Ea Energianalyse



Rammebetingelser for termisk forgasning

PARTNERSKABET FOR TERMISK FORGASNING

03-07-2017

Partnerskab for Termisk Forgasning

EUDP
Energiteknologisk udvikling og demonstration

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Afrapportering af arbejdspakke 4 (WP4) udarbejdet for Partnerskabet for termisk forgasning
Projekt: EUDP 14-I j.nr: 64014-0138.

Indhold

1 Forord 5

2 Sammenfatning 6

3 Formål og metode 14

4 To udviklingsforløb 16

5 Eksisterende rammevilkår 19

Rammevilkår for termisk forgasning i Danmark 19

Rammevilkår for termisk forgasning i Sverige 32

Rammevilkår for termisk forgasning i Tyskland 39

Opsamling og sammenligning 50

6 Fremtidige rammevilkår 52

EU-politiske rammer 52

Fremtidige danske rammer for termisk forgasning 63

Opsummering af fremtidige rammevilkår 65

7 LCOE-beregninger 67

Forudsætninger 68

Bio-SNG til naturgasnettet 72

Behandling af affald 77

Kraftvarmeproduktion 79

Flydende biobrændstof 82

Forkoblede forgassere 84

Opsamling på LCOE-sammenligningerne 89

Anvendte forkortelser og termer

Bio-SNG	Bio synthetic natural gas. Gas af naturgaskvalitet produceret ved termisk forgasning ud fra biomasse/affald. Kan indføres i naturgasnettet
ETS	Emission Trading System
FAME	Fatty acid methyl ether (FAME) - biodiesel
FLH	Fuldlasttimer
F-T	Fischer-Tropsch
HVO	Hydrotreated vegetable oil
KV	Kraftvarme
RDF	Refuse derived fuel (brændsel udvundet af affald)
TF	Termisk forgasning
VE	Vedvarende energi
WP	Work package (arbejdspakke)
1.g/2.g biobrændstoffer	1. generations/2. generations biobrændstoffer

1 Forord

Denne rapport omfatter arbejdspakke 4 (WP4) i et EUDP-projekt, som løber i perioden august 2014 til juli 2017. EUDP-projektet omfatter følgende arbejdspakker:

- WP1 Status for termisk forgasning
- WP2 Termisk forgasning og det danske energisystem
- WP3 Strategi for termisk forgasning
- WP4 Rammebetingelser
- WP5 Implementering af strategien
- WP6 Organisering af opstart af partnerskabet

Partnerskabet for termisk forgasning blev etableret i november 2014 i forbindelse med EUDP-projektet. Formålet med foreningen er, at koordinere, styrke og målrette den danske indsats inden for forskning, udvikling og demonstration, således at termisk forgasning kan udfylde sin rolle og sit potentiale i det fremtidige danske energisystem.

De forskellige arbejdspakker i EUDP-projektet gennemføres af partnerskabets medlemmer og andre udvalgte aktører, som inddrages løbende gennem projektet. Partnerskabet for termisk forgasning har anmodet Ea Energianalyse om at bistå med WP4 omkring rammebetingelserne for termisk forgasning.

Analyserne i denne rapport (WP4) skal sammen med arbejdet fra WP1 og WP2 udgøre det analysegrundlag, som skal lede frem til formulering og implementering af en strategi for termisk forgasning i WP3.

2 Sammenfatning

Termisk forgasning af biomasse og affald har en række anvendelser, som på lang sigt kan komme til at spille en rolle i det danske energisystem. I arbejdspakke 2 (WP2) blev det ud fra et langsigtet ressourceperspektiv vist, at termisk forgasning kan blive afgørende inden for produktion af biobrændstoffer til transport. Analysen viste også, at termisk forgasning med de anvendte forudsætninger i 2050 kan få det vanskeligt i konkurrencen mod biogas og naturgas ud fra samfundsøkonomiske betragtninger. Endelig viste analysen at termisk forgasning med en samfundsøkonomisk optimering kan få en rolle inden for produktion af bio-SNG (bio synthetic natural gas) til gassystemet under de rette forudsætninger. I dag er termisk forgasning ikke selskabsøkonomisk konkurrencedygtigt med det vigtigste grønne alternativ, biogas, og det vil kræve en betydelig teknologiudvikling, før dette er tilfældet.

Analysens formål

I dette studie undersøges rammevilkårene for termisk forgasning i dag samt mulige fremtidige rammer frem til 2030. Formålet er at vurdere, om termisk forgasning selskabsøkonomisk kan konkurrere med alternative teknologier, dvs. inkl. afgifter, tilskud og øvrige rammebetingelser. Dertil kommer en vurdering af, hvordan udviklingen i afgifter og tilskud kan forme sig frem mod 2030, og hvor meget det vil kræve af tilskud, før de selskabsøkonomiske omkostninger kan bringes på niveau med konkurrerende teknologier. Vurderingen tager udgangspunkt i to udviklingsforløb for termisk forgasning, som baserer sig på resultaterne fra WP2-analysen.

To udviklingsforløb

Der skitseres overordnet to udviklingsforløb for, hvordan termisk forgasning kan komme ind i det danske energisystem. Der tages udgangspunkt i to scenarier fra WP2-analysen, som til sammen udspænder et betydeligt udfaldsrum for hvordan det danske energisystem kan se ud i 2050, og hvilken rolle termisk forgasning kan få. I Grundscenariet fra WP2 er behovet for flydende brændstoffer til transport forudsat dækket med flydende biobrændstoffer produceret i Danmark. Her vil forgasning af biomasse til produktion af syndiesel kunne spille en afgørende rolle. I et andet WP2-scenarie forudsættes udfasning af naturgas, et højt gasforbrug til transport og ingen biobrændstoffabrikker i Danmark. I det system vil produktion af bio-SNG fra forgasning af biomasse kunne spille en væsentlig rolle. I begge forløb kan forgasning af affald til bio-SNG blive relevant og forkoblede forgassere til biomassekraftvarmeanlæg kan potentielt spille en rolle.

Eksisterende rammevilkår i Danmark

I dag kan termisk forgasning opnå tilskud til elproduktion på op til 115 øre/kWh (udover elprisen). Her er forgasningsgas til elproduktion ligestillet med biogas, som opnår samme tilskud. På varmesiden vil termisk forgasning kunne opnå en afgiftsfordel, når der sammenlignes med varme produceret fra fossile brændsler, fordi biomasse er afgiftsfritaget. Samlet set har termisk forgasning til kraftvarme i dag en tilskudsmæssig fordel på op til ca. 150-160 kr./GJ biomasse sammenlignet med fossilt baseret kraftvarme.

