Hard facts. Clear stories.

Copenhagen Economics

Gassen i klemme

HMN Naturgas
05 november 2014

Forfattere:
Helge Sigurd Næss-Schmidt, Partner
Martin Bo Hansen, Senior Economist
Camilla Ringsted, Economist

Indholdsfortegnelse

Sammenfatning **4**

1 Gevinster ved senere udfasning af gas **9**

1.1 Senere udfasning af naturgas reducerer omkostningerne ved fossilfri omstilling 9

1.2 Ekstraregninger ved manglende opretholdelse af gasnettet 18

1.3 Virkemidler og målsætninger for gassektoren 25

Litteraturliste **28**

A Bilag A **29**

B Bilag B **39**

Oversigt over tabeller

Tabel 1 Omkostningsforudsætninger i dag og i 2035 13

Tabel 2 Estimater for gasprisens udvikling 17

Tabel 3 Omkostningerne til udfasningen kan nemt stige 18

Tabel 4 Distributionsudgifter til gas 21

Oversigt over figurer

Figur 1 Forbrug af naturgas i 2012 10

Figur 2 Vi betragter et 'back-loadet' scenarie 11

Figur 3 Bruttoenergiforbruget i 2014 og 2035 på brændsel 12

Figur 4 Stigning i gennemsnitlig omkostning per energienhed 15

Figur 5 Akkumuleret stigning i CO_2 udledninger fra naturgasforbrug 16

Figur 6 Naturgas udfases hurtigere end VE gasser indfases 19

Figur 7 Forøget enhedspris ved gasdistribution 22

Figur 8 Samfundsøkonomiske omkostninger, persontransport 24

Figur 9 Omkostningen til at omdanne el til brint ventes at falde 25

Figur 10 Skævhed i CO_2 beskatning på tværs af anvendelser 26

Sammenfatning

Danmark har en officiel målsætning om at skabe et fossilfrit energisystem i 2050 og en fossilfri kraftvarmesektor allerede i 2035. En række nye analyser fra Energistyrelsen beskriver en ramme for, hvordan denne omstilling kan muliggøres.[1] Omstillingen indebærer en markant udfasning af naturgassens rolle i den danske økonomi.

I denne rapport vurderer vi, at det kan være forbundet med store omkostninger, hvis udfasningen af naturgas sker *for tidligt* frem mod 2035 og 2050. Dette er baseret på en samfundsøkonomisk vurdering af effekterne ved forskellige tidsmæssige udfasningsprofiler for naturgassen. Analysen skal derfor ses som et supplement til de foreliggende analyser fra Energistyrelsen.

Energistyrelsens scenarier indeholder ikke nogen eksplicit stillingtagen til udfasningsprofilen af naturgas eller de øvrige fossile brændsler. Realiteten er dog, at en stor del af naturgasforbrugerne – nemlig de decentrale kraftvarmeværker – er presset på økonomien. Dette skyldes en kombination af, at det såkaldte 'grundbeløb' til decentral kraftvarmeproduktion ophører i 2018, og at det aktuelle skattesystem giver incitamenter til omlægning fra naturgas til biomasse.[2] Med de nuværende prissignaler som følge af både markedsforhold og politiske beslutninger er det overvejende sandsynligt, at en stor del af de gasfyrede kraftvarmeværker vil blive erstattet af andre alternativer allerede i tiden omkring 2020. Da de beslutninger, der træffes frem mod 2020 vil være afgørende for udfasningsprofilen frem mod 2035, er der behov for politisk handling nu, hvis man ønsker, at gassen skal spille en større rolle i transitionsperioden frem mod 2035.

Og der er mange gode grunde til, at naturgassen netop burde spille en stor rolle i energisektoren frem mod udfasningen i 2035:

For det første er gasbaseret energiproduktion på kort og mellemlangt sigt betydeligt billigere end de nye vedvarende energiteknologier, som vil erstatte gassen: Eksempelvis koster en kWh el baseret på gas i dag ca. 29 øre, mens de primære erstattende teknologier (hhv. biobaserede teknologier og havvind) koster fra 39 til 70 ører,[3] uden der tages højde for de relaterede meromkostninger, der opstår i transmissions- og distributionssystemerne særligt for vind.[4] Prognoser fra Energistyrelsen tilsiger, at omkostningen for havvind kan falde til ca. 38 ører i 2035.[5]

---

1 Energistyrelsen (2014), Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050

2 Se fx Dansk Energi (2013), Analyse nr. 4

3 De 70 ører er det implicitte støtteniveau til Anholt havvindmøllepark, beregnet som den faste afregningspris på 105 ører minus den gennemsnitlige elmarkedspris.

4 Der tages heller ikke her højde for, at vinden typisk blæser på tidspunkter, hvor den har lavere værdi.

5 Forventninger til omkostningsreduktioner ved ny teknologi er forbundet med meget stor usikkerhed. Dette skyldes for det første det vanskelige i at forudsige fremtidig innovation og omkostningsreduktion, og for det andet at havvindmøller er en ganske ny teknologi, som endnu ikke har været testet i stor skala igennem hele anlæggets levetid. Folk i industrien mener alternativt, at det kan vise sig, at omkostningen til havvind vil stige over tid både som følge af, at omkostningerne til vedligehold mv kan vise sig større end forventet, og at omkostningerne til opsætning vil stige i takt med, at de 'gode' lokationer for havvindmølleparker optages.

For det andet er gas en betydelig mere ren energikilde end kul. Én kWh produceret på kul indeholder 1,7 gange mere CO_2 end på gas.

Såfremt omstillingen sker forholdsvist tidligt i transitionsperioden, vil det således indebære, at der anvendes dyre nye og reelt forholdsvis umodne energiteknologier til at erstatte en ganske effektiv og relativ grøn energiteknologi.

For at illustrere dette har vi opstillet et alternativt scenarie, hvor gassen udfases betydeligt senere i perioden frem mod 2035, og de nye teknologier tilsvarende indfases langsommere. Så i stedet for, at en stor del af naturgassen udfases allerede inden 2020 lader vi en større del af udfasningen ske i perioden mellem 2020 og 2035.

Vi finder, at det ved den senere udfasning af naturgas er muligt for samfundet at opnå omkostningsbesparelser på 19 mia. kr. over hele perioden frem mod 2035. Hertil kommer, at den valgte udfasningsprofil ligeledes påvirker omkostningen til energiproduktion *efter* 2035, da anlæggenes pris påvirker omkostningerne ved energiproduktion i hele anlæggets levetid.

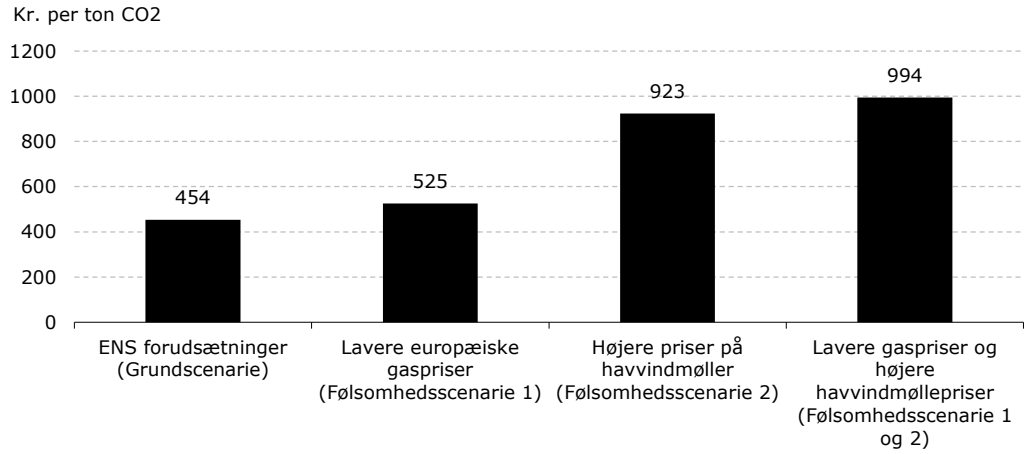
Regnestykket viser derudover, at den udfasning, som implicit er indeholdt i de officielle scenarier, vil reducere CO_2 mere end i vores alternative 'udskudt udfasningsscenarie', men til en betydelig meromkostning. Vi finder, at det koster samfundet en pris på ca. 450 kr. per ton CO_2 fortrængt, hvis man ikke venter med udfasningen af naturgas.

Dette er endda et underkantsskøn. Hvis man anvender et mindre optimistisk skøn for udviklingen i omkostningerne – baseret på en række andre kilder – til at opsætte ny havvind samt en *mere beskeden* prisstigning på europæisk naturgas – baseret på IEA – end lagt til grund af Energistyrelsen, øges den samfundsmæssige meromkostning per ton CO_2 (skyggeprisen) til ca. 994 kr., jf. Figuren nedenfor. Denne høje meromkostning per ton CO_2 svarer til, at den samlede omkostningsbesparelse i det 'udskudte scenarie' stiger fra 19 mia. kr. til 40 mia. kr.[6] En mere beskeden prisstigning på gas kan hænge sammen med at USA i stigende grad vil være i stand til at eksportere gas til både Europa og Asien og dermed reducere den meget betydelige forskel i gaspriser på tværs af kontinenter, som der eksisterer i dag.

Den usikkerhed, der ligger i den teknologiske udvikling og dermed i en række antagelser om fx prisreduktioner på vind tilsiger i sig selv, at man bør udskyde udfasningen af naturgassen indtil usikkerheden er mindsket og grundlaget for en beslutning om tidspunkt for udfasningen dermed er bedre.

[6] I faktiske – ikke diskonterede – værdier

Figur Samfundsmæssig meromkostning pr. ton CO_2 ved ikke at udskyde udfasningen af gas



Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger bl.a. baseret på IEA World Energy Outlook 2013 og IEA Nordic Energy Technology Perspectives 2013

Der er imidlertid også tre andre ekstraregninger forbundet med en tidlig udfasning:

For det første skal der i det samfundsmæssige regnestykke inddrages konsekvenser på omkostninger til infrastruktur. Danmark har allerede investeret i en betydelig infrastruktur til at transportere gas, og en faldende udnyttelse af gasnettet indebærer en dårligere udnyttelse af denne investering. Der er i stedet en risiko for, at de allerede afholdte investeringer underudnyttes. Modsat indebærer udbygningen af fx vindkraft et behov for yderligere investeringer i el transmissionsnettet.

En lavere udnyttelse af gasinfrastrukturen indebærer også højere priser for de tilbageværende kunder. Udgifter til afskrivning, vedligehold og drift skal bæres af færre kunder, og giver dermed større udgifter for disse kunder. Vi finder, at ved en udfasning med en konstant takt vil de net-relaterede enhedsomkostninger for en kubikmeter gas stige fra 48 øre ved et uændret forbrug (ift. 2012) til 67 øre i 2020. Hvis man i stedet udfaser naturgassen senere i forløbet, vil enhedsprisen i 2020 kun være 52 øre, altså en mulig besparelse i enhedsprisen på 18 øre. Det skyldes, at ved udfasning med en konstant takt vil naturgassen udfases hurtigere end biogassen ventes at kunne indfases, hvilket medfører en markant stigning i enhedsomkostningerne i denne "mellemperiode".

Enhedsprisen i det udskudte scenarie vil være lavere frem til 2030 og betyde en akkumuleret besparelse på ca. 2,3 mia. kr. Denne besparelse vil tilfalde de tilbageværende gaskunder, som i høj grad vil være stærkt energiintensive virksomheder, som benytter gas til industriproduktion. Disse virksomheder er normalt også internationalt konkurrenceudsat. Beslutning om naturgassens udfasningsprofil kan således få væsentlig betydning for danske industrivirksomheders konkurrenceevne.

For det andet er gas også velegnet til at balancere den betydelige mængde af volatil vindenergi, som der allerede er i det nordeuropæiske elsystem, og som kommer til at vokse i de kommende år. Det er således billigere at skrue op for gasfyrede turbiner end at lave tilsvarende balancering med kulkraft eller biomasse. En reduktion af den gasbaserede balancekraft udløser formentligt et behov for mere balancekraft fra kulkraftbaserede værker i Danmark eller måske nok så sandsynligt fra andre lande. Dette vil være forbundet med CO_2 udledninger og øgede omkostninger til transmissionsledninger mellem landene.

For det tredje kan det svække mulighederne for at bruge det eksisterende naturgasnet som katalysator for fremtidige teknologier, som fx opgraderet biogas og andre VE-gasser. Det skal ses i sammenhæng med pointen ovenfor om at omkostningen ved at transportere gas bliver dyrere for de tilbageværende kunder. Det kan enten betyde langsommere indfasning af biogasserne eller, at de skal transporteres ad anden vej – fx ved direkte opkobling til en enkelt aftager eller komprimering og transport med lastbiler. Begge disse udfald kan gøre det vanskeligere og/eller dyrere at realisere den langsigtede omstilling mod et fossilfrit energisystem. På tilsvarende vis kan det svække muligheden for at anvende nye og potentielt attraktive teknologiske løsninger som konvertering af el til gas via elektrolyse og metanisering.

Konklusionerne ovenfor rejser to spørgsmål:

- Hvilke energipolitiske virkemidler er det, som fører til den dyre omstillingsstrategi mod det fossilfri energisystem?
- Hvad kunne alternativet være?

Svaret på det første spørgsmål er, at gassen bliver klemt på flere faconer. *For det første* skævvrides beskatningen af fossile brændstoffer både inden for og uden for kvotesektoren. *Inden* for kvotesektoren presses gas i dag af de meget lave kvotepriser, som indebærer, at gas ikke kan konkurrere med billigere – men mere CO_2-holdige – brændsler som kul. *Uden* for kvotesektoren presses gas af, at den effektive CO_2 beskatning på naturgas, fx til opvarmning, er markant højere end ved anvendelsen af andre fossile brændsler.[7] *For det andet* skævvrides valget af energikilde af de meget høje danske tilskud til vedvarende energi, som gør det privat- og selskabsøkonomisk uattraktivt at beholde gas som energikilde, også selvom det ofte er samfundsøkonomisk attraktivt.

Hvad kan der så gøres for at vikle gassen ud af denne klemme til gunst for en mere effektiv klimapolitik?

Det korte svar er: Der bør fastsættes klare målsætninger for udfasningsprofilen for naturgas, og iværksættes en gennemgang af virkemidlerne i det danske energisystem til at understøtte dette

Vores analyser viser, at en klarere stillingtagen til udfasningsprofilen for naturgassen over tid er af væsentlig betydning – både samfundsøkonomisk og henset til den fremtidige udvikling af energisektoren, hvor opretholdelsen af en veludbygget gasinfrastruktur mu-

[7] Den effektive CO_2 beskatning er målt som den samlede beskatning af et produkt divideret med mængden af CO2 udledt ved forbrug af produktet. Eksempelvis den samlede beskatning en liter benzin divideret med CO_2 indholdet i en liter benzin.

liggør en række teknologier, som har potentiale for at spille en rolle i den fremtidige energiforsyning.

