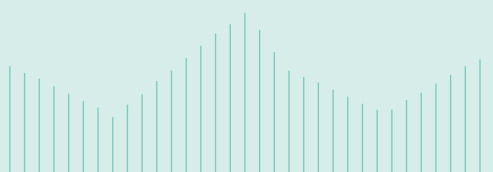




ENERGITILSYNET



ANALYSE AF KONTRAKTER
OG PRISDANNELSE PÅ DET
DANSKE ENGROSMARKED
FOR NATURGAS

20
15





INDHOLD

KONKLUSION	6
INDLEDNING	8
ANALYSENS INDHOLD	10
DEL 1: DET DANSKE NATURGASSYSTEM	12
1. DEN DANSKE GASINFRASTRUKTUR	12
1.1. TRANSPORT AF GAS OG AKTØRER PÅ ENGROSMARKEDET	12
1.2. OPSTRØMSSYSTEMET – PLATFORME OG TRANSPORTFORBINDELSER TIL MARKEDET	12
1.3. TRANSMISSIONSSYSTEMET	15
1.4. LAGER OG DISTRIBUTION	15
2. PRODUKTION, FORBRUG, EKSPORT OG IMPORT	16
2.1. PRODUKTION	16
2.2. FORBRUG	19
2.3. EKSPORT OG IMPORT	19
2.4. FREMTIDSPERSPEKTIVER FOR PRODUKTION OG FORBRUG AF NATURGAS	21
3. TRANSPORTKAPACITET OG SAMMENKOBLING	22
3.1. KAPACITET – RESERVATION, PRODUKTER OG ALLOKERING	22
3.1.1. RESERVATION AF TRANSPORTKAPACITET	22
3.1.2. KAPACITETSPRODUKTER	25
3.1.3. ALLOKERING AF KAPACITET	25
3.2. UDBYGNING AF TRANSMISSIONSSYSTEMET	25
3.2.1. UDBYGNING AF DANSK ELLUND ENTRY	26
3.2.2. UDBYGNING AF TYSK ELLUND EXIT	26
3.3. FLASKEHALSE VED ELLUND	28
3.3.1. GASFLOW I ELLUND EFTER UDBYGNINGEN	30
3.3.2. TILGÆNGELIGHED AF KAPACITET I ELLUND ENTRY	32
3.3.3. STATUS FOR AFBRUD PÅ ELLUND	37
DEL 2: HANDEL I NATURGASMARKEDET	38
4. NATURGASAFTALER – KONTRAKTER PÅ ENGROSMARKEDET	38
4.1. TAKE OR PAY-KONTRAKTER	38
4.1.1. PRISFASTSÆTTELSE I KONTRAKTERNE – NETBACK-MARKEDSVÆRDIPRINCIPPET	38
4.1.2. INDGÅELSE AF TOP-KONTRAKTER	41
4.1.3. RESTRIKTIONER OG KLAUSULER I KONTRAKTERNE	41
4.1.4. HISTORISKE TOP-KONTRAKTER I DET DANSKE NATURGASMARKED	42
4.2. OVER THE COUNTER-KONTRAKTER	42
4.3. BØRSKONTRAKTER	45
4.4. LIGHEDER OG FORSKELLE MELLEM OTC- OG BØRSKONTRAKTER	45

INDHOLD

5.	MARKEDSPLADSER FOR NATURGAS	46
5.1.	GASHUBS	46
5.1.1.	DEFINITION AF GASHUBS	46
5.1.2.	GASHUBS I EUROPA	49
5.1.3.	GASHUBS I DANMARK	51
5.2.	GASBØRSE	51
5.2.1.	DEFINITION AF GASBØRSE	51
5.2.2.	GASBØRSE I EUROPA	51
5.3.	FORSKELLE MELLEM GASHUBS OG GASBØRSE	51
6.	VELFUNKTERENDE MARKEDER	52
6.1.	KRITERIER FOR VELFUNKTERENDE MARKEDER	52
6.2.	HANDELSVOLUMENER	55
6.3.	CHURN RATE	56
6.4.	VURDERING AF PRISEN PÅ DE DANSKE GASHUBS SOM VELFUNKTERENDE PRISREFERENCE	59
DEL 3: ANALYSE AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR GAS		60
7.	KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS	60
7.1.	FORDELING AF KONTRAKTTYPER (TOP, OTC OG BØRS)	60
7.2.	TOP-KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED	63
7.2.1.	INDEKSERING AF NATURGASPRISEN I TOP-KONTRAKTER	63
7.2.2.	KARAKTERISTIKA FOR TOP-KONTRAKTER I DET DANSKE ENGROSMARKED	63
7.3.	OTC-KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED	64
7.4.	BØRSKONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED	67
7.5.	SAMMENFATNING	67
8.	PRISDANNELSEN PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED	68
8.1.	UNDERSØGELSE AF DEN DANSKE ENGROSPRIS PÅ NATURGAS	71
8.2.	FAKTORER DER KAN PÅVIRKE PRISDANNELSEN	72
8.2.1.	PRISDANNELSEN PÅ GPN	72
8.2.2.	BETYDNING AF FLASKEHALSE I ELLUND PÅ DEN DANSKE ENGROSPRIS	75
8.3.	FORHØDET IMELLEM SPOTPRISER OG DEN DANSKE ENGROSPRIS	76
8.4.	SAMMENFATNING	79
BILAG 1: TAKE OR PAY-FORPLIGTELSE		80
	ANNUAL CONTRACT QUANTITY	80
	DAILY CONTRACT QUANTITY	80
BILAG 2: SPØRGESKEMAUNDERSØGELSEN		82
	SPØRGESKEMAUNDERSØGELSEN	84
	FORBEHOLD	84
ORDLISTE		86

KONKLUSION

Engrosprisen på det danske naturgasmarked følger spotpriserne på naturgas på det nordvesteuropæiske gasmarked. Det tyder på, at gasprisen er på vej til at blive afkoblet fra oliepriserne. Denne tendens følger trenden i Storbritannien og det øvrige Nordvesteuropa. Andelen af gas, der indkøbes "over the counter" og på børsmarkedet, er steget. Det er en positiv udvikling, da priserne på disse markeder er mere transparente og troværdige sammenlignet med priserne i "Take-or-Pay"-kontrakterne. Leveringsperioderne i de nyere Take-or-Pay-kontrakter er blevet kortere, og prisdannelsen følger i højere grad spotpriserne på naturgas. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs og prisen på den danske gasbørs kan bruges som prisreferencer for det danske engrosmarked.

DEN DANSKE ENGROSPRIS FØLGER SPOTPRISERNE PÅ GAS

Engrosprisen på det danske engrosmarked for naturgas følger i dag hovedsageligt spotpriserne på naturgas på de nordvesteuropæiske gashubs. I perioden 2010-2012 fulgte engrosprisen i høj grad oliepriserne, men efter 2012 har engrosprisen i højere grad fulgt spotpriserne på naturgas. Der er således sket en udvikling i retning af en afkobling af engrosprisen på naturgas i Danmark fra oliepriserne.

MERE GAS SÆLGES PÅ BØRS-OG OTC-KONTRAKTER

Der er siden 2010 sket en stigning i andelen af naturgas handlet "over the counter" og på børsmarkedet. Andelen af naturgas indkøbt "over the counter" udgjorde 20 pct. i perioden 2010-2014. Det er en stigning i forhold til perioden 2008-2010, hvor andelen udgjorde 9 pct. Naturgas indkøbt via børskontrakter udgjorde 3 pct. i perioden 2010-2014, hvilket også er en stigning i forhold til perioden 2008-2010, hvor andelen var 1 pct. På trods af stigningen i andelen af naturgas handlet "over the counter" og på børsmarkedet, bliver størstedelen af naturgassen fortsat handlet via Take-or-Pay-kontrakter. Der er imidlertid sket et fald i andelen af naturgas, der indkøbes via Take-or-Pay-kontrakterne. I perioden 2010-2014 blev 77 pct. af naturgassen indkøbt via Take-or-Pay-kontrakter, mens 90 pct. af naturgassen i perioden 2008-2010 blev indkøbt via Take-or-Pay-kontrakter.

STIGNING I GAS-TO-GAS KONKURRENCE

Prisdannelsen i Take-or-Pay-kontrakterne i Danmark har siden 2010 ændret sig fra at følge oliepriserne til i højere grad at følge spotpriserne på naturgas på det danske og nordvesteuropæiske marked. Andelen af naturgas, der indekseres efter spotpriserne på naturgas, udgjorde 10 pct. i perioden 2010-2014, hvilket er en klar stigning sammenlignet med perioden 2008-2010, hvor kun 1 pct. af naturgassen blev indekseret efter spotpriserne på naturgas. Andelen af naturgassen, der indekseres rent efter olie eller en kombination af olie og gas, udgjorde i perioden 2010-2014 hhv. 63 pct. og 27 pct., det vil sige, at ca. 90 pct. af naturgassen helt eller delvist blev prissat efter prisen på olie. Til sammenligning blev 99 pct. af naturgassen prissat efter olie i perioden 2008-2010.

NORDVESTEUROPÆISKE SPOTPRISER ER VELFUNGERENDE PRISREFERENCER

Enkelte gasleverandører handler 100 pct. af deres gasindkøb enten "over the counter" eller på børsmarkedet. Det er derfor vigtigt, at der er troværdige prisreferencer tilgængelige for det danske engrosmarked for naturgas. Med troværdig menes, at prisen er stabil og robust i forhold til udefrakommende hændelser, og at enkelte handler ikke kan påvirke prisen mærkbart, det vil sige, at markedet er likvidt. Gaspriserne på de større gashubs i Nordvesteuropa vurderes at være mere troværdige end prisen på den danske gasbørs, da udefrakommende hændelser og enkelte store handler i højere grad kan påvirke prisen på den danske gasbørs. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs vurderes at være velfungerende prisreferencer. Gasprisen på den danske gasbørs følger i høj grad priserne på de nordvesteuropæiske gashubs, og det vurderes derfor, at prisen på den danske gasbørs ligeledes kan anvendes som prisreference for det danske engrosmarked for naturgas. En velfungerende prisreference er især vigtig for små og nye aktører, da den er en god indikator for prisen på naturgas.

DANMARK ER KOBLET BEDRE TIL DET EUROPÆISKE GASMARKEDE

Den igangværende udbygning af gasinfrastrukturen ved grænsepunktet Ellund skaber de fysiske rammer for at kunne koble det danske og nordvesteuropæiske gasmarked sammen. Derved vil Danmark i endnu højere grad blive forbundet med det europæiske gassystem, hvilket er afgørende for at sikre et velfungerende engrosmarked for naturgas og en troværdig markedspris på det danske marked. Reel markedskobling er imidlertid betinget af, at der også i praksis er tilstrækkelig tilgængelig kapacitet på både den tyske og danske side af Ellund.

Denne analyse fokuserer på, om det danske engrosmarked for naturgas er velfungerende. Analysen undersøger kontrakter og prisdannelse og skal ses som et led i Energitilsynets overvågning.

INDLEDNING

Energitilsynet overvåger løbende det danske engrosmarked for naturgas. Energitilsynet skal blandt andet overvåge graden og effektiviteten af markedets åbning og konkurrencen på engrosniveau. Et uddrag af Energitilsynets overvågningsforpligtelse er vist i Boks 1.

Analysen skal give en indikation af, hvor velfungerende det danske engrosmarked er, fx ved at se på, om gasprisen fremkommer i ligevægten mellem udbud af og efterspørgsel efter gas fremfor eksempelvis olie. En sådan ligevægtspris skulle i teorien føre til den optimale fordeling af gasressourcen. Et velfungerende marked skal være transparent og likvidt, og herudover skal der være lige adgang for alle aktører. Analysen kan således give et vigtigt signal om, hvor nemt det er for nye aktører at komme ind og agere på det danske gasmarked. Desuden giver en sådan analyse også indblik i graden og effektiviteten af markedets åbning. Der blev i 2010 gennemført en større undersøgelse af det danske engrosmarked for naturgas, og den anvendte metode i nærværende analyse vil tage udgangspunkt i undersøgelsen fra 2010.¹

Det danske gasmarked har været i konstant udvikling siden den europæiske liberalisering af gasmarkedet blev igangsat i 1998 med det første naturgasdirektiv²:

- Det danske gasmarked blev delvist åbnet i år 2000, hvor 30 pct. af markedet målt i volumen (de helt store kunder) frit kunne vælge gasleverandør. I 2004 blev gasmarkedet fuldkomment åbnet, og alle gasforbrugere i Danmark har siden frit kunne vælge leverandør. Det er imidlertid begrænset hvor mange gaskunder, der har benyttet sig af den fulde markedets åbning med mulighed for frit at vælge leverandør. Energitilsynet (SET) har i 2014 undersøgt, om de danske gaskunder har benyttet sig af deres mulighed for frit at vælge gasleverandør. Undersøgelsen viste, at ca. 26 pct. af alle gaskunder (husholdninger og erhverv) til og med 2013 aktivt har valgt gasleverandør.³
- I 2008 blev den danske gasbørs oprettet, bl.a. for at understøtte og fremme udviklingen af gasmarkedet. Handlen på den danske gasbørs var beskeden i 2008 og 2009, men siden 2010 har der været en stigning i aktiviteten, hvor både antallet af handler og den handlede volumen er steget. Den danske gasbørs er således i en positiv udvikling. Antallet af handler og volumen er dog fortsat beskeden sammenlignet med de øvrige nordvesteuropæiske gasbørser.

¹ "Det Danske Engrosmarked for Naturgas – En analyse af markedets kontrakter, prisdannelse og mulige prisreferencer", Sekretariatet for Energitilsynet (2010).

² EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS DIREKTIV 98/30/EF af 22. juni 1998 om fælles regler for det indre marked for naturgas.

³ "Efterspørgslen på det danske detailmarked for gas fordelt på produkttyper", Sekretariatet for Energitilsynet (2014).

BOKS 1: UDDRAG AF ENERGITILSYNETS OVERVÅGNINGSFORPLIGTELSE

Med den tredje liberaliseringspakke fik Energitilsynet nye opgaver, og Energitilsynet varetager nu en bred overvågning af naturgasmarkedet og markedsprocesser. På det nationale plan er der implementeret lovændringer, som gennemfører bl.a. dele af Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009, om fælles regler for det indre marked for naturgas (gasdirektivet). Klima-, energi- og bygningsministeren har, bl.a. med hjemmel i § 41 a i lov om naturgasforsyning (herefter NGFL), udstedt bekendtgørelse nr. 1002 af 20. oktober 2011 om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v.

Energitilsynet skal på det danske engrosmarked blandt andet overvåge¹: Graden og effektiviteten af markedsåbning og konkurrence på engrosniveau, forekomsten af restriktiv kontraktpraksis vedrørende levering af elektricitet og gas og enhver konkurrenceforvridning eller begrænsning af konkurrencen.

Kilde: 1) Bekendtgørelse nr. 1002 af 20/10/2011 om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v.

- Gastransportforbindelsen fra Tyskland til Danmark ved grænsepunktet Ellund er siden 2013 blevet forbedret: Det danske transmissions-system har fået en ny kompressorstation samt en rørdublering fra Ellund op til knudepunktet Egtved. Den nye infrastruktur blev sat i drift den 1. oktober 2013. Udbygningen af infrastrukturen har gjort det muligt at importere større gasmængder fra det europæiske kontinent via Tyskland. Dette øger forsyningssikkerheden, og det giver en bedre markedskobling med resten af Europa. Der er imidlertid fortsat begrænset transportkapacitet på den tyske side af grænsen. Det betyder, at det danske gasmarked endnu ikke har fået fuldt udbytte af den nye infrastruktur. Tyskland er i gang med at udbygge infrastrukturen, og fra den 1. oktober 2014 har der for første gang været udbudt uafbrydelig transportkapacitet på den tyske side af Ellund. Fra april 2013 er transportkapacitet for Ellund blevet solgt via en fælles europæisk auktionsplatform, PRISMA. Auktionsplatformen giver større transparens og kan bidrage til en bedre sammenkobling af markederne.
- Fra 2013 er det blevet mere attraktivt for producenter og gasleverandører at føre gas ind til Danmark fra Nordsøen. Naturgassen fra Nordsøen transporteres i to opstrømsrørledninger, som ejes af DONG. Der er tredjepartsadgang til opstrømsrørledningerne. DONG har fra 2013 tilbudt mere fleksible adgangsvilkår i form af kortere kapacitetsprodukter, og den 1. april 2014 har DONG nedsat transporttariffen væsentligt. Nedsættelsen af tariffen er en konsekvens af en afgørelse fra Energitilsynet i januar 2014, som blev stadfæstet af Energiklagenævnet i juni 2014. Den lavere tarif og mere fleksible adgangsvilkår kan betyde, at gasproducenter og gasleverandører kan transportere gassen fra Nordsøen billigere ind til det danske marked.

Formålet med denne analyse er at undersøge, om udviklingen på det danske naturgasmarked siden 2010 har haft betydning for indkøb af naturgas og prisdannelsen på det danske engrosmarked for naturgas. Det er eksempelvis relevant at undersøge, om den danske gasbørs og en bedre markedskobling i Ellund har ført til, at mere naturgas sælges

gennem OTC- og børshandler fremfor ToP-kontrakter, og om prisen på naturgas på engrosmarkedet i højere grad bestemmes af markedsprisen på naturgas frem for olie.

Analysen afdækker, om der eksisterer en velfungerende prisreference for prisen på det danske engrosmarked for naturgas. Tidligere blev størstedelen af gas solgt via lukkede ToP-kontrakter, og det var begrænset, hvad der blev handlet på den danske gasbørs. Der eksisterede således ikke en tilgængelig pris på det danske gasmarked. I 2010-analysen blev det konkluderet, at den "laggede" oliepris kunne bruges som prisreference for prisen på det danske engrosmarked for naturgas. Gasbørsen er imidlertid blevet mere udviklet, og den offentliggør dagligt priser på naturgas. Dermed er der siden 2010-analysen kommet en tilgængelig prisreference, og det danske gasmarked er dermed blevet mere transparent. En del af analysen undersøger, om denne prisreference er troværdig. Undersøgelsen af prisdannelsen og en prisreference er interessant i et bredere perspektiv, da den er en indikator for markedsprisen på gas på det danske engrosmarked. Det kan især være en fordel for nye gasleverandører, der ønsker at komme ind på det danske gasmarked.

Det er vigtigt, at engrosmarkedet for naturgas har så gode rammebetingelser som muligt med henblik på at kunne skabe et effektivt og velfungerende gasmarked. Et velfungerende engrosmarked vil endvidere alt andet lige have en afsmittende effekt på konkurrencen på detailmarkedet.⁴

Energitilsynet vil påbegynde en bredere analyse af konkurrencen på engrosmarkedet for naturgas i 2015 for bl.a. at undersøge, hvor velfungerende det danske engrosmarked er.

ANALYSENS INDHOLD

Analysen er delt op i tre dele: Det danske naturgassystem, handel i naturgasmarkedet og analyse af det danske engrosmarked for naturgas.

DEL 1 giver et overblik over det samlede danske gassystem: gasinfrastrukturen, da den har betydning for, hvor nemt gassen flyder til/fra Danmark, den danske gasproduktion og -forbrug samt sammenkoblingen med det tyske marked. Formålet er at få et overblik over, hvordan markedet har udviklet sig og få en forståelse for, hvordan rammebetingelser påvirker det danske gasmarked.

KAPITEL 1 beskriver den danske gasinfrastruktur, der strækker sig fra produktionsfelterne i Nordsøen til Nederlandene, Tyskland og Sverige. Det beskrives, hvordan systemet hænger sammen fra produktion til forbrug.

KAPITEL 2 beskriver den danske produktion, forbrug, import og eksport af naturgas. Kapitlet viser, at både produktionen i Nordsøen, det danske forbrug og eksporten har været faldende. Det har siden 2010 og 2011 været muligt at importere naturgas fra Tyskland og Norge. Det har betydet, at der er sket en markant stigning i importen siden 2010. Danmark er imidlertid fortsat nettoeksportør af naturgas og forventes at kunne opretholde denne status indtil 2025.

KAPITEL 3 undersøger den "nye" sammenkobling mellem det danske og tyske gasmarked. En velfungerende sammenkobling er vigtig, da Danmark tidligere kun har været forsynet med gas fra produktionsfelterne i Nordsøen. Som konsekvens af den faldende danske produktion vil behovet for import af gas via Tyskland stige. Udover at give Danmark endnu en gasforsyningskilde er sammenkoblingen af markederne også vigtig i forhold til udviklingen af EU's indre marked. Der er fokus på udbygningen af infrastrukturen på både den tyske og den danske side, hvor der blandt andet undersøges forhold omkring flaskehalse og tilgængelig kapacitet.

DEL 2 giver et overblik over, hvordan der handles med gas: kontrakttyper og markedspladser for gas. Formålet er at give et overblik over, hvilke muligheder aktørerne på gasmarkedet har for at købe/sælge gas. Gasmarkedet er ved at udvikle sig fra et marked præget af lange kontrakter indgået ved lukkede, bilaterale forhandlinger til et mere åbent og transparent marked, hvor nye aktører på markedet har fået nemmere adgang til at købe/sælge gas.

KAPITEL 4 beskriver de tre hovedkontrakttyper: Take-or-Pay-kontrakter, over-the-counter-kontrakter og børskontrakter. Take-or-Pay-kontrakterne er de historiske kontrakter, der oprindeligt blev indgået for at sikre de nødvendige investeringer for at udvikle gasmarkedet, og de er karakteriseret ved at være indgået bilateralt, hvor kontraktbetingelserne (inkl. priserne) kun er kendt af parterne. Take-or-Pay-kontrakterne har været og er fortsat dominerende, men de er ved at blive erstattet af kortere kontrakter. Over-the-counter-kontrakterne indgås også bilateralt, men de er standardiserede og læner sig på den måde op ad børskontrakterne, der er fuldt standardiserede. Over-the-counter-markedet er forholdsvis transparent, da priserne offentliggøres og er tilgængelige mod betaling. Børsmarkedet er transparent, da priserne er tilgængelige for alle.

KAPITEL 5 beskriver de forskellige markedspladser for naturgas: gashubs og gasbørser. Gashubs er knudepunkter, hvor retten til gassen overføres fra én aktør til en anden. Gashubs har udviklet sig til egentlige markedspladser for naturgas med mulighed for handel via forskellige kontrakter (fx forskellige leveringstidspunkter). Gasbørserne er platforme, hvor der handles med gas. På gasbørserne er der ligeledes mulighed for at handle gas via forskellige kontrakter.

KAPITEL 6 undersøger forudsætningerne for et velfungerende marked, og om handelspladserne i Nordvesteuropa er velfungerende. Et velfungerende marked er vigtigt for at sikre lige adgang og transparens for nye aktører. Det delvist isolerede danske marked har tidligere betydet, at det har været mindre velfungerende, men dette kan ændre sig, som følge af markedskoblingen til Tyskland.

DEL 3 er skrevet på baggrund af den spørgeskemaundersøgelse, som Energitilsynet har foretaget i forbindelse med denne analyse. I spørgeskemaundersøgelsen spørger Energitilsynet blandt andet ind til, hvordan selskaberne indkøber gas (kontrakttyper) samt prisen på gasindkøb.

KAPITEL 7 undersøger gasleverandørernes gasindkøb. Undersøgelsen viser, at der er sket en ændring i fordelingen af gasindkøb på de tre kontrakttyper beskrevet i kapitel 4. Mængden af gas indkøbt via OTC-kontrakter og børskontrakter er steget, men det er fortsat andelen af naturgas indkøbt via ToP-kontrakter, der dominerer. Ligesom i det øvrige Europa er en stor del af naturgassen solgt via olieindekserede ToP-kontrakter. Der har været en begrænset stigning i antallet af gasleverandører, der er begyndt at handle på OTC-markedet og børsmarkedet blandt de adspurgte. De gasleverandører, der handler på OTC-markedet og børsmarkedet, er imidlertid begyndt at handle en større andel af det enkelte selskabs samlede gasindkøb på disse markeder.

KAPITEL 8 undersøger prisdannelsen på det danske engrosmarked og vurderer, om der eksisterer en velfungerende prisreference. På baggrund af selskabernes oplysninger beregnes "den danske engrospris". Den beregnede engrospris kan yderligere dekomponeres i olieindekserede priser og gasindekserede priser, og på baggrund af undersøgelsen beregnes "den olieindekserede engrospris" og "den markedsbaserede engrospris", der følger gaspriserne. Resultatet af undersøgelsen viser, at den beregnede danske engrospris er korreleret med den beregnede olieindekserede engrospris i hele perioden, men fra 2012 er den i højere grad korreleret med den beregnede markedsbaserede engrospris. Undersøgelsen af prisreferencer viser, at der eksisterer en referencepris på det danske marked givet af prisen på den danske gasbørs, men på grund af begrænsninger i det danske marked, vil priserne på de nordvesteuropæiske børser i højere grad være troværdige prisreferencer. Den danske børspris følger imidlertid udviklingen i priserne på de nordvesteuropæiske gasbørser.

4 Energitilsynet har i 2014 udgivet en "Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for gas 2014".

1

DEL 1
DET DANSKE NATURGASSYSTEMDEN DANSKE
GASINFRASTRUKTUR

Naturgassen produceres i Nordsøen.
Få her overblik over infrastrukturen.

1.1. TRANSPORT AF GAS OG AKTØRER PÅ ENGROSMARKEDET

Naturgas produceres geografisk set langt fra forbrugerne i Danmark. Størstedelen af gassen i Danmark kommer fra produktionsfelter i den danske del af Nordsøen. Den danske gasinfrastruktur består af rørledninger placeret i Nordsøen, de såkaldte opstrømsrørledninger, og på land, de såkaldte transmissionsrørledninger.

Aktørerne på engrosmarkedet for gas består af transportkunder og gasleverandører. Transportkunderne er kommercielle aktører, der varetager engrostransport af naturgas i transmissionssystemet med henblik på at levere gassen til en eller flere gasleverandører i distributionsnettene, til eksport eller til naturgaslagrene. Gasleverandørerne handler på engrosmarkedet og leverer gassen til forbrugerne. I langt de fleste tilfælde er transportkunderne ligeledes gasleverandører.

**1.2. OPSTRØMSSYSTEMET
– PLATFORME OG TRANSPORTFORBINDELSER TIL MARKEDET**

Naturgassen transporteres fra Nordsøen til det danske gasmarked (til transmissionssystemet) gennem to opstrømsrørledninger, der løber fra felterne og platformene Syd Arne/Harald og Tyra Øst til Nybro gasbehandlingsanlæg ved den jyske vestkyst, jf. Figur 1. Der er forhandlet tredjepartsadgang til opstrømsrørledningerne, og det er derfor muligt for andre end DONG – fx en transportkunde, der har købt gas af gasproducenter i Nordsøen⁵ – at transportere gas i opstrømsrørledningerne. En beskrivelse af hvem, der ejer og opererer opstrømssystemet i Nordsøen, er præsenteret i Boks 2.

5 Eksempelvis Mærsk, Chevron, Nordsøfonden eller Bayerngas Norge.

FIGUR 1 | DET DANSKE NATURGASSYSTEM



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på ENTSOG Transmission Capacity Map 2014.

BOKS 2 | OPSTRØMSSYSTEMETS EJERE OG OPERATØRER

SYD ARNE/HARALD OG TYRA ØST TIL NYBRO

DONG Naturgas A/S er både ejer og teknisk operatør for begge opstrømsrørledninger. Fra 1. oktober 2014 er den kommercielle operatørrolle, det vil sige alle opgaver vedr. markedsføring, salg og aktørhåndtering, overdraget til DONG Offshore Gas Systems A/S (D.O.G.S.), der er et nyoprettet datterselskab i DONG Energy koncernen.

TYRA VEST-F3

DUC¹ og DONG Naturgas A/S ejer hver 50 pct. af opstrømsrørledningen, og Mærsk olie & Gas er systemoperatør.

Kilde: DONG Energy, Energistyrelsen, Maersk Oil og DUC.

Note: 1) DUC står for "Dansk Undergrunds Consortium". DUC består af Mærsk, Chevron, Shell og Nordsøfonden.

Tyra feltet er opdelt i to platforme: Tyra Øst og Tyra Vest. Fra Tyra Øst platformen løber den førnævnte opstrømsrørledning Tyra-Nybro, der er hovedforbindelsen ind til Danmark.

Fra Tyra Vest platformen går en opstrømsrørledning (Tyra Vest-F3), der forbinder feltet Tyra med den nederlandske opstrømsrørledning NOGAT⁶. Tyra Vest-F3 rørledningen bruges i forbindelse med eksport af dansk naturgas (til Nederlandene) til det vesteuropæiske marked. Det er på nuværende tidspunkt ikke teknisk muligt at importere gas fra Nederlandene til Danmark, da gassen i det nederlandske system (NOGAT) er såkaldt vådgas, og gassen transporteres fysisk i retning mod Nederlandene.⁷

Fra en ny produktions- og gasbehandlingsplatform ved et nyt felt Hejre, er der ved at blive anlagt en opstrømsrørledning på 24 km til Syd Arne platformen. Gassen fra Hejre feltet vil blive transporteret via Syd Arne og ind til Nybro.

Få kilometer fra den danske del af Nordsøen ligger det norske felt Trym.⁸ Trym feltet er ikke forbundet med den øvrige norske gasinfrastruktur i Nordsøen, og producenterne⁹ fra Trym feltet anvender den danske opstrømsinfrastruktur til at få gassen transporteret til markedet i enten Danmark eller Nederlandene.

1.3. TRANSMISSIONSSYSTEMET

Det danske transmissionssystem ejes og drives af Energinet.dk. Transmissionssystemet er naturgassens hovedinfrastruktur på land, og det består af 924 km rørledninger. Transmissionssystemet fremgår af Figur 1. Fra transmissionssystemet kan gassen sendes videre til Tyskland, ved Ellund Exit, Sverige, ved Dragør Exit, til oplagring i de to naturgaslagre i Danmark eller til den såkaldte Exitzone, hvor gassen leveres ind i distributionsnettet. Transmissionssystemet er kombineret med en kompressorstation i Egtved i Sydjylland. Kompressorstationen kan anvendes til at øge og mindske gastrykket i transmissionssystemet, hvilket øger fleksibiliteten i det samlede system.

1.4. LAGER OG DISTRIBUTION

Der er to underjordiske naturgaslagre i Danmark: Stenlille¹⁰, der ligger på Sjælland, og Lille Torup, der ligger i Jylland og ejes af Energinet.dk.¹¹ Lagrenes placering er vist i Figur 1. Transportkunderne/gasleverandørerne kan mod betaling lagre naturgas i lagrene. Gaslagrene vil typisk blive fyldt i sommerhalvåret og gradvist blive tømt i vinterhalvåret. Transportkunderne/gasleverandørerne bruger naturgaslageret som et fleksibilitetsredskab til fx sæsonudjævning og øvrig tilpasning til markedets behov. Lageret bliver også anvendt af Energinet.dk som systemoperatør til varetægelse af forsynings sikkerheden, det vil sige til at holde transmissionssystemet i daglig balance og til at hjælpe med at forsyne det danske gasmarked i en eventuel presset forsynings-situation, hvor der fx er mangel på gas i Danmark.

