



Gas i Danmark

Forsyningsikkerhedsplan 2009

ENERGINET/DK



Gas i Danmark
Forsyningssikkerhedsplan 2009

Udgivet af Energinet.dk

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

Den kan også downloades på:

www.energinet.dk
ISBN nr. 978-87-90707-70-5
december 2009

Indholdsfortegnelse

1. Sammenfatning	4
1.1 Lovgivningsmæssige rammer.....	4
1.2 Forsyningssikkerhed i det forgangne år	5
1.3 Forsyningssikkerhed det næste år	5
1.4 Forsyningssikkerhed på 10-årigt sigt.....	6
2. Det danske naturgassystem	8
2.1 Infrastruktur	8
2.2 Målsætning for forsyningssikkerhed	9
2.3 Forsyningssikkerhed nationalt og lokalt	10
2.4 Naturgasmarkedet i Europa og i Danmark.....	11
3. Temaer	15
3.1 Open Season 2009.....	15
3.2 Internationalt samarbejde	18
3.3 Gaskvalitetsprojektet.....	20
3.4 Sænkning af trykket i Nordsøen	22
3.5 Biogas.....	23
3.6 Sammentænkning af energisystemer	29
4. Historisk oversigt	31
4.1 Generelt	31
4.2 Forsyningssikkerhed	31
4.3 Marked.....	40
4.4 Gaskvalitet.....	42
5. Det kommende års forbrug og forsyning (Winter Outlook)	44
5.1 Forsyningssikkerhed på kort sigt	44
5.2 Kapacitetsbestillinger.....	46
5.3 Nødforsyning.....	47
5.4 Gaskvalitet.....	51
5.5 Leverancer fra Tyskland	51
6. Fremtidigt forbrug og forsyning	52
6.1 De kommende års udfordringer.....	52
6.2 Forbrugsudvikling	54
6.3 Forsyningssikkerhed på langt sigt.....	58
6.4 Transit til Tyskland.....	59
6.5 Gaskvalitet.....	60
7. Behov for infrastrukturinvesteringer	61
7.1 Udbygning i relation til markedsbehovet.....	61
7.2 Indstillet og forventet teknisk løsning.....	61
7.3 Tarif- og transportomkostninger efter nye investeringer	62
7.4 Måske langsigtet behov for yderligere investeringer	63
8. Distribution	64
8.1 Kapaciteter og aftag	64
8.2 Særlige forsyningssikkerhedsmæssige forhold i de enkelte distributionsområder	66

1. Sammenfatning

1.1 Lovgivningsmæssige rammer

De lovgivningsmæssige rammer for forsyningssikkerheden er fastlagt i Naturgasforsyningsloven, i Lov om Energinet Danmark og i Bekendtgørelse om varetagelse af naturgasforsyningssikkerheden.

Ansvar for Danmarks forsyningssikkerhed er placeret hos Energinet.dk. Varetagelsen af forsyningssikkerheden foretages i samarbejde med øvrige aktører i naturgassektoren, herunder distributionsselskaberne og lagerselskaberne.

Konkret består varetagelsen af forsyningssikkerheden i overholdelse af minimumsstandarder for forsyningssikkerheden og udarbejdelse af en årlig naturgasforsyningssikkerhedsplan. Planen skal redegøre for varetagelsen i den foregående periode samt på 1- og 10-årigt sigt. Planen skal desuden redegøre for virkemidler til opretholdelse af forsyningssikkerheden i nødforsyningssituationer.

Forsyningssikkerheden er fastlagt ved en målsætning om, at ved hel eller delvis afbrydelse af forsyningen til det danske marked skal forsyningen af ikke-afbrydelige forbrugere som minimum kunne opretholdes:

- i 3 døgn i særligt kolde perioder, der i gennemsnit forekommer hvert 20. år
- i 60 døgn ved en temperaturmæssigt normal vinter.

Transmissionssystemet er desuden dimensioneret til at kunne forsyne alle forbrugere under normale forsyningsforhold samt i særligt kolde vintersituationer med døgnmiddeltemperaturer på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$.

I sommeren 2009 vedtog EU den tredje liberaliseringspakke med det formål at forbedre de europæiske markeder for el og gas. Pakken indeholder blandt andet en forordning om oprettelse af et nyt EU-agentur, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), med ansvar for at fremme samarbejdet mellem de europæiske energiregulatorer, herunder Energitilsynet. Den tredje liberaliseringspakke indeholder desuden bestemmelser om etableringen af et nyt samarbejdsorgan, European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), som har til formål at forstærke de europæiske TSO'ers (herunder Energinet.dk's) samarbejde samt at fremme udviklingen af de europæiske gasmarkeder.

EU-Kommissionen har herudover stillet forslag til en ny forordning om forsyningssikkerhed, som kan medføre, at forsyningssikkerhed går fra at være et nationalt til at være et regionalt anliggende. Energinet.dk forventer, at dette kan medføre et fælles regionalt forsyningssikkerhedsberedskab for Danmark og Sverige samt eventuelt også Nordtyskland. Udkastet til forordning stiller umiddelbart skærpede krav til forsyningssikkerheden, men det er dog endnu for tidligt at vurdere, hvordan den endelige tekst vil blive, og hvilke konsekvenser det vil få for Danmark. Forslaget skal således behandles i både ministerrådet og EU-Parlamentet, før det kan vedtages i 2010.

1.2 Forsyningssikkerhed i det forgangne år

Naturgasforbruget i Danmark har hidtil ligget på omkring 4 mia. Nm³/år i normale år, men har i de senere år haft en svagt faldende tendens.

Eksporten af naturgas til Sverige har i 2008 ligget på samme niveau som året inden, dvs. 0,9 mia. m³/år, mens eksporten til Tyskland er steget betydeligt, og eksporten til Holland er faldet. I 2008 blev ca. 21 % af produktionen eksporteret til Holland, mens henholdsvis ca. 9 % og 24 % blev eksporteret til Sverige og Tyskland.

Naturgasproduktionen i den danske del af Nordsøen steg en smule i 2008 til ca. 9,6 mia. m³/år. Ca. 10 % af den samlede produktion blev anvendt på felterne som brændsel, til injektion eller blot afbrændt (flaring). Andelen af naturgas, der ved injektion anvendes til olieudvinding, forventes at vokse betydeligt i de kommende år i takt med, at det bliver vanskeligere at få olien op.

I vinteren 2008/2009 udgjorde den maksimale nettotransport ca. 26 mio. Nm³/døgn. Døgnet med maksimal nettotransport var sammenfaldende med døgnet med det maksimale aftag (5. januar 2009) i Danmark (den danske exitzone), der udgjorde 19,0 mio. Nm³/døgn. Eksporten til Sverige og Tyskland var henholdsvis 2,2 mio. Nm³/døgn og 4,8 mio. Nm³/døgn i dette døgn, hvor de maksimale aftag i 2008 udgjorde henholdsvis 5,0 mio. Nm³/døgn og 8,3 mio. Nm³/døgn.

Kvaliteten af naturgas leveret til forbrugerne har i hele 2008 og første halvdel af 2009 opfyldt de gældende kvalitetskrav.

Der har igen i 2008 været en række korte udfald af leverancen til Nybro, men ingen af disse har været kritiske for forsyningssikkerheden. Energinet.dk har kunnet konstatere, at stabiliteten af leverancerne fra Tyra de seneste år synes at være for nedadgående uden dog at være kritisk.

Inden for det seneste år har der været en positiv fremgang i antallet af aktive transportkunder hos Energinet.dk, som nu tæller ca. 25. Det er nu over 1½ år, siden Nord Pool Gas Exchange (NPG) lukkede op for handler med et dagsprodukt, og det seneste år er der foretaget ca. 10-20 handler i gennemsnit pr. måned.

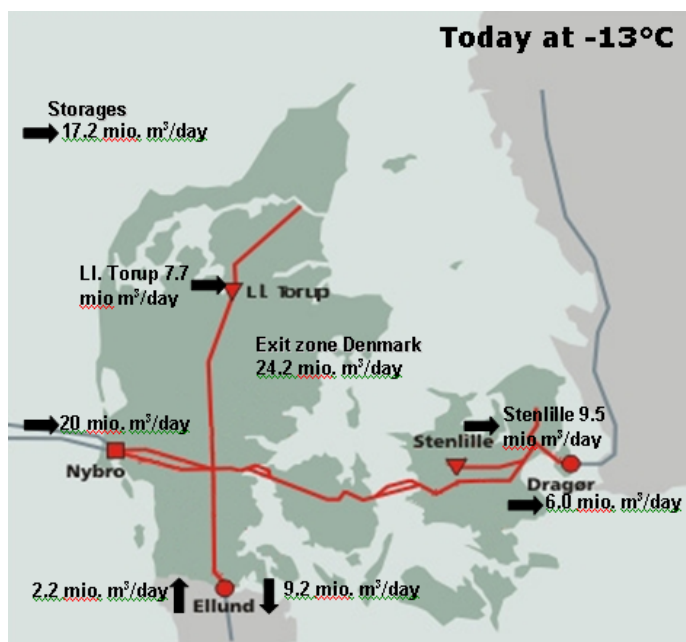
1.3 Forsyningssikkerhed det næste år

I det kommende år forventes naturgasforbruget i Danmark fortsat at falde svagt. Leverancen fra Nordsøen forventes ligeledes at falde, da det er sandsynligt, at det begyndende produktionsfald vil gøre sig gældende. Hvor stærkt leverancen til det danske gastransmissionssystem vil falde er usikkert, da det afhænger af, om der eksporteres via det danske gastransmissionssystem til Tyskland eller direkte til Holland via NogatT-opstrømsforbindelsen fra felterne i Nordsøen.

Naturgaskvaliteten vil i 2010 fortsat være domineret af den danske nordsøgas, og Energinet.dk forventer derfor ikke væsentlige ændringer i naturgaskvalite-

ten. Der kan dog forekomme import af mindre mængder naturgas fra Tyskland, der i forsyningsområdet syd for Egtved kan medføre en ændret gaskvalitet, som dog vil være inden for gældende kvalitetskrav.

På basis af historiske data er det vurderet, at det danske forbrug vil udgøre ca. 25,4 mio. Nm³/døgn ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C. Transmissions- og distributionssystemerne er dimensioneret til en sådan vintersituation, hvor også eksporten til Sverige og Tyskland opretholdes. Figur 1.1 nedenfor viser forsyningssituationen på en kold vinterdag.



Figur 1.1 Prognose for vintersituation med døgnmiddeltemperatur på -13 °C i 2009/2010 (normalsituationen)

Transmissions- og distributionssystemerne kan også opfylde de danske krav til nødforsyning ved hel eller delvis afbrydelse af forsyningen fra Nordsøen.

1.4 Forsyningssikkerhed på 10-årigt sigt

Naturgasproduktionen i den danske del af Nordsøen vil være stærkt faldende inden for de kommende år, og Energistyrelsen vurderer, at produktionen kan være stort set udfaset i 2030. Da Nordsøen i dag udgør den eneste fysiske mulighed for at føre naturgas ind i Danmark og Sverige, er der risiko for, at der om relativt få år opstår forsyningsproblemer, hvis Energinet.dk ikke investerer i ny infrastruktur, som muliggør forsyning til Danmark og Sverige fra andre kilder end den danske del af Nordsøen.

For at afdække markedsaktørernes ønsker og forventninger til det fremtidige kapacitetsbehov i transmissionssystemet har Energinet.dk i 2009 gennemført en såkaldt Open Season. Open Season 2009-processen er en tofaset udbudsmodel, der har givet markedsaktørerne mulighed for at byde ind på lange transportkontrakter på nyetableret transmissionskapacitet.

På baggrund af buddene fra Open Season-processen i september 2009 samt Energinet.dk's egne planlægningshensyn vurderer Energinet.dk, at det danske marked i den nærmeste fremtid skal forsynes med leverancer fra Tyskland. Forbindelsen til Tyskland omfatter etableringen af en kompressor samt en dublering af strækningen Frøslev-Egtved. Udbygningsbeslutningen skal godkendes af Klima- og Energiministeren, hvilket forventes at ske primo 2010. Den endelige løsning vil først ligge fast ultimo 2010 efter afslutning af en parallel Open Season i det tyske system i 2009 og en VVM-undersøgelse (Vurdering af Virkninger på Miljøet) i Danmark i 2009/2010 samt en endelig tysk udbygningsbeslutning ultimo 2010.

Produktionen af biogas i Danmark forventes at stige de kommende år frem mod et niveau i 2020, der svarer til 10 % af det nuværende naturgasforbrug. Biogassen anvendes i dag lokalt på decentrale kraftvarmeværker. På sigt kan det være hensigtsmæssigt at injicere biogassen i naturgasnettet for på den måde at løse udfordringerne omkring fleksibilitet i forbindelse med produktion og forbrug af biogas samt øge afsætningsmulighederne. Distributionselskaberne og Energinet.dk forbereder derfor gassystemet på dette.

Forbrugere, som i fremtiden forsynes med eksempelvis russisk, norsk eller tysk gas eller LNG, forventes – i lighed med store dele af forbrugerne i det øvrige Europa - at opleve en mere varierende og generelt lavere brændværdi end i dag.

Energinet.dk sikrer i samarbejde med den øvrige naturgassektor, at transmissions- og distributionssystemerne også på langt sigt opfylder kravet til nødforsyning ved hel eller delvis afbrydelse af forsyningen til det danske marked.

Energinet.dk vil fortsat arbejde langsigtet for at undersøge muligheden for etablering af en forbindelse mellem den danske og norske gasinfrastruktur efter 2015. Dette kan ses som en fortsættelse af Energinet.dk's deltagelse i Skanled, og det skal ske for at sikre forsyningssikkerheden for det danske gasmarked fra det tidspunkt, hvor den danske nordsøproduktion klinger af. En norsk forbindelse kan desuden generere transitindtægter og medvirke til at gøre andre EU-lande mindre afhængige af gas fra primært én forsyningskilde.

2. Det danske naturgassystem

2.1 Infrastruktur

Det danske gastransmissionssystem består dels af opstrømsrørledninger i den danske del af Nordsøen og dels af transmissionsledninger på land.

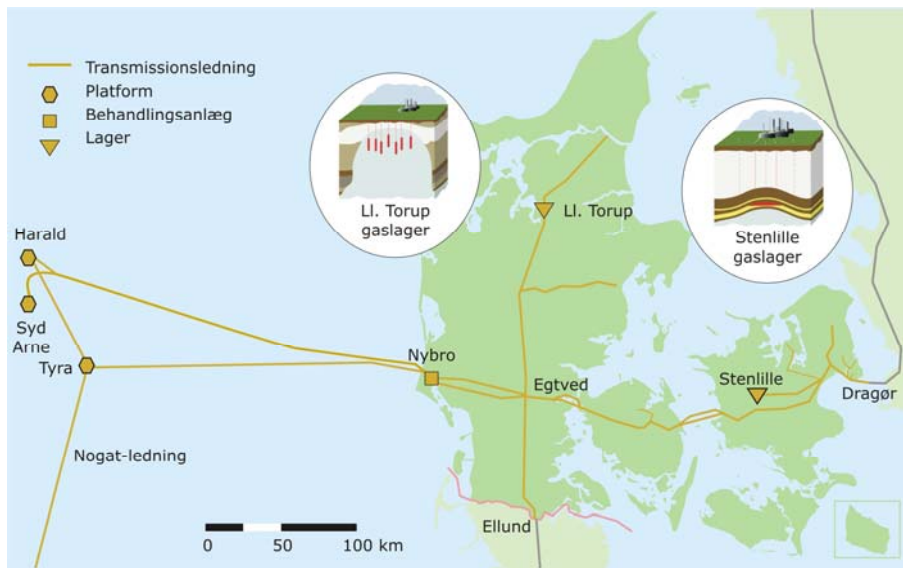
Transmissionsledningerne går på langs (Aalborg-Ellund) og tværs (Nybro- Dragør) af Danmark, og distributionsledningerne består af et net af rørsystemer ud til forbrugerne. Herudover består transportsystemet for naturgas af et gasbehandlingsanlæg (Nybro) og to underjordiske gaslagre (Stenlille og Lille Torup), se figur 2.1.

Naturgassen fra den danske del af Nordsøen transporteres i to offshore-rørledninger fra felterne Tyra og Syd Arne og ind til land nord for Esbjerg ved et tryk på op til 138 bar. Om sommeren med mindre døgnmængder sænkes afgangstrykket for at minimere energiforbruget til kompression. Om vinteren hæves trykket for samtidig at have store mængder linepack (dvs. den mængde gas, der er naturligt lagret i selve gasledningerne) til driftsforstyrrelser og nødsituationer.

På land passerer naturgassen gennem et gasbehandlingsanlæg i Nybro. Her kontrolleres og måles gaskvaliteten, og trykket reduceres til det maksimale landleddningstryk på 80 bar. Anlægget kan også reducere indholdet af forurenende stoffer såsom tunge kulbrinter samt rense gassen for svovlbrinte, hvis det er nødvendigt for, at gassen overholder de fastlagte specifikationer. Hvis gassen skal renses, kan der i så fald kun leveres reducerede mængder (ca. 50 %).

Fra Nybro sendes gassen ud til kunderne i ind- og udland eller til lagring på et af de to underjordiske naturgaslagre. Lagrene fyldes typisk op i sommermånedene, når gasforbruget er lavt. Når det bliver koldere, og forbruget overstiger de daglige gasleverancer fra Nordsøen, suppleres der med gas fra lagrene. Ud over sæsonudjævning kan handel med gas påvirke eksporten og importen og dermed henholdsvis lagerudtræk og lagerinjektion. Det er principielt transportkunderne, der ved deres daglige bestillinger inden for den reservede kapacitet bestemmer input/output fra systemet på timebasis (det kommercielle system), mens det er Energinet.dk, der sørger for den fysiske balance i systemet, blandt andet ved hjælp af lagrene og linepack. Endvidere anvendes lagrene til nødforsyning.

Måler- og regulatorstationerne (M/R-stationerne) er etableret langs transmissionsledningerne med det formål at forsyne de lokale distributionsnet. Deres funktioner er opvarmning af gassen, reducere af gstryk til distributionsnetets trykniveau, måling af gasstrømmen gennem stationen og tilsætning af lugtstof til gassen. Der er etableret 42 måler- og regulatorstationer og fire dedikerede målerstationer, som ejes af Energinet.dk.



Figur 2.1 Den overordnede danske gasinfrastruktur

2.2 Målsætning for forsyningsikkerhed

Forsyningen af det danske naturgasmarked er i stort omfang baseret på kun én fysisk forsyningskilde og én forsyningsrute (Tyra-Nybro ledningen). Det betyder, at hvis denne forsyningskilde falder ud, er udfordringerne for forsyningsikkerhedsberedskabet i Danmark høje sammenlignet med mange andre lande, hvor man har flere større forsyningskilder. Både fra politisk og systemansvarlig side ønsker man en sikker forsyning. Dette indebærer, at det i praksis er nødforsyningsituationer, som har været dimensionerende for det samlede transmissionsystem, og at alle kunder har kunnet forsynes i normalsituationer selv ved ekstremt koldt vejr.

Som ansvarlig for forsyningsikkerheden har Energinet.dk ansvaret for nødforsyningsforpligtelsen for det danske gasmarked. Dette indebærer, at Energinet.dk i en nødforsyningsituation overtager forsyningen af det danske gasmarked fra markedsaktørerne. Energinet.dk indkøber til dette formål alternativ transportkapacitet i Syd Arne-ledningen, reserverer kapacitet i lagrene og køber afbrydelighed hos en række større forbrugere. Tyske og svenske eksportkunder kan også få gas i en nødsituation, hvis de kan stille en tilsvarende mængde gas til rådighed fra et af lagrene eller i Nybro via Syd Arne.

Siden idriftsættelsen af det danske naturgassystem i 1984 har der ikke været alvorlige skader i transmissionsystemet, hverken på søledningerne eller ved anlæggene på land. Den 8. november 2007 trådte Energinet.dk's nødforsyningsberedskab dog i kraft, og Energinet.dk erklærede nødforsyningsituation for lager- og transportkunder som følge af produktionsstop forårsaget af storm og usædvanligt høje bølger ved felterne i Nordsøen. Nødforsyningsituationen blev afblæst efter 28 timer.

Energinet.dk opererer med to målsætninger for forsyningssikkerhed for det danske gasmarked, som samlet set er dimensionerende for reserveberedskabet i nødsituationer.

Den ene vedrører **korttidshændelser**, hvor der stilles krav til, hvor hurtigt gas kan leveres fra andre forsyningskilder end Nordsøen. Målsætningen indebærer i praksis blandt andet krav til udtrækskapaciteten fra gaslagrene.

Den anden vedrører **langtidshændelser**, hvor der stilles krav til opretholdelse af fysiske leverancer ved længerevarende forsyningssvigt fra DONG Energy's Tyra-Nybro-opstrømsrørledning i Nordsøen. Målsætningen indebærer i praksis krav til mængden af gas, der kan skaffes fra alternative forsyningskilder, samt mængden af lagergas, som skal være til rådighed.

I marts 2001 blev de overordnede forsyningsmålsætninger anmeldt til Energi-styrelsen med angivelse af følgende dimensionerende hændelser for Energinet.dk's nødforsyningsberedskab:

- **Korttidshændelser:** Under såvel normale forsyningsforhold som unormale forsyningsforhold (fuldstændig afbrydelse af leverancerne fra den største forsyningskilde) skal Energinet.dk have tilstrækkelig udtrækskapacitet fra lagrene til tre dage i træk at kunne klare forsyningen af uafbrydelige forbrugere i Danmark ned til en døgngennemsnitstemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ (20-års-hændelsen).
- **Langtidshændelser:** Under unormale forsyningsforhold, dvs. fuldstændig afbrydelse af leverancerne fra den største leverandør, skal Energinet.dk have tilstrækkeligt volumen til at kunne klare forsyningen af uafbrydelige forbrugere i Danmark i op til ca. 60 dage (svarende til den forventede reparations-tid efter et søledningsbrud) i en temperaturmæssigt "normal" vinter.

Energinet.dk's kriterier for transmissionssystemets dimensionering omfatter desuden vintersituationer med normale forsyningsforhold uden afbrydelse af leverancerne. Forsyningsmålsætningen for kolde vintersituationer er i dag at have tilstrækkelig transmissionskapacitet til at kunne klare forsyningen af alle forbrugere i Danmark ned til en døgngennemsnitstemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Energinet.dk's nødforsyningskoncept, der er beskrevet nærmere i afsnit 5.3, forventes at blive revurderet i lyset af blandt andet den planlagte udbygning mod Tyskland og EU's planlagte nødforsyningsforordning, som forventes vedtaget i 2010.

2.3 Forsyningssikkerhed nationalt og lokalt

Begrebet forsyningssikkerhed på gasområdet omfatter generelt følgende aspekter både på kort og lang sigt:

1. Tilgængelighed af gas, dvs. tilgængeligheden af gasforsyninger (inklusive gas fra lagre) skal være tilstrækkelig til at imødekomme de danske forbrugeres gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold.

2. Tilstrækkelig netkapacitet, dvs. at gasnettet skal have tilstrækkelig kapacitet til at dække forbrugernes gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold.
3. Systemintegritet, dvs. at den operationelle funktionalitet af systemet fra produktion til forbruger skal være sikret.