Ifølge vores beregninger er der i høj grad samfundsøkonomi i at naturgassen spiller en mere central rolle i det danske energisystem frem mod 2035. Samtidig bør der rettes en større indsats mod den helt nødvendige opgave at få reduceret omkostningerne for de vedvarende energiteknologier, som er afgørende for at reducere andelen af fossilt baseret energi.

Samtidig er det afgørende, at skatte- og tilskudsreguleringen understøtter målsætninger for gassektoren. På EU niveau lægger Kommissionen op til en styrkelse af ETS systemet med højere kvotepriser til følge. Det er fornuftigt, da det kan bidrage til et mindre skævt forhold mellem beskatning af drivhusgasser inden for og uden for kvotesektoren. På *dansk niveau* er der tilsvarende behov for en gennemgang af virkemidlerne i det danske energisystem[8] med henblik på at skabe en incitamentsstruktur, som understøtter en målsætning om mere klimaeffekt per omkostningskrone.

[8] Med skyldig hensyntagen til retningslinjerne i EU politikken samt med udgangspunkt i de langsigtede politiske målsætninger om en fremtidig energi- og transportsektor uafhængig af fossile brændsler.

Kapitel 1

Gevinster ved senere udfasning af gas

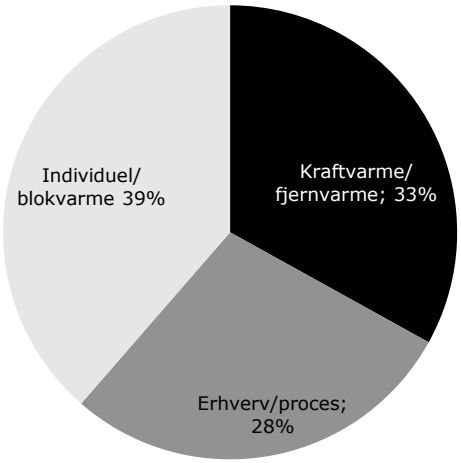
Danmark har en officiel målsætning om at skabe et fossilfrit energisystem i 2050 og en fossilfri kraftvarmesektor allerede i 2035. Energistyrelsen har i maj 2014 offentliggjort en række scenarier, der beskriver en ramme for mulige veje mod disse mål baseret på blandt andet eksisterende politiske aftaler og energipolitiske virkemidler. I denne rapport vurderer vi, at disse fremskrivninger risikerer at indebære en udfasning af naturgassens rolle, som bliver ganske dyr for det danske samfund, hvorfor der må tages konkret stilling til takten hvormed naturgassen udfases. Ved at gennemføre udfasningen senere i perioden frem mod 2035 – en såkaldt'back-loadet' udfasning – vil transitionen mod en fossilfri økonomi kunne opnås billigere.

I sektion 1.1 illustrerer vi dette ved at udregne den besparelse, som samfundet kan opnå ved at 'back-loade' udfasningen af gas, herunder den implicitte skyggepris på CO_2 ved at have en mindre 'back-loadet' udfasning. I sektion 1.2. argumenterer vi for, at der er mindst tre ekstra-regninger for samfundet, som konsekvens af, at gasnettet underudnyttes.

1.1 Senere udfasning af naturgas reducerer omkostningerne ved fossilfri omstilling

Naturgas er i dag en væsentlig brændselskilde, og udgør ca. 18 procent af det samlede energiforbrug i Danmark. Forbruget af naturgas er relativt jævnt fordelt mellem hhv. individuel opvarmning (39 procent), kraftvarmeproduktion (33 procent), og erhverv/industriel proces (28 procent), jf. Figur 1.

Figur 1 Forbrug af naturgas i 2012



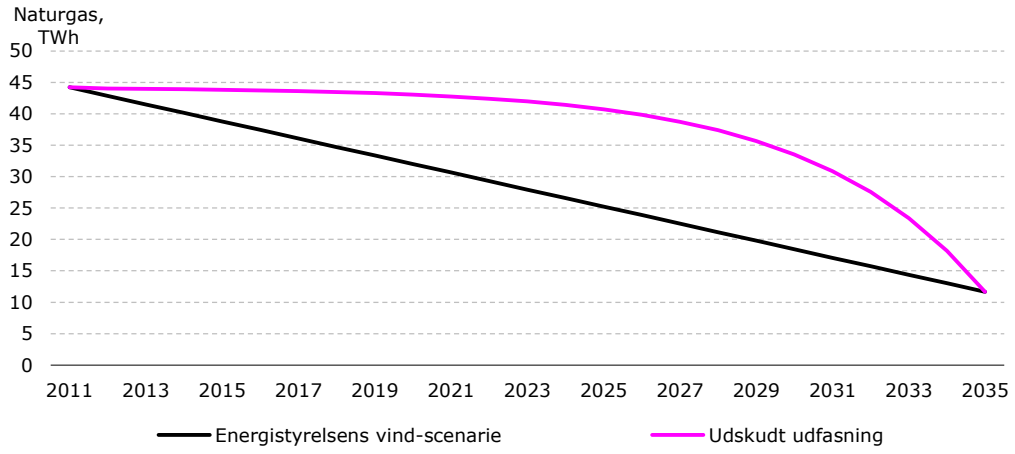
Note: Tallene er baseret på den distribuerede mængde naturgas i 2012

Kilde: Copenhagen Economics baseret på baggrund af Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

Regeringen har som målsætning at udfase alt fossilt brændsel, herunder naturgas, i kraftvarmesektoren og til individuel opvarmning frem mod 2035, og for hele økonomien i 2050. I de officielle scenarier for hvordan disse målsætninger realiseres, er der ikke taget eksplicit stilling til den konkrete udfasningsprofil, som implicit forudsættes at ske med en konstant takt. Den faktiske udfasningsprofil vil i praksis blive bestemt af private aktører, der reagerer på økonomiske incitamenter, herunder incitamenter tilvejebragt af det offentlige. Allerede i 2018 sker der en kraftig forskydning af disse økonomiske incitamenter idet grundbeløbet til decentral kraftvarmeproduktion bortfalder. Dette vil lægge pres på disse – ofte gasfyrede – værker og i princippet kunne indebære en front-loadet udfasning af naturgassen.

Vi argumenterer i denne rapport for, at der er fordele ved først at udfase naturgassen senere i transitionsperioden mod 2035. For at illustrere denne fordel, betragter vi en alternativ udfasningsprofil, hvor naturgassen først udfases relativt sent i perioden, jf. Figur 2. Scenariet overholder målsætningen om fuld udfasning af fossile brændsler i energisektoren i 2035.

Figur 2 Vi betragter et 'back-loadet' scenarie



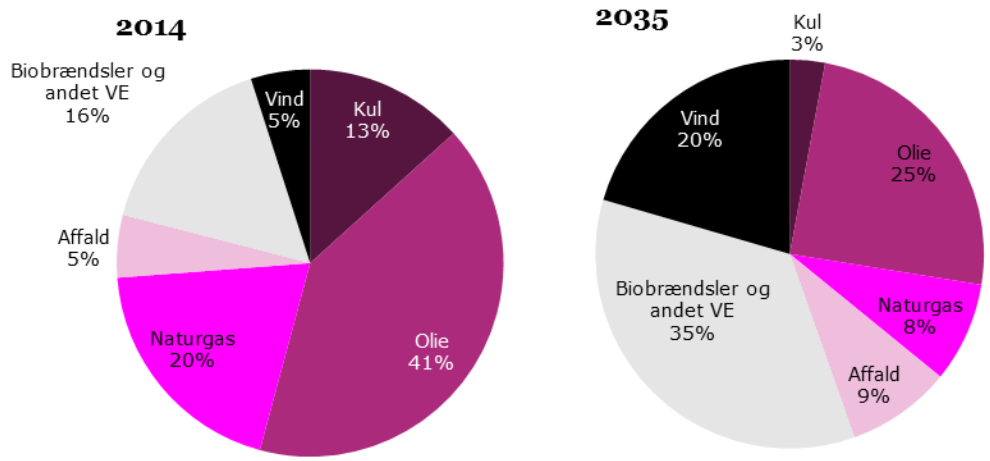
Note: Energistyrelsens scenarier for fossilfri omstilling indeholder ikke en eksplicit udfasningsprofil. Vi illustrerer derfor en lineær udfasningsprofil. Der er herudover risiko for, at en del af udfasningen vil være 'front-loadet', idet udfasningen af grundbeløbet i 2018 vil lægge pres på de decentrale kraftvarmeværker, som bl.a. fyrer med naturgas.

Figuren viser en udfasningsprofil for det samlede forbrug af naturgas i Danmark.

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsens forudsætninger om udfasning af naturgas i vindscenariet samt egne beregninger for et scenarie med udskudt udfasning

I vores model fokuserer vi på den del af det reducerede naturgasforbrug, som erstattes med andre energikilder. Dette kalder vi i det fremadrettede for det 'udfasede naturgas'. De teknologier, som ventes at erstatte naturgasforbruget har vi taget fra Energistyrelsens 'vindscenarie'. I dette scenarie er det primært vindbaseret elektricitet fra havmøller, som vil erstatte naturgasforbruget i 2035 – både direkte i elproduktionen og indirekte gennem brugen af varmepumper til individuel og kollektiv opvarmning. Mængden af vind, som i overvejende grad vil være havbaseret vind, ventes at stige fra 5 til 20 procent, jf. Figur 3. Herudover vil biobrændsler og andet VE, herunder sol, stige fra 16 til 35 procent. Naturgas og olie forudsættes fortsat at være vigtige brændsler i 2035 til hhv. industriel proces og transport, og ventes først udfaset helt frem mod 2050. En mere detaljeret beskrivelse af udfasningsprofilerne i de enkelte sektorer kan findes i Appendix A.

Figur 3 Bruttoenergiforbruget i 2014 og 2035 på brændsel



Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsens energistatistik samt Energistyrelsen (2014a) for vindscenariet i 2035

Omkostningsbesparelse ved senere udfasning

Fælles for de teknologier, som ventes at erstatte naturgas frem mod 2035 er, at de aktuelt er dyrere end naturgasbaseret energi. Det er imidlertid lagt til grund af Energistyrelsen i de officielle scenarier, at de nævnte VE-teknologier vil falde markant i pris frem mod 2035, jf. Tabel 1.

Tabel 1 Omkostningsforudsætninger i dag og i 2035

Kr. per MWh		2014	2035	2035*
Elproduktion				Andre internationale kilder
	Havvindkraft	533	376	214-869
	Solceller	1.359	663	
	Biobrændsel	390	399	
	Naturgas (CCGT)	289	253	99-610**
Kollektiv opvarmning				
	Solvarme	191	137	
	Varmepumper	487	431	373-617**
	Naturgas (CCGT)	289	253	99-610**
Individuelopvarm-ning				
	Solvarme	1.276	1.276	
	Varmepumpe	604	548	490-734**
	Naturgaskedel	666	675	614

Note: * Kolonnen angiver spænd fra en række forskellige internationale kilder, bl.a. sammenfattet i http://en.openei.org/apps/TCDB/

Det er behæftet med stor usikkerhed at sammenligne teknologiomkostninger på tværs af kilder, da der kan foreligge forskellige beregningsforudsætninger fx vedr. diskonteringsfaktor, inflation mv. Hertil kommer den 'almindelige' usikkerhed, der ligger i at forudsige omkostninger langt ud i fremtiden. Derudover vil en sammenligning af stabile energikilder med uregelmæssige energikilder som vind og sol typisk favorisere de uregelmæssige kilder, da der ikke i typiske beregninger tages højde for, at afregningsprisen for (og dermed værdien af) den producerede energi er lavere end gennemsnittet.

** Det har ikke været muligt i alle kilder, at adskille hvor meget af omkostningen, der skyldes omkostninger knyttet til selve teknologien, og hvor meget, der skyldes brændselspriser. Dette er ikke relevant for vind og sol, hvor omkostningerne alene drives af anlægsomkostninger.

Solvarme i kollektiv opvarmning fremstår som en relativ billig teknologi. Årsagen til at teknologien kun har en begrænset udbredelse skyldes bl.a. de ekstraomkostninger, som skal afholdes i forbindelse med udbygning af distribution.

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsen, IEA (2013) og http://en.openei.org/apps/TCDB/

De officielle omkostningsforudsætninger er dog behæftet med en betydelig usikkerhed i forhold til både omkostningerne til de tekniske anlæg og i forhold til brændselsprisen på naturgas.

De fleste studier forventer fx, at omkostningen til el baseret på havvind vil falde frem mod 2035, men der er dog ganske stor variation i omkostningsniveauet, hvor forventningen varierer fra 214 – 869 kr. per MWh, jf. Tabel 1. Denne usikkerhed har ikke alene en implikation for omkostningen ved omstillingen af den naturgasbaserede produktion af el, men også for omstillingen af den naturgasbaserede produktion af varme, idet el baseret på havvind vil være den primære energikilde for varmepumperne på marginen.

Der er ligeledes betydelig usikkerhed om udviklingen i prisen på naturgas. I Energistyrelsens forudsætninger, baseret på IEA's New Policy fremskrivninger, ventes naturgasprisen at stige i Europa. Omvendt venter Verdensbanken at naturgasprisen i Europa vil falde, hvilket også er tilfældet i IEA's gaskonvergensscenarie. Disse forskelle afspejler usikker-

hed om, hvorvidt den billige amerikanske naturgas vil blive eksporteret og dermed udligne de aktuelt store prisforskelle, der er på tværs af kontinenterne. Udviklingen i naturgasprisen er central, fordi alternativomkostningen ved udfasning af naturgasbaseret teknologi til fordel for andre teknologier bliver større når naturgasprisen er lav.

For den del af energiproduktionen i el- og varmefremstillingen, hvor naturgasbaserede teknologier erstattes af alternative teknologier vil den gennemsnitlige omkostning per energienhed øges. Det skyldes, at de alternative teknologier (på kort og mellemlangt sigt) er dyrere end de gasbaserede. Over tid reduceres omkostningen til opsætning af ny teknologi, hvilket trækker i retning af en reduceret produktionsomkostning.

Et væsentligt element i opgørelsen af omkostninger til opsætning af nye teknologier er, at de teknologier, som stilles op i begyndelsen af perioden vil påvirke omkostningen til energiproduktion i hele teknologiens levetid. Det skyldes, at en mere omkostningseffektiv teknologi udbudt i fx 2025 ikke omkostningsmæssigt kan erstatte en teknologi opsat i 2020. Det betyder, at en front-loading af relativt dyre teknologier i begyndelsen af perioden, vil påvirke energiomkostningen i lang tid fremover. Modelleringen af denne såkaldte 'vintage effekt' er en nuancering i forhold til de fleste øvrige analyser på området, herunder Energistyrelsens energiscenarier, som ikke medregner denne effekt. Uden at medtage denne nuancering, vil man undervurdere omkostningen ved at opstille dyr teknologi.