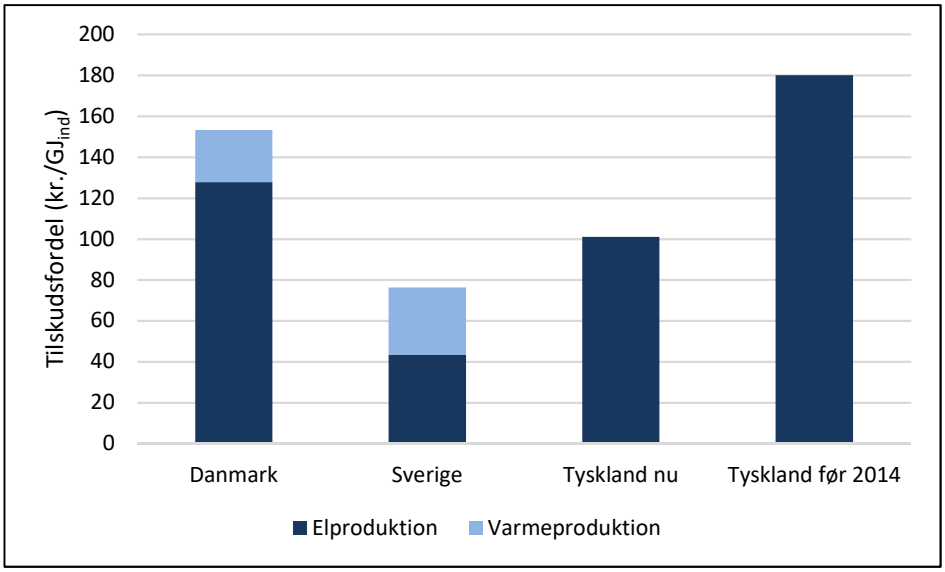
Forgasningsgas kan også anvendes til produktion af bio-SNG, som kan fødes ind til naturgasnettet. Der er i dag ikke tilskudsmæssig ligestilling mellem opgraderet biogas og bio-SNG fra forgasning af eksempelvis biomasse. Bio-SNG kan ikke opnå tilskud, mens opgraderet biogas i 2017 kunne få et tilskud på 136 kr./GJ_{gas} (udover naturgasprisen). Dertil kommer, at der kan sælges certifikater for hver produceret enhed biogas, som det for bio-SNG i dag ikke er muligt at opnå. Bio-SNG opnår dermed ingen understøttelse og har derfor svære konkurrencevilkår.

Med termisk forgasning af biomasse i kombination med Fischer-Tropsch processen kan der produceres 2. generations biobrændstoffer (F-T syndiesel). I WP2-analysen blev det vurderet, at syndiesel var samfundsøkonomisk konkurrencedygtigt med fossilt diesel i 2050 med en CO_2-pris på 800 kr./ton. I dag er teknologien langt fra at være konkurrencedygtig med diesel. Syndiesel opnår i dag to typer af tilskudsmæssige fordele: Fritagelse fra CO_2-afgift og mandat for iblanding af biobrændstoffer. Sidstnævnte betyder, at der fra 2012 og frem har været et krav til, at 5,75% af forbruget af diesel og benzin har skullet være biobrændstoffer. Det er en indirekte støtte til biobrændstoffer, hvor de forskellige typer af biobrændstoffer herunder F-T syndiesel konkurrerer mod hinanden om at blive prioriteret til at opfylde kravet. I dag tillades det imidlertid, at 1. generations biobrændstoffer kan bidrage til at opfylde målkravet, som generelt er forbundet med lavere produktionsomkostninger.

Sverige og Tyskland

De danske forhold er i analysen sammenlignet med de svenske og tyske rammebetingelser. En sammenligning af tilskudsfordelene for forgasningskraftvarme sammenlignet med naturgaskraftvarme er vist i Figur 1. Overordnet set har tilskuddene i Sverige været lavere, mens de historisk set har været højere i Tyskland. Tilskudsordningerne i Tyskland har resulteret i, at der i 2015 var ca. 800 mindre forgasningsanlæg til kraftvarme i Tyskland. I dag er de danske tilskudsordninger langt de mest attraktive, men Danmark vurderes ikke at være lige så langt i udviklingen som Sverige og Tyskland. Det

overraskende resultat kan skyldes, at der ved tilskudsniveauet ikke er medtaget, hvor meget de enkelte anlæg har fået i F&U-støtte.



Figur 1. Tilskudsfordel ved kraftvarmeproduktion med termisk forgasning af biomasse sammenlignet med naturgaskraftvarme (kr./GJ indfyret) i Danmark, Sverige og Tyskland i 2017. Forgasningsanlægget antages en el-virkningsgrad på 40% og en totalvirkningsgrad på 90%. Tyskland er baseret på mindre anlæg (<150 kW). For Tyskland er der taget udgangspunkt i anlæg, der opnår maksimal støtte. Kilde: Egne beregninger

Fremtidige rammevilkår

Der er fra EU-kommissionen fremlagt forslag om rammer for en integreret energiunion, hvor støtten til vedvarende energi harmoniseres og hvor op til 15% af nationale støtteordninger frem mod 2030 skal udbydes internationalt. Overordnet set ønskes i højere grad støtten tildelt enten ved teknologineutrale udbud eller ved VE-certifikatordninger. I den kontekst vil termisk forgasning inden for alle anvendelser således skulle konkurrere med alternative VE-teknologier. EU-politiske rammer, der har betydning for udviklingen, omfatter i dag: Statsstøttereglerne, vinterpakken, kvotemarkedet, målsætninger for VE og ikke-kvotesektoren samt målsætninger for transport. De EU-politiske rammer bruges her til at vurdere, hvilke afgifts- og tilskudsmodeller, der realistisk kan komme i spil frem til 2030, og dermed også, hvordan man kan forestille sig, at tilskud til termisk forgasning kan se ud.

EU's statsstøtteregler

EU's statsstøtteregler beskriver, hvordan det er muligt at tildele statsstøtte i det indre marked. Statsstøtte er i udgangspunktet forbudt, men det kan afviges, hvis det vurderes at være foreneligt med det indre marked, eller det er underlagt en af EU's fritagelsesordninger. Vedvarende energi er et prioriteret område, og det er derfor under en række forudsætninger muligt at

tildele statsstøtte. I 2014 blev EU's statsstøtteregler opdateret, hvor der blev lagt mere vægt på, at statsstøtten skulle tildeles efter teknologineutrale udbud, som dog i visse tilfælde kunne afviges. Det gælder, når et af følgende 5 kriterier er opfyldt

1. Det længerevarende potentiale ved ny og innovativ teknologi
2. Behovet for en bred vifte af VE-teknologier
3. Netværksbegrænsninger og netstabilitet
4. Systemomkostninger og systemintegrationsomkostninger
5. Behovet for at undgå at støtte til biomasse fordrejer forholdene på råvaremarkeder

Flere danske statsstøtteordninger er godkendt før de opdaterede regler blev gennemført, hvilket betyder, at der i perioden op til 2024 vil være behov for at genoverveje en del af de ordninger, der findes i dag, idet EU-godkendelser gælder for 10-årige perioder.

