabel 4. Forwardprodukter er et vigtigt kriterium for et velfungerende gasmarked i GTM, da det giver aktørerne på gasmarkedet mulighed for at prissikre sig omkostningseffektivt. Langt størstedelen af handlerne på GPN er på day ahead-produktet, der udgjorde 61 pct. af den samlede handlede volumen i 2014. Her er den daglige handlede volumen 17.000 MWh med i gennemsnit 14 handler om dagen i 2014. Month ahead-produktet er kun handlet i begrænset omfang med en handel hver sjette dag.

Aktørerne på gasmarkedet er ikke sikre på, om der er likviditet nok på gasmarkedet til, at den danske gasbørs kan udbyde længere futures, men der kan være en efterspørgsel efter kvartalsprodukter. Futures-produkter med længere leveringshorisont ventes fortsat at blive handlet på TTF.⁵⁰ I Sekretariatet for Energitilsynets dialogrunde er det kun få aktører, der har udtrykt ønske om futures på GPN, da de har mulighed for at handle på eksempelvis den tyske hub NCG og den nederlandske hub TTF, der tilbyder produkter med leverance op til 3-5 år senere.

Handlet volumen på GPN har været stigende hvert år siden åbningen, og siden 2010 er handlen mere end fordoblet, hvilket har tilført højere prisgennemsigtighed på markedet. Handlet volumen med leverance på GTF har dog været faldende, hvorfor likviditeten på det danske gasmarked samlet set ikke er blevet forbedret.

Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt at indsamle data til analyse af alle kriterier i GTM for den danske gasbørs.

8.3.2 MARKEDETS FUNKTIONALITET

Det danske gasmarked forsynes på nuværende tidspunkt kun med gas fra to kilder: de danske gasfelter i Nordsøen og import fra det europæiske kontinent via grænsepunktet Ellund. Markedet er præget af høj markeds-koncentration med HHI på 2.570 og RSI på 22 pct., jf. Figur 15,

⁵⁰ ICIS Heren ESGM 21.008 (13. januar 2015).

FIGUR 15 | EVALUERING AF KRITERIER I GAS TARGET MODEL 2011

Member state	Number of sources	HHI	RSI
Austria	3	7.500	143%
Belgium	8	1.709	279%
Bulgaria	2	7.587	13%
Croatia	5	5.987	125%
Czech Republic	3	9.051	159%
Denmark	2	2.570	22%
Estonia	1	10.000	0%
Finland	1	10.000	0%
France	13	1.240	137%
Germany	4	1.982	116%
Greece	9	5.181	131%
Hungary	4	3.198	60%
Ireland	2	1.215	8%
Italy	12	2.093	108%
Latvia	1	10.000	0%
Lithuania	1	10.000	0%
Luxembourg	4	3.185	0%
Netherlands	6	2.488	189%
Poland	3	4.550	56%
Portugal	6	2.821	93%
Romania	4	3.270	104%
Slovakia	2	9.595	369%
Slovenia	5	5.027	74%
Spain	12	2.000	159%
Sweden	1	2.766	0%
United Kingdom	11	950	142%
GTM target	≥ 3	< 2000	≥ 110%

Kilde: "European Gas Target Model – review and update", ACER (2015).

samt høje markedsandele for købs- og salgssiden, jf. Figur 16 og Figur 17. Markedsandelene for de største aktører på ETF og GTF har været faldende siden 2012, hvilket bekræfter, at markedet gradvist er blevet mere konkurrencepræget.

De færreste gasmarkeder i EU opfylder kriterierne for markedets funktionalitet i GTM. Sammenlignet med de fleste øvrige markeder i EU er det danske børsmarked forholdsvis koncentreret (HHI) og meget afhængig af én udbyder (RSI), hvilket kan hænge sammen med, at få aktører fører gas til det sekundære engrosmarked, herunder børsen, i Danmark.

I første halvår 2015 stod fem aktører på den danske gasbørs for 81 pct. af den gas, der blev solgt, jf. Figur 16. Dette er imidlertid et fald i forhold til tidligere år.