Vi finder, at den gennemsnitlige produktionsomkostning for el- og varmefremstillingen[9] i scenariet med udskudt udfasning af naturgas vil være mindre igennem hele perioden sammenlignet med vind-scenariet. Dette hviler primært på, at de alternative teknologier først indfases på et tidspunkt, hvor de ventes at være betydeligt billigere end på kortere sigt. Denne lavere omkostning per energienhed betyder akkumuleret set, at det vil være muligt for samfundet at opnå omkostningsbesparelser på 19 mia. kr.[10] over hele perioden frem mod 2035. Dette svarer til arealet mellem de to linjer i Figur 4. Da teknologi med meget høje faste omkostninger – som fx vindmøller – opsat i fx 2030 også vil bidrage til at øge den gennemsnitlige energiomkostning efter 2035, undervurderer vi her den samlede omkostning til udfasningen af naturgas i både det udskudte og det front-loadede scenarie. Vores modelberegninger viser, at hvis man alene kigger på vindmøller, så ligger der en ekstraregning mellem 2035 og 2054 målt i nutidsværdi på hhv. 9,0 mia. kr. i det front-loadede scenarie og 8,4 mia. kr. i scenariet med udskudt udfasning.[11] Der kan være lignende effekter for de øvrige VE-teknologier, som forudsættes at skulle erstatte naturgas.

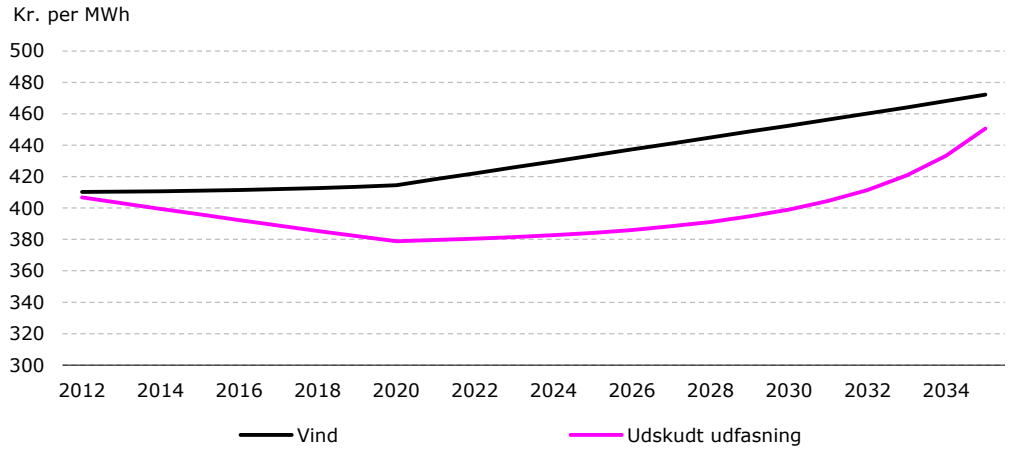
---

9 For naturgas eller de teknologier som erstatter naturgas.

10 Dette svarer til 11,5 mia. kr. beregnet som en nutidsværdi i 2011. Den anvendte diskonteringsrate er 4 procent, jf. Finansministeriets vejledning.

11 Beregningerne er foretaget under antagelse af en 20 årig levetid for vindmøllerne. Beregningen måler den årlige ekstraomkostning for en vindmølle i forhold til naturgas til elproduktion i det år møllen sættes op. Denne omkostningsforskel føres videre i alle møllens leveår (20 år). I tillæg hertil er der indlagt en ekstra fase, der tager højde for, at møllerne løbende udskiftes, således, at en mølle, der er sat i drift i 2017 bliver erstattet af en ny mølle i 2036, som igen giver anledning til en ny omkostning, der er sat relativ til naturgas.

Figur 4 Stigning i gennemsnitlig omkostning per energienhed



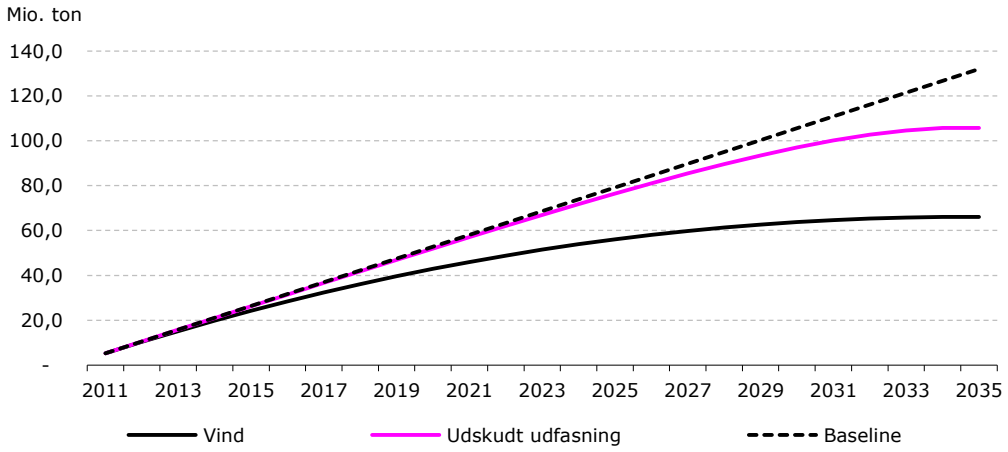
Note: Den beregnede omkostning per energi tager højde for, at anlæg der opstilles i fx 2020 vil producere energi i hele anlæggets levetid.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

Jo tidligere vedvarende energi erstatter naturgas, desto mere kan man reducere de danske CO_2 udledninger. Akkumuleret set finder vi, at der vil blive udledt mindre CO_2 i det officielle vindscenarie end ved udskudt udfasning, jf. Figur 5, fordi de fossile brændsler erstattes senere i perioden. Forskellen i de to scenariers akkumulerede udledning over perioden 2011 til 2035 svarer til ca. 40 mio. ton uden diskontering, hvilket svarer i gennemsnit til ca. 1,6 mio. tons om året. Til sammenligning lå de faktiske CO_2-udledninger for hele Danmarks energiforbrug i 2012 på godt 40 mio. tons.[12]

[12] Energistyrelsens Energistatistik 2012

Figur 5 Akkumuleret stigning i CO_2 udledninger fra naturgasforbrug



Note: CO_2 udledningerne er vist alene for naturgasforbruget og udfasningen af naturgas. Figuren viser altså ikke CO_2 udledninger fra andre fossile brændsler i perioden

Beregningen antager på linje med Energistyrelsen, at biomasse er CO_2 neutralt, hvilket er en omdiskuteret antagelse. En lempelse af denne antagelse vil reducere forskellen mellem udledningen i 'udskudt udfasning' og 'vind' scenarierne.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

Der er dermed to modsatrettede samfundsøkonomiske effekter ved at udskyde udfasningen af gas: Omstillingen til det fossilfrie samfund koster færre penge, men der vil blive udledt mere CO_2 i den mellemliggende periode. Disse to effekter kan omregnes til en implicit skyggepris på CO_2 reduktioner: Hvor meget betaler samfundet per ton CO_2 for at opnå den ekstra CO_2 reduktion, som det officielle scenarie indebærer sammenlignet med udskudt udfasning? Vi finder, at det vil koste samfundet minimum ca. 454 kr. per ton CO_2 at forfølge en lineær udfasningsprofil fremfor det alternative scenarie med udskudt udfasning.[13]

Beregningen af den implicitte CO_2 skyggepris er meget afhængig af en række antagelser, bl.a. udviklingen af omkostningerne til forskellige teknologier og udviklingen i brændselspriser. I vores beregninger har vi først taget udgangspunkt i Energistyrelsens forudsætninger, og derudover lavet tre følsomhedsberegninger:

1. Priserne på europæisk naturgas bliver lavere end forudsat
2. Reduktionen i omkostninger til havvind bliver ikke så stor som forventet
3. Kombination af begge ovenstående

Energistyrelsen forudsætter en stigende udvikling i prisen på naturgas i Europa fra 2013 til 2035 fra $11,7 til 14 per MBtu i reale priser.[14] Dette er på linje med IEA's 'New policy scenario'. Det *første følsomhedsscenarie* tager udgangspunkt i, at gasprisen i Europa ikke

[13] Bemærk, at sammenligninger af CO_2 skyggepriser på forskellige tiltag generelt er behæftet med meget stor usikkerhed. Dette skyldes bl.a. at der typisk kan være forskel på beregningsforudsætninger mellem forskellige studier.

[14] Det svarer til en stigning til $23,6 per MBtu i nominelle priser i 2035.

stiger i samme takt. IEA har bl.a. defineret et 'konvergens-scenarie', hvor den reale pris i Europa stort set er uændret frem mod 2035, jf. Tabel 2. Herudover har Verdensbanken netop offentliggjort fremskrivninger, der venter et fald i reale europæiske gaspriser frem mod 2025.

Tabel 2 Estimater for gasprisens udvikling

($ per MBtu i reale priser)	2013		2025		2035	
	Europa	USA	Europa	USA	Europa	USA
IEA World Energy Outlook 2013 - New Policies Scenario	11,7	2,7	12,9	5,8	14	6,9
IEA World Energy Outlook 2013 - Gas Convergence scenario	11,7	2,7	10,7	6,4	12	7,5
Verdensbanken	11,1	3,5	7,1	5,5		

Kilde: IEA World Energy Outlook 2013, World Bank Commodities Price Forecast (April 25, 2014)

Vores følsomhedsscenarie tager udgangspunkt i det midterste scenarie, nemlig IEA's konvergensscenarie. Konkret betyder det, at kraftvarmesektorens gennemsnitlige omkostning ved at producere en MWh energi på naturgasfyrede anlæg (CCGT) i 2035 reduceres fra 253 kr. til 230 kr., som følge af den lavere brændselspris. Tilsvarende implicerer det et fald i produktionsomkostninger ved individuel opvarmning på naturgasfyr fra 675 til 652 kr. per MWh.

Energistyrelsen forudsætter en ret markant reduktion i produktionsomkostningerne for el fra havbaseret vind frem mod 2035. Det *andet følsomhedsscenarie* tager udgangspunkt i IEA's estimat i Nordic Energy Technology Perspectives fra 2013. Konkret antager vi, at produktionsomkostningerne for en MWh el på en havvindmølle i 2035 ikke falder til 376 kr. men i stedet bliver 653 kr. på linje med mindre optimistiske forventninger.[15] Mindst to ting kunne tale herfor: 1) Havvindmøller er en ny teknologi, der endnu ikke er testet i fuldskala. Dette indebærer en risiko på omkostningen fx i form af lavere levetid end forventet, flere vedligeholdelsesudgifter mv., og 2) De nye anlæg skal opstilles på lokationer, der er dårligere end de tidligere anlæg fx i forhold til dybde, bundforhold mv, hvilket kan øge omkostningen for nye anlæg.

En højere produktionsomkostning for el produceret af havvindmøller betyder på marginen, at energiforbrug fra varmepumper også fordyres. Logikken er, at strøm til de nye varmepumper vil komme fra øget elproduktion, som på marginen vil være fra opsætning af nye havvindmøller. Prisen for en MWh varme produceret til kollektivt forbrug er i scenariet 530 kr. i 2035 i modsætning til 431 kr. i referencescenariet, mens den for en MWh varme produceret til individuelt forbrug vil være 647 kr. i 2035 i modsætning til 548 kr. i referencescenariet. Denne højere omkostning ses på trods af en faldende teknologiomkostning til varmepumperne.

[15] Bemærk i øvrigt, at den typiske måde at beregne de gennemsnitlige produktionsomkostninger for forskellige teknologier (LCoE beregninger) generelt undervurderer den faktiske omkostning til vindbaseret energi. Dette skyldes, at langt de fleste LCoE beregninger ikke tager højde for hverken tidspunktet for eller den geografiske placering af vindkraft. Begge faktorer tenderer til at reducere værdien af den vindbaserede produktion fordi den også produceres når der ikke er behov (om natten fx) og fordi den typisk har behov for infrastrukturudbygninger i elnettet.

I det *tredje følsomhedsscenarie* antager vi både, at omkostningerne til havvind vil være højere, og at naturgasprisen vil være lavere – sammenlignet med Energistyrelsens forudsætninger.

Vores modelberegninger viser, at hvis man lægger disse forventninger til grund, så vil den implicitte CO_2 skyggepris stige markant fra 454 kr./ ton CO_2 til 994 kr./ton CO_2, jf. Tabel 3.

Tabel 3 Omkostningerne til udfasningen kan nemt stige

	ENS forudsætninger (Grundscenarie)	Lavere europæiske gaspriser (Følsomhedsscenarie 1)	Højere priser på havvindmøller (Følsomhedsscenarie 2)	Lavere gaspriser og højere havvindmøllepriser (Følsomhedsscenarie 3)
(a) Omkostninger til energiproduktion i ENS vind scenarie (mia. kr. diskonteret)	129	127	145	143
(b) Omkostninger til energiproduktion i udskudt indfasningsscenarie (mia. kr. diskonteret)	118	115	123	119
(c) Forskel i omkostninger til energiproduktion mellem de to scenarier (mia. kr. diskonteret), (a)-(b)	11	12	22	23
(d) Forskel på CO2 udledninger mellem de to scenarier (mia. ton diskonteret)	0,024	0,024	0,024	0,024
CO_2 skyggepris i vind scenarie vs. udskudt scenarie (kr./ton), (c/d)	**454**	**525**	**923**	**994**

Note: Beregningen af den implicitte CO_2 skyggepris er baseret på Regeringens regnemetode herfor bl.a. benyttet ved udarbejdelsen af klimakataloget. Vi har benyttet en diskonteringsfaktor på 4 procent. Skyggepriserne er robuste overfor ændringer i diskonteringsfaktoren: Benyttes i stedet en diskonteringsfaktor på 5 procent øges skyggepriserne marginalt.

Bemærk, at regnestykket kun involverer substitution fra naturgas til andre alternative kilder. Substitutionen fra fx kul til havvind medregnes ikke her.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

De samlede meromkostninger knyttet til, at energiproduktionen bliver dyrere, stiger ligeledes i de tre følsomhedsscenarier. Vi estimerer, at den samlede meromkostning vokser fra ca. 19 mia. kr. til 40 mia. kr. i det scenarie, hvor både gasprisen bliver lavere og havvindmøllepriserne bliver højere.[16]

1.2 Ekstraregninger ved manglende opretholdelse af gasnettet

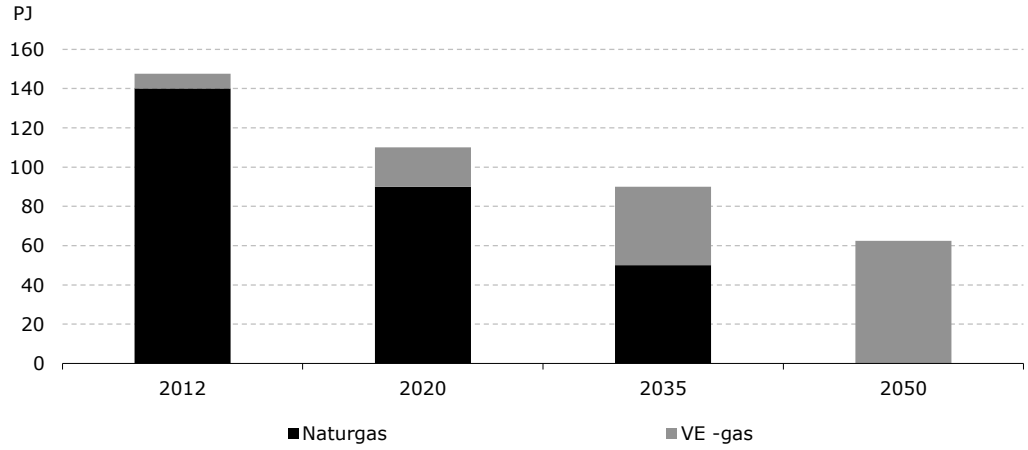
Der findes i dag en veludviklet infrastruktur knyttet til udnyttelse af gas. Gasinfrastrukturen dækker overordnet set ledningsnettet, som består af transmissionsnettet (motorveje-

[16] Målt som faktiske værdier – ikke diskonteret.

ne) og distributionsnettet (landevejene ud til forbrugerne). Herudover kommer underjordiske gaslagre, ladestandere til komprimeret naturgas (CNG) samt en række andre formål inkl. balancering af gasmængder og tryk mv. Ud over at servicere danske forbrugere med gas, så benyttes gastransmissionsnettet også til at transportere gas udvundet i den danske del af Nordsøen til Sverige og Tyskland. Gasinfrastrukturen kan, foruden naturgas, håndtere forskellige former for 'vedvarende energi gasser' (VE-gasser), som fx opgraderet biogas.