Fremtidige danske rammebetingelser

De EU-politiske rammer forventes dermed at få følgende indvirkning på det danske tilskuds- og afgiftssystem:

- Tilskud til el sættes primært ud fra teknologineutrale udbud, dvs. hvor VE-teknologier konkurrerer mod hinanden. Det betyder, at de billigste teknologier vil sætte barren for tilskud, som her forventes at være sol og vind.
- I gassystemet forventes det, at tilskud til bio-SNG sidestilles med opgraderet biogas af samme årsager som for el: Tilskud tildeles efter dets VE-værdi og ikke ud fra teknologier. Tilskud til biogas er i dag godkendt under de opdaterede statsstøtteregler, som derfor i udgangspunktet antages at fortsætte. Om tilskudsniveauet vil fortsætte på samme høje niveau er mere usikkert.
- Til transport forventes de EU-politiske rammer med det opdaterede VE-direktiv at være vigtige. Et stigende mandat for avancerede biobrændstoffer kan på lang sigt give plads for udviklingen af termisk forgasning i kombination med Fischer-Tropsch.

LCOE-beregninger

Ud fra de fremtidige rammer er de selskabsøkonomiske *Levelised Cost of Energy* (LCOE) beregnet for de teknologier, som viste sig at have et samfundsøkonomisk potentiale i de to udviklingsforløb:

- Forgasning af biomasse til bio-SNG
- Forgasning af affald til bio-SNG
- Forgasning af biomasse i kombination med Fischer-Tropsch til produktion af syndiesel

Dertil er der lavet beregninger af termisk forgasning til kraftvarme og et simpelt regneeksempel på forkoblede forgassere til forgasning af halm og affald på biomassekraftvarme-anlæg, som kun har været indirekte analyseret i WP2-analysen.

Beregningerne baserer sig på Energistyrelsens teknologikatalog, fremskrivning af brændselspriser og CO_2-priser samt på Ea Energianalyses seneste fremskrivning af el-prisudviklingen.

Hovedresultaterne af LCOE-beregningerne er opsummeret i Tabel 1, hvor LCOE af forskellige anvendelser af forgasning sammenlignes med det billigste alternativ og med biogas. For bio-SNG produktion er det billigste alternativ naturgas, mens det for forgasningskraftvarme er biomassekraftvarme, og for flydende biobrændstoffer er diesel. Resultaterne er vist for en situation, hvor forgasningsgas opnår de samme tilskud som biogas, og hvor de eksisterende tilskudsordninger fortsættes til 2030. Dvs. resultatet er således baseret på de maksimale tilskudsniveauer, der kan forventes i 2030. Beregningerne tager udgangspunkt i de forbedringer af forgasningsteknologierne, som er forudsat i teknologikataloget mod 2030, og der er forudsat samme teknologidata for halm- og affaldsforgasning som træflisforgasning. Teknologikataloget peger mod markante teknologiforbedringer og omkostningsreduktion, hvilket må antages at være behæftet med betydelig usikkerhed. I betragtning af denne usikkerhed er resultaterne vist både med og uden de antagne forbedringer. For øvrige teknologier er der forudsat en moderat teknologiudvikling frem mod 2030, som følger teknologikatalogets forventning.

2030	LCOE m. teknologi-forbedring	LCOE u. teknologi-forbedring	Billigste alter-nativ	Biogas
Med tilskud som for biogas og fortsættelse af i dag				
Bio-SNG fra træflis (kr./GJ_{gas})	64	232	68	68
Bio-SNG fra halm (kr./GJ_{gas})	52	218	68	68
Bio-SNG fra affald (kr./GJ_{gas})	7	159	68	68
Bio-SNG fra affald (kr./GJ_{affald})	-14	75	30	-
Kraftvarme 5000 FLH (kr./GJ_{varme})	106	141	71	92
Kraftvarme 8000 FLH (kr./GJ_{varme})	72	99	58	94
Fl. biobrændstoffer (kr./GJ_{diesel})	172	207	131	136

Tabel 1. Hovedresultater fra selskabsøkonomiske LCOE-beregninger for 2030, hvor forgasning ligestilles med biogas, og hvor de eksisterende tilskudsordninger fortsættes frem til 2030. Her er angivet LCOE for termisk forgasning for forskellige anvendelser sammenlignet med billigste alternativer og med biogas. For affald er der både vist et resultat sammenlignet med naturgas og sammenlignet med alternativ affaldshåndtering (affaldskedler). Forgasnings-KV er angivet for 5000 og 8000 fuldlasttimer. Kilde: Egne beregninger

Bio-SNG kan blive billigere end opgraderet biogas

Resultaterne viser, at bio-SNG baseret på termisk forgasning af træflis med de antagne teknologiforbedringer kan blive selskabsøkonomisk konkurrencedygtigt med biogas og naturgas i 2030, hvis bio-SNG opnår samme tilskud som opgraderet biogas.

For forgasning af halm kan omkostningerne blive knap 24% billigere end naturgas i 2030 under disse forudsætninger. Resultaterne bygger imidlertid på en betydelig forbedring af den eksisterende teknologi, hvor investeringsomkostninger og D&V-omkostningerne skal reduceres til ca. 1/3 af, hvad de er i dag; og hvor halmforgasning forudsættes at have samme teknologiomkostninger som træflisforgasning.

Uden en reduktion i omkostningerne vil bio-SNG fra forgasning af træflis/halm stadig være langt dyrere end både opgraderet biogas og naturgas (mere end 3 gange så dyrt). Således vil det være afgørende i hvilket omfang omkostningerne for forgasning kan reduceres; fx ved øget F&U-indsats og opskalering.

