



ANALYSE NR. 17 | 18. MAJ 2015

Gassystemets fremtid og udfasning af naturgas

SKAL GASSYSTEMET VÆRE EN CENTRAL SPILLER I EN GRØN FREMTID ELLER SENDES PÅ PENSION? Parallelt med omstillingen af gassystemet til en grøn fremtid er gasforbruget aftagende i flere sektorer. Den tendens accelereres af SR-regeringens målsætning om at udfase naturgas fra individuel opvarmning. Skal ambitionen om et fossilfrit samfund i 2050 indfries effektivt og med færrest mulige omkostninger for samfundet, er der behov for en mere holistisk tilgang til den klimapolitiske indsats, hvor omkostningseffektivitet og brobygning til en grøn fremtid er i centrum.

Publikationen

Gassystemets fremtid og udfasning af naturgas.
Analyse nr. 17. 18. maj 2015.

Kontaktinformation

Silas Harbo
sih@danskenergi.dk

Telefon +45 35 300 488

Disclaimer

Dette analysenotat er omhyggeligt udarbejdet, og indholdet er kvalitetssikret internt i Dansk Energi. Dansk Energi vil ikke kunne gøres til ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i analysenotatet.



1 Indhold

2	Resume	5
3	Gassens rolle og fremtid	11
3.1	Naturgasforbruget vil aftage over de kommende år	11
3.2	Gas er et centralt brændsel for energisystemet	12
3.3	Grønne gasser + ny rolle = langsigtet grøn gasvision	13
3.4	Bevarelse af gassystemet holder mulighederne åbne.....	13
3.5	Formålet med gasanalysen.....	14
4	Det danske gassystem	15
4.1	Det danske naturgasforbrug.....	15
4.2	De danske naturgasforsyninger	17
4.3	Den danske naturgaspris	18
5	Gasforbruget i 2035	22
5.1	Politiske målsætninger	22
5.2	Energistyrelsens vindscenarie	22
5.3	Dansk Energis scenarier for gasforbruget i 2035	24
5.3.1	Kollektiv el- og varmeproduktion.....	24
5.3.2	Industrielle processer.....	26
5.3.3	Transportsektoren.....	30
5.4	Gastransit til Sverige.....	32
5.5	Gasforbrugsscenarier i 2035.....	34
6	Gas i individuel opvarmning	36
6.1	Samfundsøkonomisk effekt af udskudt udfasning	38
6.1.1	CO ₂ -udledninger og fokus på Non-ETS sektorer	40
6.1.2	Skyggepris på udfasning af naturgas til opvarmning	42
6.1.3	Skyggeprisens følsomhed overfor valg af individuel varmekilde	43
6.2	Effekten på det samlede gasforbrug i Danmark i 2035	44
7	Gasinfrastrukturens økonomi	45
7.1	Gastransmissionsnettet.....	46
7.1.1	Gastransmissionstariffer	46

7.2	Gasdistributionsnettet	47
7.2.1	Gasdistributionstariffer	48
7.3	Gastariffer for industrikunder i 2035	48
7.4	Industriens endelige gasomkostninger i 2035	50
7.5	Fordeling af tariffbetaling på sektorer	51
7.6	Udpegning af gasintensive industribrancher	52
7.7	Bidrag til bruttoværditilvækst og beskæftigelse	53
8	Biogas og gassystemet	55
8.1	Biogassens værdikæde og omkostningsstruktur	56
8.1.1	Biogassens driftsomkostninger	57
8.1.2	Biogassens kapitalomkostninger	57
9	Bibliografi	60

2 Resume

Udfordringen i gassystemet er, at gassystemet som en del af det samlede energisystem også skal omstilles til en grøn fremtid i 2050. Der foregår i dag en stor forsknings- og udviklingsindsats med henblik på at udvikle teknologier til produktion og konvertering til grønne gasser såsom biogas og brint, der har potentiale til at spille en central rolle i fremtidens fossilfri energisystem. Samtidig med det er gassens anvendelse som brændsel i flere sektorer under pres.

Samfundet skal gøre sig klart, hvilken rolle de grønne gasser skal have i 2050, og hvordan gassystemet bedst understøtter dette.

Hvis mængderne i gassystemet bliver så små, at gassystemets konkurrenceevne skades, og gassystemet indskrænkes i omfang, risikerer man at spille sig et vigtigt kort af hånden i forhold til at sikre en omkostningseffektiv grøn omstilling.

Der er således behov for en grøn gasvision, der angiver, hvordan man forestiller sig, at gassystemet skal bevares i en overgangsperiode, hvor gasmængderne i Danmark risikerer at blive så lave, at økonomien i at bevare infrastrukturen og anvendelsen af gassen udfordres.

Det danske gasforbrug er aftagende og den tendens vil fortsætte

I Danmark har man siden midten af 1980'erne etableret en velfungerende og vidtrækkende naturgasinfrastruktur. Det har været drivkraften bag, at naturgasforbruget på 30 år er vokset til, i 2013, at udgøre 138 PJ, svarende til 18% af det danske energiforbrug. Det samlede gasforbrug er dog faldet med 29% siden 2006, og det er en tendens, der ser ud til at fortsætte.

De aktuelle rammevilkår for naturgassen har igangsat en udvikling på flere centrale afsætningsmarkeder. Vores analyse peger i retning af, at det samlede gasforbrug i 2035 kan ende på omkring 43,3 PJ. Det er et fald på 63,2% i forhold til 2013, hvor det samlede gasforbrug i Danmark var på 114,5 PJ (ekskl. 23 PJ gas anvendt til udvinding og forgasning). Udviklingen drives i første omgang af en række faktorer:

- I el- og varmeproduktion foregår en øget konvertering til biomasse, solvarme, elvarmepumper og geotermi. De primære årsager til dette er bortfald af grundbeløbet til naturgasfyrede decentrale kraftvarmeverker (med udgangen af 2018) og ophævelsen af kraftvarmekravet i en række barmarksværker. Stigende elproduktion fra vind- og solkraft har i kombination med stagnerende elforbrug ført til lavere elpriser de senere år og dermed til færre driftstimer for gasbaseret elproduktion.
- I industrien giver støtten til vedvarende energi, selskabsøkonomien i biomassekedler og udbygningen af fjernvarme anledning til at forvente et lavere gasforbrug til procesvarme, hvor en stor del af gassen i industrien anvendes.
- Naturgasforbruget til opvarmning i husholdninger og erhverv forventes at falde pga. løbende energibesparelser og konvertering af naturgasområder til fjernvarmeområder.

Herudover fører SR-regeringens målsætning om en fossilfri opvarmning til, at naturgassen skal afløses af alternativer i 2035. Biogas vurderes ikke at blive en konkurrencedygtig afløser for naturgas til individuel opvarmning, og derfor må der ses bort fra gasforbrug i alle husholdninger, samt handels- og serviceerhverv.

Endelig er der to mere usikre elementer, som også er afgørende for de fremtidige gasmængder i det danske gassystem:

- Transportsektoren er en "dark horse", som aktørkredsen omkring gassektoren i Danmark satser på til at aftage gas fra det danske gassystem i fremtiden.
- Den svenske gasforsyning var i 2011 ca. 50 PJ og kommer udelukkende via transit igennem Danmark. Den svenske gastransit bidrager således også til at betale for transmissionsdelen af den danske gasinfrastruktur. Ambitionerne om at udbygge biogasproduktionen og øge antallet af LNG-terminaler i Sverige skaber behov for en kritisk vurdering af størrelsen af gastransit til Sverige via det danske gassystem fremadrettet.

Det generelle fald i gasforbruget i Danmark, der kommer fra flere fronter, giver anledning til at overveje konsekvenserne af SR-regeringens mål om at udfase naturgassen fra individuel opvarmning nærmere (herefter benævnt "udfasningsmålet").

To scenarier danner grundlag for analyserne

Som grundlag for vurderingen af gasforbruget i 2035 og konsekvenserne for gassystemet ved at accelerere udfasningen af naturgas til individuel opvarmning, har vi udarbejdet to scenarier, der begge tager afsæt i den aktuelle udvikling og den underliggende selskabsøkonomi på de centrale afsætningsmarkeder for gassektoren.

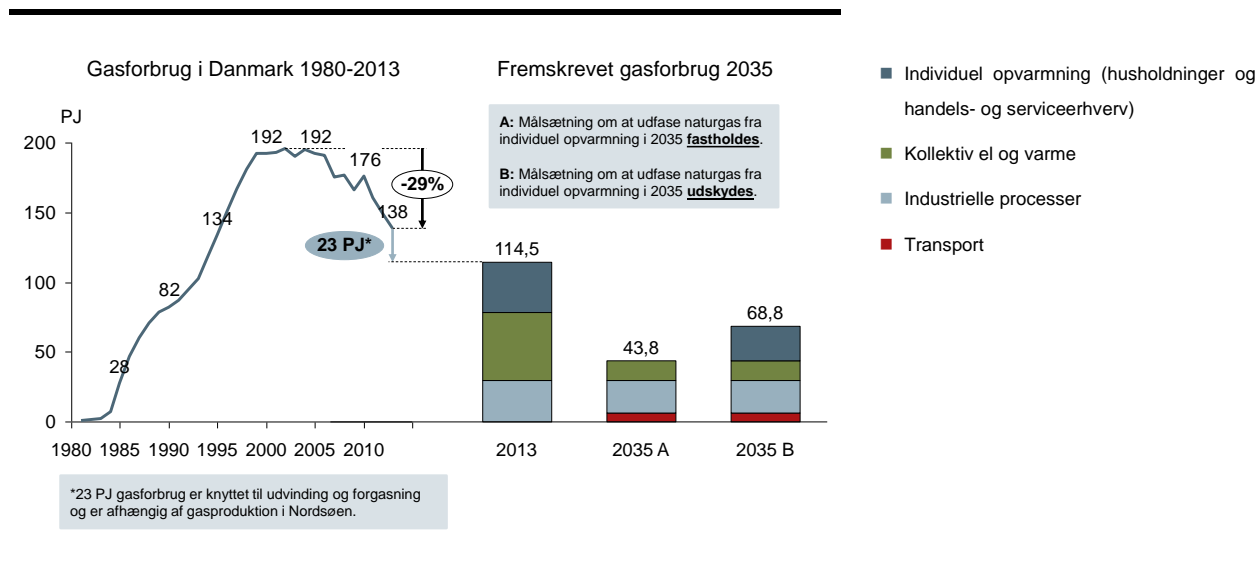
For de fire hovedsegmenter for naturgassen – kollektiv el og varme, individuel opvarmning, industrielle processer og transportsektoren – er gasforbruget vurderet under forudsætning af "frozen policy", dvs. at vi antager, at de aktuelle skatte- og afgiftsforhold stadig er gældende frem til 2035.

I scenarie A fastholdes SR-regeringens målsætning om at naturgas til individuel opvarmning skal være endeligt udfaset i 2035. I scenarie B udskydes denne målsætning til 2050. Udviklingen siden 1980 og gasforbruget i 2035-scenarierne er vist i **Figur 1**.

Gældende for begge scenarier, vil gasforbruget til kollektiv el- og varmeproduktion, samt i industriens processer falde frem til 2035. I den kollektive el og varmeforsyning vil der primært være behov for gas til at dække spidslast el og varme. Gasforbruget i den kollektive el- og varmeproduktion forventes at falde fra 48,8 PJ i 2013 til 14 PJ i 2035. Selskabsøkonomien i det industrielle gasforbrug til "procesvarme vand" taler for en omlægning til træfliskedler, svarende til et fald på ca. 6,3 PJ. Det fører gasforbruget i industriens processer fra 29,7 PJ i 2013 til 23,3 PJ i 2035.

Selv om udfasningsmålet for naturgas til individuel opvarmning i 2035 udskydes til 2050 i scenarie B, vil gasforbruget blive lavere, bl.a. pga. omlægning af naturgasområder til fjernvarme og generelle effektiviseringer, så forbruget antages at falde fra 36 PJ i 2013 til 25 PJ i 2035.

Endvidere foretager vi en række følsomhedsanalyser af de centrale forhold, der er mest usikkerhed om; herunder om gas vinder frem som drivmiddel i transportsektoren og omfanget af gastransit til Sverige i 2035.

Figur 1 Gasforbrug i Danmark i dag og i 2035.

Kilde: 1980-2013: Energistatistik 2013 (Energistyrelsen). 2035: Egne beregninger.

Scenarierne anvender vi endvidere som grundlag for at beregne de samfundsøkonomiske omkostninger ved at udfase naturgas til individuel opvarmning i perioden 2020 til 2035. Derudover beregner vi de afsmittende effekter på gassystemet, herunder særligt effekterne på industriens gastariffer og den endelige gaspris.

Udfasning af naturgas til individuel opvarmning

Beregningen af den samfundsøkonomiske omkostning er et udtryk for forskellen på de to scenarier for individuel opvarmning, hvor naturgas er udfaset i hhv. 2035 og 2050. Naturgasfyrene forudsættes erstattet af et miks af træpillefyr, varmepumper og solvarme. Som basecase bruges sammensætningen af varmekilder til individuel opvarmning fra Energistyrelsens vindscenarie¹.

Udfasningen af naturgas til individuel opvarmning i 2035 kommer, ifølge vores beregninger ved en fuld gennemførelse i 2035, til at koste samfundet en øget årlig ekstra-regning til individuel opvarmning på 1,55 mia. 2014-kr.

Den associerede klimamæssige gevinst er ca. 1,43 Mt. CO₂, hvilket giver en skyggepris på udfasningen af naturgas fra individuel opvarmning på ca. 1.088 kr./ton CO₂ i 2035.

En skyggepris på omkring 1.100 kr./ton CO₂ er en fordobling i forhold til de CO₂-reduktionstiltag, man tidligere har fokuseret på i Danmark, herunder kystnære vindmøller og biomassekonvertering af kraftvarmeværker.

I forbindelse med vedtagelsen af EU's 2030-mål blev der aftalt en europæisk CO₂-reduktion i de ikke-kvoteomfattede sektorer (non-ETS) på 30% i forhold til 2005-niveau. Danmarks andel af denne forpligtelse er endnu ikke forhandlet på plads, men vi vurderer, at den kommer til at ligge i intervallet 36-40%.

¹ I Energistyrelsens vindscenarie er der installeret 68,8% træpillefyr, 20% jordvarmepumper, 8% luftvarmepumper og 3,2% solvarme i 2035. Altså ca. 70/30 mellem træpillefyr og varmepumper.

Fokuserer vi på CO₂-reduktionstiltag inden for non-ETS ligger den fremtidige skyggepris for udfasning af naturgas til individuel opvarmning på et gennemsnitligt niveau.

Sammenlignet med en udskydelse af udfasningsmålet til 2050, medfører 2035-målet en samfundsøkonomisk omkostning i nutidsværdi på 14,5 mia. kr. i perioden frem til 2050.

Vendes forholdet mellem træpillefyr og varmepumper om, så der er 20% luftvarmepumper, 50% jordvarmepumper og 28% træpillefyr bliver den årlige meromkostning 830 mio. 2014 kr. CO₂-besparelsen bliver 1,332 Mt CO₂ og deraf reduceres skyggeprisen på udfasning af naturgas til individuel opvarmning til 623 kr./ton CO₂. I denne beregning er evt. omkostninger til forstærkninger af eldistributionsnettene som følge af det øgede elforbrug fra varmepumperne ikke medtaget pga. stor usikkerhed om størrelsen af disse.

I perioden frem til 2050 vil det koste samfundet 7,3 mia. kr. mindre i nutidsværdi, hvis det er varmepumper, der dominerer brændsels-sammensætning og ikke træpillefyr.

Allerede fra 2020 vil ejere af naturgasfyr overveje investeringer i en alternativ opvarmningskilde. SR-regeringen 2035-udfasningsmål bidrager således til en accelerering af dykket i naturgasforbruget på den korte bane. Uden 2035-målet forventer vi, at der kan afsættes ca. 25 PJ gas til den individuelle opvarmning, når der tages højde for udbygning af fjernvarme og generelle effektiviserings tiltag. Holdes der fast i naturgas til individuel opvarmning fører det til et samlet gasforbrug i Danmark i 2035 på 68,3 PJ.

Økonomien i gassystemet

Omkostningerne i gasinfrastrukturen er helt overordnet set uafhængig af den enkelte kunde eller hvor meget gas, der flyder igennem systemet. De store etableringsinvesteringer vil være afviklet i 2024, og en stor del af gassystemets omkostninger vil derfor falde, men dog ikke i samme omfang som forbruget i de to scenarier. Den samlede effekt af de to modsatrettede effekter er, at enheds-transportomkostningerne vil stige, alt andet lige.

I dag er omkostningsbasen i gasinfrastrukturen (transmission og distribution) ca. 1.564 mio. kr. Når den historiske gæld er afviklet, falder omkostningsbasen til ca. 1.091 mio. kr. Såfremt man fastholder 2035-målet for individuel opvarmning (Scenarie A), sparer man driftsomkostninger til kundeforvaltning og service af individuelle kunder, og omkostningsbasen reduceres til 831 mio. kr.

På grund af faldet i gasmængderne i Scenarie A vil den samlede effekt være en stigning i industriens gastarif fra 0,29 kr./m³ i dag til 0,60 kr./m³ i 2035 i faste 2014-priser, svarende til en stigning på 107% i reale termer.

Gastarifstigningen skyldes til dels faldet i gasforbruget, men er også en effekt af, at de individuelle opvarmningskunder forsvinder. Gasdistributionsselskabernes tarifstruktur er i dag indrettet således, at den marginale betaling falder i takt med at forbruget stiger. Det betyder, at der betales en markant højere gastarif for små mængder. På transmissionsniveau er det afgørende, at gasforbruget er varmebundet. Det giver en ringere udnyttelse af den kapacitetsbetaling, der fastlægges ud fra kundens maksimale aftag fra gassystemet. Derfor betaler individuelle opvarmningskunder en markant højere gastarif per gasmængde.

Ved at bibeholde naturgassen i den individuelle opvarmning øges omkostningsbasen med 260 mio. kr., så den samlet set bliver 1.091 mio. kr.

Som følge af den individuelle opvarmnings gasforbrug på 25 PJ og højere tariffbetaling vil det – til trods for stigningen i omkostningsbasen – medføre, at industriens gastarif i 2035 kan holdes på 0,37 kr./m³, svarende til en stigning på 28% i forhold til i dag.

Der er to usikkerhedselementer omkring gasmængderne i det danske gassystem: Transit af gas til Sverige, og hvorvidt gas vinder frem som drivmiddel i den tunge transport. Hvis transitten til Sverige bortfalder, og det ikke lykkes at indføre gas i den tunge transport i 2035, risikerer man, at gastarifferne stiger yderligere. I en situation uden gasforbrug i den individuelle opvarmning kan industriens gastarif stige helt op til 0,88 kr./m³, hvilket vil være en stigning på 203% i forhold til i dag i reale termer. Bevares 25 PJ naturgasforbrug til individuel opvarmning vil industriens gastarif i samme situation kun stige til 0,45 kr./m³.

Således bidrager naturgasafsætningen i den individuelle opvarmning ikke alene til at holde industriens gastariffer lave, men også til at gøre gassystemets konkurrenceevne mere modstandsdygtig over for usikre udviklingsspor indenfor transport og transit til Sverige.

De gasintensive industrier

I 2035 vil industrien være det største segment for afsætning af gas i Danmark. Industrivirksomhederne vil i højere grad end andre segmenter være følsomme over for prisændringer i de kerneinput, der indgår i produktionen. Hvis de gasintensive industrier oplever en fordobling i gastariffen, som resultaterne i vores analyser angiver, vil det svare til et strukturelt løft i gasprisen på 8% i forhold til i dag. Hvis udviklingen i gastransitten og transportsektoren ydermere ikke går som planlagt, kan det vokse til en stigning på 15%.

Alt efter hvordan gastransit Sverige og gasanvendelse i tung transport udvikler sig, vil industrien stå med en ekstraregning til gastariffer på mellem 136 og 253 mio. 2014-kr. i 2035 sammenlignet med en situation, hvor man bibeholder naturgassen til individuel opvarmning i 2035. Det vil være en stigning i gasomkostningen, der særligt vil ramme de få gasintensive industribrancher i Danmark. De tæller bl.a. glas- og keramisk industri, fremstilling af metal, mejerier og papirindustrien og har alle det til fælles, at gasindkøb udgør mere 5% af deres samlede bruttoværditilvækst. En stigning i gasprisen på 8-15% vil kunne mærkes i disse industribrancher.

Endvidere er der en gruppe lettere gasintensive industribrancher, der bl.a. tæller betonindustri og teglværker, fiskeindustri, tekstilindustri og fremstilling af maling og sæbe, hvor gasindkøb fylder 3-5% af bruttoværditilvæksten. Der vil inden for disse brancher være enkelte selskaber, som også skal anses for gasintensive. De vil ligeledes blive påvirket af stigningen i gastariffen.

For at fastholde samme fortjeneste i de gasintensive industribrancher er de enten nødsaget til at skifte energikilde eller til at øge deres salgspriser tilsvarende. Det vil enten føre til et lavere gasforbrug og yderligere forværring af gassystemets økonomi eller en reduktion af de gasintensive industriers konkurrenceevne over for udenlandske industrier, der ikke oplever samme strukturelle løft i gasprisen.

Ved introduktion af væsentlige mængder biogas i naturgasnettet samtidigt med et fald i aftaget i det lokale naturgasnet øges behovet for at opkomprimere gassen til det øvre net med højere trykniveauer. Det kan øge gastariffen for de kunder, der er tilbage med op mod 50% i forhold til i dag, alt efter hvor stor en andel af gasforbruget, der dækkes med biogas og hvor stor en andel, der skal opkomprimeres.

I 2011 udgjorde industrien 11% af den samlede bruttoværditilvækst i Danmark, svarende til 170 mia. kr. Heraf bidrog de gasintensive industrier med 9,6 mia. kr. og de lettere gasintensive industrier med 12,7 mia. kr. Tillige repræsenterer de gasintensive virksomheder ca. 18.250 fuldtidsbeskæftigede og de lettere gasintensive ca. 30.000 fuldtidsbeskæftigede.

Gassens fremtidige rolle

For at sikre en omkostningseffektiv omstilling af energisystemet i de kommende årtier skal udviklingen og rollen af de forskellige energiformer, der udgør kernen i et fossilfrit energisystem, nytænkes. Det er nødvendigt, at holde mulighederne åbne for en flerstrengt strategi og sikre et fossilfrit energisystem i 2050, der hænger sammen økonomisk og teknisk.

Det er endnu for tidligt at afgøre, om de grønne gasser vil slå igennem og blive konkurrencedygtige. Om den bedste anvendelse af biogas er ved direkte brug i lokale kraftvarmeværker eller opkomprimeret til naturgasnettet og ledt videre ud til anvendelse i transportsektoren, industrien og den individuelle opvarmning.

På baggrund af de negative konsekvenser for industriens tarifregning, fremtidige gasforbrug og konkurrenceevne er det oplagt at overveje, om SR-regeringens ambition om at udfase naturgassen til individuel opvarmning er den billigste og mest agile vej frem mod en langsigtet strategi om et fossilfrit energisystem i 2050.

Klima- og energipolitikken skal fokusere på målet

Analysen fremkommer med to vigtige pointer for klima- og energipolitikken, hvor Danmark stilles over for skrappe EU-krav om at reducere CO₂-udslippet i de ikke-kvoteomfattede sektorer frem mod 2030.

- Klima- og energipolitikken skal fokusere på, at målet for CO₂-reduktioner opnås med krav om omkostningseffektivitet. Det er ikke givet, at målet for CO₂-reduktioner indfries mest omkostnings-effektivt med sektorspecifikke mål for udfasning af fossile brændsler.
- Vurderingen af omkostningseffektivitet skal ikke alene baseres på de samfundsøkonomiske CO₂-skyggepriser. Der er behov for en mere holistisk planlægning og prioritering, der holder et flerstrengt energisystem åbent og bygger bro til en grøn fremtid.

3 Gassens rolle og fremtid

Folketingets målsætning om at skabe et fossilfrit samfund i 2050 er ambitiøs, og der skal over de kommende år sættes en række initiativer, der sikrer, at den indfries. Det vil bl.a. medføre en væsentlig reduktion af naturgasforbruget i Danmark, der risikerer at sænke gasmængderne så drastisk, at gassystemets konkurrenceevne og omfang reduceres. For at skabe sammenhæng mellem det langsigtede mål og de kortsigtede initiativer – under hensyn til energisystemets økonomi og funktionalitet – er det nødvendigt at holde mulighederne åbne for at ny teknologi kan vinde frem. Der er således behov for en langsigtet vision for de grønne gasser, der sigter mod, at de på sigt kan spille en værdiskabende rolle på markedsvilkår.

At sætte et mål for en total ændring af energisystemet 40 år frem i tiden er visionært. At nå i mål på den lange bane med øje for den praktiske og mest omkostningseffektive måde at gøre det på, er den egentlige udfordring.