8.3.3 VURDERING AF DET DANSKE GAS-MARKED

Det danske gasengrosmarked er præget af få aktører med relativt høje markedsandele. Der er sket en udvikling, hvor nye selskaber er kommet ind på markedet, men det er fortsat få aktører, der står for størstedelen af handlen på GPN.

Det danske gasmarked er præget af, at gas købes som korte produkter (op til en måned) med henblik på forbrug. Det betyder, at markedet har en lav likviditet i forhold til de mest likvide gasmarkeder i Europa, da gassen kun skifter hænder få gange. Likviditet kræver bl.a., at store mængder gas til enhver tid kan sælges/købes uden store prisændringer på hubben. Sammenlignet med de øvrige europæiske markeder handles der lave gasmængder på det danske gasmarked.

Det vil være en stor udfordring, hvis den generelle udvikling på markedet skal føre til, at det danske gasmarked kan leve op til kriterierne i GTM for et velfungerende gasmarked i 2017. Det kan bl.a. tilskrives markedets størrelse og infrastrukturestriktioner. ACER anbefaler som nævnt forskellige tiltag til at udvikle markederne gennem markedsreformer, hvis de nationale gasmarkeder i 2017 ikke kan forventes at være velfungerende.

8.4 SAMMENFATNING

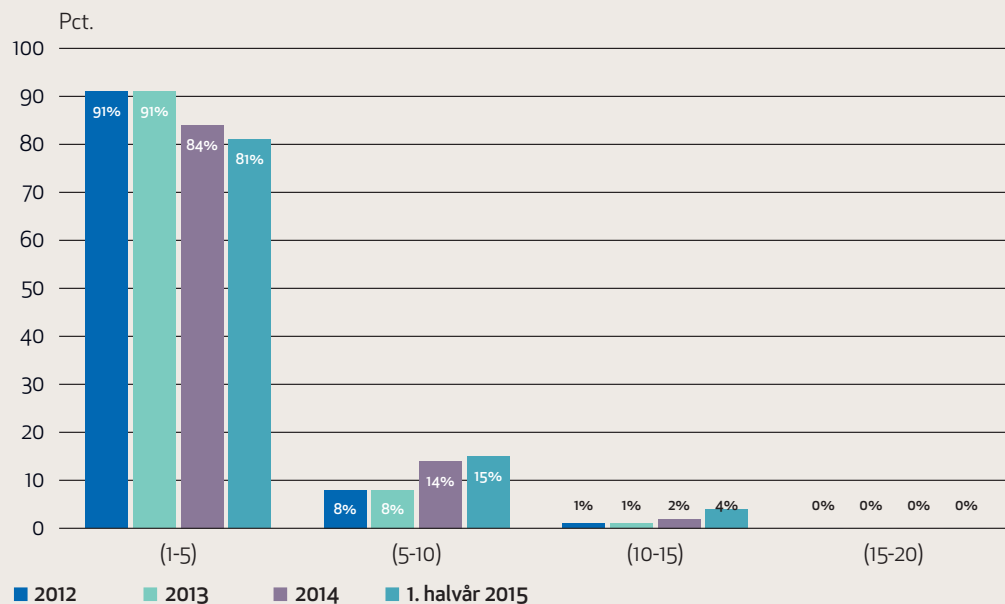
ACER har formuleret en vision for det europæiske gasmarked (Gas Target Model). Visionen omfatter områder som bl.a. velfungerende engrosmarkeder, forsynings sikkerhed og gassens fremtidige rolle. Gas Target Model opstiller en række kriterier for, hvornår et engrosmarked kan siges at være velfungerende. Kriterierne er valgt ud fra de mest likvide markeder i Europa (Nederlandene og Storbritannien) og er dermed meget ambitiøse. Modellen lægger vægt på, at der kan handles likvide forward-produkter i markedet, og at markederne bliver mindre koncentrerede.

ACER lægger op til, at de nationale regulatorer (Energitilsynet) skal foretage en selvevaluering for at undersøge, om det nationale gasmarked lever op til kriterierne og kan forventes at være velfungerende i 2017. Lever markedet ikke op til kriterierne, kan det være relevant at indføre en markedsreform, der fører til en grad af integration med et omkringliggende gasmarked.