Kobling til samfundsøkonomi belyst i WP2

I WP2 blev det vist, at bio-SNG ikke kunne konkurrere samfundsøkonomisk med opgraderet biogas. Bio-SNG fra halmforgasning er dog tæt på at kunne konkurrere samfundsøkonomisk med biogas (uden halmtilsætning), når der for halmforgasning antages samme teknologidata og dermed samme markante omkostningsreduktion som for træflisforgasning[1]. At det samfundsøkonomiske konkurrenceforhold mellem bio-SNG og biogas er anderledes end det selskabsøkonomiske skyldes, at der i de samfundsøkonomiske beregninger medtages eksternaliteter. I den forbindelse indgår der for biogas en CO2-gevinst som følge af, at udledningen af drivhusgasser ved biogasproduktion af husdyrgødning er mindre sammenlignet med traditionel udbringning på landbrugsjord. I WP2 er CO2-besparelsen værdisat til 800 kr./ton.

Forgasning af affald konkurrencedygtigt

Med teknologikatalogets 2030 data, vil forgasning af affald (eksemplificeret ved Refuse Derived Fuel (RDF)) blive den billigste behandlingsform sammenlignet med affaldsforbrænding; både i forhold til affaldskraftvarme og -kedler. Her antages det, at investerings- og D&V-omkostningerne for forgasning af RDF har samme niveau som for forgasning af træflis. Bio-SNG fra RDF-affald vil på samme vis kunne blive langt den billigste måde at producere

[1] Forgasning af halm til bio-SNG vil under den antagelse desuden kunne blive mere samfundsøkonomisk fordelagtig end biogas med halmtilsætning. Det afspejles også i WP2-resultaterne for 2050, hvor det dog samtidig ses, at den samfundsøkonomisk mest attraktive anvendelse af halmressourcen udgøres af indfyring i halmkedler i de fleste scenarier.

gas til gasnettet både sammenlignet med naturgas og opgraderet biogas - selv uden tilskud. Resultatet for RDF er således i overensstemmelse med resultaterne fra WP2-analysen, som viste at forgasning af affald kan have et potentiale samfundsøkonomisk. Ligesom for bio-SNG produktion fra forudsætter ovenstående, at teknologiomkostningerne reduceres markant.

F-T syndiesel udviser potentiale til transport

Syndiesel fra forgasning af træflis i kombination med Fischer-Tropsch processen vil i 2030 kun være ca. 30% dyrere end fossilt diesel under de givne beregningsforudsætninger. En ligestilling af fossilt og syntetisk diesel vil kræve et tilskud på ca. 40 kr./GJ, hvilket med simpel omregning svarer til en CO_2-pris på 560 kr./ton. Sammenlignet med andre historiske CO_2-reducerende tiltag i transportsektoren er dette en lav pris. Brugen af biobrændstoffer fremmes i transportsektoren gennem iblandingskrav, hvor F-T syndiesel skal konkurrere med alternative 2.g biobrændstoffer som 2.g bioetanol, 2.g biodiesel (FAME), biogas, bio-SNG m.fl. Der er ikke lavet en konkret vurdering af, hvordan resultatet sammenligner sig med øvrige 2.g biobrændstoffer.

Forgasning til kraftvarme forventes ikke konkurrencedygtigt med alternative varmeteknologier

Forgasningskraftvarme baseret på biomasse vil uden en fortsættelse af de eksisterende tilskudsordninger få meget svært ved at konkurrere med alternative kraftvarme- og varmeteknologier. Hvis el-tilskuddet reduceres til niveauet for andre VE-teknologier, som forventes at blive reduceret til et niveau tæt på nul, vil varmeprisen således være væsentlig højere end varmeprisen for den billigste alternative teknologi. Det vurderes usandsynligt, at det høje el-tilskud til forgasningskraftvarme vil fortsættes til 2030.

Forgasningskraftvarme har en stor andel af faste omkostningerne, og det bedste resultat opnås derfor, hvis det kan indgå som grundlastanlæg. Med den forudsatte teknologiudvikling, og hvis tilskudsordningerne fortsættes som i dag, og forgasningskraftvarme kan indpasses med 8000 fuldlasttimer om året, vil forgasningskraftvarme i 2030 således kunne være et forholdsvis billigt alternativ, men udkonkurreres dog stadig af fliskraftvarme. Denne situation vurderes imidlertid at ikke være sandsynlig, bl.a. fordi tilskudsniveauet forventes at falde. Med 5000 fuldlasttimer, som vurderes mere realistisk, vil forgasningskraftvarme (og biogaskraftvarme) selv med høje tilskud ikke kunne konkurrere med de billigste varmeproduktionsteknologier.

Forkoblede forgassere har muligt potentiale for forgasning af både affald og halm

Forgasning af billige brændsler som halm eller affald kan anvendes på store kraftværker med høj virkningsgrad, hvis der installeres en forkoblet forgasser. En forkoblet forgasser er rentabel, når besparelserne på kraftværket overstiger omkostningen ved at investere i en forkoblet forgasser.

Beregningerne viser, at forkoblet forgasning af halm og affald kan være en attraktiv investering på træpillefyrede kraftvarmeværker. Gevinsten ved forgasning af halm forstærkes, hvis eksisterende tilskud til forgasningskraftvarme fortsættes. På flisfyrede kraftvarmeværker er resultatet afhængig af, om de eksisterende tilskudsordninger fortsættes til 2030. Uden tilskud vil forkoblet forgasning af halm på et flisfyret værk ikke være rentabelt, mens affald udviser en mindre gevinst. Datagrundlaget for at vurdere det selskabsøkonomiske potentiale for forkoblede forgassere vurderes imidlertid at være behæftet med stor usikkerhed. Ifølge teknologidata for 2015, ville forkoblede forgassere af halm allerede i dag give store selskabsøkonomiske forbedringer af eksisterende kraftværkers økonomi. Imidlertid er der i dag ikke er opsat nogen forkoblede forgassere i Danmark. Det kan tyde på, at teknologidataene i kataloget ikke afspejler virkeligheden og/eller, at der er andre udfordringer ved forkoblede forgassere, som står i vejen for at installere dem.

3 Formål og metode

I arbejdspakke 2 (WP2) blev forgasningsteknologiernes mulige rolle i fremtidens energisystem analyseret. Analysen blev udført med modellen Balmorel, som kan optimere energisystemet på basis af et teknologikatalog og antagelser om priser på brændsler m.v. Analysen var uden tilskud og afgifter (samfundsøkonomi) med 2050 som beregningsår. I teknologikataloget var der forudsat en betydelig udvikling af forgasningsteknologierne. Resultaterne viser, at forgasningsteknologi især kan komme til at spille en rolle til forgasning af visse affaldsfraktioner fremfor forbrænding; og potentielt også til produktion af flydende biobrændstoffer.

Med de grundantagelser, der indgår i WP2-analyserne, vil "grøn" gas til gasnettet produceret fra biomasse kun udkonkurrere naturgas ved høje naturgaspriser eller ved politisk drevet udfasning af naturgas i kombination med meget høje priser på CO_2. Biologisk forgasning (biogas) bliver tilmed i modeloptimeringen prioriteret før termisk forgasning som følge af lavere omkostninger.