Der er i sagens natur betragtelig usikkerhed omkring, hvordan man kan og vil sammensætte et fremtidigt energisystem. Teknologiske "Game changers", brændselsprisernes udvikling, industriens strukturelle sammensætning og energiforbrug, samt indflydelsen fra politiske beslutninger i EU og på globalt plan, er i sidste ende bestemmende for, hvad den optimale løsning vil være.

Det må dog være centralt for den langsigtede energipolitiske planlægning, at man sigter efter et energisystem, der er modstandsdygtigt over for uforudsete stød og strukturelle ændringer. Samtidig skal systemet rumme en agilitet, der sikrer en smidig integration af teknologiske nybrud. Endvidere har indretningen af andre landes energisystemer og -politik hidtil været styret af, hvilke ressourcer og infrastruktur, man historisk har satset på.

I den sammenhæng er det essentielt, at man holder muligheden åben for løsninger, der potentielt kan vise sig at skabe grundlaget for en sammenhængende fossilfri fremtid, men ikke nødvendigvis er til stede i et prisdygtigt grønt alternativ på den korte bane, såsom hybrid-varmepumper og løsninger baseret på brint.

Et centralt element for regeringens klimapolitik er samtidig, at man forener økonomisk udvikling med gode rammevilkår for erhvervslivet. Deri må ligge en omtanke for, at en forværring af økonomien og funktionaliteten i den danske infrastruktur ikke nødvendigvis går i spænd med målsætningen i regeringens klimaplan, og dermed i sidste ende konsekvensen for gassens konkurrenceevne.

Naturgassystemets rolle og de politiske beslutninger herom er genstand for opmærksomheden i dette analysenotat. Vi undersøger, hvordan de aktuelle trends og politiske målsætninger på den korte bane vil påvirke fremtidens anvendelse af gas i Danmark og det danske gassystems konkurrenceevne.

3.1 Naturgasforbruget vil aftage over de kommende år

Energiaftalen, som et bredt flertal i Folketinget indgik i marts 2012, har fokus på at indfri ambitionerne om et fossilfrit Danmark i 2050. Konkret er der tale

om initiativer, der vil reducere anvendelsen af naturgas frem mod 2020, herunder bl.a.

- En udvidelse af energispareforpligtelsen skal sænke energiforbruget på tværs af energiformer, men særligt fossile brændsler.
- Investeringstilskud til VE i produktionsprocesser skal sikre en konvertering fra gas til biomasse eller biogas i industrien.

Derudover pågår der parallelt hermed en væsentlig konvertering af individuelle naturgasfyr til fjernvarmeområder, der i dag har adgang til naturgas, over til fjernvarme.

Lave elpriser og få driftstimer i decentral kraftvarmeproduktion har medført aftagende anvendelse af naturgas og har sågar udfordret de decentrale kraftvarmeværkers økonomiske grundlag. Denne tendens forstærkes yderligere af udløbet af grundbeløbet ved udgangen af 2018² og ophævelsen af kraftvarmekravet på en række af de mindre barmarksværker, der fører til en forøget konverteringsbølge.

Disse drivkræfter er med til at sænke naturgasforbruget i Danmark med en væsentlig effekt allerede inden 2020.

3.2 Gas er et centralt brændsel for energisystemet

Der er behov for at indtænke udviklingen af gassystemet i en større sammenhæng, således at gas bliver en del af den langsigtede planlægning af energisystemet.

Gas anvendes i en række kernefunktioner i det danske energisystem, og det skal vurderes nøje, om der kan findes konkurrencedygtige fossilfri afløsere til naturgas, eller om energisystemet helt kan undvære dem.

Kernefunktioner, hvor gas er central i fremtidens energisystem

- Leverandør af brændsel til værker, der sikrer fleksibilitet og backupkapacitet til elsystemet, hvilket der særligt er behov for i et elsystem med meget vindkraft.
- Brændsel i højtemperaturprocesser i industrien, hvor der ikke umiddelbart findes alternativer til gassen i økonomisk forstand. Herudover er der processer i industrien, hvor gassen direkte indgår.
- Baseret på modne motorteknologier og eksisterende infrastruktur kan biogas – sammen med biobrændsler – anvendes som alternativt drivmiddel i den tunge transport.
- På den lange bane kan der opstå et behov og potentiale for, at opgraderet biogas og gas produceret ved hjælp af elektrolyse skaber grundlag for en helt ny grøn æra for gassen i Danmark.

Derudover er der behov for at gennemtænke energisystemet på tværs af energiformerne, således at vi udnytter synergien i at have et elsystem med en

² Grundbeløbsstøtten udbetales i 20 år fra nettilslutningstidspunktet (dog minimum til ultimo 2018), og derfor vil enkelte kraftvarmeværker (der er etableret efter 1998) modtage støtte efter 2018.

høj grad af variabel vindproduktion. I kombination med varme- og gassystemerne, kan der tilbydes større fleksibilitet i anvendelsen af vindkraft og for at øge samfundets værdi af energisystemet, som en helhed.

3.3 Grønne gasser + ny rolle = langsigtet grøn gasvision

I Energiaftalen fra 2012 blev der taget initiativer til en række tiltag, der skal støtte op om en forøgelse af produktion og anvendelse af biogas i Danmark. Initiativerne indebar både direkte støtte til opgradering og rensning af biogas, samt til anvendelse af biogassen til elproduktion, i transportsektoren og i industriprocesser.

Endvidere er der ambitioner om og muligheder for, på en lidt længere bane, at inddrage gasforsyninger fra bl.a. syntesegas og elektrolyse. Syntesegas er fremstillet af termisk forgasning af biomasse og affald, og der er igangsat en væsentlig forsknings- og udviklingsaktivitet for at forbedre de tekniske og økonomiske forhold. Tillige kan elektrolysegas på sigt også vise sig at være en interessant teknologi, særligt fordi det skaber en attraktiv kobling til elsystemet, der med en høj grad af uregulerbar vindproduktion har behov for øget fleksibilitet og mulighed for energilagring.

Det er således både den politiske målsætning og markedets forventning, at gassen vil blive stadig grønnere frem mod 2050. Der er i dag 4-5 PJ biogasproduktion i Danmark, med målsætning om at øge dette væsentligt allerede frem mod 2020 (Energistyrelsen 2014). Over de næste 15 år til 2030 forventer Energinet.dk, at biogasproduktionen vil stige til ca. 30 PJ, altså en seksdobling i forhold til i dag, og en væsentlig forøgelse i forhold til at gasforbruget generelt aftager (Energistyrelsen 2014).

De grønne gasløsninger er i dag på et relativt ungt stadie, og store aktiviteter inden for forskning, udvikling og demonstration pågår. Tiltagene er kommet godt fra land med støtteordninger til produktion og anvendelse.³ Dog har de langsigtede tiltag, der sigter på at skabe grønne løsninger til gassystemet og transportsektoren, behov for en langsigtet vision for gassystemet, hvor de kan se sig selv spille en værdiskabende rolle på markedsvilkår.

Således er der et åbenlyst behov for at analysere, i hvilket omfang en langsigtet grøn vision baseret på høje andele af vind og sol og produktion af brændsler ved hjælp af konvertering af brint fra elektrolyse forudsætter en velfungerende gasinfrastruktur. Et centralt element heri er hvilket omfang grøn gas fortsat vil have en rolle som energibærer på de eksisterende afsætningsmarkeder; el- og varmeproduktion, industri og husholdninger.

3.4 Bevarelse af gassystemet holder mulighederne åbne

Grundlæggende er der behov for at undersøge nærmere, om de energipolitiske målsætninger om et flerstrengt og fossilfrit energisystem harmonerer med de kortsigtede initiativer, der udfaser de fossile brændsler. Både i forhold til energisystemets overordnede behov, og den rolle man har tiltænkt de grønne gasser på den lange bane.

Den kortsigtede doktrin sigter på at komme anvendelsen af fossile brændsler til livs. Samtidig skal gassystemet også kunne spille en rolle på den mellem-lange og lange bane. Det betyder, at gassens fremtidige rolle er fanget i en limbo, hvor det er afgørende, at få undersøgt, om de initiativer, man har sat i værk for at udfase naturgassen, vil få konsekvenser for gassystemets økonomi, udbredelse og funktionalitet.

³ "På vej mod et grønnere gassystem", Energinet.dk (2015), web-udgave

Der sker en stor satsning på biogas og andre grønne gasser i Danmark for tiden, men det er endnu usikkert, hvilke teknologier der bliver konkurrencedygtige på sigt. Dog er det åbenlyst, at det er vigtigt at fastholde muligheden for at kunne bringe de grønne gasser på banen i flere forskellige sammenhænge. Det kunne være som brændsel i produktion af el og varme, som et fossilfrit alternativ i den tunge transport, til centrale industriprocesser eller som grønne gasfyr (evt. som en hybridløsning med en varmepumpe og et biogasfyr) i husholdningerne.

I regeringens smartgrid-strategi fra april 2013 blev der sat fokus på i højere grad at integrere el-, fjernvarme- og gassystemerne for at sikre et intelligent og fleksibelt energisystem, hvor lagring og potentiel synergi på tværs af energisystemer kan benyttes til at optimere værdien og anvendelsen af det samlede system.

Det betyder samlet set, at der er behov for yderligere analyser for, at afdække den bedste vej frem imod et fossilfrit samfund for Danmark, og hvordan man holder mulighederne åbne. Herunder bør det undersøges, hvordan man dels sikrer gasinfrastrukturen, dels holder den i en anvendelig tilstand, hvor nye teknologiske løsninger, der vil være en del af et fremtidigt energisystem, kan tilkobles.

3.5 Formålet med gasanalysen

Gassystemet står over for en stor forandring. Fra et system hvor man i dag udelukkende er baseret på fossil gas til et system i 2050, der alene bygger på grønne gasser. Hvis der ikke nøje tages højde for vejen frem mod 2050-målet, og den mængde gas, der bidrager til at betale for anvendelse af gasinfrastrukturen, risikerer man at køre gassens kunder ud på et sidespor undervejs.

På baggrund af den usikkerhed som den aktuelle udvikling og de politiske målsætninger skaber omkring gassens fremtidige rolle er det nødvendigt at undersøge nærmere, hvordan gasinfrastrukturens økonomi påvirkes, og hvad det vil betyde for de gaskunder, der står tilbage og er afhængige af et konkurrencedygtigt gassystem på den lange bane.

Endvidere analyserer vi, hvad den politiske målsætning om at udfase naturgassen fra den individuelle opvarmning vil koste samfundet, og hvad det medfører yderligere for gassystemets økonomi.

Analysenotatet er struktureret således, at det danske gassystem, herunder forbrug, forsyninger og priser gennemgås i kapitel 4. I kapitel 5 sammenlignes prognoser for mængderne i gassystemet i 2035 med afsæt i eksisterende gasmarkeder, transit til Sverige og potentialet for at afsætte gas til transportsektoren. I kapitel 6 analyseres samfundsøkonomien ved udfasning af naturgas fra den individuelle opvarmning i 2035 i forhold til en udskydelse af målets indfrielse til 2050, herunder vurderes de klimamæssige effekter og skyggepriser også. I kapitel 7 stilles der skarpt på gasinfrastrukturens økonomi, og på hvilke konsekvenser de faldende mængder gas i det danske system vil have for industriens gastariffer og udgifter hertil. Endeligt i afsnit 7.6 kigges der nærmere på, hvad de stigende gastariffer betyder for gasintensive industribrancher, og hvad de bidrager med i den danske økonomi. I kapitel 8 gives en introduktion til biogas, og hvad lokalt aftag af biogas betyder for integrationen heraf i gassystemet.

4 Det danske gassystem

Det danske naturgasforbrug blev grundlagt i begyndelsen af 1980'erne, hvor man etablerede infrastrukturen og igangsatte naturgasproduktion i den danske del af Nordsøen. I dag er Danmark nettoeksportør af naturgas og dækker således det danske naturgasforbrug på 138 PJ og eksporterer naturgas til Sverige, Holland og Tyskland. Naturgas anvendes i flere sektorer, herunder til produktion af el og varme, samt direkte og indirekte i en række industrielle processer. Den rå naturgaspris har generelt været relativt stabil, men især for husholdninger udgør skatter og afgifter en markant andel af den endelige gaspris.

I 1979 vedtog Folketinget at indføre naturgas i Danmark. De første danske kunder fik adgang til naturgas i 1982, og i 1984 iværksatte man den danske udvinding af naturgas i Nordsøen. Herfra tog udviklingen i det danske gassystem fart frem mod i dag, hvor gas er et centralt element i det danske energisystem.

Den danske naturgasinfrastruktur blev i perioden 1982-2000 udbredt til at dække det meste af Danmark med undtagelse af enkelte øer, herunder Lolland og Falster. Gastransmissionsnettet udgør hovedforsyningsnettet og består af 925 km stålrør. Gasdistributionssystemet består først af fordelingsledninger – 2.601 km stålrør – og herfra føres gassen videre i 15.600 km plastkrør til stikledningerne, der leder gassen ind til hver enkelt gaskunde. Fordelt ud på nettets sammenslutninger er der placeret en række linjeventiler og måler- og regulatorstationer (M/R-stationer), der står for hhv. afspærring af beskadiget net og trykregulering (Naturgasfakta 2015).

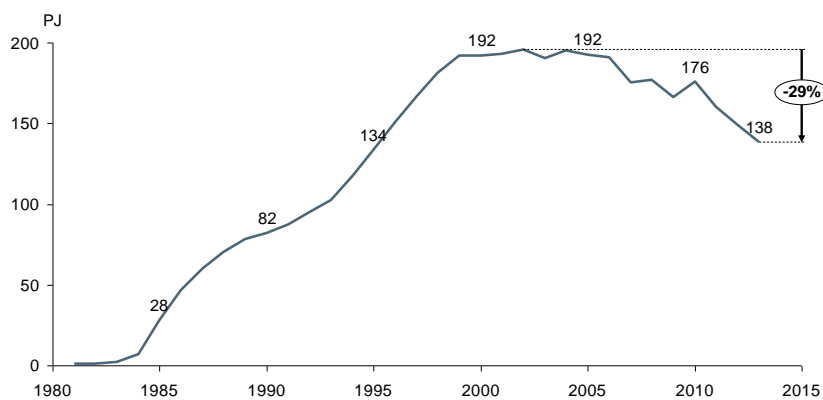
4.1 Det danske naturgasforbrug

Det danske naturgasforbrug startede i 1980'erne parallelt med etableringen af gasinfrastrukturen, hvor naturgas blev en mulig kilde til energi for de danske forbrugere. Som det fremgår af **Figur 2**, steg naturgasforbruget i Danmark i perioden fra 1980 til 2000 fra ingenting til 192 PJ om året, svarende til en gennemsnitlig vækst på 36% årligt. Herefter fulgte et par års stagnation i forbruget, hvorefter forbruget siden 2006 er blevet reduceret med ca. 40 PJ til 138 PJ i 2013.

Faldet i naturgasforbruget siden 2006 skal ses som et resultat af et øget fokus på energibesparelser, konvertering af naturgasområder til fjernvarme, samt et fald i den decentrale kraftvarmeproduktion.

Figur 2 Danmarks samlede gasforbrug 1980-2013.

Naturgasforbruget i Danmark er faldet med 29% siden 2003.

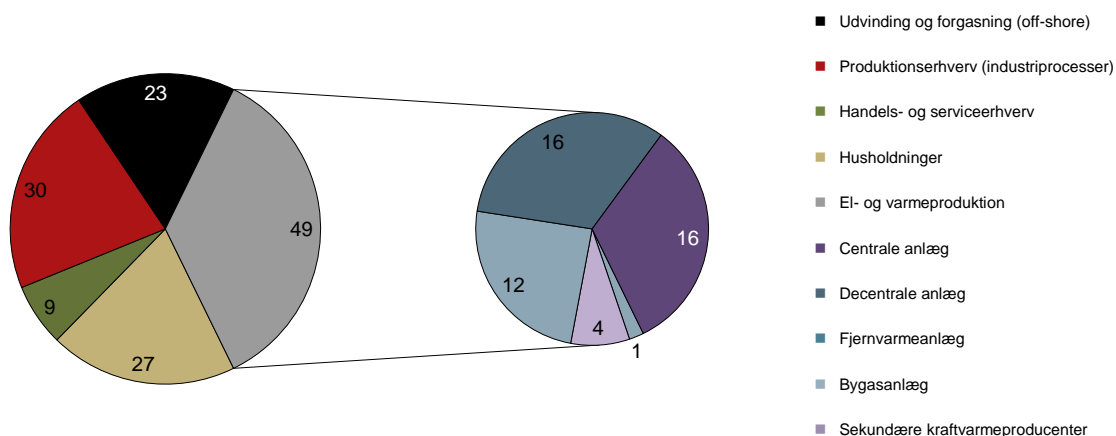


Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2013).

Figur 3 viser en opdeling af naturgasforbruget i Danmark pr. anvendelse i 2013. Der anvendtes ca. 23 PJ i forbindelse med udvinding og forgasning i Nordsøen, som således ikke bliver ledt ind i det danske gassystem. Således var der ca. 115 PJ et naturgasforbrug, der fordelte sig med 49 PJ knyttet til konverterings- og energisektoren, herunder 32 PJ ligeligt fordelt mellem central- og decentral kraftvarmeproduktion og 12 PJ på rene fjernvarmeanlæg (kedler). 4 PJ naturgas blev forbrugt i det, der kaldes sekundære anlæg, som primært dækker over industriel kraftvarme, og ca. 1 PJ anvendtes til bygas.

Figur 3 Naturgasforbrug fordelt på anvendelse i Danmark i 2013.

Den største del af naturgassen blev anvendt til fremstilling af el og varme.



Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2013) – Energistrømme 2013.

Det endelige naturgasforbrug fordeler sig med 30 PJ i industrielle processer, 27 PJ i husholdninger og 9 PJ i handels- og serviceerhverv.

Faldet i det samlede gasforbrug fra 2006 skyldes i store træk et fald i anvendelsen af naturgas på kraftvarmeverkerne. På de decentrale kraftvarmeverker toppede gasforbruget i 2001 med 37,4 PJ og er faldet kraftigt til 16 PJ i 2013. Udviklingen på de decentrale værker er i høj grad et skifte fra anvendelse af gasmotorer til rene gaskedler. Således steg gasforbruget fra 2,5 PJ i 2000 til 12 PJ i 2013 på gaskedler. I samme periode faldt gasforbruget hos sekundære kraftvarmeproducenter fra 12,5 PJ til 3,6 PJ. Gasforbruget på de centrale værker steg frem til 2006, hvor gasforbruget toppede på 31,3 PJ. Fra 2006 faldt gasforbruget i den centrale kraftvarmeproduktion kraftigt, og forbruget blev halveret i løbet af 7 år.

4.2 De danske naturgasforsyninger

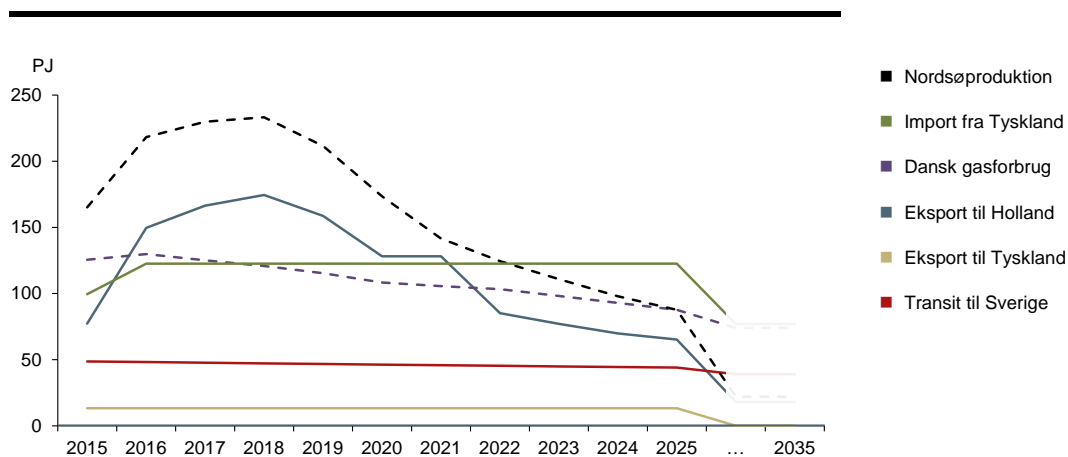
Gennemgangen af naturgasforbruget i afsnit 4.1 havde fokus på de historiske forhold. Naturgassens rolle undergår i disse år en hastig udvikling. Der vil ske markante ændringer i forbrugs- og forsyningsbilledet for gassen i Danmark i fremtiden. Energistyrelsen og Energinet.dk's forventninger til naturgasforbrug, forsyninger samt, import, eksport og transit er vist i **Figur 4**.

Naturgasforbruget er i Energistyrelsens opgørelse fastlagt til 126 PJ i 2015. På nær en mindre stigning i 2016 er prognosen for naturgasforbruget i Danmark aftagende til 88 PJ i 2025 og 74 PJ i 2035, (Energistyrelsen 2014).

De danske naturgasforsyninger kommer primært to steder fra; Danmarks egen produktion i Nordsøen og import fra Tyskland. På sigt vil der være en andel grønne gasser, der injiceres ind i det danske gassystem.

Figur 4 Prognoser for gasproduktion, -leverancer og -forbrug 2015 – 2035.

Prognosen viser, at gasproduktion fra Nordsøen vil falde efter 2018.



Kilde: (Energistyrelsen 2014).

Forsyningsprognosen for naturgasproduktionen i Nordsøen viser en forventning om, at naturgasproduktionen i de nærmeste år vil øges fra ca. 165

PJ i 2015, til 233 PJ i 2018, hvorefter produktionen forventes at aftage til 88 PJ i 2025. I 2035 forventes der jf. Energistyrelsens Vind-scenarie (Energistyrelsen 2014) en tilgang på 22 PJ naturgas fra nordsøproduktionen.

Som illustreret i **Figur 4**, så overstiger nordsøproduktionen af naturgas det danske naturgasforbrug. Danmark er nettoeksportør af naturgas. I en bredere kontekst er det danske gassystem også bundet sammen med det svenske via Dragør, samt det kontinentale europæiske gassystem via Tyskland.

De svenske gasforsyninger kommer udelukkende via transit igennem det danske gastransmissionsnet, hvor gas fra Nordsøen eller Tyskland sendes videre til Sverige. Transitten til Sverige er i dag ca. 49 PJ og forventes at aftage til ca. 44 PJ i 2025 og yderligere til 39 PJ i 2035.

Eksporten til Holland går direkte fra Tyra-feltet via Nogat-ledningen og føres således udenom den landfaste gasinfrastruktur i Danmark. Eksporten til Holland forventes af stige kraftigt fra ca. 77 PJ i dag til 175 PJ i 2018, hvorefter der forventes at ske en reduktion til 67 PJ i 2025 og 18 PJ i 2035.

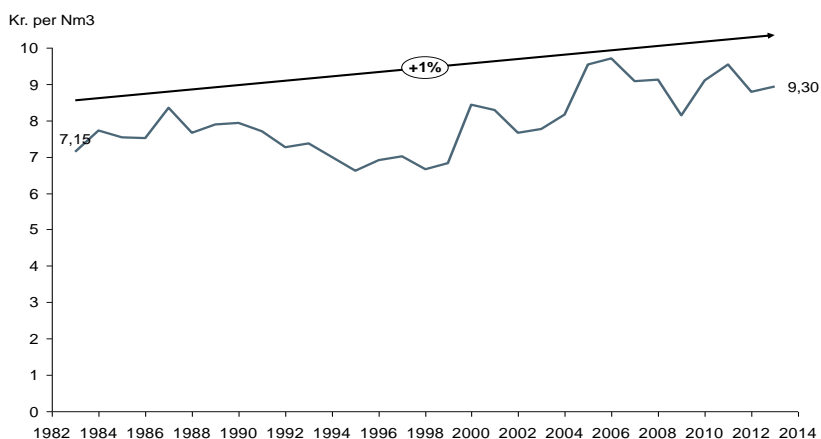
Sæsonvariation i det varmebundne naturgasforbrug er markant⁴. Det skaber behov for lagring af naturgas. De to danske gaslagre (Lille Torup og Stenlille) med en samlet lagringskapacitet på ca. 47 PJ spiller således en central rolle i forhold til balancering af forbrug og produktion i det europæiske gassystem.

4.3 Den danske naturgaspris

Siden naturgassen blev introduceret på det danske marked, har markedsprisen i faste priser været relativt stabil med en mindre stigning på ca. 1% p.a. i gennemsnit fra 1982-2013. I perioden fra 1982-2000 var naturgasprisen opgjort i faste priser og var helt stabil. I perioden fra 2000-2013 steg prisen med 2% p.a.

Figur 5 Naturgasprisen for husholdningskunder, 1982-2013.

Stabile gaspriser frem til 1998. Herefter stiger både niveauet og volatiliteten.