Den handlede volumen på gasbørsen er steget de sidste par år, og likviditeten for de korte produkter er forbedret. Gaspoint Nordic udbyder ikke futures-produkter, hvilket er en vigtig del af Gas Target Model. Desuden er det kun få selskaber, der står for 81 pct. af den gas, der sælges på børsen. Denne andel er imidlertid faldet 10 procentpoint på tre år.

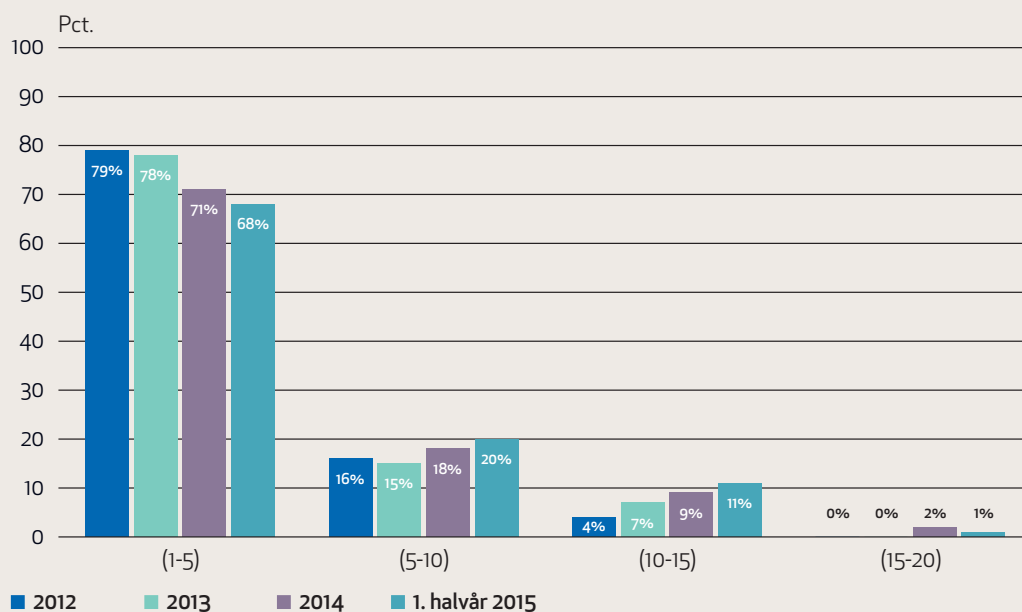
Det danske gasmarkeds størrelse og placering indebærer, at det vil være en stor udfordring at leve op til kriterierne i Gas Target Model for et velfungerende gasengrosmarked i 2017.

- Energitilsynet vil i 2016 påbegynde en evaluering af det danske gasengrosmarked i overensstemmelse med de fælles europæiske regulatorers (ACER) skabelon. I den forbindelse vil Energitilsynet i dialog med relevante parter drøfte den videre udvikling af det danske gasmarked, herunder relevante markedsreformer.

FIGUR 16 | MARKEDSANDELE SALGSSIDEN (GPN OG GTF), 2012-2015 (PCT.)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk.

Note: Akkumulerede markedsandele for aktører på GPN og GTF. Intervallerne er udarbejdet således, at intervallet [1-5] består af de fem mest handlende aktører og nedeftér.

FIGUR 17 | MARKEDSANDELE KØBSSIDEN (GPN OG GTF), 2012-2015 (PCT.)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk.

Note: Akkumulerede markedsandele for aktører på GPN og GTF. Intervallerne er udarbejdet således, at intervallet [1-5] består af de fem mest handlende aktører og nedeftér.