Det er i henhold til Lov om naturgasforsyning Energinet.dk's opgave som transmissionselskab at varetage forsyningssikkerheden på det danske gasmarked parallelt med transmissionsoperatøransvaret.

I sin egenskab af eneste danske transmissionselskab har Energinet.dk ansvaret for systemintegriteten (3) af det danske transmissionssystem, dvs. samspillet mellem 80 bar-ledningssystemet og de tilstødende systemer.

Energinet.dk har specifikt ansvar for sikring af tilstrækkelig transportkapacitet i transmissionssystemet (2), herunder transportkapaciteten til og fra lagrene og til distributionssystemerne via M/R-stationer.

Distributionselskaberne har ansvaret for forsyningssikkerheden i distributionssystemerne fra umiddelbart nedenstrøms transmissionssystemets M/R-stationer frem til den enkelte forbruger.

Energinet.dk har ikke ansvar for tilgængeligheden af gas (1) bortset fra nødforsyningssituationer, hvor Energinet.dk i nødvendigt omfang sikrer tilgængeligheden af gas til det danske marked. Tilgængeligheden af gas er markedsaktørernes ansvar, men Energinet.dk har et ansvar for at sikre den nødvendige infrastruktur, som muliggør gasleverancer til og fra tilstødende systemer.

2.4 Naturgasmarkedet i Europa og i Danmark

2.4.1 Europa

Markedssituationen i Europa er stadig præget af hovedsagelig nationale markeder med national spothandel og en betydelig og stigende grænseoverskridende handel, som binder disse sammen og skaber en ofte udtalt korrelation imellem dem. Et egentligt sammenhængende spotmarked for naturgas i Europa eksisterer endnu ikke. En del af årsagen til den manglende, grænseoverskridende spothandel skal findes i en generel kapacitetsknaphed særligt i grænsepunkter, manglende "interoperabilitet" mellem de forskellige nationale systemer og en endnu begrænset spothandel i flere lande, herunder Danmark.

Størstedelen af de europæiske lande er netto-importører af gas. Importen stammer primært fra Rusland, Norge, Algeriet og Marokko. En stigende del af importen er LNG-baseret (Liquified Natural Gas, gas nedkølet til ca. -163 °C og indført med skib), men størstedelen af gassen bliver bragt til de europæiske markeder via rørledninger. Den indenlandske produktion er faldende i hele Europa, mens forbruget og dermed importandelen er stigende og forventes fortsat at stige i de kommende år. EU-Kommissionen skønner, at 80 % af EU's gasforbrug i 2030 vil blive dækket af import. I dag er det godt 50 %, som importeres, heraf ca. 25 % fra Rusland og 20 % fra Norge.

Afhængigheden af store leverancer fra en kilde gennem flere lande giver anledning til en stigende bekymring for, at tekniske, kommercielle og politiske problemer og uoverensstemmelser kan føre til situationer med mangel på gas i Europa og dermed reducere forsyningssikkerheden.

Gaskrisen i 2008 mellem Ukraine og Rusland satte yderligere fokus på risikoen for afhængigheden af russisk gas leveret via Ukraine, og det betød blandt andet, at EU-Kommissionen fremskyndede udarbejdelsen af et udkast til forsyningssikkerhedsforordning. Det forventes, at forordningen vedtages med bindende kraft for alle EU-lande i 2010.

I øjeblikket planlægges en række større infrastrukturprojekter, der skal bringe mere gas til Europa. Nye rørforbindelser mellem bl.a. Nordeuropa og Rusland (Nord Stream) og mellem Sydeuropa og henholdsvis Rusland/Kaukasus (South Stream), Mellempøsten (Nabucco) og Nordafrika er i støbeskeen. Ligeledes planlægges og projekteres en del havneanlæg til LNG i både Syd- og Nordeuropa.

På europæisk plan arbejdes der for at styrke kompatibiliteten mellem de enkelte landes systemer. Der arbejdes hen mod at fremme mulighederne for udveksling af gas mellem regionale handelspladser og at løse problemerne med interoperabilitet over grænser. Dette arbejde understøtter Energinet.dk både gennem Gas Infrastructure Europe (GIE) og gennem bilaterale samarbejder med nabo-TSO'er.

2.4.2 Danmark

I januar 2004 blev det danske gasmarked fuldt liberaliseret, så alle forbrugere frit kunne vælge naturgasleverandør. Med åbningen i 2008 af den første gasbørs i Danmark (Nord Pool Gas) er vejen nu også banet for øget konkurrence på engrosmarkedet.

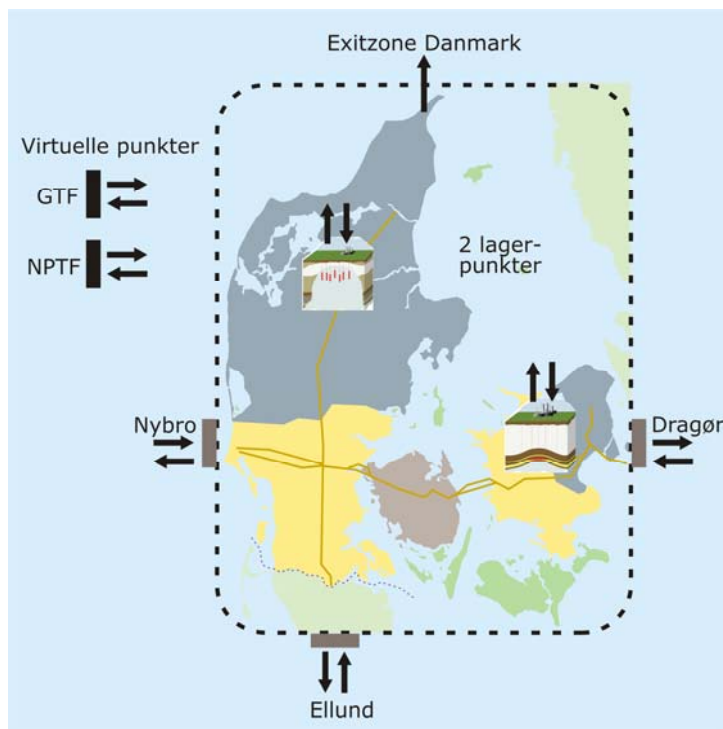
Energinet.dk's rolle er at sikre et velfungerende og fleksibelt gasmarked. Det betyder bl.a., at Energinet.dk udvikler produkter og faciliteter, som kommercielle aktører kan anvende til gashandel. Grossisterne på gasmarkedet (transportkunderne) kan i transmissionssystemet:

- indgå dags-, uge-, måneds- og årskontrakter på transportkapacitet
- handle gas på gasbørsen i Danmark, Nord Pool Gas (NPG). Her kan transportkunder handle gas anonymt, da gasbørsen er modpart i alle handler
- indgå månedskontrakter på balanceservice (ret til ubalancer mellem de inden for døgnet foretagne leverancer og aftag)
- bestille kapacitet og balanceservice samt holde sig opdateret om egne ordrer online via Energinet.dk's selvbetjeningsportal
- handle gas, kapacitet og balanceservice bilateralt med hinanden via Energinet.dk's ejerskabsoverdragelsesfaciliteter, Gas Transfer Facility, Capacity Transfer Facility og Balance Transfer Facility. Transportkunder, som ønsker at handle bilateralt, kan møde hinanden via en elektronisk "Bulletin board"-opslagstavle .

I 2009 har Energinet.dk øget gennemsigtigheden over for sine kunder gennem en række opdateringer af Energinet.dk's selvbetjeningsportal. Transportkunder-

ne kan nu hver dag hente en lang række data såsom fysiske og kommercielle flowdata for de sidste tre år, den specifikke kundes egen balanceposition for de 4 mest aktuelle gasdøgn samt den enkelte kundes fakturaer og dokumenter.

Markedsmodellen for det danske transmissionssystem (engrosmarkedet) er sammensat som en Entry-Exit-model, jf. Figur 2.2.



Figur 2.2 Markedsmodel for transmissionssystemet

Markedsmodellen består af:

- Tre entry-punkter i Nybro, Ellund og Dragør, hvor naturgassen kan komme kommercielt ind i Danmark (fysisk kommer gassen indtil videre kun ind i Nybro).
- En Exit-zone, hvor danske forbrugere bliver forsynet med naturgas af gasleverandørerne via distributionsnettet. Exit-zonen består af fire distributionsområder med hver deres distributionselskab. I Exit-zonen er der ligeledes tre store kraftværker (Avedøre II, H.C. Ørstedværket og Skærbækværket), som er direkte forbundet med transmissionsnettet. Distributionselskaberne og Energinet.dk har hertil udviklet markedsmodellen, så der også kan handles biogas kommercielt fra distributionssystemerne til transmissionssystemet, når den første biogasproducent tilsluttes et af distributionssystemerne.
- Tre transit-exit-punkter i Nybro, Ellund og Dragør, hvor gassen kan eksporteres ud af Danmark.
- To virtuelle handelspunkter for gas, den bilateralt aftalebaserede Gas Transfer Facility (GTF) og den multilaterale gasbørs Nord Pool Gas Transfer Facility (NPTF), hvor transportkunderne kan handle gas med hinanden.

- To fysiske lagerpunkter, som er lagrene i henholdsvis Stenlille og Lille Torup. Her kan de transportkunder, som har købt lagerkapacitet, injicere og udtrække gas fra lagrene.

På detailmarkedet i distributionssystemerne agerer en række gasleverandører, som er gasmarkedets detailhandlere. Alle naturgasforbrugere i Danmark har frit kunnet vælge mellem disse siden 1. januar 2004. Antallet af gasleverandørskift er ikke overvældende, og det er især de større gasforbrugere, der har skiftet gasleverandør, specielt el- og varmeproducenter samt større industrielle forbrugere. I 2008 var det således 0,5 % af forbrugerne med et forbrug svarende til ca. 17 % af den samlede mængde, der skiftede gasleverandør.

3. Temaer

3.1 Open Season 2009

3.1.1 Open season-processen

Open seasons er gennem de senere år blevet et centralt redskab i udbygningen af de europæiske gastransmissionsnet og herunder også Energinet.dk's udbygning af det danske transmissionssystem mod grænsepunkter til tilstødende systemer.

Open season er en tofaset udbudsmodel, som giver markedsaktørerne mulighed for at byde ind på lange transportkontrakter på nyetableret transmissionskapacitet. Energinet.dk forpligter sig til at etablere kapaciteten, hvis efterspørgslen er tilstrækkeligt stor.

Baggrunden for open seasons udbredelse er, at markedsaktørerne vurderes at have de bedste forudsætninger for at ansætte eget fremtidigt transportbehov og dermed interessen i, hvilke nye transportveje der åbnes. Dialogen med markedsaktørerne er i open seasons formaliseret i et udbud af ny kapacitet på langtrækkende transportkontrakter (af typisk 10-15 års varighed på lange og 1-9 års varighed på korte kontrakter) og giver derfor sikre investeringssignaler for fremtidig systemudbygning.

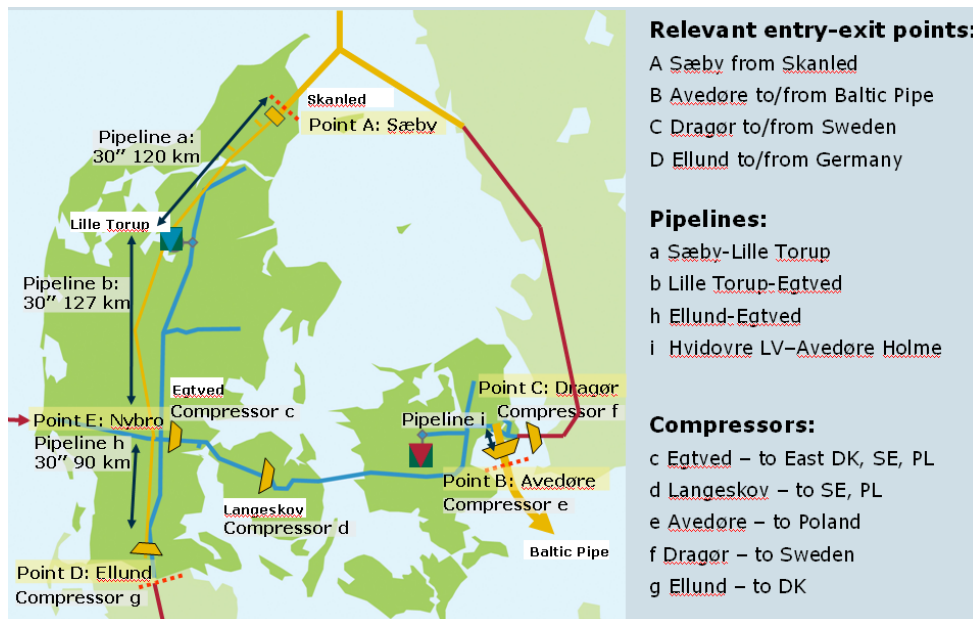
Open season i det danske system er koordineret med tilsvarende processer blandt operatører i tilstødende systemer.

Energinet.dk's Open Season 2009-proces kan opsummeres i følgende trin:

- Indledende dialog med markedsaktører, operatører og myndigheder – efterår 2008
- Fase 1 – uforpligtende budafgivelse – 29. januar til 30. april 2009
- Fase 2 - forpligtende budafgivelse – 27. juli til 7. september 2009
- Beslutning om udbygning og kontraktindgåelse – december 2009 til januar 2010.

Open Season identificerede i udgangspunktet 4 potentielle grænsepunkter til det danske transmissionssystem som forbindelsesled til tilstødende systemer, hvorfra gas kunne importeres eller sendes i transit gennem systemet:

- Entry i Sæby fra Skanled og norske gasfelter
- Entry og Exit i Avedøre mod Baltic Pipe og det polske gasmarked
- Exit i Dragør mod det svenske gasmarked
- Entry (og yderligere Exit) i Ellund fra det tyske gasmarked.



Figur 3.1 Punkter udbudt i Open Season 2009 med tilknyttet infrastruktur

Energinet.dk kan som overordnet systemansvarlig ikke basere udbygningen alene på aktørernes kapacitetsbestillinger, men må supplere markedssignaler med analyser af den samlede fremtidige efterspørgsel og behovet i nødsituationer samt konkurrencefremmende betragtninger. Følgende kriterier blev derfor fastsat efter aftale med Energitilsynet for kvalificeringen af ovenstående grænsepunkter:

- Bud på minimum 70 % af den mulige tekniske kapacitet i det relevante grænsepunkt eller
- konstaterede betydelige samfundsøkonomiske gevinster ved investeringen, herunder en betragtning omkring nødvendig kapacitetsudvidelse i forhold til produktionsprognoserne for Nordsøen.

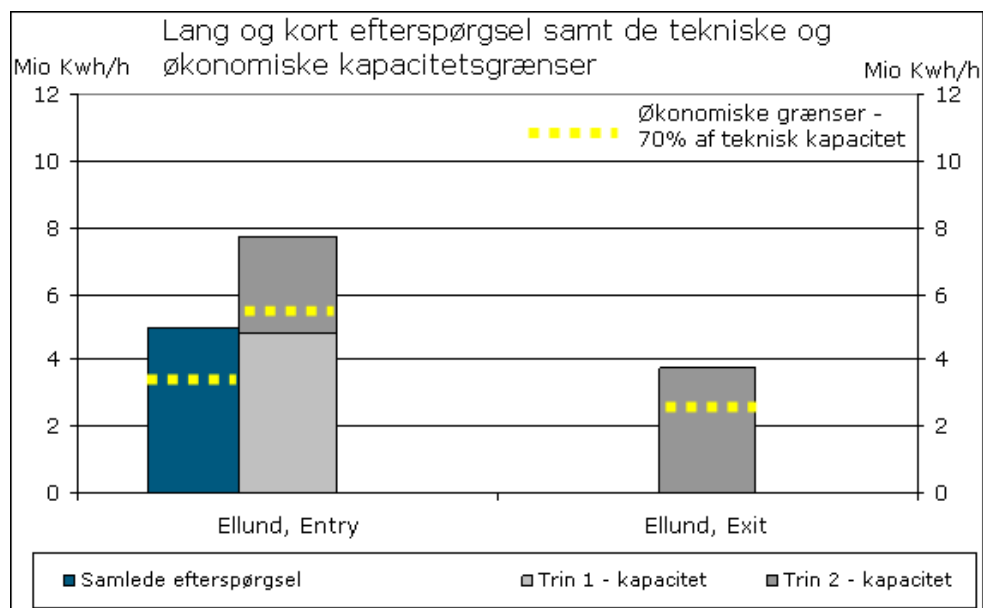
3.1.2 Resultat af Open Season

Da Skanled-projektet blev suspenderet umiddelbart inden første budrunde, blev punktet i Sæby irrelevant. Det samme var gældende for Avedøre-punktet mod Baltic Pipe, som var baseret på transitmængder fra Skanled.

I fase 1 kvalificerede kun Ellund sig til 2. fase, mens efterspørgslen på Dragør mod Sverige var for begrænset til at berettige en kvalificering heraf. I anden fase var det således kun muligt at byde på punktet Ellund i Entry og Exit.

I fase 2 blev trin 1 for udvidelse på Ellund Entry (en kompressor i Sønderjylland) kvalificeret af Open Season 2009-efterspørgslen allerede fra 2013, hvilket vil sige en efterspørgsel på over 70 % af trin 1-kapaciteten. Hvad angår trin 2 for udvidelse af Ellund Entry, som udgøres af en kompressor samt en dublering af rørledningen Ellund-Egtved, blev der opnået bud på i alt 64 % af den tekniske kapacitetsgrænse.

Situationen er vist i figur 3.2, som med de grå søjler viser henholdsvis kapacitetsgrænserne for investeringstrin 1 og 2 og med gult har markeret den økonomiske grænse for investering ved de gule prikkede streger. Den blå søjle indikerer de samlede bud. Det var muligt at byde på både Ellund Entry og Ellund Exit. Som det fremgår af figuren, blev der ikke budt på Ellund Exit i fase 2.



Figur 3.2 Resultater fra Open Season 2009 fase 2: Lang og kort efterspørgsel i relation til de tekniske og økonomiske grænser for investeringstrin 1 og 2

Konkurrencemyndighederne har – alt afhængig af om der var en eller flere bydere - udtrykt ønske om, at op til 30 % af den ny kapacitet skal holdes fri til salg på korte kontrakter på Energinet.dk's almindelige vilkår. Energinet.dk's ønske om at imødekomme hele efterspørgslen i Open Season 2009 opfyldes bedst muligt ved realisering af trin 2.

Energinet.dk's egne parallelle planlægningsanalyser viser tilsvarende et behov for udbygning til trin 2 for at sikre forsynings sikkerheden og konkurrencen på markedet. Udbygning til trin 2 forventes således at give en række væsentlige forsynings sikkerhedsmæssige, konkurrencemæssige og økonomiske fordele.

Parallelt hermed gennemfører Gasunie Deutschland en Open Season, og de foreløbig uforpligtende bud forventes at kvalificere en parallel tysk udbygning svarende til trin 2 syd for grænsen.

Status efter anden bindende budrunde i Open Season 2009 er således, at de konkurrencemæssige hensyn og den parallelle efterspørgsel i Tyskland taler for investering i trin 2.

3.1.3 Overvejelser vedrørende Open Season 2010

Open Season 2009 udløste ikke investeringer med henblik på at øge kapaciteten i Dragør mod det svenske marked. Investerings signalerne var svage og ville ikke i sig selv kunne retfærdiggøre betydelige dedikerede investeringer i det danske system.

En årsag til det lave bestillingsniveau i Dragør i Open Season 2009 kan være det parallelle arbejde med Skanled-projektet, som netop ville tilbyde svenske forbrugere en alternativ forsyningsvej. Svenske kunder, som satsede på gas gennem Skanled, kan derfor have undladt at sende signaler om deres kapacitetsefterspørgsel i den danske Open Season.

Med bortfaldet af Skanled rejser det spørgsmålet, om den eksisterende tekniske kapacitet i Dragør er tilstrækkelig. En forøgelse af kapaciteten i Dragør foretages mest hensigtsmæssigt via investering i det danske system. Energinet.dk er i dialog med svenske aktører vedrørende markedsefterspørgslen og en eventuel Open Season 2010 rettet mod Dragør exit.

3.2 Internationalt samarbejde

3.2.1 Ny EU-lovgivning vedtaget

Energi har fyldt meget på den europæiske dagsorden i foråret og sommeren 2009. Det, der betyder mest for gasområdet, er den endelige vedtagelse af den tredje liberaliseringspakke, som fandt sted i juli 2009.

Tredje liberaliseringspakke

Den tredje liberaliseringspakke¹ blev vedtaget med det formål at forbedre de europæiske markeder for el og gas. Den tredje liberaliseringspakke indeholder reviderede direktiver og forordninger på både el- og naturgasområdet samt en forordning om oprettelsen af et nyt EU-agentur, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), med ansvar for at fremme samarbejdet mellem de europæiske regulatorer.

Pakken blev vedtaget i juli 2009 og trådte i kraft 20 dage efter. Regulatorerne i Europa har i pakken fået 18 måneder til at etablere det nye europæiske agentur for samarbejde mellem de nationale energiregulatorer, ACER. Derfor er perioden indtil marts 2011 en form for pilotfase, hvor den nye arbejdsstruktur skal afprøves, men hvor de regler, som er udviklet i samarbejde med de relevante transmissionssystemoperatører, endnu ikke kan gøres bindende.

Energinet.dk lever allerede op til de nye klarere krav om adskillelse mellem transmissionsvirksomhed og kommerciel virksomhed.

Andre elementer i den tredje liberaliseringspakke har til hensigt at beskytte forbrugerne, at øge gennemsigtigheden på markederne samt at styrke regulatorerne både med øgede nationale beføjelser samt i form af etableringen af ACER.

¹ <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3ASOM%3ADA%3AHTML>

Energinet.dk er i gang med et analysearbejde, der skal identificere behovet for ændringer af de nuværende markedsforskrifter og/eller anden praksis for at sikre, at Energinet.dk opfylder alle forpligtelserne i liberaliseringspakken.

Et særligt vigtigt element i den tredje liberaliseringspakke, der har stor betydning for Energinet.dk, er dannelsen af European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G). Hovedformålet med den nye organisation er at forbedre de europæiske TSO'ers samarbejde samt at videreudvikle rammerne for en fælles europæisk udvikling af energimarkedene.

Med ENTSO-G bliver TSO'erne for alvor inddraget i det officielle EU-samarbejde på energiområdet, hvor følgende hovedopgaver vil skulle løses:

- Udvikling af markedsforskrifter og tekniske forskrifter for grænseoverskridende spørgsmål
- Forsknings- og udviklingsaktiviteter
- Driftssamarbejde
- Investeringsplanlægning i form af 10-årige netudviklingsplaner.

ENTSO-G's officielle samarbejdsstatus, arbejdsopgaver og forpligtende karakter gør ENTSO-G til et vigtigt forum for udviklingen af europæisk energipolitik og for driftssamarbejdet på tværs af EU. Energinet.dk har derfor valgt at deltage aktivt i samarbejdet i ENTSO-G.