Resultaterne peger ikke på, at små forgasningsanlæg til kraftvarme vil spille en væsentlig rolle. I det hele taget spiller kraftvarme i grundscenariet en mindre rolle i 2050-energisystemet end i dag, især fordi overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker i de store byer i betydeligt omfang reducerer varmemarkedet for kraftvarmeværker. Såfremt biobrændstoffabrikker ikke bliver fremtiden, så er der en vis rolle til biomassefyret kraftvarme, og her er det muligt at forkoblede forgassere bliver attraktive. Det er ikke selvstændigt analyseret i WP2. Også en del af industriens procesforbrug leveres som kraftvarme i scenarierne.

Formål

Formålet med WP4, som denne rapport omhandler, er at undersøge, hvorvidt forgasningsteknologierne er selskabsøkonomisk konkurrencedygtige med dagens regulering, og hvordan de kan blive konkurrencedygtige frem mod 2030 inden for rammerne af de tilskudsmodeller og anden regulering, der vurderes at være i tråd med den harmonisering af VE-tilskudssystemer, som i disse år drøftes i EU.

Metode

Metodisk er analysen opdelt i 4 hoveddele:

1. Der opstilles to udviklingsforløb for forgasningsteknologier frem mod 2030 i Danmark. Udviklingsforløbene tager udgangspunkt i WP2 og valget drøftes med interessenter på forgasningsområdet med en

workshop. Formålet med de to udviklingsforløb er at udpege de forgasningsteknologier, der realistisk har en fremtid i det danske energisystem frem mod 2030.

2. Analyse og præsentation af tidligere og eksisterende rammebetingelser, der fremmer eller hæmmer udbygning med forgasningsanlæg i Danmark. Der foretages samtidig sammenligninger med Sverige og Tyskland på dette område.
3. Vurdering af hvilke fremtidige modeller for afgifter og tilskud samt andre rammebetingelser, der realistisk kan komme i spil i Danmark frem mod 2030. Denne vurdering tager bl.a. udgangspunkt i EU's langsigtede strategier, der understøtter den grønne omstilling (2030 mål, Vinterpakke, statsstøtteregler m.m.) samt politiske udmeldinger fra regering og folketing
4. Konkrete beregningseksempler af sammenhængen mellem analyserede tilskudsmodeller fra punkt 3 og forgasningsteknologier der indgår i udviklingsforløbene i punkt 1. Beregningseksempler tager udgangspunkt i WP2 men analyseres her i regnearksmodel

4 To udviklingsforløb

Der aftegnes her to udviklingsforløb for forgasningsteknologier i Danmark med fokus på 2030. Udviklingsforløbene baserer sig på resultaterne for WP2-analysen, som skildrede termisk forgasnings mulige langsigtede rolle i det danske energisystem i 2050 ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv. De langsigtede pejlemærker bruges til at vurdere, hvilke anvendelser af forgasningsteknologier, der realistisk kan (og bør) udvikles frem mod 2030. Til arbejdet er der afholdt en workshop, hvor udviklingsforløbene er drøftet med interessenter på forgasningsområdet.

De to udviklingsforløb baseres på følgende to scenarievarianter fra WP2:

- Forløb 1: Grundscenariet
- Forløb 2: Ingen biobrændstoffabrikker, ingen naturgas i Danmark og høj efterspørgsel efter gas til transport

Grundscenariet er et naturligt valg som det ene forløb, mens forløb 2 er inddraget, fordi det på centrale områder adskiller sig fra grundscenariet, dvs. både for det samlede energisystem og for anvendelsen af termisk forgasning.

Forløb 1

Grundscenariet er i WP2 sammenligningsgrundlaget for alle øvrige scenarievarianter i 2050. Grundscenariet er baseret på 450 ppm scenariet i IEA's World Energy Outlook 2015, og der er antaget en høj CO_2-pris på 800 kr./ton som eneste virkemiddel til fremme af VE-teknologier. Transportsektorens brændstofbehov dækkes i stort omfang med flydende biobrændstoffer, der produceres på biobrændstoffabrikker i Danmark i kombination med fjernvarmeproduktion.

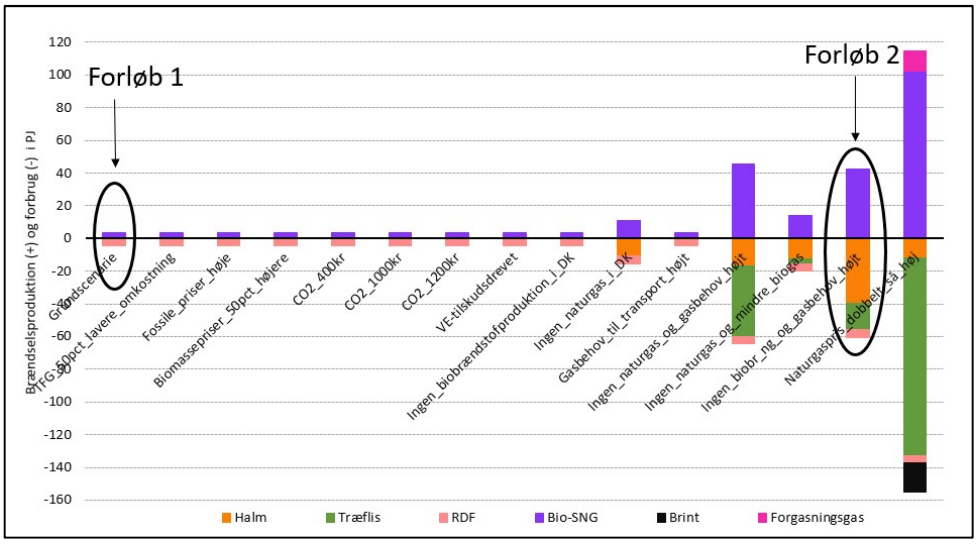
Forløb 2

I det alternative scenarie (forløb 2) gælder de samme antagelser om prisudvikling og CO_2-prisen. Scenariet adskiller sig på tre punkter:

1. Transportsektoren forventes i højere grad at anvende gas frem for flydende biobrændstoffer. Gasefterspørgselen er derfor høj sammenlignet med øvrige scenarier
2. Flydende biobrændstoffer importeres udelukkende, og der eksisterer derfor ikke biobrændstoffabrikker i Danmark
3. Naturgas er udfaset fra det danske energisystem, fordi 2050 målsætningen om 100% fossilfrihed forfølges

Figur 2 er et hovedresultat fra WP2-analysen, som viser brændselsforbruget og produktionen af bio-SNG og forgasningsgas i 15 analyserede scenarier for

2050. De to udviklingsforløb, som inddrages i denne analyse, er udpeget i figuren. Det er vigtigt at bemærke at produktionen af flydende biobrændstoffer til transportsektoren ikke er medtaget i figuren.