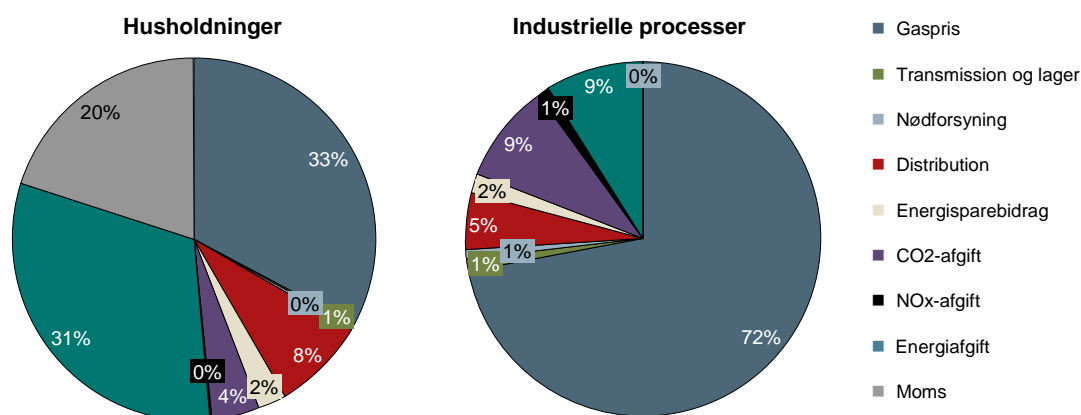
Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2014).

⁴ Se figur 30 i (Energistyrelsen 2014)

Et nærmere kig på udviklingen i den rene naturgaspris samt skatter og afgifter i Eurostat⁵ viser, at det i perioden 1999-2006 var både naturgasprisen og afgifter, der bidrog til stigningen. Hvorimod den rene naturgaspris har aftaget siden 2006, hvor en stigning i afgifterne har holdt den endelige pris oppe.

Udover den rå pris på naturgas er der en række udgifter til infrastrukturen, samt skatter og afgifter, der er med til at sætte den endelige naturgaspris for kunderne. Naturgasprisen for hhv. en husholdningskunde og en erhvervskunde, hvor naturgassen anvendes i forbindelsen med en proces, er vist i **Figur 6**.

Figur 6 Dekomponering af naturgasprisen for hhv. husholdninger og erhverv. Skatter og afgifter udgør 46% af gasprisen for husholdninger, kun 19% i erhverv.



Kilde: HMN Naturgas (2013).

Omfanget af skatter og afgifter afhænger af anvendelsen af naturgassen. Således er der for en husholdningskunde 55% af den endelige naturgaspris, der går til at betale skatter og afgifter. Kun en tredjedel af slutprisen udgøres af den rene naturgaspris. Anvendes naturgassen i en industriel proces, er billedet noget anderledes. Her udgør skatter og afgifter 19% af den endelige naturgaspris, og den rene naturgaspris udgør 72%.

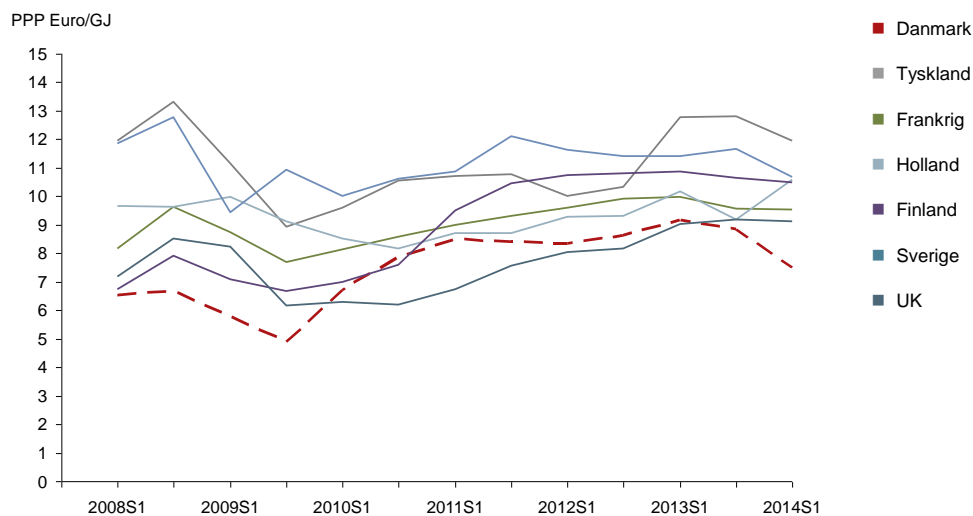
Gasransmissionstarifferne betales delvist for volumen (per enhed naturgas), og delvist som en kapacitetsbetaling, der afhænger af den maksimale belastning, som kunden trækker fra systemet. Det er meget forskelligt, hvordan en kunde udnytter det maksimale kapacitetstræk, man udsætter systemet for og således også meget forskelligt, hvor stor gastariffen er per gasenhed. For gasdistributionstarifferne anvendes en trappemodell, der afhænger af den enkelte kundes årlige gasforbrug. Forholdene vedr. tarifiering for hhv. gastransmissions- og gasdistributionstariffer er uddybet i kapitel 7.

Sammenlignet med en række nabolande har den danske industri i en længere årrække haft relativt lave gaspriser, når man opgør priserne i købekraftsparitet, dvs. ved at korrigere for forskelle i de nationale prisniveauer, som vist i **Figur 7**. De relativt lave gaspriser skyldes bl.a., at danske industrier betaler en afgift svarende til EU's minimumsafgift for den gas, der anvendes til proces.

⁵ Eurostat nrg_pc_202 (2008-2014) og nrg_pc_202h (1999-2007)

Figur 7 Gaspriser i industrien i Danmarks nabolande, 2008-2013.

Danske industriens endelige gaspris er blandt de laveste i Europa.

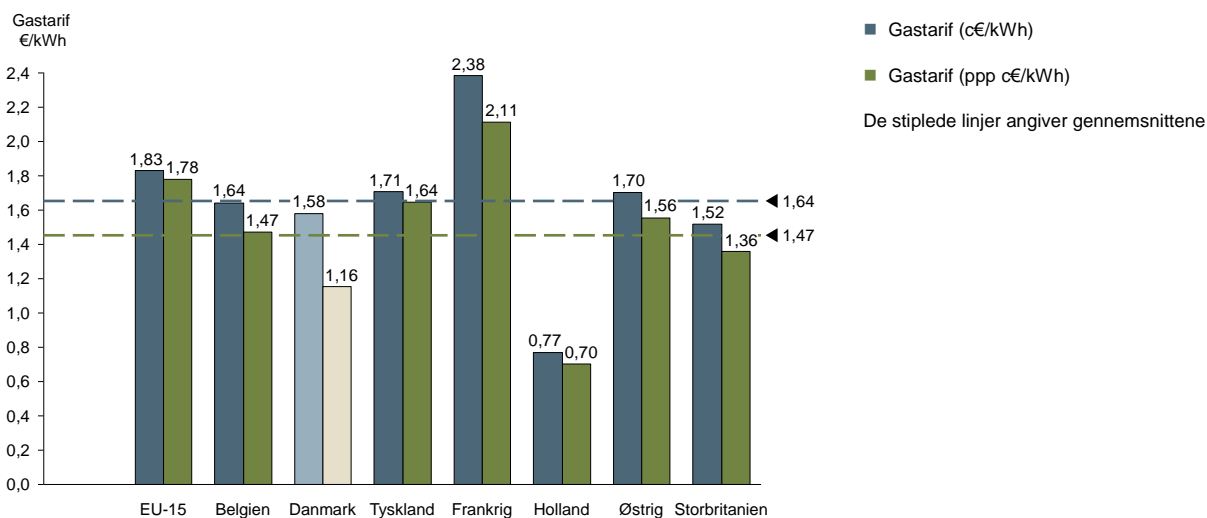


Kilde: Eurostat (nrg_pc_202) Mellemstor industrikunde med forbrug mellem 10.000-100.000 GJ. Eksklusiv moms og andre refunderbare skatter og afgifter.

Note: 2008S1 angiver gennemsnitsprisen for første halvår i år 2008. Eurostat opgør disse priser på halvårsbasis.

Figur 8 Gastariffer i Danmarks nabolande i 2012.

Danske gastariffer er relativt lave i forhold til vores nabolande.



Kilde: European Residential Energy Price Report 2013, VasaEtt (2013), samt egne beregninger.

Note: ppp betyder at priserne er korrigeret for forskelle i løn og priser landene imellem.

Endvidere skal de endelige danske gaspriser også ses i lyset af en gasinfrastruktur, der i sammenligning med vores nabolande er konkurrencedygtig på tariffen. Hvis vi kigger på den rene gennemsnitstarif for en industrikunde, ligger Danmark lige under gennemsnittet af vores nabolande, men korrigerer vi for det generelle prisniveau i Danmark, ligger niveauet væsentligt under. Således er gastransport kun billigere i Holland, hvis det opgøres i købekraftsparitet, som vist i **Figur 8**. Købekraftsparitet er et relevant mål, da det også udtrykker prisen relativt til, hvad andre inputfaktorer i produktionen koster i de respektive lande.

Delkonklusioner

- Den danske gasinfrastruktur består af et vidtrækkende netværk, der blev etableret i løbet af 1980'erne og er således stadig relativt ungt.
- Det danske gasforbrug nåede sit højeste niveau i 2003 og 2006 med 192 PJ, de seneste år er forbruget faldet, og i 2013 var gasforbruget 138 PJ.
- Faldet i gasforbruget er primært sket på kraftvarmeanlæg, der udgjorde 65% af gasforbruget til kollektiv el og varme i 2013. På de centrale, decentrale og sekundære kraftvarmeanlæg er gasforbruget samlet set faldet med 44,8 PJ, eller 62% siden 2001. Noget af faldet skyldes et skift til rene fjernvarmekedler.
- Danmark er i dag nettoeksportør af naturgas. Produktionen i Nordsøen vil svinde ind med tiden, og parallelt hermed vil det danske naturgasforbrug blive afløst af VE-gas.
- De danske gaspriser har været relativt stabile i en længere årrække. For husholdninger udgøres næsten halvdelen af gasprisen af moms, skatter og afgifter.
- Den danske industris endelige gaspris er lavere end i vores nabolande. Det skyldes dels, at afgiften på industriernes anvendelse af gas til proces er på niveau med EU's minimumsafgift, samt en konkurrencedygtig gasinfrastruktur.

5 Gasforbruget i 2035

Den politiske målsætning om at udfase fossile brændsler fra el- og varmesektoren i 2035 medfører en fortsat reduktion i gasforbruget. Energistyrelsen har vurderet, at gasforbruget i 2035 vil være på omkring 73,8 PJ, baseret på en samfundsøkonomisk vurdering og under forudsætning af indfrielse af de politiske målsætninger i 2035. Dansk Energi har komplementeret Energistyrelsens analyse med en vurdering af gasafsætningen i forskellige sektorer ud fra en selskabsøkonomisk vurdering, der tager afsæt i de aktuelle støtte- og afgiftsforhold. Vi finder, at gasforbruget vil ligge omkring 42,3 PJ i 2035. Ikke kun i Danmark er der stor usikkerhed omkring gassens fremtidige anvendelse. Fremtidens gasforbrug og forsyningsbillede i Sverige giver anledning til at forholde sig til yderligere reduktioner i gasmængderne i det danske gassystem.

Der er stor usikkerhed omkring den samlede gasmængde, der vil forbruges og transporteres i det danske gassystem i 2035. Som nævnt i kapitel 3 vil teknologiske og økonomiske faktorer i Danmark og internationalt spille ind på den endelige mængde. Ikke desto mindre er der behov for at forholde sig til den forventede effekt de langsigtede politiske målsætninger og eksisterende støtte- og afgiftsforhold forventes at have på anvendelsen af gas i Danmark. Ligeledes er de konsekvenserne for gassystemets rolle og de grønne gassers muligheder på den lange bane interessante.

5.1 Politiske målsætninger

Det langsigtede mål for 2050 om at al energiforbrug skal være baseret på vedvarende energi er blevet fulgt op af en klimaplan for 2020, der skal sikre en reduktion i CO₂-udslippet på 40% i forhold til niveauet i 1990. Det er der bred opbakning til i Folketinget.

Endvidere har SR-regeringen lagt sig fast på en målsætning om, at Danmarks el- og varmforsyning allerede i 2035 skal være baseret fuldt ud på vedvarende energi. Indfrielse af denne målsætning indebærer udfasning af naturgasfyrt i den individuelle opvarmning i husholdninger, samt i handels- og serviceerhverv og vil således medføre en reduktion på 36 PJ naturgas allerede i 2035.

5.2 Energistyrelsens vindscenarie

Som en opfølgning på Energiforforsyningen fra marts 2012 har Energistyrelsen udarbejdet fire energiscenarier for Danmarks fremtidige energiforsyning i perioden frem mod 2050. De fire scenarier tager udgangspunkt i de politiske målsætninger om, at Danmarks samlede energiforsyning inkl. transportsektoren skal være fossilfri i 2050, og SR-regeringens mål om at el- og varmeproduktionen skal være fossilfri allerede i 2035.

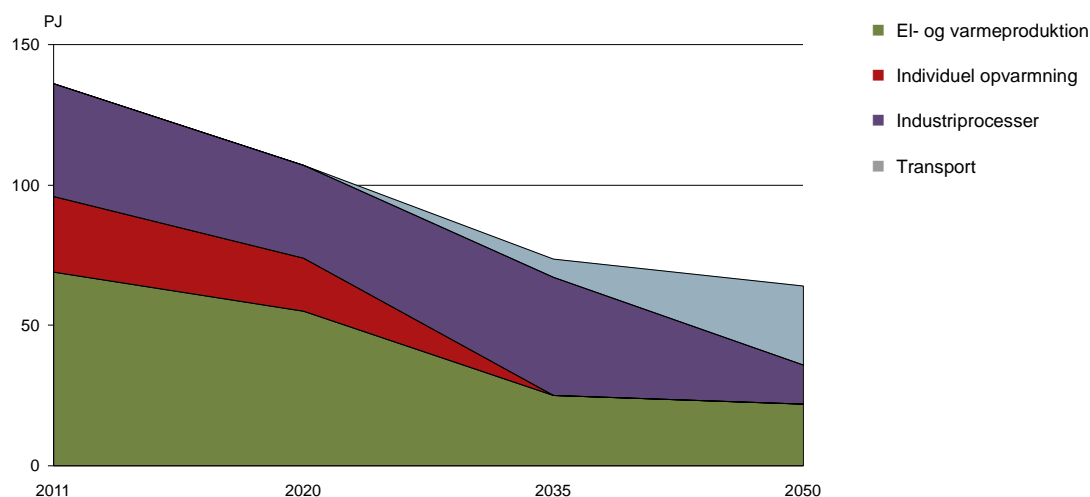
Scenarierne er fremkommet ved modelresultater med henblik på at sikre teknisk konsistens og den bedste samfundsøkonomiske løsning, givet de politiske målsætninger. Arbejdet bygger på en vision for hele energisystemet, men belyser også sammenhængen mellem de enkelte sektorer. Her redegøres der eksplicit for vindscenariet, der er udpeget til at være centralt og

har ligget til grund for Energistyrelsens arbejde med konsekvensvurderinger for fremtidens anvendelse af gasinfrastrukturen (Energistyrelsen 2014).

Gasforbruget i Energistyrelsens vindscenarie er vist i **Figur 9**. Her er der et overordnet fald i det samlede gasforbrug fra ca. 138 PJ i 2011, til 107 PJ i 2020, 74 PJ i 2035 og 64 PJ i 2050. Gasforbruget i de enkelte sektorer, som gassen anvendes i, antages at udvikle sig meget forskelligt frem til 2035. Drivkræfterne bag disse udviklingsforløb er beskrevet i boksen nedenfor.

Figur 9 Gasforbrug i Energistyrelsens vindscenarie, 2011-2050.

Der anvendes 73,8 PJ gas i 2035 i Energistyrelsens vindscenarie.



Kilde: Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen (Energistyrelsen 2014).

El- og varmeproduktion: I scenarierne fastholdes decentral kraftvarmeproduktion på gas i 2035, svarende til et gasforbrug på 23,8 PJ, samt 0,8 PJ til spidslast på rene fjernvarmekedler. I perioden efter 2035 vil det, for at indfri de politiske målsætninger om en fossilfri el- og varmeproduktion, udelukkende være VE-gas, der anvendes. Isoleret set er der tale om en stigning på 49% i gasforbruget i den decentrale kraftvarmeproduktion i forhold til 2011.

Individuel opvarmning: Med den politiske målsætning om en fuldstændig udfasning af fossile brændsler er der en forventning om, at naturgassens rolle i forhold til den individuelle opvarmning falder bort. I vindscenariet forventes det ikke, at VE-gasser endnu vil være økonomisk konkurrencedygtige med alternative individuelle varmeløsninger, eksempelvis varmepumper eller træpillefyr. Der vil ingen gasanvendelse være i den individuelle opvarmning.

Industriel anvendelse: I vindscenariet vurderes det, at industriens gasforbrug vil stige til 42 PJ i 2035. Det skyldes dels, at naturgassen er økonomisk attraktiv i forhold til de umiddelbare alternativer, samt at man forventer, at industriens olieforbrug i vid udstrækning er afløst af naturgas i 2035.

Transportsektoren: Der er i dagens Danmark ikke noget nævneværdigt omfang af gasanvendelse i transportsektoren. Til gengæld er der udbredt erfaring med gas som drivmiddel i andre lande. En tendens, der skaber grundlag for en omstilling af særligt den tunge transport til på sigt, er at køre på VE-gas. I Vindscenariet forventes der, at blive anvendt 6,5 PJ gas i transportsektoren i 2035.

5.3 Dansk Energis scenarier for gasforbruget i 2035

Dansk Energi har gjort sig en række overvejelser om de forudsætninger, der ligger til grund for vurderingen af gasforbruget i Energistyrelsens vindscenarie. Der er tre årsager til, at der er fundet behov for at komplementere disse scenarier med et bud, der i højere grad reflekterer de aktuelle tendenser, baseret på eksisterende rammevilkår og private aktørers beslutninger.

- Energistyrelsens scenarier er udarbejdet for at illustrere mulige sammensætninger af et dansk energisystem i fremtiden og er ikke en prognose for Energistyrelsens forventninger.
- Scenarierne er drevet af energi- og klimapolitiske målsætninger, hvor der ikke er taget stilling til de politiske tiltag (afgifter eller støtteordninger), der skal understøtte den angivne udvikling.
- Scenarierne tager alene udgangspunkt i samfundsøkonomiske brændselspriser på de til rådighed værende energikilder. Der tages bl.a. ikke højde for de anlægsomkostninger, der er knyttet til de energikilder, der vil være til rådighed i 2035 og 2050.

Afsættet for de scenarier, som Dansk Energi fremlægger i **Tabel 5**, er en betragtning af de selskabsøkonomiske forhold, herunder de aktuelle afgifter og støtteordninger, der er bestemmende for valg, der træffes af private aktører vedrørende valg af brændsel. De selskabsøkonomiske scenarier bygger på en anden præmis end Energistyrelsens vindscenarie.

Dansk Energis scenarier forsøger at komplementere Energistyrelsens scenarieforløb med et bud på, hvor gasforbruget er på vej hen samt en vurdering af, hvor det ender i 2035, hvis den aktuelle udvikling fortsætter.

Endvidere mener vi, at scenarierne med afsæt i de aktuelle forhold og selskabsøkonomiske beslutninger er et mere relevant afsæt, når konsekvenserne for gassystemet efterfølgende skal vurderes.

5.3.1 Kollektiv el- og varmeproduktion

I dag anvendes der ca. 49 PJ gas til kollektiv fremstilling af el- og varme, samt bygas i Danmark (Energistyrelsen 2014). Gasforbruget til disse formål er aftagende, som nævnt i afsnit 4.1. Det er en tendens, der vil fortsætte i takt med ekspansionen i vindkraft, udvidet ophævelse af kraftvarmekrav for barmarksværker og bortfald af de decentrale gasfyrede kraftvarmeverkers grundbeløb ved udgangen af 2018.

Det er naturligvis svært at sige præcis, hvad der vil ske med de anlæg, der i dag producerer el og varme på gas. For en stor dels vedkommende vil gas som kilde til el- og varmeproduktion have svært ved at konkurrere. Det skyldes dels at den stigende vind- og solproduktion i kombination med stagnerende elforbrug medfører lave elpriser, så omfanget af termisk elproduktion indskrænkes, som det allerede er tilfældet. Og dels at de danske energifgifter på brændsel til varmeproduktion favoriserer brug af biomasse. En gennemgang af planer vedr. de store gasfyrede decentrale CCGT-anlæg, baseret på fjernvarmeselskabernes egne udmeldinger, viser, at kun ét anlæg ud af otte planlægges til at være den primære varmeproducent i fjernvarmeområdet efter 2018. Resten af anlæggene planlægges udskiftet med andre varmeproduktionsteknologier såsom biomasse-kraftvarme, solvarme, geotermi og kraftvarme på affald.

Målet om at udfase fossile brændsler fører til, at VE-gas skal anvendes på de områder, hvor gassens egenskaber har sine styrker, eksempelvis som backupkapacitet til elproduktion og spidslast i den decentrale kraftvarmeproduktion.

I **Tabel 1** er der redegjort for Dansk Energis vurdering af udviklingen i hvert segment af den kollektive el- og varmeproduktion, såfremt Danmark i 2035 står med et energisystem, der har den samme udbygning med vindproduktion og biomassekonvertering, som ligger til grund for Energistyrelsens vind-scenarie.

På de centrale kraftvarmeanlæg, der i 2013 aftog 16 PJ naturgas, forventes det, at der i 2035 vil være et samlet gasforbrug på ca. 2 PJ VE-gas. Det skyldes, at de store centrale værker vil lukke eller finde status som reserveanlæg, hvorfor det kun er spidslastbehovet, der skal dækkes af gasbaseret produktion.

De decentrale kraftvarmeværker anvendte i 2013 16 PJ gas og herudover 12 PJ gas på rene gaskedler, dvs. i alt 28 PJ. De store decentrale kraftvarmeværker (CCGT) forventes at blive konverteret til biomasse, affald, solvarme eller geotermi. De mindre kraftvarmeværker, som benytter gasmotorer og gaskedler, forventes i et vist omfang at blive erstattet af solvarme (evt. med sæsonlager), varmepumper og biomassekedler. Vi forudsætter dog, at nogle af gasmotorerne vil bibeholdes og stadig anvende gas, svarende til 10 PJ, samt 2 PJ, der specifikt anvendes i spidslastkedler i fjernvarmen.

Hos de sekundære producenter, der i høj grad dækker over industriel kraftvarme, antages der at ske en udskiftning af den gasbaserede produktion af kraftvarme. Det vil ske delvist pga. manglende værdi i elproduktionen, målet om udfasning af fossile brændsler, samt et incitament fra støttepuljer til at øge anvendelse af VE i industrien, som vil tilskynde til biomassekonvertering. Biomassen udgjorde i 2013 ca. 32 PJ i input brændselsværdi i dette segment (Energistyrelsen 2014). Således har vi antaget, at den sekundære kraftvarmeproduktion på gas falder bort i 2035.

Tabel 1 Anvendelse af gas til produktion af el og varme 2035.