TSO'erne har i anden halvdel af 2009 udarbejdet vedtægterne for ENTSO-G, og det forventes, at ENTSO-G vil være fuldt operationelt pr. 1. januar 2010. I pilotperioden fra januar 2010 til april 2011 er der enighed blandt Kommissionen, regulatorerne og TSO'erne om, at den nye struktur, der er lagt op til i den tredje liberaliseringspakke, skal afprøves. Kommissionen vil derfor på basis af input fra regulatorerne og TSO'erne etablere en prioriteret liste over de markedsforskrifter og tekniske forskrifter, der skal etableres. Regulatorerne vil udarbejde de første rammer, og TSO'erne vil derefter udarbejde de første forskrifter, som indledningsvis skal i høring hos alle interessenter, derefter kommenteres og godkendes af både regulatorerne og Kommissionen og til sidst gøres bindende.

Det forventes, at det første område, som skal have udviklet fælles forskrifter, er kapacitetsallokeringsmekanismer og håndtering af kapacitetsbegrænsninger og derefter balance-området.

Energinet.dk er allerede involveret i det internationale samarbejde gennem den tredje liberaliseringspakke og regner med at deltage aktivt i de første arbejdsgrupper, der bliver etableret i ENTSO-G i 2010 og vil også påtage sig en aktiv rolle med hensyn til at strukturere TSO'ernes samarbejde fremadrettet i ENTSO-G på den bedst mulige måde for markedet.

VE-direktiv og 20-20-20-mål

Med vedtagelse af EU's Klima- og Energipakke i april 2009 blev de såkaldte 20-20-20-mål formelt vedtaget. Målene betyder, at EU skal reducere udledningen af drivhusgasser med 20 % inden 2020, opnå 20 % vedvarende energi i EU's samlede energiforbrug inden 2020 samt forøge andelen af vedvarende energi-

former i transportsektoren med 10 % inden 2020. For Danmarks vedkommende betyder det, jf. de foreslåede principper for byrdefordeling, at vedvarende energi i 2020 skal udgøre 30 % af det endelige danske energiforbrug sammenlignet med 17 % af bruttoenergiforbruget i 2005.

Energinet.dk ønsker at bidrage til de nationale og europæiske klimamålsætninger og sikre forsyningssikkerheden ved bl.a. at understøtte udbredelsen af biogas i Danmark og sikre muligheden for optimering mellem vedvarende energikilder, biogas, naturgas og andre mere CO₂-udledende fossile brændsler. Bedre udnyttelse af gassens fleksible regulerkraftegenskaber i et stadig mere vindbaseret energisystem kan blive et element heri.

3.2.2 Ny EU-lovgivning undervejs

Ud over de allerede vedtagne regler har EU-Kommissionen stillet forslag om to nye forordninger med direkte betydning for naturgassystemet.

Notifikation af infrastrukturinvesteringer

EU-Kommissionen har stillet forslag til "Forordning om notifikation af infrastrukturinvesteringer". Som noget nyt omfattes hele energisektoren nu af forpligtelsen til at indberette investeringer i infrastruktur - herunder også biogas og biobrændsler.

Forordning om naturgasforsyningssikkerhed

EU-Kommissionen har stillet forslag til en ny forordning om naturgasnødforsyningssikkerhed. Forslaget er fremsat som direkte konsekvens af Ukraine-Rusland-gaskrisen i vinteren 2008/2009. Forordningen stiller umiddelbart strengere krav til forsyningssikkerheden, men det er endnu for tidligt at vurdere konsekvenserne for Danmark, da forslaget ikke har været behandlet politisk i hverken Rådet eller EU-Parlamentet. Vedtages forslaget i den foreliggende version, vil det betyde, at nødforsyningen skifter fra at være et nationalt anliggende til at være et regionalt-europæisk anliggende, hvilket indebærer, at forsyningssikkerheden for Danmark og Sverige som minimum skal vurderes samlet.

Energinet.dk vil gå proaktivt ind i såvel arbejdet med forordningens tilblivelse som den efterfølgende implementering af vilkårene i regionen med henblik på at sikre, at der tages de fornødne hensyn til de særlige forsyningssikkerhedsmæssige forhold i Danmark. Det forventes, at forordningen vedtages i 2010 og herefter vil være umiddelbart gældende for hele EU.

3.3 Gaskvalitetsprojektet

Gennem de sidste 25 år har det danske gasmarked været forsynet alene med dansk nordsøgas. Den danske nordsøgas er kendetegnet ved en meget ensartet sammensætning og derfor en meget ensartet gaskvalitet. Den danske naturgas har altid haft et højt Wobbe-indeks i forhold til de omgivende systemer. Dette skyldes, at den danske gas indeholder relativt meget etan, propan og butan, som ikke fjernes fra naturgassen. I Norge fjerner man typisk disse mellemfraktioner, som sælges separat som for eksempel LPG (Liquified Petroleum Gas) eller anvendes som råstof eller fuelgas.

De seneste 8 år har Wobbe-indekset for den distribuerede danske gas ligget i intervallet 15,0-15,5 kWh/Nm³ (54,0-55,8 MJ/Nm³). Gasreglementet tillader distribution af gas med Wobbe-indeks i intervallet 14,1-15,5 kWh/Nm³ (50,8-55,8 MJ/Nm³).

Naturgaskvaliteten i Danmark ændrer sig, når der etableres nye forsyningsveje. Tilsvarende vil kunderne sandsynligvis også opleve større variationer i gaskvaliteten. Dette gælder, uanset om der bliver tale om fremtidig forsyning af norsk gas, russisk gas, LNG eller en blanding heraf fra Tyskland.

Fra EU-side er der i 2009 igangsat et arbejde med at etablere en fælles europæisk gasspecifikation for distribueret gas. Arbejdet tager udgangspunkt i den såkaldte EASEE-gas-specifikation, som er en anbefaling fra den europæiske gasbranche til en fælles specifikation for overgangspunkter mellem landegrænser, som skal implementeres i oktober 2010, hvis man følger anbefalingen. Selvom Energinet.dk gennem en række år har arbejdet for implementering af EASEE-gas-specifikationen i Danmark i 2010, er det tvivlsomt, om dette kan nås. Arbejdet med en fælles EU-specifikation forventes at vare minimum 4-5 år.

3.3.1 Gas fra Tyskland via Ellund

Energinet.dk's Open Season 2009-proces har vist en stor efterspørgsel efter øget kapacitet ved den dansk/tyske grænse. Tilsvarende har markedsaktørernes efterspørgsel på transport i perioder vist et ønske om fysisk import af gas fra Tyskland - senest i oktober 2009, hvor man på grund af manglende tryk måtte afvise leverancer fra Tyskland. Energinet.dk og de tilstødende transmissionssystemoperatører i det tyske DEUDAN-system samarbejder derfor om at muliggøre flows fra Tyskland måske allerede i 2010. Efter den forventede etablering af øget kapacitet ved den dansk-tyske grænse i oktober 2013 forventes der på længere sigt importeret store mængder tysk gas, som i Egtved vil blive blandet med naturgassen fra Nordsøen.

Gassen fra Tyskland vil have en varierende sammensætning afhængig af aktuelle forsyningsforhold og er typisk en blanding af indenlandsk tysk gas, norsk, hollandsk og russisk gas. Gassen fra Tyskland forventes at have væsentligt lavere Wobbe-indeks og brændværdi samt større variation i disse parametre end det, de danske gasforbrugere hidtil har oplevet. Med hensyn til andre gaskvalitetsparametre såsom relativ densitet, svovlindhold og dugpunkter minder den tyske gas om den danske gas og vil være inden for grænserne i Gasreglementet og Regler for Gastransport.

Det forventes, at der allerede ultimo 2010/primo 2011 fysisk leveres gas fra Tyskland. Denne gas forventes at overholde gældende danske specifikationer.

Den nuværende danske specifikation vil begrænse mulighederne for at importere gas. Energinet.dk arbejder derfor målrettet for en implementering af en bredere fælles europæisk specifikation i Danmark. Energinet.dk har i samarbejde med distributionselskaberne nedsat en arbejdsgruppe med det formål at sørge for, at nødvendige aktiviteter igangsættes for at garantere sikker gasanvendelse og problemfri transport af nye og mere varierende gaskvaliteter i det

danske naturgassystem. Arbejdsgruppen tæller også repræsentanter fra DGC, Sikkerhedsstyrelsen og Arbejdstilsynet. Der er iværksat en række aktiviteter såsom kedeltest, revurdering af indreguleringsprocedurer og metode til håndtering af større variation i brændværdien til afregning. Disse aktiviteter forventes afsluttet i begyndelsen af 2010, hvorefter nødvendige tiltag vil blive implementeret.

Biogas forventes desuden introduceret i distributionssystemerne og eventuelt også i transmissionssystemet. Eventuel biogas i transmissionssystemet vil skulle opfylde de i dag gældende specifikationer og på længere sigt EU-specifikationer svarende til alle andre leverancer. Introduktionen af biogas i gassystemet forventes også at ville nyde godt af en bredere fælles europæisk specifikation end den nuværende danske.

3.4 Sænkning af trykket i Nordsøen

Energiforbruget til kompression (fuel) og afbrænding (flare) i den danske del af Nordsøen svarer til ca. 4 % af det danske bruttoenergiforbrug. Der blev den 21. februar 2008 indgået politisk aftale om den danske energipolitik i årene 2008-2011. Ifølge aftalen skal bruttoenergiforbruget falde med 2 % frem til 2011 i forhold til 2006.

Med henblik på at offshore-sektoren kan bidrage til opfyldelse af det overordnede mål i aftalen, har klima- og energiministeren og Danish Operators aftalt en handlingsplan for at opnå en mere energieffektiv produktion af olie og gas. Formålet er at opnå en reduktion af energiforbruget og dermed CO₂-udledningen fra indvinding af olie og gas.

Fuelgas anvendes i produktionen af olie og naturgas og til at hæve trykket af den gas, der skal transporteres til det danske marked. Ved at sænke afgangstrykket på gassen fra Nordsøen kan forbruget af fuelgas og derved udslippet af CO₂ mindskes. Energistyrelsen, Danish Operators og Energinet.dk skal i samarbejde belyse mulighederne for at sænke fuelgasforbruget til kompression.

Transport af gas fra Nordsøen til det danske transmissionsnet kræver opretholdelse af et relativt højt tryk (120 bar) i søledningen. Trykket i det danske transmissionsnet er op til 80 bar. Der er i dag et flow på ca. 20 mio. Nm³/dag. Trykket i Nordsøen kan sænkes på to måder:

1. Sænkning af trykket i det danske transmissionsnet fra 80 til 70 bar, hvorved afgangstrykket fra Nordsøen kan sænkes tilsvarende, og hvorved kapaciteten og linepack i transmissionssystemet reduceres.
2. Delvis flytning af kompression fra Nordsøen til land ved installation af en kompressor før Nybro behandlingsanlæg.

Der skal primo 2010 være foretaget analyser af de mulige energibesparelser og omkostninger. Faktorer som vil være afgørende for valg af løsning er de mulige energibesparelser, udbygningen mod Tyskland, krav til forsyningsikkerhed, kapacitetsbehovet, herunder behovet for injektionskapacitet på gaslagrene,

linepack-behovet, omkostningen til nye kompressorer, øget energiforbrug ved injektion med reduceret tilgangstryk til lagrene og tidsperspektivet for udfasning af gasforsyning fra Nordsøen.

3.5 Biogas

3.5.1 Mulighederne for transport af biogas og afsætning i naturgasnettet

I Danmark forventes biogasproduktionen ifølge Energistyrelsens beregninger de kommende år at stige fra det nuværende niveau på lige under 4 PJ (svarende til ca. 100 mio. m³ naturgas) til omkring 19 PJ i 2020. 19 PJ svarer til 10 % af det nuværende naturgasforbrug på ca. 4 mia. m³, men da naturgasforbruget forventes at falde i de kommende år, kan biogas komme til at udgøre en relativt større andel af gasforbruget.

På længere sigt ligger det fulde potentiale på op mod 40 PJ biogas, hvilket svarer til omkring en fjerdedel af det danske forbrug. I Sverige regner E.ON Sverige og den svenske gasforening med et potentiale på 120 – 160 PJ (svarende til 3-4 mia. m³ naturgas) omkring 2040-50. Det skal her anføres, at det svenske naturgasforbrug i dag er ca. 1 mia. m³. I Sverige produceres biogassen fra slam og affald og vil fremover i stigende grad komme fra forgasning af træ, mens den nu og fremover forventes primært at være baseret på gylle i Danmark.

Ved produktion af biogas reduceres udledning af drivhusgasserne metan og lattergas, fordi de ellers ville være blevet frigivet til atmosfæren og have bidraget til drivhuseffekten i større grad, end hvis gassen afbrændes og frigives som CO₂. Dette giver i sig selv en markant klimagevinst. Ved anvendelse af biogas reduceres emissionerne yderligere, når biogassen fortrænger fossile brændsler andre steder. Ved at opsamle og afbrænde biogas reducerer man derfor en stor del af landbrugets drivhusgasudledning. Produktion af biogas giver desuden et lavere indhold af organisk stof i husdyrgødningen på markerne, hvilket reducerer udvaskningen af næringsstofferne nitrat og fosfor til gavn for vandmiljøet. Biogas har med andre ord en række klima- og miljøfordele, og der er bred politisk opbakning til at øge produktionen af biogas i Danmark væsentligt.

Hidtil har det danske fokus ligget på biogas i kraftvarmeproduktionen, hvor støtten har bestået i en afgiftsfritagelse på biogasproduceret varme og et tilskud på 74,5 øre pr. kWh produceret el. Med regeringens nye aftale, Grøn Vækst, arbejdes der imidlertid på, at biogassen også skal kunne sælges via naturgassystemet. Dette sikres ved en tilskudsmæssig ligestilling af biogassen, uanset om denne anvendes direkte på kraftvarmeværkerne eller købes fra naturgasnettet.

Grøn Vækst

I regeringens aftale om Grøn Vækst ligger fokus på to områder. En miljø- og naturplan for Danmark samt et grønt landbrugs- og fødevarerhverv i vækst. Især i forbindelse med sidstnævnte spiller biogassen en betydelig rolle, eftersom biogassen både giver landbruget en miljøeffektiv mulighed for at komme af med gyllen og samtidig giver adgang til et CO₂-neutralt brændsel.

Aftalen inkluderer både igangsætnings- og anlægstilskudspuljer samt adskillige tiltag, som skal lette processen i forbindelse med anlæggelsen af nye biogasanlæg. Derudover blev der aftalt en tilskudsmæssig ligestilling af afsætning af biogas til kraftvarmeværker og naturgasnettet, jf. nedenstående.

"Parterne er enige om at styrke det økonomiske incitament for energiudnyttelse af husdyrgødning gennem følgende initiativer:

- *Parterne er i øvrigt indstillet på at opretholde den nuværende elafregningspris på biogas.*
- *Analyse af varmforsyningsloven med henblik på en eventuel ligestilling af biogasleverandører med naturgasleverandører.*
- *Tilskudsmæssig ligestilling af afsætning af biogas til henholdsvis kraftvarmeværker og naturgasnettet."*

Kilde: Aftale om Grøn Vækst af 16. juni 2009, s. 13

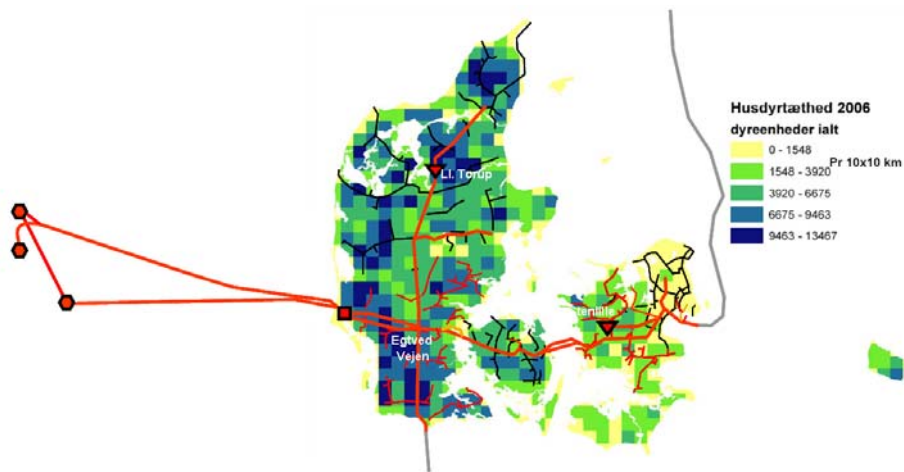
Der arbejdes i skrivende stund på den rette implementering af Grøn Vækst-aftalen.

Schweiz tillod allerede i 1996 transport af biogas gennem naturgasnettet. Siden har flere lande – og herunder blandt andet vores nabolande Sverige og Tyskland - fulgt trop. Her i Danmark har vi fortsat til gode at se det første danske biogasanlæg blive forbundet med naturgassystemet, men det forventer Energinet.dk vil ske med den ny aftale.

Når Tyskland, Sverige, Schweiz og Østrig allerede har biogas på nettet og endda oplever en progressivt stigende udbygning, er det i god overensstemmelse med EU's direktiv om udvikling af det indre gasmarked (2003/55/EF af 26. juni 2003). Direktivet, som er skrevet ind i den danske Naturgasforsyningslov, fastslår at medlemsstaterne skal give biogas adgang til naturgasnettet, såfremt det opfylder de nødvendige tekniske krav.

3.5.2 Biogas i relation til naturgasnettet

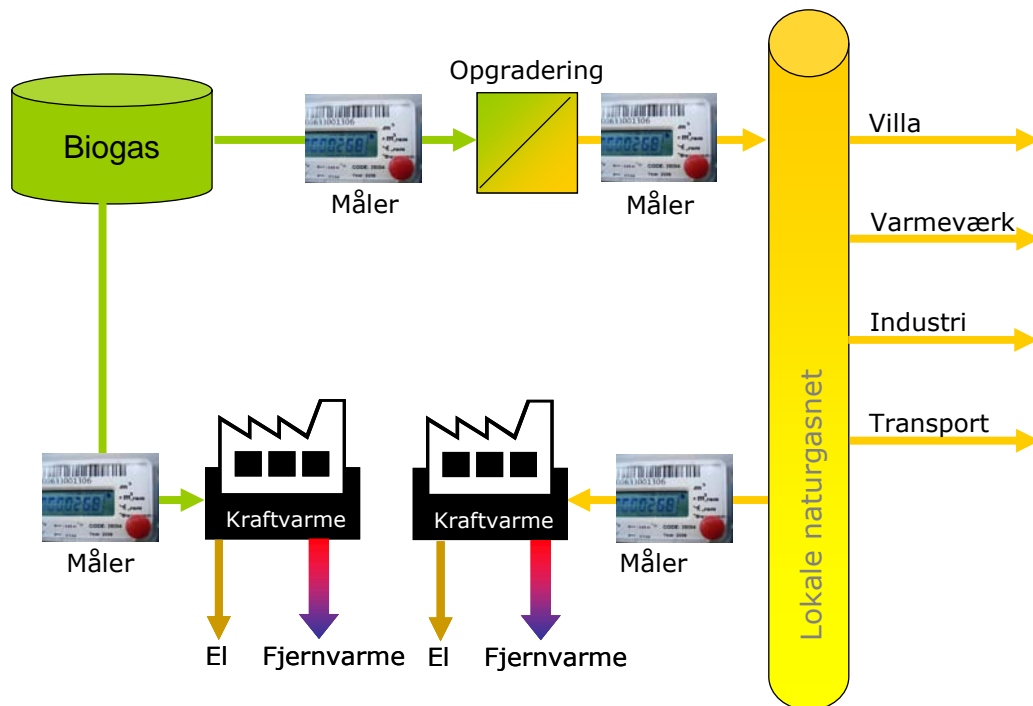
I Danmark produceres biogas hovedsageligt på baggrund af gylle, og produktionen af biogas har derfor hovedvægten i den vestlige del af landet, hvor husdyrtætheden er størst. Energiforbruget er imidlertid koncentreret sammen med befolkningscentrene i den østlige del, hvilket betyder, at der er behov for at få flyttet energien østpå. I dag sker dette udelukkende via lokal el-produktion og benyttelse af el-infrastrukturen. Fremadrettet kan der imidlertid vise sig et øget behov for opgradering og transport gennem naturgasnettet i takt med en stigende biogasproduktion.



Figur 3.3 Husdyrtæthed i Danmark – set i forhold til naturgasnettet

Den lokale elproduktion, som biogassen forbruges til i dag, sker fortrinsvis i decentrale kraftvarmeværker. Større danske biogasanlæg afsætter typisk biogassen gennem lokale biogasrør til et nærliggende decentralt kraftvarmeværk, som producerer el og fjernvarme i den udstrækning, der findes et lokalt fjernvarmegrundlag. Mindre biogasanlæg har typisk en motor tilknyttet, som producerer el uden udnyttelse af spildvarmen.

Fordelen ved at bruge biogassen direkte i decentrale kraftvarmeværker er, at det ikke er nødvendigt at rense biogassen for CO₂, hvilket ellers vil være nødvendigt at gøre via et opgraderingsanlæg, jf. Figur 3.4. Til gengæld afskæres biogasanlæggene ved denne løsning fra de fordele, der er ved naturgasnettet, herunder muligheden for at udnytte naturgassystemets efterspørgsel, lagerfleksibilitets- og handelsmuligheder samt fri adgang til kundesegmenter med størst mulig betalingsvillighed for biogassen.



Figur 3.4 Biogassens vej til forbrug

Det kraftige fokus på vedvarende energi, CO₂-kvoter og miljø gør biogassen til en god handelsvare ikke kun i Danmark, men i hele verden, hvor virksomheder ønsker at markedsføre sig på miljøvenlig drift og energiforbrug. Biogasproducenterne og de forbrugssegmenter, der efterspørger biogas, har derfor en interesse i muligheden for at kunne spore og handle med biogassen som et særlig miljø- og klimavenligt produkt i gassystemet.

Biogasanlæg har oftest en meget konstant produktion af biogas – såvel sommer som vinter. Der er mulighed for at sæsonregulere produktionen delvist gennem opmagasinering af lagerfast materiale, men biogasanlæggene vil forsat skulle have en betydelig produktion om sommeren af hensyn til driftsøkonomien.

Energiforbruget på de decentrale kraftvarmeværker – og dermed efterspørgslen efter biogas – er størst om vinteren, hvor der er stort behov for fjernvarme. Biogasanlæggene skal imidlertid kunne afsætte gassen året rundt, hvilket betyder, at det enkelte decentrale kraftvarmeværk, som ofte er den eneste kunde, biogasanlægget er forbundet til, helst skal kunne producere el som uflexibel grundlast året rundt.

I det nuværende system modtager kraftvarmeværkerne en fast støtte på 74,5 øre pr. produceret kWh el. De decentrale kraftvarmeværker har et godt økonomisk incitament til også at producere en fast mængde el året rundt, selvom de ofte ikke kan afsætte fjernvarmeproduktionen om sommeren. Det betyder, at virkningsgraden af biogassen nedsættes. Der er altså et overskud af biogas, som ikke udnyttes optimalt. Det gør biogassen mindre værd for det decentrale kraftvarmeværk.