Figur 2. Brændselsforbrug og gasproduktion på termiske forgasningsanlæg i det danske energisystem i 2050 ifølge WP2-analysen Den negative y-akse viser hvilke energiinputs der forgasses og af den positive y-akse vises produkterne. Bemærk at termisk forgasning til produktion af flydende biobrændstoffer ikke er medtaget i figuren.

I grundscenariet (forløb 1) bygges der biobrændstoffabrikker i meget stor skala til at dække en væsentlig del af transportens energiforbrug, idet størstedelen af den tunge transport samt flybrændstof er antaget at blive dækket af biobrændstoffer. Al biobrændstof produceres i grundscenariet i Danmark, som betyder, at kapaciteten af forgasningsanlæg i kombination med Fischer-Tropsch processen er ca. 8 GW indfyret. I det øvrige energisystem får termisk forgasning en meget lille rolle. Kun forgasning af udvalgte affaldsfraktioner (RDF: Refuse Derived Fuel[2]) til bio-SNG produktion udviser et samfundsøkonomisk potentiale, som det fremgår af Figur 2. Det skyldes primært at alternativomkostningen ved behandling af affald (forbrænding) er højere end omkostninger forbundet med forgasning. Hverken forgasningskraftvarm eller forgasning af biomasse til bio-SNG kan samfundsøkonomisk betale sig.

I forløb 2 spiller termisk forgasning en anden rolle i energisystemet. Produktionen af VE-gasser (bio-SNG) bliver samfundsøkonomisk attraktivt, fordi naturgas er udfaset fra systemet, samtidig med, at der er en høj efterspørgsel efter gas (transportsektoren anvender i højere grad gas).

[2] Brændsel udvundet af affald.

Biogasressourcen kan ikke dække gasefterspørgselen alene, og der produceres derfor en stor del bio-SNG på forgasningsanlæg, hvor der forgasses biomasse (halm og træflis) samt RDF-affald. Modelresultatet peger på, at det i 2050 vil kræve knap 2 GW installeret forgasningskapacitet til bio-SNG produktion (indfyret) at levere bio-SNG i dette omfang. Termisk forgasning anvendes i forløbet ikke til kraftvarmeproduktion eller flydende biobrændstof til transportsektorer.

I begge forløb kan forkoblede forgassere til biomasse-kraftvarmeanlæg dertil potentielt spille en rolle. Forkoblede forgassere har kun indirekte været behandlet i WP2-analysen, men er mere konkret analyseret i nærværende rapport.

De to udviklingsforløb, som inddrages udspænder tilsammen et rum for, hvilke anvendelsesmuligheder af termisk forgasning, der har et samfundsøkonomisk potentiale i 2050, og hvordan det danske energisystem kan udvikle sig. Udviklingsforløbene frem til 2030 er ikke tænkt som scenarier, men har i stedet til formål at udpege de teknologiområder, hvor termisk forgasning kan få en relevant anvendelse og derfor er basis for mere undersøgelse. De to scenarier identificerer følgende anvendelser som relevante:

- Forgasning af affald til bio-SNG produktion
- Forgasning af biomasse til bio-SNG produktion
- Forgasning af biomasse til brug i Fischer-Tropsch processen til produktion af syndiesel

De to forløb viser, at termisk forgasning kan blive central inden for et eller flere segmenter, når Danmark ønsker at være fossilfri i 2050. Dette forudsætter imidlertid, at der sker en betydelig udvikling og opskalering af forgasningsteknologierne mod 2050[3]. En sådan udvikling kræver, at det er selskabsøkonomisk attraktivt at investere i forgasningsteknologierne; også på kort og mellemlang sigt.

Derfor er det relevant at undersøge, om de eksisterende eller forventede fremtidige rammevilkår vil være tilstrækkelige til at termisk forgasning kan spille en rolle i energisystemet i 2030, eller om det først senere får et kommercielt gennembrud.

[3] De anvendte teknologikatalogdata i forløbene baserer sig på en sådan udvikling.

5 Eksisterende rammevilkår

I dette afsnit belyses eksisterende rammevilkår for termisk forgasning i Danmark. Det sammenholdes med rammerne i Sverige og Tyskland. Rammevilkårene beskriver her tilskud, afgifter og andre reguleringsmæssige forhold, der påvirker forgasningsteknologiers konkurrenceforhold til alternative teknologier. Det omfatter:

- Elproduktion
- Varmeproduktion
- Bio-SNG fra forgasning af affald
- Bio-SNG fra forgasning af biomasse
- Biobrændstoffer

Det analyseres her, hvor meget termisk forgasning kan opnå af støtte i form af subsidier, samt hvilke tilskudsmæssige fordele/ulemper termisk forgasning opnår i dag. Udviklingen af teknologier inden for termisk forgasning er i alle landene drevet af demonstrationsstøtte og forskning- og udviklingsmidler, og derfor gennemgås der i afsnittet også kort, hvilke puljer der i hvert af landene understøtter en teknologiudvikling inden for termisk forgasning.

Rammevilkår for termisk forgasning i Danmark

Status for termisk forgasning i Danmark

Termisk forgasning har eksisteret i Danmark i mere end 25 år, hvor der har været forsket inden for forskellige udnyttelsesmuligheder. Teknologien er ikke slået stort igennem herhjemme endnu, men findes kun i mindre skala i form af demonstrations- og forskningsprojekter primært inden for decentral kraftvarmeproduktion. I dag er der kun 2 forgasningsanlæg i drift: Harboøre varmeværk og Skive Fjernvarme. Skive Fjernvarme installerede i 2008 Europas største forgasningsanlæg til kraftvarme med en indfyret effekt på 28 MW. Anlægget har opnået en stabil drift med en tilgængelighed på omkring 90%. Foruden de to anlæg i drift har der tidligere været forsøg med andre demonstrationsanlæg. DONG Energy satsede på et pilotanlæg med Pyroneer projektet, som var udviklet af DTU. I projektet var der fokus på forgasning af restprodukter som halm, og et anlæg på 6 MW_{th} blev idriftsat i 2013, men er siden lukket igen. Det lykkedes imidlertid ikke at sælge projektet, og derfor blev planerne om en udvidelse til 60 MW_{th} droppet.