Segment	Undersegment	Selskabsøkonomisk vurdering	Gasanvendelse
Centrale	Store værker	Lukket <i>Hvis det stadig er i drift vil det være et reserveanlæg med et lille forbrug snært om nul.</i>	→ 0 PJ
	Spidslastkedler	Varmeplan Hovedstaden/ ENS Energistatistik <i>Aflæst fra grafer i VPH3 estimeres behovet for spidslast til 3 % af det samlede varmebehov. En del af dette dækkes af VE-gas (resten af bioolie). 3 % af ca. 70 PJ er 2 PJ VE-gas.</i>	→ 2 PJ
Decentrale	CCGT/OCGT	Træflis KV/Geotermi <i>Alle disse anlæg forventes umiddelbart at lukke.</i>	→ 0 PJ
	Gasmotorer	<i>750MW 7-14 PJ (v. 1000-2000 FLH og 40 % virkningsgrad)</i>	→ 10 PJ
	Kedler	<i>Der forventes også 3 % spidslast i decentrale områder (60 PJ) (dvs. ca. 2 PJ VE-gas).</i>	→ 2 PJ
Industriel KV	Kedler	<i>Omstilles til træflis og andre teknisk løsninger</i>	→ 0 PJ
Samlet gasforbrug			→ 14 PJ

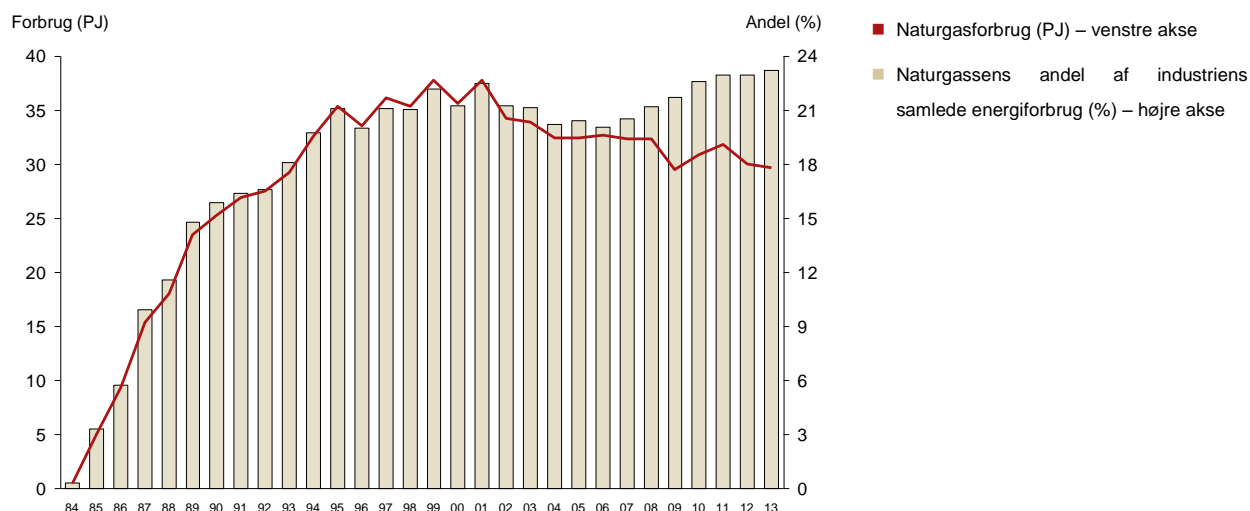
5.3.2 Industrielle processer

I takt med udbygningen af gasinfrastrukturen voksede naturgasforbruget i de industrielle processer fra midten af 1980'erne og frem til starten af 00'erne til ca. 37,8 PJ i 2001, svarende til ca. 22,5% af industriens samlede energiforbrug. Siden 2001 er gasforbruget i industrien faldet, men ikke i samme takt som det generelle fald i industriens energiforbrug og således udgjorde industriens naturgasforbrug på 29,7 PJ 23,2% af industriens energiforbrug, jf. **Figur 10**.

Faldet i industriens generelle energiforbrug skyldes flere drivkræfter. For det første har der været en strukturel ændring af industriens sammensætning, hvor nogle af industriens produktionsaktiviteter er flyttet ud af Danmark. Endvidere har der været stigende fokus på energibesparende tiltag i den energiintensive del af industrien. Under disse tiltag er forbruget af fossile brændsler, men primært forbruget af olie, samt kul og koks, blevet reduceret.

Figur 10 Naturgasforbrug i industrien 1984-2013.

Naturgasforbruget i industrielle processer er faldet siden 2001.



Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2014).

Industriens processer og konverterbarhed

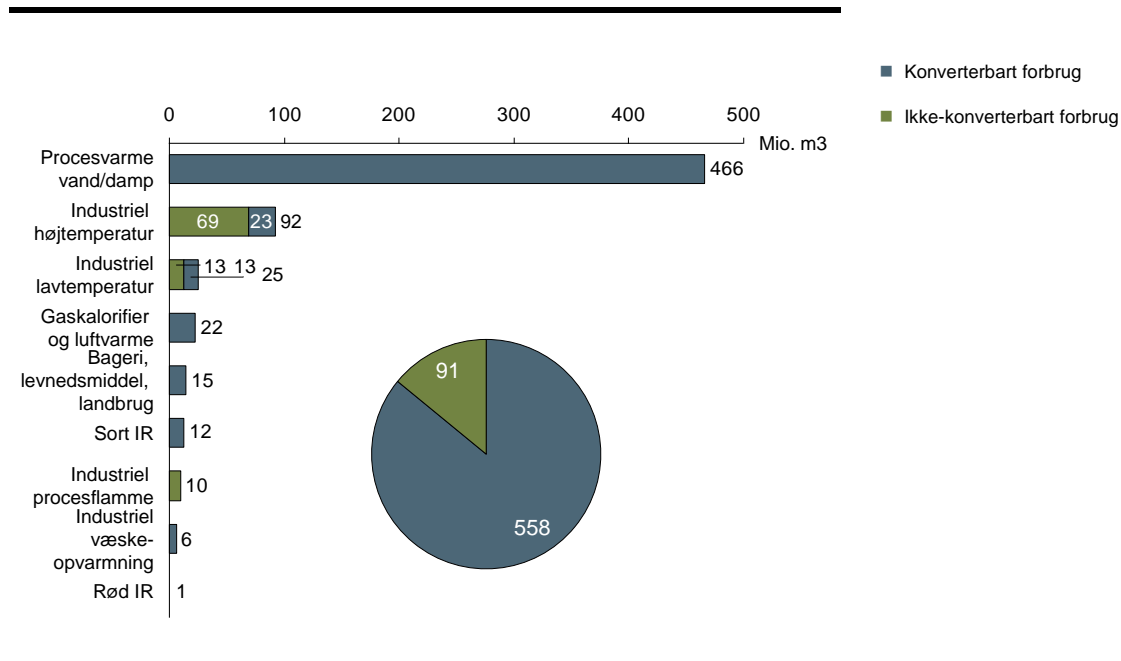
Dansk Gasteknisk Center (DGC) har i 2013 udarbejdet en analyse af gasforbruget i processer i erhverv og industri (Dansk Gasteknisk Center A 2013) samt vurderet, hvorvidt det fra et teknisk synspunkt er muligt at konvertere de enkelte processer væk fra gas og over på alternative el- og biomassebaserede løsninger (Dansk Gasteknisk Center B 2013).

Analysen viser, at der findes tekniske alternativer til ca. 86 pct. af de industrielle processer, der i dag anvender naturgas, jf. **Figur 11**. Det er særligt "procesvarme vand/damp", hvor naturgassen anvendes, og her vurderes det tekniske konverteringspotentiale til at være 100%. I de industrielle højtemperaturløsninger anvendes også betydelige mængder naturgas. Men modsat "procesvarme vand/damp" har DGC vurderet, at størstedelen af de industrielle højtemperaturløsninger, halvdelen af gasforbruget til industriel

lavtemperatur, samt procesflamme teknisk set ikke kan konverteres til andre energikilder.

Figur 11 Industriens samlede gasforbrug fordelt på processer 2011.

71,8% af gasforbruget i industrielle processer anvendes til procesvarme.



Kilde: Analyse af gasforbruget i Danmarks erhverv og industri. Konverteringsomkostninger, Dansk Gasteknisk Center (2013).

Analysen af industriens gasanvendelse koncentrerer sig om procesvarme til fremstilling af vand og damp. De to processer udgjorde 83% af industriens teknisk konverterbare gasanvendelse i 2012. I store træk vil det være skift i disse processers anvendelse af gas, der vil være udslagsgivende for den samlede anvendelse af gas i industrielle processer.

Til vurdering af det økonomiske potentiale for at konvertere "procesvarme vand/damp" er der opstillet en selskabsøkonomisk beregning af omkostningerne ved hver af de to processer med naturgas i 2035. Endvidere er selskabsøkonomien i processerne sammenlignet med alternative el- og biomassebaserede løsninger. For at sammenligne resultaterne er der beregnet en aktuell enhedspris for disse løsninger, der udtrykker en standardiseret omkostning til at producere en energienhed (GJ) varmeoutput til det givne formål "procesvarme vand/damp".

Beregningerne er inddelt efter "procesvarme vand" og "procesvarme damp". Til "procesvarme vand" anvendtes der i 2012 13,9 PJ gas på de 7.756 anlæg, der gennemsnitligt har en kapacitet på 426 kW. Alternativerne kan både være en træfliskedel, elkedel og elvarmepumpe. De økonomiske resultater er vist på **Figur 12**.

De økonomiske resultater viser, at selskabsøkonomien giver tilskyndelse til at skifte fra naturgaskedler til træfliskedler, hvis der er tale om ny-investeringer, hvor en træfliskedel har 9,9% lavere omkostninger. Ved levetidsforlængelse af gaskedler med en lav virkningsgrad er incitamentet til at konvertere til en træfliskedel svagt og kun 0,2% dyrere. Samtidig er selskabsøkonomien i en

elvarmepumpe og elkedel henholdsvis 62% og 155% dyrere end en ny-investering i en gaskedel, hvorfor de økonomisk set ikke er realistiske alternativer.

Til "procesvarme damp" blev der i 2012 anvendt 4,3 PJ gas på de 389 procesdampanlæg, der i gennemsnit har en størrelse på 2.843 kW. Alternativerne til naturgas er både en træfliskedel og en elkedel. De økonomiske resultater på **Figur 13** viser, at der også for "procesvarme damp" er økonomisk grundlag for at skifte fra naturgas til en træfliskedel, hvor de selskabsøkonomiske omkostninger er 14,8% lavere.

Sådan har vi beregnet økonomien i de industrielle processer!

De processpecifikke teknologiomkostninger er hentet fra Dansk Gasteknisk Center (DGC). Anlægsomkostninger samt drift og vedligehold for el og biomasseløsninger er taget fra (**Dansk Gasteknisk Center B 2013**) og for naturgasløsninger er der anvendt anlægsomkostninger samt drift og vedligehold indhentet separat fra DGC. Priserne, der er hentet ind fra DGC, er normaliseret i forhold til den gennemsnitlige kapacitet for processen, som angivet i (**Dansk Gasteknisk Center A 2013**). I mangel på data for teknologier svarende til gennemsnitsstørrelsen for et anlæg til fremstilling af "procesvarme vand" er der ekstrapoleret en pris ud fra sammenhængen mellem pris og kapacitet, som er angivet af DGC. Endvidere er anlægsomkostninger til varmepumpen indhentet fra Energistyrelsens teknologikatalog.

I overensstemmelse med de kapaciteter der til rådighed og industriens samlede energiforbrug i 2035 fra Energistyrelsens vindscenarie er der anvendt et relativt højt antal fuldlasttimer på 4.876 timer for "procesvarme vand" (mellemtemperatur) og 4.724 for "procesvarme damp" (højtemperatur).

Et højt antal fuldlasttimer taler til varmepumpens fordel, der har en høj anlægsomkostning og høj effektivitet og til elkedlens ulempe. Det ændrer ikke nævneværdigt på konkurrenceforholdet mellem naturgas- og træfliskedlerne.

Der er generelt anvendt en virkningsgrad på 100% for "procesvarme vand" og 85% for "procesvarme damp". For varmepumpen er der beregnet effektiv COP-faktor på 2,3 til industriformål. Denne beregning er foretaget med udgangspunkt i den teoretiske COP-faktor fra Energistyrelsens Teknologikatalog og tilpasset i forhold til varmebehovet ved et løft fra 35 til 120 graders celsius.

For vurdering af levetidsforlængelse af gasanlæg er der anvendt forskellige virkningsgrader (80% - 90% - 100%) for at illustrere effekten af at levetidsforlænge et mindre effektivt gasanlæg.

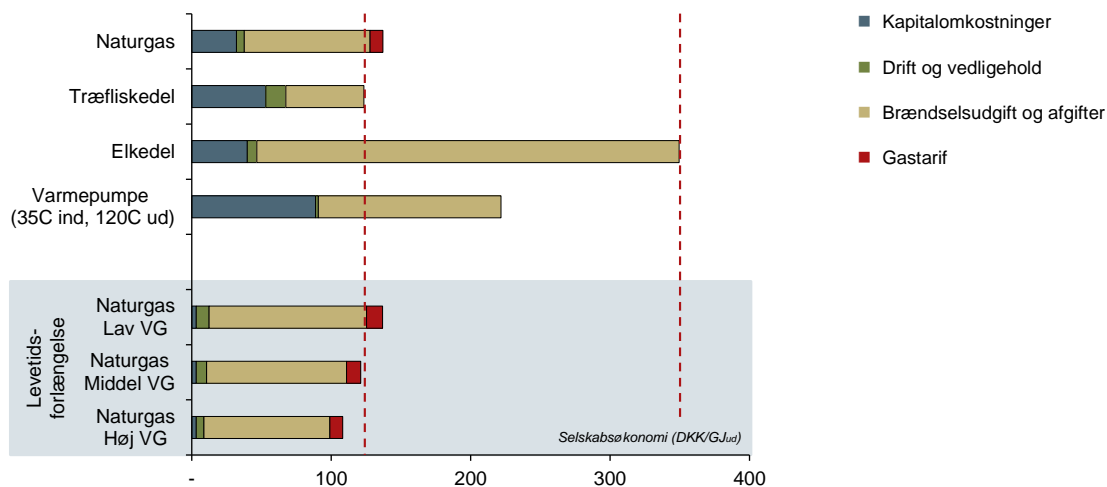
For de gasforbrugende processer er der beregnet en gaspris, inklusiv procesafgift på 4,5 kr./GJ og en CO₂-afgift på 44,20 kr./GJ. "Procesvarme vand/damp" er ikke blandt de 37 processer på proceslisten. En gastarif for industrien er beregnet per GJ og tillagt energiomkostningen. Derudover er der et særligt tillæg for den maksimale mulige gastarif blandt 2035-scenarierne, som beregnes i afsnit 7.3.

Priser for el, gas og træpiller i 2035 er taget fra samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger udarbejdet af Energistyrelsen.

Annuiteten af kapitalomkostningerne og de årlige omkostninger til drift- og vedligehold, brændsel, afgifter og tariffer normaliseres i forhold til energioutputtet på et år og dermed findes en omkostning per GJ_{ud}, som også kunne kaldes "Levelized Cost of Proces Heat".

Figur 12 Selskabsøkonomien i "Procesvarme - Vand".

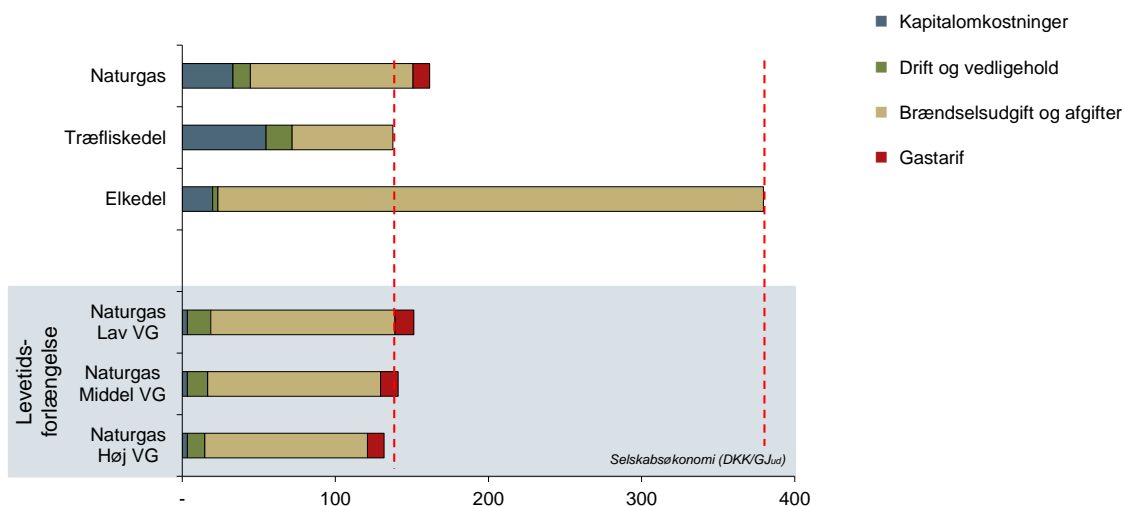
"Procesvarme – vand" er 9,9% billigere med træflis end med naturgas.



Kilde: Egne beregninger.

Figur 13 Selskabsøkonomien i "Procesvarme – Damp".

"Procesvarme – damp" er 14,8% billigere med træflis end med naturgas.



Kilde: Egne beregninger baseret på teknologidata indhentet fra DGC A (2013), DGC særskilt for naturgas, energipriser fra "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, Energistyrelsen (2014).

De selskabsøkonomiske analyser af de mest gasforbrugende industrielle processer viser, at der i 2035 både er et teknisk og økonomisk potentiale for at konvertere industrielle processer til "procesvarme vand/damp" fra naturgaskedler til træfliskedler.

Den oplagte konklusion er, at 71,8% af gasforbruget i industrien vil blive erstattet af træfliskedler. Økonomi og teknik er dog ikke de eneste aspekter, der skal tages højde for. Andre overvejelser end de tekniske og økonomiske forhold tæller dels de praktiske omstændigheder for håndtering af biomasse, der kræver aktiv håndtering af forsyningsikkerhed, dels gode til- og afgangforhold, on-site lagerplads, samt en større indsats for håndtering af vedligeholdelse, affald og lugtgener. Endvidere kan der være oplagt synergi i at anvende naturgas til opvarmning, hvis man allerede anvender naturgassen i øvrige processer. Begge aspekter taler for, at de tekniske og økonomiske potentialer ikke er et tilstrækkeligt grundlag for at vurdere den endelige effekt på industriens gasforbrug.

Til den vurdering er der gennemført en række interviews med industrieksperter for at kvalificere og validere de økonomiske betragtninger og vurdere potentialet i at konvertere "procesvarme vand/damp" til træfliskedler.

Baseret på disse interviews og diskussioner af de selskabsøkonomiske resultater vurderes det, at det er sandsynligt, at 40-50% af det gasforbrug, der i dag anvendes til "procesvarme vand", vil blive konverteret. I denne vurdering er der taget udgangspunkt i de økonomiske fordele, tekniske egenskaber og praktiske aspekter.

Til "procesvarme damp" forventes ingen konvertering, da en træfliskedel teknisk set ikke vurderes at være en realistisk afløser, bl.a. pga. behovet for regulerbarhed.

Samlet set forventes der en reduktion svarende til ca. 5,6-7,0 PJ i 2035, hvilket medfører et gasforbrug på 22,7-24,1 PJ i industrielle processer i 2035.

I forbindelse med udarbejdelsen af gasinfrastrukturanalysen (Energistyrelsen 2014) gav gasdistributions-selskaberne deres bud på udviklingen i gasforbruget i 2020. Prognosen er baseret på gasdistributions-selskabernes egne fremskrivninger af kendte konverteringstiltag til fjernvarme, samt deres skøn for konvertering på tværs af sektorer. Deres skøn for afsætningen af gas til industriens processer ligger i 2020 på 21-23 PJ, svarende til et fald på 24-40% i forhold til i dag.

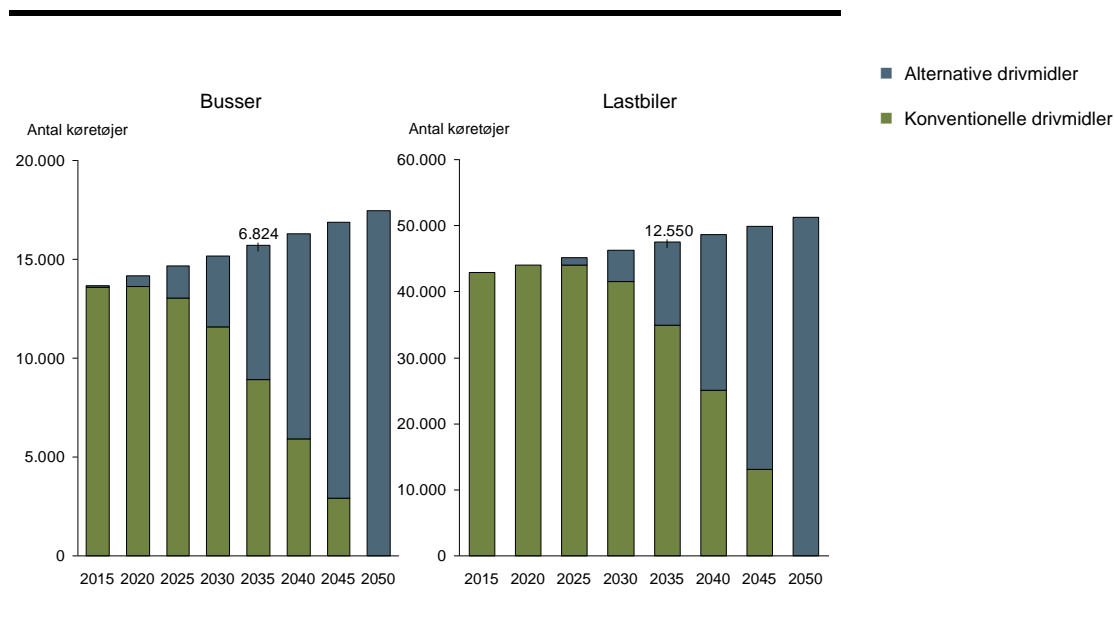
I vores analyse anvender vi et gasforbrug, der ligger mellem det gasforbrug, som den selskabsøkonomiske analyse og industrieksperterne indikerede i 2035 og gasdistributions-selskabernes skøn for 2020. Det svarer til en reduktion på 6,3 PJ i forhold til i dag og er et konservativt skøn for industriens gasforbrug i 2035 på 23,3 PJ.

5.3.3 Transportsektoren

I Energistyrelsens vindscenarie er der opstillet en forventning om, at der kan afsættes 6,5 PJ gas i transportsektoren i 2035. Som det ser ud i Danmark i dag, er der ikke noget nævneværdigt gasforbrug i transportsektoren. Der er samtidig hos nogle aktører en udtalt forventning om, at gassen kan spille en rolle i den tunge transport.

Figur 14 Behovet for alternative drivmidler i tung transport.

6.824 busser og 12.550 lastbiler skal være omstillet til alternative drivmidler i 2035.



Kilde: Fossilfri Vejtransport i 2050, Dansk Energi (2014).

Dansk Energi har tidligere gennemført et studie (Analyse nr. 10) af behovet for omstilling af transportsektoren, hvis Danmark skal nå i mål med en total udfasning af fossile drivmidler i 2050. Ved at fremskrive behovet for køretøjer og det årlige salgstal for køretøjer i kategorierne 'personbiler', 'varebiler', 'busser' og 'lastbiler' kan der knyttes et tal til, hvor stor en del af den samlede køretøjsbestand, der skal være udskiftet i 2035, for at vi kan komme i mål i 2050.

Som angivet i **Figur 14** er der i 2035 behov for at have 6.824 busser og 12.550 lastbiler, der er omstillet til et alternativt drivmiddel. Herunder vil en andel, særligt blandt busser i de større byer kunne omstilles til el. Men for hovedbestanddelen af lastbiler og busser, der kører på tværs af landet, vil det kunne blive aktuelt at omstille til gas, der på sigt kan erstattes med ren biogas eller konventionelle dieselmotorer, der kan håndtere ren biodiesel.

De busser og lastbiler, der i 2035 skal omstilles, udgør det adresserbare marked for afsætning af gas i transportsektoren. Omregnet til gasforbrug svarer det til ca. 11,8 PJ, jf. **Tablet 2**.

Gasinfrastrukturen i Danmark er veludbygget, og gas som teknologi i tung transport er modnet igennem mange års anvendelse i andre lande, som Sverige, Tyskland og Østeuropa. Derfor har gassen en god mulighed for at vinde indpas i den tunge transport.

Potentialet styrkes yderligere af, at der ikke, som det er tilfældet i persontransporten, er mulighed for at give incitament til indkøb af tunge køretøjer, der anvender alternative drivmidler, via lempelser af registreringsafgiften. Tilskyndelse til at skifte til et alternativt drivmiddel kan umiddelbart kun gives igennem en lempelse af brændstofafgiften.

Det taler for, at en moden gasteknologi med grøn gas som brændstof har potentiale til at blive et attraktivt fossilfrit drivmiddel i den tunge transport for både private aktører og samfundet.

Det er ikke utænkeligt, at gas vil kunne sætte sig på mere end halvdelen af det adresserbare marked frem imod 2035. Energistyrelsens estimat på 6,5 PJ er således ikke et usandsynligt scenarie for 2035, og derfor er der ikke fundet grundlag for at ændre på denne forudsætning.

Tabel 2 Tunge køretøjers potentielle gasforbrug i 2035.