Ændres der ikke på de grundlæggende vilkår, kan problemstillingen med, at biogassen skal bruges til ufleksibel produktion af el, forøges i takt med en stigende biogasproduktion. Problemstillingen forstærkes yderligere af, at der fremover stilles meget store krav til elsystemets fleksibilitet som følge af betydelig vindkraftudbygning

Opgradering og injektion af biogassen i naturgasnettet kan være en måde, hvorpå man kan løse udfordringen omkring fleksibilitet i forbindelse med produktion og forbrug af biogas. Naturgasnettet har således adgang til sæsonudjævning via de to danske naturgaslagre, som stiller lagerydelser til rådighed på markedsbaserede vilkår. Fysisk kan biogas således fungere som grundlast i det lokale naturgasnet, mens naturgassen oplagres eller sælges til andre segmenter. Kommercielt kan det med en såkaldt "track and trace"-ordning eller et certifikatmarked også håndteres således, at biogassen via gasbørsen eller bilaterale aftaler kan lagres og handles fra landsdel til landsdel eller til f.eks. Sverige, hvis der er en højere betalingsvillighed der.

Lagring af biogas i naturgaslagrene betyder ikke, at biogassen fysisk vil nå naturgaslagrene eller transmissionssystemet, da det ville kræve yderligere kompression. I de første år forventes biogassen fysisk at befinde sig i distributionsnettet på, eller nedenstrøms, det trykniveau, hvor biogassen injiceres. Via lokal fortrængning af tilsvarende naturgasmængder vil biogassen kunne sælges kommercielt på gasbørsen eller direkte til enhver gasforbruger, der er tilkøbt det europæiske gassystem.

Et alternativ til opgradering af biogassen er nedgradering af naturgasnettet. Det kan ske ved at sænke gaskvaliteten i de lavere trykniveauer af naturgasnettet, for eksempel ved tilsætning af luft eller kvælstof, således at gaskvaliteten her kommer til at stemme overens med biogas. Denne mulighed kan tænkes i udvalgte dele af distributionsnettene, hvor biogasproduktionen er så høj, at der stort set kun skal tilføjes naturgas til sæsonregulering og nødforsyning.

Fysisk transport i transmissionssystemet på tværs af landet kan blive nødvendig, hvis biogasproduktionen nærmer sig det minimale naturgasforbrug (forbrugt en varm sommerdag) i de lokale distributionsnet. Dette kan medføre behov for at injicere overskydende biogas i transmissionssystemet, hvilket vil medføre en meromkostning til kompression, men samtidig også er en fordel som følge af den effektive opblanding med naturgassen. Injektion i transmissionssystemet vil fortsat kræve opgradering.

3.5.3 Udfordringer for biogassen i nettet

Efter opgradering, dvs. efter fjernelse af CO₂, består biogassen af ren biometan. Det giver lidt andre egenskaber end naturgassen, som ud over metan indeholder flere tunge kulbrinter. Dette kan give visse tekniske udfordringer for myndigheder, gasinfrastrukturselskaber og andre aktører, som gennem en lang årrække har været forvænt med en stabil høj dansk gaskvalitet og dermed har haft nogle i en europæisk kontekst unikke betingelser for at foretage en mere snæver optimering af regler, gasforbrugende udstyr og målesystemer herimod.

I takt med at naturgasproduktionen fra den danske del af Nordsøen vil falde i de kommende år, vil der opstå et behov for import af gas sydfra. Det betyder, at naturgassystemet i Danmark i alle tilfælde skal indstilles på, at der kommer lavere og mere svingende brændværdier. Det forventes derfor, at regelsæt, målesystemer og afregningsprocedurer også uden biogas skal justeres inden for de kommende år, jf. afsnit 3.3. Der er en god mulighed for, at den tilpasningsproces bliver så omfattende, at det ikke længere vil være nødvendigt at justere brændværdien af opgraderet biogas ved tilsætning af propan.

3.5.4 Opgraderingsanlæg

Før biogassen kan komme ud i distributionsnettet, skal der etableres en række opgraderingsanlæg til behandling af biogassen. Der vil være behov for at optimere anlægsplacering ud fra biogasproduktion, naturgasinfrastruktur samt eventuelle underliggende biogasnet for at få den bedste samlede økonomi. Opgraderingsanlæggene er nødvendige af hensyn til kravene om sikker transport i naturgassystemet. Man kan derfor argumentere for, at opgraderingsanlæggene dermed skal opfattes som en del af infrastrukturen. Opgraderingsanlæggene vil i første omgang primært skulle kobles til distributionsnettet.

Klima- og Energiministeriet har tilkendegivet, at den gældende lovgivning ikke understøtter, at opgraderingen er del af den bevillingspligtige distributionsaktivitet, men at opgraderingen kan ses som tilknyttet aktivitet efter naturgasforsyningsloven, som de kommunalt ejede gasselskaber kan deltage i. Opgraderingsanlæg kan således etableres af både producenter, gasmarkedsaktører og de eksisterende systemoperatører.

3.5.5 Status på handel med biogas

En lang række aktører i den danske biogassektor efterspørger i dag mulighed for at kunne handle biogas over naturgasnettet. Energinet.dk har udarbejdet en strategi, der udmøntes i, at handelssystemet for naturgas tilpasses, så det kan facilitere handel med biogas.

De primære udfordringer ved at koble biogas på naturgasnettet er:

- Markedsmodellen for gassektoren skal tilpasses, så den understøtter injektion og kommerciel handel med biogas
- En række tekniske forhold skal ændres, så gassen kan transporteres, måles, afregnes og forbruges i gasdistributionsnettene
- Afklaring af ansvar for opgradering af biogas (oprensning, CO₂-reduktion og eventuelt brændværdijustering)
- Etablering af opgraderingsanlæg (i den forbindelse vil der være en del afklaringsarbejde omkring, hvem der etablerer anlæggene og under hvilke vilkår)
- Subsidier og afgiftsstruktur er (historisk) alene målrettet mod biogasanvendelse direkte til kraftvarmeproduktion
- Etablering af en track-and-trace-funktionalitet, der kan følge biogassens kommercielle vej i naturgasnettet. Alternativt vil et certifikatsystem kunne tilgodese dette behov.

Energinet.dk's arbejde har indtil videre resulteret i, at der i samarbejde med gasdistributionsselskaberne er blevet udviklet en markedsmodel for biogas, der vil gøre det muligt for et biogasanlæg at sælge opgraderet biogas på gasmarkedet. Markedsmodellen er færdigudviklet og vil kunne implementeres med et varsel på 3 måneder fra aktørerne.

Succesfuld realisering af aktørernes ønske om at kunne handle biogas via naturgasnettet forudsætter, at alle interessenter i biogassektoren involveres. Energinet.dk lægger derfor stor vægt på samarbejde med alle interessenter. Energinet.dk har afhængig af emne og sammenhæng deltaget i en række arbejdsgrupper og fora, primært med gasdistributionsselskaber, biogasbranchen og Energistyrelsen samt Dansk Gasteknisk Center (DGC) samt forestået konferencer og møder, hvor udfordringer og de mulige løsninger er blevet belyst.

3.6 Sammentænkning af energisystemer

Bæredygtig forsyningsikkerhed på langt sigt kræver omlægning og effektivisering af den danske energiforsyning. Der er behov for konvertering fra kul, olie og naturgas til fossilfri brændsler og vedvarende energi som biobrændsel, biogas, vindkraft, bølgekraft og solenergi.

På kort og mellemlangt sigt er der til begrænsning af drivhuseffekten behov for tiltag og konverteringer med effektiv CO₂-reducerende virkning. I denne fase vil der fortsat blive brugt fossile brændsler og måske i særlig grad naturgas, fordi naturgassen sammenlignet med kul og olie medfører en lavere udledning af CO₂ (se fodnote ²). Som supplement til konvertering fra kul til naturgas på de centrale kraftværker kan nævnes konvertering til biobrændsel og CCS (Carbon Capture and Storage), hvor røggassen renses for CO₂ og deponeres.

De langsigtede virkemidler til uafhængighed af fossile brændsler er også aktuelle på kort sigt, idet de bidrager væsentligt til CO₂-reduktionen.

3.6.1 Varmepumper i kraftvarmeområder

En effektiv udnyttelse af vindkraft kan opnås ved etablering af varmepumper med tilhørende varmeakkumulatorer i kraftvarmeområder. Varmepumper anvender el og udnytter omgivelsesvarme, hvorved der opnås en meget høj effektivitet. For hver brugt kWh el fås typisk 3 kWh varme eller mere. Effektiv udnyttelse af vindkraften opnås specielt, hvis varmen kan produceres og oplagres, når meget vind giver lave elpriser.

Vindkraft vil sammen med varmepumper kunne erstatte blandt andet naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. Da varmepumperne er en samfundsøkonomisk god investering selv med en samlet dansk kapacitet på 2.000 MW, forventes en udvikling, hvor det samlede naturgasforbrug til kraftvarme aftager.

² Med naturgas produceres 54 kg CO₂/GJ, mens olie og kul medfører henholdsvis 76 kg CO₂/GJ og 82 kg CO₂/GJ.

3.6.2 *Naturgas til regulerkraft*

I takt med øget udbygning med vindkraft har el-systemet behov for mere regulerkraft, det vil sige el-produktion, der hurtigt kan reguleres op eller ned, så balancen mellem forbrug og produktion hele tiden opretholdes.

Regulerkraft kan tilvejebringes blandt andet af naturgasfyrede kraftvarmeanlæg, der eksempelvis opereres i et integreret system bestående af kraftvarmeanlæg, varmepumpe og varmeakkumulator. Kraftvarmeanlægget anvendes, når el-prisen er høj eller til salg af regulerkraft, mens varmepumpen anvendes ved lave priser, eller når nedregulering kræver stop af kraftvarmeanlægget. Optimal drift af det samlede system muliggøres med varmeakkumulator.

3.6.3 *Individuelle naturgasfyr*

Individuelle naturgasfyr kan som de decentrale kraftvarmeanlæg erstattes af varmepumper. For husholdningerne er der p.t. ikke god økonomi i denne konvertering på grund af el-afgifter. Såfremt beskatningsreglerne ændres til fordel for anvendelse af varmepumper, vil dette kunne betyde et betydeligt fald i efterspørgslen efter gas. Det resulterende større el-forbrug skal dækkes af vedvarende energi, hvis konverteringen skal medføre reduceret CO₂-udledning. Da husholdningerne ved konverteringen bliver omfattet af EU's CO₂-kvotesystem, sikres begrænsningen af CO₂-udledningen.

I forhold til varmepumper i kombination med kraftvarme giver konvertering af individuelle naturgasfyr ikke mulighed for at skifte mellem el- og gasfyring. Dermed skal der anvendes el i perioder med lav vindproduktion og høje priser.

Det kan samfundsøkonomisk være hensigtsmæssigt, at visse områder udlagt til naturgasfyring konverteres til fjernvarme, hvis de grænser op til et fjernvarmeområde. Denne konvertering skal i givet fald kombineres med vedvarende energi lokalt, fordi en omlægning til fjernvarme alene baseret på naturgas vil resultere i et øget naturgasforbrug på grund af varmetab fra fjernvarmenettet.

3.6.4 *Sammentænkning af naturgas, biogas og transportsektoren*

Energinet.dk har indtil videre afholdt sig fra deltagelse i projekter, som omfatter gas i transportsektoren. Det er imidlertid klart, at regeringens VE-mål i forhold til transportsektoren ikke kan opfyldes ved indførelse af elbiler alene, og der er derfor behov for at vurdere andre alternativer. Energistyrelsen har i øjeblikket COWI til at opdatere "Alternative drivmidler i transportsektoren", og Energinet.dk har efter dialog med Energistyrelsen om emnet fået biogas med ind i sammenligningen. Hvis biogas viser sig som et attraktivt transportbrændsel, kan Energinet.dk overveje at følge op på det med konkrete initiativer.

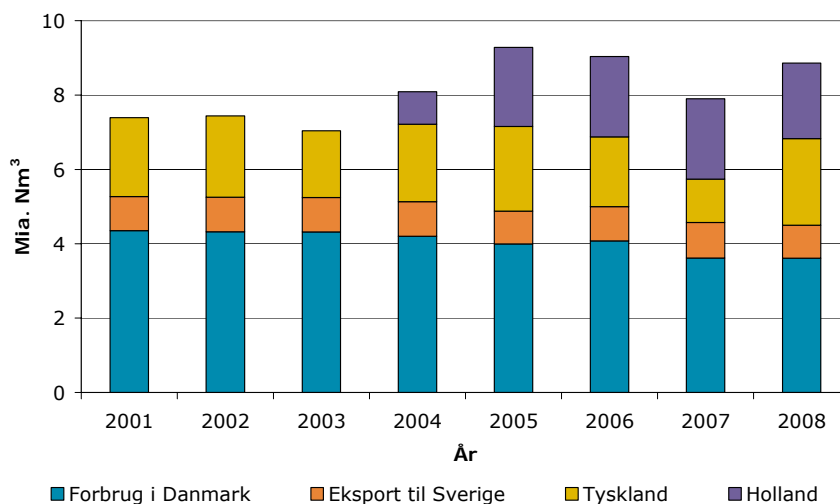
Biogas til transport vil betyde, at der også fysisk kommer naturgas i transportsektoren. Naturgassen vil her kunne bane vejen for biogassen, som det er sket i Sverige, hvor der i transportsektoren i dag bruges mere biogas end naturgas.

4. Historisk oversigt

4.1 Generelt

Som reference for naturgasforsyningssikkerhedsplanen gives i dette kapitel en kortfattet historisk oversigt over væsentlige elementer vedrørende forsynings-sikkerheden, der er dokumenteret med data for de seneste år.

Figur 4.1 viser opgørelser af fordelingen af den danske naturgasproduktion (ekskl. egetforbrug på Nordsøen) på årsbasis for perioden 2001-2008. I de seneste fem år har nettoproduktionen på felterne i Nordsøen været større end leverancen ved Nybro, idet der eksporteres naturgas til Holland via Nogat-ledningen. I de fire seneste år har denne eksport været på ca. 2 mia. Nm³/år.



Figur 4.1 Dansk naturgasproduktion (ekskl. produktion til egetforbrug) fordelt på forbrug i Danmark samt eksport til Sverige, Tyskland og Holland i perioden 2001-2008

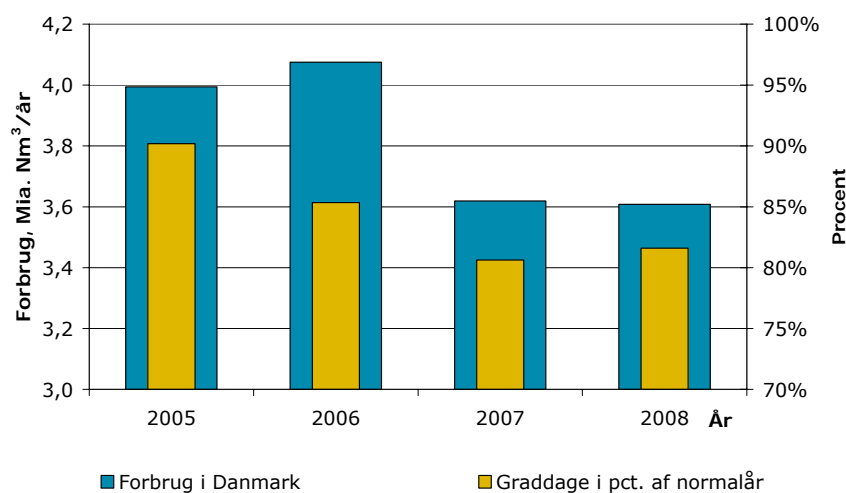
4.2 Forsyningssikkerhed

4.2.1 Forbrug

Naturgasforbruget i Danmark har i en årrække ligget nogenlunde konstant på ca. 4 mia. Nm³ om året, men er svagt faldende jf. Figur 4.1. Da gennemsnits-temperaturerne i de seneste tre år har været over det normale, har forbruget i disse år været lidt lavere end tidligere. Generelt gælder, at variationerne af gasforbruget fra år til år primært afhænger af gennemsnitstemperaturen i vinterhalvåret, af forholdet mellem el-prisen og gasprisen samt af få store forbrugeres disponeringer (direkte forbrugssteder). Energinet.dk vurderer, at forbruget i 2010 ved normale temperaturforhold forventes at blive 3,6-3,7 mia. Nm³.

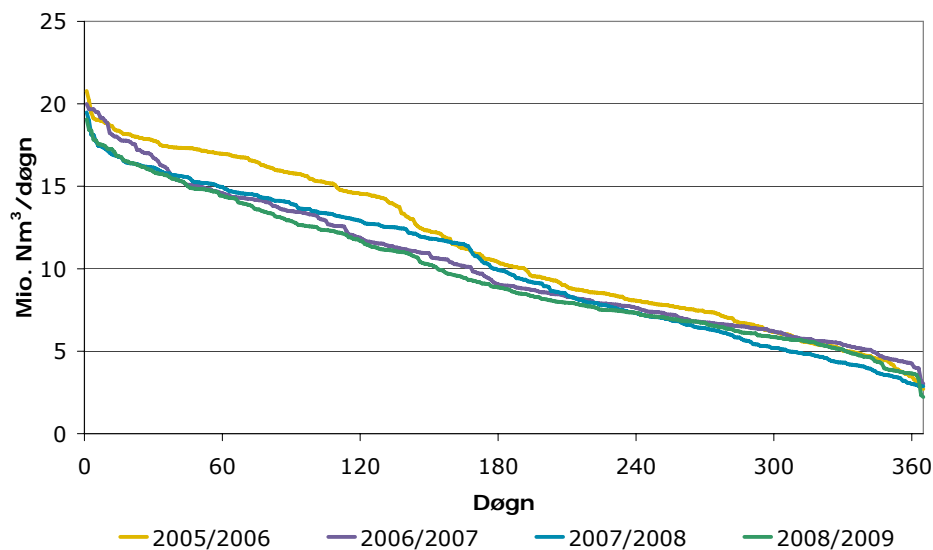
Forbrugets afhængighed af det årlige graddageantal og dermed gennemsnits-temperaturen er illustreret i Figur 4.2. Jævnt faldende antal graddage fra 2005 til 2007 har ikke medført et tilsvarende jævnt fald i forbruget. Det fremgår, at forbruget i 2006 har været højere, end det graddageantallet umiddelbart tilsiger. Årsagen kan være de forekommende markedspriser på el og naturgas

og/eller eventuelle særlige disponeringer vedrørende drift af centrale kraftværker. Graddageantallet var lidt højere i 2008 sammenlignet med 2007, hvilket tilsyneladende ikke afspejles af naturgasforbruget. Der kan her være tale om, at betydningen af det lidt højere graddageantal ophæves af et generelt eller et prisafhængigt fald i naturgasefterspørgslen.



Figur 4.2 Årligt forbrug i perioden 2005-2008 sammenholdt med antal graddage i procent af graddageantallet i et normalår (3.385 graddage)

Til illustration af betydningen af de sidste vintres ret varme vejr er der i Figur 4.3 sammenstillet varighedskurver af døgnforbruget for perioderne 1. juli 2005-30. juni 2006, 1. juli 2006-30. juni 2007, 1. juli 2007-30. juni 2008 og 1. juli 2008-30. juni 2009. I 2005/2006 var graddageantallet ca. 5 % under det normale, mens det i 2006/2007 var hele 30 % under normalen, og ca. 17 % under normalen i 2007/2008. I 2008/2009 var graddageantallet 13 % under det normale. Der er dog stort set samme maksimale døgnforbrug på ca. 20 mio. Nm³/d i de fire vintre. Dette skal sammenholdes med et forventet maksimalt døgnforbrug på ca. 25,5 mio. Nm³/døgn ved -13 °C .



Figur 4.3 Varighedskurver for samlet naturgasforbrug i perioderne 1. juli 2005-30. juni 2006, 1. juli 2006-30. juni 2007, 1. juli 2007-30. juni 2008 og 1. juli 2008-30. juni 2009

4.2.2 Produktion

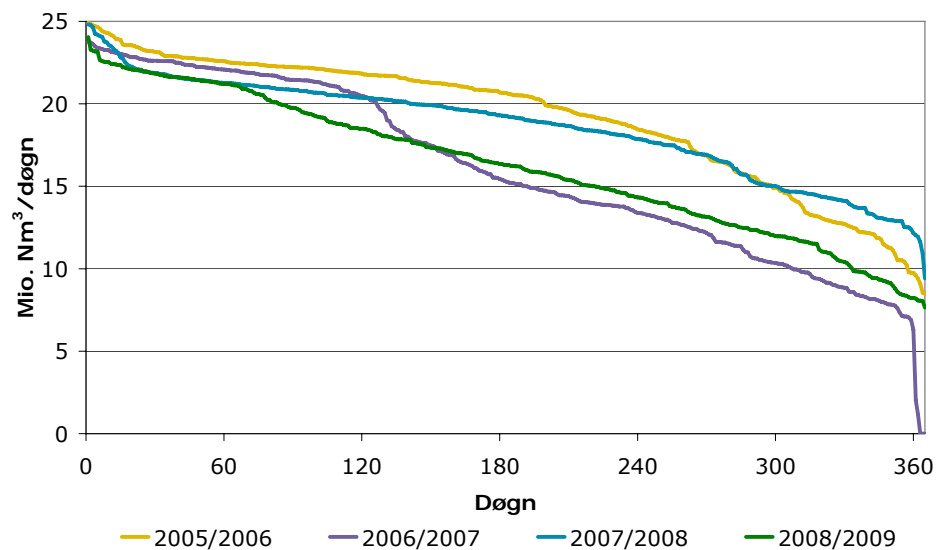
Al naturgas transporteret gennem Energinet.dk's transmissionsnet stammer fysisk fra felterne i Nordsøen. Danmark er netto-eksportør af gas. Der importeres ikke gas fysisk til Danmark, men der sker en del kommerciel import via Ellund.

Størstedelen af gassen fra de danske felter sendes til Danmark via Tyra- og Syd Arne-ledningerne, hvor den afsættes i den danske exitzone eller eksporteres til Tyskland eller Sverige. Der eksporteres desuden en del til Holland via Nogat-ledningen, se Figur 4.1.

I 2008 blev ca. 21 % af naturproduktionen eksporteret til Holland, mens henholdsvis ca. 9 % og 24 % blev eksporteret til Sverige og Tyskland.

Produktionsmængderne vist i Figur 4.1 er nettoproduktioner (ekskl. egetforbrug), der føres i land til Danmark eller Holland. I 2008 blev ca. 10 % af den samlede produktion anvendt på felterne som brændsel, til injektion eller blot afbrændt (flaring). Andelen af naturgas, der ved injektion anvendes til olieudvinding, forventes at vokse betydeligt i de kommende år i takt med, at det bliver vanskeligere at få olien op.

Leverancen ved Nybro har i den seneste vinter maksimalt været 24,1 mio. Nm³/døgn. Varighedskurver for leverancen i perioderne 1. juli 2005-30. juni 2006, 1. juli 2006-30. juni 2007, 1. juli 2007-30. juni 2008 og 1. juli 2008-30. juni 2009 fremgår af Figur 4.4. Den største variation i leverancen er i 2006/2007, ikke mindst fordi der forekommer dage helt uden leverance. Produktionsstop de pågældende dage har været planlagt og afhjulpet ved træk fra gaslagrene.



Figur 4.4 Varighedskurver for naturgasleverancen ved Nybro i perioderne 1. juli 2005-30. juni 2006, 1. juli 2006-30. juni 2007, 1. juli 2007-30. juni 2008 og 1. juli 2008-30. juni 2009

I nødforsyningssituationer er det Energinet.dk's opgave løbende at vurdere forsyningssituationen og sikre forsyningen af gas til de danske forbrugere under anvendelse af en række værktøjer. I Tabel 4.1. er givet en oversigt over hændelser, der har påvirket leverancen ved Nybro. Energinet.dk's indgriben til opretholdelse af forsyningssikkerheden er desuden beskrevet i tabellen.