Naturgassen leveres til forbrugerne via distributionsnettet. Distributionsnettet er opdelt i fem områder, der ejes og drives af tre distributionsselskaber: NGF Nature Energy Distribution A/S, DONG Gas Distribution A/S og HMN Naturgas I/S. DONG Gas Distribution og HMN Naturgas ejer og driver hver to lokale distributionssystemer.¹²

Transmissionssystemet og distributionssystemet er koblet sammen via såkaldte måler- og regulatorstationer (M/R stationer). M/R stationernes primære funktion er at måle gasstrømmen, reducere gastrykket, så trykket passer til distributionsnettets operationsniveau, og endelig at tilsætte et lugtstof, så et evt. gasudslip kan lugtes. Der er 42 M/R stationer i transmissionssystemet.

6 NOGAT står for "Northern Offshore Gas Transport", og er et rørledningssystem, som forbinder en række platforme i den nederlandske del af Nordsøen med et gasbehandlingsanlæg (Den Helder) ved den nederlandske kyst.

7 Vådgas indeholder tungere kulbrinter end såkaldt tørtgas. Det er tørtgas, der transporteres i opstrømsrørledningen fra Tyra og Syd Arne ind til Nybro. Vådgas kan ved teknisk behandling omdannes til tørtgas.

8 Trym feltet blev taget i brug i 2011 og ligger 3 km fra dansk sokkel. Trymfeltet er koblet til Haraldplatformen.

9 DONG E&P Norge AS og Bayerngas Norge AS.

10 Det tidligere DONG-ejede Stenlille gaslager er blevet overdraget til Energinet.dk i 2014.

11 Lille Torup naturgaslager er gassen lagret i syv naturlige hulrum, kaldet kaverne. Kaverne er udskyttet i en salthorst. Kaverne, der ligger i 1.000-1.700 meters dybde, er 200-300 m høje og 40-60 m i diameter. Der kan i alt lagres ca. 440 mio. Nm³ gas. Naturgaslageret i Stenlille er lagret i porøse sandstenslag i ca. 1.500 meters dybde. Der kan lagres ca. 588 mio. Nm³ i lageret.

12 Det sjette distributionsområde er Aalborg Forsyning, Gas, der forsyner ca. 50 kunder med naturgas.

2

PRODUKTION, FORBRUG, EKSPORT OG IMPORT

Naturgassen produceres i Nordsøen og i dette afsnit kan du følge gassen i infrastrukturen.

Danmark har været selvforsynende med både olie og gas siden 1997. Den danske produktion af olie og gas har i mange år været betydelig større end det danske forbrug. Importen af gas har i mange år været tæt på nul bl.a. som følge af fysiske begrænsninger i importkapaciteten, men importen har i de sidste par år været stigende. Danmark er imidlertid fortsat nettoeksportør.

Olie- og gasproduktionen er vigtig for dansk økonomi. Naturgasproduktionen har skabt stor værdi for det danske samfund dels i form af indtægter til staten og dels i form af beskæftigelse. Denne udvikling forventes at fortsætte i en længere årrække. Værdien af den danske olie og gasproduktion er angivet i Boks 3. Naturgas anvendes som direkte varmekilde til opvarmning af villakunder og virksomheder, til produktion i industrien (procesvarme) og indirekte i el- og varmeproduktion på kraftvarmeværker/fjernvarmeværker. Naturgas dækker ca. 20 pct. af den samlede energianvendelse i Danmark.

2.1. PRODUKTION

Den danske produktion af naturgas indvindes fra 19 felter i Nordsøen. I 2013 var den danske naturgasproduktion på 3.905 mio. m³. Felterne Tyra og Halfdan stod for 64 pct. af gasproduktionen.

Efter en årrække med en høj dansk gasproduktion i perioden 2005-2009, hvor produktionen har nået et peak og er gået i såkaldt "plateau", er gasproduktionen begyndt at falde. Gasproduktionen er i 2013 halveret siden 2008, jf. Tabel 1. Det største fald i produktionen er sket i perioden 2011-2013.

Det nye felt Hejre, der er et kombineret olie- og gasfelt, forventes at gå i produktion i 2016/17. DONG er operatør og ejer 60 pct. Bayerngas Danmark ejer 40 pct. Den 1. januar 2014 var den samlede produktionsprognose (reserver) på 9.000 mio. m³ i alt (salgsgas).¹³ Såfremt der produceres op til kapacitetsgrænsen, svarer dette til en årlig produktion på 730 mio. m³.¹⁴ Hejre forventes at blive det tredjestørste producerende felt.

¹³ "Danmarks olie- og gasproduktion 2013", Energistyrelsen.

¹⁴ Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på tal fra DONG E&P A/S.

BOKS 3 | VÆRDIEN AF DEN DANSKE NATURGASSEKTOR

Nutidsværdien af den fremtidige olie- og gasproduktion kan estimeres til knap 700 mia. kr. for perioden 2014-2042. Statens indtægt af den fremtidige produktion forventes at være 437 mia. kr. I 2013 var den samlede værdi af gasproduktionen ca. 9,3 mia. kr., mens olieproduktionens værdi var 50,7 mia. kr. Statens samlede indtægt fra olie- og gasproduktion i 2013 var på 22,1 mia. kr. Olie- og gassektoren omsatte i 2012 for ca. 77 mia. kr. og eksporterede for 35 mia. kr. Olie- og gassektoren beskæftiger ca. 15.000 personer i Danmark, hvoraf ca. 1.700 er beskæftiget direkte hos olieselskaberne.

Kilder: "Serviceeftersynet af vilkårene for kulbrinteindvinding", Skatteministeriet (2013); "Danmarks Olie- og Gasproduktion 2013", Energistyrelsen (2014); "Kortlægning af den danske offshorebranche for olie og gas", Syddansk Vækstforum, Regional Udvikling, Strategi & Analyse (2013); "Den danske olie- og gassektors udvikling og samfundsmæssige betydning (1992-2022)", Quartz + co. (2012).

BOKS 4 | AKTØRER I NORDSØEN

Dansk Undergrunds Consortium (DUC) har koncession på 15 af de 19 danske felter. DUC består af 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.), hvor sidstnævnte er ejat af den danske stat.

Koncession på feltet Syd Arne er givet til Hess Danmark ApS, DONG E&P A/S og Danoil Exploration A/S. På de resterende fire felter er koncessionerne fordelt på Hess Danmark ApS, DONG E&P A/S, NORECO Oil Denmark A/S, NORECO Petroleum Denmark A/S og RWE Dea AG. Mærsk Olie og Gas er operatør på 15 felter, DONG er operatør på tre felter og Hess er operatør på ét felt.

Kilde: Energistyrelsen og Maersk Oil.

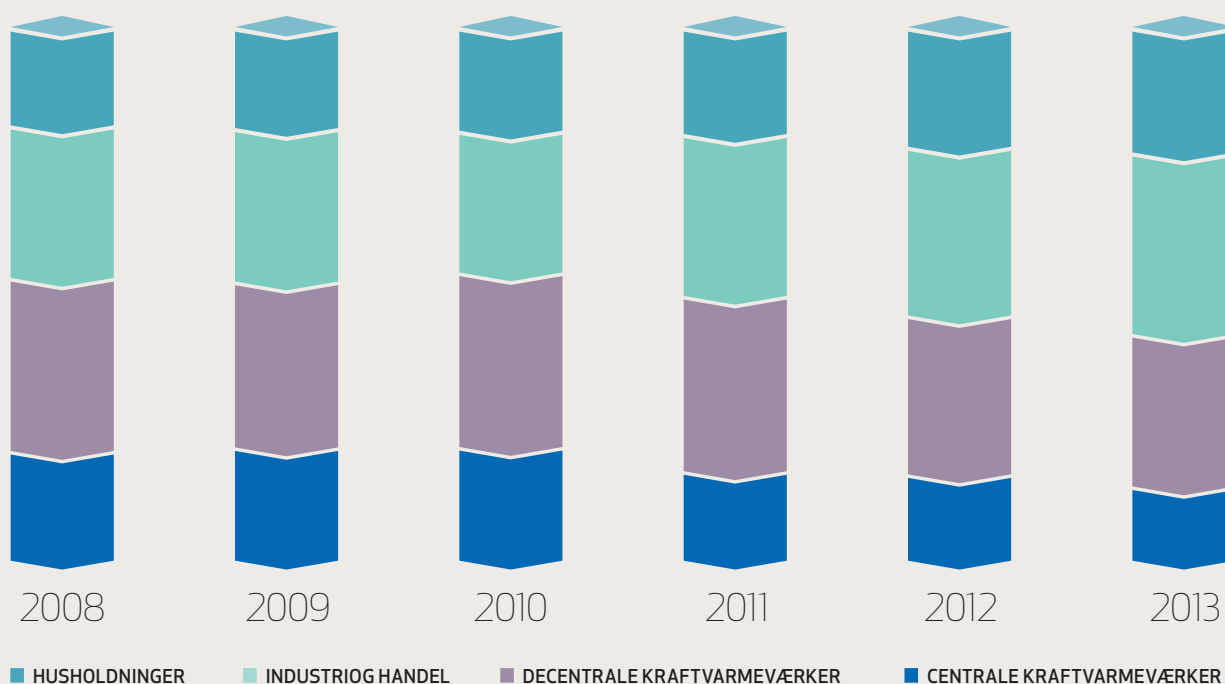
TABEL 1 | DEN DANSKE NATURGASPRODUKTION, FORBRUG OG HANDEL MED UDLANDET, MIO. NM³

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Produktion ¹	8.718	7.225	7.010	5.534	4.759	3.905
Forbrug ²	3.637	3.503	4.072	3.327	3.068	2.938
Import	0	0	144	797	870	1.292
Norge	0	0	0	447	629	347
Tyskland	0	0	144	349	241	945
Eksport	5.229	3.798	3.350	2.963	2.830	2.120
Nederlandene	2.032	1.560	715	648	996	1.066
Sverige	866	1.156	1.555	1.228	1.071	1.029
Tyskland	2.331	1.082	1.081	1.087	763	25

Kilde: Energistyrelsen.

Noter: Forskellen imellem summen af produktion og import såvel som summen af forbrug og eksport udgøres hovedsageligt af lagertræk og statistisk usikkerhed. 1) Produktion er nettoproduktion, det vil sige uden flaring og brændstofforbrug til produktionen etc., men såkaldt salgsgas, der er den del af den producerede naturgas, der kan tages i land. 2) Forbrug er udelukkende dansk forbrug. Det svenske forbrug svarer til eksporten til Sverige.

FIGUR 2 | FORBRUG AF NATURGAS FORDELT PÅ SEKTORER 2008-2013, PCT



Kilde: Energistyrelsen.

2.2. FORBRUG

Det danske forbrug af naturgas har været faldende siden 2011, og i 2013 var det danske forbrug 2.938 mio. m³, jf. Tabel 1.

Naturgas anvendes hovedsageligt til at producere el og varme på kraft- og fjernvarmeværker, til varme- og energikilde i industri- og handelsvirksomheder samt til opvarmning i de private husholdninger. Energiforbruget i Danmark kan derfor opdeles i disse fire hovedgrupper, jf. Figur 2, der viser opdelingen af forbrug på sektorer i perioden 2008-2013.

Efterspørgslen efter naturgas afhænger typisk af gennemsnitstemperaturen i vinterhalvåret, den generelle økonomiske aktivitet samt prisen på alternative brændsler.

Faldet i naturgasforbruget fra 2011 til 2013 skyldes til dels en reduktion af naturgasforbruget på især de centrale værker og også til en vis grad på de decentrale kraftvarmeværker. Reduktionen i værkernes naturgasforbrug skyldes en lavere el-produktion.¹⁵ Udviklingen i forbruget af naturgas kan ligeledes ses i Figur 2, hvor det fremgår, at de centrale og decentrale kraftvarmeværkers naturgasforbrug i 2011-2013 er faldet til lidt under halvdelen af det samlede forbrug. Tidligere udgjorde de centrale og decentrale kraftvarmeværker over halvdelen af den samlede forbrugsvolumen.

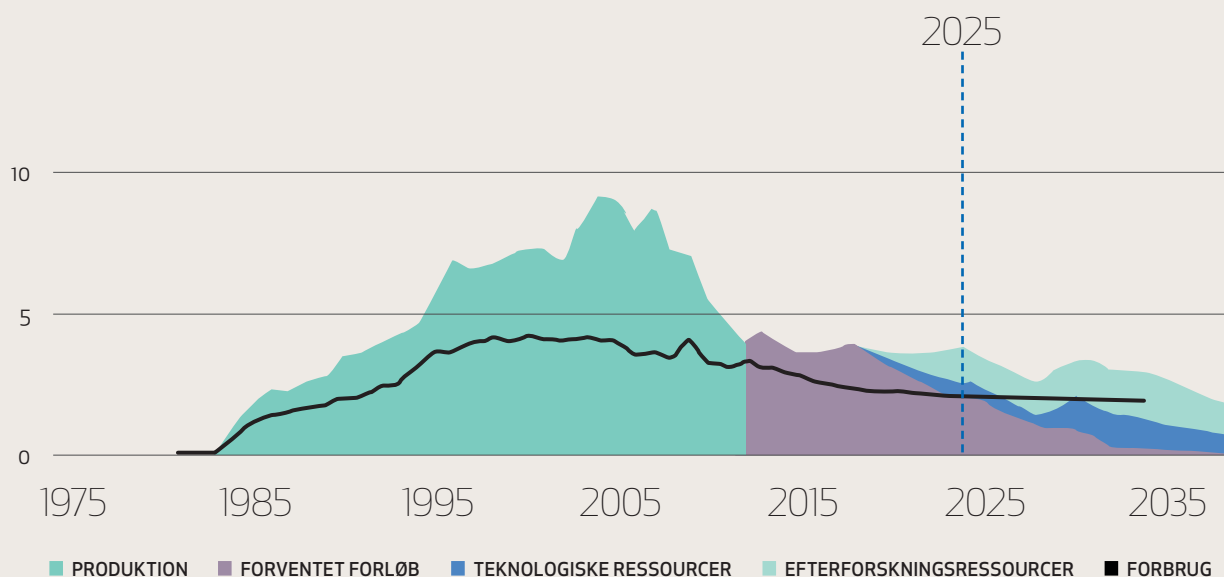
2.3. EKSPORT OG IMPORT

I 2013 eksporterede Danmark naturgas til Nederlandene, Tyskland og Sverige og importerede gas fra Tyskland og Norge. Mens det danske naturgas-system oprindeligt har været bygget til at kunne eksportere gas, er det i dag muligt at importere gas fra både Tyskland siden 2010 og Norge siden 2011, jf. afsnit 1.3 og 1.2.

Den samlede eksport i 2013 var på 2.120 mio. m³, og eksporten fordelte sig omtrent ligeligt imellem Sverige og Nederlandene, jf. Tabel 1. I perioden 2008-2013 er den samlede eksport ligesom produktionen blevet mere end halveret. Den samlede import i 2013 var på 1.292 mio. m³. Importen steg i 2011 som følge af koblingen af Trym til det danske opstrøms-system. I 2013 skete der igen en yderligere stigning i importen. Denne gang som følge af en udbygning i det dansk/tyske grænsepunkt Ellund.

I 2013 importeredes 945 mio. m³ fra Tyskland, mens eksporten til Tyskland alene udgjorde 25 mio. m³. Det er første gang siden begyndelsen af 1980'erne, at Danmark har importeret mere gas fra Tyskland, end der samlet set er eksporteret til Tyskland. Det store fald i eksporten til Tyskland er sket fra 2012 til 2013. Denne udvikling skyldes især udløb af lange ToP-kontrakter, hvor gassen fra Nordsøen har været transporteret (eksporteret) ud af Danmark via Ellund.

¹⁵ Energistyrelsen.

FIGUR 3 | PROGNOSE FOR DANSK NATURGASPRODUKTION OG -FORBRUG, MIA. NM³

Note: Danmark forventes at være nettoeksportør indtil minimum 2025.
 Kilde: Energistyrelsen.

BOKS 5 | INITIATIVER I ENERGIAFTALEN AF 22. MARTS 2012

- Øget energieffektivitet
- Etablering af mere vindkapacitet på havet omkring Danmark
- Støtte til sol, bølger og andre typer vedvarende energi (VE)
- Udfasning af oliefyr
- Flere smarte elnet
- Fremme af kraftvarme, fjernvarme og biomasse
- Bedre rammer for biogas, både anvendt som kraftvarme og til anvendelse i naturgasnettet
- El og biomasse i transportsektoren

Kilde: Aftale af 22. marts 2012 mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020.

2.4. FREMTIDSPERSPEKTIVER FOR PRODUKTION OG FORBRUG AF NATURGAS

Den danske olie- og gasproduktion er generelt set faldende, men Energistyrelsens prognose for den fremtidige produktion viser, at gasproduktionen fra 2016 vil stige i en årrække som følge af idriftsættelsen af Højre feltet. Danmark forventes endvidere fortsat at være nettoeksportør af gas indtil minimum 2025. Ifølge prognosen vil naturgasforbruget bibeholde et nogenlunde jævnt niveau i perioden indtil 2035, jf. Figur 3, der viser en langsigtet prognose for produktion af salgsgas og det forventede forbrug.

Nye realiserbare fund kan imidlertid ændre prognosen og dermed ændre de forventede reserver (blå og turkis felter i figur 3). Helt afgørende for, hvordan den fremtidige produktion udvikler sig, er efterforskningsressourcerne og de teknologiske ressourcer. Prognosen for det "forventede forløb" (lilla felt i figuren) er under antagelse af en gennemsnitlig indvindingsgrad på 26 procent. Hvis indvindingsgraden øges med ét procentpoint, vil det øge produktionsværdien med knap 70 milliarder kroner.¹⁶

Regeringen har i 2014 igangsat en såkaldt Nordsøstrategi med henblik på at udvikle nye initiativer, der kan optimere indvindingen af olie og gas fra de danske felter. Nordsøstrategien er et analysearbejde, hvor regeringen i samarbejde med olie- og gasbranchen¹⁷ vil udvikle en langsigtet olie- og gasstrategi, der skal sikre, at Danmark effektivt udnytter olie- og gasressourcerne i Nordsøen.¹⁸

Endvidere indgik regeringen den 22. marts 2012 en bred energiaftale med mål for energipolitikken for perioden 2012 til 2020.¹⁹ Målet er en 12 pct. reduktion i bruttoenergiforbruget i 2020 i forhold til 2006, 35 pct. vedvarende energi i 2020 og knap 50 pct. vind i det danske elforbrug i 2020. Energiaftalen er medvirkende til at omstille den danske energiforsyning (el, varme, industri og transport) til vedvarende energi i 2050. Et uddrag af konkrete initiativer fra energiaftalen fremgår af Boks 5.

På langt sigt skal naturgas udfases af energiforbruget i Danmark, men naturgas forventes på mellemlangsigts og indtil 2050²⁰ fortsat at være en del af det samlede energisystem, herunder til den gradvise udvikling og integration af VE. Efter 2050 forventes et øget forbrug af såkaldt VE gas og biogas i Danmark, samt at den danske gasinfrastruktur skal opretholdes og på langt sigt anvendes til transport af VE gas og biogas.²¹

¹⁶ Energistyrelsen.

¹⁷ I styregruppen deltager Klima-, Energi- og Bygningsministeriet, Finansministeriet, Erhvervs- og Vækstministeriet og repræsentanter fra branchen udpeget af Olie Gas Danmark. Energistyrelsen varetager formandskabet for styregruppen.

¹⁸ Der vil i analysearbejdet blive fokuseret på behovet for at renovere og forny infrastrukturen i Nordsøen, optimal udnyttelse af eksisterende og nye fund, mulighederne for at øge indvindingen fra de kendte felter og hvordan der skaffes kvalificeret arbejdskraft. Nordsøstrategien forventes afsluttet i løbet af 2015.

¹⁹ "Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020".

²⁰ Energistyrelsen, nyhed den 10. april 2014.

²¹ "Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen", Energistyrelsen, marts 2014.

3

TRANSPORTKAPACITET OG SAMMENKOBLING

Tilstrækkelig og tilgængelig transportkapacitet er afgørende for et velfungerende gasmarked. I dette kapitel beskrives reservation og allokering af transportkapacitet samt udbygningen af transportforbindelsen mellem Danmark og Tyskland.

3.1. KAPACITET – RESERVATION, PRODUKTER OG ALLOKERING

3.1.1. RESERVATION AF TRANSPORTKAPACITET

En gasleverandør, der er aktiv på det danske gasmarked, skal – udover indkøb af gas – reservere transportkapacitet for at kunne transportere gassen rundt i det danske gassystem (transmissionssystemet).

Markedsmodellen for det danske transmissionssystem, vist i Figur 4, er en såkaldt entry-exit model. Det betyder, at en gasleverandør kun skal reservere kapacitet ind i systemet (entry) og ud af systemet (exit). Der kan reserveres fire typer kapacitet: Entry kapacitet (kapacitet ind i det danske transmissionssystem), transit exit kapacitet (kapacitet ud af det danske transmissionssystem), exitzone kapacitet (kapacitet ud til distributionsområderne i Danmark) og BNG entry kapacitet (kapacitet til virtuel transport af biogas).²²

Køber en gasleverandør gas i Nordsøen eller importerer gas fra Tyskland til det danske marked, er det nødvendigt at reservere entrykapacitet. Ønsker en gasleverandør at sælge sin gas videre – fx eksportere til Tyskland og Sverige eller levere gas (til Exitzonen) til de danske slutkunder – er det nødvendigt at reservere exitkapacitet for at få gassen ud af det danske transmissionssystem.

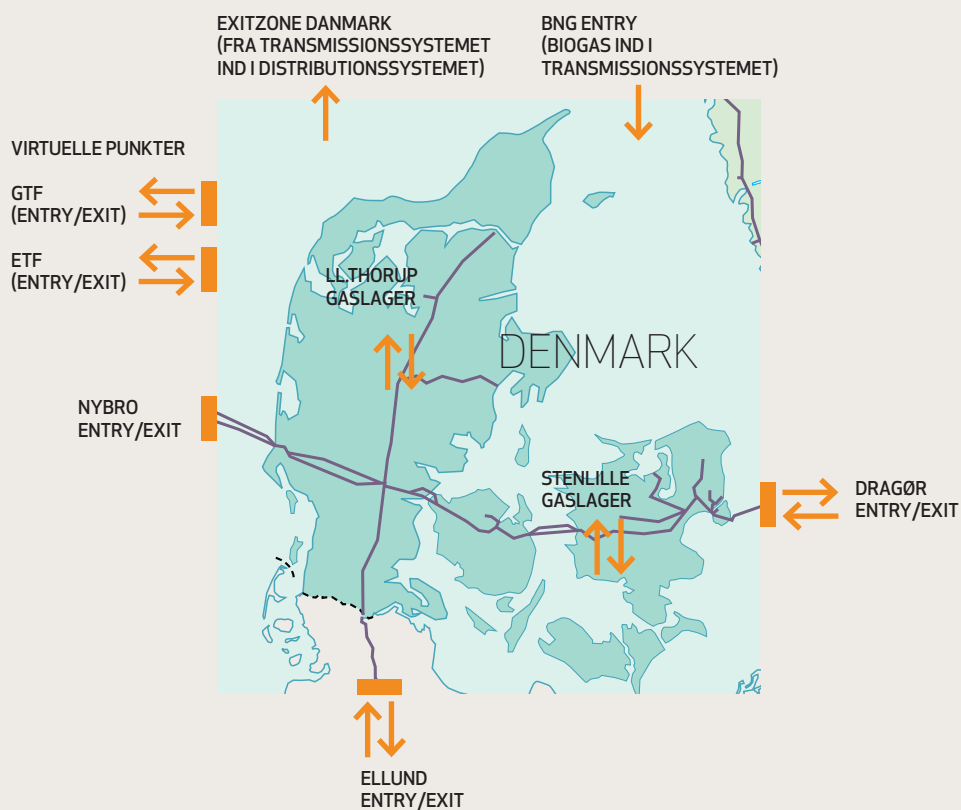
Gassen kommer ind i det danske gassystem gennem de tre entrypunkter Nybro, Ellund og Dragør. Det vil sige levering af naturgas fra produktionsfelterne i Nordsøen via Nybro og import via Ellund. Entrypunktet i Dragør kan kun anvendes til virtuel import (det vil sige ikke-fysisk import), da Danmark er eneste gasforsyningskilde til Sverige.

Gassen kommer ud af det danske gassystem gennem de tre exitpunkter Nybro, Ellund og Dragør samt Exitzonen. Exitpunkterne Ellund og Dragør anvendes til transitgas eller til eksport af gas til hhv. Tyskland og Sverige. Gas leveret til Exitzonen kommer ud til distributionsområderne, hvor de endelige forbrugere bliver forsynet med gas. Nybro Exit kan kun anvendes til virtuel eksport.

Når en gasleverandør har reserveret entry- og exitkapacitet, kan gasleverandøren frit handle med gas inden for det danske gassystem uden at skulle reservere yderligere kapacitet.

²² Kapacitet til virtuelt at transportere biogas ind i transmissionssystemet. Den danske produktion af biogas er på 4 PJ årligt, hvilket svarer til 0,5 pct. af Danmarks samlede energiforbrug.

FIGUR 4 | MARKEDSMODELLEN



Kilde: Energinet.dk.

Note: Markedsmodellen indeholder tre entrypunkter: Nybro, Ellund og Dragør, og tre transit exitpunkter: Ellund, Dragør og Nybro samt Exitzonen.

BOKS 6 | KAPACITETSPRODUKTER

KORTE OG LANGE KAPACITETSPRODUKTER

Energinet.dk tilbyder korte kapacitetsprodukter på under et års varighed: dags-, måneds- og kvartalsprodukter. Den længste transportaftale er på et år. Andre lande i EU tilbyder transportkapacitet på op til flere år.

UAFBRYDELIG KAPACITET

Såfremt en gasleverandør køber uafbrydelig transportkapacitet, er leverandøren sikker på at kunne få transporteret sin gas. Kontrakter på uafbrydelige vilkår, bliver solgt op til den maksimale fysiske kapacitet. Yderligere kapacitet sælges på afbrydelige vilkår.

AFBRYDELIG KAPACITET

Ved indgåelse af en kapacitetsaftale på afbrydelige vilkår kan transportkunden ikke være sikker på sin leverance. Gasleverancen vil være afhængig af, at andre kunder ikke fuldt ud anvender deres kapacitet eller, at der foregår tilstrækkelig handel (fysisk flow) den modsatte vej. Til gengæld sælges kontrakter på afbrydelige vilkår billigere. Transportkunden kan risikere, at transportkapaciteten bliver reduceret eller afbrudt, hvis Energinet.dk ikke har tilstrækkelig teknisk kapacitet til at opfylde alle transportaftaler.

SEKUNDÆR HANDEL MED KAPACITET

Sekundær kapacitet er transportkapacitet, der tidligere har været solgt til andre gasleverandører. Sekundær kapacitet er gasleverandørernes salg af overskydende (reserveret, men ubrugt) kapacitet til andre gasleverandører, der mangler transportkapacitet. På det sekundære marked kan gasleverandører handle kapacitet i perioder fra et år ned til en enkelt dag. Energinet.dk stiller en virtuel facilitet til rådighed til handel med sekundær kapacitet (det vil sige både køb og salg): "Capacity Transfer Facility" (CTF).

Kilde: Energinet.dk.

BOKS 7 | ALLOKERING AF KAPACITET VIA PRISMA OG ENERGINET.DK ONLINE

Siden 2013 er kapacitet i Nordvesteuropa for første gang blevet udbudt på en fælles auktionsplatform for kapacitet, PRISMA. PRISMA er en forkortelse for "european PRImary and Secondary MArket".

PRISMA er en it-plattform for booking af kapacitet, hvor kapaciteten allokeres efter auktionsprincippet fremfor FCFS-princippet, som tidligere har været anvendt af de enkelte TSO'ere. PRISMA-plattformens formål har været at sammenlægge eksisterende kapacitetsplatforme for at skabe større transparens på markedet og for i større grad at sammenkoble de europæiske gasmarkeder. Indtil videre er PRISMA centreret om det vesteuropæiske gasmarked.

PRISMA har 23 "shareholders" fra Østrig, Belgien, Danmark, Tyskland, Frankrig, Italien, Nederlandene og Storbritannien. Samtidig er i alt 382 shippers registreret på PRISMA.

Indtil april 2013 stod Energinet.dk selv for salg af kapacitet i det danske gastransmissionssystem, hvor kapaciteten især blev solgt efter FCFS-princippet. Fra april 2013 blev der solgt kapacitet for grænsepunkterne Dragør og Ellund via PRISMA-plattformen på auktion, hvorimod kapacitet for Nybro fortsat sælges af Energinet.dk efter FCFS-princippet. Det skyldes hovedsageligt, at Nybro ikke er et grænsepunkt.

Kilde: PRISMA, Energinet.dk.

BOKS 8 | KOMPRESSORSTATION OG RØRDUBLERING I ELLUND-EGTVED

Kompressorstationen er placeret i Egtved og består af fire kompressorer, hvoraf én fungerer som backup. Egtved er et knudepunkt i det danske transmissionssystem, som samler rørledninger fra hhv. Nybro og Ellund til hhv. Nordjylland og resten af Danmark samt Sverige. Kompressorstationen gør det muligt fysisk at importere gas fra Tyskland via Ellund. Gassen fra det tyske transmissionssystem har et for lavt gastryk til selv at flyde ind i det danske transmissionssystem. Kompressorstationen suger gassen ind fra Tyskland og øger trykket videre ud i det danske system, så det bliver muligt at transportere gassen videre rundt i de danske og svenske transmissionssystemer.

Rørdublingen Ellund Egtved er 94 km lang og har en diameter på 76 cm. Den nye rørledning er placeret parallelt med den eksisterende rørledning mellem Egtved og Ellund.

Udbygningen sikrer en samlet kapacitet på 700.000 Nm³/time fra Tyskland. Dette svarer til ca. 6.000 mio. Nm³ om året ved 100 pct. udnyttelse af kapaciteten.¹ Til sammenligning var det samlede danske og svenske forbrug i 2013 på omkring 4.000 mio. Nm³.

Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen.

Note 1: En typisk udnyttelsesgrad i en transitforbindelse er på omkring 80 pct. (Energinet.dk).

3.1.2. KAPACITETSPRODUKTER

Transportkapacitet udbydes både som korte og lange produkter. Køber gasleverandøren fx et årsprodukt, købes der en rettighed til at kunne transportere en given mængde i 12 måneder.

Kapacitetsprodukter kan tilbydes på enten uafbrydelige eller afbrydelige vilkår. Uafbrydelig kapacitet er transportkapacitet, som gasleverandøren har fuld råderet over. Reserverer en gasleverandør uafbrydelig kapacitet, er der i udgangspunktet ingen risiko for, at leverancerne bliver afbrudt. Når transportkunderne har reserveret uafbrydelig kapacitet svarende til den tekniske kapacitet, er det nødvendigt at tilbyde markedet afbrydelig kapacitetsprodukter. Ved afbrydelig kapacitet kan gasleverandøren risikere at få afbrudt eller reduceret sin gasleverance.