	Busser	Lastbiler
Totalbehov for alternative drivmidler i 2035 (stk) ^a	6.824	12.550
Gennemsnitligt km årligt per køretøj ^b	43.233	50.563
Samlet antal mio. km årligt	295	635
Gasforbrug per km (MJ/km)	16,6	10,9
Samlet gasforbrug (PJ)	4,9	6,9

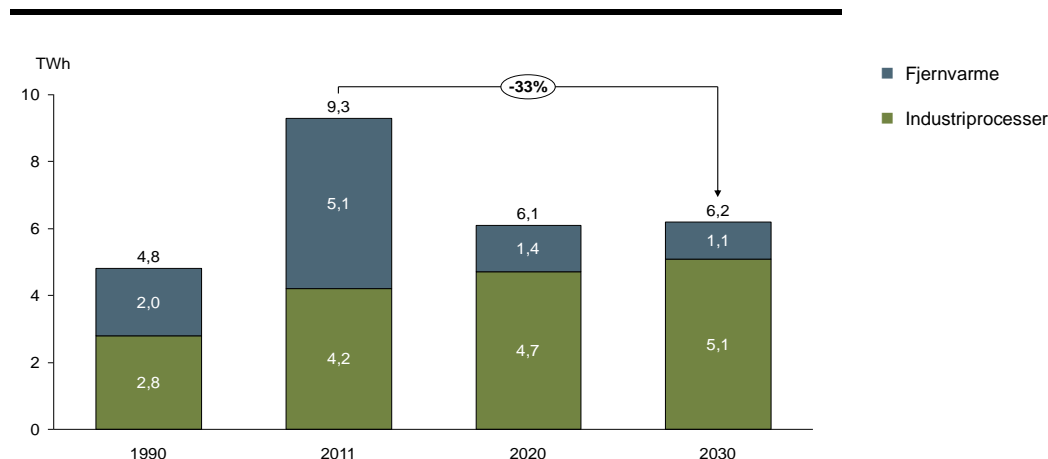
Kilder: a: Fossilfri vejtransport 2050, Dansk Energi (2014) - b: Egne beregninger på baggrund af trafikarbejde og bestanden af køretøjer fra Danmarks Statistik (dst.dk). Gennemsnit af 2006-2011.

5.4 Gastransit til Sverige

Det svenske gasforbrug var i 2011 på 14 TWh, svarende til 50,4 PJ (Energimyndigheden 2014). Som nævnt i afsnit 4.2 fulgte deraf en transit af gas til Sverige via Danmark på ca. 49 PJ. Prognosen for Sveriges fremtidige gasforbrug er ifølge den Svenske Energimyndigheden 10 TWh i 2020 og 2030, svarende til 36 PJ. Et fald på 29% i forhold til 2011. I Energistyrelsens vindscenarie antages et fald i transitten til Sverige til ca. 40 PJ i 2035.

Figur 15 Gasforbrug i svensk fjernvarme og industri 1990-2030.

I fjernvarmen falder gasforbruget med 4 TWh. I industrien stiger det med 0,9 TWh.



Kilde: Scenarier över Sveriges energisystem, Energimyndigheten (2014).

Særligt antages gasforbruget i fjernvarmen i Sverige aftagende med 80% frem til 2030, som det ses af **Figur 15**. Samtidig forventes det, at industriens gasforbrug vil stige med 21% i forhold til 2011. Samlet set fører det til en reduktion i disse to sektorer på 33% i forhold til i dag.

Udover forventningen til faldet i gasforbruget på 29% frem mod 2030, så er der også store planer i Sverige om at udvide produktionen af biogas, og der er allerede etableret en række LNG-terminaler, der i første omgang skal forsyne skibstransporten, men hvor der er potentiale for at levere gas direkte til kunder uden for gasnettet eller ved injicering i det eksisterende naturgasnet.

Svensk biogas

Den svenske klima- og energipolitik er ambitiøs. Det er bla. målsætningen, at hele bilparken i Sverige (inkl. personbiler, busser og lastbiler) skal være uafhængig af fossile brændstoffer i 2030. Gas er allerede udbredt som drivmiddel i Sverige, og det store fokus på omstilling af transportsektoren har medført, at efterspørgslen efter biogas aktuelt stiger med 30-40% om året (Energigas Sverige 2013).

Det svenske biogasmarked har gennemgået en hastig udvikling i de seneste år, og der produceres ca. 1,5 TWh biogas i Sverige, svarende til mere end 10% af det svenske gasforbrug i 2011.

Samlet set vurderer Energigas Sverige (se **Tabel 3**) det langsigtede (2030) potentiale for biogas fremstillet ved forrådnelse til at ligge på 17,6 - 27,7 PJ, samt fra forgasning til at ligge på 14-15,5 PJ. Det svarer til et minimumspotentiale på 31,6 PJ, der –såfremt det indfries – stort set matcher forventningen til det samlede gasforbrug i Sverige i 2030, der er på 36 PJ.

Tabel 3 Prognose for det Svenske biogaspotentiale 2030.

Biogaspotentiale	Minimum	Maksimum
Fra forrådnelse	17,6 PJ	27,7 PJ
Fra forgasning	14,0 PJ	15,5 PJ
Samlet	31,6	43,2 PJ

Kilde: Realiserbart biogaspotentiale i Sverige år 2030 fra forgasning og forråtning, Energigas Sverige (2013).

Svenske LNG-terminaler

Selvom det svenske gasforbrug er relativt småt i forhold til landets størrelse, har Sverige været et af de første lande omkring det Baltiske Hav, der har opført en LNG-terminal. Inden åbningen af LNG-terminalen i Brunnviksholme (nær Stockholm) i maj 2011 modtog Sverige al sin gas via det danske gastransmissionssystem. LNG-terminalen modtager gassen fra det norske LNG-anlæg Skangass i Stavanger. (Pan-European Institute 2012)

Ydermere er der planer om at etablere en LNG-terminal i Gøteborg, der er et samlingspunkt for skibsfart, industri og transportsektoren i Sverige. Når LNG-terminalen er klar i 2017, vil den være åben for alle udbydere, der ønsker at levere LNG til det svenske marked. Fra LNG-terminalen vil den flydende gas fyldes på lastbiler og godstog for at blive distribueret landet over. På sigt regner Swedegas også med, at LNG-terminalen kan lede gas ind på det eksisterende svenske gasnet. (Swedegas 2012)

LNG efterspørges både af skibsfarten, der har et voksende regulatorisk krav til at reducere udledninger af CO₂ og partikler. Derudover efterspørges LNG også af industrivirksomheder, der er i dag anvender olie-baserede energikilder til deres processer, og hvor man endnu ikke er forbundet til den overordnede gasinfrastruktur.

Det samlede potentiale for LNG-forsyning vil med introduktionen i Gøteborg nå op på næsten 40 PJ, hvilket overstiger forventningen til det samlede svenske forbrug i 2035.

Tabel 4 Eksisterende og planlagte Svenske LNG-terminaler.

LNG-terminal	Kapacitet
Brunnsviksholme	15,8-19,8 PJ
Gøteborg (klar i 2017)	19,8 PJ
Samlet	35,6-39,6

Kilde: (Energigas Sverige 2013) og (Swedegas 2012).

Udviklingen i Sverige giver anledning til en kritisk vurdering af, hvor robust det danske gassystem er over for en situation, hvor hele det svenske gasforbrug dækkes af leverancer fra svensk biogasproduktion og via LNG-terminaler og dermed overflødig gør gastransit igennem Danmark.

5.5 Gasforbrugsscenarier i 2035

Uanset om man følger de politiske målsætninger og samfundsøkonomien, eller om man tager afsæt i de aktuelle selskabsøkonomiske forhold, så står gasmængderne i det danske gassystem til at falde frem mod 2035.

I forhold til det aktuelle gasforbrug på 114,6 PJ finder Energistyrelsen i deres vindscenarie, at der i 2035 vil være et gasforbrug i omegnen af 73,5 PJ.

Dansk Energi vurderer, at tendensen på el- og varmeområdet taler for et kraftigere fald i gasforbruget. Ligeledes forventer Dansk Energi, at industrien i højere grad vil flytte væk fra naturgas, da økonomien tilsiger det i flere processer, samtidig med at udbygning af fjernvarme og støtte til anvendelse af VE i industrien også taler herfor. Den endelige effekt er, jf. diskussionen i afsnit 5.3.2, svær at vurdere, men et konservativt bud er lagt til grund. Samlet set peger det i retning af et gasforbrug i Danmark på 43,8 PJ, inklusiv forventning til introduktion af gas i transportsektoren.

Tabel 5 Gasforbrug i 2013 og gasforbrugsscenarier for 2035 (PJ)

Sektorer	2013	ENS Vind-scenarie (Samfundsøkonomi)	Dansk Energi (Selskabsøkonomi)
Industri	29,7	42,4	23,3
Husholdninger, handels- serviceerhverv	36	-	-
El- og varmeproduktion	48,8	24,6	14,0
Transport	0	6,5	6,5
Samlet gasforbrug	114,6	73,5	43,8

I **Tablet 5** kan ses en sammenstilling af gasforbruget i 2013 og de to scenarier, som er udarbejdet af hhv. Energistyrelsen i forbindelse med vindscenariet og af Dansk Energi til brug for nærværende analyse.

I vores analyser tager vi udgangspunkt i Dansk Energis scenarie, da vi i mener, at de matcher bedre med den aktuelle udvikling, der ses på gasmarkedet. Desuden er der brugt væsentlige kræfter på at kvalitetssikre og validere disse scenarier med industrieksperter.

Delkonklusioner

- Med faldende afsætning af naturgas på flere centrale afsætningsmarkeder, er der stor usikkerhed omkring udviklingen i gasforbruget i Danmark til 2035.
- Energistyrelsens vindscenarie, der sigter efter at finde den samfundsøkonomisk bedste sammensætning af energisystemet, under betingelse af indfrielse af politiske målsætninger, peger på et samlet gasforbrug på 73,5 PJ i 2035.
- Dansk Energi har foretaget en vurdering af den aktuelle udvikling på gassens centrale afsætningsmarkeder og finder, at det samlede gasforbrug i 2035 meget vel kan ende på 43,8 PJ.
- Ved at vurdere den til rådighed værende kapacitet, forventeligt antal fuldlastimer og virkningsgrader estimeres det samlede gasforbrug i kollektive el- og varmeproduktion til at ligge omkring 14 PJ i 2035.
- En stor del af industriens processer kan teknisk og økonomisk set konverteres til træflis kedler. Det er ikke alle industrier, der vil reagere på det rene økonomiske incitament. Ved at forholde sig til praktiske omstændigheder knyttet til håndtering af træflis og gasindustriens egne forventning, vurderes det, at kun 6,3 PJ falder bort, så det samlede gasforbrug i industrielle processer er på 23,3 PJ.
- I Energistyrelsens vindscenarie er der indlagt en forventning om, at transportsektoren vil aftage 6,5 PJ gas i 2035. Denne forventning er der ikke umiddelbart fundet grundlag for at ændre på. Den usikkerhed der er om, hvorvidt gassen vil vinde frem i transportsektoren gør dog, at man bør forholde sig til følsomheden i afledte resultater.
- Det svenske gasforbrug forventes også at aftage, og samtidig stiger den svenske produktion af biogas og adgang til LNG til et niveau, der overstiger de officielle fremskrivninger af gasforbruget. Man bør også forholde sig til følsomheden ved markante ændringer i gastransitten til Sverige i de afledte resultater.

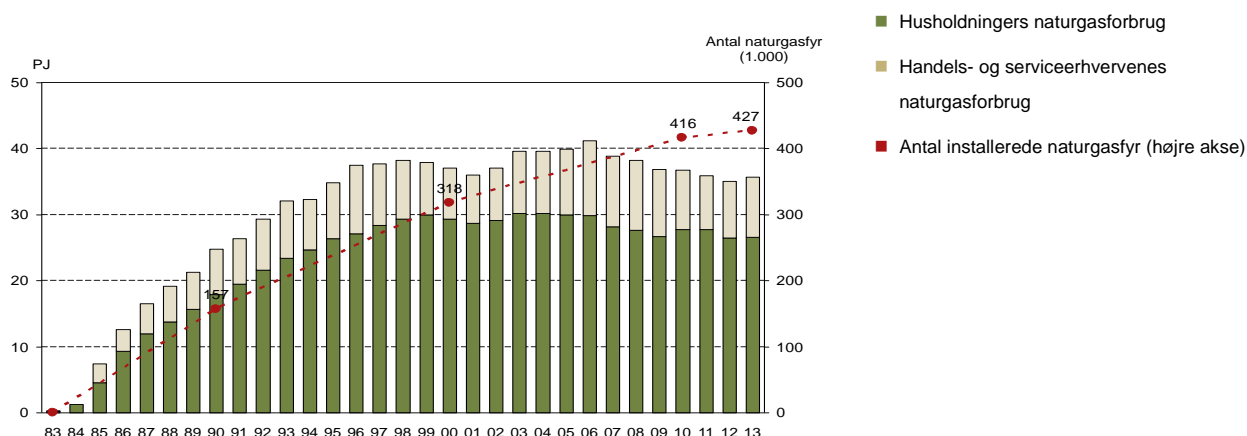
6 Gas i individuel opvarmning

Siden 2006 er gasforbruget i opvarmning af husholdninger og handels- og serviceerhverv uden for fjernvarmeområderne aftaget, selvom stadig flere kunder kobler sig på gasnettet. Naturgasfyret er en konkurrencedygtig kilde til opvarmningsformål både privat- og samfundsøkonomisk. Hvis udfasningen af naturgas til individuel opvarmning i 2035 ikke fastholdes, vurderes det, at der stadig vil være et naturgasforbrug på 25 PJ i 2035. En fuld udfasning af naturgas fra individuel opvarmning i 2035 medfører en samfundsøkonomisk omkostning på 1,5 mia. kr. årligt. En udskydelse af udfasningsmålet sparer samfundet for 12,4 mia. kr. i varmeregning (nutidsværdi) i perioden 2020-2050. Med en skyggepris på 982 kr. er udfasning af naturgas fra individuel opvarmning et tiltag, der er dyrere end de konventionelle virkemidler til at reducere CO₂-udslippet. Med skrappe krav til CO₂-reduktioner i de ikke-kvoteomfattede sektorer er tiltaget blandt de billigere.

Naturgas er en populær varmekilde i husholdninger, handels- og serviceerhverv i områder, der har adgang til naturgasnettet, og hvor der ikke er fornuftig samfundsøkonomi i at udlægge fjernvarme. Som energikilde til individuel opvarmning er naturgassens forcer, at den er nem at håndtere, pålidelig og prismæssigt konkurrencedygtig. Således er antallet af naturgasfyr i husholdningerne i Danmark vokset til over 400.000 siden introduktionen af naturgas i 1980'erne, og antallet af tilkoblede kunder vokser stadig, som det fremgår af **Figur 16**. På trods af det er gasforbruget også aftagende i den individuelle opvarmning.

Figur 16 Gasforbrug i husholdninger og handels- og serviceerhverv.

Siden 2006 er antallet af gaskunder stigende, mens gasforbruget er aftagende.



Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2014)

I Energistyrelsens vindscenarie, som inkluderer både husholdninger og handels- og serviceerhverv, regner man ikke med et gasforbrug til individuel opvarmning i 2035. Årsagen til dette er primært, at SR-regeringens politiske målsætning antages indfriet, men også det faktum, at grønne gasser ikke forventes at være konkurrencedygtige i 2035 til afsætning til individuelle opvarmningskunder.

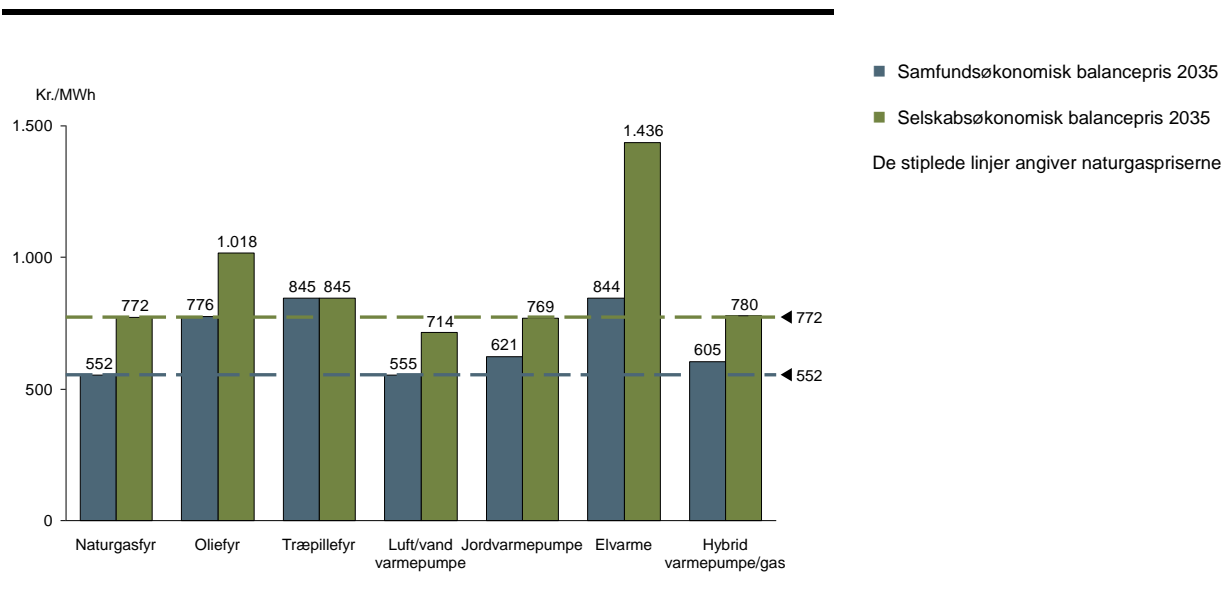
Naturgas- og oliefyrene erstattes i Energistyrelsens vindscenarie med en kapacitetssammensætning med 3,2% solvarme, 8% luft/vand varmpumper, 20% jordvarmepumper og 68,8% træpillefyr (Energistyrelsen 2013).

De seneste syv år er gasforbruget faldet med 13%, hvilket primært skyldes generelle energibesparelser, særligt i erhvervssektoren, hvor gasforbruget er faldet med 20% jf. **Figur 16**. Ser man bort fra den politiske målsætning om at udfase naturgas fra individuel opvarmning i 2035 og i stedet fokuserer på det langsigtede mål for en fossilfri energisektor i 2050, vil gasforbruget stadig falde i den individuelle opvarmning.

Energistyrelsen har videre vurderet, at der er en grænse for, hvor stor en andel af det samlede varmebehov der er samfundsøkonomisk fornuftig at forsyne med fjernvarme (Energistyrelsen 2013). Energistyrelsen konkluderer, at dækning af op til 62% af varmebehovet i 2035 med fjernvarme er samfundsøkonomisk rentabelt. I dag ligger det på ca. 50%.

Figur 17 Balancepriser for individuel opvarmning i 2035

Naturgasfyret er privat- og samfundsøkonomisk billigst i individuel opvarmning



Kilde: Analyse nr. 11: Varmeløsninger i villaområder med naturgasfyr, Dansk Energi (2014).

Note: De samfundsøkonomiske varmbalancepriser er ekskl. eksternaliteter, støtte, afgifter og nettoafgiftsfaktor. Det er beregnet som en gennemsnitspris over anlæggets levetid.

Selskabsøkonomisk er naturgasfyret og luft/vand-varmpumpen de billigste blandt de umiddelbare alternativer til individuel opvarmning, som vist på **Figur 17**. Udskydes 2035-målet til 2050, taler privatøkonomien for, at mange individuelle kunder vil forblive på naturgassen. Vurderet ud fra de privatøkonomiske forhold, generelle energibesparelser og kendte

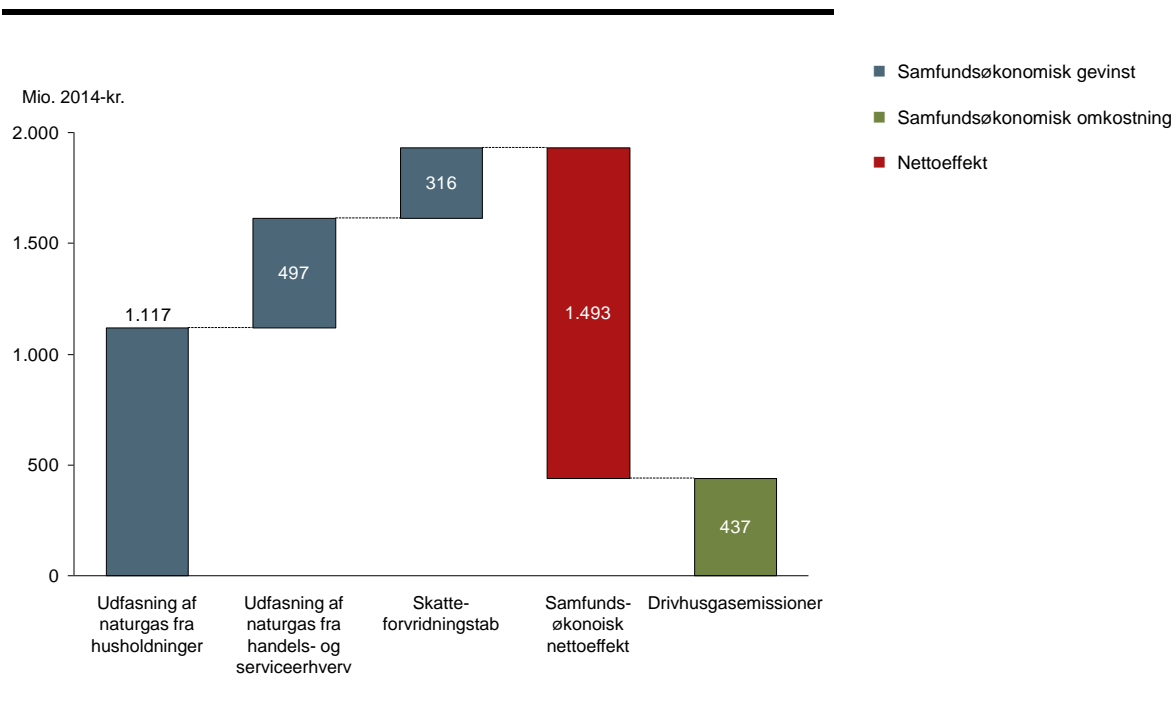
konverteringsprojekter af naturgasområder til fjernvarme forventes det, at der i 2035 fortsat vil være et gasforbrug i husholdningerne og handels- og serviceerhverv på ca. 25 PJ.

6.1 Samfundsøkonomisk effekt af udskudt udfasning

I dette afsnit analyseres samfundsøkonomien i individuel opvarmning ved udfasning af naturgas til opvarmning udenfor fjernvarmeområder i 2035. Scenariet sammenlignes med scenarie B, hvor 2035-målet udskydes til 2050, og der fortsat er et naturgasforbrug i individuel opvarmning på 25 PJ i 2035.

Figur 18 Samfundsøkonomisk effekt ved at udfase naturgas i 2035.

Den samfundsøkonomiske effekt ved udfasning af naturgas er 1.493 mio. kr. årligt.



Frembringelse af varmeoutput, svarende til et forbrug på 25 PJ gas, med hhv. 16 PJ i husholdningerne og 9 PJ i handels- og serviceerhvervene i 2035 vil uden naturgassen, men med den sammensætning af individuelle opvarmningsalternativer, der er angivet i Energistyrelsens vindscenarie, have en samfundsøkonomisk omkostning på 5.483 mio. 2014-kr. i 2035.

Hvis den samme mængde varme var fremstillet på naturgasfyr vil det være knyttet til en samfundsøkonomisk omkostning på 3.869 mio. kr., svarende til en forskel på 1.614, fordelt på 1.117 mio. kr. knyttet til husholdningerne og 497 mio. kr. knyttet til handels- og serviceerhverv, som vist på **Figur 18**.

Naturgas til opvarmningsformål er pålagt afgifter. I år 2012, var det samlede afgiftsprovenu fra naturgas til individuel opvarmning 3,5 mia. kr.⁶ Med udfasningen af 25 PJ naturgas – der erstattes af træpillefyr, der ikke er afgiftspålagt og elvarmepumper, der har en høj effektivitet – opstår der et nettoprovenutab for staten på 1.581 mio. kr. årligt. Provenuet skal indhentes andetsteds og afstedkommer et skatteforvridningstab på 316 mio. kr. årligt.

⁶ Statistikbanken (www.dst.dk) – ENE4HA, Summen af energi-, CO₂- og svovlafgifter.

Sådan har vi beregnet økonomien i individuel opvarmning

Baseret på de 25 PJ naturgasforbrug, der forudsættes at udgøre individuel opvarmning i 2035, er den samlede samfundsøkonomiske omkostning beregnet ved at analysere to scenarier henholdsvis med og uden udfasning af naturgas i individuel opvarmning.

I **scenarie A** er de 22,7 PJ naturgas skiftet ud med en sammensætning af individuelle fyr, svarende til den sammensætning, der er lagt til grund for Energistyrelsens Vindscenarie i 2035 (68,8% af den installerede kapacitet til individuel opvarmning i 2035 er biomassefyr, 20,0% jordvarmepumper, 8,0% luftvarmepumper og 3,2% solvarme). Hvad angår blokvarmen, der udgør 2,7 PJ, så antages det, at der alene erstattes med biomassekedler pga. praktiske og selskabsøkonomiske forhold taler herfor.

I **Scenarie B** er de 25 PJ, der anvendes i individuel opvarmning i 2035 stadig forsynet med naturgas.

De samfundsøkonomiske omkostninger, som er vist i **Figur 17**, udtrykker omkostningen per kWh over varmekildens levetid, givet at man investerer i den givne varmekilde i år 2035. I denne beregning er evt. omkostninger til forstærkninger af eldistributionsnettene som følge af det øgede elforbrug fra varmepumperne ikke medtaget pga. stor usikkerhed om størrelsen af disse. For solvarme, er der beregnet en tilsvarende omkostning på baggrund af Energistyrelsens Teknologikatalog. Omkostningerne til blokvarme er hentet fra blokvarmehåndbogen.