År	Hændelse	Aktion
2007	<p>I 2007 var der ni totale udfald af forsyningerne fra Nordsøen (Tyra Øst). De otte blev håndteret af det almindelige driftsberedskab og uden forsyningsmæssige konsekvenser. Et af udfaldene forårsagede, at Energinet.dk måtte erklære nødforsyning:</p> <p>Den 8. november 2007 erklærede Energinet.dk nødforsyningssituation gældende fra kl. 20.00 for lager- og transportkunder som følge af produktionsstop forårsaget af dårligt vejr ved felterne i Nordsøen. Nødforsyningssituationen blev afblæst den 9. november 2007 kl. 24.00. Dermed trådte Energinet.dk's nødforsyningsberedskab i kraft. Nødforsyningsberedskabet er baseret på aktivering af en række værktøjer, som løbende bliver analyseret og optimeret.</p>	<p>I den konkrete nødforsyningssituation den 8.-9. november 2007 påbegyndte Energinet.dk's kontrolrum straks en fyldning af gassystemerne (Energinet.dk's transmissionssystem, DONG Energy's sørør samt nabosystemerne) med ekstra gas fra lagrene for at kunne modstå de kommende døgnudfordringer bedst muligt. Energinet.dk valgte endvidere at aktivere de (nød)afbrydelige forbrugere.</p> <p>Energinet.dk aktiverede desuden sin råderet over udtrækskapaciteten på de to gaslagre. Den del af lagerkapaciteten, som ikke skal anvendes til sikring af forsyningen til de danske forbrugere, blev stillet til rådighed for de kommercielle aktører for eksport. Idet Energinet.dk havde overtaget forsyningen til de danske forbrugere, kunne de kommercielle aktører frit bruge den overskydende kapacitet på lagrene til forsyning af Tyskland og Sverige. Aktørerne kunne opretholde deres transit gennem Danmark og fortsat handle indbyrdes via det indenlandske handelspunkt.</p>
2008	<p>Der har som normalt været en række korte udfald af leverancen til Nybro i 2008, men ingen af hændelserne har været kritiske for forsyningssikkerheden.</p>	
2009	<p>Som i 2008</p>	

Tabel 4.1 Hændelser vedrørende naturgasleverancen ved Nybro i 2007, 2008 og 2009

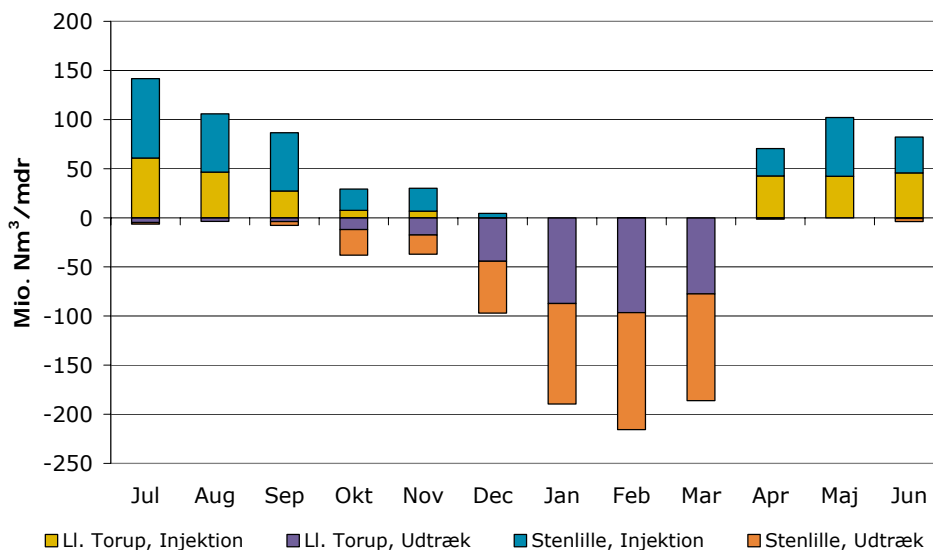
Energinet.dk har kunnet konstatere, at stabiliteten af leverancerne fra Tyra de seneste år er nedadgående. Der opleves således flere nedlukninger af kortere varighed, men også at brøndene efterhånden er længere om at komme op i produktion efter en nedlukning. Der er altså tale om et generelt fald i stabiliteten fra DUC-felterne.

4.2.3 Lagerudnyttelse

Naturgasforbruget varierer over døgnet og over året i langt højere grad end leverancen fra Nordsøen. Det er derfor nødvendigt for aktørerne på markedet at anvende de to danske naturgaslagre i Lille Torup og Stenlille.

Figur 4.5 illustrerer for perioden 1. juli 2008-30. juni 2009 den månedlige fordeling af udtræk og injektion i lagrene. Om sommeren injiceres overskydende gas, som så trækkes ud om vinteren, når leverancen fra Nordsøen ikke kan nå op på niveau med forbruget plus eksporten til Sverige og Tyskland.

Når der opstår forsyningssvigt af leverancer fra Nordsøen, fungerer de to gaslagre som nødforsyningslagre.



Figur 4.5 Udnyttelse af naturgaslagrene i Lille Torup og Stenlille i perioden 1. juli 2008-30. juni 2009

4.2.4 Udnyttelse af Entry/Exit-kapacitet

I Tabel 4.2 er kapaciteter i transmissionsnettets Entry/Exit-punkter sammenlignet med maksimale faktiske døgnmængder i de sidste fire vintre.

Kapaciteten i transmissionssystemet skal reelt ses samlet. Det vil sige, at den samlede kapacitet er afhængig af sammenhængen mellem Entry- og Exit-mængder samt levering fra lagre. Endvidere kan aktuelle mængder i bestemte punkter påvirke kapaciteten i andre punkter. Derudover har Entry- og Exit-punkter samt M/R-stationer isoleret hver deres fysiske begrænsninger.

Kapaciteten i den danske exitzone er afhængig af forbrugets placering. Der er kapacitetsknaphed i dele af transmissionssystemet og øvre grænser på de enkelte M/R-stationer. Den anførte kapacitet for den danske exitzone er en vurdering af det forventede maksimale aftag i Exit-zonen.

I Ellund kan der ikke umiddelbart nomineres større mængder som Entry, end der er nomineret som Exit. Muligheden for fysisk import er således betinget af specifikke trykforhold samt de tidsmæssige begrænsninger ved at vende den fysiske strøm. Det er formentlig teknisk muligt at vende den fysiske strøm, så kompressorstationen i Ellund leverer gas til Danmark. Imidlertid vil de mulige, fysiske leverancer fra Tyskland til Danmark afhænge af belastningsforholdene både i det nordtyske transmissionssystem og i det danske transmissionssystem.

Energinet.dk ser sammen med de tyske transmissionssystemoperatører på muligheden for at importere gas på både kort og langt sigt.

Den angivne Exit-kapacitet i Ellund er den fysiske kapacitet. Der kan nomineres større Exit-mængder end den fysiske kapacitet, hvis nettonomineringen ikke overstiger den fysiske kapacitet samt de mængder, der importeres i den modsatte retning.

Punkt		Kapacitet Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2005/2006 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2006/2007 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2007/2008 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2008/2009 Mio. Nm ³ /d
Nybro	Entry	32,4 ²⁾	24,9	23,8	24,8	24,1
Lille Torup Gaslager	Udtræk	8,0 ³⁾	5,3	5,7	5,5	4,0
Stenlille Gaslager	Udtræk	9,5	6,3	5,2	6,3	3,0
Den danske exitzone	Exit	25,5	20,8	20,0	19,5	19,1
Ellund	Entry/Exit	0/8,3	0/7,2	0/8,2	0/8,3	0/8,3
Dragør Border	Exit	8,6 ¹⁾	4,9	4,9	5,6	5,0

Tabel 4.2 Kapacitet i normalsituationen sammenstillet med maksimale, faktiske døgnmængder i de tre sidste vintre

- 1) Det svenske system kan dog ikke modtage disse mængder ved det forudsatte minimumstryk i Dragør på 45 bar. Den uafbrydelige kapacitet er angivet til 6 mio. Nm³/d
- 2) Samlet kapacitet i modtageterminalerne i Nybro. De mulige leverancer er i dag mindre, idet der er kapacitetsbegrænsning i Tyra-Nybro-ledningen på ca. 26 mio. Nm³/d, og der ikke kan leveres væsentlige mængder fra Syd Arne-ledningen
- 3) Forudsætter, at leverancer er trykstyret. Ved fast flow kan der maksimalt leveres 7 mio. Nm³/d

I 2006 blev grænsestationen til Sverige, Dragør Border, udvidet. Den fysiske kapacitet i selve grænsestationen blev forøget til 360.000 Nm³/h. Det skal dog anføres, at det svenske system ikke forventes at kunne modtage så store mængder ved et tryk på 45 bar, som er det forudsatte minimumtryk i Dragør. Energinet.dk har derfor angivet den uafbrydelige kapacitet i Dragør til 250.000 Nm³/h. Der kan i de fleste driftssituationer modtages større mængder på den svenske side ved de aktuelle belastningsforhold i det danske system, men disse mængder tilbydes som afbrydelig kapacitet.

4.2.5 Udnyttelse af M/R-stationernes kapacitet

I 2008 blev der transporteret ca. 6,8 mia. Nm³ naturgas gennem Energinet.dk's transmissionsnet, heraf ca. 3,6 mia. Nm³/år til de danske forbrugere, ca. 0,9 mia. Nm³/år som eksport til Sverige og ca. 2,3 mia. Nm³/år (netto) som eksport til Tyskland, jf. Figur 4.1.

I vinteren 2008/2009 udgjorde den maksimale nettotransport ca. 26 mio. Nm³/døgn. Døgnet med maksimal nettotransport var sammenfaldende med døgnet med det maksimale aftag (5. januar 2009) i Danmark (den danske exitzone), der udgjorde 19,0 mio. Nm³/døgn. Eksporten til Sverige og Tyskland var

henholdsvis 2,2 mio. Nm³/døgn og 4,8 mio. Nm³/døgn i dette døgn og således lavere end vinterhalvårets maksimale værdier. Maksimal eksport til Sverige og Tyskland udgjorde henholdsvis 5,0 mio. Nm³/døgn og 8,3 mio. Nm³/døgn i vinterhalvåret.

Eksporten til Sverige er normalt temperaturafhængig ligesom forbruget i Danmark, mens eksporten til Tyskland er afhængig af andre forhold og derfor normalt har et mere jævnt forløb over året, dvs. højere belastningsfaktor.

Den maksimalt forekommende transmission af naturgas til distributionen på de enkelte M/R-stationer i vinteren 2008/2009 er vist i Tabel 4.3, der indeholder resultater for både maksimal døgnmængde og maksimalt flow i løbet af en time gennem den enkelte M/R-station i transmissionssystemet. Datoen og timen med maksimalt flow kan variere fra den ene til den anden M/R-station.

M/R-station	Maks.-døgn i perioden 2008.04.01 til 2009.03.31	Maks.-time i perioden 2008.04.01 til 2009.03.31
	1.000 Nm ³ /døgn	Nm ³ /h
Amager Fælled	47	6.664
Billesbølle	81	4.498
Brande	101	4.955
Brøndby	1.828	81.445
Dragør	185	9.026
Egtved	909	57.052
Ellidshøj	178	8.995
Frøslev	611	29.939
Haverslev	269	17.151
Helle	11	1.030
Herning	1.817	86.809
Højby	479	31.003
Karlslunde	673	35.004
Karup	269	12.535
Koelbjerg	418	28.666
Køge	446	23.387
Lilballe	49	2.295
Lille Selskær	423	22.176
Lille Torup	54	2.927
Lynge	1.534	73.492
Middelfart	58	2.864
Måløv	1.359	61.479
Nyborg	38	3.639
Nybro	49	3.152
Nørskov	331	17.744
Pottehuse	151	8.549
Ringsted	613	29.414
Slagelse	274	13.706
Sorø	347	19.303
Stenlille	539	26.202
St. Andst	367	18.499
Sydhavnen	23	1.535
Taulov	100	4.622
Terkelsbøl	319	16.756
Torslunde	203	11.430
Ullerslev	139	7.130
Vallensbæk	404	21.296
Varde	339	16.371
Viborg	1.435	70.705
Ålborg	1.402	73.804

Tabel 4.3 Registrerede maks.-døgn- og maks.-timeaftag på de enkelte M/R-stationer i perioden 1. april 2008-30. marts 2009

4.3 Marked

4.3.1 Generel markedsudvikling

Inden for det seneste år har der været en fremgang i antallet af aktive transportkunder i transmissionssystemet. Således er der siden efteråret 2008 kommet 6-7 nye aktive transportkunder fra både Danmark og udlandet til, hvilket bringer antallet af aktive transportkunder hos Energinet.dk op omkring 25. Der er nu over 30 registrerede transportkunder i transmissionsnettet.

Den positive udvikling i antallet af transportkunder har medført et øget antal aktive aktører på især det virtuelle handelspunkt GTF, men også Ellund- og Dragør-kapacitet er blevet solgt til nye kommercielle aktører.

Generelt har GTF udviklet sig til at være et vigtigt bilateralt handelspunkt i transmissionssystemet. I 2008 blev hvad der svarer til ca. 60 % af det danske forbrug af gas handlet via GTF.

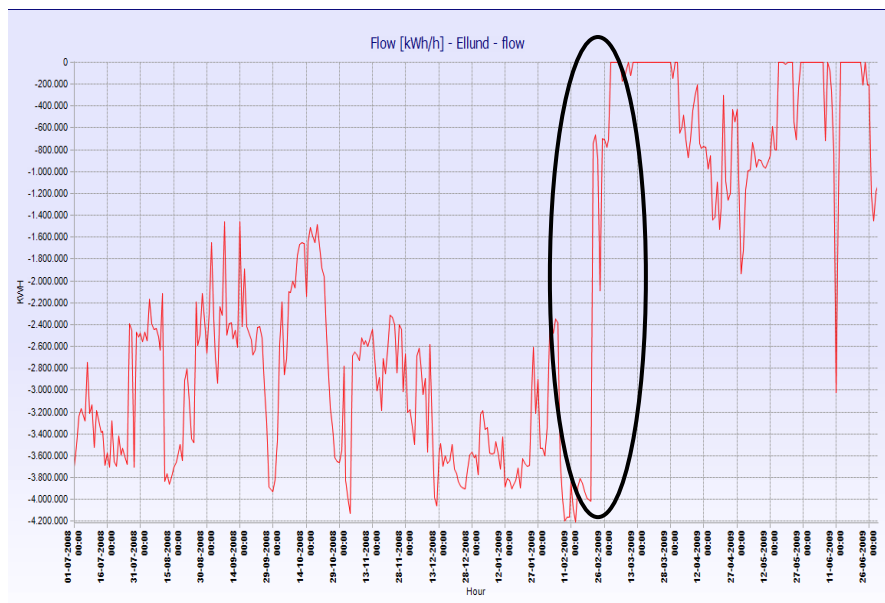
4.3.2 Ellund

Historisk set er gassen, siden transmissionsnettet i Danmark blev sat i drift, altid gået sydpå fra Danmark til Tyskland ved grænsepunktet Ellund. Dette ændrede sig i foråret 2007, hvor markedet for første gang oplevede et behov for fysisk at kunne importere gas fra Tyskland til Danmark. Da dette kun kan lade sig gøre kommercielt (ved at modregne det sydgående flow af gas), måtte der skæres i bestillingerne nordpå. Samtidig oplevede man for første gang nogensinde en længere periode med en gasleverance til Tyskland på 0. Resultatet var en historisk lav eksport af gas til Tyskland i 2007.

I 2009 oplevede markedet for første gang flaskehals ved Ellund i begge retninger inden for meget kort tid. I hele 2008 og i starten af 2009 har der været et højt Exit-flow fra Danmark til Tyskland, hvilket medførte en række afbrud, senest i midten af februar 2009. På dette tidspunkt blev der fysisk sendt så meget gas sydpå som muligt (ca. 4,2 mio. kWh/h), og kommercielt blev der leveret over 5,2 mio. kWh/h, hvilket er den højeste timelevering til Tyskland de seneste tre år.

I midten af marts 2009 var billedet vendt, således at det fysiske flow til Tyskland, som tilfældet var i 2007, var 0, og der blev nu skåret i de kommercielle Entry-bestillinger fra Tyskland til Danmark.

I figuren nedenfor vises det fysiske Exit-flow af gas ved Ellund fra juli 2008 til juni 2009. Skiftet fra Exit-flow til Entry-flow er illustreret af den sorte cirkel. Bemærk, at ved fysiske leverancer til Tyskland er dette illustreret som negative værdier, da gassen forlader det danske transmissionssystem.

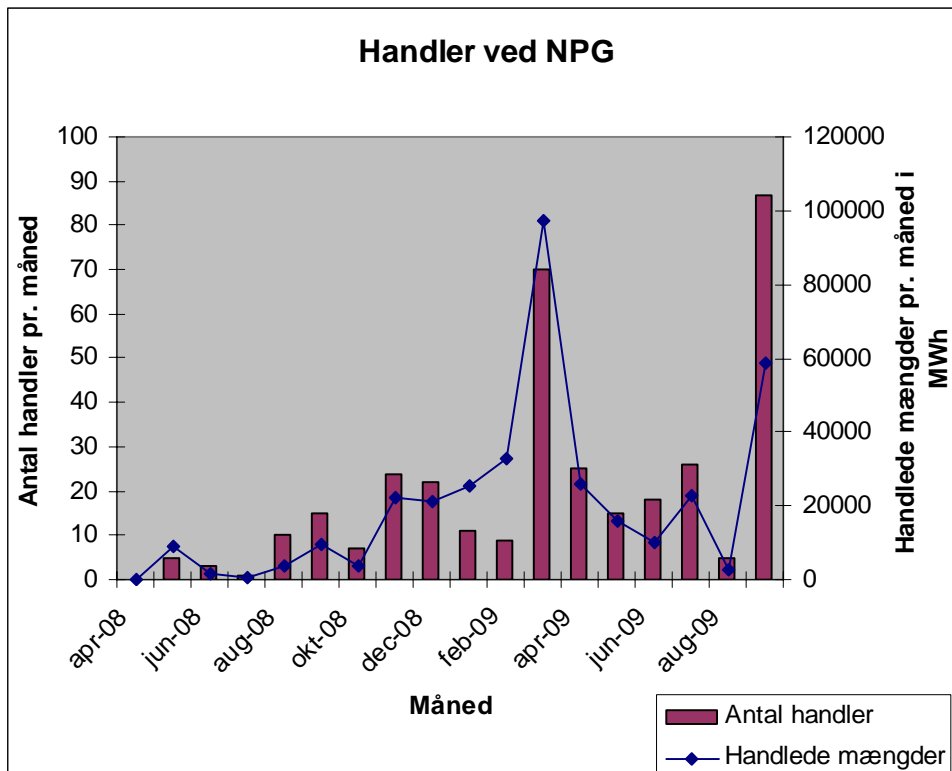


Figur 4.6 Fysisk flow Exit Ellund i timeværdier fra 1. juli 2008 til 30. juni 2009

Forklaringen på, at Energinet.dk både i 2007 og i 2009 har oplevet et historisk stort pres på de nordgående bestillinger, hænger sammen med den meget varme europæiske vinter i 2006/2007 og den meget varme vinter/forår 2009 i England. I begge tilfælde har temperaturen påvirket den europæiske gaspris nedad, især som følge af, at der har været meget overskudsgas på markedet, hvilket har medført et pres for at få noget af denne overskudsgas til Danmark.

4.3.3 Gasbørsen

Det er nu over 1½ år, siden Nord Pool Gas Exchange (NPG) lukkede op for handler med et dagsprodukt den 4. marts 2008. I de første 5 måneder blev der kun foretaget 10 handler i alt. Sidenhen er der kommet mere gang i handlerne, med ca. 10-20 handler i gennemsnit pr. måned, se figuren nedenfor.



Figur 4.7 Antal handler og handlede mængder pr. måned via Nord Pool Gas

Som det kan tolkes af figuren, er det ikke hver dag, der er sket handler, og det er sjældent, at der sker mere end 1 handel pr. dag, så NPG er stadig ikke likvid. Både marts og september 2009 var dog meget positive måneder for NPG, hvor flaskehalsen ved Ellund gjorde det attraktivt at handle på gasbørsen (se beskrivelsen af Ellund ovenfor).

I oktober 2008 underskrev virksomheden Coloplast A/S og gasleverandøren HNG Midt-Nord som de første en gaskontrakt, hvor prisen havde direkte reference til gasbørsen, hvilket af NPG betragtes som et vigtigt skridt imod en mere gennemsigtig prisreference.

I november 2008 introducerede NPG et månedsprodukt, baseret på interesse fra markedet.

4.4 Gaskvalitet

Naturgassens kvalitet i Energinet.dk's transmissionssystem, der forsynes enten direkte fra Nordsøen via behandlingsanlægget ved Nybro eller fra naturgaslagrene i Lille Torup og Stenlille, kontrolleres på målestationer i Nybro, Egtved, Dragør Border, Ellund, Lille Torup og Stenlille.

Naturgassen skal til enhver tid opfylde kvalitetsspecifikationerne i Regler for Gastransport og Det Danske Gasreglement, der er fastsat af Sikkerhedsstyrel-

sen. Det danske marked forsynes altid med gas, der overholder Gasreglementets krav.

I perioden 1. januar 2008 til 1. september 2009 har Wobbe-indekset for naturgassen varieret mellem 15,11 kWh/Nm³ og 15,39 kWh/Nm³ (54,4 MJ/Nm³ og 55,4 MJ/Nm³) med et gennemsnit på 15,27 kWh/Nm³. Den relative densitet har varieret mellem 0,617 og 0,654, mens øvre brændværdi har varieret mellem 11,96 kWh/Nm³ og 12,44 kWh/Nm³ med et gennemsnit på 12,13 kWh/Nm³.

5. Det kommende års forbrug og forsyning (Winter Outlook)

5.1 Forsyningssikkerhed på kort sigt

Energinet.dk dimensionerer transmissionssystemet ud fra transportkundernes kapacitetsbestillinger og på basis af Energinet.dk's vurdering af den forventede indenlandske afsætning ved en døgnmiddeltemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$. Denne temperatur anvendes i henhold til DMI-rapport til Energistyrelsen.

Transmissionssystemets M/R-stationer har den nødvendige kapacitet til håndtering af de mængder, som typisk aftages af de regionale distributionselskaber. Energinet.dk foretager årligt en vurdering af det mulige aftag på samtlige stationer, og der foretages løbende koordinering med distributionselskaberne om eventuelle forbrugsstigninger eller ledningskonfigurationer i distributionsnettene, som kan ændre forbrugsfordelingen på de enkelte stationer. Dette års vurdering har vist, at beregnede kapaciteter for de enkelte M/R-stationer opfylder distributionselskabernes forventninger til aftaget i normalsituationer ved en døgnmiddeltemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$.