ORDLISTE

Begreb	Forklaring
Churn rate (forbrug)	Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gange som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. Værdien skal som minimum være højere end 1
Day-ahead	Gas handlet som et day ahead-produkt leveres dagen efter handlen er indgået. Produktet kan handles med leverance flere dage frem.
Ellund Entry	Entrypunkt, hvor naturgassen kan transporteres ind i Danmark fra Tyskland. Tysk Ellund Entry anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres ind i Tyskland fra Danmark.
Ellund Exit	Exitpunkt, hvor naturgassen kan transporteres fra Danmark til Tyskland. Tysk Ellund Exit anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres fra Tyskland til Danmark.
ETF	Se "Exchange Transfer Facility"
European Energy Exchange (EEX)	Tysk gasbørs hvor gas handles til leverance i GASPOOL (GPL) eller NetConnect Germany (NCG)
Exchange Transfer Facility	En virtuel gashub i Danmark, hvor gas købt på den danske gasbørs leveres
Flaskehals	Fænomen, som opstår, når kapaciteten i transmissionssystemet begrænser udbuddet i forhold til efterspørgslen. Ved en flaskehals er der således risiko for afbrud. Se også "Kontraktuel flaskehals" og "Teknisk flaskehals".
Gas Transfer Facility (GTF)	En virtuel gashub i Danmark, hvor gas købt på OTC-aftaler leveres
Gashub	En gashub er et punkt eller et område, hvor handel med gas faciliteres af en (hub)operatør
Gaslager	Et lager til lagring af gas. I Danmark findes to gaslagre: LI. Thorup i Jylland og Stenlille på Sjælland
Gaspoint Nordic	Den danske gasbørs
Gaspool	En virtuel gashub i det nordlige Tyskland
GPL	Se "Gaspool"
GTF	Se "Gas Transfer Facility"
Kontraktuel flaskehals	En kontraktuel flaskehals kan opstå når al transmissionskapacitet er reserveret på forhånd. Rørledningen kan være ledig, men en shipper har ikke mulighed for at reservere den transmissionskapacitet der er behov for.
LI. Thorup gaslager	Underjordisk gaslager beliggende i Jylland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskillet i en salthorst
Month-ahead	Produkt med leverance af gas alle dage i næste måned
NCG	Se "NetConnect Germany"
NetConnect Germany	En virtuel gashub i det sydlige Tyskland
Over The Counter aftale (OTC)	Bilateral og ofte standardiseret aftale (kan også indgås via mægler), som bliver indgået direkte mellem to parter udenom børsen. Vil indeholde en vis modpartsrisiko, da aftalen først afregnes ved udløb af aftalen/leverance af gassen – modsat indgåelse af børsaftaler, der afregnes dagligt.
OTC	Se "Over The Counter aftale"
PRISMA	PRISMA er en europæisk online bookingplatform, hvor transportkunder kan købe kapacitetsprodukter på auktioner. Platformen er ejet af en lang række europæiske TSO'er, herunder Energinet.dk
REMIT	Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) Nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne
Spotpris	Pris på produkt til leverance kort tid efter aftalens indgåelse – særligt within-day og day-ahead, som handles på gasbørsen
Stenlille gaslager	Underjordisk gaslager beliggende på Sjælland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i sandstenslag
Swapaftale	En aftale mellem to aktører om bytte af gasmængder – typisk på to forskellige markeder. Aktørerne får herved adgang til gas i et andet marked uden at skulle transportere gassen derhen.
Teknisk flaskehals	Eller fysisk flaskehals. En teknisk flaskehals opstår, når fysiske gasleverancer ikke kan garanteres, fx som følge af overefterspørgsel hvor transport købt på afbrydelige vilkår afbrydes eller som følge af nedbrud/vedligehold.
Title Transfer Facility	En virtuel gashub i Nederlandene
TTF	Se "Title Transfer Facility"
Virtuel gashub	En virtuel gashub består af et afgrænset Entry-exit system, hvor gassen transporteres ind via Entry-punkter og ud via Exit-punkter. I Nordvesteuropa er hovedparten af de eksisterende gashubs virtuelle. Se også "Fysisk gashub".
Weekend	Produkt med leverance af gas lørdag og søndag.
Within-day	Produkt med leverance af gas samme dag som aftalen indgås