For at identificere den egentlige omkostning ved systemet i et givet år er der udarbejdet en levestandsmodel, der holder styr på den gennemsnitlige omkostning per varmekilde i de enkelte år fra 2015-2050 ud fra de år varmekilderne er installeret i, givet at naturgasfyrene udfases lineært over 15 år frem mod henholdsvis 2035 (Scenarie A) og 2050 (Scenarie B).

I året 2035 er der i scenarie A gennemført en fuld udfasning af naturgas i individuel opvarmning, dermed er dette år et udtryk for den fulde meromkostning for opvarmning uden naturgas. De omkostninger der anvendes er således et gennemsnit for de varmekilder, der er investeret i, i de foregående 15 år.

Skatteforvridningstab er beregnet med udgangspunkt i de aktuelle afgiftssatser til individuel opvarmning. Ved at beregne forskellen på det samlede afgiftsprodukt i de to opvarmningsscenarier og gange med skattevridningsmultiplikatoren på 20%, som fastlagt af finansministeriet.

Emissionstal er baseret på energiforbruget i de to scenarier for levering af 25 PJ varme fordelt som beskrevet ovenfor. Emissionsfaktorerne og tilhørende samfundsøkonomiske skadesomkostninger er hentet fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Udskydelse af udfasningen af naturgas til 2050 vil fastholde en højere udledning af CO₂ fra det danske energisystem. Modsat vil udledningen af en række andre drivhusgasser, som NO_x, SO_x og partikler falde. Nettoeffekten er en øget samfundsøkonomisk skadevirkning svarende til 437 mio. kr. årligt.

Sammenlagt viser den samfundsøkonomiske analyse, at det vil koste samfundet en nettoomkostning på 1.493 mio. kr. i år 2035 at udfase naturgassen som opvarmingskilde i den individuelle opvarmning. Beregningens delelementer er vist i **Figur 18**.

Sammenligner vi de to udfasningsforløb til henholdsvis år 2035 og 2050, og antager vi en 15-års lineær udfasning i begge scenarier samt en løbende udskiftning af de installerede energikilder, bliver nutidsværdien af den samfundsøkonomiske meromkostning frem til 2050 samlet set 12,4 mia. 2014-kr.

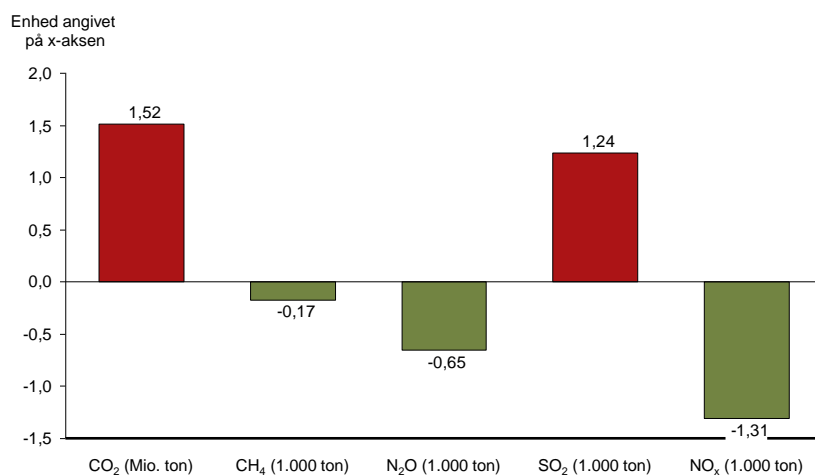
6.1.1 CO₂-udledninger og fokus på Non-ETS⁷ sektorer

Udfasning af naturgas i 2035 og skiftet til et individuelt opvarmingsmiks domineret af træpillefyr vil medføre en udledningsreduktion på 1,52 Mt. CO₂ i 2035 i forhold til en situation, hvor målsætningen udskydes til 2050. Tillige vil det reducere udledningen af SO₂. Modsat er der en række partikler, hvor træflisfyrene har højere udledninger end naturgassen og derfor sker udfasningen på bekostning af en øget udledning af CH₄, N₂O og NO_x, som angivet i **Figur 19**.

Det er dette nettoresultat, der er omregnet til en samfundsøkonomisk nettoomkostning på 437 mio. kr. i 2035.

Figur 19 Nettoeffekten på udledning af drivhusgasser i 2035.

Stigninger i udledning af CO₂ og SO₂, og reduktioner i CH₄, N₂O og NO_x.

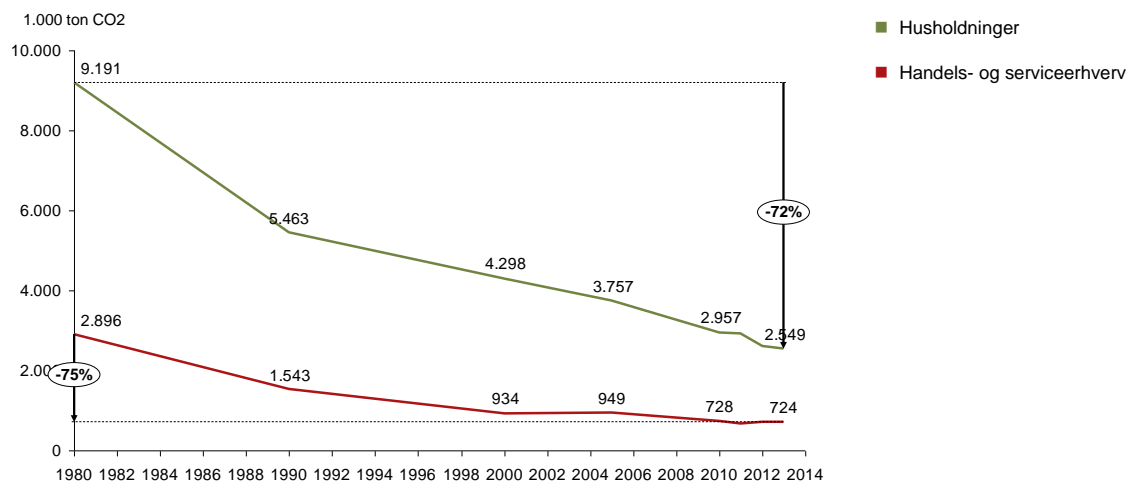


Kilde: Egne beregninger.

CO₂-udledningerne fra husholdninger og handels- og serviceerhverv har været aftagende siden 1980. I husholdningerne har reduktionen været på 72% i forhold til 1980 og i handels- og serviceerhverv på 75%. I 2013 havde de to sektorer tilsammen en CO₂-udledning på 3,27 Mt CO₂, svarende til 7,6% af det samlede danske CO₂-udslip på 42,3 Mt. CO₂ i 2013, se **Figur 20**.

⁷ Non-ETS dækker over de sektorer, der ikke er underlagt EU's Emission Trading Scheme (ETS)

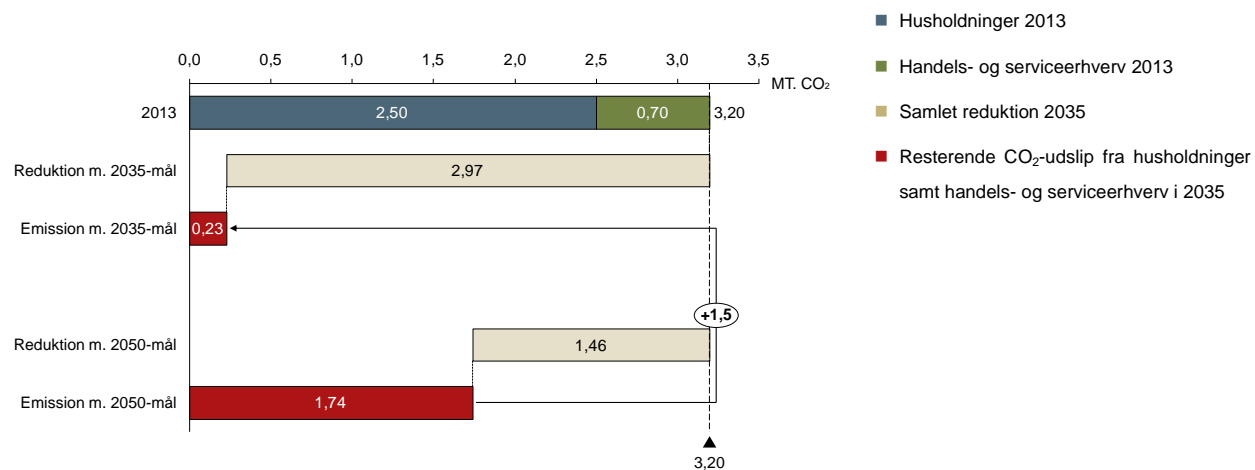
Figur 20 CO₂-emissioner fra husholdninger og erhverv 1980-2013.
CO₂-udledningerne er 75% lavere i husholdninger, handel og service end i 1980.



Kilde: Energistatistik 2013, Energistyrelsen (2014).

Udviklingen i de samlede CO₂-emissioner fra husholdninger og erhverv fra 2013 til 2035 under de to scenarier, hvor naturgassen udfases fra individuel opvarmning i henholdsvis 2035 og 2050, er vist i **Figur 21**.

Figur 21 CO₂-emissioner fra husholdninger og erhverv i 2013 og 2035
Effekten ved at udfase naturgas fra individuel opvarmning er 1,52 Mt CO₂ årligt



Gennemføres målsætningen om at udfase naturgas til individuel opvarmning i 2035, vil der være efterladt et CO₂-udslip på 0,23 Mt CO₂, der relaterer sig til produktion af varme på varmepumper. Det svarer til en reduktion på næsten 93% i forhold til 2013.

Udskyder man 2035-målsætningen for naturgassen, vil der – både som følge af et fastholdt mål om af udfase 330.000 oliefyr, generelle energibesparelser og konvertering af naturgasområder til fjernvarme – være et samlet CO₂-udslip på 1,74 Mt CO₂, svarende til en reduktion på 1,46 Mt. CO₂ og altså 1,52 Mt CO₂ større end ved et fastholdt 2035-mål. Selv med en udskydelse af 2035-målet vil der i 2035 være opnået en reduktion på 46% i forhold til i 2013.

I forpligtelsen over for regeringens målsætning om at reducere CO₂-udslippet med 40% i 2020 i forhold til 1990, spiller de ikke-kvotefattede sektorer ikke en særlig stor rolle. I perioden 2021-2030 vil der blive indført skrapere krav til Danmarks CO₂-reduktioner i de ikke-kvotefattede sektorer fra EU's klimaregulering, herunder til boliger (individuel opvarmning), landbrug og transport.

Indfrielsen kan enten ske med nationale tiltag, der sikrer reduktioner i CO₂-udslippet fra transportsektoren, landbruget og husholdningerne eller ved køb af udledningsrettigheder. Det øgede pres for at indfri reduktioner af CO₂-udledningerne fra NON-ets sektorer kan få indflydelse på prioriteringen af tiltag for at reducere anvendelsen af olie og naturgas i Danmark.

6.1.2 Skyggepris på udfasning af naturgas til opvarmning

Sammenholder man CO₂-reduktionspotentialet og de samfundsøkonomiske omkostninger i de to scenarier i 2035, kan man udregne skyggeprisen for reduktion af et ton CO₂ ved målsætningen om at udfase naturgassen fra individuel opvarmning.

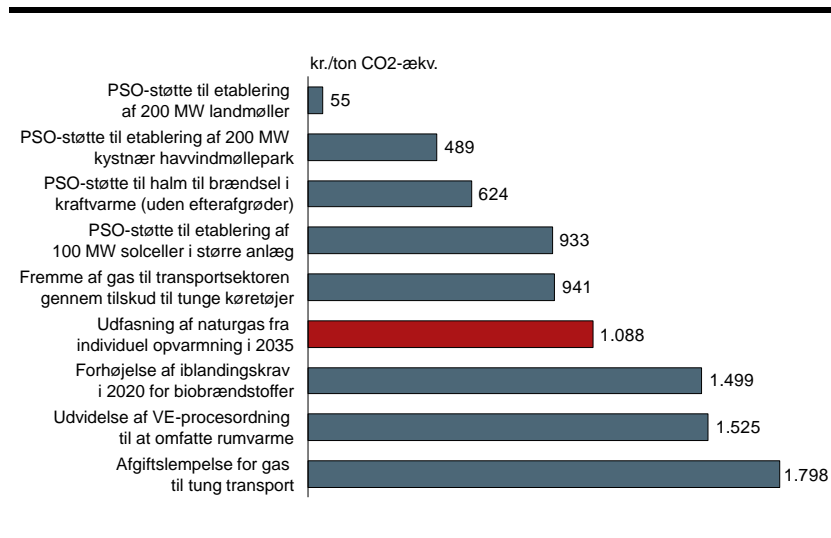
Med en samfundsøkonomisk omkostning på 1.553 mio. kr. og en CO₂-reduktion på 1,43 Mt CO₂ bliver CO₂-skyggeprisen for udfasning af naturgas til individuel opvarmning i 2035 på 1.088 kr. per ton CO₂.

I **Figur 22** er skyggepriserne på en række repræsentative klimatiltag for både den kvote- og ikke-kvotepålagte sektor vist. Det skal bemærkes, at de CO₂-skyggepriser, der sammenlignes med er regnet ud fra forudsætninger om omkostninger og CO₂ emissioner i eksempelvis elproduktionen i 2020 og således ikke er helt sammenlignelige. Det giver dog et indtryk af hvor i spektret de forskellige tiltag ligger.

Skyggeprisen ved udfasning af naturgas i individuel opvarmning er næsten dobbelt så høj, hvis vi sammenligner med de tiltag fra regeringens 'Klimaplan 2020', der tidligere har været anvendt inden for den kvote-omfattede sektor, eksempelvis kystnære havvindmøller (489 kr./tCO₂) og biomassekonvertering af kraftvarmeværker (624 kr./tCO₂).

På niveau med støtte til solceller og fremme af gas i den tunge transport ligger udfasningen af naturgassen på op mod 1.000 kr. per ton CO₂. Øget iblanding af biobrændstoffer i transportsektoren, afgiftslempelse for gas i tung transport og udvidelse af VE-procesordning til at omfatte rumvarme ligger på et niveau højere, på 1.500-1.800 kr./tCO₂.

Udfasning af naturgas til individuel opvarmning har således en højere skyggepris, end de løsninger Danmark hidtil har fokuseret på til at reducere CO₂-udslippet. Samtidig ligger skyggeprisen lavt blandt tiltag uden for de kvote-omfattede sektorer.

Figur 22 Skyggepriser på udvalgte klimatiltag.Skyggeprisen på 1.088 kr./tCO₂ ligger i midten af spektret for reduktionstiltag.

Kilde: Virkemiddelkatalog: Potentialer og omkostninger for klimatiltag, Tværministeriel arbejdsgruppe (2013).

6.1.3 Skyggeprisens følsomhed overfor valg af individuel varmekilde

Den beregnede CO₂-skyggepris ved at udfase naturgas til individuel opvarmning er i høj grad drevet af, at alternativet til naturgas i Scenarie A følger den sammensætning af varmekilder, der er forudsat i Energistyrelsens vindscenarie. Vendes forholdet mellem træpillefyr og varmepumper rundt, så der er 50% jordvarmepumper, 20% luftvarmepumper og 28% træpillefyr falder CO₂-skyggeprisen til 623 kr./tCO₂.

Reduktionen i skyggeprisen er primært et resultat af, at varmepumperne samfundsøkonomisk er markant billigere end træpillefyrene, og samtidig fører varmepumpernes elforbrug til, at statens tab i afgiftsprovener bliver mindre. Således bliver den samfundsøkonomiske omkostning lavere. Differensen i CO₂ udledninger bliver mindre, da der regnes med en vis udledning knyttet til varmepumpernes elforbrug.

Nettoeffekten af de faldende omkostninger og CO₂-effekter er således et fald i skyggeprisen på 43%. Det medfører, at udfasning af naturgas til individuel opvarmning i lyset af forventningen til et stigende pres på Danmark for at levere CO₂-reduktioner i de ikke-kvotefattede sektorer vil fremstå et samfundsøkonomisk billigt tiltag.

Det er samtidig vigtigt at understrege, at den rene skyggepris ikke er det eneste kriterie for at prioritere mellem de løsninger, der bidrager til reduktion af CO₂-udslippet på den korte bane. Markedsmodning af teknologier og de afsmittende systemeffekter i forhold til at bevare konkurrenceevnen i gassystemet og stadig have et velfungerende gassystem, der kan aftage og transportere de grønne gasser i en fossilfri fremtid er af absolut væsentlighed i denne sammenhæng. Dette vil blive belyst i kapitel 7 og 8.

6.2 Effekten på det samlede gasforbrug i Danmark i 2035

I forhold til det samlede gasforbrug i 2035, som blev gennemgået i kapitel 5, vil udskydelsen af 2035-målet fastholde 25 PJ gasforbrug i systemet, og dermed når den samlede gasmængde op på 68,3 PJ i 2035, jf. **Tabel 6**.

Til vores analyser sammenlignes scenarierne med mål for udfasning af naturgas i henholdsvis 2035 og 2050.

Tabel 6 Gasforbrugsscenarier for 2035 (PJ).

Sektorer	ENS Vind-scenarie	Dansk Energi m. 2035-mål (Scenarie A)	Dansk Energi m. 2050-mål (Scenarie B)
Industri	42,4	23,3	23,3
Husholdninger, handels- og serviceerhverv	-	-	25
El- og varmeproduktion	24,6	14,0	14,0
Transport	6,5	6,5	6,5
Samlet gasforbrug	73,5	43,8	68,8

Delkonklusioner

- Gasforbruget til individuel opvarmning har været aftagende siden 2006, på trods af vækst i antallet af gaskunder.
- Naturgasfyret er samfundsøkonomisk det billigste alternativ til individuel opvarmning, hvorimod elvarmepumpen selskabsøkonomisk er det billigste. Naturgasfyret er selskabsøkonomisk ikke meget dyrere.
- Hvis naturgas ikke udfases fra individuel opvarmning, vil der stadig ske en reduktion i forbruget af naturgas fra 36 PJ i 2013 til 25 PJ i 2035 som følge af generelle effektiviseringer og omlægning til fjernvarme.
- Udfases naturgas helt til opvarmning i 2035, vil det medføre en øget samfundsøkonomisk nettoomkostning til individuel opvarmning på 1.553 mio. kr. om året i 2035.
- Sammenlignes to lineære forløb for udfasningen af individuelle naturgasfyr frem mod henholdsvis 2035 og 2050, vil nutidsværdien af den samlede samfundsøkonomiske meromkostning i perioden frem til 2050 løbe op i 14,5 mia. kr.
- CO₂-skyggeprisen ved udfasning af naturgas fra individuel opvarmning er 1.088 kr./ton CO₂. Det er højere, end de reduktionstiltag Danmark hidtil har fokuseret på, men det kan blive aktuelt at tage tiltag i dette prislæg under overvejelse, når Danmark stilles over for skrapere forpligtelser for at levere reduktioner i de ikke-kvoteomfattede sektorer fra EU-kommissionens side.
- Vendes fordeling af individuelle varmekilder om, så der er 70% varmepumper og 28% træpillefyr, og 2% solvarme bliver skyggeprisen ved fuld udfasning i 2035 623 kr./ton CO₂.
- Naturgasforbruget i individuel opvarmning i 2035 på 25 PJ bidrager til, at den samlede mængde naturgas i det danske forbrug øges til 68,8 PJ.

7 Gasinfrastrukturens økonomi

Gasinfrastrukturens omkostninger er i høj grad uafhængig af den transporterede mængde gas. Hvis naturgassen udfases fra individuel opvarmning, vil faldet i gasforbruget – på trods af et markant fald i omkostningsbasen hos gasdistributionsselskaber – medføre en stigning i den samlede gastarif for industrikunder fra ca. 29 øre per m³ i dag til 60 øre per m³ i 2035. Hvis gassen ikke vinder frem i transportsektoren og gastransitten til Sverige reduceres, kan industriens gastarif stige til 88 øre per m³. Regeringens målsætning om at udfase naturgassen fra individuel opvarmning risikerer at medføre en ekstra-regning for den tilbageværende gasforbrugende industri på op imod 253 mio. kr. årligt i 2035 set i forhold til situationen, hvor man udskyder udfasningsmålet til 2050.

Den gasinfrastruktur der bringer gasforsyninger fra Nordsøen og Tyskland til forbrugerne i Danmark og Sverige er karakteriseret ved, at omkostningerne i meget lille grad hænger sammen med den transporterede mængde gas. En meget stor andel af omkostningerne i infrastrukturen angår kapitalomkostninger (afskrivninger) samt faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

Der er således en tæt men omvendt korrelation mellem de transporterede gasmængder og gastarifferne – og ultimativt gassystemets konkurrenceevne.

Industrien, der vil være den største tilbageværende aftager af gas i 2035, kan skifte brændsel eller acceptere forøgelsen i omkostningerne til gastariffer. Således svækkes konkurrenceevnen i de gasintensive industrier over for udlandet. I sidste ende er der risiko for, at danske industrivirksomheder mister omsætning eller flytter produktionen til udlandet, hvor man har et intakt og konkurrencedygtigt gassystem. De gasintensive industriers situation og rolle i den danske økonomi er belyst yderligere i afsnit 7.6.

I scenarier med en kraftig reduktion i gasforbruget vil der ske en stigning i enhedsomkostningerne for at transportere gas til kunderne i Danmark og Sverige. Den endelige effekt for de tilbageværende gaskunder afhænger også af, hvilke kunder der er tilbage i 2035. En kundes belastningsprofil spiller en rolle for, hvordan han tarifferes på både gastransmissions- og gasdistributionsniveau.

I dette kapitel betragtes selskabsøkonomien i gastransmissions- og gasdistributionsystemet. På baggrund af de økonomiske prognoser for omkostningsbasen i gassystemet og scenarierne for gasmængder i det danske gassystem udledes gastariffen for en repræsentativ industrikunde i 2035. Endvidere vurderes det, hvad den samlede regning til gastransport i industrien vil ende på i 2035 under forskellige scenarier.

Gaslagrene i Lille Torup og Stenlille er kommercielle aktiver. Omkostningerne til at drive lagrene kan ikke overføres til gassystemets kunder via den regulatoriske omkostningsbase. Endvidere kunne den lagerfunktion og service de tilbyder lige så vel leveres et andet sted i Kontinental Europa, som det danske gassystem er forbundet med. Derfor er der ikke fundet behov for at inddrage gaslagrenes omkostningsbase i denne del af analysen.

7.1 Gastransmissionsnettet

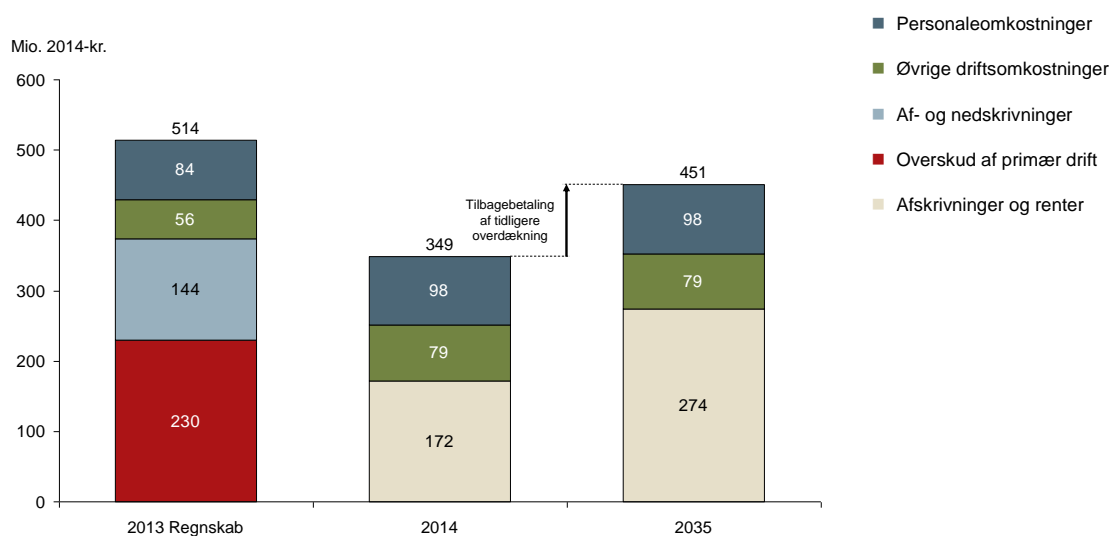
Energinet.dk har i gasinfrastrukturanalysen (Energistyrelsen 2014) metodisk valgt at anvende en forholdsvis simpel modellering af omkostningerne. I den selskabsøkonomiske opgørelse af gastransmissionsnettets omkostningsbase indgår drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (personaleomkostninger og øvrige eksterne omkostninger), samt kapitalomkostninger (afskrivninger og forrentning af kapital).