I yderpunkterne Lyngby, Aalborg og Dragør skal M/R-stationerne kunne levere de nødvendige mængder ved et tilgangstryk på 45 bar, som er det lavest forudsatte tryk i normalsituationer. I yderpunktet Ellund skal trykket være minimum 55 bar. I nødsituationer forudsættes trykket i transmissionssystemet at kunne falde til 35 bar i yderpunkterne, men de nødvendige leverancer gennem M/R-stationerne vil samtidig blive reduceret på grund af afbrydelse af forbrugere, heriblandt de direkte tilsluttede centrale kraftværker, der reducerer gasaftaget i henhold til kontrakt.

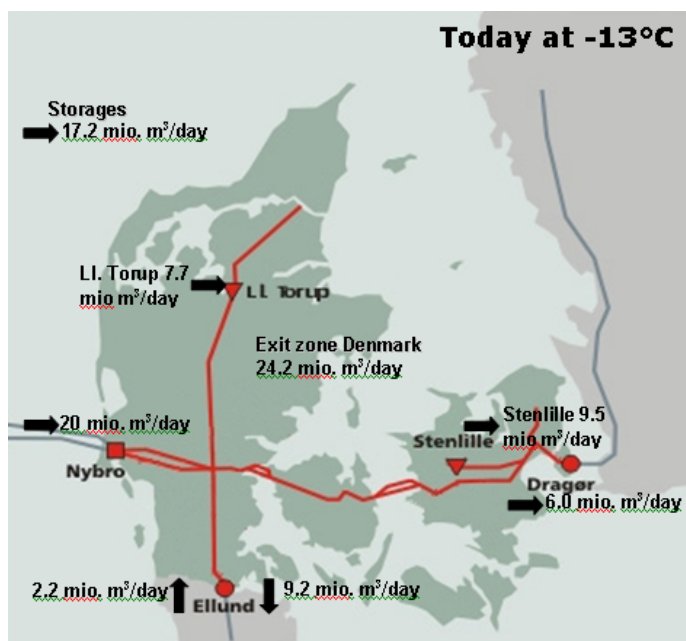
5.1.1 Winter Outlook

I nedenstående er forudsætningerne for normalsituationen for vinteren 2009/2010 kort beskrevet, jf. Tabel 5.1 og Figur 5.1.

- Den samlede nettotransport er estimeret til 39,1 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$, hvoraf forbruget i Danmark udgør ca. 25,4 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$. For Exit-zone Danmark svarer aftaget til Energinet.dk's forventninger ved en døgnmiddeltemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Samlet lagerudtræk er forudsat at udgøre 16,5 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ fordelt med 9,5 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ på Stenlille og 7 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ på Lille Torup. Der anvendes en optimeret fordeling af lagerudtrækket for at opnå det højst mulige tryk i nettet.
- I Ellund transporteres netto 7,7 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ svarende til 321.000 Nm^3/t , og i Dragør transporteres 6 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ svarende til 250.000 Nm^3/t .

	Entry Mio. Nm ³ /døgn	Exit Mio. Nm ³ /døgn
Den danske exitzone	0	24,2
Dragør	0	6,0
Ellund netto	2,2	9,2
Nybro	20	0
Lager Stenlille	9,5	0
Lager Lille Torup	7,7	0
I alt netto	39,4	39,4

Tabel 5.1 Prognose for nettotransport ved døgnmiddeltemperatur på -13 °C i vinteren 2009/2010 (normalsituation)



Figur 5.1 Prognose for vintersituation med døgnmiddeltemperatur på -13 °C i 2008/2009 (normalsituation)

5.1.2 Kapacitetsreserver i normalsituationer

Det danske gastransmissionssystem modtager i dag gas gennem to offshore-ledninger med følgende kapaciteter:

- Tyra-Nybro-ledningen ca. 27 mio. Nm³/døgn
- Syd Arne-Nybro-ledningen ca. 13 mio. Nm³/døgn.

I normalsituationer leveres kun i størrelsesordenen 0,5 mio. Nm³/døgn gennem Syd Arne-ledningen – resten kommer via Tyra-ledningen. Der er således rigelig kapacitet i Syd Arne-ledningen, som kan anvendes i nødforsyningssituationer.

Lagrene i Stenlille og Lille Torup udgør en vigtig del af kapacitetsreserverne også i normalsituationer.

Energinet.dk skal sikre, at lagerejerne kan udnytte deres til rådighed værende fysiske lagerkapacitet bedst muligt, og uden at det begrænser den anden lager-ejers muligheder for udnyttelse af sin kapacitet eller forringer Energinet.dk's muligheder for at varetage sine forpligtelser i relation til forsyningssikkerheden.

På den baggrund har Energinet.dk i samarbejde med lagerselskaberne fastlagt de maksimale, kommercielle udtrækskapaciteter (muligt udtræk i normalsituationer) for gaslagrene i Lille Torup og Stenlille i lageråret fra 1. maj 2008 til 1. maj 2009, jf. Tabel 5.1.

Energinet.dk har endvidere for lageråret indgået en såkaldt swap-aftale, som sikrer, at Energinet.dk har mulighed for fysisk at bestemme, hvor gassen er placeret i de to lagre, for at sikre maksimal forsyningssikkerhed.

5.2 Kapacitetsbestillinger

Exit Dragør

Ved Exit Dragør er firm-kapacitetsgrænsen lidt over 3 mio. kWh/h. I oktober 2009 er der solgt kapacitet lige op til denne grænse. Dette er en smule lavere end salget i løbet af 2009, hvor der ligeledes blev solgt afbrydelig niveau 1-kapacitet op til et samlet salg på maks. 3,4 mio. kWh/h. Der er endnu ikke foretaget de store kapacitetssalg over for transportkunderne efter oktober. Foreløbig er der for resten af gasåret solgt ca. 1,8 mio. kWh/h.

Entry Ellund

Ved Entry Ellund sælges der i dag kun afbrydelig kapacitet, da der endnu ikke kan komme fysiske leverancer af gas fra Tyskland til Danmark. For gasåret 2009/2010 er der allerede solgt godt med niveau 1-kapacitet, hvilket vil sige, at der er solgt ca. 1,5 mio. af de i alt 1,8 mio. kWh/h, der er til rådighed på niveau 1.

Det skal bemærkes at Energinet.dk har oplevet det højeste kapacitetssalg Entry Ellund nogensinde i oktober 2009, med salg op imod 4 mio. kWh/h.

Exit Ellund

I de seneste 3 år har der været udsolgt af både uafbrydelig og afbrydelig niveau 1-kapacitet Exit Ellund, hvilket også gælder for gasåret 2009/2010. Det betyder, at der det meste af gasåret er solgt kapacitet op over niveau 2 (over 4,8 mio. kWh/h).

Entry Nybro

Kapacitetsbestillingen ved Entry Nybro har i oktober 2009 samme niveau som normalt, hvilket vil sige ca. 11 mio. kWh/h. Der er dog på nuværende tidspunkt ikke foretaget store kapacitetsbestillinger for perioden efter oktober.

Exitzonen

De fleste kapacitetsbestillinger ved exitzonen foretages omkring 1. januar, hvilket betyder, at der kun er solgt meget lidt kapacitet ind i 2010. Niveauet for oktober og november 2009 på omkring 9,5 mio. kWh/h er relativt lavt sammen-

lignet med tidligere år, hvor bestillingerne typisk har været op imod 11 mio. kWh/h.

Transportkundernes samlede reservation af års- og månedskapacitet er lavere end det niveau, som Energinet.dk har estimeret som det maksimale aftag. Dette skyldes, at transportkunderne har mulighed for supplerende at bestille kapacitet på uge- og døgnbasis samt tage timer med overleverance, hvis der kortvarigt forventes ekstreme vintertemperaturer.

Energinet.dk forventer, at transportkunderne bestiller kapacitet ud fra en forventning om, at døgnmiddeltemperaturerne er som i normalår. Transportkundernes/gasleverandørernes eventuelle muligheder for at afbryde kunder i normalsituationer kan i høj grad have indflydelse på aftaget ved meget kolde temperaturer, men Energinet.dk har ingen informationer vedrørende dette.

5.3 Nødforsyning

Energinet.dk varetager forsyningssikkerheden i overensstemmelse med bekendtgørelse om varetagelse af naturgasforsyningssikkerheden.

Ved det værst tænkelige forsyningssvigt regnes der med, at forsyningen fra den største forsyningsskilde svigter. Det vil sige, at der mistes leverancer gennem Tyra-Nybro-ledningen.

5.3.1 Redskaber

I tilfælde af alvorlige forsyningssvigt kan Energinet.dk opretholde forsyningen af gas til Danmark ved brug af en række redskaber. Det er redskaber, der kompenserer for de manglende leverancer fra Tyra-ledningen eller reducerer behovet for gas:

- Leverancer fra de danske gaslagre
- Nødforsyning fra Tyra via Harald gennem Syd Arne-Nybro-ledningen
- Afbrud af de største forbrugere af naturgas – afbrydelig nødforsyning.

Derudover er der mulighed for leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen.

Energinet.dk fastlægger den nødvendige årlige anvendelse af ovenstående redskaber på baggrund af de dimensionerende situationer, nemlig 3 døgn forsyningssvigt ved ekstreme temperaturer (20-års vinter) samt 60 døgn forsyningssvigt ved normale vintertemperaturer.

Lagerydelser

Energinet.dk har for vinteren 2009/2010 foretaget en samlet reservation af et lagervolumen på ca. 165 mio. Nm³. Derudover er hovedparten af volumenkapaciteten i Stenlille og Lille Torup solgt med såkaldte fyldningskrav. Det indebærer, at lagerkunderne forpligter sig til en vis fyldning i lagrene over året mod en rabat. Energinet.dk kompenserer de to lagerselskaber herfor og råder i nødforsyningssituationer dermed over yderligere lagervolumen. Den 1. marts skal der således være 12 % af transportkundernes lagerkapacitet tilbage i lageret.

I mio. Nm ³	Dimensionerende måned (marts)
Samlet forbrug ca.	930*
Afbrydeligt forbrug	215
Nødforsyningsbehov	670
Nødforsyning til Danmark fra Syd Arne	400
Transportkunders lagerfyldningskrav	150
Lagerbehov	165

Tabel 5.2 Nødforsyningsbehov i 2 måneder

Note: Modelleret behov fratrukket usikkerhed

Reservationen af lagervolumen er sket på baggrund af behovet i de to dimensionerende nødforsyningsituationer sammenholdt med forventningen til leverancer fra Syd Arne-ledningen og afbrud af de nødafbrydelige forbrugssteder.

Energinet.dk har til håndtering af korterevarende forsyningsssvigt fra Nordsøen i ekstreme vintertemperaturer reserveret udtrækskapacitet fra lagrene til kompensering for de manglende leverancer. Energinet.dk har desuden mulighed for at udnytte den begrænsede mængde gas, der naturligt er lagret i selve gasledningerne, det såkaldte linepack.

Udtrækskapaciteten på de to lagre er fordelt forskelligt hen over året for nødforsyningsituationer.

Leverancer fra Syd Arne

Energinet.dk har indgået en nødforsyningsaftale, der i nødforsyningsituationer muliggør leverancer på 7 mio. Nm³/døgn fra Tyra via Harald gennem Syd Arne-Nybro-ledningen til forsyning af det danske marked.

Normalt flyder gassen via Harald-ledningen fra Harald-feltet til Tyra-plattformen, hvor den behandles, inden den sendes ind til land via Tyra-ledningen. I en nødforsyningsituation vil gassen skulle flyde den modsatte vej i Harald-ledningen og sendes via Syd Arne-ledningen ind til land. Leverancerne fra Syd Arne-feltet og fra Harald-feltet forventes stoppet i denne situation, da kapaciteten i ledningerne er begrænset, og leverancer fra Tyra-plattformen vil beslaglægge denne.

Afbrydelig nødforsyning (nødforsyningskoncept)

Energinet.dk's koncept for afbrydelig nødforsyning giver de største forbrugssteder mulighed for at blive afbrydelige. De største forbrugssteder er i denne sammenhæng forbrugssteder med et gasforbrug over 2 mio. Nm³ årligt.

I nødforsyningskonceptet tilbyder Energinet.dk tre kategorier af nødforsyning som vist i Tabel 5.3. De tre kategorier kan kombineres til delvis afbrydelig nødforsyning, hvor forbrugeren skal kunne reducere dele af sit gasforbrug inden for 3 timer eller 3 døgn. Det vil sige, at en del af aftaget er hyperafbrydeligt (afbrydes inden 3 timer), en del er 3-døgnsafbrydelig nødforsyning, og resten er uafbrydelig nødforsyning.

Ved kombination af de tre kategorier kan graden af "forsikring" altså sammen-sættes til at passe til det enkelte forbrugssted. Herved opnås fleksibilitet i forbindelse med afbrydelighed af forbrugere.

Kategori	Vilkår
Uafbrydelig nødforsyning	Uafbrydelig (60 dages) nødforsyning. Fuld forsikring
3-døgnsafbrydelig nødforsyning	Med 3-døgnsafbrydelig nødforsyning skal gasaftaget på forbrugsstedet reduceres inden for 3 døgn efter erklæring af nødforsyningssituation. Forbruget må først genoptages, når nødforsyningssituationen op-hører
Hyperafbrydelig nødforsyning	Med hyperafbrydelig nødforsyning skal gasaftaget på forbrugsstedet reduceres inden for 3 timer efter erklæring af nødforsyningssituation og må først genop-tages efter 72 timer

Tabel 5.3 Nødforsyningskategorier i nyt nødforsyningskoncept

Forbrugere, der har indgået kontrakt om afbrydelig nødforsyning med Energinet.dk, håndteres i nødforsyningssituationer i et samarbejde mellem distribu-tionsselskaberne og Energinet.dk.

Når Energinet.dk vurderer, at der er opstået en nødforsyningssituation, udsen-der Energinet.dk en nødforsyningserklæring til de afbrydelige forbrugere samt til systemoperatørerne i Sverige og Tyskland, de to lagerselskaber og opstrøms-rørledningsoperatøren.

I de efterfølgende timer overvåger Energinet.dk de afbrydelige forbrugeres af-tag. Hvis der ikke reduceres, kontaktes forbrugerne med henblik på afbrud.

Distributionsselskaberne hjemtager efter 20 timer timedata hver 6. time og sender dataene til Energinet.dk, der overvåger de 3-døgnsafbrydeliges aftag. Hvis der ikke reduceres i aftag i overensstemmelse med kontrakten, kontakter Energinet det pågældende distributionsselskab med henblik på afbrud. Distribu-tionsselskabet kontakter umiddelbart efter kunden med henblik på at få aftaget reduceret.

Såvel hyper- som 3-døgnsafbrydelige forbrugere, som ikke afbryder deres aftag i henhold til indgåede aftaler om afbrydelighed, afbrydes fysisk af distribu-tionsselskabet på foranledning af Energinet.dk.

Øvrige redskaber, herunder leverancer fra Tyskland

I tillæg til de alternative gasleverancer, som Energinet.dk råder over, har Ener-ginet.dk samarbejdsaftaler med de tilstødende systemoperatører, som giver den nødvendige operationelle fleksibilitet.

Leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen vil i første omgang ske kom-mercielt, hvis der er fysisk flow mod Tyskland og dermed mulighed for back-haul (modflow). I slutningen af en nødsituation, fx en 60-dageshændelse, vil trykket i det danske system formentlig være så lavt, at fysisk flow fra Tyskland

mod Danmark bliver muligt. Alternativt kan fysisk flow fra Tyskland sikres ved, at der lukkes for den sydgående ventil i Egtved, så den sønderjyske del af det danske gassystem bliver styret fra Tyskland, og gas med tysk brændværdi isoleres til dette område. Energinet.dk arbejder sammen med de tyske systemoperatører på at afdække mulighederne samt sikre de nødvendige, kommercielle aftaler om gasleverancer til det danske system.

I yderste instans, hvor en hændelse eller kombination af hændelser giver en alvorligere forsyningssituation, end nødberedskabet er dimensioneret til at klare, vil bestemmelserne om force majeure i Regler for Gastransport finde anvendelse. Dermed vil eksempelvis almindelige bestemmelser om uafbrydelig nødforsyning blive sat ud af kraft, og Energinet.dk vil have mulighed for at foretage en prioriteret nedlukning af forbrugere ud fra et overordnet systembehov og hensyntagen til nødvendigt forbrug.

5.3.2 Prioritering af virkemidler

I Regler for Gastransport beskrives en række vilkår, der sikrer, at Energinet.dk i visse situationer kan påvirke eller disponere over forsyningen og forbruget af gas, så det samlede forbrug og gassystem sikres optimalt. Dette gælder afbrydelige forbrugere, reduceret nominering, reduceret kapacitet, nødforsyning og force majeure.

Energinet.dk's konkrete disponering af, hvilke midler der tages i brug til at sikre forsyningssikkerheden, vil tage udgangspunkt i, at markedet skal mærke så lidt som muligt til den teknisk betingede situation, der måtte være opstået. Den konkrete forsynings- og vejrsituation og den faktiske status for naturgassystemet er væsentlige parametre i timingen og rækkefølgen af midlernes anvendelse, hvorfor det ikke på forhånd kan fastslås i detaljer, hvornår og hvordan midlerne skal tages i anvendelse.

I tilfælde af større forsyningssvigt fra Nordsøen vil en række tiltag blive sat i værk for at sikre forsyningen af det danske gasmarked. Som ovenfor beskrevet er de primære værktøjer:

- Leverancer fra lagre
- Udnyttelse af linepack i landleddninger og søledninger
- Hyper- og 3-døgnsafbrydeligt forbrug, jf. nødforsyningskoncept i afsnit 5.3.1
- Leverancer fra Syd Arne-ledningen
- Leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen.

I en nødsituation overtager Energinet.dk al transport af gas i systemet. Energinet.dk har kun nødforsyningsforpligtelser for det danske gasmarked, men i det omfang transportkunder sørger for tilgængelighed af gas til transit i Entry-punkterne eller fra lager, vil Energinet.dk søge at stille den nødvendige transportkapacitet til rådighed, hvis de fysiske forhold tillader det.

Som det er beskrevet i Regler for Gastransport, skal Energinet.dk i tilfælde af en nødforsyningssituation fordele de tilgængelige naturgasmængder på det danske naturgasmarked under hensyntagen til:

1. Indgåede aftaler om nødforsyning i henhold til det nye nødforsyningskoncept, jf. afsnit 5.3.1.
2. Videst mulig minimering af konsekvenserne for forbrugerne, herunder ved så vidt muligt ikke at afbryde leverancer til forbrugere, som er følsomme over for uregelmæssigheder i naturgasforsyningen.

I denne forbindelse skal det bemærkes, at transport- og lagerkunderne om muligt skal fortsætte med at levere naturgas ind i det danske naturgassystem ved Entry-punkterne og lagrene.

5.4 Gaskvalitet

Naturgaskvaliteten vil i 2010 fortsat være domineret af den danske nordsøgas med forholdsvist højt Wobbe-indeks. Der kan forventes import af mindre mængder gas fra Tyskland.

Wobbe-indekset for den danske nordsøgas forventes fortsat at variere mellem 15,0 kWh/Nm³ og 15,5 kWh/Nm³ (54,0 MJ/Nm³ og 55,8 MJ/Nm³). Ved import af gas fra Tyskland må det derfor forventes, at Wobbe-indekset vil være lavere end for dansk nordsøgas. Det skønnes, at Wobbe-indekset som gennemsnit vil være 14,4 kWh/Nm³ (51,8 MJ/Nm³).

5.5 Leverancer fra Tyskland

5.5.1 Harmonisering af produkter i Ellund

Energinet.dk arbejder på at forbedre markedssituationen for transportkunderne på grænsepunktet Ellund. Der er opstartet et projekt, som fokuserer på at harmonisere de eksisterende produkter på grænsepunktet i samarbejde med de tilstødende systemoperatører i Tyskland. Samtidig analyseres mulighederne for et ændret set-up på grænsepunktet i takt med, at de europæiske regulatorer ønsker at harmonisere kapacitetsallokeringen og flaksehåndteringen i Europa.

5.5.2 Driftssamarbejde

Energinet.dk ser på alle muligheder for at få gas leveret fysisk fra Tyskland i perioder, hvor dette efterspørges. Energinet.dk håber, at driftssamarbejds-mæssige initiativer i samarbejde med transmissionssystemoperatørerne syd for grænsen i 2010 kan medføre den første fysiske import af gas fra Tyskland siden 1984.

5.5.3 Midlertidig trykforøgelse

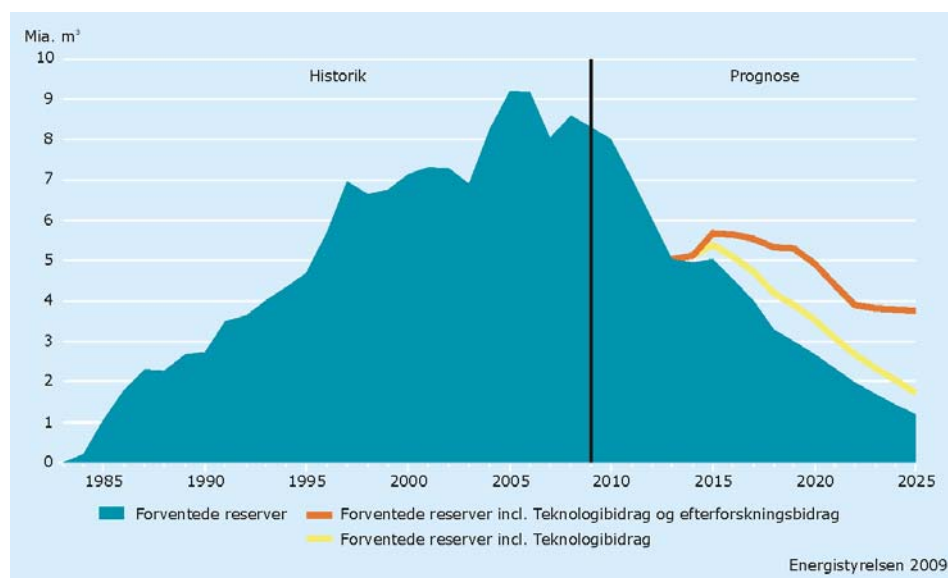
Energinet.dk prøver i dialog med DEUDAN-partnerne at se på mulighederne for i kortere eller længere perioder at øge trykket på den tyske side af Ellund med de nuværende tyske kompressorfaciliteter, således at der fysisk kan importeres gas fra Tyskland på afbrydelige vilkår inden oktober 2013. Hvorvidt det er teknisk, miljømæssigt og økonomisk muligt er endnu uafklaret.

6. Fremtidigt forbrug og forsyning

6.1 De kommende års udfordringer

Energinet.dk har til opgave at sørge for, at det nødvendige gastransmissions-system står til rådighed og har en kapacitet, således at de kommercielle aktører har mulighed for at forsyne de danske gasforbrugere. Derudover skal der på ikke-diskriminerende vilkår stilles den nødvendige kapacitet til rådighed for transit.

Danmark har siden 1983 på grund af den store produktion i Nordsøen været selvforsynende med gas, og transmissionssystemet har været udbygget med udgangspunkt i forsyning alene fra Nordsøen. Nordsøproduktionen nåede sit maksimum i 2006, jf. nedenstående Figur 6.1.