Allerede reserveret kapacitet, der ikke anvendes, kan sælges tilbage til markedet som såkaldt sekundær kapacitet. De forskellige kapacitetsprodukter er beskrevet i Boks 6.

3.1.3. ALLOKERING AF KAPACITET

Det er forskelligt, hvordan kapaciteten i transmissionssystemet tildeles, det vil sige allokeres mellem gasleverandørerne.

På grænsepunkterne Ellund og Dragør sker reservation og allokering af kapacitet på den fælles europæiske auktionsplatform for kapacitet, PRISMA. For øvrige punkter i transmissionssystemet (Nybro og Exitzonen) reserveres kapaciteten på Energinet.dk's egen platform, Energinet.dk Online, og allokeres efter det såkaldte "First-Come-First-Served"-princip (FCFS). Se Boks 7, om allokering af kapacitet.

3.2. UDBYGNING AF TRANSMISSIONSSYSTEMET

Før oktober 2010 var import af gas fra Tyskland udelukkende muligt via såkaldt "backhaul",²³ hvor virtuel import af gas var mulig, når der var fysisk eksport af gas fra Danmark til Tyskland, der kunne reduceres. Det skyldes, at der ikke har været teknisk kapacitet til fysisk at transportere gassen ind i Danmark.

Siden oktober 2010 har det været muligt fysisk at importere begrænsede mængder af gas fra Tyskland til Danmark via Ellund, fordi Energinet.dk har haft en trykserviceaftale om brug af en tysk kompressor.²⁴ Der har været en relativ jævn dansk eksport fra oktober 2010 til oktober 2013, hvilket har betydet, at en stor del af importen fortsat har været virtuel backhaul.

²³ Backhaul er virtuel "transport" af gas, det vil sige ikke-fysisk gastransport. Backhaul er en kommerciel strøm af naturgas i modgående retning af den fysiske naturgasstrøm. Backhaul anvendes typisk i rørforbindelser, hvor det kun er muligt at transportere gas fysisk i én retning. Ved backhaul "transport" af gas vil den fysiske flowretning blive reduceret med den mængde gas, der ønskes transporteret i den modsatte retning. Den samlede mængde gas, der fysisk transporteres, bliver derfor mindre.

²⁴ Gassen fra Tyskland har en anden gaskvalitet end gaskvaliteten fra Nordsøen. Energinet.dk har oplyst, at en ændret indreguleringsprocedure på gasapparaterne ude hos forbrugerne har gjort det muligt at importere gassen på trods af forskellen i gaskvalitet.

²⁵ Når der er flaskehalse i et system betyder det, at der efterspørges mere transportkapacitet end der er til rådighed, se også boks 10.

3.2.1. UDBYGNING AF DANSK ELLUND ENTRY

I dansk Ellund Entry føres naturgassen fra det dansk/tyske grænsepunkt ind i det danske naturgassystem.

Fra den 1. oktober 2013 er importkapaciteten blevet udvidet. Det skyldes, at det danske transmissionssystem er blevet udbygget med en rørdublering mellem Ellund og Egtved i Sydjylland og en kompressorstation i Egtved. Udbygningen af systemet har til formål at sikre tilstrækkelig ledig kapacitet, så flaskehalse²⁶ begrænses. Kompressorstationen og udbygningen Ellund-Egtved er beskrevet i Boks 8.

Den nye infrastruktur er en vigtig forudsætning for dels at koble det danske gasmarked sammen med det tyske – og dermed til resten af det europæiske gasmarked – og dels at sikre forsyningssikkerheden i Danmark og Sverige, når der i fremtiden gradvist vil blive større behov for import af naturgas. Samlet set vil den forbedrede fysiske adgangsvej for gas til og fra det danske marked på sigt kunne bidrage til et mere velfungerende gasmarked samt en højere forsyningssikkerhed.

Det danske gassystem har med udbygningen sikret rigelig kapacitet til at forbinde det danske gassystem med gassystemet i Tyskland.

3.2.2. UDBYGNING AF TYSK ELLUND EXIT

I tysk Ellund Exit føres naturgassen ud af det tyske naturgassystem og ind i det dansk/tyske grænsepunkt.

En effektiv sammenkobling af det danske og tyske marked, hvor gassen frit kan transporteres mellem landene, vil også afhænge af, om der er tilstrækkelig kapacitet på den tyske side af grænsen. Er der ikke transmissionskapacitet til at føre gassen hen til Ellund på den tyske side af grænsen, vil det ikke være muligt at koble det danske og tyske marked helt sammen, selvom kapaciteten på den danske side af grænsen er fuldt udbygget. Den danske importkapacitet kan derfor ikke overstige kapaciteten i transmissionsrøret på den tyske side af Ellund.

Transmissionskapaciteten på den tyske side af Ellund har indtil 1. oktober 2014 været begrænset, da det kun har været muligt at reservere afbrydelig transmissionskapacitet. Tyskland er imidlertid i gang med at udbygge transmissionsforbindelsen i det nordtyske system til Danmark.²⁶ Udvidelsen i det nordtyske system sker i forlængelse af udvidelsen i det danske system og foregår af flere omgange. Der er tale om en markant udvidelse, der i første omgang har sikret, at kapaciteten fra 1. oktober 2014 sælges på uafbrydelige vilkår. Fra 1. oktober 2015 forventes den tilgængelige uafbrydelige kapacitet at stige yderligere.²⁷

Udbygningen af kapacitet i Ellund på den danske og tyske side af grænsen er beskrevet i Boks 9. Det fremgår af boksen at den samlede uafbrydelige kapacitet i det nordtyske system efter udbygningen i 2015 fortsat vil være væsentligt mindre end den uafbrydelige kapacitet i det danske system.

Ejerskabet af den tyske udvidelse af transmissionsrøret er fordelt imellem to tyske TSO'er: Gasunie Deutschland (GUD), der ejer 73 pct. (225.000 m³/time), og Open Grid Europe (OGE), der ejer de restende 27 pct. (85.000 m³/time).

²⁶ En rørledning på ca. 63 km fra Fockbek til Ellund.

²⁷ Tidspunktet for den planlagte udbygning den 1. oktober 2015 kan blive udskudt til den 1. januar 2016.

BOKS 9 | ELLUND – KAPACITET PÅ DANSK OG TYSK LEVERINGSPUNKT

DANSK ELLUND ENTRY

Indtil 1. oktober 2013: Afbrydelig kapacitet 200.000 Nm³/time

Efter 1. oktober 2013: Uafbrydelig kapacitet på 700.000 Nm³/time. Dette svarer til en årskapacitet på 6.132 mio. Nm³.

TYSK ELLUND EXIT (SOM KOBLES PÅ DANSK ELLUND ENTRY)

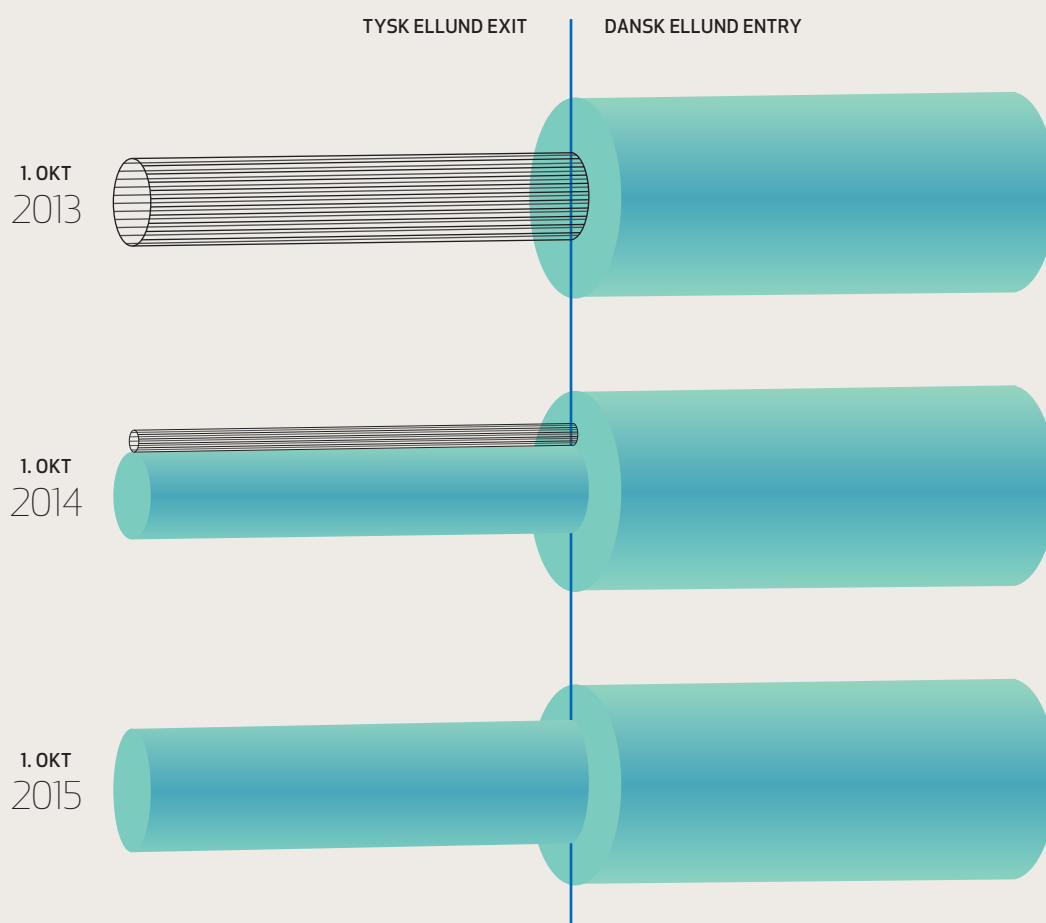
Fra 1. oktober 2013: Afbrydelig kapacitet 310.000 Nm³/time

Fra 1. oktober 2014: Uafbrydelig kapacitet 310.000 Nm³/time og 40.000 Nm³/time afbrydelig kapacitet

Fra 1. oktober 2015: Der forventes uafbrydelig kapacitet på 450.000 Nm³/time. Dette svarer til en årskapacitet på ca. 4.000 mio. Nm³.

Udbygningen af kapacitet i nordgående retning på den danske og tyske side af Ellund er illustreret i Figur A.

FIGUR A | ILLUSTRATION AF UDBYGNING I NORDGÅENDE RETNING I ELLUND



De massive rørledninger indikerer kapacitet købt på uafbrydelige vilkår, mens de gennemsigtige rør indikerer kapacitet købt på afbrydelige vilkår. Rørledningernes størrelser viser forholdet mellem samlet kapacitet på den danske hhv. den tyske side af Ellund.

Note: Ved omregning fra kWh til m³ er der anvendt en brændværdi på 11.

Kilde: Energinet.dk.

3.3. FLASKEHALSE VED ELLUND

Det er afgørende for et velfungerende gasmarked i Danmark, at det altid er muligt at transportere gassen til og fra det danske gasmarked. Er der perioder med afbrud eller reduktion af henholdsvis den fysiske gastransport eller den virtuelle import af gas, er der flaskehalse (fysiske flaskehalse). Efterspørger transportkunderne mere uafbrydelig kapacitet, end der teknisk er til rådighed, er dette ligeledes en flaskehals (kontraktuel flaskehals). Fysiske og kontraktuelle flaskehalse samt afbrud er beskrevet i Boks 10.

I Ellund forbindelsen har der i en årrække været flaskehalse i Ellund Entry, primært som følge af, at det kun har været muligt at købe afbrydelig kapacitet i tysk Ellund Exit til transport af gas ind i Danmark.

Afbrud af gasimporten fra Tyskland er ofte forekommet i perioder med lav fysisk gaseksport i Ellund Exit. Afbrud af de virtuelle gasleverancer i Ellund Entry har derfor været en direkte konsekvens af, at der ikke har været tilstrækkelig fysiske leverancer af gas den modsatte retning, det vil sige i Ellund Exit.

BOKS 10 | FLASKEHALSE OG AFBUD

FYSISKE FLASKEHALSE

Når efterspørgslen efter faktiske leverancer overstiger den tekniske kapacitet på et givent tidspunkt, opstår der fysiske flaskehalse. I praksis vil det betyde, at der i en given periode, fx en time eller en dag, nomineres mere gas, end der fysisk kan transporteres. Transportforbindelsen er fyldt med gas og således fuldt udnyttet. På lang sigt kan fysiske flaskehalse håndteres ved en udbygning af den tekniske transportkapacitet.

KONTRAKTUELLE FLASKEHALSE

Når efterspørgslen på uafbrydelig kapacitet overstiger den tekniske kapacitet, opstår der kontraktuelle flaskehalse. I praksis kan der imidlertid fortsat være plads til transport af gas i systemet, da det ikke er sikkert, at transportkunderne anvender den reserverede kapacitet samtidig. Kontraktuelle flaskehalse kan afhjælpes ved at transportkunderne udbyder den ubrugte kapacitet på det sekundære kapacitetsmarked.

KOMMERCIELLE AFBUD

Fysiske flaskehalse vil typisk resultere i kommercielle afbud. Kommercielle afbud betyder, at transportkunder, der har købt transportkapacitet på afbrydelige vilkår, bliver afbrudt eller reduceret i deres leverancer. Dette har været gældende ved Ellund Entry, hvor den afbrydelige transportkapacitet er blevet kommercielt afbrudt.

FYSISKE NEDBRUD ELLER PLANLAGT VEDLIGEHOLD

Fysiske afbud er kendetegnet ved at gassen i hele transportforbindelsen afbrydes som følge af fx planlagt vedligehold, hvor gassen afbrydes i en kortere periode, eller et egentligt fysisk nedbrud.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet og Forordning nr. 715/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet.

3.3.1. GASFLOW I ELLUND EFTER UDBYGNINGEN

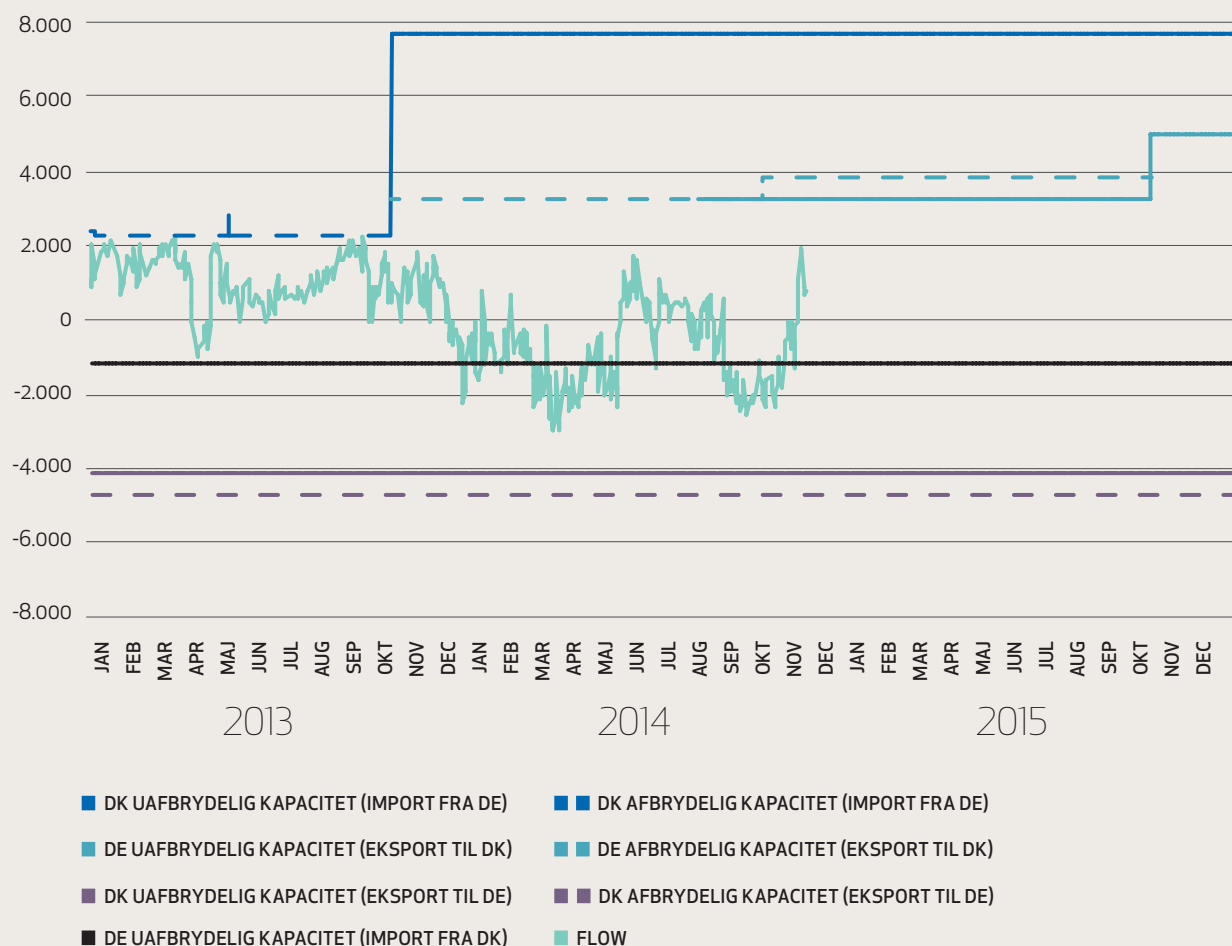
Udbud af uafbrydelig transportkapacitet på begge sider af Ellund den 1. oktober 2014 er en afgørende milepæl i forhold til at kunne sikre transport af det ønskede Gasflow i begge retninger. Uafbrydelig kapacitet udbudt på den tyske side af Ellund er vist som den fuldt optrukne, blå linje i Figur 5. Det ses ligeledes, at den uafbrydelige kapacitet på den tyske side forøges yderligere den 1. oktober 2015.

I 2014 har der været eksporteret gas fra Danmark til Tyskland, hvor flowet af gas (den grønne linje i Figur 5) har været negativt. Dette er i samme periode, hvor den tekniske importkapacitet er blevet øget betydeligt. Den øgede eksport af gas i første halvår af 2014 kan skyldes flere forhold. Dels har der været produceret mere gas i Nordsøen end forventet, og dels var vinteren i starten af 2014 mild. Dette har resulteret i, at der har været overskud af gas på det danske gasmarked, bl.a. i naturgaslagrene.

Flowet af gas på tværs af grænserne vil typisk variere over tid, og en øget eksport af gas i en kortere periode er ikke nødvendigvis en indikation af, at der på længere sigt ikke er behov for udbygningen af importkapaciteten.

Det er vigtigt for udviklingen af det danske marked, at der er adgang til at transportere gas både ind og ud af Danmark. Udbygningen af transportkapaciteten i Ellund Entry er i den forbindelse et vigtigt skridt i den rigtige retning til at forbedre transportkapaciteten på den dansk/tyske grænse.

FIGUR 5 | FLOW OG KAPACITET I GRÆNSEPUNKTET ELLUND
(DANMARK OG TYSKLAND, 1. JANUAR 2013 - 31. DECEMBER 2015), MWH/H

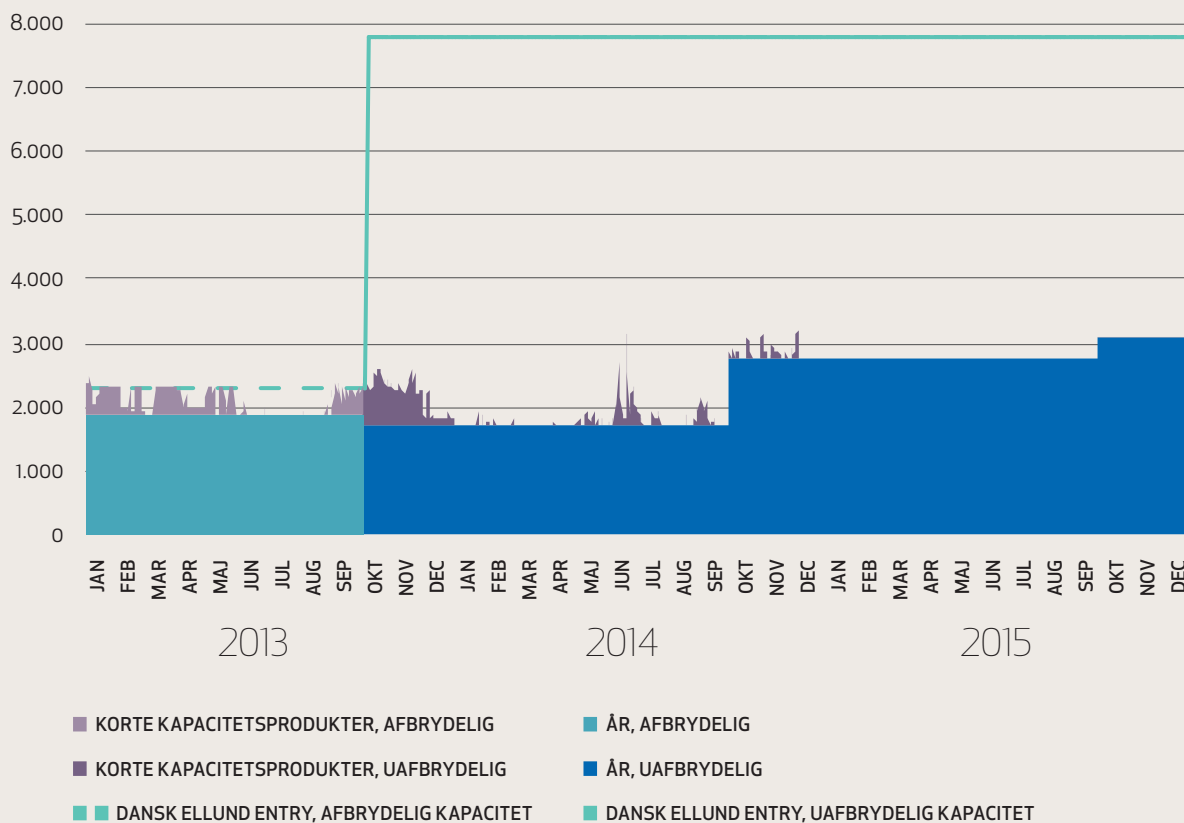


Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk.

Note: Positive værdier vedrører nordgående retning (fra Tyskland til Danmark) og negative værdier vedrører sydgående retning (fra Danmark til Tyskland). Importsiden: Dansk Ellund Entry er dimensioneret til at modtage 700.000 Nm³/h (7,7 mio. kWh/h) fra Tyskland fra 1. oktober 2013. Tysk Ellund Exit sælger en afbrydelig kapacitet på 310.000 Nm³/h (ca. 3,41 mio. kWh/h).

Eksportsiden: Dansk Ellund Exit sælger 4.204.368 kWh/h på uafbrydelige vilkår og derudover 684.432 kWh/h på afbrydelig vilkår. Tysk Ellund Entry sælger 1.190.652 kWh/h på afbrydelige vilkår, hvorefter der sælges uendelig afbrydelig kapacitet.

FIGUR 6 | BOOKET KAPACITET PÅ DANSK ELLUND ENTRY, 1. JANUAR 2013 – 31. DECEMBER 2015, MWh/h



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

Note: Energinet.dk sælger kapacitet i fem produktintervaller: within-day, dag, måned, kvartal og år. Den bookedde kapacitet er uafbrydelig, medmindre andet er nævnt. Fra og med 1. oktober 2014 er den uafbrydelig kapacitet på 7.700 MWh/h. Korte produkter i figuren er within-day, dags-, måneds- og kvartalsprodukter.

3.3.2. TILGÆNDELIGHED AF KAPACITET I ELLUND ENTRY

Kapaciteten i Ellund i nordgående retning på både den danske og tyske side er teknisk set blevet udbygget.²⁸ Det er imidlertid også relevant at se på, om den nye kapacitet reelt er tilgængelig for markedets gasleverandører.

På den danske side af Ellund Entry er der rigelig uafbrydelig kapacitet til rådighed for gasleverandørerne. Udbygningen har ført til, at der i alt kan udbydes 7.700 MWh/h, jf. Figur 6. En del af kapaciteten er imidlertid reserveret på forhånd via "Open Season"²⁹ transportkontrakter. Energinet.dk har solgt 2.682 MWh/h via Open Season. For gasår 2014/2015 var det muligt at købe årskapacitet på uafbrydelige vilkår i Ellund Entry på i alt 2.248 MWh/h. Af den samlede årskapacitet er kun 65 MWh/h blevet afsat svarende til en procentvis andel på 2,9 pct. Den lave andel skyldes især, at Energinet.dk har solgt en del kapacitet via Open Season. Samlet set betyder det, at der er omkring 64 pct. tilbage af den samlede uafbrydelige kapacitet på 7.700 MWh/h, hvilket vil blive udbudt som kvartals, månedlig, daglig eller within-day kapacitetsprodukter. Således er kun omkring en tredjedel af entry kapaciteten booket i gasåret 2014/15, hvoraf det meste er reserveret på årskontrakter.

De korte produkter udbydes ikke før kort tid inden, at de skal anvendes.³⁰ Dette understøttes til en vis grad af Figur 6, hvor det fremgår, at der kun er reserveret korte produkter til og med oktober 2014. Det fremgår ligeledes, at kapaciteten før 1. oktober 2013 var begrænset, da det kun var muligt at reservere afbrydelig kapacitet.

Tilgængelig kapacitet i tysk Ellund Exit er afgørende for at kunne transportere gas ind i Entry Ellund – og dermed få gassen til det danske marked.

²⁸ Der er rigelig kapacitet i sydgående retning, dansk Ellund Exit, og der har ikke tidligere været flaskehalse.

²⁹ Open Season er en udbudsmodel, som giver markedsaktørerne mulighed for at byde ind på lange transportkontrakter på ny transmissionskapacitet. Transmissionssystemoperatøren forpligter sig til at etablere kapaciteten, hvis efterspørgslen er tilstrækkelig stor.

³⁰ Kvartalskapacitet bliver udbudt tre uger før, månedskapacitet en uge før og dagskapacitet kl. 16.30 dagen før.

Den tyske side af Ellund udbygningen (tysk Ellund Exit) fremgår af Figur 7. Det vises, at mængden af uafbrydelig kapacitet er steget markant den 1. oktober 2014. Der forventes derudover en mindre stigning i uafbrydelig kapacitet den 1. oktober 2015.

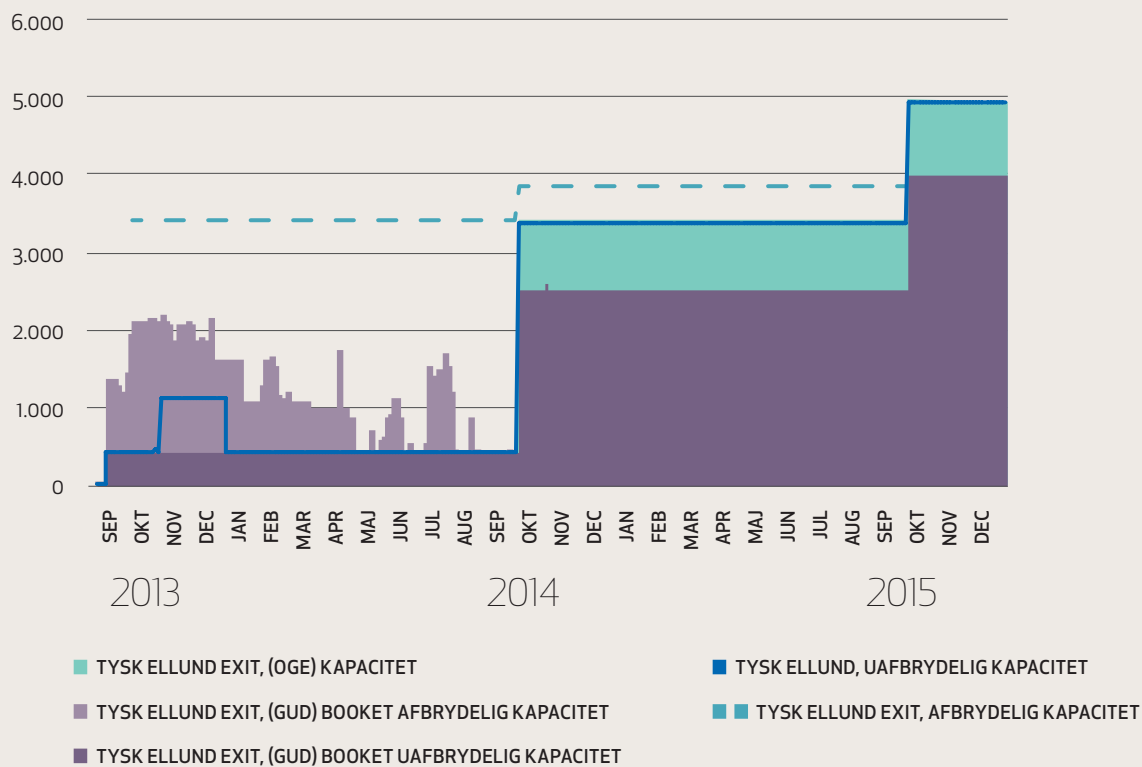
OGE ejer 27 pct. af den nye transportkapacitet, der er udbudt fra 1. oktober 2014. OGE's kapacitet, vist som det turkise felt i Figur 7, bliver imidlertid kun udbudt på afbrydelige vilkår, selvom der isoleret set i Ellund rørledningen er uafbrydelig kapacitet. Energinet.dk har oplyst, at det skyldes, at OGE ikke har adgang til teknisk kapacitet i den specifikke transmissionsforbindelse i resten af OGE's system, hvorfor OGE ikke kan garantere levering af naturgassen i Ellund i alle situationer.

Dermed er det kun 73 pct. af den nye transportkapacitet på den tyske side af Ellund, der udbydes på uafbrydelige vilkår, hvilket er den kapacitet som GUD ejer. Al den uafbrydelige kapacitet er imidlertid reserveret på lange transportkontrakter af de gasleverandører, der har reserveret kapacitet via Open Season i Tyskland, jf. Figur 7. Andre gasleverandører end dem, der har reserveret via tysk Open Season, har derfor ikke mulighed for at købe uafbrydelig kapacitet.³¹ Det vil med andre ord betyde, at når den uafbrydelige kapacitet forøges den 1. oktober 2015 vil den udbyggede uafbrydelige kapacitet være reserveret på forhånd af de gasleverandører, der har reserveret kapacitet via Open Season.

Det betyder samlet, at selv om den tyske side af udbygningen har medført, at der siden den 1. oktober 2014 har været mere uafbrydelig kapacitet til transport af gas ind i Danmark, er der de facto ikke meget ledig uafbrydelig kapacitet til rådighed. Dels bliver 27 pct. af udbygningen kun udbudt på afbrydelige vilkår, og dels er resten af den udbyggede kapacitet allerede reserveret på lange transportkontrakter via tysk Open Season.