I 2014 kan den selskabsøkonomiske omkostningsbase opgøres til samlet 349 mio. kr. I 2035 er omkostningsbasen 451 mio. kr. Stigningen skyldes ikke en forventning om øget investeringsaktivitet, men alene det faktum, at Energinet.dk er pålagt at tilbagebetale tidligere års overdækning via lavere gastariffer svarende til 102 mio. kr. om året i årene 2014-2016.

Opgørelsen matcher med de aktuelle økonomiske forhold i gastransmissionsnettet, der kan aflæses i Energinet.dk's regnskab fra 2013. Her løber de samlede omkostninger op i 514 mio. kr. De 451 mio. kr. er Energinet.dk's egen prognose baseret på en faldende investeringsaktivitet, dvs. man forventer, at kapitalomkostningerne falder frem mod 2035.

Figur 23 Selskabsøkonomisk omkostningsbase for gastransmissionsnettet.

Gasrandsmissionsnettets omkostningsbase i 2035 er 451 mio. 2014-kr.



Note: Stigningen på 29 pct. skyldtes ikke en forventning om øget investeringsaktivitet, men alene det faktum, at Energinet.dk i perioden 2014-2016 tilbagebetalte tidligere overdækning via sænkede tariffer.

Kilde: Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, bilag 10, (Energistyrelsen 2014).

7.1.1 Gastransmissionstariffer

Tariferingen i gastransmissionssystemet afhænger af aftagsprofil. Belastningsfaktoren udtrykker forholdet mellem det maksimale aftag og gennemsnitsaftaget for en kunde. En industrikunde har ofte en højere belastningsfaktor, dvs. et mere jævnt aftag, der afspejler en jævn produktionsaktivitet i løbet af et år. Husholdningskunden vil have et markant højere aftag om vinteren, fordi gassen primært er anvendt til opvarmning. Således bliver enhedstariffen for husholdninger højere end for industrikunden.

Til brug for denne analyse anvendes en repræsentativ industrikunde med et årsforbrug på 1 mio. m³ og en belastningsfaktor på 0,83 og en husholdningskunde med et forbrug på 1.500 m³ og en belastningsfaktor på 0,56. Belastningsfaktorerne er indhentet fra Energinet.dk, som de senest indmeldte belastningsfaktorer (i januar 2015).

På baggrund af aktuelle satser for volumen og kapacitetstariffer⁸ er det beregnet, at gastariffen for gastransmission er en faktor 1,46 højere for husholdningskunden end for industrikunden for de to repræsentative kunder, som anvendes til allokering af tariffbetaling i vores analyse.

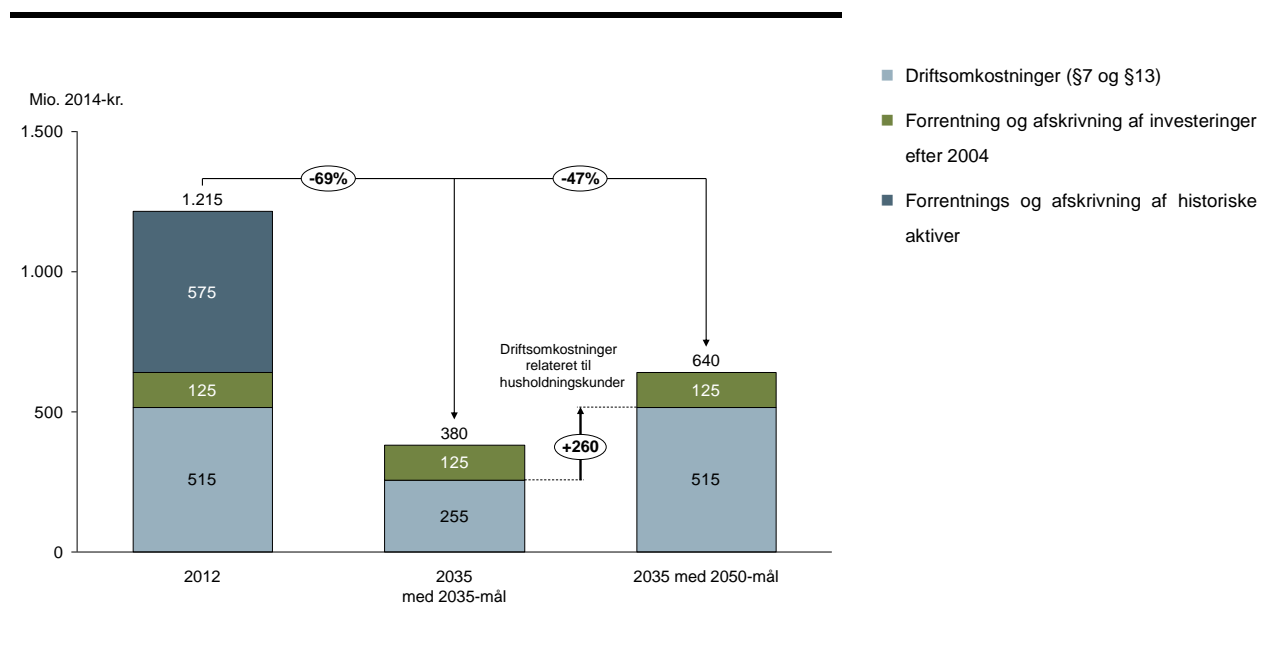
7.2 Gasdistributionsnettet

Gasdistributionsnettet ejes og drives af tre selskaber, Dong Energy Gasdistribution, HMN Naturgas og Nature Energy (tidligere Naturgas Fyn).

Omkostningsbasen bestod af driftsomkostninger på 515 mio. kr. i 2012. Endvidere skelnes i indtægtsrammerne mellem forrentning og afskrivninger af investeringer før og efter 2004. De historiske aktiver udgjorde den største post i omkostningerne på 575 mio. kr. Nye aktiver udgjorde 125 mio. kr. Samlet set udgjorde omkostningsbasen i gasdistributionsnettet 1.215 mio. kr. i 2012, som det også fremgår af **Figur 24**.

Figur 24 Selskabsøkonomisk omkostningsbase for gasdistributionsnettet.

Gasdistributionsnettets omkostningsbase falder frem mod 2035.



Kilde: Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, (Energistyrelsen 2014) - bilag 9

Note: Tallene i Energistyrelsens analyse er baseret på indrapporteringer fra gasdistributionsselskaber. I 2012 er det baseret på anslåede omkostninger på baggrund af de seneste årsregnskaber. 2035-tallene er gasdistributionsselskabernes konsoliderede prognose for 2035 med og uden gasforbrug i husholdninger, samt handels- og serviceerhverv.

De historiske aktiver inkluderer de store etableringsinvesteringer, der blev gennemført fra midten af 1980'erne og frem til 2004, hvor man grundlagde

⁸ <http://www.energinet.dk> "Udfordringer for gassen i fremtiden – Transmissionstariffer"

hoveddelen af infrastrukturen. I det regulatoriske regnskab afskrives værdien af aktiverne ofte over 40 år. Det er forskelligt hos de tre selskabsejere, hvornår de historiske aktiver endeligt vil være afskrevet, men i 2035 vil det gælde for hele den historiske aktivbase, at den vil være regulatorisk afskrevet, og man kan se bort fra denne. Alene det vil medføre en sænkning i omkostningsbasen på 575 mio. kr. svarende til 47% i forhold til i dag.

Hvis man holder fast i målsætningen om, at naturgassen i 2035 ikke skal anvendes til opvarmning i husholdninger, handels- og serviceerhverv, vil det medføre en indskrænkning af gasdistributionsnettet. Samtidig vil det også føre til en væsentlig reduktion af omkostninger til målere, stikledninger, tilsyn og rådgivning, kundecenter, IT, generel administration osv., der af gasdistributionselskaberne estimeres til 260 mio. kr. Således vil gasdistributionsnettets samlede omkostningsbase reduceres til 380 mio. kr. svarende til et fald på 69% i forhold til i dag.

Fastholdes den nuværende kundesammensætning, og holdes omfanget af gasdistributionsnettet nogenlunde uændret, forventes der ikke en reduktion af drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, hvilket fører til en omkostningsbase på 640 mio. kr. i 2035.

7.2.1 Gasdistributionstariffer

Ligesom gastransmissionstariffen, afhænger tarifferne for gasdistribution også af flere faktorer. Udover et årligt abonnement for at være hhv. årsaflest eller timeaflest, fastlægges tariffen ud fra gasforbruget, hvor der efter en trappemodell betales en mindre tarif per gasenhed, des højere en given gaskundes årlige forbrug er.

På baggrund af de aktuelle satser for abonnement og tarif-”trappe” kan der beregnes et størrelsesforhold på 3,32 mellem enhedsprisen på gasdistribution for de to repræsentative kunder (industrikunde med årsforbrug på 1 mio. m³, og husholdningskunde med årsforbrug på 1.500 m³). Dette forhold anvendes til allokering af tarifbetaling i vores analyse.

7.3 Gastariffer for industrikunder i 2035

Observationerne i afsnit 7.1 og 7.2 gør det klart, at omkostningsbasen i det samlede gassystem i 2035 vil være lavere end i dag. Samtidig vil gasmængderne, der flyder igennem det danske gassystem reduceres med op imod 62% fra i dag til 2035. Begge dele påvirker gastarifferne for de tilbageværende kunder, men i hver sin retning.

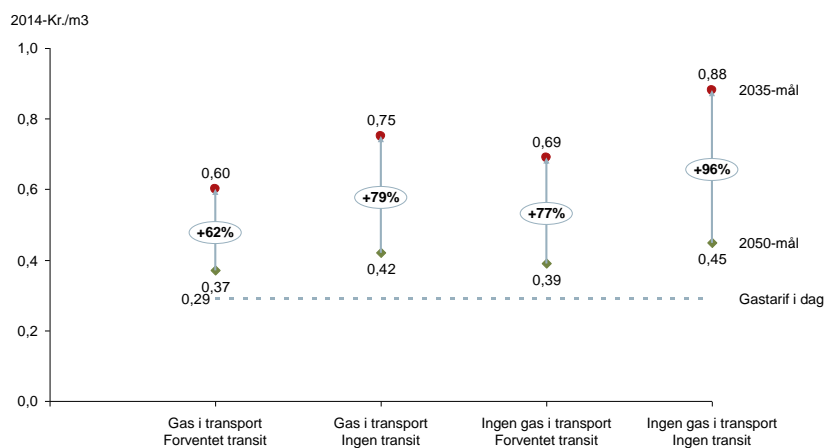
Der er en særlig interesse for at belyse gastarifomkostningerne i industrien, der i tilfælde af en udfasning af naturgas fra individuel opvarmning vil være det største afsætningsmarked for gas i Danmark. For det første er der flere tilfælde, hvor gassen anvendes direkte i deres processer eller til højtemperaturprocesser, hvor der ikke umiddelbart er et praktisk alternativ. Derudover er industrivirksomhederne mere følsomme over for prisændringer, fordi det skader deres konkurrenceevne.

På baggrund af scenarierne for de mængder af gas, der forbruges i Danmark i 2035, samt den mængde gas, der går igennem det danske gastransmissionsnet til Sverige, er der beregnet en gastarif for en repræsentativ industrikunde med et årsforbrug på 1 mio m³.

Figur 25 viser den samlede gastarif for den repræsentative industrikunde i de to scenarier, hvis 2035-målsætningen udskydes til 2050 for udfasning af naturgas fra husholdninger, samt handels- og serviceerhverv.

Figur 25 Selskabsøkonomisk gastarif for en industrikunde i 2035.

Udfases naturgas fra individuel opvarmning i 2035 fordobles industriens gastarif.



- 2035-mål angiver den mængde gas, der forbruges i 2035, hvis målet om udfasning af naturgas til opvarmning i husstande, samt handels- og serviceerhverv fastholdes.
- 2050-mål angiver den mængde gas der forbruges i 2035, hvis målet om udfasning af naturgas til opvarmning i husstande, samt handels- og serviceerhverv udskydes til 2050.
- Industriens gastarif i dag - 2014 (streg)

Note: Gastarif dækker både transmission og distribution.

Repræsentativ industrikunde med årgasforbrug på 1.000.000 m³.

Ved beregning af gastariffen med udgangspunkt i omkostningsbaser, gasmængder og allokering mellem sektorer som i dag ligger gastarifniveauet for industrien på 0,29 kr./m³. Hvis man fastholder udfasningsmålet i 2035 og lykkes med at få 6,5 PJ gas ind i transportsektoren, samt en transit til Sverige, der flugter med udviklingen i det svenske forbrug, stiger gastariffen til 0,60 kr./m³, svarende til en stigning på 107%. Udskydes 2035-målsætningen til 2050, vil gastariffen blive 0,37 kr./m³, svarende til en stigning i forhold til i dag på 28%.

De tre søjler til højre på **Figur 25** viser resultaterne af følsomhedsanalyser for udviklingen i gasforbruget i transportsektoren og transitten til Sverige. Selvom gastransit til Sverige kun betaler gastransmissionstarif, er der en væsentlig effekt relateret til det fremtidige niveau. Bortfalder gastransitten helt, vil det medføre tarifstigninger på hhv. 25% og 13% i de to scenarier. Bryder gassen ikke igennem til transportsektoren i 2035, parallelt med at gastransitten bortfalder, vil det til gengæld medføre en stigning på hhv. 46% og 21% i de to scenarier.

Sammenlignes scenarier for industriens gastariffer viser der sig, at gastariffen i 2035 i værste fald bliver 203% højere end i dag, og 138% end scenariet hvor man fastholder gasforbruget i individuel opvarmning på 25 PJ samlet.

Best Case – Gastarif for industrivirksomhed ved gasforbrug til proces = 0,37 kr./m³

- 2035-målet udskydes til 2050, gassen vinder ind i transportsektoren i 2035, og gastransit til Sverige bevares på niveau med 2035-forbruget i Sverige.

Worst Case – Gastarif for industrivirksomhed ved gasforbrug til proces = 0,88 kr./m³

- 2035-målet fastholdes, gassen udebliver fra transportsektoren, transit til Sverige falder bort

Fastholdelsen af gaskunder i husholdninger, samt handels- og serviceerhverv fastholder gastariffen på et lavere niveau. Samtidig bidrager gasmængden til at bevare et mere konkurrencedygtigt gassystem, hvor de negative effekter ved et manglende gennembrud for gas i transportsektoren eller bortfald af gastransit til Sverige ikke er så alvorlige.

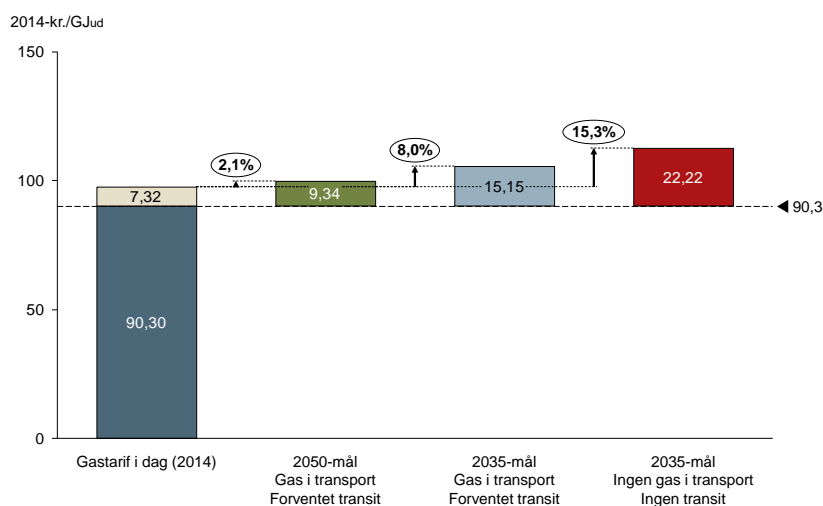
7.4 Industriens endelige gasomkostninger i 2035

I sidste ende udgør gastariffen kun 7% af industriens gasudgift 2011 jf. **Figur 6**. Så spørgsmålet er hvor stor en betydning de stigende tariffer vil have for industriens endelige gasomkostning til at frembringe en enhed procesenergi baseret på naturgas i 2035 i de forskellige scenarier.

I den selskabsøkonomiske beregning for "procesvarme vand" (**Figur 12** Selskabsøkonomien i "Procesvarme - Vand") udgjorde gastariffen ca. 7,5% af udgiften til naturgas, dvs. ekskl. anlægsomkostninger, samt drift og vedligehold. Konsekvensen for den samlede gasudgift for "procesvarme vand" baseret på de gastariffer der blev beregnet afsnit 7.3, er vist i **Figur 26**.

Figur 26 Effekten for industriens endelige gaspriser i 2035.

"Procesvarme vand" bliver 8-15% dyrere pga. gastarifstigninger i forhold til i dag.



Kilde: Egne beregninger baseret på økonomien i "procesvarme vand" som vist i **Figur 12** (selskabsøkonomisk) og industriens gastariffer beregnet i afsnit 7.3.

Hvis de gasintensive industrier oplever en fordobling i gastariffen, som resultaterne i vores analyse angiver, vil det svare til et strukturelt løft i gasprisen på 8,0% i forhold til 2014. Hvis udviklingen i gastransitten og transportsektoren ydermere ikke går som planlagt, kan det vokse til en stigning på 15,3%. Hvis man derimod udskyder målsætningen om at udfase naturgas i den individuelle opvarmning til 2050, får gas ind i transportsektoren og bevarer gastransitten til Sverige på et forventeligt niveau, vil gasomkostningen i fremstilling af "procesvarme vand" kun være steget med 2% realt, i 2035.

7.5 Fordeling af tariffbetaling på sektorer

For den enkelte sektors gastarif er der forskel på hvilket forbrug, der konverteres. Det varmebundne forbrug i husholdninger og erhverv har en lav belastningsprofil, og derfor er udfasningen mere omkostningsfuld for industrien. Særligt for gasdistributionstariffen, hvor husholdningskunden afregnes 3,32 gange højere end industrikunden, og derfor normalt afholder en markant større del af den samlede tariffbetaling.

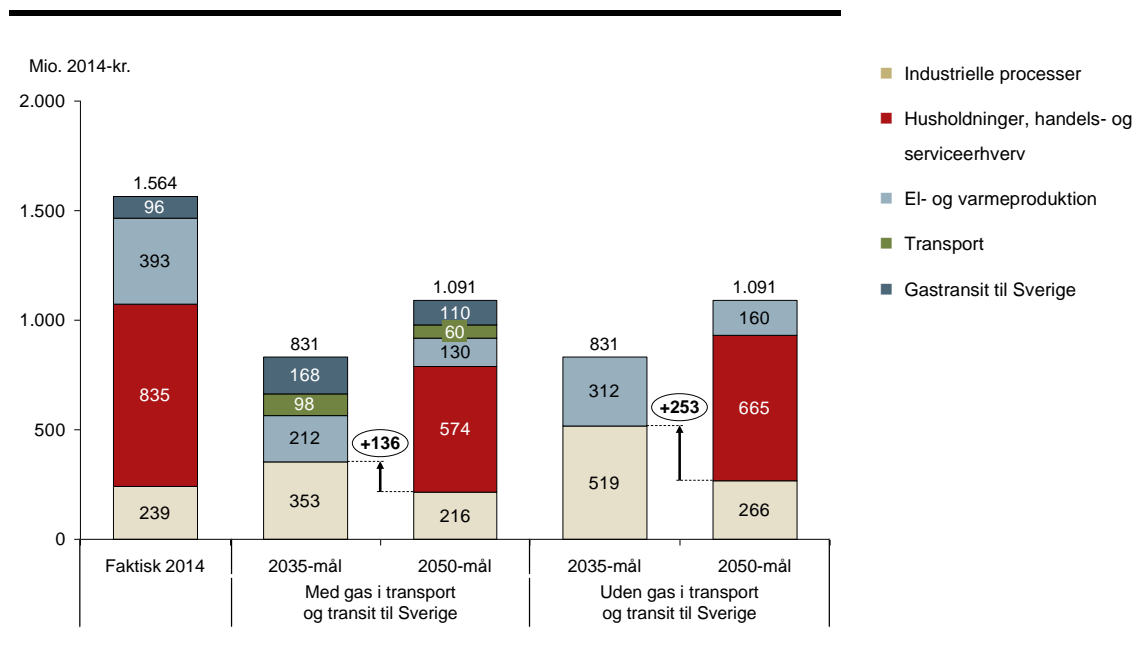
Fastholdelse af 2035-målet medfører, at industrien samlet set får en gastarifregning på 353 mio. kr. for en gasmængde på 23,3 PJ. Får man ikke succes med at indføre gas i transportsektoren, og falder gastransitten til Sverige bort, kan gastarifregningen for industrien løbe op i 519 mio. kr.

Udskydes 2035-målsætningen til 2050, falder industriens samlede gastarifregning til 216 mio. kr. for den samme mængde gas. Fastholdelsen af gaskunder i husholdninger, samt handels- og serviceerhverv øger omkostningsbasen med 260 mio. kr., men da disse kundegrupper afholder en væsentlig højere andel af den samlede gastarifbetaling, bidrager de til at holde industriens gastarif lav.

Udskydelse af 2035-målet til 2050 vil således friholde industrien fra ekstraregning til transport af gas på mellem 136 og 253 mio. kr. årligt.

Figur 27 Fordeling af gastarifbetaling på sektorer, 2012 og 2035.

Industriens tariffregning øges 136-253 mio. kr. uden gas i individuel opvarmning.



Kilde: Egne beregninger.

Konklusionen fra foregående afsnit var, at det vil blive dyrere for industrien at få transporteret gas til brug for deres processer via det danske gassystem. Hvor meget højere industriens gastarif bliver, må vise sig. Formodningen om at omkostningen til at transportere en enhed gas vil stige i 2035 er velbegrundet.

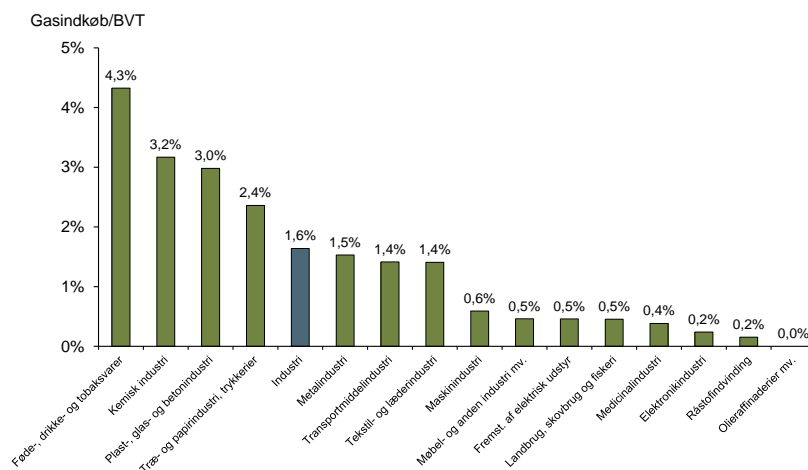
De energiintensive industrier, der er i Danmark, har allerede gjort meget for at energieffektivisere, og det er sjældent de stigende energipriser, der fører til udflytning. Alligevel er det interessant at undersøge, hvilke industrier, der er gasintensive, og hvad deres rolle er i den danske økonomi, samt den danske industris bruttoværditilvækst og jobskabelse.

7.6 Udpegning af gasintensive industribrancher

Stiger gastariffen, vil gasindkøbenes andel af den samlede bruttoværditilvækst – alt andet lige – stige og reducere overskuddet hos den producerende virksomhed. Ser man på en overordnet vurdering af industribranchers (69-grp⁹) gasintensitet, målt som gasindkøbenes andel af industriens bruttoværditilvækst, er der ikke nogen industribrancher i Danmark, der overstiger 5% og dermed fremstår som gasintensive. Det er kun føde-, drikke- og tobaksvarer, kemisk industri, samt plast-, glas- og betonindustri, der nærmer sig, som vist i **Figur 28**.

Figur 28 Gasintensitet blandt danske industribrancher i 2011 (69-grp.).

Ingen industribrancher (69-grp.) kan kategoriseres som gasintensive.



Kilde: Statistikbanken (dst.dk): NATE691 og ENE4HA.

Dykker man et skridt dybere i segmenteringen af industrien (117-grp) er der en række brancher, hvor gasindkøb udgør mere end 5% af bruttoværditilvæksten og kategoriseres som gasintensive. Det drejer sig om glasindustri og keramisk industri, indvinding af grus og sten, fremstilling af metal, mejerier og papirindustrien.