Udfasningen af naturgas betyder, at udnyttelsen af den eksisterende infrastruktur forringes. Forringelsen neutraliseres delvist af, at naturgas erstattes af VE-gasser som biogas, som også kan gøre brug af den eksisterende infrastruktur. Disse VE-gasser ventes dog først for alvor at blive indfaset senere i perioden, og slet ikke i samme omfang som naturgas, jf. Figur 6.

Figur 6 Naturgas udfases hurtigere end VE gasser indfases



Note: Samlet brændselsforbrug i økonomien

Kilde: Energistyrelsen (2014)

Når gasforbruget falder, vil økonomien i gasnettet knyttet til at vedligeholde og servicere (dele af) gasinfrastrukturen blive dårligere. Eksempelvis ventes dele af gasdistributionsnettet at lukke ned som følge af, at villakunder erstatter deres naturgasfyr med varmepumper eller fjernvarme. I praksis er dog en meget større del af distributionsnettet i fare. Konkret afhænger det af, om der fortsat vil være tilstrækkeligt mange kunder, der aftager gas i transitionsperioden til, at det er rentabelt for distributionsselskaberne til at holde gang i nettet.

En relativ lav anvendelse af naturgas i transitionsperioden – altså i perioden indtil VE-gasser indfases i gasnettet i større omfang – kan nemlig føre til manglende opretholdelse og servicering af dele af nettet, herunder opretholdelse af nøglefunktioner og nøglemedarbejdere. Dette kan give anledning til en række ekstraudgifter for samfundet, herunder:

- Dårlig udnyttelse af allerede afholdte investeringer og større omkostninger især for erhvervslivet

- Behov for andre former for balanceringsteknologi i elmarkedet
- Fordyrelse og dermed hæmsko for fremtidige teknologier som opgradering og tilslutning af biogas og andre VE-gasser, gasdrevne køretøjer og konvertering af el til gas.

Dårlig udnyttelse af allerede afholdte investeringer giver større udgifter for især erhvervslivet

Der er afholdt mange investeringer for at opbygge gasinfrastrukturen, og den samfundsmæssige rentabilitet af disse investeringer afhænger af, hvor meget de efterfølgende udnyttes. Jo mere gas, der aftages, desto lavere bliver de gennemsnitlige omkostninger, da de faste omkostninger kan fordeles ud på en større kundekreds. Omvendt betyder en lavere udnyttelse af infrastrukturen, at de tilbageværende gaskunder vil skulle dække en større andel af de faste udgifter, og at prisen for disse vil stige. Dette vil så igen føre til at endnu flere kunder vælger gassen fra, og dermed en endnu højere pris.

Vi har illustreret denne situation ved et regneeksempel for gasdistributionsnettet, der betragter en mere 'backloaded' udfasning af naturgas end de officielle scenarier.[17] Ved at udfase naturgassen senere, vil gaskunderne have lavere udgifter til gasforbrug, da der er flere kunder til at deles om de faste omkostninger. Dette skal også ses i lyset af, at alternative teknologier typisk også er afhængig af betydelige investeringer i ny infrastruktur. Dette er fx tilfældet for udbygningen af fjernvarmenettet samt behovet for eltransmissionsforbindelser til nye havvindmølleparker og til udlandet.

En ganske stor del af udgifterne til distributionsnettet, ca. 48 procent, er faste. Disse afhænger ikke af mængden af gaskunder og dækker over forrentning og afskrivninger af gæld optaget i forbindelse med investeringer. Udgifterne dækkes løbende gennem et pristillæg på gasforbrug. Når gasforbruget falder, bliver pristillægget til de resterende forbrugere tilsvarende højere. Størrelsen af de faste udgifter af hænger af afdragsprofilen på gælden. Efter 2025 forventes al gæld optaget frem til og med 2004 afdraget, hvormed ca. 95 procent af de faste udgifter i dag falder bort.

De resterende 52 procent af omkostningerne er 'trinvist' variable, dvs. at de afhænger af mængden af distribueret gas – dog ikke lineært. Eksempelvis vil en lille reduktion af antallet af private naturgasfyr ikke give anledning til en tilsvarende procentuel besparelse da der er en række omkostninger, der først falder bort når alle kunderne i et system bortfalder. De variable omkostninger består fx af kundeservice, afregningssystemer, vedligehold af nettet, tilsyn med målere i husholdninger samt IT systemer.

Når gasforbruget falder, vil de variable omkostninger falde – dog ikke lineært. Til gengæld skal de faste omkostninger fordeles ud på en mindre forbrugerbase. Vi finder, at distributionsudgiften for en kubikmeter gas vil stige fra 0,48 til 0,67 kr. / kubikmeter i 2020, hvis udviklingen i den officielle fremskrivning følges. Hvis man i stedet 'back-loader' udfasningen af gas, så vil enhedsprisen kunne reduceres til 0,52 kr. / kubikmeter, jf. Tabel 4.

[17] Den back-loadede udfasningsprofil er den samme, som vi betragter i Afsnit 1.1. Se Appendiks B for en gennemgang af vores beregninger og beregningsantagelser. Vi antager her, at omkostningerne til transmissionsnettet ikke varierer med mængdeændringer i distributionsnettet bl.a. idet transmissionsnettet også varetager transport af gas fra Nordsøen til udlandet.

Tabel 4 Distributionsudgifter til gas

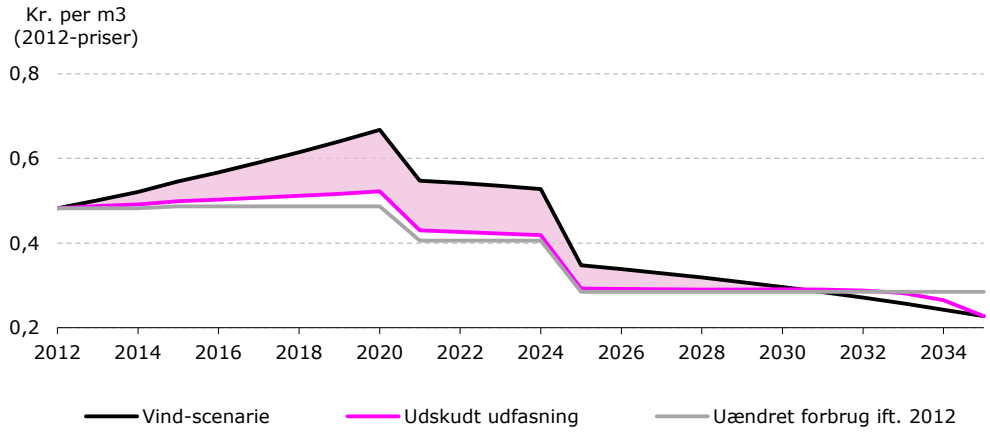
		2012	2020	2020 – Udskudt udfasning
		Officielt scenarie		
Faste (mio. kr.)				
	Forrentning og afskrivning af historisk gæld fra før 2004	601	612	612
	Forrentning og afskrivning af investeringer efter 2004	29	29	29
Variable (kr.)				
	Distribution	681	635	681
Total (kr.)		1.311	1.275	1.322
Gasmængde (mio. m3)		2.717	1.911	2.532
Enhedspris (kr./m3)		**0,48**	**0,67**	**0,52**

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på gasdistributionsselskabernes regnskaber og Energitilsynets afgørelser vedrørende indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne.

Denne merbetaling vil skulle afholdes hvert år frem mod 2035. Akkumuleres disse omkostninger svarer det til 2,3 mia. kr., svarende til det skraverede areal i Figur 7.[18] Denne omkostning svarer til de ekstra betalinger, som de tilbageværende kunder skal afholde ved lav udnyttelse af de afholdte investeringer. De tilbageværende kunder vil bl.a. være energiintensive erhverv, som fremstiller industriprodukter, bl.a. i konkurrenceudsatte erhverv.

[18] Målt i nutidsværdi svarer det til ca. 1,7 mia. kr.

Figur 7 Forøget enhedspris ved gasdistribution



Note: Stigningen i enhedsomkostningerne i vindscenariet frem mod 2020 og efterfølgende fald skyldes, at naturgassen – ved en udfasning med en konstant takt – udfases hurtigere end biogassen indfases.

De tre knæk (hhv. i 2020,2024 og 2025) drives af, at de tre distributionsselskaber på disse tidspunkter har tilbagebetalt deres historiske gæld og dermed afsluttet forrentning og afskrivning af materielle aktiver idriftsat før 2004. Da enhedsprisen regulatorisk er bestemt til at afhænge af udestående gæld falder prisen herved.

Enhedsprisen ved udskudt udfasning og uændret forbrug er relativt ens. Dette skyldes, at det fald, der er i den samlede gasmængde i slutningen af 'udskudt udfasning', opvejes af reducerede variable omkostninger i distributionsnettet.

Det markerede område i figuren angiver forskellen i enhedspris mellem vind-scenariet og scenariet med udskudt udfasning for hvert år i perioden.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på gasdistributionsselskabernes regnskaber og Energitilsynets afgørelser vedrørende indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne.

Behov for andre former for balanceringsteknologi i elmarkedet

En væsentlig målsætning i den danske energipolitik er forsyningssikkerhed i elsystemet. Forsyningssikkerhed handler om, at det kun er i meget begrænsede situationer, hvor efterspørgslen efter el ikke kan dækkes af udbuddet, og at Danmark skal være uafhængig af en potentielt ustabil forsyning fra udlandet.

I et meget vindbaseret elsystem, vil Danmark være uafhængig af import af brændsel fra udlandet. Til gengæld vil det være et mere volatilt elsystem, hvor det er mere vanskeligt at sikre, at produktionen på ethvert tidspunkt matcher efterspørgslen pga. kapacitetsbegrænsninger i produktionen. For at håndtere denne volatilitet er der behov for fleksible produktionsanlæg, der er i stand til – med kort varsel – at levere den manglende strøm.[19] Denne fleksible produktion leveres i dag i meget høj grad af gasfyrede motorer og turbiner, som på marginen er billige at tænde og slukke for.

Hvis naturgassen udfases fra elproduktionen, er der behov for andre teknologier til at balancere udbuddet. Disse vil med stor sandsynlighed være forbundet med betydeligt større omkostninger. Dette er også anerkendt af Energistyrelsen, som foreslår, at der op-

[19] Alternativt kan man opnå samme effekt med en fleksibel efterspørgsel, som responderer på real-time prissignaler.

retholdes gasfyrede turbiner og motorer som balanceringskapacitet.[20] Udfordringen er dog, at disse anlæg forudsætter tilstedeværelsen af en gasinfrastruktur, som kan komme under pres fra manglende rentabilitet. Alternativt kan der udbygges eltransmissionsledninger til udlandet eller investeres i mere fleksibilitet på efterspørgselssiden. Begge alternativer er forbundet med betydelige omkostninger

Samtidig vil der i perioder med overproduktion af el være behov for ekstra afsætningsmuligheder. Udover bl.a. muligheden for øget fleksibilitet i elforbruget kan fremstilling af brint ved hjælp af elektricitet på sigt skabe mulighed for, at den overskydende vindenergi i form af metaniseret brint kan lagres i gasnettet.[21] Denne balanceringsmulighed forudsætter et udbygget gasnet.

Dårligere forudsætninger for fremtidige teknologier

Opretholdelsen af en veludbygget infrastruktur knyttet til gas muliggør en række teknologier, som har potentiale til at spille en rolle i den fremtidige energiforsyning. Tre eksempler er VE-gasser som fx biogas, gasdrevne køretøjer og konvertering af el til gas via hydrolyse og metanisering.

VE-gasser

Et eksempel er såkaldte vedvarende energi-gasser (VE-gasser), herunder biogas men også fx forgasset biomasse. Udbygning af VE-gasser er en væsentlig del af regeringens energipolitiske strategi. Politikken forventes at resultere i en udbygning fra 5 PJ i 2012 til 35 i 2035, og 60 PJ i 2050. Altså svarende til knap halvdelen af det samlede forbrug af naturgas i Danmark i dag. Forventningen er således en fortsat anvendelse af gas i relativt stor skala.

VE gasserne kan typisk enten aftages lokalt i en relativt rå form, eller kan opgraderes og fødes ind i naturgasnettet. Opgraderingen har en omkostning, men vil omvendt kunne udnytte fordelene ved nettet, herunder at nå ud til flere aftagere og forbedre muligheder for lagring, idet det kan bruge eksisterende gaslagre.[22] Energistyrelsen anbefaler netop på den baggrund, at VE-gasserne i så vidt muligt omfang opgraderes og føres ind i gasnettet.[23]

Denne udnyttelse af biogassen og øvrige VE-gasser forudsætter, at den primære del af det eksisterende gasnet fortsat er i drift. Hvis prisen for at benytte distributionssystemet stiger eller dele af nettet lukkes helt ned vil det reducere rentabiliteten af den fremtidige udnyttelse af biogas idet afsætningsmulighederne for VE-gasser reduceres. Det vil kunne gøre det vanskeligere og/eller dyrere at realisere den langsigtede omstilling til et fossilfrit energisystem.