Nye gasleverandører og gasleverandører, der ikke har reserveret kapacitet via Open Season, har imidlertid mulighed for at reservere OGE's afbrydelig transportkapacitet. Det fremgår af OGE's tariffer, at tariffen for afbrydelig kapacitet er 75 pct. af prisen på uafbrydelig kapacitet. GUDs tariffer for afbrydelig kapacitet på tysk Ellund Exit er 60 pct. Prisforskellen mellem afbrydelige kapacitet og uafbrydelige kapacitet afspejler, hvor stor risikoen er for at blive afbrudt.

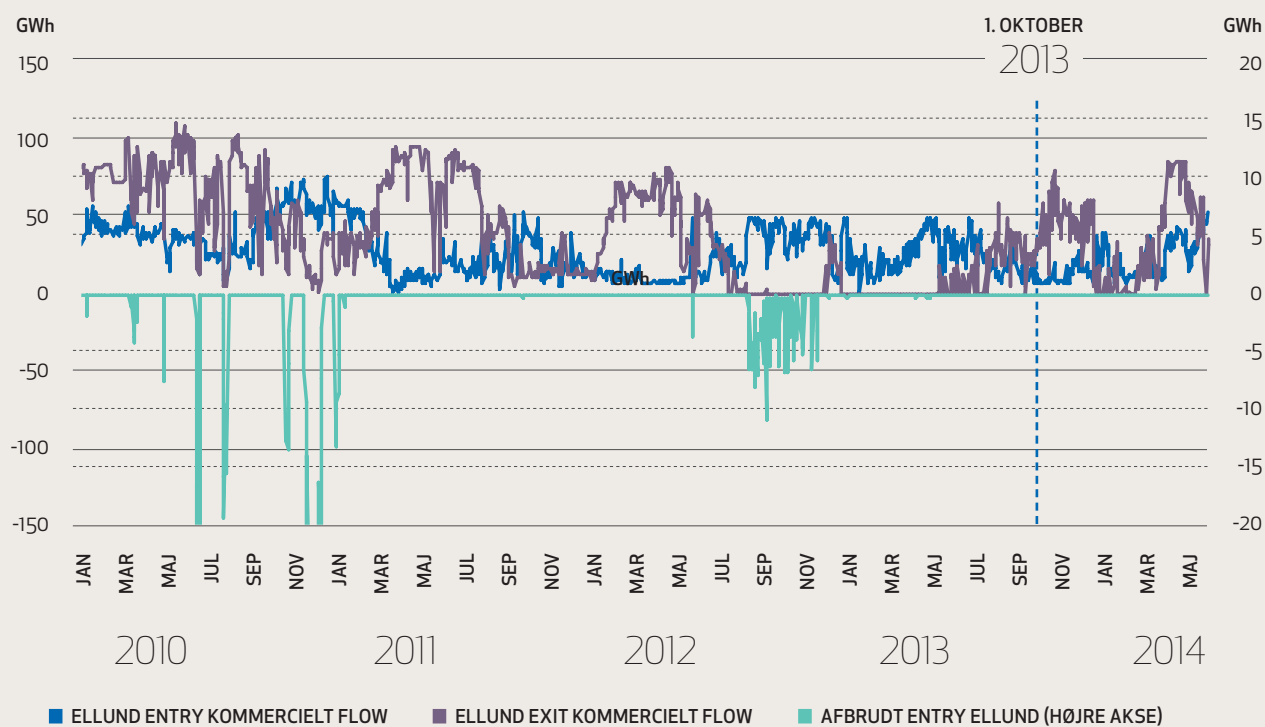
³¹ De gasleverandører, der har reserveret kapacitet via Open Season, har heller ikke mulighed for at købe yderligere uafbrydelig kapacitet.

FIGUR 7 | BOOKET KAPACITET PÅ TYSK ELLUND EXIT, 1. SEPTEMBER 2013 – 31. DECEMBER 2015, MWh/h

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

Note: Fra 1. oktober 2015 skønner Energinet.dk, at der er mindst 450.000 Nm³/h til rådighed på tysk Ellund Exit mod Danmark. Det svarer til 4.950 MWh/h ved en brændværdi på 11.

FIGUR 8 | FLASKEHALSE OG AFBRUD I ELLUND, 1. JANUAR 2010 – 1. JUNI 2014



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet på baggrund af data fra Energinet.dk.

Note: Værdien af afbruddene i Ellund Entry (den turkise kurve) er blevet multipliceret med (-1), således at den grønne kurve har negative værdier. Størrelsen på afbruddene i Ellund Entry har nogle dage været over 80 GWh og altså langt større end de 20 GWh, som tillades aftegnet på højre akse. Den blå lodrette streg markerer udvidelsen i Ellund 1. oktober 2013, jf. boks 9.

Endvidere har Tyskland indført CMP-procedurer³² for såkaldt "day ahead use it or lose it", hvorved en del af den uudnyttede transportkapacitet dagligt bliver udbudt til andre gasleverandører. Det betyder, at hvis allerede reserveret uafbrydelig kapacitet ikke udnyttes i det pågældende døgn, vil kapaciteten blive udbudt af GUD som uafbrydelig transportkapacitet på dagsbasis.³³ Den uudnyttede kapacitet vil blive udbudt på PRISMA.

Gasleverandører, som kun har mulighed for at reservere day ahead uafbrydelig kapacitet på PRISMA eller afbrydelig kapacitet, og som ønsker at indgå længerevarende gasaftaler, forventes at have en større risiko for ikke at kunne levere/modtage de aftalte mængder over grænsepunktet. De har derfor ikke samme vilkår i konkurrencen i forhold til at agere på det samlede nordvesteuropæiske marked.³⁴

Figur 7 indikerer, at der potentielt kan vise sig udfordringer med Ellund forbindelsen, selvom den tyske side nu er blevet udbygget. Al den uafbrydelige kapacitet er reserveret på forhånd på lange transportaftaler, og hvis der efterspørges mere uafbrydelig kapacitet end der rent teknisk er til rådighed, er dette en kontraktuel flaskehals. Fysiske flaskehalse i Ellund ved import af gas kan heller ikke udelukkes, selvom dette formentlig kun vil være i kortere perioder. En fysisk flaskehals vil kunne opstå i de situationer, hvor al den uafbrydelige kapacitet bliver udnyttet. Dette vil ramme de gasleverandører, der har afbrydelige transportaftaler. Aktører, særligt de nye, der ikke på forhånd har reserveret uafbrydelig transportkapacitet, kan derfor risikere at få afbrudt deres gasleverancer. De gasleverandører, der har reserveret uafbrydelig transportkapacitet, vil fortsat levere gas til Danmark, og dermed vil det danske marked ikke være egentlig afskåret fra det tyske marked, som det var tilfældet før udbygningen af Ellund.

Hvorvidt Ellund forbindelsen på sigt bliver påvirket af kommercielle afbrud, vil afhænge af, om den allerede reserverede kapacitet bliver fuldt udnyttet. Bliver kapaciteten ikke fuldt udnyttet, vil der blive udbudt uafbrydelig kapacitet på dagsbasis via PRISMA. Den resterende uudnyttede kapacitet vil ligeledes kunne give plads til transport af gas for de aktører, der har reserveret kapacitet på afbrydelige vilkår. Endvidere er det af betydning, hvad risikoen bliver for afbrud i OGE's transportkapacitet.

3.3.3. STATUS FOR AFBUD PÅ ELLUND

Når planlagte gasleverancer eller virtuel import af gas fra Tyskland til Danmark bliver reduceret eller annulleret på grund af flaskehalse, vil konsekvensen være, at det danske marked bliver afskåret fra det tyske marked, så længe reduktionen eller afbruddet varer. Ligevægten mellem udbud af og efterspørgsel efter naturgas vil hermed skulle ske i det danske transmissionssystem og vil medføre isolerede danske priser.

Der har været en del afbrud i Ellund Entry, særligt i perioden 2010-2011 og i foråret 2013, jf. Figur 8. Siden maj 2013 har der imidlertid ikke været afbrud i Ellund Entry. Det skal bemærkes, at selvom der ikke har været nogen afbrud i perioden, kan det ikke på nuværende tidspunkt konstateres, om det er som følge af udbygningen af kompressorstationen og rørdubleringen på den danske side. Som tidligere nævnt har det fysiske flow af gas, særligt i 2014, været sydgående, det vil sige ud af Danmark mod Tyskland (dansk Ellund Exit). Dette har også haft betydning for, at der ikke har været afbrud i Ellund. Alt andet lige vil udbygningen på længere sigt reducere risikoen for afbrud i Ellund Entry. Det skyldes primært, at import af gas fra Tyskland ikke er afhængig af, at der skal være fysisk flow den modsatte retning. Import af gas kan nu ske fysisk i den nye rørforbindelse.

³² CMP står for "Capacity Management Procedure".

³³ Når en gasleverandør har reserveret transportkapacitet skal der forinden det pågældende gasdøgn nomineres – det vil sige på forhånd angives – hvor meget, der forventes at blive transporteret. Nomineres der fx kun 80 pct. af den reserverede uafbrydelige kapacitet, så er der 20 pct. af kapaciteten, der ikke vil blive udnyttet i det kommende gasdøgn. En del af denne bliver udbudt af GUD som uafbrydelig daglig transportkapacitet.

³⁴ De aktører, der har reserveret transportkapacitet på Open Season, har imidlertid påtaget sig en økonomisk risiko ved at binde sig til at skulle betale for den reserverede transportkapacitet på forhånd.

4

DEL 2
HANDEL I NATURGASMARKEDETNATURGASAFTALER
– KONTRAKTER PÅ
ENGROSMARKEDET

Naturgas handles via forskellige kontrakttyper, der overordnet kan inddeles i tre grupper: Take or Pay-kontrakter (ToP-kontrakter), Over The Counter-kontrakter (OTC-kontrakter) og børskontrakter. I dette kapitel beskrives de tre kontrakttyper. En oversigt over kontrakttyperne er vist i Tabel 2.

4.1. TAKE OR PAY-KONTRAKTER³⁵

Typen af kontrakter beskrevet i dette afsnit er lange kontrakter indekseret efter et underliggende aktiv, eksempelvis olie, og med en forpligtelse om at aftage eller betale for en fastsat mængde naturgas i kontraktens aftaleperiode. Forpligtelsen til at aftage eller betale for en fastsat mængde kaldes "Take or Pay" (ToP). I denne analyse benævnes disse kontrakter ToP-kontrakter. ToP-forpligtelsen stammer fra de første internationale kontrakter om gasindkøb, der blev indgået for den nederlandske naturgas i 1960'erne. Formålet med ToP-kontrakterne var bl.a., at sikre investeringer i den infrastruktur, der var nødvendig for at udvikle markedet. Udviklingen af det nederlandske gasmarked og de første ToP-kontrakter er beskrevet i Boks 11.

4.1.1. PRISFASTSÆTTELSE I KONTRAKTERNE
– NETBACK-MARKEDSVÆRDIPRINCIPPET

Da Nederlandene begyndte at producere gas i gasfeltet Groningen i starten af 1960'erne, eksisterede der ikke et europæisk marked for naturgas, og naturgassens markedsværdi var derfor ukendt. Eksporten af den nederlandske naturgas førte til, at den daværende nederlandske økonomiminister (J.W. de Pous) udviklede en metode til fastsættelse af prisen på naturgas fra de nederlandske gasfelter til eksport. Med denne metode bestemmes naturgassens såkaldte "netback-markedsværdi".

Naturgassens netback-markedsværdi beregnes ud fra gassens markedsværdi på det marked, hvor gassen afsættes. Den ukendte markedsværdi for naturgas blev i beregningen af netback-markedsværdien erstattet af prisen på de billigste brændselsalternativer – oftest olieprodukter som gas- og fuelolie – på det marked, hvor gassen skulle afsættes. Ved at lade gasprisen følge prisen på et alternativt brændsel, blev der også taget højde for relative prisændringer. Denne type prissætning fungerede derfor også som en prissikring. Da energipriserne i Europa generelt blev reguleret, var denne metode også med til at sikre så stort et skatteprovenu som muligt. Netback-markedsværdiprincippet er beskrevet i Boks 12.

³⁵ "The Pricing of Internationally Traded Gas", edited by Jonathan P. Stern, Oxford University Press (2012); "European Natural Gas Demand, Supply and Pricing – Cycles, Seasons and the Impact of LNG Price Arbitrage", Anouk Honoré, Oxford University Press (2010).

TABEL 2 | KONTRAKTTYPER

	ToP-kontrakter	OTC-kontrakt	Børskontrakt
Markedsstruktur	Uorganiseret marked med komplekse kontrakter	Delvis organiseret marked med handelsplatforme og rammeaftaler	Organiseret marked med standardiserede kontrakter
Handelsform	Direkte bilateral	Direkte bilateral, platform bilateral, mægler	Centraliseret og anonym handel
Prisdannelse	Netback market value princip, gas-to-gas eller oil-to-gas competition	Markedsbaseret, gas-to-gas competition	Markedsbaseret, gas-to-gas competition
Prisgennemsigtighed og pristroværdighed	Ingen	Delvis (prisnotering er tilgængelig mod betaling, fx Platts)	Høj (offentligt tilgængelig prisnotering)
Modpartsrisiko ¹	Ja	Ja	Nej
Kontraktperiode	1-40 år	1 time – 5 år ²	1 time – 5 år ³
Leveringspunkt	Ofte i grænsepunkt mellem to transmissionssystemer men også på gashubs	Gashubs	Gashubs

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Noter: 1) Modpartsrisiko er risikoen for kontraktbrud i form af manglende betaling for gassen eller manglende levering af gassen.

2) På OTC-markedet i Storbritannien og Nederlandene handles kontrakter med levering om op til fem år, mens der i Tyskland handles kontrakter med levering om op til tre år. 3) På børsen ICE-ENDEX, der dækker Storbritannien og Nederlandene, kan handles kontrakter med levering om op til fem år.

BOKS 11 | UDVIKLING AF DET NEDERLANDSKE MARKED FOR NATURGAS

Gasfeltet Groningen i Nederlandene var det største gasfund i verden, da det blev opdaget i 1959. I dag er gasfeltet det 10. største gasfelt i verden og det største gasfelt i Europa (eksklusive Rusland). Groningen gasfelt blev taget i brug i 1963. Nederlandene havde i forvejen etableret et hjemligt marked baseret på mindre gasfelter, men de store mængder gas fra Groningen betød, at Nederlandene begyndte at eksportere gas til nye markeder i Tyskland, Belgien og Frankrig i 1960'erne og til Italien og Østrig i starten af 1970'erne. For at eksportere gassen var det nødvendigt at udvikle de nye markeder, hvilket krævede kapitalintensive investeringer for at udvikle gasinfrastrukturen. Selskaberne, der foretog disse investeringer, indgik derfor lange kontrakter med gasleverandører på 15-25 år. Kontrakterne indeholdt også en forpligtelse om at aftage en bestemt mængde gas, for at sikre investeringerne. Denne forpligtelse kaldes Take-or-Pay (ToP).

Den nederlandske stat, der ejede feltet, stod overfor en problemstilling: Hvordan skal gasprisen fastsættes, når der ikke eksisterer et marked for naturgas. For at udvikle et marked for naturgas blev gassen i starten solgt til en lavere pris end priserne på alternative brændsler.

Kilder: "The Pricing of Internationally Traded Gas", edited by Jonathan P. Stern, Oxford University Press (2012); "Natural Gas in the Netherlands – From Cooperation to Competition?", Aad Correljé, Coby van der Linde og Theo Westerwoudt, Oranje-Nassau Groep/CIEP (2013).

BOKS 12 | NETBACK-MARKEDSVÆRDIPRINCIPPET

Gassens netback-markedsværdi er prisen, som gassen handles til i et grænsepunkt eller ilandføringspunkt.

GASSENS NETBACK-VÆRDI =

gassens værdi¹ på det marked hvor aftageren af langtidskontraktens volumen ønsker at afsætte gassen
minus transportomkostninger fra gasfeltet til den endelige forbruger af gassen
minus skatter/afgifter på gassen, omkostninger til lager, markedsføring
minus profit til langtidskontraktens aftager

EKSEMPEL PÅ OLIEINDEKSERET PRISFORMEL

$$P = P_0 + \alpha \cdot \beta_{GO} \cdot Y_{GO} (GO - GO_0) + (1 - \alpha) \cdot \beta_{FO} \cdot Y_{FO} (FO - FO_0)$$

P: ToP-kontraktens aktuelle gaspris på genberegningstidspunktet. Beregnes fx hver måned eller kvartal.

P₀: ToP-kontraktens gaspris ved kontraktindgåelse. P₀ indeholder gassens olieindekserede netback værdi samt værdien af ToP-kontraktens swing option² og eventuelle andre optioner i kontrakten, fx optionen på genforhandling. Disse værdier er ikke eksakte, men bestemmes gennem forhandling mellem kontraktens parter.

GO, FO: Prisen på hhv. gas- og fuelolie på genberegningstidspunktet. Kan beregnes som et løbende gennemsnit af prisen på hhv. gas- og fuelolie frem til genberegningstidspunktet eller som gennemsnittet af prisen i de sidste dage op til genberegningstidspunktet.

GO₀, FO₀: Prisen på hhv. gas- og fuelolie ved kontraktindgåelse.

α: Angiver hvor meget prisændringer på gasolie skal indvirke på P i forhold til prisændringer på fuelolie, fx α = 60 pct.

β_{GO}, β_{FO}: Pass through faktorer angiver, hvor meget prisændringer på gasolie skal indvirke på P uafhængigt af prisændringerne på fuelolie og omvendt.

Y_{GO}, Y_{FO}: Omregningsfaktorer konverterer prisenheden på gasolie til prisenheden på gas.

Kilde: "European Natural Gas Demand, Supply and Pricing – Cycles, Seasons and the Impact of LNG Price Arbitrage", Anouk Honoré, Oxford University Press (2010).

Noter: 1) Gassens værdi var oftest prisen på alternative brændsler. 2) En såkaldt "swing option" giver køberen mulighed for at flytte en del af aftaget til den del af året, hvor gasforbruget er størst. Uden denne mulighed ville det daglige aftag være konstant over hele året.

Prisen i ToP-kontrakter indekseres altså efter prisen på et alternativt brændsel eller prisen på naturgas på et marked med en gaspris, der kan anvendes som prisreference. Denne referencepris eller indekspris bestemmes af den såkaldte "underliggende variabel", der eksempelvis kan være en bestemt fuelolie-/gasoliepris, prisen for OTC-handler på en bestemt gashub³⁶, elprisen, kulprisen eller inflationsraten. Værdien af den underliggende variabel anvendt til at beregne gasprisen i en bestemt måned kan beregnes på flere forskellige måder. Det kan fx være gennemsnittet af prisen i alle dage i den forudgående måned, gennemsnittet af de sidste handelsdage i den forudgående måned, prisen på en bestemt handelsdag i den forudgående måned eller et prisindeks beregnet ud fra priserne i den forudgående måned.

4.1.2. INDGÅELSE AF ToP-KONTRAKTER

ToP-kontrakterne indgås via bilaterale forhandlinger på et uorganiseret marked³⁷, hvilket adskiller ToP-kontrakterne fra de øvrige kontrakttyper. Prisen er kun kendt af kontraktparterne, og der er dermed meget ringe grad af prisgennemsigtighed og pristroværdighed. Derudover er det svært at adskille prisen på den fysiske gas fra andre omkostninger til ydelser som eksempelvis fleksibilitet, der tilsammen giver kontraktens samlede gaspris. Aftaleperioden i kontrakterne har historisk været meget lange (eksempelvis 15-40 år), men der er ved at ske en udvikling mod indgåelse af kontrakter med en kortere aftaleperiode på helt ned til et år.³⁸

4.1.3. RESTRIKTIONER OG KLAUSULER I KONTRAKTERNE

I forbindelse med udviklingen af naturgasmarkedet har de forskellige producenter haft mange omkostninger til investeringer. Kontrakterne kan derfor indeholde en volumensikring, hvor køberen forpligter sig til at aftage eller betale for en aftalt mængde gas i løbet af aftaleperioden (ToP-forpligtelsen). Indførelsen af ToP-forpligtelsen sikrede producenterne en fast indkomststrøm, da køberen forpligter sig til at betale for den aftalte mængde gas, uanset om den aftages eller ej. ToP-forpligtelsen anvendes fortsat, men den øgede fleksibilitet, der er kommet på gasmarkedet med OTC- og børsmarkedet, har ført til, at kontrakternes aftaleperiode i dag typisk er meget kortere. En mere uddybende beskrivelse af kontrakternes ToP-volumen kan findes i bilag 1.

De tidlige kontrakter havde som nævnt ofte en meget lang aftaleperiode. Ved at medtage en prisgenforhandlingsklausul var det muligt for køber eller sælger at åbne kontrakten efter en årrække. Genforhandling af en kontrakt kunne være relevant, hvis økonomiske hændelser uden for kontraktparternes kontrol havde påvirket gasprisen. Muligheden for genforhandling anvendes fortsat i de nuværende kontrakter.

Anvendelsen af netback-markedsværdiprincippet medførte, at naturgassen havde forskellige priser i forskellige markeder, da prisen baserede sig på markedsprisen i det enkelte marked. De første kontrakter indeholdt derfor destinationsklausuler, der skulle sikre, at billig gas ikke blev solgt på markeder med en højere gaspris. Destinationsklausulerne skulle også sikre, at der ikke forekom videresalg af gas fra en kundegruppe til en anden inden for det samme land. Det betød, at gas købt af eksempelvis kraftværker kun kunne sælges videre til andre kunde grupper, hvis profitten blev delt med producenten via en såkaldt profitfordelingsmekanisme. Destinationsklausulerne er siden blevet dømt ugyldige af Europa-Kommissionen for at stride imod EU's konkurrenceregler.

³⁶ For definition af gashub se afsnit 5.1.1.

³⁷ Et uorganiseret marked er det modsatte af et organiseret marked. Et organiseret marked har en formel struktur. For gasmarkedet er børsmarkedet et eksempel på et organiseret marked, hvor handlen er organiseret hos en central part (børsen).

³⁸ Denne tendens ses også i Sekretariatet for Energitisynets spørgeskemaundersøgelse foretaget i forbindelse med denne analyse.

4.1.4. HISTORISKE ToP-KONTRAKTER I DET DANSKE NATURGASMARKED³⁹

Naturgassen handlet i det danske naturgasmarked har ligesom for det øvrige nordvesteuropæiske gasmarked været præget af lange kontrakter mellem parterne. De første kontrakter på det danske gasmarked blev indgået mellem DUC parterne og DONG i 1979 og vedrørte den danske produktion af naturgas i Nordsøen.⁴⁰ Kontrakterne var inspireret af de tidlige nederlandske kontrakter og indeholdt de elementer, der er beskrevet i afsnit 4.1.1 og 4.1.3. Kontrakterne havde en lang løbetid og indeholdt ToP-forpligtelser, hvilket var betingelser, der skulle være med til at reducere risikoen ved de investeringer, der blev foretaget for at udvikle det danske naturgassystem.

I kontrakterne forpligtede DUC sig til at reservere størstedelen af gassen til DONG. DONG forpligtede sig samtidig til at aftage eller betale for en minimumsmængde naturgas (ToP). Kontrakterne gav både DUC og DONG mulighed for at genforhandle aftalernes betingelser.

4.2. OVER THE COUNTER-KONTRAKTER

Liberaliseringsprocessen i EU i 1990'erne, der medførte tredjepartsadgang til gastransmissionssystemet i 2000, åbnede op for andre former for handel med naturgas end de lange kontrakter og banede vejen for nye kontrakttyper, heriblandt "Over The Counter-kontrakter" (OTC-kontrakter). Storbritannien var et af de første lande til at gennemføre liberaliseringsprocessen for gasmarkedet. Dette

betød bl.a., at el-værkerne fik frit brændselsvalg, hvilket medførte en stigning i gasdrevet el-produktion. Dette øgede behovet for fleksibilitet og at supplere de lange kontrakter med kortsigtede kontrakter førte til udviklingen af OTC-markedet. Liberaliseringen af gasmarkedet i Storbritannien er beskrevet i Boks 13.

Handlen med naturgas udføres i punkter, hvor to eller flere regionale transmissionssystemer grænser op til hinanden. Disse punkter kaldes for såkaldte "gashubs".⁴¹ På en gashub er det muligt at overføre retten til naturgas fra én aktør til en anden og handle finansielle kontrakter, jf. kapitel 5 og 6. Handlen på gashubs har udviklet sig til OTC-markedet, hvor der er en højere grad af transparens sammenlignet med handel med ToP-kontrakter, og OTC-markedet afspejler dermed en mere åben markedspris.

OTC-kontrakterne indgås – ligesom ToP-kontrakterne – bilateralt, men OTC-kontrakterne kan også indgås via en mægler. OTC-kontrakterne er i høj grad standardiserede, og i en forhandling aftales således en bestemt volumen til en bestemt pris i en bestemt leveringsperiode. OTC-kontrakten indeholder ingen volumenfleksibilitet. Leveringsperioden i en OTC-kontrakt kan variere fra få timer op til et par år.

Priserne i OTC-kontrakterne er ukendte for andre end handelsparterne. Forskellige serviceudbydere af energiinformation – som ICIS Heren og Platts – tilbyder estimerede priser, der er beregnet ved dagligt at kontakte aktørerne på OTC-markedet vedrørende dagens priser på de enkelte produkter. De estimerede priser for OTC-handlerne er tilgængelige mod betaling.

Leveringstidspunktet for den indgåede aftale om køb eller salg af naturgas i OTC-kontrakterne kan variere. I de såkaldte spotkontrakter kan leveringstidspunktet eksempelvis være på handelsdagen eller dagen(e) efter, mens leveringstidspunktet i de såkaldte forwardkontrakter er på et aftalt fremtidigt tidspunkt, jf. Boks 14, der viser de forskellige produkttyper, der eksisterer på både OTC- og børsmarkedet. Hvor langt ude i fremtiden det er muligt at få leveret naturgas under forwardkontrakterne, afhænger af handelspladsen.

På den likvide nederlandske gashub (TTF) handles der på nuværende tidspunkt kontrakter med levering i sommeren 2019, det vil sige leveringstidspunkt om fem år. Eksempler på handlede kontrakter på TTF er levering i en bestemt måned, kvartal, år samt vinteren eller sommeren et bestemt år. Til sammenligning tilbyder den mindre likvide danske gasbørs, Gaspoint Nordic (GPN), produkter op til en måned. En oversigt over produkter på OTC- og børsmarkedet er vist i Tabel 3.

39 Afgørelse truffet af Konkurrencerådet og Konkurrencestyrelsens direktør 24. april 2003: "DONG/DUC Naturgasaftaler".

40 DUC stod for indvinding af gas i Nordsøen og solgte gassen til DONG, der havde eneret til at indføre, forhandle, transportere i transmissionsnettet og oplagre naturgassen i Danmark.

41 Det engelske begreb "hub" betyder knudepunkt, centrum eller kerne. En gashub er et knudepunkt eller et specifikt område, hvor der handles med gas. Dette skal ikke forveksles med en datahub, der er et sted, hvor der indsamles og lagres information. (Se kapitel 5.)

BOKS 13 | LIBERALISERING AF GASMARKEDET I STORBRITANNIEN

Storbritannien var det første land i Europa, der liberaliserede gasmarkedet. Liberaliseringsprocessen startede i 1980'erne og med Gas Act 1986 blev British Gas (BG), der tidligere havde monopol på at købe og sælge gas produceret fra "UK Continental Shelf" og sælge gas i Storbritannien, privatiseret. Privatiseringen af BG førte til, at flere selskaber i starten af 1990'erne købte gasmængder frigivet af BG. Herudover skete der et skifte mod øget anvendelse af naturgas i elproduktionen. De gasfyrede kraftværker havde brug for at supplere de lange gasindkøbskontrakter med mere fleksible kortsigtskontrakter. Det var startskuddet til OTC-markedet i Storbritannien, der begyndte at tage form omkring 1994-1995.

I Gas Act 1995 blev "the Network Code" (koden) vedtaget. Koden er regler og processer for tredjepartsadgang til det britiske net af gasrørledninger. Koden indførte regler om daglig balancering og skabte dermed et behov for et kortsigtsmarked. Koden førte også til, at den engelske virtuelle gashub National Balancing Point (NBP) blev oprettet i 1996. Formålet med NBP var at skabe en platform til balancering, men den udviklede sig hurtigt til en handelsplatform, hvor aktørerne kunne handle gas.

Kilde: "The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain", Patrick Heather, Oxford University Press (2010).

BOKS 14 | PRODUKTER PÅ OTC- OG BØRSMARKEDET

SPOT (KORTSIGTSMARKEDET)

På spotmarkedet indgås aftaler om køb og salg af naturgas med hurtig levering. Leveringen af gas kan fx ske i løbet af handelsdagen eller næste dag. Spotmarkedet giver aktørerne på gasmarkedet større fleksibilitet, da det er nemmere at reagere på pludselige ændringer i efterspørgslen. Aktørerne anvender også spotmarkedet til balancering. Aftaler på spotmarkedet fører til fysisk levering af de aftalte mængder, men det er muligt at videresælge rettigheden til gassen op til leveringstidspunktet.

FORWARD/FUTURES (MELLEM- OG LANGSIGTSMARKEDET)

Forwards handles på OTC-markedet og futures handles på børsmarkedet. Forward-/futureskontrakterne er finansielle kontrakter, der opstod som følge af et behov for prissikring (hedging) på spotmarkedet, som følge af de svingende spotpriser. På forward-/futuresmarkederne indgås aftaler om naturgas med levering på et fremtidigt tidspunkt. En gasleverandør, der har bestilt naturgas til levering i en bestemt måned til en på forhånd fastsat pris (fx en aftale om levering af naturgas om tre måneder til spotprisen om tre måneder) kan sikre sig mod prisstigninger ved at købe naturgasfutures. Hvis gasleverandøren køber naturgasfutures, kender selskabet (i teorien) sin pris om tre måneder. Er spotprisen om tre måneder højere end futuresprisen kan gasleverandøren sælge sin futureskontrakt med fortjeneste. Denne fortjeneste neutraliseres dog af den stigende spotpris, som gasselskabet skal betale for den bestilte gas. En forwardkontrakt fører ofte til fysisk levering af gas, mens en futurekontrakt sjældent fører til fysisk levering. Kontrakterne kan lukkes med "cash settlement", hvor køber betaler forskellen mellem spotprisen og forwardprisen.

OPTION OG SWAP

Options og swaps er andre eksempler på finansielle produkter, der sikrer køb/salg af naturgas til en aftalt pris på et aftalt tidspunkt. En option er en rettighed – ikke en forpligtelse – til at købe eller sælge en forward-/futureskontrakt indenfor en bestemt periode. En option giver dermed større fleksibilitet end forward/futures. En swap giver mulighed for at bytte en levering af gas mellem parter. I stedet for at transportere gas mellem eksempelvis Danmark og Tyskland, kan de handlende parter vælge at bytte leverancer i de to lande.