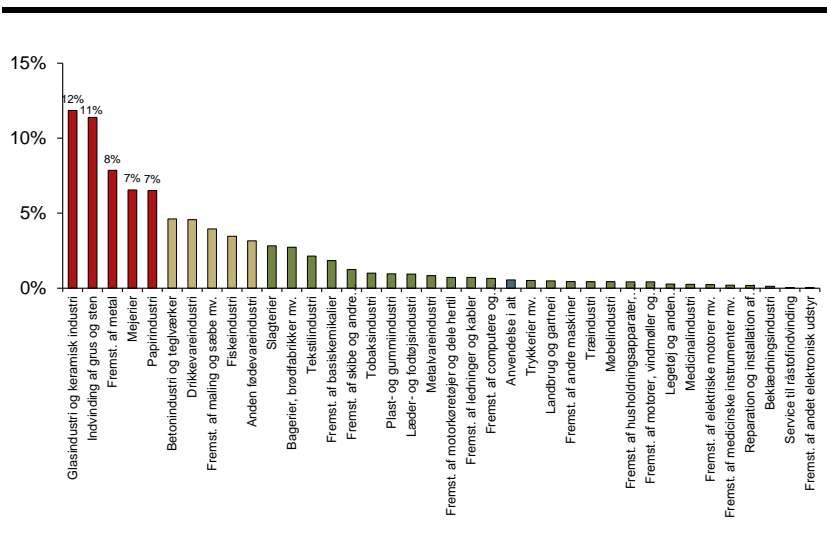
Går vi endnu dybere i segmenteringen – ned på virksomhedsniveau (registerdata) – vil det dække over væsentlige afvigelser fra underbranchernes gennemsnit, og enkelte virksomheder vil fremstå med en høj gasintensitet. Disse vil i særdeleshed kunne mærke den øgede omkostning til transport af gas.

⁹ 69- og 117-grp. refererer til nationalregnskabet's mest detaljerede (ud af 5) aggregeringsniveauer for branchegruppering. 69-grp. anvendes for at skabe sammenlignelighed med Eurostats databanker og nationalregnskabsoplysninger fra andre EU-lande. 117-grp. er det mest detaljerede offentliggørelsesniveau for nationalregnskabet fordelt på brancher i Danmark.

For at nuancere billedet yderligere inddrages den gruppe af virksomheder, der er lettere gasintensive og har et gasindkøb, der svarer til 3-5% af underbranchens bruttoværditilvækst. Dette dækker over betonindustri og teglværker, drikkevarer, fremstilling af maling og sæbe, fiskeindustrien og anden fødevarerindustri, som vist i **Figur 29**.

Figur 29 Gasintensitet blandt danske industribrancher i 2011 (117-grp.).

5 underbrancher kan kategoriseres som gasintensive – 5 som lettere gasintensive.



Note Bruttoværditilvækst og gasindkøb er opgjort i basispriser.

Kilde: Statistikbanken (dst.dk): NABP117 og ENE4HA, samt egne beregninger.

7.7 Bidrag til bruttoværditilvækst og beskæftigelse

Industrien er en vigtig sektor i dansk økonomi og stod i 2011 for en samlet bruttoværditilvækst på 170 mia. kr., svarende til 11% af den samlede bruttoværditilvækst i Danmark, kun overgået af handelssektoren, samt sundhed og socialvæsenet.

Ud af de 170 mia. kr., som industrien bidrog med til bruttoværditilvæksten i Danmark i 2011, kom 5,6% fra de gasintensive industrier, svarende til 9,6 mia. kr. Derudover kom 12,7% fra de lettere gasintensive, svarende til 21,7 mia. kr.

Tillige udgjorde industrien ca. 261.000 fuldtidsbeskæftigede personer, svarende til 12% af det samlede antal fuldtidsbeskæftigede personer i 2011.

De gasintensive industrier bidrog i 2011 med 7,0% af den danske industris fuldtidsbeskæftigede, svarende til 18.267 personer, og de lettere gasintensive industrier bidrog ligeledes med 11,9%, svarende til 31.053 personer.

Der vil således være tale om svækkelse i konkurrenceevnen hos gasintensive industrivirksomheder, der i dag bidrager med en bruttoværditilvækst på 31 mia. kr. og 50.000 industriarbejdspladser.

Delkonklusioner

- Omkostningsbasen i gastransmissionsnettet ligger uændret omkring 451 mio. 2014-kr. frem til 2035.
- I gasdistributionsnettet vil omkostningsbasen falde fra 1.215 mio. kr. i 2012 til 640 mio. kr. i 2035, fordi den historiske aktivbase, der blev opbygget i forbindelse med etableringen af gasinfrastrukturen i 1980'erne, afskrives helt i løbet af 2020'erne. Fastholdes målsætningen om at udfase gas fra individuel opvarmning, kan omkostningsbasen reduceres til 380 mio. kr. i 2035.
- Den gennemsnitlige gastarif for en enhed gas afhænger på transmissionsniveau af kundens aftagsprofil, hvor en husstandskunde med et varmbundet gasforbrug på 1.500 m³ betaler 1,46 gange mere i tarif for en enhed gas end en industrikunde med et gasforbrug på 1 mio. m³, der knytter sig til produktionen.
- Den gennemsnitlige gastarif for en enhed gas afhænger på distributionsniveau af kundens årsforbrug, hvor en husstandskunde med et lavt gasforbrug på 1.500 m³ betaler 3,32 gange mere i tarif for en enhed gas end en industrikunde med et gasforbrug på 1 mio. m³.
- Den samlede gastarif i 2035 er afhængig af, hvor store gasmængder der er i det danske gassystem, samt hvilke sektorer der stadig anvender gas. I 2035 vil gastariffen stige 0,60 kr./m³, hvis gassen udfases fra individuel opvarmning. Dette er en fordobling i forhold til i dag, hvor den er 0,29 kr./m³. Udskydes målsætningen om udfasning, stiger gastariffen kun til 0,37 kr./m³.
- Hvis gas ikke vinder frem i transportsektoren, og gastransit til Sverige reduceres, vil det også påvirke gastariffen. Fastholdelse af gas i individuel opvarmning bidrager således både til at holde gastariffens niveau nede og gøre den mere robust over for den øvrige udvikling frem til 2035.
- Industriens samlede gasregning vil stige med 136-253 mio. kr., hvis gas udfases som energikilde i individuel opvarmning frem mod 2035.
- I industrien (117-grp.) er der 5 underbrancher, hvor gasindkøb fylder mere end 5% af bruttoværditilvæksten, som derfor kan kategoriseres som gasintensive.
- Endvidere er der 5 underbrancher (117-grp.), der er lettere gasintensive (gasindkøb udgør 3-5% af bruttoværditilvækst), hvor der vil være en række selskaber, der også vil fremstå som gasintensive.
- De gasintensive og lettere gasintensive industribrancher repræsenterer en bruttoværditilvækst på 31,3 mia. kr. og 50.000 industriarbejdspladser.

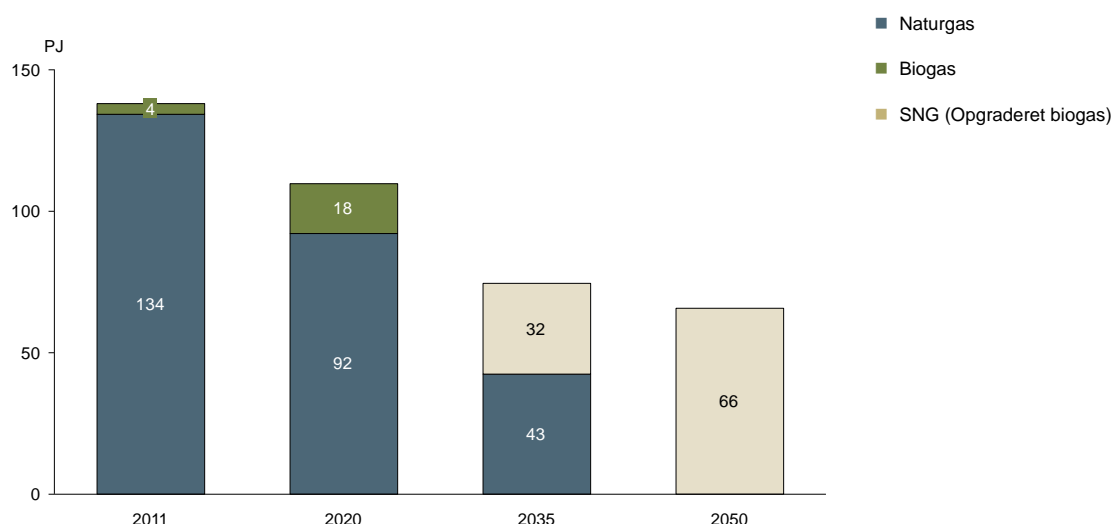
8 Biogas og gassystemet

Den danske produktion af grønne gasser er udset til at vokse markant over de kommende fem år, fra ca. 4 PJ i dag til 18 PJ i 2020. Biogasproduktion i større skala er på et tidligt udviklingsstade, og der skal hentes forbedringer langs med hele værdikæden for at gøre biogassen konkurrencedygtig. Det kan primært opnås via læringseffekter og via et globalt gennembrud, der skaber de skalafordele, der sænker anlægsomkostningerne. Derudover er der en ikke uvæsentlig omkostning til opgradering, tilslutning og komprimering af biogassen til det overordnede naturgasnet. Omkostningen til kompression kan medføre en stigning i industriens gastarif på op mod 50% i forhold til i dag, som bedst modvirkes ved at bevare en vis mængde gasforbrug i 4 bar-gasnettet.

Grøn gas spiller en central rolle i regeringens langsigtede plan for et fossilfrit energisystem – det ses tydeligt i Energistyrelsens scenarier for 2020, 2035 og 2050. Udnyttelsen af bæredygtige biomaterialer og reduktionen af CO₂-udledninger, samtidig med bevarelsen af gassens attraktive egenskaber i dens anvendelsesområder, taler for, at man satser på grøn gas, som en del af energimikset i 2050. Det er endnu uklart, om gassen skal anvendes lokalt i kolo-kerede decentrale kraftvarmeværker, andre steder end de gasdistributionsnet, hvor biogassen injiceres, eller om den skal komprimeres op til at kunne gå ind på gastransmissionsnettet og transporteres videre.

Figur 30 Gasforsyning i vindscenariet.

Biogasproduktionen skal vokse de kommende år og overtage naturgassens rolle.



Kilde: Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen (Energistyrelsen 2014).

I Energistyrelsens vindscenarie forventes det, at biogas vil vinde frem i de kommende år med en produktion på 18 PJ i 2020. I 2035 vil syntetisk naturgas (SNG), der er opgraderet biogas, næsten være fordoblet og dække 43% af forbruget, hvis målet om at udfase gas fra husholdninger i 2035 fastholdes, jf. **Figur 30**. Om det i sidste ende lykkes at fremstille 32 PJ SNG i 2035, vil tiden vise. Endvidere er det muligt, at SNG på sigt suppleres af gas fremstillet fra el, men dette er stadig en teknologi, der er på et tidligt udviklingsstadium.

Dette kapitel fokuserer på biogasproduktionens værdikæde og betydningen for omkostningerne til biogas ved lokalt forbrug enten kolokeret med biogasanlægget eller tilsluttet det 4 bar gasnet, hvor biogassen injiceres.

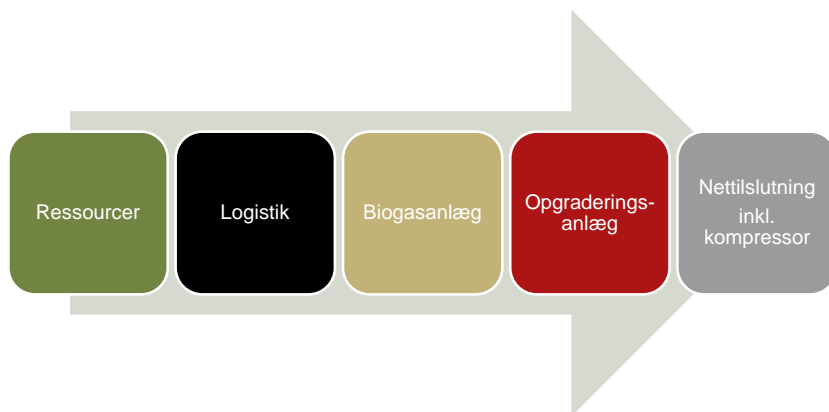
8.1 Biogassens værdikæde og omkostningsstruktur

Biogassens værdikæde har en relativt lokal eller regional karakter, hvilket er meget ulig de fossile brændsler, som den er udset til at afløse. Værdikædens aktiviteter fra indhentning af ressourcer til forbrug ligger normalt tæt på hinanden, da det ikke er økonomisk rentabelt at flytte ressourcerne eller gassen særlig langt. Derfor har man indtil nu anvendt biogassen til fremstilling af varme- eller kraftvarmeproduktion.

Opgraderet biogas kan dog transporteres med lastbil over moderate afstande, eller det kan fødes ind på naturgasnettet, så det kan anvendes længere væk fra produktionsstedet. Allerede i dag er der flere steder i Danmark, hvor gasdistributionsnettet agerer lager for biogassen i sommerhalvåret, hvor forbruget er lavt. I Sverige blev 26% af biogasproduktion i 2011 fyldt på naturgasnettet (Karin Ericsson 2013).

Biogassens værdikæde er illustreret i **Figur 31**.

Figur 31 Biogassens værdikæde ved nettilslutning.



Kilde: Illustration.

Det danske biogaspotentiale blev i 2011 opgjort til 81 PJ fra landbrugssektoren og 2-5 PJ fra øvrige kilder (PlanEnergi 2011). Fra landbruget er forsyningerne baseret på husdyrgødning, energiafgrøder, enggræs og efterafgrøder. Der er tale om overskudsressourcer, som

landmænd enten selv anvender på gårdanlæg eller afleverer til et større biogasanlæg mod at få et restprodukt tilbage, hvor CO₂ er fjernet og gødningsværdien er øget.

8.1.1 Biogassens driftsomkostninger

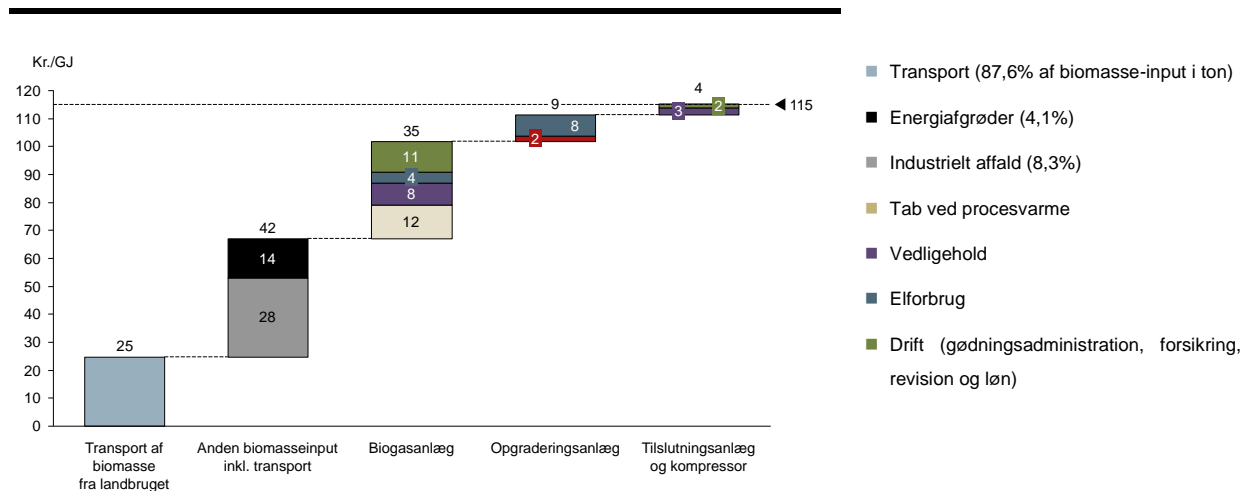
Mange af forsyningerne fra landbruget er umiddelbart gratis, men logistikken omkring afhentning af råmateriale og returnering af restmateriale ved fremstilling af biogas udgør aktuelt ca. 22% af de samlede driftsomkostninger, jf. **Figur 32**. Transportudgiften er stigende med biogasanlæggets størrelse, da biomassen i så fald skal indhentes fra et bredere opland. Større biogasanlæg er relativt nyt i Danmark, og omkostningsposten til logistik vil kunne reduceres over tid, når større erfaring med planlægning og indhentning er opnået.

En interessant mulighed for biogaspotentialer og omkostningsreduktioner er etablering af et tættere samarbejde med affaldssektoren, der potentielt vil kunne levere yderligere værdifulde ressourcer til biogasproduktionen til lavere omkostninger end i dag.

Dertil kommer driftsomkostninger relateret til selve fremstillingen af biogassen på anlægget, der udgør en tredjedel af driftsudgifterne. Hvis disse omkostninger skal reduceres, kræver det en større skala og fremdrift på læringskurven i biogasproduktionen på et globalt plan. Derudover kan standardisering af samarbejdsaftaler og forbedret fordeling af risikoen sænke finansieringsomkostningerne.

Endeligt er der en række omkostninger knyttet til at opgradere og komprimere biogassen, så den kan fødes ind på naturgasnettet, der udgør 11%. Denne omkostning kan primært optimeres via placering af injiceringspunkter og lokalt aftag af biogassen, dvs. at der fastholdes forbrug i det gasdistributionsnet, som den opgraderede biogas fødes ind på.

Figur 32 Driftsomkostninger for biogasproduktion ved tilslutning til gasnettet.



Kilde: COWI (2013).

8.1.2 Biogassens kapitalomkostninger

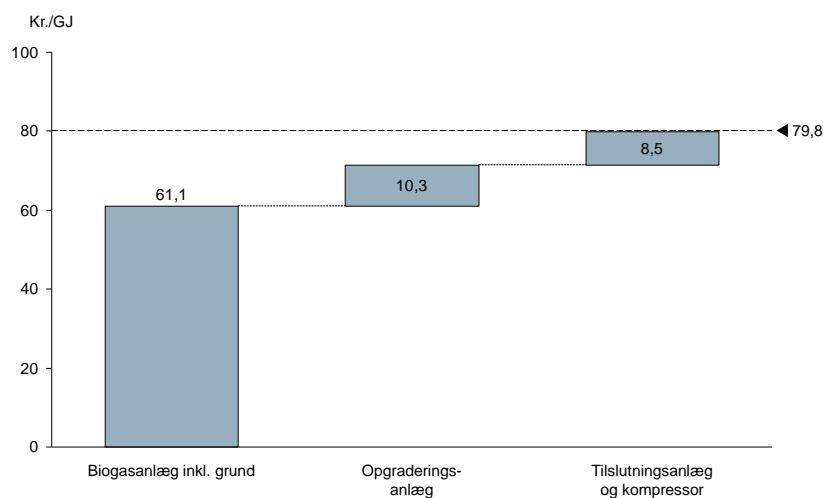
Selve biogasanlægget med lagertank, hygiejnisering, varmegenindvinding, gaskedel til procesvarme og gasledning til opgraderingsanlægget udgør den største del af anlægsinvesteringen på 73,5% af den samlede

etableringsinvestering. Dertil kommer investeringen i selve grunden, samt til opgraderingsanlægget, der udgør ca. 12,9%, jf. **Figur 33**.

Målet med at introducere biogas har primært været for at etablere en afløser for naturgasen på sigt. Det har indledningsvis været en målsætning at anvende biogassen direkte i decentrale kraftvarmeværker, der i dag producerer på naturgas. Det er dog allerede i 2035 blevet aktuelt at investere i opkomprimeringsanlæg, der kan føde biogassen ind på naturgasnettet.

Opkomprimering bidrager med en ekstra kapitalomkostning, der svarer til 10,5% af den samlede anlægsinvestering, hvoraf den primære udgift går til kompressorer.

Figur 33 Kapitalomkostninger for biogasanlæg ved tilslutning til gasnettet.



Kilde: COWI (2013) og egne beregninger (investeringer som annuitet over 10 år med WACC=8,1% jf. COWI analyse).

Samlet set går 11 pct. af totalomkostningerne til fremstilling af biogas til opgradering og komprimering for at kunne indgå på naturgasnettet, som meget tyder på vil være nødvendigt i Danmark i løbet af de kommende år.

Ifølge (Dansk Gasteknisk Center C 2013) er omkostningerne relateret til tilslutning på gasnettet 0,25 kr./m³ CH₄, hvoraf 0,07 kr./m³ CH₄ udgøres af tilslutning til nærmeste 4 bar net og 0,14 kr./m³ CH₄ udgøres af omkostningen til kompression. Behovet for kompression til et højere trykniveau opstår, når kunderne i det lokale gasdistributionsnet ikke kan aftage gassen.

I dag er reglerne således, at ejeren af biogasproduktionsanlægget skal afholde de henførbare omkostninger til gasnettet. Det betyder bl.a., at det biogasanlæg, der skaber behovet for kompression i et gasdistributionsnet, skal afholde anlægsudgiften. Dette kan meget vel ændre sig i fremtiden, da flere aktører mener, at dette forhold leder til en uhensigtsmæssig forvridding mellem biogasprojekterne.

Hvis disse udgifter i stedet afholdes af gasdistributionselskabet, vil behovet for kompression i sammenhæng med den samlede mængde gas i det danske gassystem blive afgørende for den endelige gastarif i fremtiden. Hvis biogas

udgør en stor andel af gasforsyningerne, og biogassen ikke kan aftages i det nærmeste 4 bar net, vil det medføre en yderligere stigning i gastariffen for de tilbageværende gaskunder. Sammenlignet med industriens gastarif i dag på 0,29 kr./m² naturgas er der tale om en væsentlig omkostning på 0,14 kr./m³ CH₄, hvis denne skal afholdes af gaskunderne.

Hvis ambitionen om at biogas på sigt skal spille en central rolle i et fremtidigt gassystem i Danmark, bør effekten af et kraftigt fald i gasforbruget blandt husholdningskunder og handels- og serviceerhverv undersøges. Herunder skal der ses nærmere på effekten af at udfase de forbrugere, der er knyttet til de lokale gasdistributionsnet hvor biogassen injiceres. Det kan medføre en yderligere forværring af gasøkonomien og de gasintensive industriers konkurrenceevne.

Delkonklusioner

- De grønne gasser, og herunder særligt biogas, er under hastig udvikling i Danmark. Energistyrelsens vindscenarie satser på, at der i 2020 skal være 18 PJ biogas til afsætning i Danmark. Det er mere end en tredobling af produktionen de næste fem år.
- Biogas er i sig selv dyrere end naturgas. Selvom en stor del af ressourcerne kan afhentes mod returnering af et materiale med en højere gødningsværdi, er der stadig væsentlige transportomkostninger forbundet hertil.
- En stor del af omkostningerne er knyttet til selve etableringen og driften af biogasanlægget. Disse omkostninger kan reduceres gennem F&U, men er også afhængige af et gennembrud på global plan for at indfri de skala- og læringseffekter, der kommer med et globalt marked.
- Opgradering, tilslutning og kompression udgør 11% af totalomkostningerne. I sidste ende kan der spares omkostninger til kompression, ud over injiceringen på 4 bar nettet, ved at bevare et lokalt forbrug af gas.
- Den endelige effekt på 0,14 kr./m³ CH₄ kan ende med at blive tillagt gastariffen. Det giver en mere hensigtsmæssig omkostningsfordeling, men hvis gasmængderne falder markant, og biogassen skal udgøre en stor andel af gasforsyningerne, vil det forværre det opadgående pres på gastariffen i industrien.

9 Bibliografi

COWI. »Business case for biogasanlæg med afsætning til naturgasnettet.« 2013.

Dansk Energi. »Fossilfri vejtransport 2050.« 2013.

Dansk Gasteknisk Center A. »Analyse af gasforbruget i Danmark erhverv og industri: Karakterisering og teknisk konverteringspotentiale.« 2013.

Dansk Gasteknisk Center B. »Analyse af gasforbruget i Danmark erhverv og industri: Konverteringsomkostninger.« 2013.

Dansk Gasteknisk Center C. »Omkostning ved tilslutning af biometan til naturgasnettet.« 2013.

Energigas Sverige. »Realiserbar biogaspotentiale i Sverige år 2030 genom rötning och förgasning.« 2013.

Energimyndigheten. »Scenarier över Sveriges energisystem.« 2014.

Energistyrelsen. »Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen.« 2014.

Energistyrelsen. »Energiscenarier from mod 2020, 2030 og 2035.« 2013.

Energistyrelsen. »Energistatistik 2013.« 2014.

Karin Ericsson, Alexandra Nikoleris and Lars J. Nilsson. *The biogas value chains in the Swedish region of Skåne*. Lund Universitet, 2013.

Naturgasfakta. »Naturgasnettet i Danmark.« 2015.

Pan-European Institute. »A liquified natural gas boom in the Baltic Sea Region.« 2012.

PlanEnergi. »Biogaspotentiale i danske kommuner.« 2011.

Swedegas. »LNG Terminal Gothenborg.«
http://www.swedegas.com/LNG_terminal/lng_terminal/~/_media/Files/go4lng/Go4LNG_folder_ENG_korr5, 2012.



DANSK ENERGI
ROSENØRNS ALLÉ 9
DK-1970 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK