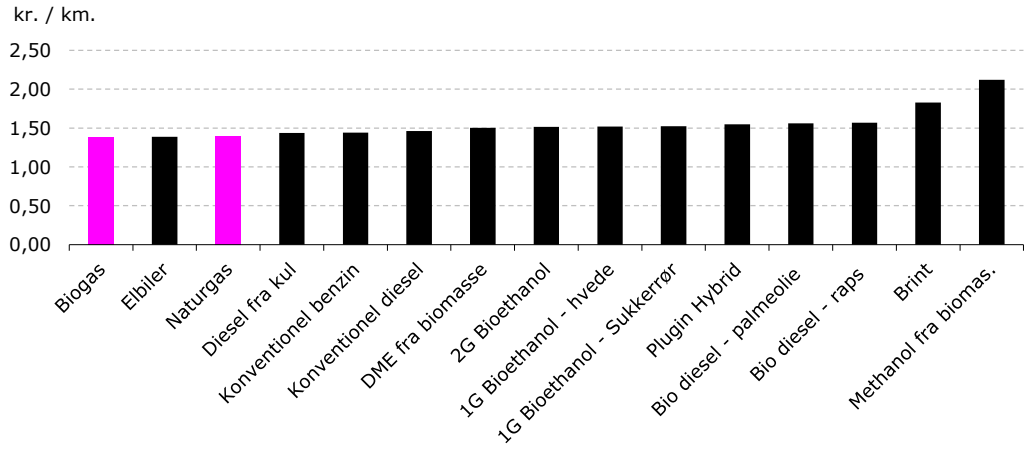
---

20 Energistyrelsen (2014b)
21 Se fx Energistyrelsen (2014b)
22 Energistyrelsen (2013)
23 Energistyrelsen (2014c)

Gasdrevne køretøjer
Brugen af gas som drivmiddel i transportsektoren er en væsentlig del af den energipolitiske strategi. Energistyrelsen venter, at der i 2050 vil blive brugt ca. 45 PJ gas i transportsektoren.[24] Dette hænger bl.a. sammen med forventningen til den øgede produktion af VE-gasser.

Beregninger peger på, at biler drevet af gas – både naturgas og biogas – er blandt de billigste løsninger set fra et samfundsøkonomisk perspektiv, jf. Figur 8. Det vil sige, når der tages højde for privatøkonomiske omkostninger og samfundsøkonomiske eksternaliteter som fx støj og CO_2 udledninger.

Figur 8 Samfundsøkonomiske omkostninger, persontransport



Kilde: Cowi (2013)

Gasdrevne køretøjer forudsætter en infrastruktur, som fx gasfyldestationer mv., og naturligvis gas i nettet. Ved at - dele af - det eksisterende gasnet ikke vedligeholdes og/eller lukkes ned, kan det vanskeliggøre opbygningen af infrastrukturen om køretøjerne.

Konvertering af el til gas via elektrolyse og metanisering
En af de klassiske og helt store udfordringer ved elproduktion er, at elektricitet i dag ikke kan lagres på en omkostningseffektiv måde. Dette skaber en række udfordringer i form af behovet for en fleksibel produktionskapacitet og/eller efterspørgsel. Denne udfordring bliver, som nævnt, kun mere betydningsfuld i takt med integrationen af mere volatil elproduktion i systemet.

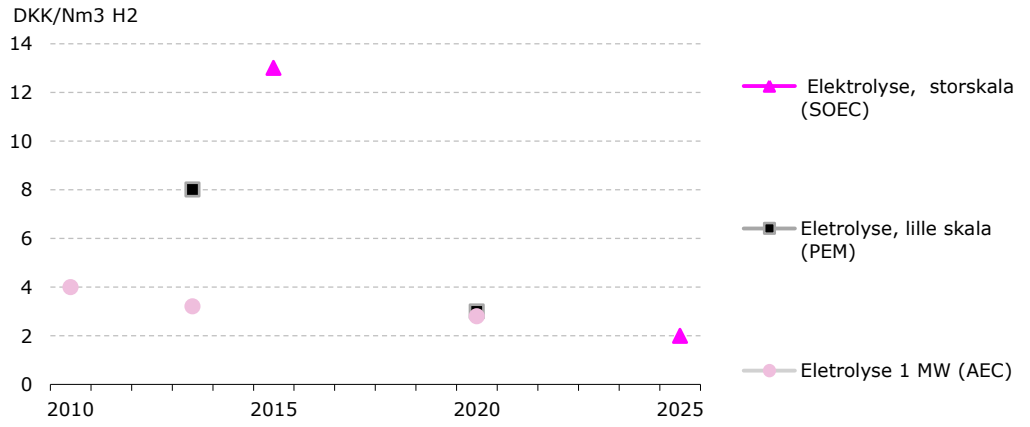
En mulig løsning på denne udfordring er konvertering af el til gas via fx elektrolyse og efterfølgende metanisering. Denne teknologi er særligt attraktivt i et volatilt elsystem, hvor elpriserne kan blive ganske lave – og nogle gange negative, når efterspørgslen er lav men udbuddet fortsat højt. Teknologien er fortsat i et tidligt stadie, men ventes pga. en

[24] Energistyrelsen (2014a)

intensiv forsknings og udviklingsindsats at kunne blive mere rentabel inden for et relativt kort sigte.

Den ene del af teknologien; konvertering af el til brint via elektrolyse (fx via storskala elektrolyse med SOEC teknologi) har relativt høje omkostninger i dag, men disse ventes at kunne blive reduceret markant frem mod 2025, jf. Figur 9. Denne udregning undervurderer endda potentialet ved elektrolyse og efterfølgende metanisering ved at benytte en gennemsnitlig elpris. I praksis, vil elektrolysen kunne igangsættes i perioder, hvor elprisen er lavere end gennemsnittet.

Figur 9 Omkostningen til at omdanne el til brint ventes at falde



Note: Bemærk, at dette bygger på estimater foretaget i 2009.
Omkostningerne til elektrolyse er beregnet via en gennemsnitlig elpris. I praksis vil det være særlig relevant at benytte teknologien når elprisen er lav.

Kilde: Partnerskabet for Brint og Brændselsceller (2009)

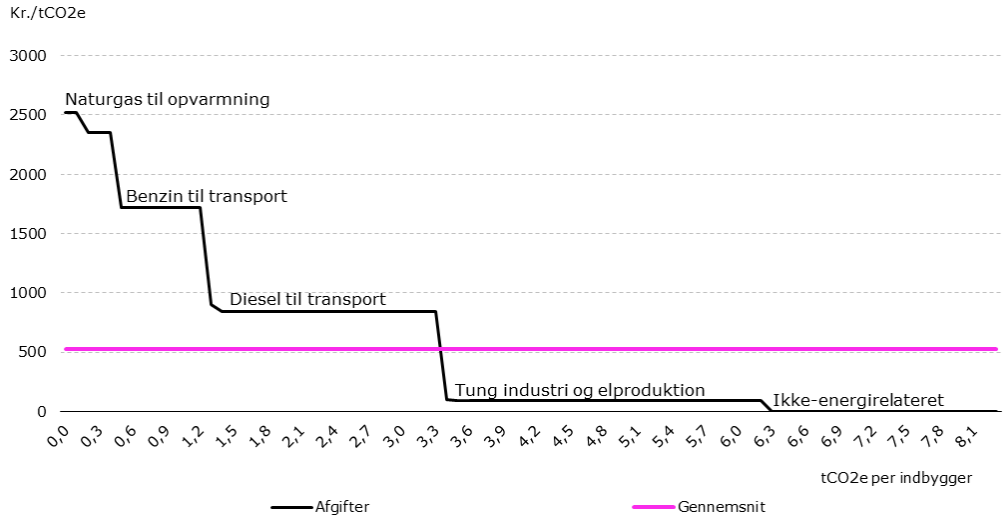
1.3 Virkemidler og målsætninger for gassektoren

Vores analyse tilsiger, at den danske energipolitik indebærer en dyr transformation mod det ønskede fossilfri energisystem, hvor gassens potentiale i omstillingen forpasses. Det rejser spørgsmålet: Hvad er det for nogle energipolitiske virkemidler, der fører til dette resultat? Vi argumenterer for, at gassen er klemt på flere faconer, herunder 1) fossile brændsler beskattes ikke ens i forhold til deres CO_2 indhold og 2) subsidier til vedvarende teknologier gør umodne teknologier privatøkonomisk rentable.

Den første klemme er, at beskatningen af fossile brændstoffer skævvrides i flere dimensioner både i Danmark og på EU niveau. Anvendelsen af naturgas *inden* for kvotesektoren presses i dag af de meget lave kvotepriser, som indebærer, at gas ikke kan konkurrere med billigere – men mere CO_2-holdige – brændsler som kul. Dette problem bliver forstærket af, at kulpriserne er presset ned på grund af skiffergas revolutionen i USA, og at elprisen holdes nede af de lave kvotepriser. Anvendelsen af naturgas *uden* for kvotesektoren hæmmes af, at den effektive CO_2 beskatning på naturgas, fx til opvarmning, er markant højere end anvendelsen af andre fossile brændsler, jf. Figur 10. Med andre ord er den

samlede beskatning per udledt CO_2 enhed meget forskellig på tværs af sektorer og anvendelser og særligt høj for fx opvarmning med naturgas. Samlet set betyder det, at det fra et privat/selskabsøkonomisk synspunkt er mindre rentabelt at investere i gasteknologier.

Figur 10 Skævhed i CO_2 beskatning på tværs af anvendelser



Note: Figuren viser den effektive beskatning per udledt ton CO_2e til forskellige anvendelser, fx benzin til transport og naturgas til opvarmning. Den effektive beskatning af tung industri er eksempelvis ganske lav på grund af lempelser i energiafgifterne for disse typer af virksomheder. Den effektive CO_2e beskatning udregnes som skatten på anvendelse af en enhed divideret med denne enheds foranledigede CO_2e udledning. Beskattes fx en liter benzin med 5 kr. og afbrænding af en liter benzin gav anledning til udledning af 1 ton CO_2e, ville den effektive beskatning af benzin være 5 kr / ton CO_2e (hypotetisk eksempel).

Figuren illustrerer også hvor stor en del af den danske CO_2 udledning (anden aksen), som møder de forskellige effektive skatter.

Kilde: Copenhagen Economics (2013), Ensartet skat på drivhusgasser

Den anden klemme er, at dansk politik for vedvarende energi i høj grad udmøntes i høje tilskud til VE-teknologier. Disse høje tilskud muliggør indfasning af fortsat relativt umodne teknologier med høje produktionsomkostninger. Det er denne tidlige indfasning af dyre teknologier, som indebærer, at overgangen til en fossilfri kraftvarmesektor er forbundet med høje CO_2-skyggepriser. Med andre ord – danskerne risikerer med den nuværende politik at betale unødvendigt meget for omstillingen til vedvarende energi.

Hvad kan der så gøres for at vikle gassen ud af denne klemme til gunst for en mere effektiv klimapolitik?

Det korte svar er: Der bør fastsættes klare målsætninger for udfasningsprofilen for naturgas, og iværksættes en gennemgang af virkemidlerne i det danske energisystem til at understøtte dette

Vores analyser viser, at en klarere stillingtagen til udfasningsprofilen for naturgassen over tid er af væsentlig betydning – både samfundsøkonomisk og henset til den fremtidige

udvikling af energisektoren, hvor opretholdelsen af en veludbygget gasinfrastruktur muliggør en række teknologier, som har potentiale for at spille en rolle i den fremtidige energiforsyning.

Ifølge vores beregninger er der i høj grad samfundsøkonomi i at naturgassen spiller en mere central rolle i det danske energisystem frem mod 2035. Samtidig bør der rettes en større indsats mod den helt nødvendige opgave at få reduceret omkostningerne for de vedvarende energiteknologier, som er afgørende for at reducere andelen af fossilt baseret energi.

Samtidig er det afgørende, at skatte- og tilskudsreguleringen understøtter målsætninger for gassektoren. På EU niveau lægger Kommissionen op til en styrkelse af ETS systemet med højere kvotepriser til følge. Det er fornuftigt, da det kan bidrage til et mindre skævt forhold mellem beskatning af drivhusgasser inden for og uden for kvotesektoren samt styrke teknologier med et lavt CO_2 indhold. På *dansk niveau* er der tilsvarende behov for en gennemgang af virkemidlerne i det danske energisystem[25] med henblik på at skabe en incitamentsstruktur, som understøtter en målsætning om mere klimaeffekt per omkostningskrone. Det vil formentligt indebære, at gassen får længere levetid i det danske energisystem, og at en større indsats bliver rettet mod den helt nødvendige opgave at få reduceret omkostningerne for de vedvarende energiteknologier, som er afgørende for at reducere andelen af fossilt baseret energi, eksempelvis via målrettet udviklings og innovationsstøtte.

[25] Med skyldig hensyntagen til retningslinjerne i EU politikken samt med udgangspunkt i de langsigtede politiske målsætninger om en fremtidig energi- og transportsektor uafhængig af fossile brændsler.

Litteraturliste

Copenhagen Economics (2013), Ensartet beskatning skat på drivhusgasser

Cowi (2013), Alternative drivmidler i transportsektoren

Dansk Energi (2013), Scenarier for dansk el og fjernvarme 2020 til 2035, Analyse nr. 4

Energistyrelsen (2013), Biogas i scenarie-analyser frem mod 2050, PowerPoint præsentation, 2. september 2013

Energistyrelsen (2014a), Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050

Energistyrelsen (2014b), Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

Energistyrelsen (2014c), Biogas i Danmark– status, barrierer og perspektiver

Energitilsynet (2013), Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2014-2017

IEA (2013), Nordic Energy Technology Perspectives

IEA (2014), World Energy Outlook 2013

Partnerskabet for Brint- og Brændselsceller (2009), Elektrolyse i Danmark

World Bank (2014), World Bank Commodities Price Forecast, Released April 25, 2014

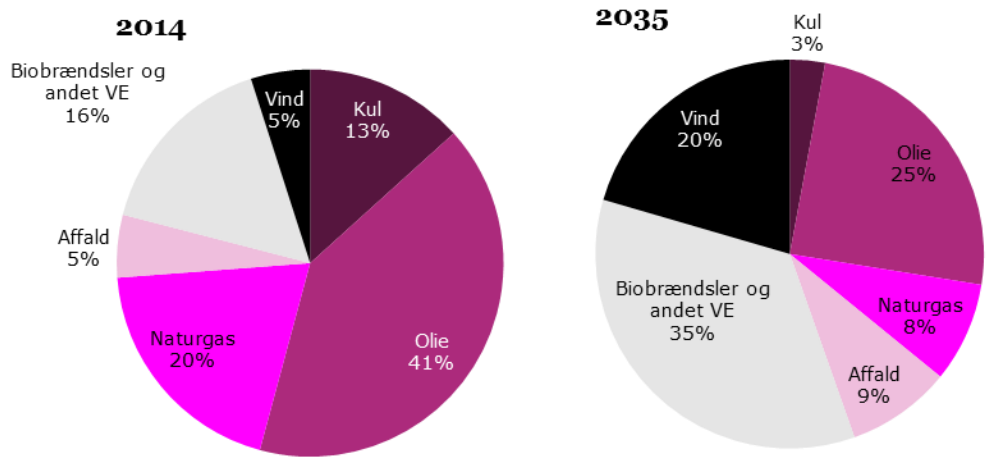
Bilag A

Scenarier og skyggeprisberegninger

Regeringen har som målsætning at udfase alt fossilt brændsel, herunder naturgas, fra kraftvarmesektoren og fra individuel opvarmning i 2035, og for hele økonomien i 2050.