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

BILAG 1 OVERSIGT OVER GASFELTER, PRODUCENTER OG PRODUKTION

TABEL A | FORDELT PÅ FELTER, 2014

Felt	Producenter	Mio. Nm ³
Tyra	DUC	1.474
Halfdan	DUC	1.309
Dan	DUC	408
Valdemar	DUC	343
Harald	DUC	274
Syd Arne	Hess, DONG E&P, Danoil	238
Tyra Se	DUC	201
Skjold	DUC	68
Roar	DUC	46
Gorm	DUC	36
Nini	DONG E&P, DEA, Noreco	35
Lulita	DUC (50 pct.) / DONG E&P, Noreco (50 pct.)	18
Kraka	DUC	18
Svend	DUC	16
Siri	DONG E&P A/S	13
Cecilie	Noreco, DONG E&P, DEA	6
Rolf	DUC	0
Dagmar	DUC	0
Regnar	DUC	0
I alt		4.503
Trym	DONG E&P, Bayerngas Norge	436
I alt inkl. Trym		4.938

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Energistyrelsen (årlig produktion af gas), Oljedirektoratet i Norge (produktionsdata for Trym) og DUC-parternes ejerandele.

Note: DUC og DONG har hver licens på 50 pct. af feltet Lulita, produktionen fra Lulita er derfor fordelt mellem DONG og DUC-parterne i tabellen.

TABEL B | FORDELT PÅ PRODUCENTER, 2014

Producenter	Produktion (mio. Nm ³)	Produktion (andel)
Shell (DUC)	1.546	31 pct.
Mærsk (DUC)	1.311	27 pct.
Nordsøfonden (DUC)	840	17 pct.
Chevron (DUC)	504	10 pct.
DONG E&P (samlet)	338	7 pct.
Bayerngas Norge AS	218	4 pct.
Hess Denmark ApS	146	3 pct.
Noreco (samlet)	19	0 pct.
DEA Deutsches Erdoel AG	12	0 pct.
Danoil Exploration A/S	4	0 pct.
	4.938	100 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger baseret på data fra Energistyrelsen (årlig produktion af gas), Oljedirektoratet i Norge (produktionsdata for Trym) og DUC-parternes ejerandele.

Note: DUC og DONG har hver licens på 50 pct. af feltet Lulita, produktionen fra Lulita er derfor fordelt mellem DONG og DUC-parterne i tabellen. Der er en vis usikkerhed om producenterens reelle andele, da data er baseret på produktionsdata frem for salgsgas, hvor der bl.a. tages højde for forbrug af gas (som brændstof) direkte i produktionen. Andelen kan derfor ændre sig, hvis de i stedet baseres på salgsgas. Der er imidlertid ikke data for salgsgas fordelt på de enkelte felter. I 2014 blev der produceret ca. 3,7 mia. Nm³ salgsgas, som blev transporteret til Danmark, og der blev eksporteret ca. 0,5 mia. Nm³ gas direkte til Nederlandene. Data afviger fra data i Tabel 1, da der er tale om forskellige opgørelser fra Energistyrelsen, og afvigelsen kan forklares med, at data løbende revideres.

BILAG 2 OPBYGNING AF DET DANSKE NATURGAS-SYSTEM OG DONG-DUC-AFTALERNE

A.P. Møller - Mærsk A/S får i 1962 med "Bekendtgørelse om eneretsbevilling til efterforskning og indvinding af kulbrinter m.v. i Danmarks undergrund"⁵¹ eneretsbevilling til bl.a. at indvinde gas i den danske del af Nordsøen i 50 år, dvs. til 2012:

"... eneret til for et tidsrum af 50 år fra den 8. juli 1962 at regne at efterforske og indvinde de i § 1 omhandlede råstoffer overalt i Danmarks undergrund på såvel landterritoriet som søterritoriet, så langt dansk højhedsret rækker, bortset fra Færøerne og Grønland, samt på den del af kontinentalsoklen, over hvilken Danmark i henhold til kongelig anordning af 7. juni 1963 udøver højhedsret, bortset fra det til Færøerne og Grønland hørende sokkelområde."