HEDGING

Hedging er afdækning af risiko. Det vil sige, at aktører på naturgasmarkedet hedger for at sikre sig imod risikoen for ændringer i naturgasprisen. Forward/futures, options eller swaps kan anvendes som instrumenter til risikostyring.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

TABEL 3 | EKSEMPLER PÅ PRODUKTER PÅ OTC- OG BØRSMARKEDET

Produkt	Beskrivelse	GPN	NBP, TTF	NCG, GPL
Within day (spot)	levering af gas samme dag som kontrakten indgås	x	x	x
Day-ahead (spot)	levering af gas næste dag ¹	x	x	x
Weekend (spot)	levering af gas lørdag og søndag	x	x	x
Weekday next week	levering af gas alle hverdage i næste uge (WDNW)		x	x
Balance of month	levering af gas hver dag resten af indeværende måned (BOM) ²	x	x	x
Month-ahead	levering af gas alle dage i næste måned (1 måned – 11 måneder)	x	x	x
Quarter	levering af gas hver dag i et aftalt kvartal		x	x
Season	levering af gas hver dag sommer (apr.-sep.) eller vinter (okt.-mar.)		x	x
Gas year	levering af gas hverdag i et aftalt gasår (okt.-sep.)		x	
Year	levering af gas alle dage i et aftalt kalenderår		x	x

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, Gaspoint Nordic, ICE-ENDEX og EEX.

Note: GPN er den danske gasbørs, NBP og TTF er gashubs i hhv. Storbritannien og Nederlandene, NCG og GPL er gashubs i Tyskland. Den 1. oktober 2014 udgik GPN's swap-produkt. 1) På GPN er det muligt at handle dagskontrakter op til tre dage før leveringsdagen. 2) GPN har oplyst, at produktet BOM udgik fra markedet den 1. oktober 2014, men det forventes, at produktet indføres igen senere.

TABEL 4 | EGENSKABER FOR SPOT-, FORWARD- & FUTURES KONTRAKTER PÅ GASMARKEDET

	Spot	Forward	Future
Marked	OTC/børs	OTC	Børs
Fysisk levering	Ja	Ja (nej)	Nej (ja)
Modpartsrisiko	---	Ja (bilateral clearing)	Nej (central clearing)
Afregning	Øjeblikkelig	Ved kontraktudløb	Løbende

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Både forwards og futures kan indeholde en aftale om fysisk levering ved kontraktudløb eller kontant afregning ved kontraktudløb. Dog vil en forwardkontrakt ofte indeholde en aftale om fysisk levering, mens futurekontrakten afsluttes med kontant afregning.

4.3. BØRSKONTRAKTER

Børskontrakterne på det organiserede marked er opstået gradvist som en konsekvens af, at handlen med spot- og forwardkontrakterne på OTC-markedet er blevet tilstrækkelig udviklet. Børskontrakterne er således endnu mere standardiserede end OTC-kontrakterne. Børsen udbyder en række kontrakter, hvori leveringspunkt, leveringsperiode, volumen, gaskvalitet m.m. er fastsat. Det betyder, at de handlende på børsen kun skal tage stilling til prisen for den enkelte kontrakt og afgive købs- eller salgsbud.

Handlende parter på en børs er anonyme for hinanden. Børsen kan anvende et såkaldt "clearinghus" til at klare⁴² og afregne handlerne. På den måde kan clearinghuset betragtes som modpart i handlen. Fra handlen indgås til levering/udløb af kontrakten, foretager clearinghuset, som sikkerhed, daglig afregning af den enkelte handel. Herudover kan clearinghuset stille krav til de handlende, om fx bankgaranti, for at reducere risikoen. Prisen på børsen kan bestemmes ved enten at beregne et priskryds eller ved kontinuert handel. For børser med mange deltagende aktører, er det muligt at beregne et priskryds på baggrund af de afgivne bud. Alle deltagende aktører giver da den samme pris for den handlede kontrakt. Ved kontinuert handel kan de handlende på børsen hele tiden afgive nye købs- og salgsbud uden at vente på, at børsen skal beregne et priskryds. Kontinuert handel er velegnet på markeder med et moderat antal aktører samt begrænset likviditet og er den handelsform, der anvendes på GPN.

Produkterne på børsmarkedet er, ligesom på OTC-markedet, delt op i spotprodukter og futures med fremtidige leveringstidspunkter, der svarer til en forwardkontrakt på OTC-markedet. På børsmarkedet er det derfor også muligt at indgå en kontrakt med levering af naturgassen et par år ude i fremtiden.

4.4. LIGHEDER OG FORSKELLE MELLEML OTC- OG BØRSKONTRAKTER

Spotkontrakterne solgt på børsmarkedet og OTC-markedet minder i høj grad om hinanden. Der er imidlertid enkelte forskelle mellem forward- og futureskontrakterne. Kontrakterne på børsmarkedet er fuldt standardiserede. Der tilbydes ligeledes standardiserede OTC-kontrakter. Ligheder og forskelle mellem OTC- og børskontrakterne er illustreret i Tabel 4.

Både OTC-markedet og børsmarkedet udbyder kontrakter med levering i fremtiden, men forward-/futurekontrakterne adskiller sig fra hinanden. Forwardkontrakterne anvendes ofte til helt eller delvist at afdække pris- og mængderisiko i en detailkontrakt. Forwardkontrakterne fører oftest til fysisk levering, men det er muligt med kontant afregning ("cash settlement") i forhold til den gældende spotpris ved forwardkontraktens udløb. Til sammenligning er futurekontrakterne i højere grad finansielle kontrakter, da de sjældent fører til fysisk levering. I forhold til forwardkontrakterne benyttes futurekontrakterne hovedsageligt til afdækning af prisisici.

Den vigtigste forskel mellem OTC- og børskontrakter er modpartsrisiko. Forwardkontrakter på OTC-markedet indgås bilateralt og medfører dermed en modpartsrisiko, mens futureskontrakter medfører daglig afregning, hvorved modpartsrisikoen fjernes. En forwardkontrakt afregnes ved levering/kontraktudløb, hvilket giver en risiko for, at den ene af kontraktparterne ikke lever op til kontraktens betingelser. Handles der på børsmarkedet afregnes ændringer i futurekontraktens værdi løbende – ofte dagligt – med børsens clearinghus. Samtidigt fjernes risikoen for kontraktbrud i form af manglende betaling eller levering.

Det er muligt at handle spotprodukter med fysisk levering inden for få dage. Spotkontrakterne på OTC-markedet og børsmarkedet adskiller sig ikke i nævneværdig grad fra hinanden, da der på begge markeder er tale om øjeblikkelig afregning.

42 Når et marked eller en handel clearer, matcher prisen, den såkaldte clearingpris, i de modtagne købs- og salgsbud hinanden.

5

MARKEDSPLADSER
FOR NATURGAS

Liberaliseringen og tredjepartsadgang til naturgassystemet har ført til udviklingen af forskellige markedspladser for naturgas. Naturgassen kan handles på de såkaldte gashubs (og entry/exit punkter), samt på gasbørser, der fungerer som centraliserede handelsplatforme for naturgas. I dette kapitel defineres og beskrives gashubs (afsnit 5.1) og gasbørser (afsnit 5.2) og afslutningsvis gennemgås forskellene mellem gashubs og gasbørser (afsnit 5.3). Fokus vil i dette kapitel være naturgasmarkedet i Nordvesteuropa⁴³.

5.1. GASHUBS

5.1.1. DEFINITION AF GASHUBS⁴⁴

En gashub⁴⁵ er en facilitet, der muliggør køb og salg af naturgas, ved at overdrage retten til gassen fra én part til en anden. Der eksisterer både fysiske og virtuelle gashubs.

En *fysisk gashub* (eller transit gashub) er et punkt, hvor gasrørledninger (og naturgaslagre) er forbundet med hinanden. I dette punkt overføres gassen fra et system til et andet, fx fra en LNG-rørledning til en transmissionsrørledning via den fysiske gashub. Det kan også være et punkt, hvor gassen overføres fra ét transmissionssystem til et andet. Overførslen af gas gør det muligt at handle med gas på den fysiske gashub, da retten til gassen på hubben overføres fra én aktør til en anden. På en fysisk gashub handles og opereres gassen på et veldefineret *geografisk punkt* (gashubben) i gassystemet. I et system med fysiske gashubs skal der i princippet reserveres kapacitet for hver af de anvendte rørledninger, der er forbundet. Mange fysiske gashubs i et system kan således gøre det samlede system mere rigtigt og reducere likviditeten i de enkelte punkter. En fysisk gashub er ofte en transit gashub, da gassen passerer punktet for derefter at blive sendt videre i transmissionssystemet frem for at blive leveret i punktet med henblik på forbrug. I Nordvesteuropa eksisterer kun én fysisk gashub: Zeebrugge (ZEE) i Belgien, jf. Tabel 5 i afsnit 5.1.2, om gashubs i Europa. I ZEE ligger tre terminaler, der modtager gas via en interconnector fra Storbritannien, LNG og norske felter i Nordsøen. Terminalerne er vist i Figur 9. Fra ZEE er det muligt at sende gassen fra en terminal til en anden eller videre i transmissionsnettet. Terminalerne og transmissionsnettet er forbundet via forskellige rørledninger i stedet for igennem et punkt. I ZEE er det derfor ikke nok at booke kapacitet fra et system (fx LNG-terminalen) ind til hubben og ud af systemet (fx interconnector-terminalen). Det er ligeledes nødvendigt at booke kapacitet imellem de to systemer (her LNG-terminalen og interconnector-terminalen).⁴⁶

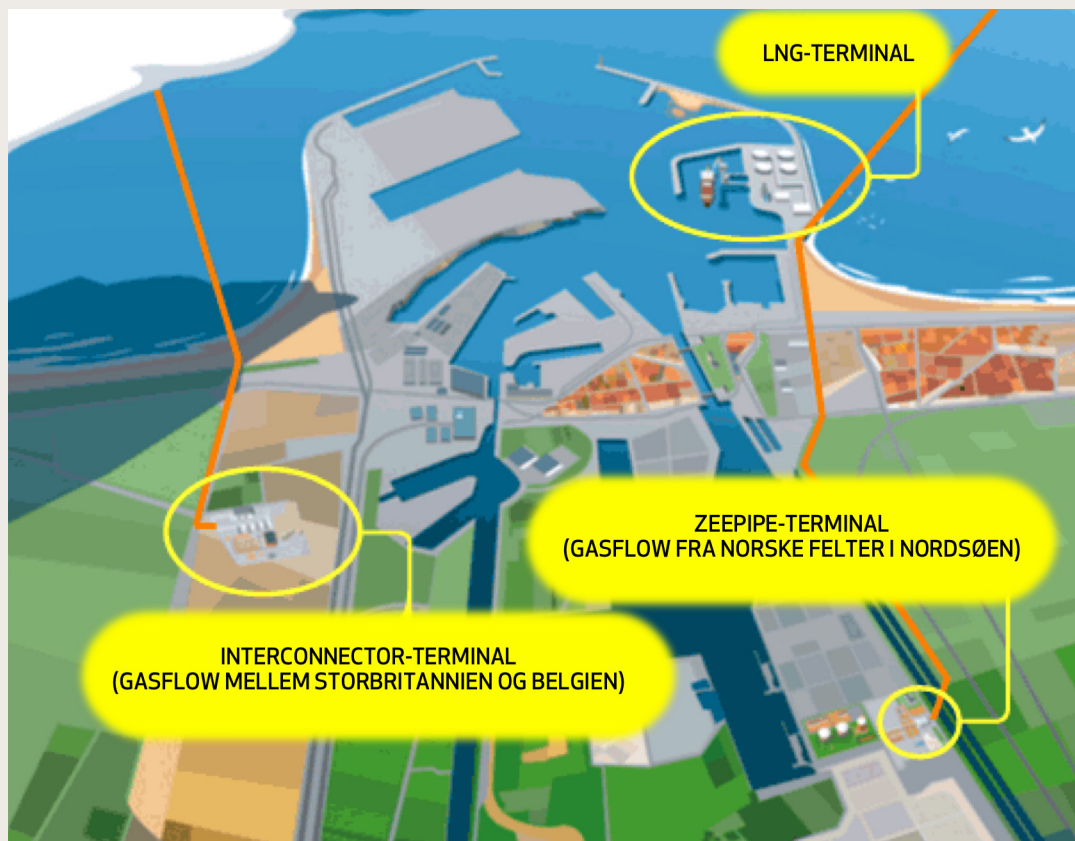
43 Nordvesteuropa er her defineret som Belgien, Danmark, Nederlandene, Storbritannien og Tyskland.

44 "Gas Hub Monitoring Report 2010 – on the regulatory oversight of natural gas hubs", ERGEG; "CEER Gas Working Group: The development of gas hubs and trading centres in Europe" (2003); "Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe – How to achieve workable competition in European gas markets", IEA (2008).

45 Se fodnote 41.

46 Den belgiske huboperatør har imidlertid prøvet at løse dette problem ved at tilbyde ubegrænset (ikke gratis) transport mellem punkterne i ZEE.

FIGUR 9 | KORT OVER ZEEBRUGGE



Kilde: "Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe – How to achieve workable competition in European gas markets", IEA (2008).

BOKS 15 | EKSEMPLER PÅ TJENESTER UDBUDT PÅ EN GASHUB

Ifølge CEERs definition af en gashub, skal en gashub udbyde en række basistjenester. Disse basistjenester omfatter bl.a. matchende nomineringer (verificere og bekræfte nomineringer), "title tracking" (overvåge og bekræfte leveringer og modtagelser), allokering (endelig fastsættelse af hver parts leveringer og modtagelser) og "blending services" (blande gaskvalitet).

Herudover kan ejeren eller operatøren¹, der driver gashubben, vælge at udbyde andre tjenester som eksempelvis "title transfer" (overføre retten – køb/salg – til gassen til anden part) og balancering (koordinere og handle ubalancer mellem parterne) samt tjenester, der understøtter dannelsen af et spotmarked som eksempelvis elektronisk handel (handelssystem) og handel med naturgasfutures (mellemsigtet handelssystem for øget fleksibilitet i risikostyring). Operatøren af en gashub tilbyder ofte standardiserede kontrakter for handel til frit forhandlede priser.

Kilde: "CEER Gas Working Group: The development of gas hubs and trading centres in Europe" (2003).

Note: 1) Eksempelvis den nationale TSO (Transmission System Operator).

TABEL 5 | GASHUBS I NORDVESTEUROPA

	Land ²	Type	Etableringsår
National Balancing Point (NBP)	Storbritannien	Virtuel	1996
Zeebrugge (ZEE)	Belgien	Fysisk	2000
Title Transfer Facility (TTF)	Nederlandene	Virtuel	2003
Gas Transfer Facility (GTF)	Danmark	Virtuel	2004
Exchange Transfer Facility (ETF) ¹	Danmark	Virtuel	2008
NetConnect Germany (NCG)	Tyskland	Virtuel	2008
Gaspool (GPL)	Tyskland	Virtuel	2009
Zeebrugge Trading Point (ZTP)	Belgien	Virtuel	2012

Kilder: NBP, ZEE, TTF og GPL Oxford Institute for Energy Studies; GTF, ETF Energinet.dk; NCG NetConnect Germany; ZTP Fluxys.

Noter: 1) Nord Pool Transfer Facility (NPTF) skiftede i 2014 navn til Exchange Transfer Facility. 2) Der eksisterer herudover virtuelle gashubs i Frankrig, Spanien, Italien og Østrig.

På en *virtuel gashub* foregår handlen med naturgas ikke i ét fysisk geografisk punkt, men indenfor et *geografisk område* afgrænset af en gruppe af entry- og exitpunkter mellem forbundne gassystemer (fx grænsepunkter eller opstrøm). Punkterne kan siges at være samlet i en virtuel gashub. Entry- og exitpunkterne er oftest placeret på landegrænser eller ved kysterne på et ilandføringspunkt fra produktionsfelter. Tyskland er et eksempel på et land, der er opdelt i flere (to) gassystemer, og hvert system har en virtuel hub. Jo flere systemer et land er opdelt i, jo flere punkter skal der bookes kapacitet i. Fordelen ved en virtuel gashub er, at transportkunderne ikke skal booke kapacitet mellem punkterne, når først de er inde i systemet. De virtuelle gashubs udvikler sig ofte til egentlige markedspladser, hvor der bliver udbudt en række forskellige handelsprodukter (spot og forwards beskrevet i afsnit 4.2). Den danske entry-exit model, beskrevet i afsnit 3.1.1, er et eksempel på et område afgrænset af entry-exit punkter. En transportkunde, der har købt gas i Nordsøen og solgt den igen i Tyskland, kan sende gassen fra Nordsøen via Danmark til Tyskland. Transportkunden skal kun booke kapacitet fra Nordsøen til Danmark (Nybro) og fra Danmark til Tyskland (Ellund). En virtuel gashub betyder, at det i dette eksempel ikke er nødvendigt at booke kapacitet mellem Nybro og Ellund, hvilket havde været tilfældet for en fysisk gashub, jf. også eksemplet med ZEE beskrevet ovenover. De virtuelle gashubs gør det også nemmere for en dansk gasleverandør at handle på eksempelvis det nederlandske gasmarked. Hvis gassen skal leveres fra det nederlandske til det danske gasmarked, skal der kun bookes entry og exit kapacitet mellem Nederlandene/Tyskland og Tyskland/Danmark.

Etableringen af de virtuelle gashubs har været en naturlig konsekvens af liberaliseringen af det europæiske gasmarked, der har ført nye markeder (fx OTC og børser) med sig. De udbudte tjenester på den enkelte gashub kan variere fra de øvrige gashubs, fx er NBP, som tidligere nævnt, oprettet med henblik på balancering, og GPN blev oprettet med henblik på at skabe en transparent og konkurrencedygtig markedsplads. Council of European Energy Regulators (CEER)⁴⁷ har defineret, hvilke tjenester en gashub skal udbyde som basistjenester, og hvilke tjenester en gashub kan udbyde, jf. Boks 15. Virtuelle gashubs er med til at skabe likviditet, hvilket er en fordel for de parter, der er involverede i handel, da likviditet skaber en mere troværdig pris.

Størstedelen af de handler, der foregår på de europæiske gashubs er OTC-handler. I 2012 var over 90 pct. af handlerne på de kontinentaleuropæiske gashubs OTC-handler.⁴⁸ Forklaringen på OTC-handlens dominans over børshandlen kan blandt andet være, at markedsdeltagerne har større tillid til OTC-markedet, at de har bedre kendskab til handlens modpart, og at de værdsætter OTC-kontrakternes garanterede fortrolighed.

5.1.2. GASHUBS I EUROPA⁴⁹

Storbritannien var det første land i Europa, der etablerede en gashub. Herefter er etableringen og udviklingen af de øvrige gashubs i Nordvesteuropa gået stærk. I Tabel 5 er oplistet fysiske og virtuelle gashubs i Nordvesteuropa.

NBP i Storbritannien er Europas største gashub – målt på både aktivitet og handelsvolumen – og har været karakteriseret som et "modent" marked i over 10 år.⁵⁰ Målt på handlet volumen i 2012 var NBP næsten dobbelt så stor som den nederlandske TTF. NBP's day-ahead kontrakt anses for at være den mest indflydelsesrige gaskontrakt i Europa, og den reagerer hurtigt i forhold til ændringer i markedsforhold.

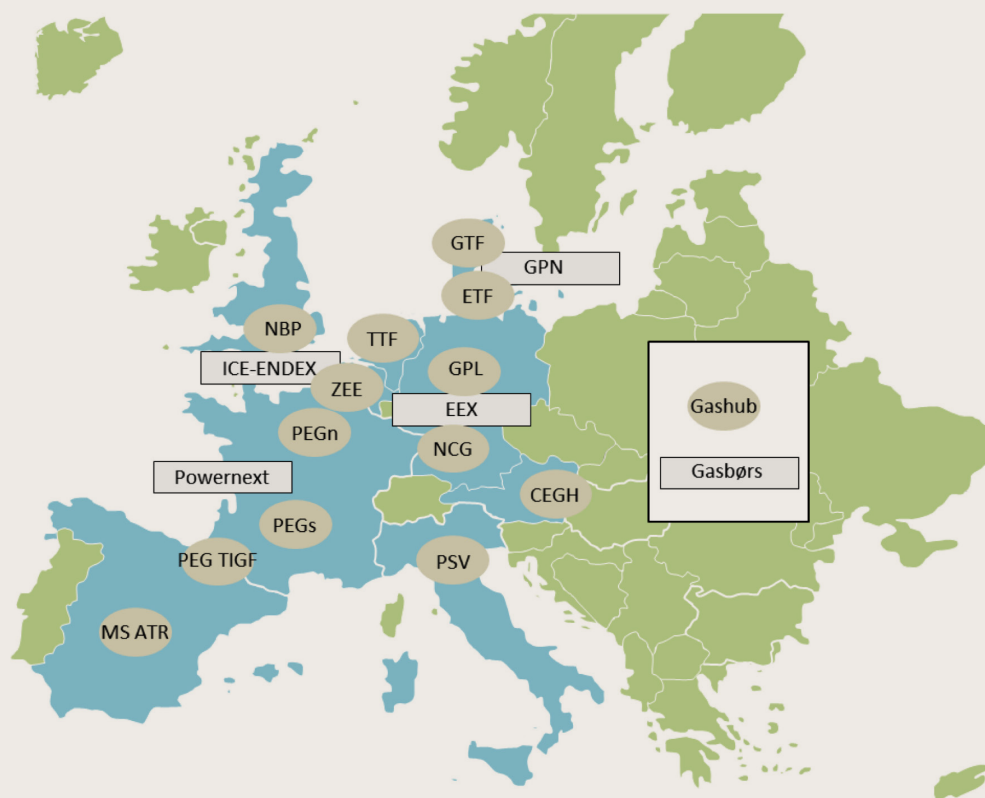
47 CEER er en frivillig sammenslutning af nationale energiregulatorer i Europa.

48 "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012", ACER/CEER (2013).

49 "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012", ACER/CEER (2013); "Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?", Patrick Heather, Oxford University Press (2012).

50 Et modent marked er et likvidt marked, der ofte har en såkaldt "churn rate" på over 10 (se afsnit 6.3).

FIGUR 10 | GASHUBS OG GASBØRSE I EUROPA



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på Oxford Institute for Energy Studies.

TABEL 6 | GASBØRSE I NORDVESTEUROPA

	Land	Leveringspunkter
ICE-ENDEX ¹	Storbritannien, Nederlandene	TTF, ZTF, NCG, GPL, NBP
European Energy Exchange (EEX)	Tyskland	NCG, GPL
Gaspoint Nordic (GPN) ²	Danmark	ETF

Kilder: ICE-ENDEX www.iceendex.com; EEX www.eex.com; GPN www.gaspointnordic.com.

Noter: 1) ICE, gasbørsen i Storbritannien, køber i 2013 hovedandelen af aktierne i den nederlandske gasbørs APX-ENDEX og danner dermed den nye fælles børs for naturgas i Storbritannien og Nederlandene ICE-ENDEX. 2) Nord Pool Gas (NPG) skiftede i 2013 navn til Gaspoint Nordic.

TTF i Nederlandene er den næststørste gashub i Europa, men den vigtigste gashub i Kontinentaleuropa. Målt på både handlet volumen og antallet af aktører er den vokset i flere år, og er begyndt at nærme sig NBP.⁵¹ Priserne på TTF følger også i høj grad priserne på NBP. Spotprisen på TTF benyttes i stigende grad som styrende prismekanisme i genforhandling af tidligere olieindekserede kontrakter. De fleste aktører på TTF er fra Nederlandene og Norge, men flere aktører i Central- og Sydeuropa bruger prisen på TTF som referencepris. Også i Danmark bruges TTF som referencehub, f.eks. i forbindelse med fastsættelse af forsyningspligtprisen.

NCG i Tyskland har teoretisk potentiale til at udvikle sig til en tilpas udviklet og likvid europæisk markedsplads, hvis pris kan benyttes som referencepris i gaskontrakter. Selv tyske aktører foretager stadig en betragtelig del af deres handel på nederlandske TTF – formentlig netop på grund af den større likviditet på TTF.

GPL er den anden tyske gashub. Ligesom for NCG er likviditeten her steget i 2012, men målt på handlede volumener er GPL kun omkring halvt så stor som NCG. GPL benyttes af markedsaktørerne i en mere kortsigtet rolle, idet den i endnu højere grad end NCG benyttes til lager- og balanceringsaktiviteter.

De forskellige gashubs og gasbørser i Europa er vist i Figur 10.

5.1.3. GASHUBS I DANMARK

Danmark har to virtuelle handelsfaciliteter: GTF (Gas Transfer Facility) og ETF (Exchange Transfer Facility). Der eksisterer ingen fysiske gashubs i Danmark.

GTF er en facilitet, der muliggør bilateral (virtuel) handel mellem gasleverandører på gasmarkedet og er leveringspunkt for bl.a. OTC-kontrakter i det danske naturgassystem. GTF er drevet af Energinet.dk og blev etableret i 2004.

ETF er et nyere, virtuelt handelspunkt, som Energinet.dk har oprettet i det danske transmissionssystem i 2008. Punktet fungerer som leveringspunkt for den danske naturgasbørs, GPN. Det betyder, at al naturgas handlet på GPN bliver leveret på ETF.

5.2. GASBØRSE

5.2.1. DEFINITION AF GASBØRSE

En gasbørs er en organiseret markedsplads, der faciliterer handel med naturgas. Gasbørsen udvikler typisk et IT-handelssystem, hvorpå handlen med gassen kan foregå. Som beskrevet i afsnit 4.3 er børsens clearinghus modpart i handler på gasbørserne, og handler kan således foregå anonymt for de handlende parter. Det, der gør børsmarkedet attraktivt for nye, mindre aktører, er bl.a., at der er forholdsvis let adgang til gas, markedet er transparent, der handles standardiserede kontrakter, og der er ingen modpartsrisiko.

5.2.2. GASBØRSE I EUROPA

I Europa findes forskellige børser, der tilbyder børshandel med naturgas. Gasbørserne i Nordvesteuropa er opført i Tabel 6 herunder. Se også Figur 10 ovenover.

ICE-ENDEX tilbyder børshandel med spotkontrakter til levering på TTF, ZTP og NBP.⁵² Derudover handles finansielle produkter på TTF, NCG og GPL. Der er registreret 94 medlemmer på spotmarkedet og 86 medlemmer på derivatmarkedet.⁵³ Enkelte medlemmer deltager på både spotmarkedet og derivatmarkedet.

På European Energy Exchange (EEX) handles spotkontrakter med leveringspunkt i NCG, GPL og TTF og finansielle produkter på NCG og GPL. Der er registreret 179 medlemmer på spotmarkedet og 198 medlemmer på derivatmarkedet.

Den danske gasbørs Gaspoint Nordic (GPN) tilbyder forskellige spotprodukter med levering forskellige dage i indeværende måned, og derudover et month ahead-produkt. GPN tilbyder således produkter, der leveres op til en måned frem, mens gashubs som eksempelvis NCG og TTF tilbyder produkter, der leveres op til hhv. 3 og 5 år frem i tiden. GPN har 20 medlemmer. GPN ejes af EEX og Energinet.dk, der hver har en ejerandel på 50 pct.

5.3. FORSKELLE MELLEM GASHUBS OG GASBØRSE

En gashub muliggør køb og salg af naturgas. En gasbørs kan gennem børsens handelssystem facilitere den egentlige handel med naturgaskontrakter, som refererer til en given gashub som leveringspunkt eller leveringsområde for den handlede gas. Gasbørsen er således ikke identisk med den benyttede gashub.

51 Ifølge ICIS, blev der i gasåret 2013 handlet en større volumen på TTF end på NBP (se afsnit 6.2).

52 Spotmarkedet i Storbritannien hedder On-the-Day Commodity Market (UK OCM).

53 På det såkaldte derivatmarked handles der med finansielle produkter som eksempelvis forward, futures, options. Disse produkter kaldes derivater. Et derivat har et underliggende aktiv (fx et naturgasprodukt). Derivatets fremtidige værdi afhænger af aktivets værdi.

6

VELFUNDERENDE MARKEDER

Et velfungerende marked er forudsætning for en troværdig prisreference. Læs her om kriterierne for velfungerende markeder og udviklingen af markedspladser i Nordvesteuropa.

6.1. KRITERIER FOR VELFUNDERENDE MARKEDER

I markeder, hvor en stor del af handlen med naturgas foregår bilateralt med priser, der kun er kendte for de handlende parter, eksisterer der ikke én pris, der kan siges at være markedsprisen. På OTC-markederne er det muligt at bestemme en pris på baggrund af dagens handler, der kan anvendes som markedspris, jf. afsnit 4.2. Det kan være et problem med manglende transparens, da eksempelvis nye aktører på gasmarkedet dermed ikke umiddelbart kender naturgassens markedsværdi, når de skal indgå gaskøbsaftaler. Markedsværdien er defineret som den pris, der fremkommer i ligevægten mellem udbud af gas og efterspørgsel efter gas på et fuldkomment konkurrencemarked.

Eksisterer der ikke en tilgængelig markedspris, er det muligt at anvende en prisreference. Prisreferencen kan eksempelvis beregnes på baggrund af de anvendte priser ved handler på en velfungerende gashub. Er gashubben velfungerende, det vil sige aktører køber og sælger gas, hvor det er muligt at opnå den bedste pris for de handlende parter, så vil prisen på gashubben afspejle markedsprisen. En velfungerende prisreference på naturgas skal være gennemsigtig og kontinuert afspejle den værdi, som aktørerne på markedet tillægger gassen. Eksistensen af en velfungerende prisreference er fordelagtig for aktørerne på gasmarkedet, da de kan anvende denne pris ved indgåelse af gashandler.

For at et marked eller en pris kan betegnes som velfungerende, er der en række forudsætninger, der skal opfyldes:

- Prisreferencen skal være transparent.
- Prisreferencen skal være troværdig.
- Der skal være lige adgang for alle aktører til markedet.

En transparent prisreference betyder, at der skal være en offentligt tilgængelig prisnotering. Ligeledes skal der være gennemsigthed vedrørende bid/ask spread (forskellen mellem udbudspris og efterspørgselspris), faktiske handelsvolumener på gashubben samt øvrige informationer om flows af relevans for transport til og fra gashubben.

En troværdig prisreference betyder, at gashubben skal være likvid. Likviditet kræver, at store mængder af gas til enhver tid kan sælges/købes uden store prisændringer på hubben, og at der findes mange aktive aktører på hubben, således at prisforskellen mellem bud og udbud reduceres, samt sandsynligheden for at kunne finde en modpart er høj. En høj likviditet sikrer en lav risiko ved at foretage handler på markedet.

BOKS 16 | KRITERIER FRA GAS TARGET MODEL**IFØLGE CEER SKAL ET VELFUNDERENDE ENGROSMARKED OPFYLDE FØLGENDE KRITERIER**

- Churn rate > 8
- Herfindahl-Hirschmann Index < 2.000
- Gasimport fra minimum 3 kilder
- Årlig efterspørgsel i en zone >20 mia. m³
- Residual Supply Index > 110 pct. over 95 pct. af tiden i et år

Churn rate siger noget om, hvor mange gange den fysisk tilgængelige gas bliver handlet og bruges ofte som et mål for hvor likvidt¹ et marked er. 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. 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. Kriteriet om årlig efterspørgsel siger noget om markedets størrelse. Flere aktører vil alt andet lige skabe mere konkurrence. 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.