For at nå disse mål har Energistyrelsen opstillet en række forskellige scenarier for, hvordan energiforbruget kan omstilles. I denne rapport tages der udgangspunkt i det såkaldte vindscenarie, hvor det primært er vindbaseret elektricitet fra havmøller, som vil erstatte gasforbruget i 2035. Mængden af vind ventes at stige fra 5 til 20 procent, jf. Figur A.1. Herudover vil biobrændsler og andet VE, herunder sol, stige fra 16 til 35 procent. Naturgas og olie forudsættes fortsat at være vigtige brændsler i 2035 til hhv. industriel proces og transport, og ventes først udfaset helt frem mod 2050.

Figur A.1 Bruttoenergiforbruget i 2014 og 2035 på brændsel



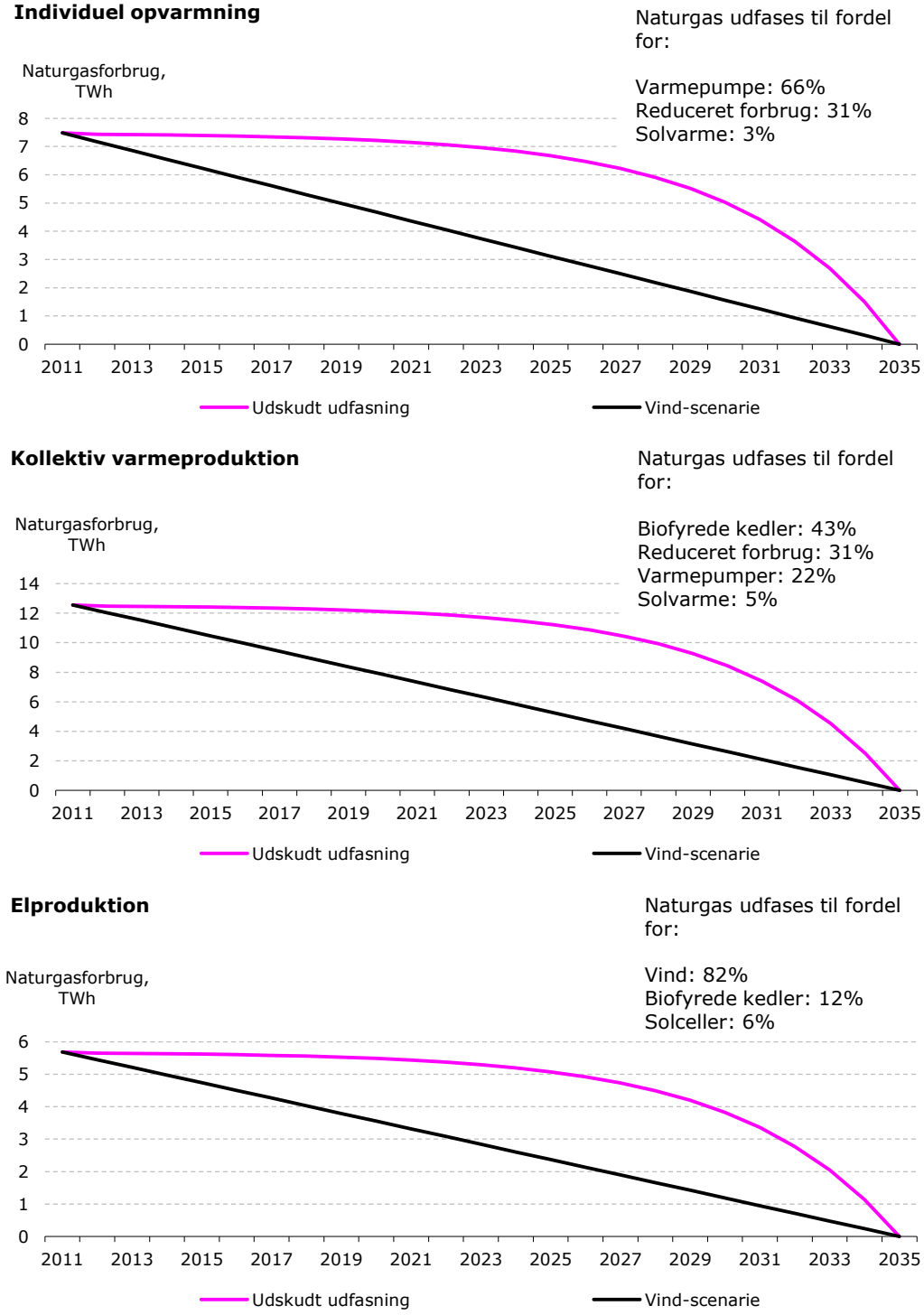
Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsens energistatistik samt Energistyrelsen (2014a) for vindscenariet i 2035

I vind-scenariet er der ikke taget eksplicit stilling til den konkrete udfasningsprofil for naturgas, som derved indirekte antages at ske med konstant takt i de tre sektorer: individuel opvarmning, kollektiv varmeproduktion og elproduktion. Dette er illustreret ved de lineære udfasningsprofiler i Figur A.2.

Disse udfasningsprofiler for naturgas i de tre sektorer er dog ikke nødvendigvis samfundsøkonomisk fordelagtige. Derfor betragter vi også et alternativt scenarie, hvor naturgassen først udfases relativt sent i perioden, jf. Figur A.2. Det alternative scenarie med udskudt udfasning overholder dog stadig for alle tre sektorer målsætningen om fuld udfasning af naturgas i 2035.

I figuren beskrives ligeledes, hvilke teknologier som naturgassen ventes at blive udfaset til fordel for i Energistyrelsens officielle scenarier. Bemærk, at vi i de samfundsøkonomiske beregninger ikke medregner den del af naturgassen, der udfases på grund af energibesparelser, men kun den del af naturgassen, erstattes af nye teknologier. I dette regnestykke medregnes altså ikke de omkostninger, der er forbundet med at reducere energiforbruget.

Figur A.2 Udfasning af naturgas til opvarmning og el



Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsens forudsætninger om udfasning af naturgas i vindscenariet samt egne beregninger for et scenarie med udskudt udfasning

Naturgas forudsættes af Energistyrelsen at blive erstattet af en række andre teknologier.

- 66 procent af den energi, der i dag opnås fra naturgas i den individuelle opvarmning, ventes således at blive erstattet af små varmepumper, mens 3 procent ventes erstattet af solvarme. Den resterende naturgasudfasning, 33 procent, opnås gennem et reduceret energiforbrug i den individuelle opvarmning. En del af de naturgaskunder, der ligger i eksisterende fjernvarmeområder vil givetvis udskifte naturgasfyret med fjernvarme.[26] Det er dog vanskeligt at opgøre, hvor stor en andel af de nye fjernvarmekunder, der har erstattet et naturgasfyr. Herudover ventes den samlede fjernvarmemængde at falde i takt med det reducerede varmebehov over tid.

- 43 procent af den energi, der i dag opnås fra naturgas i den kollektive varmeproduktion, ventes at blive erstattet af biofyrede kedler, mens hhv. 22 procent ventes erstattet af store varmepumper og 6 procent af solvarme. Den resterende naturgasudfasning, 31 procent, opnås gennem et reduceret energiforbrug i den individuelle opvarmning.

- 82 procent af den energi, der i dag opnås fra naturgas i elproduktion, ventes at blive erstattet af (hav)vind, mens hhv. 12 procent ventes erstattet af biofyrede kedler og 6 procent af solceller. Den resterende naturgasudfasning, 31 procent, opnås gennem et reduceret energiforbrug i den individuelle opvarmning.

Fælles for de teknologier, som ventes at erstatte naturgas frem mod 2035 er, at de aktuelt er dyrere end naturgasbaseret energi, men at de ventes at falde markant i pris frem mod 2035, jf. Tabel A.1, hvor de to første kolonner viser de officielle omkostningsforudsætninger benyttet af Energistyrelsen.

De officielle omkostningsforudsætninger er dog behæftet med en betydelig usikkerhed i forhold til de tekniske anlæg og i forhold til brændselsprisen på naturgas.

De fleste studier forventer fx, at omkostningen til el baseret på havvind vil falde frem mod 2035, men der er dog ganske stor variation i omkostningsniveauet, hvor forventningen varierer fra 214 – 869 kr. per MWh. Denne usikkerhed har ikke alene en implikation for omkostningen ved omstillingen af den naturgasbaserede elproduktion, men også for omstillingen af den naturgasbaserede varmeproduktion, i og med el baseret på vind vil være den primære energikilde for varmepumperne.

Naturgasprisen i Danmark forventes stigende i Energistyrelsens forudsætninger baseret på IEA's New Policy fremskrivninger, mens Verdensbanken forventer en faldende naturgaspris. Denne usikkerhed om prisudviklingen er central, fordi alternativomkostningen ved udfasning af naturgasbaseret teknologi til fordel for andre teknologier influeres af naturgasprisen.

[26] Se fx Energistyrelsen (2014b), der estimerer at fjernvarmedækningen vil stige fra 50 til 69 procent i 2020.

Tabel A.1 Omkostningsforudsætninger i dag og i 2035

Kr. per MWh		2014	2035	2035*
Elproduktion				Andre internationale kilder
	Havvindkraft	533	376	214-869
	Solceller	1.359	663	
	Biobrændsel	390	399	
	Naturgas (CCGT)	289	253	99-610**
Kollektiv opvarmning				
	Solvarme	191	137	
	Varmepumper	487	431	373-617**
	Naturgas (CCGT)	289	253	99-610**
Individuelopvarm-ning				
	Solvarme	1.276	1.276	
	Varmepumpe	604	548	490-734**
	Naturgaskedel	666	675	614

Note: * Kolonnen angiver spænd fra en række forskellige internationale kilder, bl.a. sammenfattet i http://en.openei.org/apps/TCDB/

Det er behæftet med stor usikkerhed at sammenligne teknologiomkostninger på tværs af kilder, da der kan foreligge forskellige beregningsforudsætninger fx vedr. diskonteringsfaktor, inflation mv. Herudover kommer den 'almindelige' usikkerhed, der ligger i at forudsige omkostninger langt ud i fremtiden.

** Det har ikke været muligt i alle kilder, at adskille hvor meget af omkostningen, der skyldes omkostninger knyttet til selve teknologien, og hvor meget, der skyldes brændselspriser. Dette er ikke relevant for vind og sol, hvor omkostningerne alene drives af anlægsomkostninger.

Solvarme i kollektiv opvarmning fremstår som en relativ billig teknologi. Årsagen til at teknologien kun har en begrænset udbredelse skyldes bl.a. de ekstraomkostninger, som skal afholdes i forbindelse med udbygning af distribution.

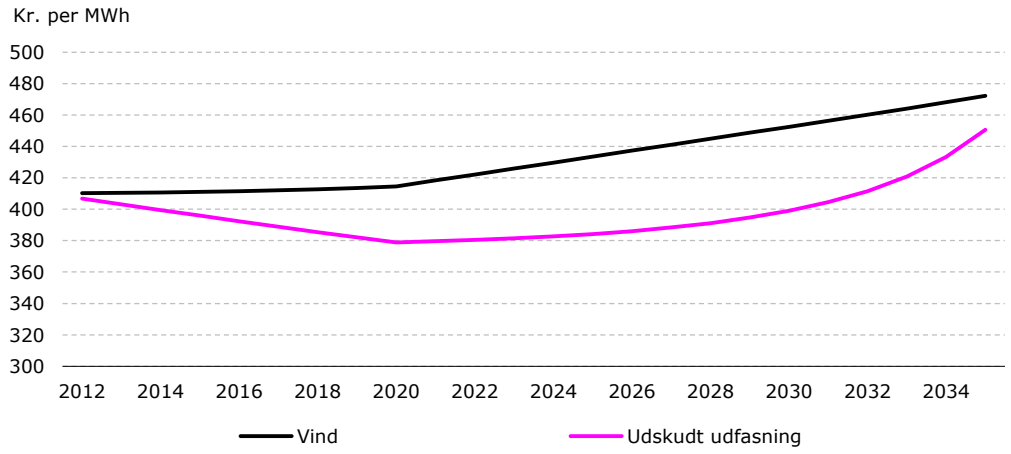
Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsen, IEA (2013) og http://en.openei.org/apps/TCDB/

For den del af energiproduktionen i el- og varmefremstillingen, hvor naturgasbaserede teknologier erstattes af alternative teknologier vil den gennemsnitlige omkostning per energienhed øges. Det skyldes, at de alternative teknologier (på kort og mellemlangt sigt) er dyrere. Over tid reduceres omkostningen til opsætning af ny teknologi, hvilket trækker i retning af en reduceret produktionsomkostning.

Det er væsentligt at holde sig for øje, at når først et anlæg er sat op, så vil det i mange situationer være rentabelt at udnytte anlægget i hele dets levetid - særligt hvis det er forbundet med store investeringsomkostninger at sætte op. Et anlæg opsat i 2020 vil typisk ikke blive erstattet af et mere omkostningseffektivt anlæg i 2025 fx. Det har den implikation, at et dyrt anlæg, der sættes op i begyndelsen af perioden vil påvirke den samlede produktionsomkostning i hele anlæggets levetid. Dermed er det ikke retvisende at benytte teknologiomkostningerne i fx 2020 og 2030 som en rettesnor for energiomkostningen i hhv. 2020 og 2030. Denne pointe medtages ikke altid, herunder fx i Energistyrelsens scenarieanalyser for omstillingen mod 2050.

Vi finder, at den gennemsnitlige produktionsomkostning for el- og varmefremstillingen[27] i scenariet med udskudt udfasning af naturgas vil være mindre igennem hele perioden sammenlignet med vind-scenariet. Dette hviler primært på, at de alternative teknologier først indfases på et tidspunkt, hvor de ventes at være betydeligt billigere end på kortere sigt. Denne lavere omkostning per energienhed betyder akkumuleret set, at det vil være muligt for samfundet at opnå omkostningsbesparelser på 19 mia. kr.[28] over hele perioden frem mod 2035. Dette svarer til arealet mellem de to linjer i Figur A.3. Da teknologi med meget høje faste omkostninger – som fx vindmøller – opsat i fx 2030 også vil bidrage til at øge den gennemsnitlige energiomkostning efter 2035, undervurderer vi her den samlede omkostning til udfasningen af naturgas i både det udskudte og det front-loadede scenarie. Vores modelberegninger viser, at hvis man alene kigger på vindmøller, så ligger der en ekstraregning mellem 2035 og 2054 målt i nutidsværdi på hhv. 9,0 mia. kr. i det front-loadede scenarie og 8,4 mia. kr. i scenariet med udskudt udfasning.[29] Der kan være lignende effekter for de øvrige VE-teknologier, som forudsættes at skulle erstatte naturgas.