	Kapacitet (El/varme)	Indfyret kapacitet	Idrift	Teknologi	Brændsel
Harboøre Varmeværk	1 MW_{el} + 1,9 MW_v	3,5 MW	1997	Modstrøms-forgasser til KV	Træflis
Skive Fjernvarme	6 MW_{el} + 20 MW_v	28 MW	2008	FBG til KV	Træpiller
Hillerød Forsyning - Biosynergi	300 kWel + 50 kWv		2016 (Nu ude)	Open core medstrøm til KV	Træflis
Hillerød Forsyning - Weiss/Viking	500 kWel + 1000 kWv		2012 (Nu ude)	Trinopdelt medstrøms-forgasser	Træflis
Kalundborg DONG	6 MWv	1,5 t/h	2013 (Nu ude)	Lavtemperatur CFB	Løst hvedehalm

Tabel 2. Oversigt over anlæg og demonstrationsprojekter med termisk forgasning i Danmark. Kilde: Energinet.dk + Force Technology 2015/Morten Tony Hansen

Projekterne har alle været drevet af F&U midler, og det vurderes, at teknologierne ikke havde kunnet slå igennem på eksisterende tilskud alene.

El- og varmeproduktion

Termisk forgasning støttes i dag både direkte i form af subsidier og indirekte ved at være frataget afgifter. Den direkte støtte ydes på el-siden, hvor forgasningsgas kan få pristillæg til el-spotprisen eller en fast afregningspris, mens varmeproduktion på termisk forgasning (af biomasse) kan opnå en konkurrencefordel, fordi der i dag ikke betales afgifter af biomasse.

- **Elproduktion:** El produceret ved forgasningsgas kan få fast afregning eller tillæg til el-spotprisen (pristillæg).
- **Varmeproduktion:** Rumvarme produceret ved forgasningsgas fra biomasse er afgiftsfritaget (indirekte støtte sammenlignet med fx naturgas).

Anvendelse	Tilskud	Bemærkninger
Direkte tilskud til el		
Grundtilskud elproduktion (pristillæg) valg 1	43,1 øre/kWh	Reguleres med 60% af nettoprisindekset
Fast afregningspris elproduktion valg 2	79,3 øre/kWh	Reguleres med 60% af nettoprisindekset
26-tilskud	26 øre/kWh	Reguleres med naturgasprisen så tilskuddet reduceres med forskellen mellem naturgasprisen og 53,2 kr./GJ (*)
10-tilskud (sprintertilskud)	10 øre/kWh	Aftrappes lineært fra 2016 (10 øre/kWh) til 2020 (0 øre/kWh)
Indirekte tilskud til varme		
Varmeproduktion	50-60 kr./GJ (**)	Fritagelse for energi-og CO_2 afgift

Tabel 3. Oversigt over direkte og indirekte tilskud til termisk forgasning. Producenter kan vælge mellem grundtilskud til elproduktion (valg 1) og fast afregningspris (valg 2). Oversigten viser satser i udgangspunktet fra 2008 - siden er 26-tilskuddet steget pga. den lave gaspris (*) Naturgaspris er gennemsnitsprisen på den Nordiske gasbørs året før. (**) Det indirekte tilskud til varmeproduktion gælder kun hvis den substituerede varme er afgiftsbelagt fossilt brændsel.

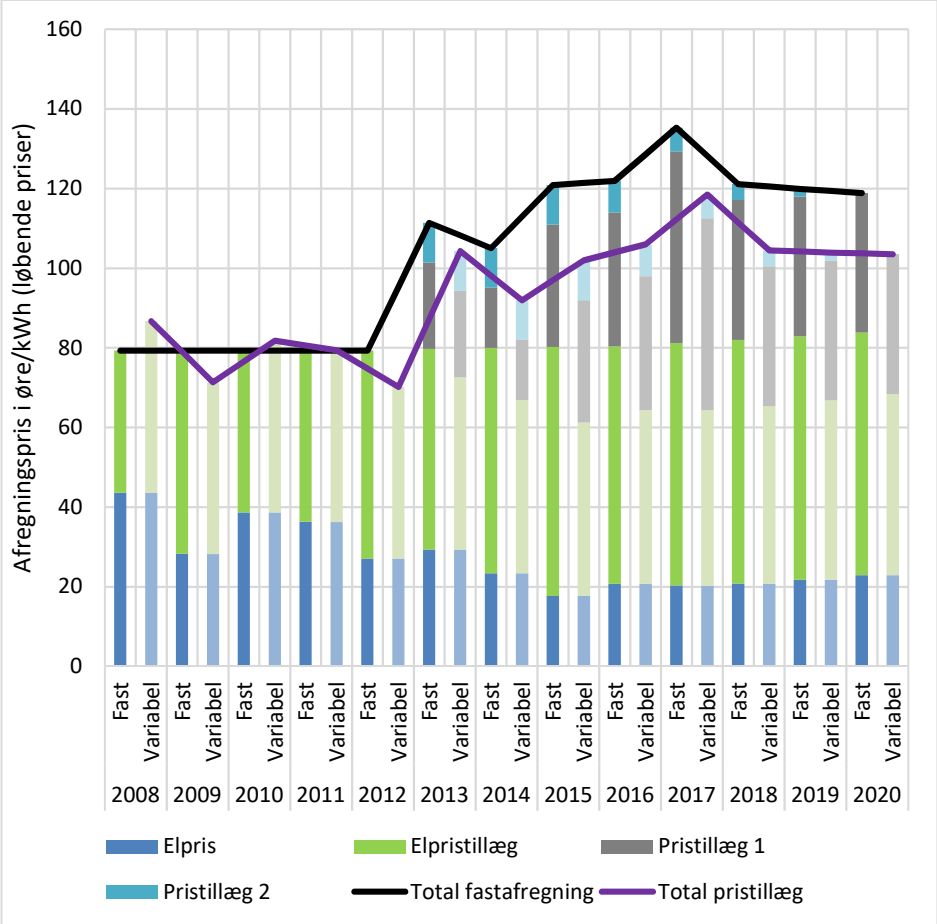
Elproduktion

Brændsler til elproduktion er generelt fritaget for afgifter. Dette er for ikke at forvride konkurrenceforholdene mellem danske og udenlandske el-producenter. I stedet ydes der støtte til VE-produceret elproduktion herunder termisk forgasning af biomasse.