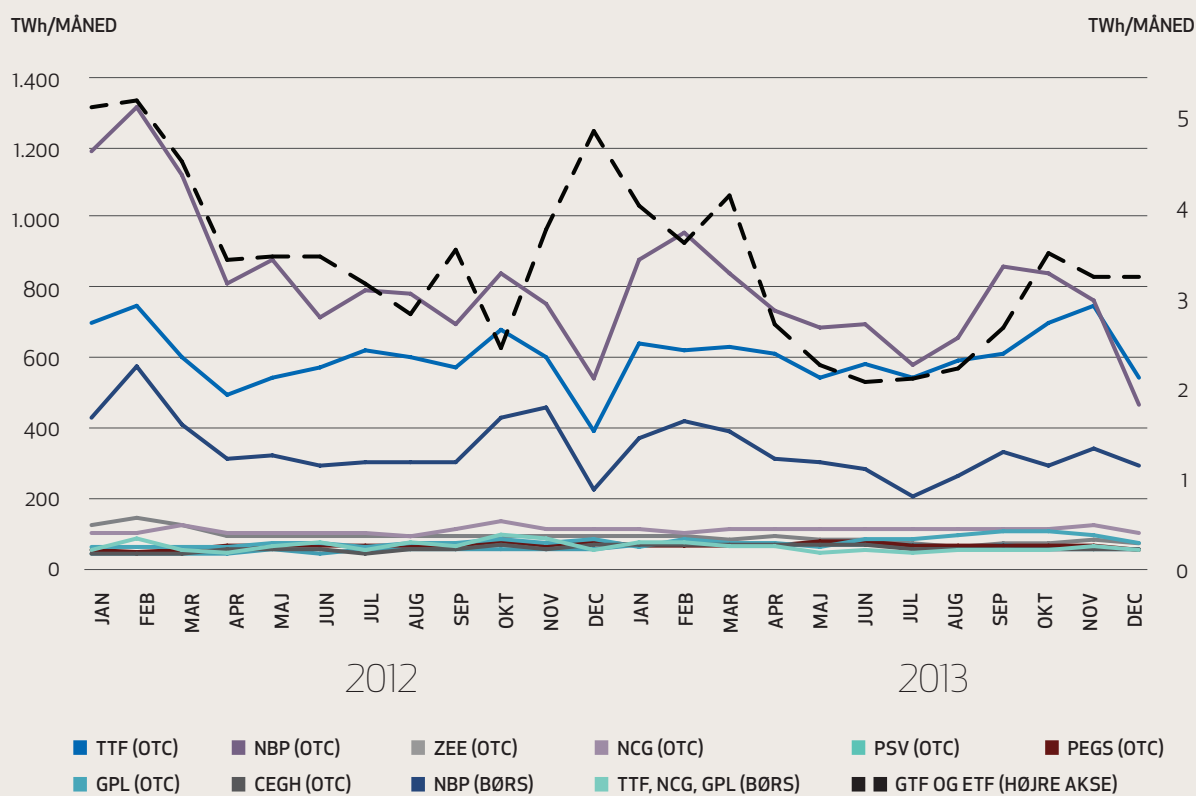
FOR ILLIKVIDE MARKEDER FORESLÅR ACER² TRE NYE KRITERIER

- Antal handler for hvert produkt på den enkelte gashub ≥ 15 pr. dag
- Mængde gas der udbydes/efterspørges for hvert produkt på den enkelte gashub ≥ 120 MW
- Kunne handle produkterne ≥ 36 måneder

Kilde: "CEER Vision for a European Gas Target Model" – Conclusions Paper (december 2011).

Note: ACER er ultimo 2014 ved at opdatere Gas Target Model. 1) Et likvidt marked er kendetegnet ved, at den enkelte aktør med sine handler ikke kan manipulere med prisen i et marked. 2) 3rd ACER Gas Target Model Stakeholders Workshop, maj 2014.

FIGUR 11 | HANDELEDE OTC-VOLUMENER PÅ DE STØRSTE EU GASHUBS - 2012-2013



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra ICIS Heren, Trauport, Gaspoint Nordic og Energinet.dk.

Note: De handlede volumener er handlet i løbet af måneden til levering på et hvilket som helst tidspunkt i fremtiden. Den samlede volumen for GTF og ETF er den samlede handlede volumen i Danmark (OTC og børs).

Med lige adgang menes, at der skal være ens vilkår for alle (små, store, nye og eksisterende) aktører på markedet. Det vil sige lige adgang til eksempelvis infrastrukturen, køb og salg af gas, lagre etc.

Hvis et marked er tilstrækkeligt velfungerende, vil det føre til efterspørgsel efter og udbud af nye produkter med leveringstidspunkter længere ud i fremtiden, de såkaldte forwards og futures. Udviklingen af et likvidt derivat marked kan dermed ses som et udtryk for, at et naturgasmarked er velfungerende, da aktørerne har tiltro til, at de kan få/afsætte gassen flere måneder og år ude i fremtiden. Et velfungerende spot/day ahead marked er endvidere en forudsætning for fremkomsten af finansielle derivatmarkeder, der bl.a. kan benyttes til prissikring af aktørernes positioner.

Små gashubs, der ikke opfylder ovenstående forudsætninger, kan have en velfungerende prisreference, hvis der er fuldkomne transportmuligheder (i form af rigelig tilgængelig fysisk kapacitet) fra gashubben til en anden større gashub med en velfungerende prisreference.

Etableringen af velfungerende engrosmarkeder et vigtigt element i forbindelse med udviklingen af det indre marked for gas i EU. CEER – og senere Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)⁵⁴ – har opstillet en række mål (targets) for udviklingen af det indre marked i EU i den såkaldte "Gas Target Model", der er beskrevet i Boks 16. Et af målene er at skabe velfungerende engrosmarkeder for naturgas i Europa. Et marked anses ifølge CEER og ACER for værende velfungerende, når der bl.a. forekommer mange handler, der er rigelig adgang til gas, og der er rigelige aktører på markedet, der dermed ikke kan manipulere med priserne.

6.2. HANDELSVOLUMENER

Den samlede handelsvolumen på de europæiske gashubs var over 20.000 TWh⁵⁵ i 2012, hvilket er mere end fire gange det samlede, fysiske gasforbrug. Til sammenligning blev der på de danske gashubs handlet ca. 45 TWh⁵⁶ i 2012. Handelsvolumenerne på NBP og TTF for OTC-markedet er væsentligt større end handelsvolumenerne på de øvrige europæiske gasbørser, jf. Figur 11. NBP er den største gashub målt på handlede volumener, men forskellen mellem NBP og TTF er over en periode blevet reduceret. Ved udgangen af 2013 blev der handlet en større OTC-volumen på TTF sammenlignet med NBP. I 2012-2013 blev der handlet ca. 600 TWh pr. måned på TTF, mens der på de danske gashubs tilsammen blev handlet ca. 3,8 TWh pr. måned. Den handlede volumen på TTF er dermed over 100 gange så stor som den handlede volumen på de danske gashubs.

Handlen på de danske gashubs er vist i Figur 12. Der er i de seneste år sket en stigning i den handlede volumen på GPN, mens antallet af handler har været forholdsvis konstant. Der er samtidig sket et fald i den handlede volumen på GTF. Stigningen i de handlede volumener pr. kontrakt på GPN er en positiv udvikling, der kan være et udtryk for, at markedet har fået større tillid til den danske gasbørs. De største mængder handles fortsat på GTF, der er leveringspunkt for OTC-kontrakterne, sammenlignet med GPN.

Den begrænsede handlede volumen på GPN betyder, at de store gasleverandører kan have svært ved at foretage deres samlede behov for indkøb på børsen. Børsen er dog fortsat vigtig, da det er en lettilgængelig måde at skaffe gas på både til supplerende af andre indkøbskontrakter, til balancering og for nye, mindre gasleverandører på markedet, der har mulighed for at foretage det samlede indkøb på børsen. På den måde fungerer den danske gasbørs som et supplement til eksisterende fleksibilitetsredskaber. Til sammenligning har større selskaber mulighed for at handle en stor del af deres samlede gasindkøb på de andre store, likvide gasbørser i Europa, hvilket reducerer behovet for brug af andre fleksibilitetsredskaber.

⁵⁴ ACER er et EU agentur, der blev etableret som følge af den tredje liberaliseringspakke for energi.

⁵⁵ Svarende til ca. 1.645 mia. m³ (omregningsfaktor: øvre brændværdi 12,157 kWh/m³).

⁵⁶ Svarende til ca. 4,7 mia. m³ (omregningsfaktor: øvre brændværdi 12,157 kWh/m³).

6.3. CHURN RATE

Begrebet "churn rate" siger noget om, hvor mange gange gassen handles i forhold til gasmængden på det enkelte marked. Churn raten bruges derfor ofte som et udtryk for, hvor likvidt et marked, da en høj churn rate, er et udtryk for, at der er mange aktører på markedet, der kan foretage de ønskede handler, og at der er rigelig gas. Churn rate er således et mål, der ofte anvendes som indikator for likviditeten i et marked. Likviditet er defineret som muligheden for at handle, købe eller sælge en vare eller et finansielt instrument, uden at skabe en signifikant prisændring og uden at pådrage sig store transaktionsomkostninger.

Et kriterium for et velfungerende engrosmarked er ifølge CEER, at churn raten skal være over 8, jf. Boks 16. Det er muligt at beregne churn raten ud fra forskellige metoder. Metodevalget afhænger af de data, der er til rådighed på det relevante marked, jf. Boks 17.

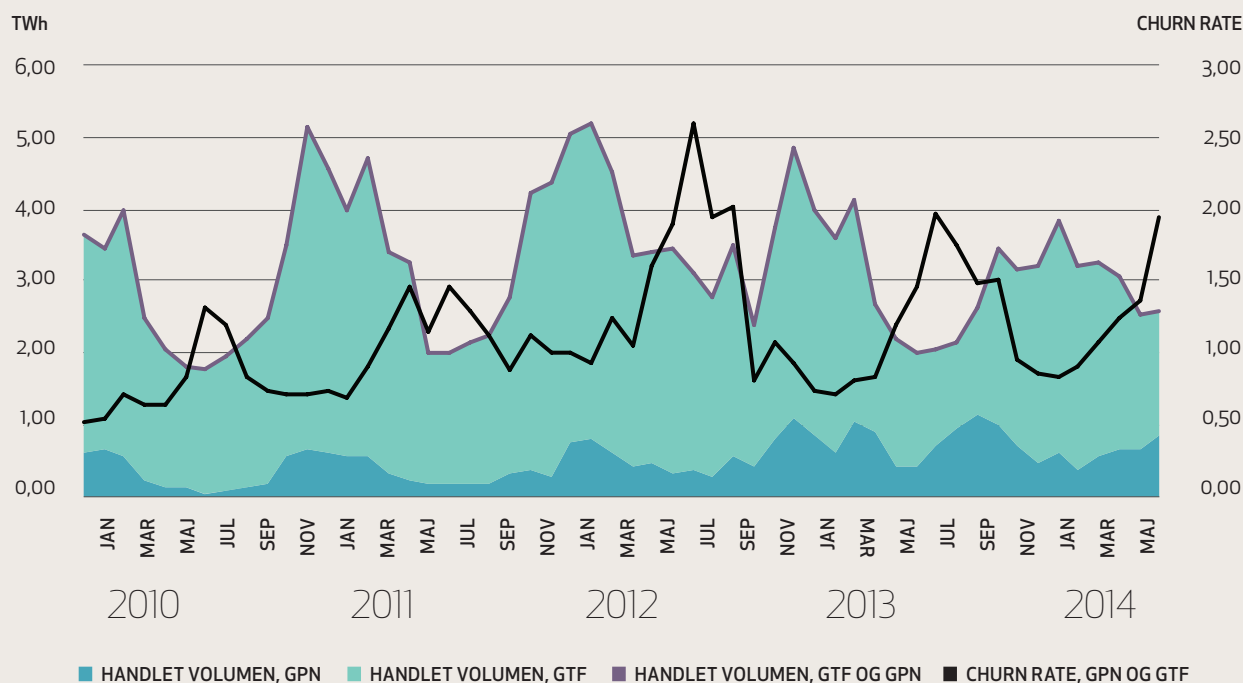
TTF og NBP fremstår begge likvide med churn rates (physical throughput)⁵⁷ over 8 i perioden 2011-2012, jf. Figur 13, og opfylder dermed likviditetskravet beskrevet i den første Gas Target Model. De øvrige gashubs i Europa har churn rates (physical throughput) på omkring 5 og derunder. Under antagelse af, at naturgas leveret på den danske gashub ETF efterfølgende tilføres den danske exitzone, er det muligt at lave en approksimativ beregning af churn rate (physical throughput). For 2012 var churn rate (physical throughput) for ETF på 1,10. Givet, at en del af gassen med levering på ETF ikke tilføres exitzonen, vil churn rate (physical throughput) stige, og antagelsen bevirker dermed, at churn raten undervurderes.

Til sammenligning er der for begge de danske gashubs beregnet en churn rate (forbrug)⁵⁸ i 2012 på 1,21, og churn raten kan i løbet af en måned overstige 2, jf. Figur 12. For ETF alene er churn rate (forbrug) på knap 0,20 i 2012.

⁵⁷ Churn rate (physical throughput) er defineret som antallet af gange naturgassen, der er leveret fra hub til Exitzonen, er handlet.

⁵⁸ Churn rate (forbrug) er defineret som antallet af gange naturgassen, forbrugt i den tilhørende exitzone, er handlet.

FIGUR 12 | UDVIKLING I HANDLEDE VOLUMENER OG CHURN RATE (FORBRUG) PÅ GPN OG GTF, 2010-2014



Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk.

Note: GTF (Gas Transfer Facility) er leveringspunkt for alle OTC-handler.

Figuren skal læses på følgende måde: Det blå og det turkise areal er summen af handlerne på både den danske gasbørs (GPN) og det danske OTC-marked (GTF). Det vil sige, at handlerne på OTC-markedet ikke starter fra 0 TWh, men ligger i forlængelse af handlerne på GPN.

BOKS 17 | METODER TIL BEREGNING AF CHURN RATE

Churn rate anvendes ofte som likviditetsindikator og kan beregnes på forskellige måder, afhængigt af hvilke statistikker, der er til rådighed på det relevante marked. Det er muligt at anvende churn rate ved sammenligninger af markeder i forskellige lande – selv når markedernes størrelser er meget forskellige. Ifølge ACER kan et marked betegnes som likvidt, når churn raten er 8 eller derover.

CHURN RATE (PHYSICAL THROUGHPUT)

Beskriver antallet af gange, som den samme mængde fysiske gas handles mellem aktørerne på hubben.

$$\text{Churn rate (physical throughput)} = \frac{\text{Handlede volumen}}{\text{Volumen leveret fra hub til exitzonen}} \geq 1$$

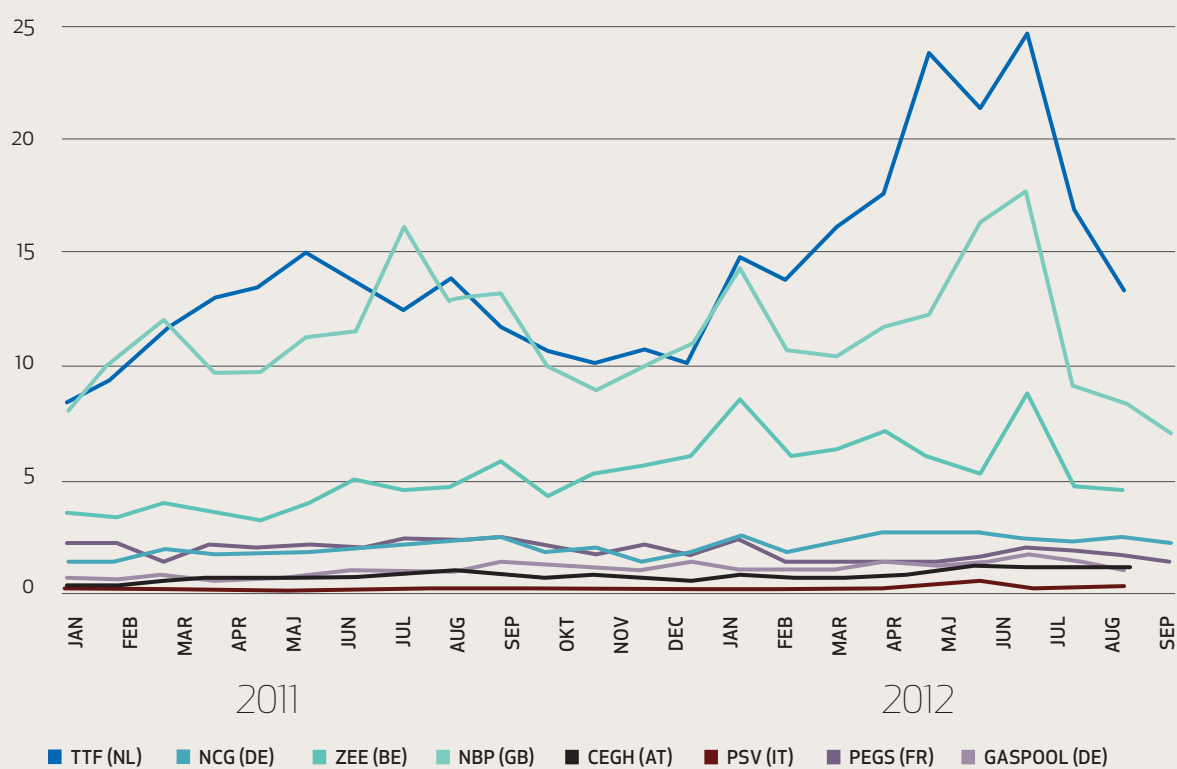
CHURN RATE (FORBRUG)

Beskriver antallet af gange, som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben.

$$\text{Churn rate (forbrug)} = \frac{\text{Handlede volumen}}{\text{Gasforbrug i tilhørende exitzonen}} > 0$$

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

FIGUR 13 | CHURN RATES PÅ DE STØRSTE EU GASHUBS - 2011-2012



Kilde: "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012", ACER/CEER (2013).

TABEL 7 | GENNEMSITLIGE ANTAL HANDLER PR. HANDELS DAG FORDELT PÅ PRODUKTTYPE, 2013

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Within day	3,6	3,6	4,8	3,0	2,6	4,9	4,8	4,4	3,9	4,5	6,2	4,5
Day-ahead	19,9	19,4	30,5	26,0	11,6	12,1	18,7	18,2	19,5	23,4	17,7	15,7

Kilde: Gaspoint Nordic.

6.4. VURDERING AF PRISEN PÅ DE DANSKE GASHUBS SOM VELFUNGERENDE PRISREFERENCE

I Energitilsynets analyse fra 2010 blev det vurderet, at prisen på de danske gashubs (GTF og ETF) ikke var en velfungerende prisreference, da de ikke opfylder kriterierne beskrevet i afsnit 6.1. Mindre markeder, der ikke opfylder kriterierne, kan imidlertid have en velfungerende prisreference, hvis der er fuldkomne transportmuligheder til en anden større gashub med en velfungerende prisreference. Fra det danske gasmarked er der adgang til det tyske gasmarked. Det tyske gasmarked er mere udviklet end det danske og likviditeten er større. Udviklingen af bedre gastransportforbindelser mellem det danske og tyske gasmarked, beskrevet i kapitel 3, vil alt andet lige styrke prisen på de danske gashubs som prisreference.

ACER har foreslået tre nye kriterier for en velfungerende prisreference for illikvide markeder: Der skal foretages minimum 15 handler om dagen i det enkelte produkt, der skal udbydes og efterspørges minimum 120 MW naturgas og det skal være muligt at handle produkter med levering op til minimum 36 måneder frem i tiden. (Se også Boks 16.)

Det mest likvide produkt på GPN er day ahead-produktet og dernæst within day-produktet. I 2013 blev der i gennemsnit foretaget ca. 19 handler pr. dag for day-ahead-produktet, jf. Tabel 7, hvilket lever fuldt op til ACERs kriterium. Ifølge GPN udbydes der ofte 120 MW (både for købs- og salgsbud) og mere for within day og day ahead-produkterne. GPN er en såkaldt spotbørs, det vil sige, at der handles korte produkter. GPN opfylder dermed ikke kriteriet om, at der skal handles produkter med levering op til minimum 36 måneder.

7

DEL 3 – ANALYSE AF DET DANSKE
ENGROSMARKED FOR GASKONTRAKTER PÅ DET
DANSKE ENGROSMARKED
FOR NATURGAS

Energitilsynet har som led i sin overvågning af engrosmarkedet for naturgas foretaget en spørgeskemaundersøgelse af aktive gasleverandører, der leverer gas til de danske slutkunder. Den undersøgte periode strækker sig fra den 1. januar 2010 til den 30. juni 2014. Der er i spørgeskemaet spurgt ind til gasleverandørernes gasindkøb med henblik på levering til de danske slutkunder. Energitilsynet har modtaget svar fra ni selskaber. Selskaberne udgør en repræsentativ del af engrosmarkedet, både hvad angår volumen, antal kunder og selskabernes størrelse. Selskaberne har leveret information om deres gasindkøb via indekserede kontrakter, ikke-indekserede kontrakter og børskontrakter. Spørgeskemaundersøgelsen er beskrevet i bilag 2.

Gasanalysens del 3 tager udgangspunkt i besvarelsene af spørgeskemaerne. Det er ikke alle informationer oplyst i spørgeskemaundersøgelsen, der er anvendt i analysen, da det danske gasengrosmarkeds begrænsede størrelse betyder, at der kan være risiko for at offentliggøre følsomme oplysninger. Resultaterne fra analysen er derfor præsenteret i aggregeret form. Præsentationen af resultaterne lægger sig op ad 2010-analysen for at gøre det muligt at sammenligne konklusionerne fra undersøgelsen i 2010 med den nye undersøgelse. Dermed er det muligt at beskrive udviklingen fra 2010 til i dag.

7. KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS

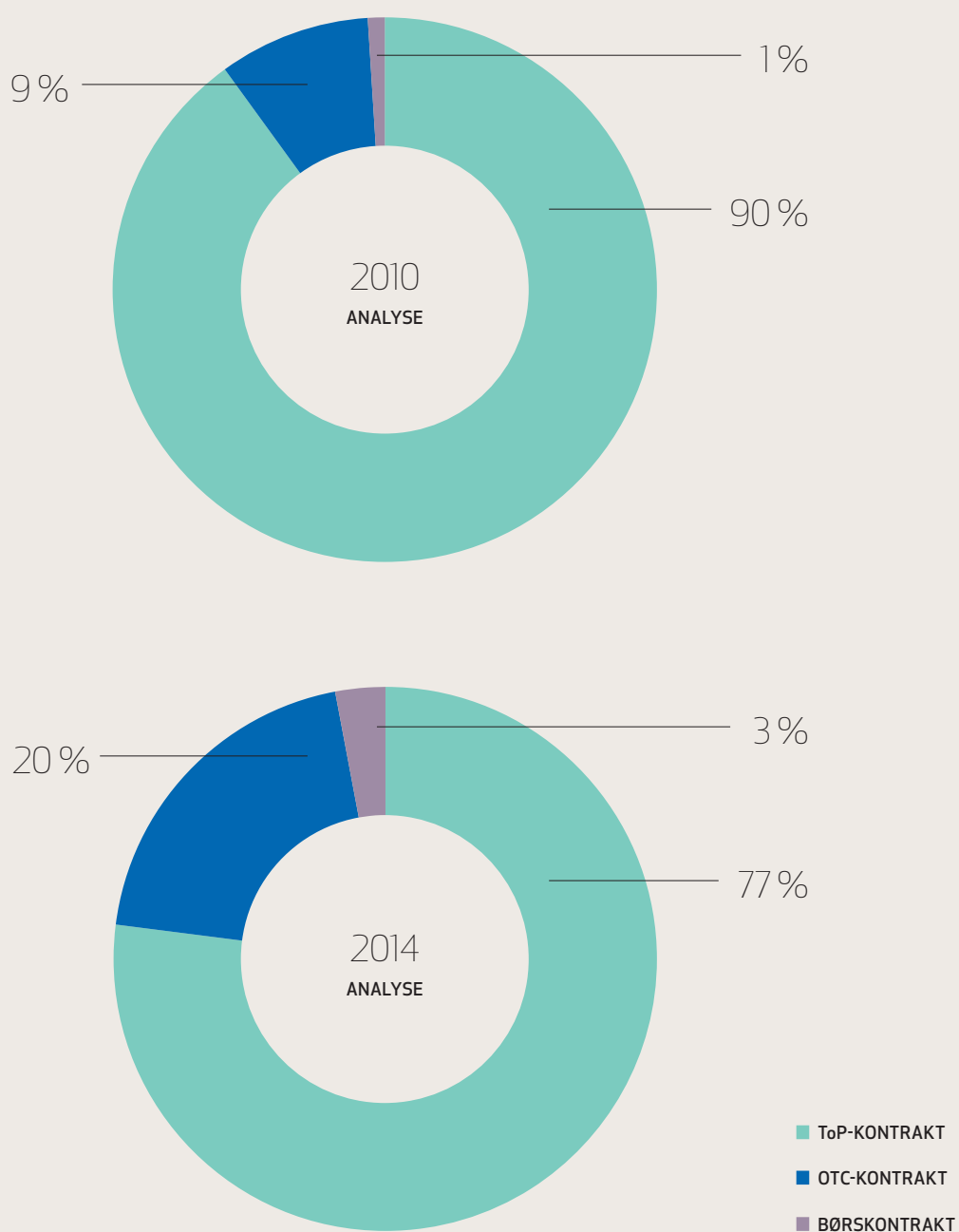
Handlen på engrosmarkedet har historisk været præget af lange ToP-kontrakter, hvor kontraktprisen fulgte oliepriserne. Formålet med dette kapitel er at undersøge, om det danske engrosmarked for naturgas fortsat er præget af lange ToP-kontrakter, eller om der er ved at ske en udvikling imod mere markedsbaserede kontrakter som OTC- og børskontrakter.

7.1. FORDELING AF KONTRAKTTYPER (ToP, OTC OG BØRS)

Energitilsynet har undersøgt fordelingen af gasindkøb mellem ToP-, OTC- og børskontrakter. Undersøgelsen viser, at gasleverandører, der handler på det danske engrosmarked for naturgas, har indkøbt 77 pct. af naturgassen via ToP-kontrakter, 20 pct. via OTC-kontrakter og 3 pct. via børskontrakter, jf. Figur 14.

Der er sket en stigning i andelen af naturgas, der indkøbes via OTC-markedet og børsmarkedet sammenlignet med 2010-analysen. OTC-kontrakternes andel er steget fra 9 til 20 pct., og børskontrakternes andel er steget fra 1 til 3 pct. ToP-kontrakterne udgør i dag fortsat den største andel af den samlede indkøbte volumen, men andelen er faldet fra 90 til 77 pct. Der er altså sket et fald i andelen af gassen, som handles på de lange indekserede kontrakter over imod mere transparente kontrakttyper. Børskontrakterne udgør dog stadig en relativ lille andel af det samlede gasindkøb.

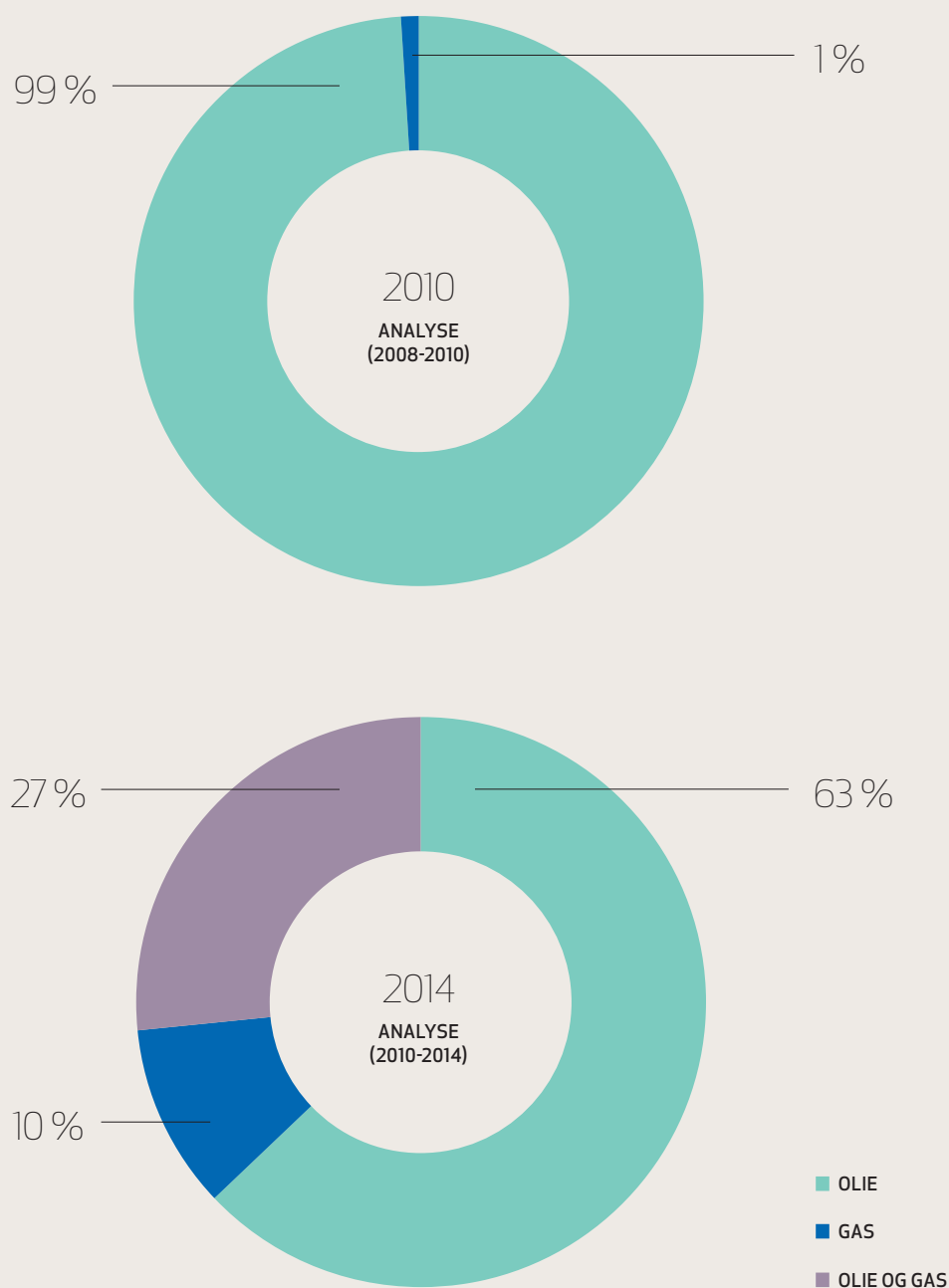
FIGUR 14 | FORDELING AF KONTRAKTTYPER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Fordelingen er beregnet på volumen i kontrakterne og er dermed et udtryk for kontrakternes andel af den indkøbte volumen og ikke antallet af kontrakter.