Figur A.3 Stigning i gennemsnitlig omkostning per energienhed



Note: Den beregnede omkostning per energi tager højde for, at anlæg der opstilles i fx 2020 kan producere energi i hele anlæggets levetid.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

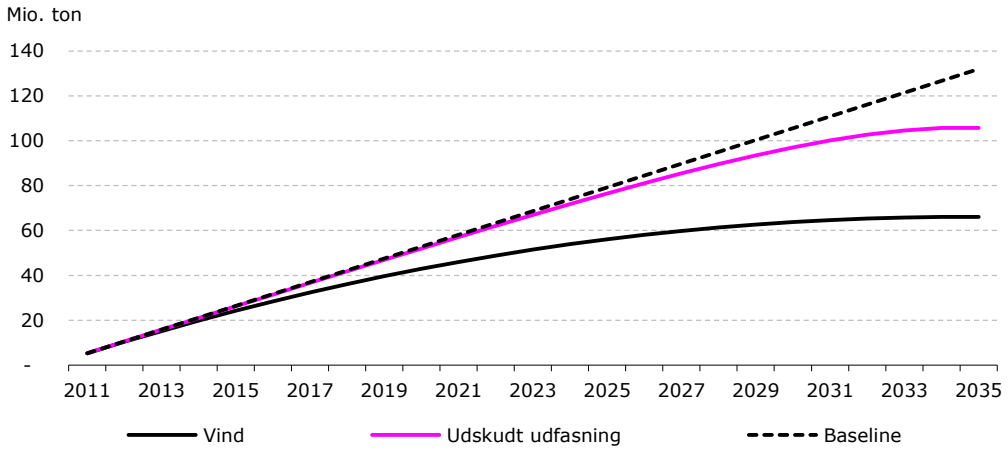
Jo tidligere vedvarende energi erstatter naturgas, desto mere kan man reducere de danske CO_2 udledninger. Akkumuleret set vil der blive udledt mindre CO_2 i det officielle vindscenarie end ved udskudt udfasning, jf. Figur A.4, fordi de fossile brændsler erstattes senere i perioden. Forskellen i de to scenariers akkumulerede udledning over perioden 2011 til 2035 svarer til ca. 40 mio. ton uden diskontering.

[27] For naturgas eller de teknologier som erstatter naturgas.

[28] Dette svarer til 11,5 mia. kr. beregnet som en nutidsværdi i 2011. Den anvendte diskonteringsrate er 4 procent, jf. Finansministeriets vejledning.

[29] Beregningerne er foretaget under antagelse af en 20 årig levetid for vindmøllerne. Beregningen måler den årlige ekstraomkostning for en vindmølle i forhold til naturgas til elproduktion i det år møllen sættes op. Denne omkostningsforskel føres videre i alle møllens leveår (20 år). I tillæg hertil er der indlagt en ekstra fase, der tager højde for, at møllerne løbende udskiftes, således, at en mølle, der er sat i drift i 2017 bliver erstattet af en ny mølle i 2036, som igen giver anledning til en ny omkostning, der er sat relativ til naturgas.

Figur A.4 Akkumulerede CO_2 udledninger fra 2011 og frem



Note: CO_2 udledningerne er vist alene for naturgasforbruget og udfasningen af naturgas. Figuren viser altså ikke CO_2 udledninger fra andre fossile brændsler i perioden

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

Der er dermed to modsatrettede samfundsøkonomiske effekter ved at udskyde udfasningen af gas: Omstillingen til det fossilfrie samfund koster færre penge, men der vil blive udledt mere CO_2 i den mellemliggende periode. Disse to effekter kan omregnes til en implicit skyggepris på CO_2 reduktioner: Hvor meget betaler samfundet per ton CO_2 for at opnå den ekstra CO_2 reduktion, som det officielle scenarie indebærer sammenlignet med udskudt udfasning? Vi finder, at det vil koste samfundet ca. 454 kr. per ton CO_2 at forfølge vind-scenariet fremfor det alternative scenarie med udskudt udfasning.[30]

Beregningen af den implicitte CO_2 skyggepris er meget afhængig af en række antagelser, bl.a. udviklingen af omkostningerne til forskellige teknologier og udviklingen i brændselspriser. I vores beregninger har vi først taget udgangspunkt i Energistyrelsens forudsætninger (beskrevet i de første to kolonner i Tabel A.1.), og derudover lavet tre følsomhedsberegninger:

1. Priserne på europæisk naturgas bliver lavere end forudsat
2. Reduktionen i omkostninger til havvind bliver ikke så stor som forventet
3. Kombination af begge ovenstående

Ad 1
Energistyrelsen forudsætter en stigende udvikling i prisen på naturgas i Europa fra 2013 til 2035 fra $11,7 til 14 per MBtu i reale priser.[31] Dette er på linje med IEA's 'New policy scenario'. Det *første følsomhedsscenarie* tager udgangspunkt i, at gasprisen i Europa ikke stiger i samme takt. IEA har bl.a. defineret et 'konvergens-scenarie', hvor den reale pris i Europa stort set er uændret frem mod 2035, jf. Tabel A.2. Herudover har Verdensbanken

[30] Bemærk, at sammenligninger af CO2 skyggepriser på forskellige tiltag generelt er behæftet med meget stor usikkerhed. Dette skyldes bl.a. at der typisk kan være forskel på beregningsforudsætninger mellem forskellige studier.

[31] Det svarer til en stigning til $23,6 per MBtu i nominelle priser i 2035.

netop offentliggjort fremskrivninger, der venter et fald i reale europæiske gaspriser frem mod 2025.

Tabel A.2 Estimater for gasprisens udvikling (reale priser)

($ per MBtu i reale priser)	2013		2025		2035	
	Europa	USA	Europa	USA	Europa	USA
IEA World Energy Outlook 2013 - New Policies Scenario	11,7	2,7	12,9	5,8	14	6,9
IEA World Energy Outlook 2013 - Gas Convergence scenario	11,7	2,7	10,7	6,4	12	7,5
Verdensbanken for Europa	11,1	3,5	7,1	5,5		

Kilde: IEA World Energy Outlook 2013, World Bank Commodities Price Forecast (april 25, 2014)

Vores følsomhedsscenarie tager udgangspunkt i det midterste scenarie, nemlig IEA's konvergensscenarie. Konkret betyder det, at kraftvarmesektorens gennemsnitlige omkostning ved at producere en MWh energi på naturgasfyrede anlæg (CCGT) i 2035 reduceres fra 253 kr. til 230 kr. som følge af den lavere brændselspris. Tilsvarende implicerer det et fald i produktionsomkostninger ved individuel opvarmning baseret på naturgas fra 675 til 652 kr. per MWh.

Ad 2
Energistyrelsen forudsætter en ret markant reduktion i produktionsomkostningerne for el fra havbaseret vind frem mod 2035. Det *andet følsomhedsscenarie* tager udgangspunkt i IEA's estimat i Nordic Energy Technology Perspectives fra 2013. Konkret antager vi, at produktionsomkostningerne for en MWh el på en havvindmølle i 2035 ikke falder til 376 kr. men i stedet bliver 653 kr. på linje med mindre optimistiske forventninger.[32] Mindst to ting kunne tale herfor: 1) Havvindmøller er en ny teknologi, der endnu ikke er testet i fuldskala. Dette indebærer en risiko på omkostningen fx i form af lavere levetid end forventet, flere vedligeholdelsesudgifter mv., og 2) De nye anlæg skal opstilles på lokationer, der er dårligere end de tidligere anlæg fx i forhold til dybde, bundforhold mv, hvilket kan øge omkostningen for nye anlæg.

En højere produktionsomkostning for el produceret af havvindmøller betyder på marginen, at energiforbrug fra varmepumper også fordyres. Logikken er, at strøm til indfasede varmepumper vil komme fra øget elproduktion fra havvindmøller. Prisen for en MWh varme produceret til kollektivt forbrug stiger således fra 431 kr. i referencescenariet til 530 kr. i 2035, mens den for en MWh varme produceret til individuelt forbrug stiger fra 548 kr. til 647 kr. i 2035.

Ad 3
I det tredje følsomhedsscenarier antager vi, at omkostningerne til havvind vil være højere, og at naturgasprisen vil være lavere – sammenlignet med Energistyrelsens forudsætninger.

[32] Bemærk i øvrigt, at den typiske måde at beregne de gennemsnitlige produktionsomkostninger for forskellige teknologier (LCoE beregninger) generelt undervurderer den faktiske omkostning ved vindbaseret energi. Dette skyldes, at langt de fleste LCoE beregninger ikke tager højde for hverken tidspunktet for, eller den geografiske placering af, vindkraft. Begge faktorer tenderer til at reducere værdien af den vindbaserede produktion fordi den produceres når der ikke er behov (om natten fx) og fordi den typisk har behov for infrastrukturudbygninger i elnettet.

Vores modelberegninger viser, at den implicitte CO_2 skyggepris stiger markant fra 454 kr./ ton CO_2 ved at bruge Energistyrelsens forudsætninger til 994 kr./ton CO_2 ved at bruge højere omkostninger for havvind og lavere naturgaspriser, jf. Tabel A.3.

Tabel A.3 Omkostningerne til udfasningen kan nemt stige

	ENS forudsætninger (Grundscenarie)	Lavere europæiske gaspriser (Følsomhedsscenarie 1)	Højere priser på havvindmøller (Følsomhedsscenarie 2)	Lavere gaspriser og højere havvindmøllepriser (Følsomhedsscenarie 3)
(a) Omkostninger til energiproduktion i ENS vind scenarie (mia. kr. diskonteret)	129	127	145	143
(b) Omkostninger til energiproduktion i udskudt indfasningsscenarie (mia. kr. diskonteret)	118	115	123	119
(c)Forskel i omkostninger til energiproduktion mellem de to scenarier (mia. kr. diskonteret), (a)-(b)	11	12	22	23
(d) Forskel på CO2 udledninger mellem de to scenarier (mia. ton diskonteret)	0,024	0,024	0,024	0,024
CO_2 skyggepris i vind scenarie vs. udskudt scenarie (kr./ton), (c/d)	**454**	**525**	**923**	**994**

Note: Beregningen af den implicitte CO2 skyggepris er baseret på Regeringens regnemetode herfor. Vi har benyttet en diskonteringsfaktor på 4 procent. Skyggepriserne er robuste overfor ændringer i diskonteringsfaktoren: Benyttes i stedet en diskonteringsfaktor på 5 procent øges skyggepriserne marginalt.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger

Beregningen af CO2 skyggeprisen i vind-scenariet versus det udskudte scenarie er foretaget i 5 trin for hver af de 4 cases. Hvis man ser på den første case, hvor Energistyrelsens omkostningsforudsætninger ligger til grund, kan den trinvise procedure beskrives på følgende måde:

- I trin 1 beregnes nutidsværdien af omkostningerne for den i dag naturgasbaserede energiproduktion i el og varmeproduktionen under vind-scenariet. Nutidsværdien på 129 mia. kr. er beregnet med base i 2011 for perioden 2011-2035 og kaldes (a) i Tabel A.3
- I trin 2 beregnes nutidsværdien af omkostningerne for den i dag naturgasbaserede energiproduktion i el og varmeproduktionen under scenariet med udskudt udfasning. Nutidsværdien på 118 mia. kr. er beregnet med base i 2011 for perioden 2011-2035 og kaldes (b) i Tabel A.3
- I trin 3 beregnes forskellen i nutidsværdiomkostningen mellem de to scenarier. Forskellen på 11 mia. kr. er beregnet som forskellen mellem nutidsværdien fra trin 1 (a) og trin 2 (b) og kaldes (c).

- I trin 4 beregnes forskellen mellem den diskonterede akkumulerede CO2-udledning i scenariet med udskudt udfasning versus vindscenariet. Den diskonterede forskel ligger på 0,024 mia. ton i 2011 for perioden 2011 til 2035 og kaldes i Tabel A.3 (d).
- I trin 5 beregnes skyggeprisen til 454 kr. per ton CO2. Skyggeprisen er beregnet som omkostningsforskellen fra (c) divideret med udledningsforskellen fra (d).

Bilag B

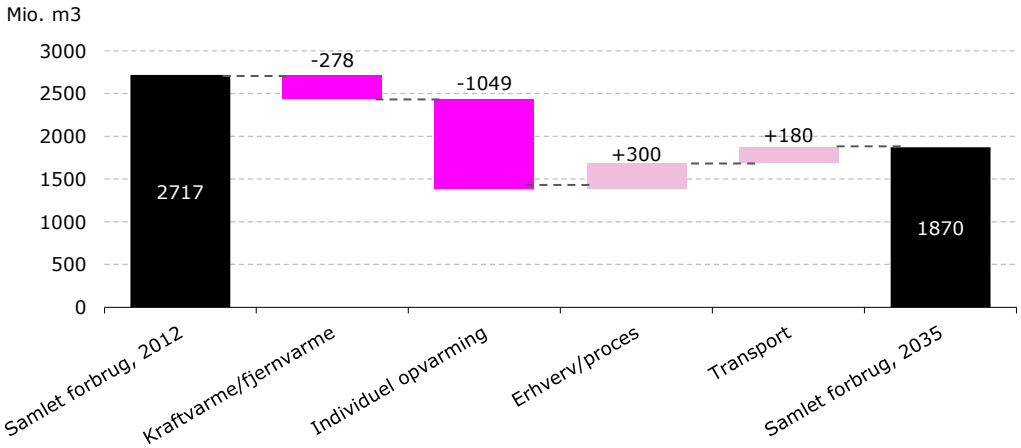
Udnyttelse af gasinfrastrukturen

Forbrug af gas – som det meste energiforbrug – er afhængig af en infrastruktur, der er i stand at transportere og udnytte gassen, der hvor den er efterspurgt. I Danmark har vi i dag er veludviklet gasnet, som er blevet bygget op af store investeringer over en længere årrække. Den forudsatte udfasning af naturgas vil dog betyde en væsentlig ringere udnyttelse af den eksisterende gasinfrastruktur, særligt ledningsnettet. Værdien af de allerede afholdte omkostninger til ledningsnettet betales i dag af en bred kundebase, men i takt med at kundebasen forsvinder, vil denne faste omkostning skulle bæres af et færre antal kunder, primært erhvervet.

Udfasning af gas i nettet

Udfasningen af naturgassen medfører, at de allerede afholdte investeringer i infrastrukturen knyttet til gas underudnyttes. Udfasningen af naturgas bliver i nogen grad udlignet af en forventet indfasning af opgraderet biogas, som kan udnytte den samme infrastruktur. I Energistyrelsens 'vindscenarie' ventes udfasningen af gas samlet set frem mod 2035 at ske ved nedlæggelse af individuelle naturgasanlæg (1.049 mio. m^3) samt ved brændselsomlægning hos kraftvarmeværkerne (278 mio. m^3), jf. Figur B.1. Gasforbruget ventes derimod at stige til erhverv/proces og til transport. Dette dækker over, at biogas erstatter en del af naturgassen i kraftvarmesektoren, til procesformål i industrien og at biogas ventes benyttet i transportsektoren frem mod 2035.