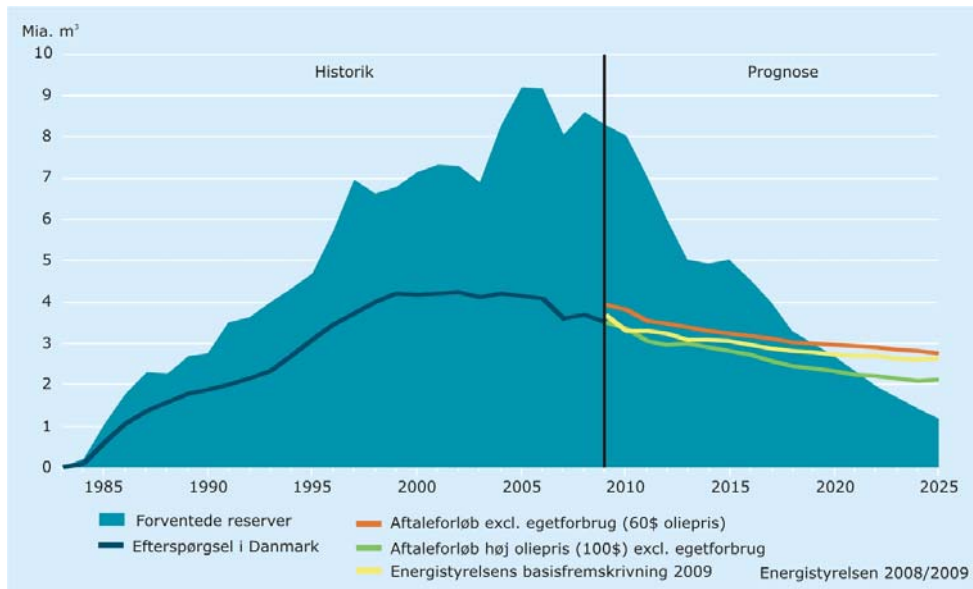
Figur 6.1 Produktionsscenarier, Energistyrelsen 2009

Energistyrelsen vurderer, at produktionen i de kommende år vil falde stærkt og muligvis vil være stort set udfaset i 2030, men der er dog stor usikkerhed om prognoserne, jf. ovenstående Figur 6.1.

Da Nordsøen i dag udgør den eneste fysiske mulighed for at føre gas ind i Danmark og Sverige, er der risiko for, at der om relativt få år opstår forsyningsproblemer, hvis Energinet.dk ikke investerer i ny infrastruktur, som muliggør forsyning til Danmark og Sverige fra andre kilder end den danske del af Nordsøen.

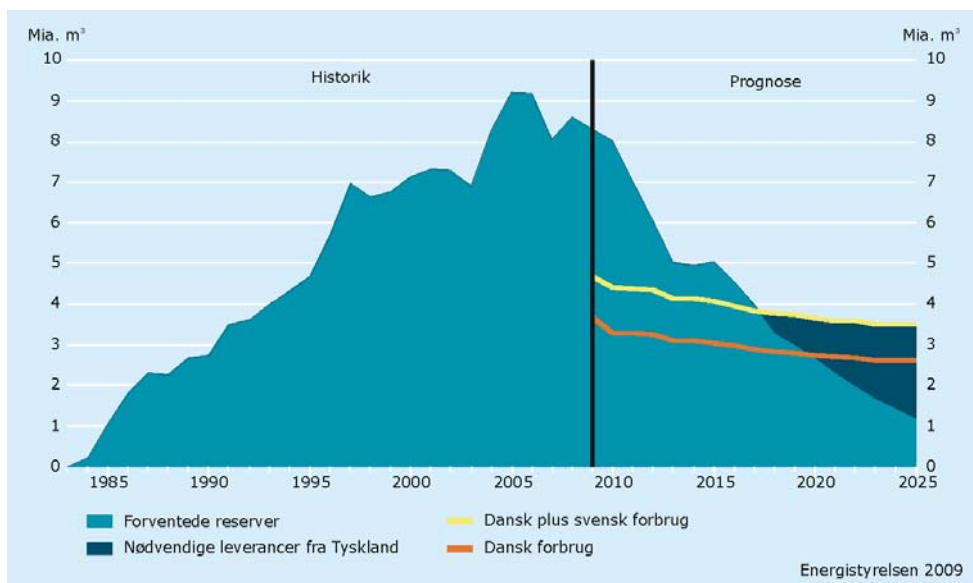
Energistyrelsen har i 2008 udarbejdet en fremskrivning for gasforbruget i Danmark under forskellige forudsætninger om bl.a. olieprisen. Basisfremskrivningen er revideret i 2009. Fremskrivningerne fremgår af Figur 6.2 og er nærmere beskrevet i afsnit 6.2. Ifølge 2009-basisfremskrivningen, og med de forventede

gasreserver, vil Danmark teoretisk (under forudsætning af, at al tilgængelig gas i Nordsøen leveres til det faldende danske marked) være selvforsynende med gas indtil 2020, men usikkerheden på dette er mindst +/- 5 år, idet der er stor usikkerhed om både forbrug og produktion.



Figur 6.2 Gasforbruget i Danmark, Energistyrelsen 2008/2009

Med Energistyrelsens forbrugsfremskrivning og produktionsprognose for Danmark og Energinet.dk's vurdering af det svenske forbrug kunne forsyningssituationen se ud som i Figur 6., som forudsætter leverancer af gas fra nye kilder.



Figur 6.3 Gasforbruget i Danmark og Sverige sammenholdt med leverancer

Ovenstående viser, at når de forventede reserver medtages, skulle der være tilstrækkelig gas til forsyning af Danmark og Sverige indtil 2017.

Hvis leverancerne fra Nordsøen ser ud som vist på Figur 6.1 med teknologi-bidrag og efterforskningsbidrag, vil det fysiske behov først være til stede efter 2025.

6.2 Forbrugsudvikling

Det graddagekorrigerede naturgasforbrug har været svagt faldende i de seneste år med et betydeligt udsving i 2006, hvor forbruget steg med 8,4 % i forhold til året før efterfulgt af et fald på 11,5 % i 2007. Udsvinget kan eventuelt være en følge af el- og naturgaspriserne i perioden. De direkte aftag til centrale elværker steg eksempelvis med mere end 40 % i 2006 sammenlignet med året før.

Siden 2005 er det graddagekorrigerede forbrug i gennemsnit faldet med ca. 2 % pr. år.

6.2.1 Energistyrelsens fremskrivning

Energistyrelsen har i sommeren 2008 og igen i april 2009 udarbejdet fremskrivninger af Danmarks energiforbrug på baggrund af Energiaftalen af 21. februar 2008. Fremskrivningerne er Energistyrelsens basisfremskrivninger og indeholder fremskrivninger af det forventede årlige energiforbrug, herunder naturgasforbruget. Fremskrivningerne forudsætter, at Energiaftalen realiseres fuldt ud.

Fremskrivningen fra juli 2008 strækker sig frem til 2025 og kaldes i det følgende "aftalefremskrivningen", mens fremskrivningen fra april 2009 går til 2030 og benævnes "basisfremskrivningen".

Forudsætninger - Energistyrelsens fremskrivning

Basisfremskrivningen adskiller sig fra aftalefremskrivningen ved opdatering af en række forudsætninger. Af betydning for naturgassen drejer det sig primært om IEA's opjustering af de langsigtede forventninger til udviklingen i brændselspriser (november 2008) samt om ny viden om effekterne af energispareindsatsen. Med opjusteringen regnes eksempelvis med 86 % højere oliepris i 2020 sammenlignet med aftalefremskrivningen. CO₂-kvoteprisen er imidlertid fastholdt på 229 kr./t fra 2013 og frem.

Energistyrelsen forudsætter i basisfremskrivningen, at Skærbækværket fortsat i værkets levetid fyrer med naturgas. Med Energiaftalen af 21. februar 2008 er der imidlertid åbnet mulighed for konvertering til kul. Derimod forudsættes Avedøre 2 omstillet til kulfyring i 2010, så der alene fyres med gas i gasturbinerne. Dette resulterer i et fald i de centrale værkers naturgasforbrug på ca. 130 mio. Nm³/år fra 2009 til 2010. I aftalefremskrivningen er begge værker konverteret til kul. Forudsigelsen af forbruget på de centrale værker er meget usikker, da DONG Energy uanset konvertering fortsat ønsker at kunne aftage naturgas.

For de decentrale kraftvarmeanlæg sker der dels en reduktion i naturgasforbruget, idet ca. 6 PJ forventes erstattet med biogas, delvist fordi varmemeforbruget

forventes at falde som følge af generelle energibesparelser på 1,5 % pr. år fra 2010. Det er alene besluttede virkemidler pr. april 2009, der indgår i basisfremskrivningen. Grøn Vækst-initiativet er derfor ikke med.

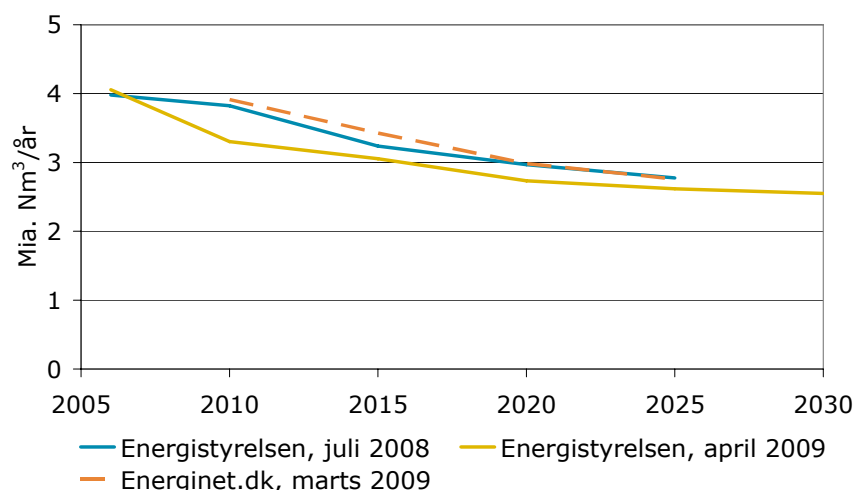
Øvrige reduktioner opnås primært som følge af de generelle energibesparelser - dog fordelt, så erhvervene (produktion og service) og den offentlige service forventes at spare mindre end 1,5 % pr. år, mens husholdningerne forventes at spare mere i perioden fra 2010 til 2030. Vedrørende virkemidler til opnåelse af Energifaftalens besparelser og øvrige forudsætninger henvises til Energistyrelsens beskrivelse af basisfremskrivningen i "Danmarks Energifremskrivning frem til 2030", april 2009.

Det forventes ikke i basisfremskrivningen, at der skal bruges gas i transportsektoren inden for den analyserede tidshorisont.

Resultater - Energistyrelsens fremskrivning

Energistyrelsen har på baggrund af basisfremskrivningen en forventning om, at naturgasforbruget inklusive forbruget offshore er faldet med 20 % i 2015 og med 28 % i 2025 i forhold til 2006. Der forventes et øget forbrug af naturgas i Nordsøen til olie- og gasproduktionen, så naturgasforbruget i den danske exitzone forventes reduceret med 25 % i 2015 og 35 % i 2025 i forhold til 2006. De forventede årsforbrug i den danske exit-zone fremgår af Figur 6.4.

Sammenligningerne er foretaget med udgangspunkt i referenceåret for Energifaftalen. Som nævnt indledningsvis var 2006 et meget specielt år, hvad angår naturgasforbruget. Udgangspunktet for de beregnede forbrugsreduktioner er ca. 4 mia. Nm³/år i Energistyrelsens fremskrivninger, hvilket er lavere end det registrerede graddage-korrigerede forbrug i 2006, bl.a. fordi Energistyrelsens fremskrivninger er korrigeret for el-handel med nabolandene.



Figur 6.4 Energistyrelsens fremskrivning af Danmarks naturgasforbrug i den danske exitzone fra juli 2008 og april 2009 plus Energinet.dk's fremskrivning fra marts 2009

6.2.2 *Energinet.dk's fremskrivning*

Energinet.dk foretager årligt en fremskrivning af det danske naturgasforbrug.

Energinet.dk's fremskrivningsmetode omfatter anvendelse af SIVAEL-modellen, der på timebasis simulerer kraftvarmesektoren for et valgt år. Naturgasforbruget på centrale, decentrale og industrielle kraftvarmeanlæg samt på spidslastkedler beregnes med modellen. Naturgasforbruget i det øvrige erhverv og i husholdningerne beregnes ikke. Fremskrivningen af dette forbrug hentes fra den seneste fremskrivning fra Energistyrelsen.

Dette års fremskrivning er udarbejdet i 1. kvartal 2009 og er således baseret på Energistyrelsens "Fremskrivning af Danmarks energiforbrug og udledning af drivhusgasser frem til 2025" fra juli 2008.

Forudsætninger - Energinet.dk's fremskrivning

Fremskrivningen tager udgangspunkt i aftaleforløbet i Energiaftalen af 21. februar 2008 og er baseret på en række forudsætninger fastlagt af Energistyrelsen og af Energinet.dk's datakoordineringsgruppe bl.a. i forbindelse med udarbejdelsen af Energinet.dk's Miljørapport 2009.

Datagrundlaget afviger delvist fra Energistyrelsens forudsætninger, idet det er forudsat, at:

- Skærbækværket fortsat fyres med naturgas
- Avedøre II ombygges til kulfyring med virkning fra 1. januar 2011, men anvender også naturgas
- IEA's brændselsprisprognose fra november 2008 lægges til grund
- Vindkraften udbygges yderligere bl.a. som følge af højere brændselspriser
- Højere el-forbrug bl.a. på grund af el-biler og individuelle varmepumper
- Der udbygges gradvist til 2.000 MW varmepumper i kraftvarmeområder
- Andelen af biogas i kraftvarmesektoren er ca. 3 PJ i fremskrivningsperioden.

De første tre punkter på listen er dog i overensstemmelse med Energistyrelsens fremskrivning fra april 2009.

Simuleringerne med SIVAEL omfatter virkemidler til indpasning af vindkraft i form af el-biler, varmepumper i kraftvarmeområder og individuelle varmepumper, der erstatter olieforbrug i område IV.

Resultater - Energinet.dk's fremskrivning

Energinet.dk's fremskrivning er i god overensstemmelse med Energistyrelsens aftalefremskrivning (juli 2008) for både 2020 og 2025 og udgør ca. 3,0 mia. Nm³/år og 2,8 mia. Nm³/år i henholdsvis 2020 og 2025. Forskelle i valg af forudsætninger viser, at aftaget på de centrale værker, varmepumper i kraftvarmeområder og højere brændselspriser tilsyneladende opvejer hinanden.

I Figur 6.4 er Energinet.dk's fremskrivning sammenstillet med Energistyrelsens fremskrivninger fra juli 2008 og april 2009.

Energinet.dk's fremskrivning er suppleret med en følsomhedsanalyse vedrørende varmebesparelser til vurdering af betydningen af årlige varmebesparelser fra 0,5 % til 1,5 %. Mellem fremskrivninger med henholdsvis 0,5 % og 1,5 % besparelse er der en forskel i naturgasforbruget på ca. 250 mio. Nm³/år i 2025. Varmebesparelser er ikke den eneste bestemmende faktor for det aftagende forbrug, idet det forventede fald i naturgasforbruget frem til 2025 også skyldes mere vedvarende energi.

6.2.3 Forventninger til udviklingen i det svenske gasforbrug

I dag er Sverige alene forsynet med naturgas fra Danmark via Dragør. Med den seneste udvikling vedrørende infrastrukturen til forsyning af Danmark og Sverige, hvor Skanled-projektet er blevet skrinlagt, er der udsigt til, at Sverige fortsat vil blive forsynet via Danmark. Skanled havde bl.a. andet til formål at etablere en forsyningsvej fra Norge til den nordlige del af det svenske system.

Energistyrelsens danske aftalefremskrivning indeholder implicit forventninger til udviklingen af dele af naturgasforbruget i Sverige, nemlig den gas, som anvendes til elproduktion eller til kombineret el- og varmeproduktion. Der er således medtaget etablering af Rya-kraftvarmeværket i Göteborg i 2007 på 259 MW og Øresundsværket i Malmø i 2010 på 416 MW. Begge værker er naturgasfyrede combined-cycle-værker (NGCC). Endvidere er det forudsat, at der etableres et NGCC på 530 MW i Sverige i 2025. Det svenske el-relaterede naturgasforbrug, som indgår i Energistyrelsens model fra juli 2008, er:

0,544 mia. Nm³/år i 2015

0,399 mia. Nm³/år i 2025.

Prognosen for det svenske gasforbrug er behæftet med en væsentlig usikkerhed, og det nuværende forbrug på ca. 1 mia. m³/år forventes at stige i nogle svenske udmeldinger fra bl.a. den svenske Energimyndighed, svarende til den danske Energistyrelsen, mens det i andre prognoser ventes fastholdt eller faldende. Hvorvidt en eventuel voksende efterspørgsel efter gas skal dækkes af biogas, Danmark eller fra en helt tredje kant er endnu ikke afklaret.

6.2.4 Sammenstilling af fremskrivninger

Overslagsmæssigt kan det samlede forbrug i Danmark (ekskl. forbrug offshore) beregnes til 3,1-3,4 mia. Nm³/år for 2015 og 2,6-2,8 mia. Nm³/år for 2025, jf. Tabel 6.1. De angivne intervaller er ikke et udtryk for usikkerhed på resultatet, men viser blot det udfaldsrum, som Energistyrelsens og Energinet.dk's basisfremskrivninger udspænder. På længere sigt antages en voksende efterspørgsel efter gas primært at blive dækket af biogas, så naturgasforbruget bliver forholdsvis konstant i en årrække.

Energinet.dk antager, at det maksimale døgnforbrug i Danmark og Sverige (via Dragør) bliver som vist i Tabel 6.2. For det maksimale døgnforbrug er der overslagsmæssigt anvendt en belastningsfaktor på 0,5 for både Danmark og Sverige.

Mio. Nm ³ /år		2015	2025
Energistyrelsen, juli 2008	Danmark	3,2	2,8
Energinet.dk, marts 2009	Danmark	3,4	2,8
Energistyrelsen, april 2009	Danmark	3,1	2,6
Energinet.dk	Sverige	1,0	1,0

Tabel 6.1 Forventet årligt naturgasforbrug i Danmark samt eksport til Sverige via Dragør. Mængderne svarer til dansk naturgaskvalitet.

Mio. Nm ³ /døgn		2015	2025
Energinet.dk	Danmark	18,8	15,1
	Sverige	7,1	8,2

Tabel 6.2 Forventet maksimalt døgnforbrug i Danmark samt eksport til Sverige via Dragør. Mængderne svarer til dansk naturgaskvalitet. Belastningsfaktor: 0,5.

Som følge af usikkerheder omkring Energifaftalens konsekvenser for gasforbruget finder Energinet.dk det imidlertid ikke tilstrækkeligt at vurdere behovet for naturgasinfrastruktur på mellemlangt og langt sigt ud fra denne alene. Specielt skal man være opmærksom på tidshorizonten for en eventuel reduktion i naturgasforbruget. I 2015 vil besparelserne i energiforbruget endnu ikke være slået fuldt igennem, mens reduktionen i produktionen fra Nordsøen forventes at være markant. Det vil således under alle omstændigheder være nødvendigt at sikre nye naturgasleverancer til Danmark inden ca. 2015.

DONG Energy har tilkendegivet, at uanset udfaldet af deres vurderinger af mulighederne for brændselskift på Skærbækværket og Avedøre 2 ønskes der fortsat mulighed for at kunne anvende naturgas på disse værker.

Forbruget af naturgas på Avedøre 2 har gennem de seneste år varieret mellem 168 Nm³/år og 316 mio. Nm³/år, mens forbruget på Skærbækværket har varieret mellem 175 Nm³/år og 391 mio. Nm³/år. I 2006 brugte de to værker tilsammen 708 mio. Nm³, mens de i 2002 kun brugte 370 mio. Nm³ tilsammen. Der kan således være tale om meget store variationer fra år til år, hvilket stiller store krav til infrastrukturens kapacitet og vanskeliggør forudsigelsen af de centrale værkers årsforbrug på langt sigt. Usikkerheden vedrørende de centrale værker betyder, at belastningsfaktoren meget vel kan være mindre end 0,5, så de maksimale døgnforbrug i Tabel 6.2 bliver større.

6.3 Forsyningssikkerhed på langt sigt

Den langsigtede forsyningssikkerhed knytter sig til mængden af og diversiteten i forsyningskilderne. Danmark har været i en privilegeret situation sammenlignet med de fleste nabolande i form af egne rigelige reserver. Det har både betydet, at hele transportvejen var inden for dansk territorium og kortere især sammenlignet med de lande, som forsynes primært fra Rusland.

I takt med at produktionen falder, vil Danmark blive afhængigt af importeret gas gennem Tyskland. Via forbindelsen til det europæiske gasnet over Ellund har det danske gasmarked adgang til gasreserver mange år frem i tiden. De norske felter har reserver til de næste 50 år eller mere, mens Ruslands reserver regnes for adskillige gange større og for tilstrækkelige til de næste 100 år.

Gassen i det nordtyske system består af norsk, hollandsk, russisk og tysk gas. På sigt vil der blive tale om yderligere gas fra Rusland bl.a. ved etableringen af Nord Stream. Den gas, som vil blive importeret gennem Ellund grænsepunkt efter 2013, vil være et kommercielt mix af norsk, hollandsk og russisk gas. Eksempelvis har DONG Energy offentliggjort aftaler med russiske Gazprom om langsigtede leverancer af gas i Nordtyskland og om et LNG-anlæg i Holland.

De planlagte investeringer i importkapacitet forventes derfor at have stor positiv betydning for den langsigtede forsyningssikkerhed i relation til produktionsfaldet i Nordsøen.

6.4 Transit til Tyskland

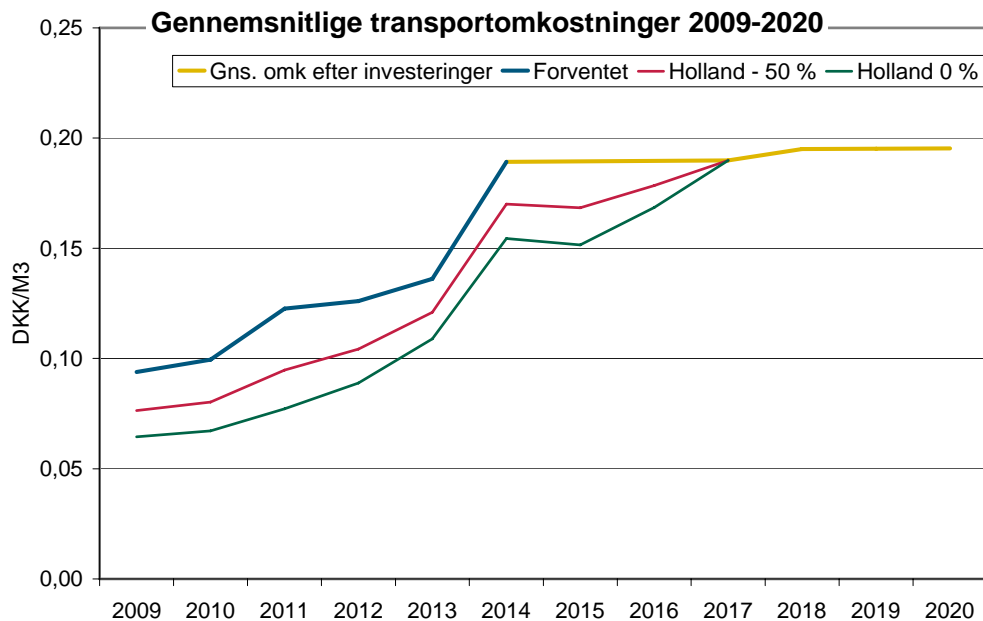
Energinet.dk har endnu ikke indgået kapacitetsaftaler for gasåret 2010. Det forventes dog, at transportkunderne vil transportere betydeligt mindre gas gennem Danmark allerede fra næste år.