FIGUR 15 | UNDERLIGGENDE VARIABLE I PRISSÆTNINGEN AF NATURGAS I TOP-KONTRAKTERNE



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Fordelingen er beregnet på volumen i kontrakterne og er dermed et udtryk for kontrakternes andel af den indkøbte volumen og ikke antallet af kontrakter. I olieindekserede kontrakter er inkluderet kontrakter, som er både olie- og kul-indekseret samt både olie- og el-indekseret. I 2010-analysen er det ikke muligt at skelne imellem helt eller delvist olieindekserede kontrakter.

7.2. ToP-KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED

7.2.1. INDEKSERING AF NATURGASPRISEN I ToP-KONTRAKTER

ToP-kontrakter er, jf. kapitel 4, ofte lange kontrakter, der indekseres efter prisen på olie og/eller gas. Tidligere blev olieindeks benyttet som en konsekvens af, at gasmarkederne var mindre udviklede, og der derfor ikke eksisterede en egentlig markedspris på naturgas. Priserne i ToP-kontrakterne forventes fremadrettet i højere grad at være gasindekserede, efterhånden som gasmarkederne modnes. Energitilsynets undersøgelse viser, at ToP-kontrakterne fortsat er præget af olieindekserede kontrakter, hvor 90 pct. af naturgassen handles gennem ToP-kontrakter, der helt eller delvist er indekseret efter oliepriser (herunder særligt fuelolie, gasolie og Brent-olie), jf. Figur 15. Til sammenligning var 99 pct. af naturgassen i ToP-kontrakterne fra 2010-analysen olieindekserede.

Andelen af ToP-kontrakterne, som udelukkende er gasindekseret, er steget fra 1 pct. i perioden 2008-2010 til 10 pct. i perioden 2010-2014. Spotpriserne på gas får dermed gradvis større betydning for prisfastsættelsen af gas i de lange, indekserede kontrakter. Energitilsynet konstaterer desuden, at gasindekseringen sker i forhold til priser, som realiseres på børser i tilknytning til de to mest likvide kontinentaleuropæiske hubs, TTF og NCG.

I Europa er der observeret et skifte fra lange, olieindekserede kontrakter til såkaldt "gas-to-gas"-konkurrence.⁵⁹ Ifølge ACER stammer ca. 60 pct. af gasforsyningen i EU i 2012 fra lange, olieindekserede kontrakter.⁶⁰ Storbritannien er et af de lande i Europa, hvor priserne i høj grad bestemmes ved gas-to-gas-konkurrence. Det forventes, at under 30 pct. af gasproduktionen i Storbritannien sælges gennem lange kontrakter. Resten afsættes på spotmarkedet.⁶¹

Generelt er der en tendens til, at priserne på naturgas i Nordvesteuropa i højere grad følger spotpriserne på gas end oliepriserne. I perioden 2005-2013 er der sket et skifte i prisdannelsen fra olieindeks til gas-to-gas-konkurrence. I 2013 blev 80 pct. af naturgassen prissat ved gas-to-gas-konkurrence, mens kun 20 pct. var olieindekseret. Til sammenligning var 72 pct. af naturgassen olieindekseret i 2005.⁶² I Storbritannien blev alt importeret gas (rørledninger og LNG) og 82 pct. af produktionen i 2010 prissat ved gas-on-gas-konkurrence. Resten af produktionen var olieindekseret.⁶³

7.2.2. KARAKTERISTIKA FOR ToP-KONTRAKTER I DET DANSKE ENGROSMARKED

Energitilsynets undersøgelse viser, at der er en tendens til, at de nyere kontrakter har en kortere leveringsperiode end de ældre kontrakter. Årsagen hertil kan bl.a. være, at det er blevet nemmere at skaffe gas på andre markeder, og der er derfor ikke det samme behov for at sikre sig gennem lange kontrakter.

De har desuden en kontraktperiode, der enten er kortere end fem år eller længere end 10 år. Prisen på størstedelen af naturgas indkøbt via ToP-kontrakterne er indekseret efter prisen på olie.

59 Gas-to-gas-konkurrence defineres af DG Energy som en situation hvor priserne bestemmes af samspillet mellem udbud af og efterspørgsel efter gas og kan handles for forskellige tidsperioder. Gas-to-gas-konkurrence henviser til den konkurrence, der forekommer ved udbud af og efterspørgsel efter naturgas. Det vil sige, at gasprisen bestemmes af udbud og efterspørgsel på gasmarkedet, fremfor at indekseres til udviklingen i fx prisen på et alternativt brændsel (som eksempelvis olie) eller inflation. De fremkomne gaspriser ved gas-to-gas-konkurrence er enten linket til andre gaspriser på fx gashubs eller fremkommet ved handel på gasbørser.

60 "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012", ACER/CEER (2013).

61 "Wholesale Gas Price Formation 2012", International Gas Union (2012).

62 "Wholesale Gas Price Formation 2014", International Gas Union (2014).

63 "Wholesale Gas Price Formation 2012", IGU (2012).

7.3. OTC-KONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED

Undersøgelsen viser, at der indkøbes en større andel af naturgas gennem OTC-kontrakter sammenlignet med 2010-analysen. Antallet af gasleverandører aktive på OTC-markedet er steget siden 2010 og selskaberne køber en større andel af deres samlede gasindkøb på OTC-markedet.

Af de adspurgte gasleverandører var fem selskaber aktive på OTC-markedet i perioden 2010-2014. Der er en klar tendens til, at gasleverandørerne enten slet ikke benytter OTC-markedet eller benytter markedet til en relativ stor andel af selskabets gasindkøb, det vil sige 80-100 pct. Andelen af gas, der indkøbes gennem OTC-kontrakter er forholdsvis stabil over analyseperioden, jf. Figur 16, der viser antallet af gasleverandører og andelen af det enkelte selskabs gasindkøb, der foretages på OTC-markedet. Andelen af naturgas indkøbt på OTC-markedet udgjorde 90-100 pct. af det samlede gasindkøb for to selskaber og 40-50 pct. for et selskab i 2013.

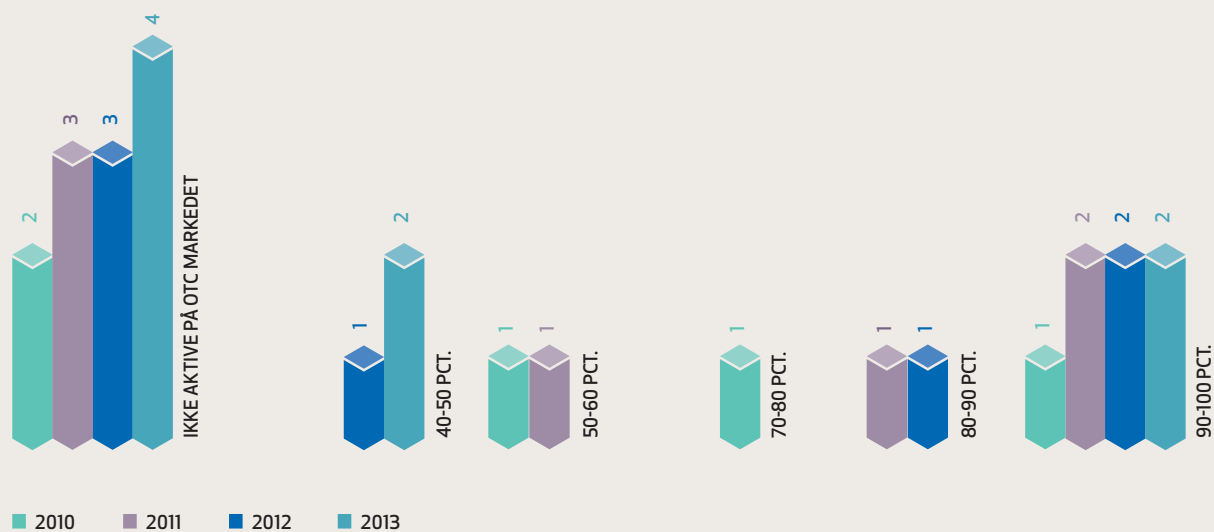
I 2010 var der to selskaber, der ikke indkøbte gas på OTC-markedet. Dette antal steg til tre selskaber i perioden 2011-2012 og fire selskaber i 2013. Stigningen i selskaber, der ikke er aktive på OTC-markedet, kan forklares med, at to nye gasleverandører begyndte at indkøbe gas på det danske engrosmarked, men har ikke benyttet OTC-markedet. Det er således ikke et udtryk for, at nogle selskabers andele af gas indkøbt på OTC-markedet er faldet.

2010-analysen viste, at to ud af 13 adspurgte gasleverandører var aktive på OTC-markedet i 2008, hvilket steg til seks aktive gasleverandører i 2010.⁶⁴ I 2010 indkøbte tre selskaber 50-90 pct. af deres samlede gasindkøb på OTC-markedet, to selskaber indkøbte 0-30 pct. og syv gasleverandører handlede slet ikke på OTC-markedet.

Der er ikke sket en stigning i aktive selskaber på markedet, men OTC-markedet har imidlertid fået en større betydning for de selskaber, der er aktive. Det skyldes, at andelen af det enkelte selskabs gasindkøb, der foretages via OTC-markedet, er steget. Det er både store og små selskaber, der er aktive på OTC-markedet.

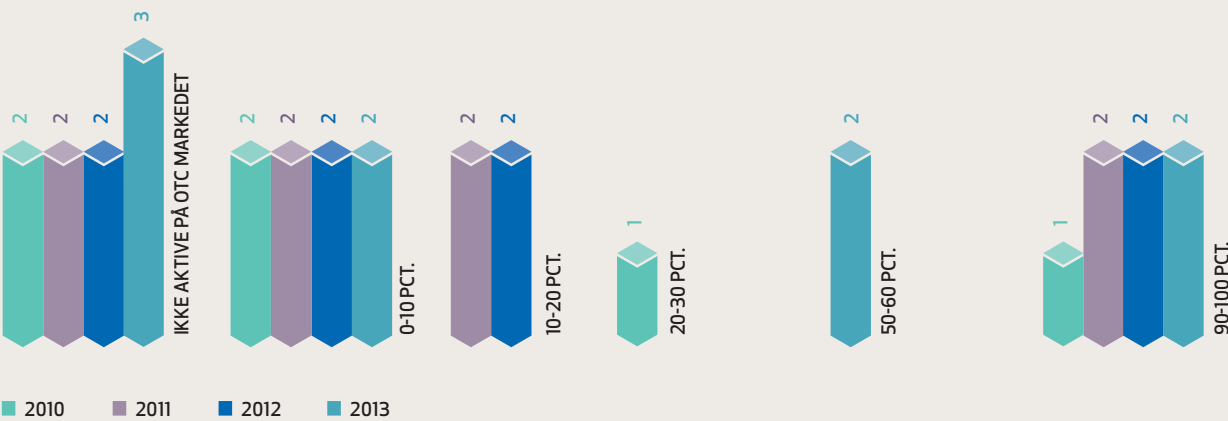
⁶⁴ Antallet af gasleverandører aktive på OTC-markedet er lavere i denne analyse sammenlignet med 2010-analysen. Dette kan til dels forklares ved, at tre af gasleverandørerne i 2010-analysen var de tidligere forsyningspligtsselskaber. Herudover er enkelte selskaber adspurgte i den forrige undersøgelse ikke længere aktive som gasleverandører til danske slutkunder.

FIGUR 16 | OTC-VOLUMENS ANDEL AF DET SAMLEDE GASINDKØB (2010-2013), ANTAL GASLEVERANDØRER



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

FIGUR 17 | BØRSVOLUMENS ANDEL AF DET SAMLEDE GASINDKØB (2010-2013), ANTAL GASLEVERANDØRER



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

7.4. BØRSKONTRAKTER PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED

Ligesom for OTC-markedet viser undersøgelsen, at der er sket en stigning i andelen af naturgas, der indkøbes gennem børskontrakter, sammenlignet med 2010-analysen. Der er siden 2010 sket en stigning i antallet af selskaber, der handler på gasbørsen, og andelen af det enkelte selskabs gasindkøb via gasbørsen er steget.

I 2010 var fire af de adspurgte gasleverandører aktive på børsmarkedet. Dette er steget til seks gasleverandører i 2013. For børsmarkedet har der også været en tendens til, at selskaberne enten handler en relativ stor andel af gasindkøbet eller slet ikke handler på børsen. Gasleverandørerne, som er aktive på gasbørsen handler enten 0-30 pct. af deres gasindkøb eller i omegnen af 90-100 pct. af deres samlede gasindkøb via børsen, jf. Figur 17, der viser antallet af gasleverandører og den andel af deres gasindkøb, der er foretaget på børsmarkedet.

2010-analysen viste, at to til tre gasleverandører var aktive på børsmarkedet i perioden 2008-2009, men at naturgas indkøbt på disse kontrakter kun udgjorde 0-10 pct. af selskabernes samlede gasindkøb.

Der er ikke sket en stor stigning i antallet af gasleverandører, der benytter gasbørsen, men blandt de selskaber, der er aktive på gasbørsen, indkøbes en stor del af det enkelte selskabs samlede gasindkøb på børsen. Selskaberne, der foretager en stor andel af deres gasindkøb på gasbørserne, er karakteriseret ved at have en lille kundegruppe. Børsmarkedet er således vigtigt i forhold til at tiltrække nye, mindre gasleverandører på markedet.

Børsmarkedet forventes at være mere attraktivt for nye, mindre gasleverandører, da fleksibiliteten i lange ToP-kontrakter kan være dyr. Små aktører har nem adgang til gas via gasbørsen og kan ofte dække størstedelen af deres samlede behov på gasbørsen. Den danske gasbørs størrelse betyder samtidig, at store gasleverandører ikke har mulighed for at dække deres samlede gasbehov på børsen, både fordi der ikke udbydes så store mængder, men også fordi der kan være risiko for, at store handlede mængder kan påvirke prisen.

7.5. SAMMENFATNING

Den købte volumen på OTC- og børsmarkedet er steget, og markederne har således fået en større betydning i forhold til 2008-2010. På begge markeder er det dog karakteristisk, at selskaberne enten benytter markedet i lille eller i meget vid grad relativt til deres samlede gasindkøb. Undersøgelsen viser også, at de mere fleksible markeder som OTC- og børsmarkedet er vigtige i forhold til at tiltrække nye gasleverandører. Dette kan forklares med, at der er lettere adgang til markederne, og at de er mere transparente, da priserne er offentligt tilgængelige. De største gasvolumener indkøbes fortsat via lange, olieindekserede ToP-kontrakter. Udviklingen går imidlertid i retning af, at (nye og genforhandlede) ToP-kontrakter alene indekseres efter børspriserne på de likvide gashubs, TTF og NCG, frem for olie. Kontraktsammensætningen på det danske engrosmarked er dermed begyndt at følge samme tendens som det øvrige Nordvest-europa.

8

PRISDANNELSEN PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED

Enertilsynet har undersøgt prisdannelsen på det danske engrosmarked hos gasleverandørerne. Formålet med dette kapitel er at undersøge, hvorvidt prisdannelsen på det danske engrosmarked har ændret karakter, så prisen i højere grad følger prisen på gas.

Prisen på naturgas på det danske engrosmarked har tidligere fortrinsvist været bundet til olieprisen, jf. Boks 18, der kort viser resultaterne fra 2010-analysen. Priserne i gaskontrakterne har historisk været bundet op på olieprisen, da spotpriserne på gas ikke har været betragtet som en velfungerende prisreference. Besvarelserne af spørgeskemaundersøgelsen gør det muligt at vurdere, om prisdannelsen har ændret sig, så prisen i højere grad afspejler de priser, som realiseres på gasbørser.

Som nævnt i kapitel 4 har mindre udviklede gasmarkeder, præget af bilaterale lange kontrakter, ikke én kendt pris på naturgassen, der kan repræsentere markedsprisen. På mere veludviklede markeder, hvor en stor del af handlen foregår på OTC- eller børsmarkedet, er det muligt at anvende priser fra disse markeder som prisreference.

BOKS 18 | RESULTATER FRA 2010-ANALYSEN OM PRISREFERENCE OG PRISDANNELSE

PRISREFERENCE FOR PRISEN PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS

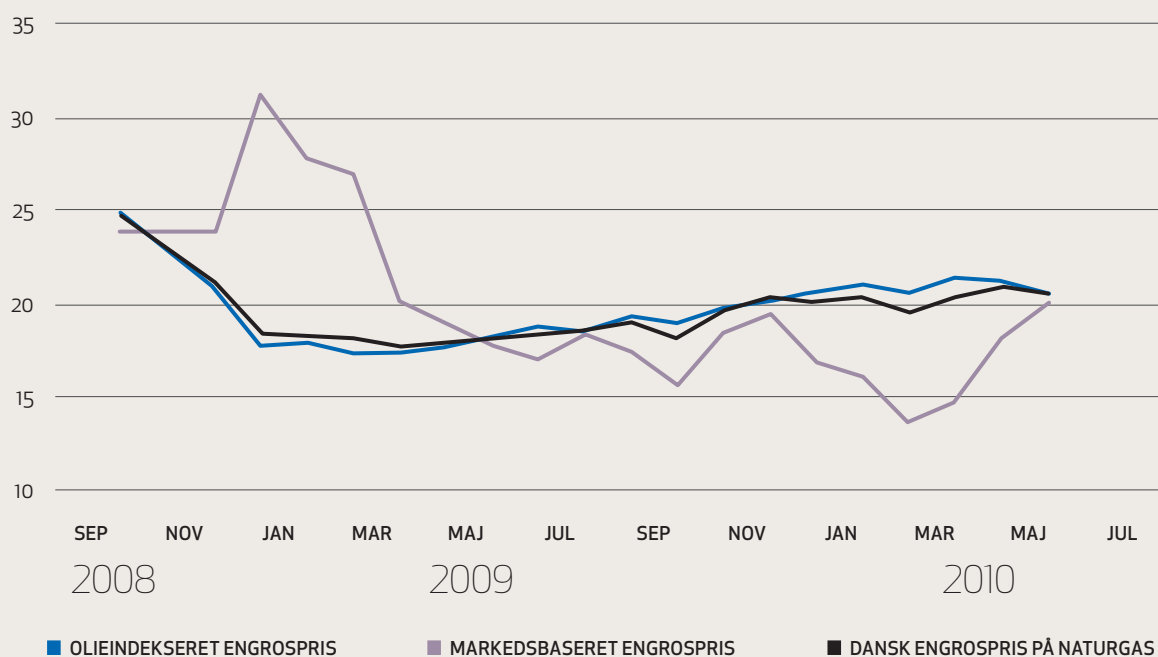
I 2010-analysen blev det konkluderet, at den kendte pris på det danske gasmarked – prisen på den danske gasbørs – ikke kunne ses som velfungerende prisreference. Det blev yderligere konkluderet, at da kun få kontrakter fulgte udenlandske – tyske og nederlandske – priser på naturgas, var det heller ikke muligt at anvende disse priser som prisreference.

Det danske engrosmarked for naturgas var i analyseperioden præget af lange kontrakter indekseret efter oliepriser. Det blev således konkluderet at prisen på det danske engrosmarked i højere grad kunne forklares af oliepriser end gaspriser.

PRISDANNELSE PÅ DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATURGAS

I 2010-analysen blev det undersøgt, om det var de olieindekserede ToP-kontrakter eller markedsprisen der styrede prisen på det danske engrosmarked for naturgas. Det blev konkluderet, at prisen på det danske engrosmarked for naturgas bestemmes af de olieindekserede priser i ToP-kontrakterne, jf. Figur B.

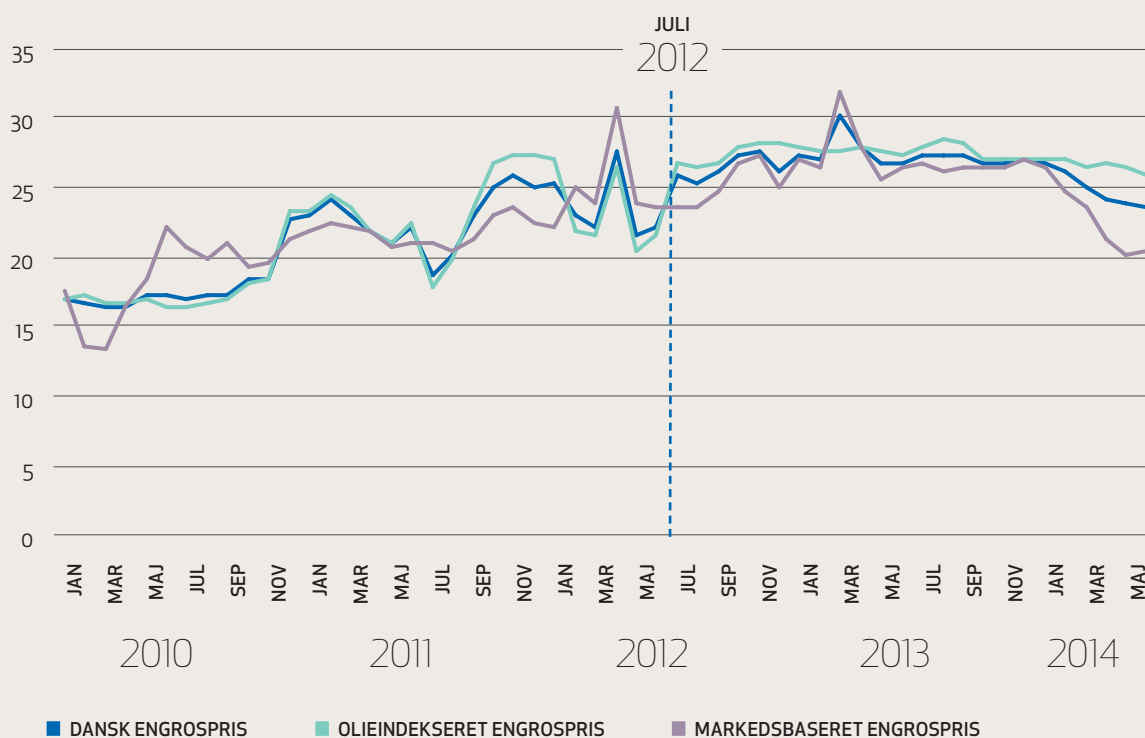
FIGUR B | DANSK VOLUMENVÆGTET ENGROSPRIS PÅ NATURGAS OKTOBER 2008 – JUNI 2010, EUR/MWH



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Priserne i figuren er beregnet på baggrund af undersøgelsen fra 2010. Den danske engrospris for naturgas er fundet ved at volumenvægte alle indberettede priser fra undersøgelsen. Den danske engrospris er herefter opdelt i olieindekseret og markedsbaseret engrospris.

FIGUR 18 | DEN VOLUMENVÆGTEDE DANSKE ENGROSPRIS FOR NATURGAS (JANUAR 2010 – JUNI 2014), EUR/MWH



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Den olieindekseerede engrospris er beregnet på baggrund af priser, der er indekseret rent efter oliepriser og indekseret efter en kombination af olie- og gaspriser. Der er beregnet korrelationskoefficienter for priserne før og efter juli 2012.

TABEL 8 | KORRELATIONSKOEFFICIENTER MELLEM OLIEINDEKSERET/DANSK ENGROSPRIS OG MARKEDSBASERET/DANSK ENGROSPRIS

	Dansk engrospris / Olieindekseret gaspris	Dansk engrospris / Markedsbaseret gaspris
Januar 2010 – April 2014	0,97	0,87
Januar 2010 – Juni 2012	0,98	0,77
Juli 2012 – April 2014	0,70	0,99

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet

8.1. UNDERSØGELSE AF DEN DANSKE ENGROSPRIS PÅ NATURGAS

I Energitilsynets spørgeskemaundersøgelse er selskaberne blevet anmodet om at angive deres købte volumen samt indkøbsomkostninger for ToP-, OTC- og børskontrakter. På baggrund af de oplyste volumener og omkostninger, er det muligt at beregne en volumenvægtet pris, som repræsenterer den danske engrospris på naturgas (den blå streg i Figur 18) i perioden 2010-2014.

Den danske engrospris på naturgas er yderligere dekomponeret i en olieindekseret engrospris og en markedsbaseret engrospris. Den olieindekserede engrospris (den grønne streg i Figur 18) er den volumenvægtede pris, der fremkommer ved kun at undersøge ToP-kontrakter, som er indekseret efter olie eller en kombination af olie og gas. Den markedsbaserede engrospris (den lilla streg i Figur 18) er den volumenvægtede pris, som inkluderer ToP-kontrakter, der udelukkende er gasindekseret samt alle OTC- og børskontrakter. Den markedsbaserede engrospris fremkommer ved gas-to-gas-konkurrence.

Den volumenvægtede danske engrospris på naturgas og de dekomponerede engrospriser, der er henholdsvis olieindekserede og markedsbaserede, fremgår af Figur 18.

Den danske engrospris har været trukket af de olieindekserede ToP-kontrakter frem til medio 2012, hvorefter engrosprisen begynder at følge de markedsbaserede priser, jf. Figur 18. Der er således ved at ske en afkobling af prisen på det danske engrosmarked for naturgas fra olieprisen. Dette kan forklares med, at der igennem 2012 skete et skifte, så ToP-kontrakterne i højere grad blev indekseret efter gaspriser, som realiseres på TTF og NCG. Dette er bl.a. som følge af, at flere kontrakter i de seneste år er blevet genforhandlet, da priserne i kontrakterne ikke længere er konkurrencedygtige, som følge af den stigning i konkurrencen, som udviklingen af gashubs og bedre overførselsforbindelser har været med til at skabe. Desuden er flere af de lange olieindekserede kontrakter begyndt at udløbe. Størstedelen af naturgassen indkøbes fortsat gennem ToP-kontrakter, jf. Figur 14. Det må således forventes, at det er priserne i disse kontrakter, der styrer prisdannelsen på det danske engrosmarked for naturgas. I afsnit 7.2.1, om indeksering i ToP-kontrakter, blev det konstateret, at en stor del af kontrakterne i dag helt eller delvist følger gasprisen.

Skiftet i udviklingen i den danske engrospris fra at følge oliepriserne til i højere grad at følge gaspriser kan også ses i Tabel 8, der viser de beregnede korrelationskoefficienter mellem den danske engrospris og den olieindekserede engrospris hhv. den danske engrospris og den markedsbaserede engrospris. I perioden frem til juni 2012 udvikler den beregnede danske engrospris og den beregnede olieindekserede engrospris sig stort set ens. Den beregnede korrelationskoefficient for observationerne i denne periode nærmer sig også værdien 1.⁶⁵ Efter juni 2012 begynder den beregnede danske engrospris at følge den beregnede markedsbaserede engrospris, hvilket ligeledes giver en korrelation der nærmer sig 1.

I forbindelse med spørgeskemaundersøgelsen har Energitilsynet bedt selskaberne om at vurdere, om afkoblingen mellem olie- og gasprisen er permanent. Der er blandt selskaberne bred enighed om, at afkoblingen er permanent, og at gasmarkedet fremadrettet vil være langt mere spotfokuseret end tidligere.⁶⁶

⁶⁵ En korrelationskoefficient på 1 svarer til, at spotpriserne er fuldstændig ens.

⁶⁶ Selskaberne nævner desuden, at LNG fortsat er olieindekseret og forward-kontrakter udvikler en vis korrelation med olieprisen.

8.2. FAKTORER DER KAN PÅVIRKE PRISDANNELSEN

Der er ved at ske en udvikling væk fra olieindekserede priser over mod mere gas-to-gas-konkurrence. Markedsbaserede priser vil i sagens natur være mere følsomme overfor ændringer i udbud af og efterspørgsel efter naturgas. Eksempler på faktorer, der påvirker udbud og efterspørgsel på kort og langt sigt, er vist i Boks 19.

I Europa anvendes ca. en tredjedel af den samlede efterspørgsel efter gas af husholdninger og erhverv.⁶⁷ Herudover kommer naturgas anvendt i el-produktionen. Naturgassen anvendes bl.a. til opvarmning både direkte og indirekte, og der kan derfor observeres en sammenhæng mellem forbrug og sæson, hvor en stor del af forbruget ligger i vinterhalvåret. Disse sæsonudsving i efterspørgslen resulterer i, at gasprisen alt andet lige er højere om vinteren end om sommeren.

Jo større forskellen er imellem sommerens og vinterens priser, desto større er incitamentet til at købe gas om sommeren og lagre det med henblik på salg i vinterperioden. I de senere år er prisforskellen mellem sommerens og vinterens gaspriser, de såkaldte summer/winter spreads, faldet. Derved mindskes incitamentet til at benytte gaslagrene til arbitrage. Lagrene bliver dog stadig benyttet, da det giver aktørerne øget fleksibilitet ved eksempelvis forsyningsafbud, balancering af porteføljen eller store ændringer i efterspørgslen.

Udbuddet kan svinge, når der opstår flaskehalse i transmissionssystemet. I Danmark har flaskehalse særligt været et problem i Ellund, hvor naturgas udveksles imellem Danmark og Tyskland. Flaskehalse kan føre til udsving i gasprisen, da det alt andet lige tager tid for aktørerne at reagere – hvis de når at reagere – på ændringer i gasforsyningen. Det kan eksempelvis ske som følge af produktionsnedbrud i Nordsøen, der er afgørende for forsyningen af gas i Danmark.

8.2.1. PRISDANNELSEN PÅ GPN

Prisdannelsen på GPN sker i overensstemmelse med udbud og efterspørgsel. Udbygningen af kapacitet i Ellund, beskrevet tidligere, har gjort det muligt at transportere gas fra Tyskland til Danmark. Hvis den danske spotpris er højere end den tyske, vil det være rentabelt at købe gas i Tyskland og transportere den til Danmark indtil det punkt, hvor handelsomkostninger og transportomkostninger overstiger prisforskellen mellem de to lande. På grund af arbitrage vil spotprisen på GPN være påvirket af priserne på de mere likvide handelspladser NCG, GPL og TTF. Det ses i Figur 19, at spotprisen på GPN følger de øvrige spotpriser i høj grad. Korrelationskoefficienten imellem spotprisen på GPN og spotpriserne på TTF og NCG er begge beregnet til at være 0,92, hvilket betyder at prisen på GPN følger priserne på TTF og NCG meget tæt.

Når flaskehalse reducerer muligheden for import af gas fra Tyskland til Danmark, vil spotprisen på GPN alt andet lige være højere end spotpriserne på de øvrige nordvesteuropæiske markeder. Dette kan også aflæses af Figur 19, hvor hændelser, der fører til flaskehalse eller afbrud, flere gange har ført til, at prisen på GPN er markant højere end prisen på gas i Nordvesteuropa.