Figur B.1 Bidrag til reduktion af gasforbruget mod 2035

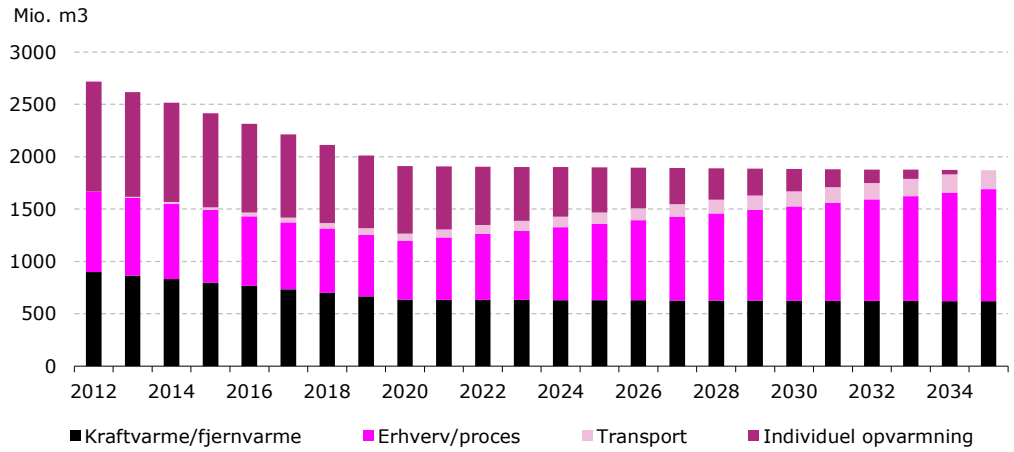


Note: Opgørelsen er med udgangspunkt i Energistyrelsens vindscenarie

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

I Energistyrelsens fremskrivning ventes naturgassen faset ud relativt hurtigt fx i individuel opvarmning. Omvendt går der noget tid før biogassen for alvor fases ind erhverv/proces samt i transportsektoren, jf. Figur B.2.

Figur B.2 Udviklingen i gasforbruget (både naturgas og biogas)



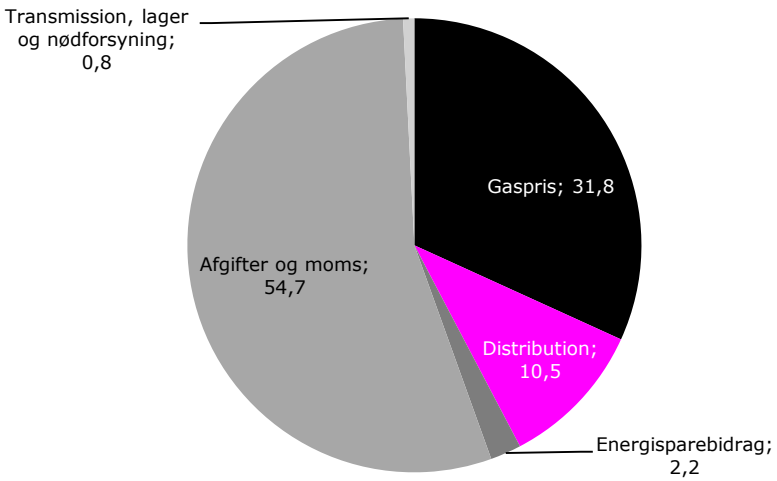
Note: Energistyrelsens vindscenarie

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

Udgifter knyttet til gasnettet

Udgifterne forbundet med gasforbrug er knyttet til etablering, drift og vedligeholdelse af det eksisterende gasnet. Udgifterne til gasdistribution udgør i dag ca. 10,5 procent af den samlede gaspris til individuel opvarmning, jf. Figur B.3.

Figur B.3 Omkostninger til individuel opvarmning med naturgas



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

Distributionsomkostningerne kan deles op i hhv. forrentning og afskrivning af investeringer og variable omkostninger. Forrentning og afskrivninger udgør ca. 48 procent af de samlede udgifter, og består primært af forrentning og afskrivning af historisk gæld fra før 2004. De variable omkostninger udgør ca. 52 procent og består primært af omkostninger knyttet til driften af ledningsnettet, hvor den største udgiftspost (18 procent) er drift og vedligehold af nettet, jf. Tabel B.1. Herudover består udgifterne fx også af kundeservice, afregningssystemer, vedligehold af nettet, tilsyn med målere i husholdninger samt IT systemer.

Tabel B.1 Variable distributionsomkostninger

	Andel af samlede distributionsomkostninger, pct.
Faste distributionsudgifter	48
Variable distributionsomkostninger	52
Hvoraf variable distributionsomkostninger fordeler sig	
- Drift og vedligehold og nettet	18
-Målere og tilsyn	7
-Overvågning, kvalitetssikring og IT-systemer	7
-Administration og debitortab	12
- Andet	56

Note: Inddelingen af omkostningsposter er reduceret til færre kategorier sammenlignet med Energistyrelsen (2014b)

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsen (2014b): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen og Energitilsynets afgørelser vedrørende indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne.

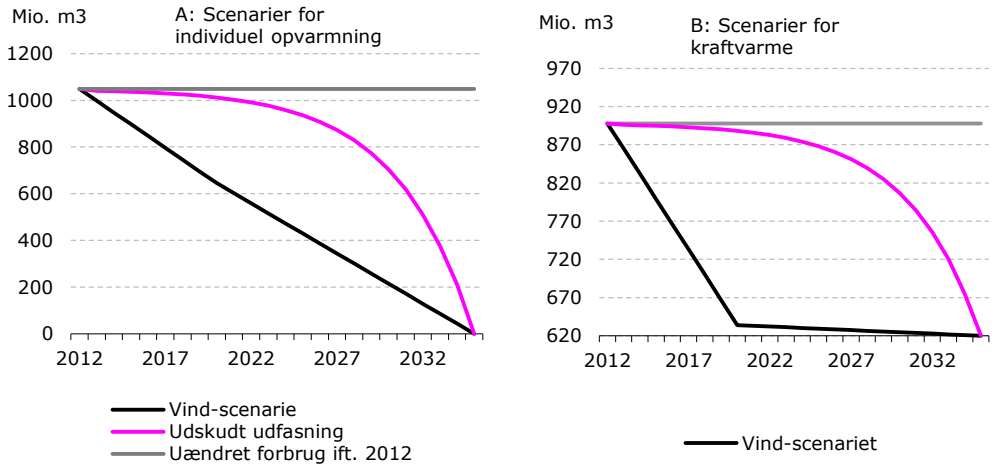
I tillæg til de variable distributionsomkostninger kommer forrentning og afskrivning af investeringer i distributionsnettet, hvoraf 95 procent relaterer sig til forrentning og afskrivning af historisk gæld fra før 2004[33], mens 5 procent relaterer sig til forrentning og afskrivning af investering foretaget efter 2004.

Udvikling i udgifter til distribution afhænger af udfasningsprofilen

De variable omkostninger er knyttet til den faktiske mængde forbrugt gas. Dermed afhænger de fremtidige variable omkostninger af de konkrete forventninger til det fremtidige gasforbrug. Ud over at betragte Energistyrelsens vind-scenarie, så regner vi også på et scenarie, hvor udfasningen af naturgasforbruget i den individuelle opvarmning og i kraftvarmesektoren er udskudt men til gengæld udfases ganske hurtigt til sidst i perioden, jf. Figur B.5. For at have en baseline, at sammenligne mod kigger vi også på et scenarie med uændret samlet fremtidigt gasforbrug i forhold til i dag.

[33] Den historiske gæld ventes fuldt afskrevet i 2025. HMN's historiske gæld ventes afskrevet i 2020, DONG's ventes afskrevet i 2024 og Naturgasfyns ventes afskrevet i 2024.

Figur B.5 Scenarier for udviklingen i gasforbruget



Note: Stigningen i gasforbruget i kraftvarme i 2020 skyldes indfasning af biogas

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen

De variable omkostninger falder i begge scenarier – målt i forhold til uændret forbrug – men vil falde hurtigere i vind-scenariet end i udskudt udfasning, jf. Tabel B.3.

Tabel B.3 Udvikling i variable omkostninger

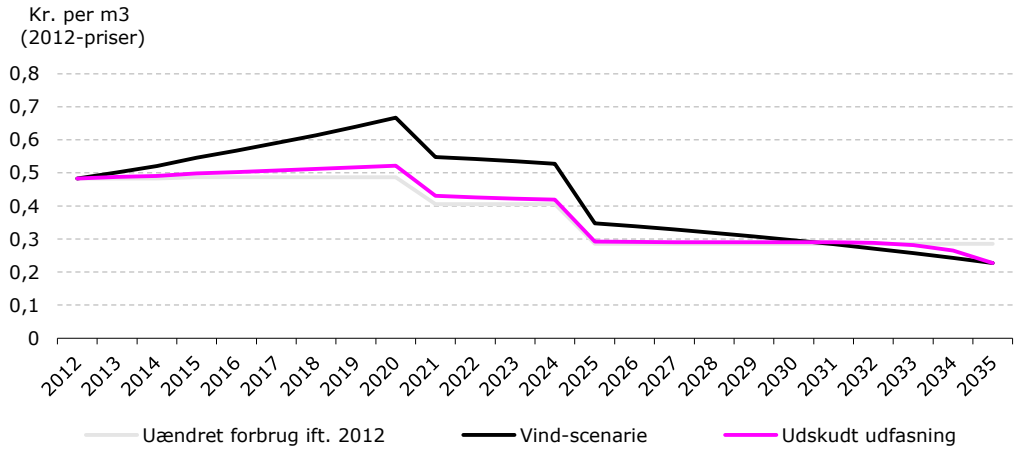
	2012	2015	2020	2025	2030	2035
mio. kr. (2012-priser)						
-Uændret forbrug ift. 2012	681	681	681	681	681	681
-Vind-scenarie	681	677	635	566	465	332
-Udskudt udfasning	681	681	681	680	649	332

Note: Beregnede tal

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen samt gasdistributionsselskabernes regnskaber

Selvom de variable omkostninger falder, når forbruget af gas falder, så skal de faste udgifter i form af forrentning og afskrivninger fordeles ud på en mindre kundekreds. Vores beregninger viser, at distributionsudgiften per kubikmeter gas er op til 28 procent større i vind-scenariet end i scenariet med udskudt udfasning. Forskellen i enhedsprisen udlignes i takt med, at gassens udfasning tager til frem mod 2030 i det udskudte scenarie, jf. Figur B.6.

Figur B.6 Udvikling i enhedsprisen til distribution per kubikmeter gas



Note: Stigningen i enhedsomkostningerne i vindscenariet frem mod 2020 og efterfølgende fald skyldes, at naturgassen udfases hurtigere end biogassen indfases.

De tre knæk (hhv. i 2020,2024 og 2025) drives af, at hhv., HMN, DONG og Naturgasfyn på disse tidspunkter har tilbagebetalt deres historiske gæld og dermed afsluttet forrentning og afskrivning af materielle aktiver idriftsat før 2004.

Enhedsprisen ved udskudt udfasning og uændret forbrug er relativt ens. Dette skyldes, at det fald, der er i den samlede gasmængde i slutningen af 'udskudt udfasning', opvejes af reducerede variable omkostninger i distributionsnettet.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, Energitilsynets afgørelser vedrørende indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne samt gasdistributionsselskabernes regnskaber

Vi kan dekomponere forskellen i enhedsomkostninger i et udvalgt år (2020) i Tabel B.4.

Her fremgår det, at forrentning og afskrivning af historisk gæld fra før 2004 og forrentning og afskrivning af investeringer efter 2004 er hhv. 612 og 29 mio. kr. i det officielle scenarie. Idet der er tale om faste omkostninger er der ikke en forskel mellem det officielle udfasningsscenarie, hvor der distribueres 1.911 mio. kubikmeter gas og vores scenarie med udskudt udfasning, hvor der distribueres 2.533 mio. kubikmeter.

På den anden side er der på tværs af de to scenarier for 2020 forskel i de variable omkostninger. Således udgør de i 2020 635 mio. kr. i det officielle udfasningsscenarie, mens de i vores scenarie med udskudt udfasning udgør 681 mio. kr. Forskellen drives primært af, at der er store driftsomkostninger forbundet med servicering af de tilbageværende villakunder.

Lægges hhv. de faste udgifter og variable omkostninger sammen fås totalomkostningerne. I det officielle scenarie udgør de i 2020 1.275 mio. kr. svarende til en enhedsomkostning på 67 øre per kubikmeter gas, mens de i vores scenarie med udskudt udfasning udgør 1.322 mio. kr. svarende til en enhedsomkostning på 52 øre. Enhedsomkostningerne per kubikmeter gas er altså markant lavere i scenariet med udskudt udfasning end i vindscenariet.

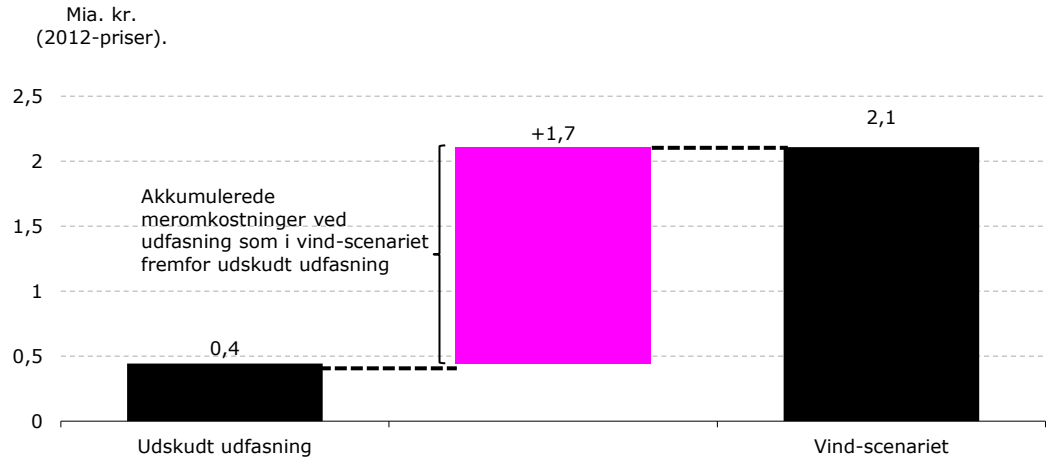
Tabel B.4 Udgifter til gas distribution

		Officielt scenarie		
Faste (mio. kr.)				
	Forrentning og afskrivning af historisk gæld fra før 2004	601	612	612
	Forrentning og afskrivning af investeringer efter 2004	29	29	29
Variable (kr.)				
	Distribution	681	635	681
Total (kr.)		1.311	1.275	1.322
Gasmængde (mio. m3)		2.717	1.911	2.532
Enhedspris (kr./m3)		**0,48**	**0,67**	**0,52**

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen samt gasdistributionsselskabernes regnskaber

Betalingen af denne ekstra enhedspris finder sted frem til 2030, hvorefter enhedsprisen i vindscenariet er en smule lavere frem til 2035. Akkumuleres denne betaling finder vi, at det svarer til 2,3 mia. kr., svarende til 1,7 mia. kr. målt i nutidsværdi, som illustreret i Figur B.7. Denne betaling skal afholdes af de eksisterende kunder på naturgasnettet, herunder særligt det energiintensive erhverv, som fremstiller industriprodukter bl.a. til eksport.

Figur B.7 Akkumulerede merbetalinger frem til 2035 ift. 2012-basisforbrug



Note: Den årlige nettogevinst fra 2012 frem til 2035 er diskonteret efter Finansministeriets forudsætninger om en samfundsøkonomisk rente på 4 pct.

De akkumulerede omkostninger er målt som en nutidsværdi.

Kilde: Copenhagen Economics modelberegninger baseret på Energistyrelsen (2014): Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, Energitilsynets afgørelser vedrørende indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne samt gasdistributionsselskabernes regnskaber