I 1962 bliver Dansk Undergrunds Consortium (DUC) oprettet til efterforskning og indvinding af olie og gas i den danske undergrund, herunder tillige i den danske sektordel af Nordsøen. DUC er et arbejdsfællesskab mellem A.P. Møller - Mærsk A/S, Shell og Gulf Oil. Fra 2012 deltager staten via Nordsøfonden desuden som partner i DUC med en ejerandel på 20 pct.⁵²

Den danske stat opretter i 1972 Dansk Naturgas A/S (senere Dansk Olie og Naturgas A/S, DONG). Selskabet får bl.a. til opgave at opbygge det danske naturgassystem, så det bliver muligt at udnytte gassen kommercielt i Danmark. Som et led i etableringen af et dansk naturgassystem får DONG eneret til at transportere gas fra Nord-

⁵¹ BEK nr. 372 af 07/11/1963.

⁵² Medlemmerne i DUC i dag er Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V. (36,8 pct.), A.P. Møller - Mærsk A/S (31,2 pct.), Chevron Denmark (12 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

søen til fastlandet og rundt i Danmark samt at oplagre og forhandle gas i Danmark.

Der er meget store investeringer forbundet med opbygning af et naturgassystem. Dette er også tilfældet for det danske system. Med gasaftalerne mellem DONG og DUC får DONG råderet over en betydelig mængde af den producerede gas i Nordsøen til transport og salg. Gasaftalerne er således en vigtig bestanddel i opbygningen af det danske naturgassystem.

I 1979 indgår DUC-parterne den første af tre gassalgsaftaler med DONG. Aftalerne betyder, at DUC forpligter sig til at reservere størstedelen af den producerede gas i eneretsbevillingens område til DONG; og at DONG forpligter sig til at aftage denne mængde. Aftalerne er således opbygget om en Take-or-Pay-forpligtelse, hvilket betyder, at DONG forpligter sig til at betale for en bestemt mængde gas, uanset om DONG kan aftage denne mængde gas. Størstedelen af DUC-parternes produktion er reserveret til DONG som følge af Take-or-Pay-forpligtelsen i aftalerne. DUC-parterne har mulighed for at producere mere gas, men DONG har forsteret til at købe denne gas. Gassalgsaftalerne bliver genforhandlet i 1990 og 1993.⁵³

1993-aftalen adskiller sig fra de to første gasaftaler, da aftalen etablerer, at DUC-parterne skal leveres gas, så længe DUC-parterne

kan opretholde en produktion på "plateau-niveau"⁵⁴. Dvs. at DUC-parterne skal reservere størstedelen af deres produktion til DONG, så længe der bliver produceret gas i eneretsbevillingens område. På tidspunktet for 1993-aftalernes indgåelse udløb eneretsbevillingen i 2012. I de to første aftaler er der derimod angivet en bestemt mængde gas til leverance. Der bliver ikke længere leveret gas under 1979- og 1990-aftalerne. Gassalget mellem DONG og DUC-parterne i dag er fastsat i 1993-aftalerne.⁵⁵

54 Definition af plateau fra konkurrencemyndighedens beslutning: "Der opereres i aftalerne med en "plateau"-periode, i hvilken den årlige gasleverance ligger på et fast niveau. Plateauperioden løber som minimum indtil en i aftalerne fastsat dato. Hvis der er tilstrækkelig gas, kan plateau-perioden efter omstændighederne forlænges helt indtil koncessionens udløb i 2012 eller et senere tidspunkt, hvis koncessionen forlænges. Når plateau-perioden afsluttes starter en "tail-end"-periode, hvorunder gasleverancerne nedtrappes."

55 Der blev leveret gas under 1979- og 1990-aftalerne i perioden fra 1. oktober 1984 til 1. oktober 2009 og fra 1. oktober 1989 til 1. oktober 2012. Aftalernes mængder er ikke offentligt tilgængelige.

53 Dette afsnit er baseret på "DONG/DUC naturgasaftaler", beslutning af Konkurrence-rådets formand og Konkurrencestyrelsens direktør (april 2003).