Sammenhængen mellem prisen på GPN og prisen på de nærliggende markeder er med til at styrke troværdigheden af prisen på GPN. Det danske naturgasmarked kan kun forsynes med naturgas fra to kilder (Nordsøen og import via Tyskland), og er dermed følsom overfor hændelser – især nationale, der fører til forsyningsafbud. Det danske naturgasmarkeds begrænsede størrelse betyder, at nationale hændelser ikke eller i meget lav grad vil påvirke det internationale gasmarked.

Udbygningen på den danske side i Ellund har alt andet lige reduceret risikoen for flaskehalse. I det omfang udbygningen på den tyske side i Ellund fører til ledig transportkapacitet, vil der være tale om en kobling af det danske gasmarked med det europæiske marked. Ved en markedskobling forventes nationale hændelser ikke at have ligeså stor effekt på den danske engrospris for naturgas, da selskaberne har bedre muligheder for at skaffe naturgas via Tyskland.

67 "The Outlook for Natural Gas Demand in Europe", Oxford Institute for Energy Studies (2010).

BOKS 19 | FAKTORER, DER PÅVIRKER UDBUD AF OG EFTERSPØRGSEL EFTER NATURGAS

KORT SIGT

Udbud

- Produktionskapacitet
- Flaskehalse i transmissionssystemer
- Transportkunders villighed til at sælge lagergas

Efterspørgsel

- Temperatur og sæson
- Transportkunders efterspørgsel til lager
- Prisen på alternative brændsler (især centrale og decentrale kraftvarmeværker kan substituere deres naturgasforbrug på kort sigt med billigere alternative brændsler)

LANGT SIGT

Udbud

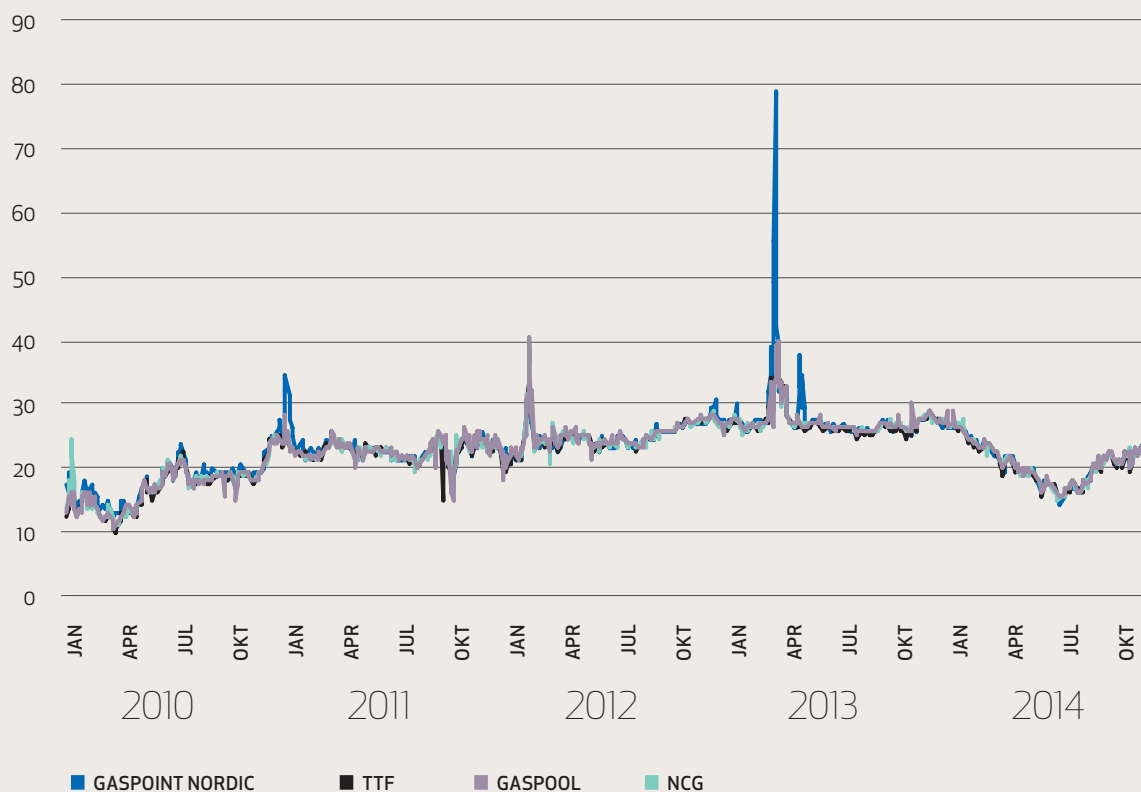
- Gasressourcer
- Teknologisk udvikling
- Energipolitik der er rettet mod udbudssiden

Efterspørgsel

- Den økonomiske aktivitet
- Energipolitik der er rettet mod efterspørgselsiden
- Prisen på alternative brændsler (på længere sigt har mindre husholdningerne også mulighed for at substituere deres naturgasforbrug)

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

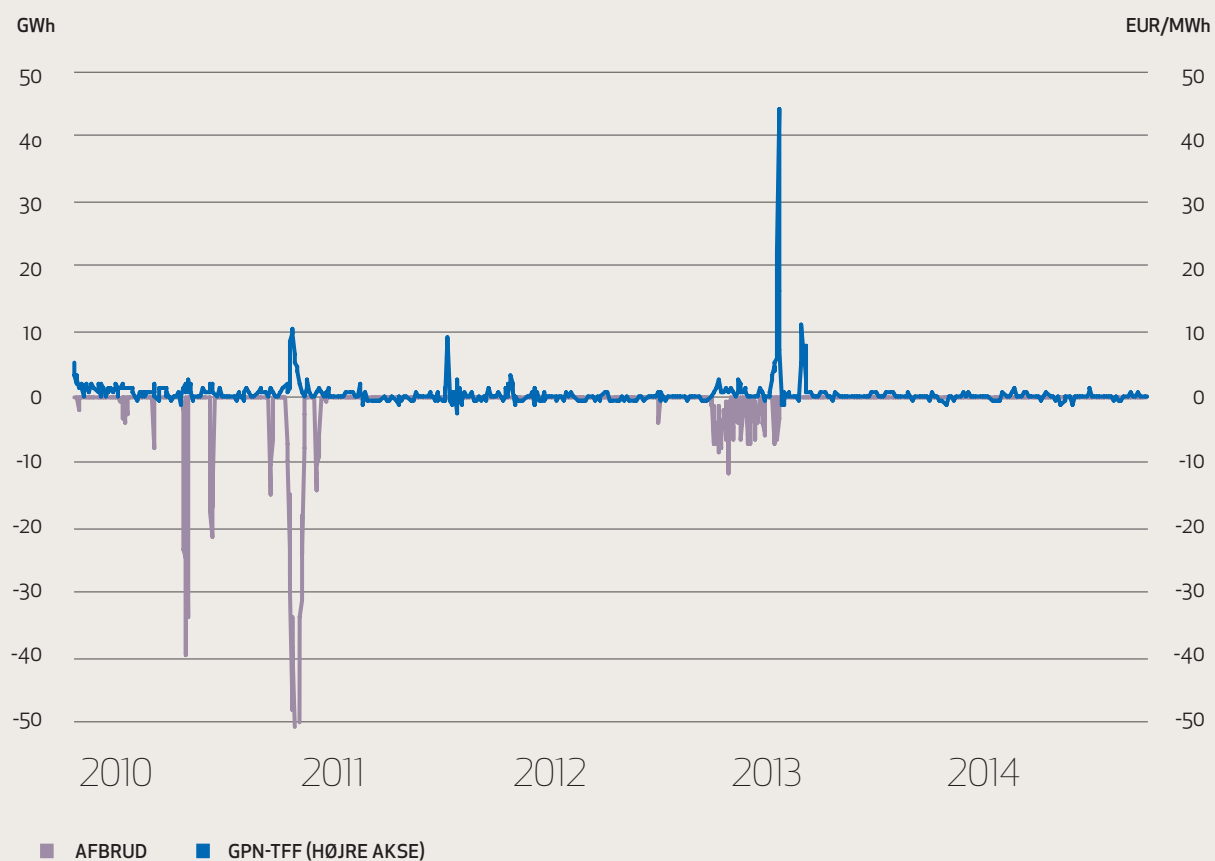
FIGUR 19 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET 2010-2014, EUR/MWh



Kilde: GPN, GPL.

Note: I foråret 2013 blev der erklæret Early Warning på det danske gasmarked to gange. Første gang blev gaspriserne på GPN, TTF, NCG og GASPOOL påvirket, mens det kun var GPN, der blev påvirket anden gang.

FIGUR 20 | UDVIKLINGEN I AFBRUD I ELLUND OG SPREAD POTPRIS (GPN-TTF), 2010-2014



Kilde: GPN, TTF og Energinet.dk.

Note: GPN = Gaspoint Nordic. Afbrud er ganget med (-1).

8.2.2. BETYDNING AF FLASKEHALSE I ELLUND PÅ DEN DANSKE ENGROSPRIS

Når der opstår flaskehalse i Ellund, vil det få betydning for spotprisen på den danske gasbørs. Årsagen er, at når det danske gasmarked afskæres fra det tyske, så vil spotprisen i Danmark alene blive bestemt i ligevægten imellem udbud og efterspørgsel i Danmark. Hvis udbuddet af naturgas ikke kan dække efterspørgslen, vil flaskehalse alt andet lige føre til en stigning i prisen. Da spotprisen på gas og den danske engrospris er korreleret, er der grundlag for at tro, at flaskehalsene kan påvirke engrosprisen. Afbruddene i Ellund har udviklet sig fra at være få, store afbrud til at være mange, små afbrud, jf. Figur 20. I løbet af det seneste år har der imidlertid ikke været afbrud i Ellund.

Prisspredningen imellem spotprisen på GPN og spotprisen på TTF har således været minimal i store dele af perioden 2010-2014. Ved enkelte episoder primo 2011 og primo 2013, har der dog været markante prisforskelle til ugunst for danske forbrugere. Begge episoder fremgår tydeligt i Figur 20.

Den danske engrospris er ikke nær så volatil som den danske spotpris. Det skyldes, at ToP-kontrakterne ikke er indekseret efter priser, som realiseres på GPN, og engrosprisen lader sig således kun i lille grad påvirke af prisudsving, der begrænser sig til det danske marked.

8.3. FORHOLDET IMELLEM SPOTPRISER OG DEN DANSKE ENGROSPRIS

I det følgende undersøges hvorvidt prisen på den danske gasbørs kan bruges som prisreference for prisen på det danske engrosmarked for naturgas, eller om den danske engrospris på naturgas i højere grad kan forklares af markedspriserne på de nærliggende markeder. Det vil sige, om spotprisen på eksempelvis NCG og TTF kan anvendes som referencepris frem for prisen på GPN.

Ved at sammenligne den danske engrospris fra Figur 18 med priserne på GPN og NCG, kan der observeres en tydelig sammenhæng, jf. Figur 21, der illustrerer den beregnede danske engrospris på naturgas overfor de priser, som blev realiseret på GPN henholdsvis NCG.⁶⁸ Dette er med til at forklare, hvorfor den danske engrospris er mere volatil, end det eksempelvis var tilfældet i 2010-analysen.

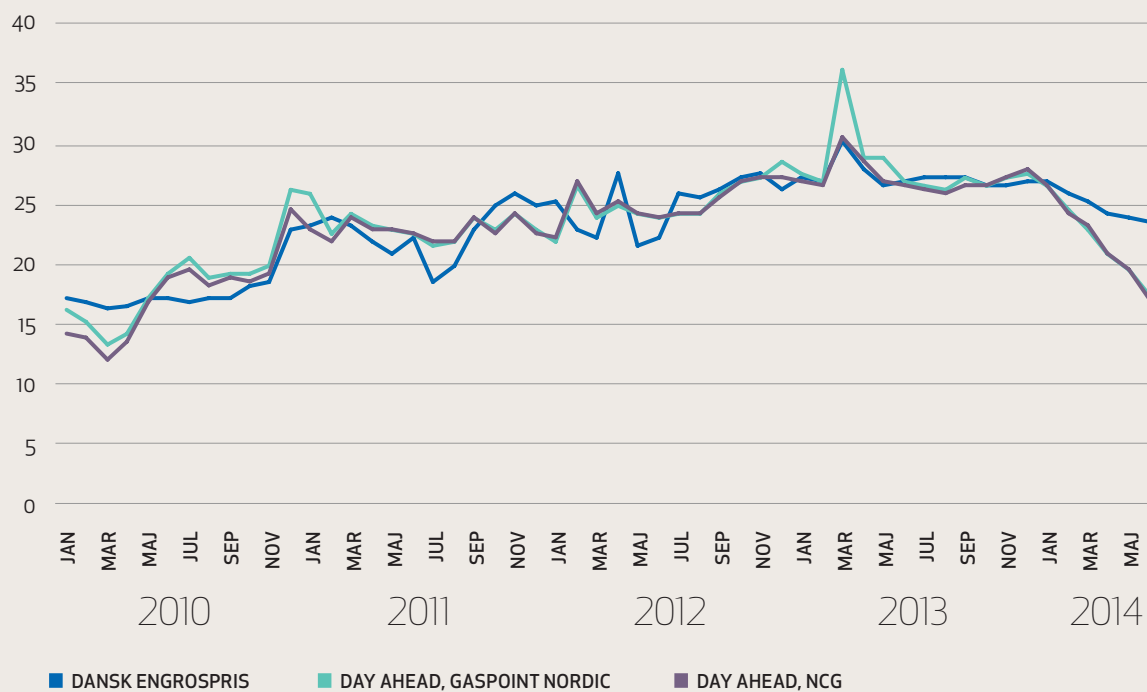
Spotprisen på GPN er generelt tæt korreleret med spotprisen på NCG og TTF, jf. Figur 21, og selskaberne vurderer,⁶⁹ at denne tendens vil fortsætte efterhånden, som forbindelsen mellem Tyskland og Danmark udbygges. Derved skulle prisforskellene gerne mindskes fremadrettet. Der er dog stadig tilfælde, jf. afsnittet om flaskehalse i Ellund, hvor spotprisen på GPN påvirkes isoleret.

Spotprisen på GPN er transparent, men børsen er fortsat langt mindre likvid end de øvrige nordvesteuropæiske gashubs. Spotprisen på GPN er imidlertid relativ retvisende for det danske naturgasmarked. Spotprisen på de nordvesteuropæiske gasbørser er mere stabile prisreferencer for det danske engrosmarked for naturgas end spotprisen på den danske gasbørs.

⁶⁸ NCG er anvendt i denne sammenligning, da det alt andet lige er nemmere at transportere gas leveret til NCG i Tyskland til Danmark sammenlignet med gas leveret til TTF i Nederlandene.

⁶⁹ I Energitilsynets spørgeskemaundersøgelse.

FIGUR 21 | DANSK ENGROSPRIS OVERFOR DAY AHEAD-PRISER PÅ GPN OG NCG JAN 2010-MAJ 2014, EUR/MWh



Kilde: GPN, NCG, Energitilsynets spørgeskema undersøgelse og Energitilsynets beregninger.

Note: Der er taget udgangspunkt i spotpriser, som på børsen kaldes day-ahead. Prisen i figuren er et gennemsnit af de enkelte day-ahead priser, som realiseredes over den enkelte måned.

FIGUR 22 | UDVIKLINGEN I OLIE OG GASPRISEN I EUROPA 2009-2014



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger baseret på GPL, EIA, ECB.

Note: Olie- og gasprisen sammenlignes med et halvt års lag. Olieprisen er indekseret relativt til spotprisen d. 01/01/2010, mens gasprisen er indekseret relativt til spotprisen d. 01/07/2010.

Spotpriserne på TTF og NCG er begge troværdige prisreferencer, da de begge forklarer en stor del af variationen i prisen på det danske engrosmarked, og de er samtidig velfungerende prisreferencer, idet de afspejler den værdi, aktørerne ser som markedsværdien for naturgas.

Selvom prisen på det danske engrosmarked for naturgas i højere grad kan siges at følge spotpriserne på det nordvesteuropæiske marked end tidligere, er der stadig et link til olieprisen. Dette fremgår ved at sammenligne spotprisen på TTF med prisen på Brent olie lagget i seks måneder.⁷⁰ Spotprisen på TTF har været korreleret med prisen på Brent olie i perioden 2010-2014, jf. Figur 22.

Det blev i Figur 19 konstateret, at der er en tydelig sammenhæng mellem prisen på GPN og priserne på TTF, NCG og GPL. Det må derfor forventes, at korrelationen mellem Brent olie og TTF også gælder for de øvrige gaspriser. Olieprisen kan opfattes som en troværdig prisreference. Olieprisen er dog ikke en velfungerende prisreference, da den ikke direkte afspejler gassens markedsværdi, fremkommet ved udbud af og efterspørgsel efter gas.

Sammenhængen mellem olie- og gaspriserne kan forklares med, at olie og gas er substitutter. Det vil sige, at hvis prisen på det ene produkt overstiger prisen på det andet produkt, så vil efterspørgslen efter det billigste produkt stige. Det følger heraf, at så længe olie og gas er tætte substitutter, så vil priserne på de to produkter kun afvige fra hinanden i begrænset omfang. Sammenhængen mellem olie- og gaspriser kan formentligt også forklares med, at der fortsat i Europa indkøbes en stor mængde gas via olieindekserede kontrakter. Prisdannelsen i olieindekserede kontrakter forventes at afspejle sig i priserne på OTC- og børskontrakter. Som tidligere nævnt, er der imidlertid ved at ske genforhandling for flere gasindkøbskontrakter, og det er herudover muligt i nogen omfang at sikre sig mod prisstigninger ved hedging. Andre faktorer, som et overudbud af gas, vil isoleret set også påvirke prisen på gas i højere grad end prisen på olie.

8.4. SAMMENFATNING

Energitilsynets undersøgelse viser, at der er ved at ske en afkobling mellem prisen på det danske engrosmarked for naturgas og olieprisen. Gasprisen på det danske marked følger i langt højere grad gaspriserne i Tyskland og Nederlandene end oliepriserne. På trods af den igangværende afkobling mellem den danske engrospris og olieprisen, følger gaspriserne i Europa generelt set oliepriserne, da de to produkter er substitutter. At afkoblingen først begynder at slå igennem i 2012, kan forklares med, at en stor del af gassen handles via gamle, olieindekserede ToP-kontrakter. Afkoblingen kan bl.a. forklares ved at ToP-kontrakterne bliver genforhandlet, og nye kontrakter i nogen grad indekseres efter prisen på gas. Den danske engrospris på naturgas i Danmark følger spotpriserne på naturgas i Nordvesteuropa. Dette betyder, at gasleverandørerne har adgang til troværdige og transparente prisreferencer. Dette er en fordel for små og nye aktører, der ønsker at komme ind på det danske gasmarked, da en prisreference er en god indikator for markedsprisen på det danske gasmarked.

⁷⁰ Det vil sige, at olieprisen er tidsforskuet seks måneder i forhold til gasprisen. De seks måneders lag er valgt med baggrund i ACER/CEERs 'Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012'.

BILAG 1 TAKE OR PAY-FORPLIGTELSE

Kontraktvolumen fastsættes med udgangspunkt i Annual Contract Quantity (ACQ) og Daily Contract Quantity (DCQ). De aftagne mængder under kontrakten tillades herefter at variere indenfor et interval omkring ACQ (Min ACQ; Max ACQ) og DCQ (Min DCQ; Max DCQ). ACQ og DCQ samt de tilhørende intervaller kan ændres diskretionært gennem kontraktens løbetid, yderligere kan ACQ og DCQ være funktioner af en eller flere eksogene variable som fx temperatur eller årstider.

ANNUAL CONTRACT QUANTITY

Langtidskontraktens ToP-forpligtelse defineres via værdien af Min ACQ. Ofte er kontraktens ToP på 85-90 pct. – det vil sige Min ACQ er lig med 85-90 pct. af ACQ. Køberen er i hvert år af kontraktens løbetid forpligtet til at betale for – men ikke nødvendigvis at aftage – den aftalte ToP-volumen. Hvis den årlige aftagne volumen er mindre end ToP-volumen, defineres forskellen mellem de to mængder som Make-Up volumen. Ofte tillader kontrakten en fremrykning af Make-Up volumen, således at denne indenfor en periode på 1-5 år kan aftages gratis, men kun hvis ToP-volumen er opnået. Hvis den årlige aftagne volumen er større end ToP-volumen, defineres forskellen mellem de to mængder som Carry Forward-volumen. Ofte tillader kontrakten ligeledes en fremrykning af Carry Forward volumen, således at denne kan reducere fremtidige ToP-volumener. Max ACQ er som regel lig med 100-115 pct. af ACQ.

DAILY CONTRACT QUANTITY

DCQ er ofte lig med $ACQ/365$, mens Min DCQ som regel sættes lig med 0. Max DCQ angiver graden af swing i kontrakten – det vil sige hvor stor en volumen-fleksibilitet, der er indeholdt i kontrakten. Fleksibiliteten giver aftageren af de i kontrakten aftalte mængder en ret, men ikke pligt til et dagligt aftag indenfor intervallet [Min DCQ; Max DCQ] under forudsætning af at et årligt aftag på Min ACQ opfyldes. Fleksibiliteten i langtidskontrakterne betegnes derfor som en swing option. Værdien af swing optionen er lig med værdien af kontraktens fleksibilitet. Max DCQ er ofte lig med 110-170 pct. af DCQ.



BILAG 2 SPØRGESKEMA- UNDERSØGELSEN

Formålet med spørgeskemaundersøgelsen er at indsamle oplysninger vedrørende de kontrakter, der handles under på det danske engrosmarked. Oplysningerne er indsamlet med henblik på at kortlægge dels graden af organisering på engrosmarkedet – det vil sige hvor stor en andel af gashandelen blev foretaget under OTC- og børskontrakter – og dels de specifikke betingelser i kontrakterne – fx leveringsperiode, leveringspunkt, graden af volumenfleksibilitet samt prisindekseringen. Ligeledes blev der indsamlet oplysninger vedrørende kontrakternes realiserede priser og mængder, således at en månedlig dansk engrospris på naturgas kan udregnes for perioden januar 2010 – juni 2014.

Spørgeskemaundersøgelsen er en tilrettet version af en lignende undersøgelse fra 2010, som dækkede perioden oktober 2008 – januar 2010. Det har således været ambitionen at opdatere denne tidligere analyse for at vurdere, hvordan vilkårene og de forskellige karakteristika ved engrosmarkedet for gas har ændret sig over tid.

Ud af 15 gasleverandører som i analyseperioden forsyner danske slutkunder, handler kun 11 af dem på det danske engrosmarked for naturgas. Energitilsynet har modtaget 9 besvarelser, og undersøgelsen har således en svarprocent på 81,2 pct.

SPØRGESKEMAETS MODTAGERE

DANSKE COMMODITIES A/S
DCC ENERGI DANMARK A/S
DONG ENERGY A/S
E. ON GASHANDEL DANMARK
ENERGI DANMARK A/S
ENERGI NORD A/S
HMN GASHANDEL A/S
NATURGAS FYN A/S
NORDJYSK ELHANDEL A/S
OK A.M.B.A.
SYDENERGI SALG A/S
SYDFYNS ENERGI A/S
TRE-FOR ENERGI A/S
WINGAS GMBH & CO. KG
AALBORG KOMMUNE GASFORSYNING

SPØRGESKEMAUNDERSØGELSEN

Følgende er en kort beskrivelse af det spørgeskema, der ligger til grund for analysen af kontrakterne og prisdannelsen på det danske engrosmarked for naturgas. Spørgeskemaet kan findes på Energitilsynets hjemmeside.

Spørgeskemaet er opdelt i syv dele. Første del er en kort oversigt over spørgeskemaet samt en boks til, at det responderende selskab og kontaktperson kan identificere sig selv.

Anden del vedrører de lange, indekserede ToP-kontrakter. I fane 2A bedes aktørerne udfylde cellerne med karakteristika for deres ToP-kontrakter – herunder længden på kontrakten, fleksibiliteten i kontrakten og hvilke underliggende variable kontrakterne er indekseret på. I fane 2B kvantificeres de månedligt købte mængder under kontrakterne og prisen, som mængderne er indkøbt for.

Tredje del fokuserer på OTC-kontrakterne. I fane 3A er det muligt at udfylde, hvorvidt selskabet overhovedet har indkøbt naturgas under OTC-kontrakter samt hvor stor en andel af det samlede gasindkøb dette udgør. I så fald udfyldes det, hvilke punkter gassen er leveret til, og hvor lange leveringsperioder kontrakterne har. I fane 3B indsættes de månedligt købte mængder og omkostninger relateret til OTC-handel.

Fjerde del vedrører børshandel. I fane 4A er det ligeledes muligt at udfylde, om selskabet har handlet på en gasbørs, og hvor stor en del af deres samlede gasindkøb, som er købt på gasbørser. Fordelingen af leveringspunkter og leveringsperiode efterspørges desuden. I fane 4B indsættes de månedligt købte mængder og omkostninger relateret til børshandel.

Femte del handler om DONG Release Programme. Selskaberne har udfyldt denne fane, hvis de har budt på og/eller vundet en af de årlige aktioner i DONG Energy Gas Release Programme. Herudover spørges ind til oplysninger om de indgåede swap-kontrakter under samme facilitet.

I sjette del bedes selskaberne blandet andet om at angive den årlige egenproduktion af gas, engrosindkøbet af gas såvel engrossalget som salget til danske og udenlandske slutkunder. Desuden bedes selskaberne kvantificere antallet af slutkunderne i nærmere defineret kategorier. Slutteligt bedes selskaberne om at vurdere deres udgifter til gasbalancering og angive et skøn på omkostningerne forbundet med prissikring.

Syvende del giver de deltagende selskaber en mulighed for kvalitativt at beskrive deres vurdering af og holdning til ToP-kontrakternes afkobling fra olie, udbygningen af Ellund, udviklingen af det danske engrosmarked for gas samt den nye, internationale kapacitetsplatform PRISMA.

FORBEHOLD

Det er nødvendigt at tage en række forbehold i forbindelse med analysen af kontraktstrukturen for det danske engrosmarked.

Først og fremmest er selskaberne blevet pålagt at indberette oplysninger fra komplekse aftaler i et formaliseret regneark, og det har til dels kun været muligt i form af estimater og vurderinger. Formålet med det formaliserede regneark har været at sikre, at selskaberne i videst muligt omfang har indberettet sammenligneligt data såvel som at gøre den videre databehandling mere overskuelig og korrekt. Selskaberne har derfor udført skøn og definatoriske valg, når det har været nødvendigt, og der må derfor påregnes en vis usikkerhed. Det har ligeledes været nødvendigt for Energitilsynet at træffe valg i forbindelse med konstruktionen af figurer og tabeller i denne fremstilling.

Analysen har taget sit udgangspunkt i køb af naturgas på engrosmarkedet og har for så vidt muligt undladt salgsdelen. Et enkelt selskab har indberettet, at den generelle trading på engrosmarkedet dermed går tabt, hvorfor likviditeten og dybden på engrosmarkedet ikke belyses. Til det skal nævnes, at nærværende undersøgelse har haft som formål at opdatere en tidligere analyse fra Energitilsynet for herigennem at undersøge, hvordan kontraktstrukturen har ændret sig i mellemtiden. Ikke desto mindre kunne det være interessant at lave en undersøgelse af, hvordan selskabernes indbyrdes handel på engrosmarkedet bidrager til øget likviditet til gavn for slutkunderne.

Da selskabernes køb af gas på engrosmarkedet kan ske med henblik på videre salg på engrosmarkedet (arbitrage), kan data fra denne undersøgelse ikke sammenlignes med de af Energistyrelsen offentliggjorte tal for forbrug, eksport og lagertræk.

Enkelte selskaber agerer ikke på engrosmarkedet, selv om de har slutkunder, og disse selskaber benytter sig således af en engrosleverandør. Det er antaget, at den købte volumen fra disse selskaber er medtaget i indberetningerne fra deres engrosleverandør. Hvis dette ikke er tilfældet, antages det, at der er tale om en relativt lille volumen, idet selskabet ikke selv vælger at stå for indkøbet af gas. Konsekvensen ved ikke at medtage den købte volumen vil i så fald være begrænset.

ORDLISTE

Begreb	Forklaring
Backhaul import	Kan forekomme når den fysiske importkapacitet er nået. Herefter vil den øvrige import ske virtuelt mod den fysiske flowretning.
Balance of the Month (BoM)	Produkt med levering af gas hver dag resten af indeværende måned
BoM	Se "Balance of the Month"
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
Churn rate (physical throughput)	Churn rate (physical throughput) beskriver antallet af gange som den samme mængde fysiske gas handles mellem aktørerne på hubben. Physical throughput benævnes nogle gange physical volumen. Værdien skal som minimum være lig 1
Clearing	Når et marked eller en handel clearer, matcher prisen, den såkaldte clearingpris, i de modtagne købs- og salgsbud hinanden
Day-ahead	Produkt med levering af gas næste dag. Produktet kan handles flere dage frem.
Ellund	Grænsepunkt, der adskiller det tyske og det danske gastransmissionssystem
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 levering i GASPOOL (GPL) eller NetConnect Germany (NCG)
Exchange Transfer Facility	En virtuel gashub i Danmark hvor gas købt på den danske gasbørs leveres
FCFS	Se "First-Come-First-Served"
First-Come-First-Served (FCFS)	Et allokeringssystem, hvor det er først-til-mølle.
Flaskehals	Fænomen, som opstår, når kapaciteten i transmissionssystemet begrænser udbuddet i forhold til efterspørgslen. Ved en flaskehals er der således risiko for afbrud
Fysisk gashub	En fysisk gashub består af et punkt i transmissionssystemet, hvortil gassen leveres og hentes fra. I Nordvesteuropa findes kun Zebrugge Beach i Belgien. Se også "Virtuel gashub"
Gas Transfer Facility (GTF)	En virtuel gashub i Danmark hvor gas købt på OTC-kontrakter leveres
Gashub	En gashub er et punkt eller et område, hvor handel med gas faciliteres af en (hub)operatør

Begreb	Forklaring
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"
ICE-ENDEX	Gasbørs hvor spotmarkedsprodukter handles i relation til det britiske, nederlandske og belgiske gasmarked. Herudover handles derivater i relation til det nederlandske og det tyske marked
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 levering af gas alle dage i næste måned
NCG	Se "NetConnect Germany"
NetConnect Germany	En virtuel gashub i det sydlige Tyskland
Over The Counter kontrakt (OTC)	Bilateral og ofte standardiseret aftale (kan også indgås via mægler) som bliver aftalt direkte mellem to parter uden opsyn af børs. Vil indeholde en vis modpartsrisiko, da kontrakten først afregnes ved udløb – modsat indgåelse af børskontrakter
Spotpris	Pris på produkt til levering 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 DONG Energy A/S. 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.
Title Transfer Facility	En virtuel gashub i Nederlandene
Transportkunde	En kommerciel aktør, typisk en gasleverandør, der varetager engrostransport af gas i transmissionssystemet
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 levering af gas lørdag eller søndag
Within-day	Produkt med levering af gas samme dag som kontrakten indgås

ENERGITILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35
DK-2500 Valby

Tlf. +45 4171 5400

post@energitilsynet.dk
energitilsynet.dk

Design: ESSENSEN®