Knap halvdelen af gasproduktionen i den danske del af Nordsøen eksporteres til Holland og Tyskland. Gassen til Holland eksporteres gennem Nogat-ledningen offshore og kommer dermed ikke igennem Energinet.dk's transmissionsnet, mens gassen til Tyskland kommer ind via Nybro og sendes gennem transmissionsnettet til Tyskland via Ellund. Eksport til Tyskland bidrager dermed til økonomien i det danske naturgasnet via betaling af transmissionstariffer.

I takt med at produktionen falder i de kommende år, vil fordelingen af de faldende eksportmængder mellem Holland og Tyskland derfor have stor indflydelse på Energinet.dk's transmissionsindtægter. Energinet.dk forventer, at eksporten til Tyskland stoppes før eksporten til Holland. Det er imidlertid også muligt, at eksporten til Holland stoppes først, hvorved gassen kommer ind via Nybro. Dette er afhængigt af de kommercielle aktørers gasaftaler samt transportpriserne på det danske, tyske og hollandske marked samt Nogat-ledningen.

De forskellige alternativer for de kommende års eksport har en klar konsekvens for transmissionstarifferne i Danmark. Effekten kan måles på forskellige fordelinger af eksportmængderne, som vist på figuren nedenfor. Det fremgår af figuren, at den gennemsnitlige transportomkostning kan stige jævnt fra ca. 6-9 øre/m³ i 2009 til ca. 19 øre/m³ i 2017.

Forskellen på omkostningerne inden for året er store. Allerede i 2010 er forskellen mellem realiserede transportomkostninger knap 50 % (henholdsvis 6,7 og 10 øre/m³).



Figur 6.5 Effekt af forskellig fordeling af transportmængder mellem Tyskland og Holland 2009-2020

Note:

A: Bemærk, at der i denne figur ikke er indregnet over/underdækning

B: Mængdeantagelser:

1. Forventet udvikling. Eksporten til Tyskland stopper, før eksporten til Holland stoppes.
2. Holland - 50 %. Eksporten til Holland reduceres med 50 %.
3. Holland 0 %. Eksporten til Holland stopper, før eksporten til Tyskland stoppes.

6.5 Gaskvalitet

Generelt forventes det, at naturgaskvaliteten i Danmark vil ændre sig, når der etableres nye forsyningsveje. Tilsvarende vil kunderne sandsynligvis også opleve større variationer i gaskvaliteten. Dette gælder, uanset om der bliver tale om fremtidig forsyning af norsk, tysk eller russisk gas eller LNG.

Udfordringerne på dette område er nærmere beskrevet i afsnit 3.3 og 5.4.

7. Behov for infrastrukturinvesteringer

7.1 Udbygning i relation til markedsbehovet

De hastigt aftagende produktionsmængder og den usikkerhed, som er forbundet både med hastigheden, hvormed de falder, og allokeringen af de begrænsede mængder mellem det danske og andre markeder, udgør en øjeblikkelig udfordring i gastransmissionssystemet.

Denne udfordring er håndteret via Open Season 2009 og de tilknyttede investeringer, som forventes at resultere i tilstrækkelig kapacitet på grænsepunktet til at supplere og på sigt helt erstatte Nordsøproduktionen i forhold til hjemmemarkedet og Sverige.

Investering i udbygning mod Tyskland giver basis for på langt sigt at forsyne det dansk-svenske marked via integration med det bredt forsyningsdiversificerede tyske marked. Danmark og Sverige sikres således en robust langsigtet adgang til gas fra norske, hollandske og russiske reserver samt LNG-ressourcer på et stadigt mere integreret og velfungerende nordeuropæisk gasmarked.

Samtidig øger udbygningen mod Tyskland forsyningssikkerheden i forhold til den nuværende situation, hvor der kun kommer gas fra Nordsøen. Investeringen giver desuden mulighed for fastholdelse af transitten til Sverige. En eventuel Open Season 2010 afdækker behovet for yderligere investeringer dedikeret til det svenske marked.

7.2 Indstillet og forventet teknisk løsning

På baggrund af buddene fra Open Season-processen i september 2009 vurderer Energinet.dk, at det danske marked i den nærmeste fremtid skal forsynes med leverancer fra Tyskland. Forbindelsen til Tyskland, og dermed sikringen af forsyningen til Danmark, kan udvides på forskellige måder, men der er taget udgangspunkt i en løsning, som omfatter etablering af en kompressor i Sønderjylland på den danske side af grænsen og en dublering af strækningen Frøslev-Egtved. Den endelige beslutning om udbygningsdesignet vil først blive truffet ultimo 2010 efter afslutning af en parallel Open Season i det tyske system i 2009 og en VVM-undersøgelse (Vurdering af Virkninger på Miljøet) i Danmark i 2009/2010 samt en endelig tysk udbygningsbeslutning ultimo 2010.

En kompressor ved den dansk/tyske grænse kan give en kapacitet fra Tyskland mod Danmark på ca. 11 mio. Nm³/dag, mens en dublering af røret mellem Egtved og Frøslev vil føre til en yderligere kapacitetsforøgelse på mindst 6 mio. Nm³/dag. Den samlede kapacitet vil således udgøre op til ca. 17 mio. Nm³/dag. Investeringen vil betyde, at forsyningen til Danmark og Sverige forventes at være sikret til 2020-2025 i takt med, at forsyningerne fra Nordsøen klinger af, men derefter kan der være behov for sikring af yderligere leverancer til det danske og svenske marked.

For både kompressoren og dubleringen mellem Frøslev og Egtved er der i september 2009 startet en VVM-proces, og en VVM-tilladelse vurderes at kunne

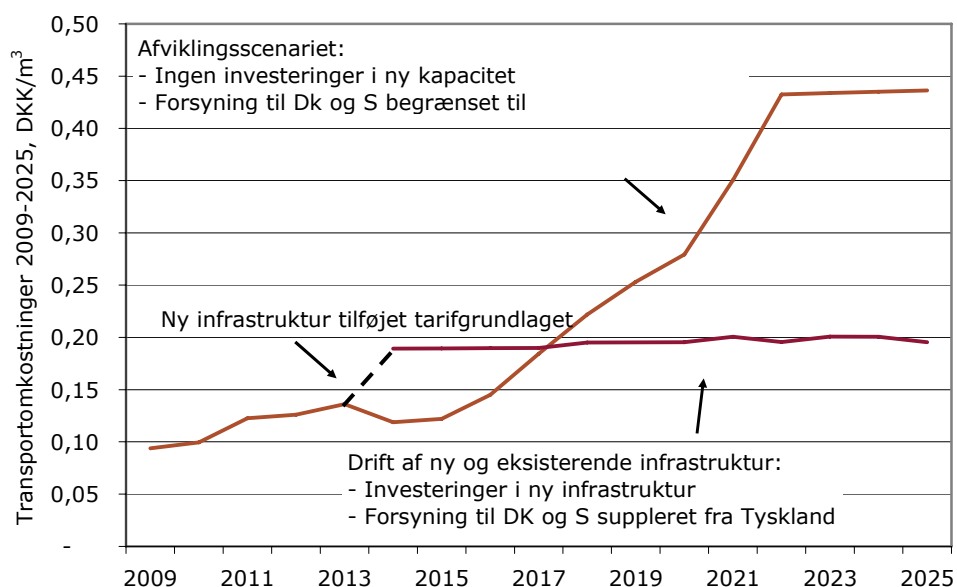
foreligge ultimo 2010. Klima- og energiministeren kan først give en endelig tilladelse til etablering af anlæggene, når VVM-behandlingen er afsluttet. Dette betyder, at ministeren ultimo 2009 kun kan give en betinget investeringsgodkendelse.

7.3 Tarif- og transportomkostninger efter nye investeringer

Energinet.dk's fremskrivninger af transportomkostningerne anslår en forøgelse af gennemsnitsomkostningen pr. transporteret m^3 naturgas, idet en større omkostningsbase fordeles på en mindre transportmængde. I perioden 2010 til 2013 forventes den fysiske eksport til Tyskland helt at bortfalde. Denne udgør i 2009 godt 40 % af den samlede transport gennem transmissionssystemet.

Transportomkostningen vil således stige fra ca. 9 øre pr. transporteret m^3 i 2009 til ca. 18 øre pr. m^3 i 2015. Efter 2015 forventes omkostningerne at finde et nyt mere stabilt leje på ca. 20 øre pr. m^3 frem til 2030. Det er i overgangsfasen fra 2010 til 2015, hvor de største ændringer i transportmønstre og omkostninger vil forekomme.

Foretages der ikke nye infrastrukturinvesteringer med henblik på at etablere nye forsyningsveje til Danmark, vil udbuddet falde i takt med produktionen fra omkring 2015. Dette betegnes som 'Afviklingsscenariet', hvor gennemsnitlige transportomkostninger kan stige op til ca. 44 øre/ m^3 i 2025, jf. nedenstående figur. Volumen er beregnet som den årlige mængde, der forventes at passere Ellund i nordgående retning.



Figur 7.1 Gennemsnitlige transportomkostninger ved afviklings- og minimumsscenarioet

Note: Beregningen inkluderer ikke effekten af et EU-tilskud.

Til sammenligning er vist investeringsalternativ 1, hvor Energinet.dk i 2014 investerer i en dublering af rørledningen fra Frøslev til Egtved samt en ny kompressor til en samlet pris på ca. 1,5 mia. kr., der afskrives frem til 2040. I dette

scenarie stiger de gennemsnitlige transportomkostninger brat i 2014 og er fremover på et leje omkring ca. 20 øre/m³ (forudsat at afskrivningerne på det eksisterende gastransmissionsnet forlænges til 2040).

Såfremt Energinet.dk etablerer både en kompressor og en ledning i 2014 samt opnår et EU-tilskud på 50 % af investeringen, vil de gennemsnitlige transportomkostninger blive reduceret med ca. 1,5 øre pr. m³ i forhold til en situation, hvor der ikke opnås EU-tilskud.

7.4 Måske langsigtet behov for yderligere investeringer

Hvis Nordsøproduktionen på langt sigt helt bortfalder, og der ikke etableres forbindelse fra DONG Energy's nuværende danske opstrømsrørledningsinfrastruktur til den tilsvarende norske, kan der opstå et behov for en alternativ norsk forbindelse. Alternativt vil det dansk-svenske gasmarked blive afhængigt af forsyning fra blot en forsyningskilde.

Tilsvarende er der i Polen og andre østlige EU-lande et ønske om forsyningsdiversitet, som kan give grobund for en ny norsk-dansk-polsk forbindelse.

Energinet.dk vil derfor se nærmere på behovet og mulighederne i 2010.

8. Distribution

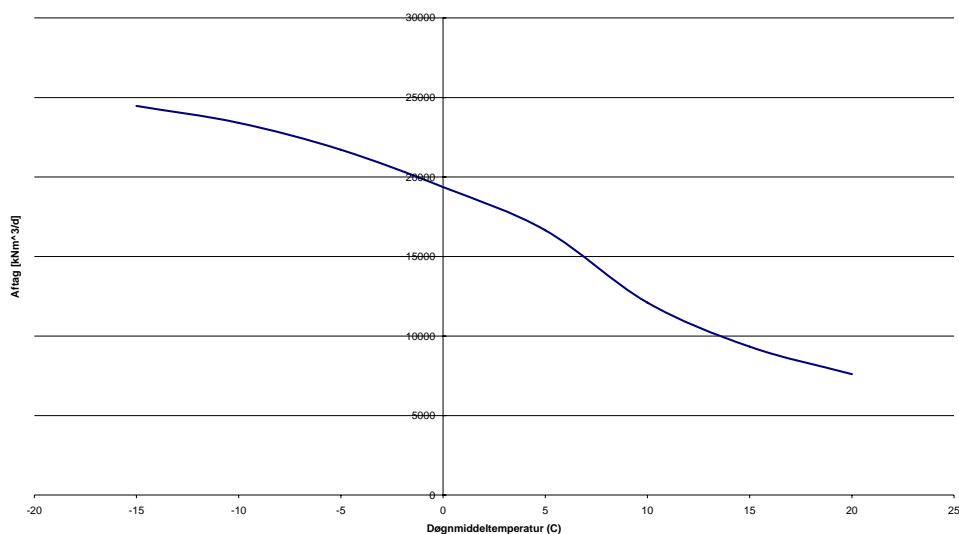
8.1 Kapaciteter og aftag

Det er nødvendigt, at leverancerne til hver enkelt M/R-station i transmissions-systemet kan opretholdes, og at leverancerne til de enkelte forbrugere opret-holdes i normalsituationer såvel som i nødsituationer ved meget lave døgnmid-deltemperaturer. Dette sikres ved analyser af systemerne og ved vurdering af naturgasaftaget fra hver M/R-station. På grund af naturgasforbrugets variation over døgnet analyseres transmissionssystemet ved dynamiske beregninger over flere døgn. Distributionssystemerne analyseres alene ved statiske beregninger af situationen ved forbruget i timen med maksimalt forbrug.

8.1.1 M/R-stationer

Hvert år vurderer Energinet.dk på basis af historiske data og en vurdering af det forventede maksimale aftag ved den dimensionerende døgntemperatur, om de enkelte M/R-stationer kan opfylde behovet for leverancer. Den mulige leve-rance gennem en M/R-station er afhængig af til- og afgangstryk fra stationen. Afgangstrykket er fastlagt af de regionale selskaber, mens tilgangstrykket vil være bestemt af den aktuelle belastningssituation. Energinet.dk gennemfører årligt en 'base case'-beregning, som udgør forventningen til den maksimale belastning af nettet i den kommende vinter.

For vinteren 2009/2010 er de enkelte M/R-stationers kapaciteter beregnet på basis af beregnede minimumstilgangstryk baseret på aftag ved en døgnmiddel-temperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ samt på basis af de af de regionale selskaber fastlagte afgangstryk. Stationskapaciteterne fremgår af Tabel 8.1, hvor også de forudsat-te aftag i maks.-døgnet og i maks.-timen er vist. Det skal pointeres, at der er tale om stationskapaciteter ved de til- og afgangstryk, som fremgår af Tabel 8.1, og at afgangstrykket i visse tilfælde kan være lavere. Det samlede aftag som funktion af døgnmiddeltemperaturen fremgår af Figur 8.1.



Figur 8.1 Sammenhæng mellem døgnmiddeltemperatur og samlet naturgasaftag i Danmark

M/R-station	Forventet aftag i maks.- døgn (-13 °C)	Forventet aftag i maks.- time (-13 °C)	Bereg- net til- gangs- tryk	Aftalt set- punkt	M/R- station. Bereg- net kapaci- tet	Distribu- tionssel- skabernes forventede kapacitets- behov	Målt maks.-time 2008.04.01 til 2009.03.31
	1.000 Nm ³ /d	Nm ³ /h	Barg	Barg	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h
Amager Fælled	29	1.881	55,0	16,6	14.313	5.700	6.664
Billesbølle	91	4.246	62,0	17,1	9.450	4.763	4.498
Brande	84	4.038	65,5	35,4	11.098	12.000	4.955
Brøndby	1.604	68.004	56,0	33,9	131.918	102.000	81.445
Dragør	208	9.037	55,4	16,6	23.259	12.000	9.026
Egtved	1.017	44.298	65,0	35,4	62.366	65.000	57.052
Ellidshøj	187	8.569	68,1	35,4	44.160	26.000	8.995
Frøslev	689	30.026	54,1	35,4	38.280	41.200	29.939
Haverslev	195	9.372	69,4	35,4	27.450	26.000	17.151
Helle	14	631	66,5	16,0	8.632	600	1.030
Herning	2.055	87.334	65,8	47,6	154.240	140.000	86.809
Højby	415	19.777	60,5	18,3	128.161	27.592	31.003
Karlslunde	488	21.188	57,1	17,9	97.828	80.000	35.004
Karup	267	11.868	71,4	35,4	25.908	26.000	12.535
Koelbjerg	439	21.326	61,7	18,3	39.285	26.433	28.666
Køge	461	21.354	57,4	17,9	39.540	40.000	23.387
Lilballe	-	-	63,8	3,6	9.011	2.500	2.295
Lille Selskær	449	20.411	60,7	35,4	41.220	32.000	22.176
Lille Torup	61	2.676	71,4	35,4	9.227	10.000	2.927
Lynge	1.541	64.498	53,4	32,7	124.239	106.000	73.492
Middelfart	64	2.827	62,9	17,1	9.600	2.728	2.864
Måløv	2.020	84.709	53,8	17,9	106.000	106.000	61.479
Nyborg	42	1.899	59,7	17,1	9.150	2.095	3.639
Nybro	49	2.445	67,7	17,1	4.840	3.200	3.152
Nørskov	324	14.516	65,2	35,4	24.618	21.800	17.744
Potterhuse	193	10.326	62,7	35,4	33.417	13.000	8.549
Ringsted	639	28.618	58,0	25,0	39.960	39.000	29.414
Slagelse	271	12.167	59,2	16,7	40.380	16.400	13.706
Sorø	-	-	58,6	17,9	40.380	0	19.303
Stenlille	615	26.759	62,9	17,7	38.141	38.400	26.202
St. Andst	354	16.494	63,3	35,4	42.060	27.000	18.499
Sydhavnen	21	1.088	54,9	3,6	5.857	3.000	1.535
Taulov	56	2.937	63,3	35,4	33.417	7.100	4.622
Terkelsbøl	342	15.438	56,1	35,4	20.537	21.300	16.756
Torslunde	196	8.654	57,0	17,9	39.540	32.000	11.430
Ullerslev	162	7.065	60,1	17,1	9.150	6.934	7.130
Vallensbæk	133	5.575	56,3	17,9	46.508	32.000	21.296
Varde	166	8.088	67,0	35,4	41.037	25.000	16.371
Viborg	1.562	67.293	68,5	35,3	138.000	124.000	70.705
Ålborg	1.393	62.503	67,1	44,3	155.680	116.000	73.804

Tabel 8.1 Forventede aftag og beregnede til- og afgangstryk samt kapaciteter for M/R-stationer i transmissionssystemet i normal forsyningsituation ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C. Desuden distributionsselskabernes forventede kapacitetsbehov.

Ved vurdering af M/R-stationernes kapacitet indgår dels den faktisk realiserede makstime, dels det forventede aftag ved -13 °C fra distributionsselskaberne og fra Energinet.dk's model. Vurderingerne om den nødvendige kapacitet er til stede bygger derfor på en samlet vurdering af disse input. Der kan være forskelle mellem realiserede makstimer og forventninger i Energinet.dk's model. Dette skyldes bl.a. følgende forhold:

- Energinet.dk's model er baseret på døgnaftag og angiver et middelestimat af forbruget ved -13 °C
- Ringforbundne net vil i modellen kunne give forventede aftag som er væsentligt forskellige fra modellering
- Realiserede makstimer kan være høje pga. atypiske aftag, f.eks. genopfyldning af et nedenstrømsnet eller kunder, som har ekstra store aftag.

8.1.2 Dimensionering af distributionsnet

I forbindelse med udarbejdelse af Naturgasforsyningsikkerhedsplan 2008 blev der gennemført uddybende analyser af sammenhængen mellem temperatur og naturgasforbrug fra hver M/R-station i transmissionssystemet. Dette har haft til formål at afdække eventuelle flaskehalse i systemet. Det er vurderingen, at disse analyser er dækkende for Naturgasforsyningsikkerhedsplan 2009.

Det er væsentligt ved vurderingen af forbruget specielt ved meget lave døgnmiddeltemperaturer at tage hensyn til samtidigheden af forskellige typer forbrug, så kapacitetskravet til M/R-stationerne forbliver realistisk. Vurderingen af aftaget ved meget lave temperaturer vanskeliggøres af, at der ikke findes relevante målte data for døgnmiddeltemperaturer lavere end ca. -7 °C. Ringforbindelser vanskeliggør desuden vurderingen for den enkelte M/R-station.

8.2 Særlige forsyningsikkerhedsmæssige forhold i de enkelte distributionsområder

8.2.1 Naturgas Fyn Distribution

Transmissionssystemets M/R-stationer, der forsyner Naturgas Fyn Distribution A/S, vurderes at have tilstrækkelig kapacitet på kort såvel som på langt sigt. Naturgas Fyn vurderer, at naturgasforbruget vil være faldende i de kommende år.

8.2.2 DONG Gas Distribution

Generelt set vurderes Energinet.dk's M/R-stationer at have tilstrækkelig kapacitet til forsyning af DONG Energy's behov for den kommende vinter 2009/2010.

For stationerne Egtved, Frøslev, Terkelsbøl og Stenlille er forholdet mellem kapacitetsgrænse og maks.-timeforventning dog af en sådan karakter, at der må planlægges kapacitetsøgning. En sådan øgning aktualiseres yderligere ved den forventede introduktion af gas med lavere brændværdi.

8.2.3 HNG Distribution og Naturgas Midt-Nord Distribution

I 2009 er naturgasforsyningen opretholdt til alle forbrugere i HNG's og Naturgas Midt-Nords bevillingsområder, når der ses bort fra lokale ledningsovergravninger og forbrugere, der har indgået afbrydelighedsaftaler med Energinet.dk.

Transmissionssystemets M/R-stationer og distributionssystemerne i HNG's og Naturgas Midt-Nords bevillingsområder vurderes at have tilstrækkelig kapacitet i den kommende vinter 2009/2010.

For at vurdere, om de eksisterende forsyningsanlæg har tilstrækkelig kapacitet i de efterfølgende 10 år, har HNG og Naturgas Midt-Nord igangsat analyser af udviklingen i gasforbruget og konsekvenserne af ændringer i gaskvaliteten.

8.2.4 Københavns naturgasforsyning

Københavns Energi har i forbindelse med deres omstilling af produktion af bygas til naturgas/luft i november 2007 forespurgt på muligheden for at disponere over linepack i Energinet.dk's 80 bar-net i tilfælde af forsyningssvigt ind mod København.

Københavns Energis bygasnet er et ringforbundet net, der skal holdes tryksat, da luftindtrængning kan nedlægge gasforsyningen i København. Det er derfor af afgørende vigtighed, at naturgasråstoftilførslen opretholdes med et tryk på mindst 15 bar på Strandvænget og Kløvermarkens gasværker.

Manglende gasforsyning til Københavns Energis bygasnet kan have væsentlige samfundsøkonomiske konsekvenser, og Energinet.dk vurderer derfor, at forsyningsikkerheden ind mod København skal øges.

Ud over at reservere linepack i 80 bar-nettet arbejdes der nu på en løsning, hvor HNG i distributionsnettet kan etablere et bypass, således at der hurtigt kan forsynes med gas fra Stenlille til Strandvænget gasværk. I dag blandes gas fra Stenlille med nordsøgas, inden den distribueres videre. Det vil derfor medføre et øget behov for måling af gaskvaliteten, da der i så fald vil kunne leveres ren gas fra Stenlille ind mod København. I den forbindelse har Energinet.dk besluttet at etablere en gaskromatograf på Torslunde M/R-station i 2010.