BILAG 3 KONKURRENCERÅDETS BESLUTNING OG TREDJEPARTSGAS

DONG og DUC-parterne genanmelder aftalerne til Konkurrentestyrelsen i 1998.

Den danske og europæiske konkurrencemyndighed (Konkurrentestyrelsen og Europa-Kommissionens konkurrencedirektorat) undersøger DONG-DUC-aftalerne og vurderer, at aftalerne indeholder en række konkurrencebegrænsende elementer. Eksempelvis omfatter aftalerne størstedelen af DUC-parternes gasproduktion, og de har meget lang varighed⁵⁶. Den danske og europæiske konkurrencemyndighed vurderer desuden, at det er konkurrencebegrænsende, at DUC-parterne samlet forhandler med DONG.

Konkurrentestyrelsen indleder sammen med Europa-Kommissionen forhandlinger med DUC-parterne og DONG om de konkurrencebegrænsende elementer i aftalerne, og parterne afgiver en række tilsagn om at ændre aftalerne og forbedre konkurrencen.

Konkurrencerådet⁵⁷ besluttede i april 2003, "at de anmeldte aftaler ikke giver anledning til konkurrenceretlige betænkeligheder, når parterne har gennemført de ændringer, som parterne har givet tilsagn om." Det fremgår af beslutningen, at konkurrencemyndigheden afgiver en såkaldt "ikke-indgrebserklæring" på baggrund af de forhold, der var kendte på tidspunktet, og betinget af, at parternes tilsagn om en række tiltag bliver overholdt. Desuden forudsætter Konkurrencerådet i beslutningen, at liberaliseringen af det danske og europæiske gasmarked vil øge konkurrencen.

⁵⁶ Se fodnote 54.

⁵⁷ Beslutning truffet af Konkurrencerådets formand og Konkurrentestyrelsens direktør.

DUC-parterne giver bl.a. tilsagn om at sælge "nye gasmængder" til tredjepart i perioden 2005-2009, dvs. til andre end DONG. De nye gasmængder er gas i eneretsbevillingens område, som allerede er konstateret, men som DONG endnu ikke har erhvervet med selskabets førsteforhandlingsret. DUC-parterne har mulighed for at sælge nye gasmængder til andre selskaber end DONG, dvs. at Dong ikke råder over tredjepartsgas.

DONG giver samtidig tilsagn om at give afkald på selskabets førsteforhandlingsret til de nye gasmængder og afstår i en periode fra at købe disse mængder. Desuden afstår DUC-parterne fra at forhandle i fællesskab, hvilket øger konkurrencen mellem DUC-parterne.

Det fremgår af beslutningen, at det er Konkurrencerådets vurdering, at selv om aftalernes lange varighed har været en forudsætning for gennemførelsen af parternes investeringer, så må aftalerne ikke indebære unødvendige konkurrencebegrænsninger. Desuden fremgår det, at de nye mængder ikke har været en nødvendig forudsætning i DONG eller DUC-parternes beslutningsgrundlag ved investering i transmissionsledninger og produktionsanlæg.

Konkurrencerådet træffer sin beslutning om DONG-DUC aftalerne i april 2003, og i Nordsøaftalen^{54F58} mellem Staten og A.P. Møller - Mærsk A/S bliver indgået i september 2003.

Nordsøaftalen indebærer en fortsættelse af eneretsbevillingen fra 1962 og betyder bl.a., at bevillingen forlænges frem til 2042, og at den danske stat fra 2012 indtræder som partner i DUC (repræsenteret ved Nordsøfonden) med en andel på 20 pct.

Forlængelsen af eneretsbevillingen medfører, at DONG og DUC-parternes gasaftaler fra 1993, inkl. aftalernes prisformler og vilkår, er gældende, så længe der opretholdes gasproduktion i eneretsbevillingens område frem mod 2042.

⁵⁸ Aftale mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund (september 2003).



ENERGITILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35
DK-2500 Valby

Tlf. +45 4171 5400

post@energitilsynet.dk
energitilsynet.dk

Opsætning: MONTAGEbureauet ApS