Forgasningsgas har siden 2008 kunnet opnå støtte til elproduktion ved gennemførslen af VE-loven. Her sidestilles forgasningsgas med biogas, således at forgasningsgas kan opnå samme pristillæg som biogas ved elproduktion, når gassen er produceret på biomasse (for definition af biomasse se boks senere i afsnittet). Anlæg, der udelukkende anvender forgasningsgas eller biogas, kan vælge imellem en fast afregningspris på 79,3 øre/kWh eller et tillæg til elprisen på 43,1 øre/kWh. Det betyder, at når el-markedsprisen er lavere end 36,2 øre/kWh vil fast afregning kunne betale sig, mens en højere elpris giver incitament til at vælge pristillæg. Producenter vælger afregningsform for et år af gangen, og tilskuddene reguleres fra 2013 og frem med 60% af nettoprisindekset. For producenter, der anvender forgasningsgas eller biogas sammen med andre brændsler er det ikke muligt at vælge en fast

afregningspris, men pristillægget på 43,1 øre/kWh kan opnås for den del af elproduktionen, der baseres på forgasningsgas eller biogas.

I 2012 blev der vedtaget en ændring af VE-loven, hvor det blev muligt for producenter at modtage yderligere to typer af pristillæg: Et tilskud på 26 øre/kWh, der afhænger udviklingen i naturgasprisen og yderligere et tilskud på 10 øre/kWh der udfases frem mod 2020. Det naturgasrelaterede tilskud (på 26 øre/kWh) reduceres fra 2013 og frem, hvis naturgasprisen er høj. Tilskuddet falder 1 øre/kWh pr. 1 kr./GJ naturgasprisen overstiger 53,2 kr./GJ. Dvs. er naturgasprisen 60 kr./GJ vil pristillægget udgøre 26-(60-53,2) = 19,2 øre/kWh. Hvis naturgasprisen er under 53,2 kr./GJ øges tilskuddet efter samme formel. Naturgasprisen har de seneste år været lav, og det har betydet at pristillægget har været højt.



Figur 3. Afregningsprisen for el produceret på forgasningsgas. Fast angiver fast afregning startende på 79,3 øre/kWh i 2013, mens variabel angiver en variabel afregning, dvs. spotprisen på el plus et fast tilskud startende på 43,1 øre/kWh i 2013.2017-2020 er baseret på fremskrivninger af nettoprisindeks (Finansministeriet), elprisen (Ea Energianalyse) og naturgasprisen (IEA)

Det andet pristillæg var frem til 2015 10 øre/kWh, men reduceres fremadrettet med 2 øre/kWh pr. år, så det i 2020 er helt udfaset. Et samlet overblik over afregningsprisen for elproduktion baseret på termisk forgasning er vist i figur 3. I 2008-2012 gav fast afregning og elpristillæg næsten samme samlede afregningspris for elproduktion fra forgasningsgas. Fra 2013 er det tydeligt, at fast afregningspris bedre kan betale sig, fordi den gennemsnitlige elpris er lavere end 36 øre/kWh, som også forventes at være tilfældet frem til 2020. Den totale afregningspris af elproduktion er således ca. 136 øre/kWh i 2017 (ved fast afregning), dvs. mere end 5 gange el-spotprisen.

For små el-producerende anlæg med en effekt på mindre end 6 kW_{el} kan der opnås en alternativ fast afregningspris. Vælges denne kan 26 øre- og 10 øre-tilskuddet ikke opnås. Afregningsprisen startede i 2013 på 130 øre/kWh og ydes fast i 10 år fra investeringstidspunktet. Tilskuddet sænkes for nye investorer frem til 2018 med 14 øre/kWh årligt. Tilskuddet er således:

- 130 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2013
- 116 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2014
- 102 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2015
- 88 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2016
- 74 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2017
- 60 øre/kWh for anlæg tilsluttet i 2018

Dvs. anlæg opstillet i 2013 kan opnå et tilskud på 130 øre/kWh frem til 2023, anlæg opstillet i 2014 kan opnå et tilskud på 116 øre/kWh frem til 2024 osv.

Definition af biomasse i Danmark
Biomasse, der ifølge VE-loven kan opnå støtte til kraftvarmeproduktion, defineres i henhold til biomassebekendtgørelsen. Herunder følger en liste af de materialer, som i dag anerkendes som biomasse, der kan anvendes til energiformål:

1. Råtræ, herunder grene, stød, rødder og andet rent vedmateriale, bark, skovflis og ubehandlet savværksflis.
2. Rent træ (herunder spåner og savsmuld) uden indhold af lim, lak, imprægnering, maling (ud over evt. savværksstempler o.l.), folie, laminat, søm, skruer, beslag etc.
3. Træaffald fra produktion og bearbejdning af rent, limet træ, med et indhold af lim (fenol-resorcinol-lim, polyvinylacetat-lim, urea-formaldehyd-lim, polyurethan-lim og melamin-urea-formaldehyd-lim), der ikke overstiger 1%, målt som vægtprocent af tørstof.
4. Halm (herunder indbindingssnor fra halmballer).
5. Kerner og sten fra frugter og bær.
6. Frugtrester (tørre frugtdele).
7. Nødde- og frøskaller (herunder korn og frø afharpning).
8. Ubehandlet kork.
9. Ubehandlet korn og ubehandlede frø.
10. Ubehandlet bomuld og hør.
11. Ispinde med et indhold af fødevaregodkendt paraffin, der ikke overstiger 1%, målt som vægtprocent af tørstof.
12. Grøntpiller.
13. Malt.
14. Stråtag.
15. Tobaksaffald i form af hele eller neddelte tobaksblade, -stilke m.v.
16. Brændselspiller og -briketter, der udelukkende er fremstillet af affald

Boks 1. Definitionen af biomasse i henhold til biomassebekendtgørelsen. Kilde: Biomassebekendtgørelsen, retsinformation.dk

Varmeproduktion

Der gives indirekte støtte til varmeproduktion baseret på biomasse, fordi biomasse i dag er fritaget fra at betale afgifter. Det omfatter biomassekraftvarme, biomassevarme fra kedler, biogaskraftvarme, termisk forgasning til kraftvarme og andet biomassebaseret varmeproduktion. Øvrige brændsler som naturgas, kul, olie, affald og el er alle pålagt afgifter ved varmeproduktion. Kul, naturgas og olie betaler i dag både energiafgift og CO_2-afgift, hvor energiafgiften er den samme for de fossile brændsler, mens CO_2-afgiften afhænger af brændslets CO_2-udledning ved forbrænding. Satserne for 2015 er gengivet i Tabel 4. Da afgifterne pålægges brændslet, skal brændselsforbruget ved kraftvarmeproduktion fordeles mellem brændsel til el og brændsel til varme. Der findes to metoder, som kraftvarmeproducenter kan fordele brændselsforbruget efter: V-metoden og E-metoden.

Med V-metoden estimeres brændsel til varme efter en simpel regneregel ved at dividere den leverede mængde varme med en faktor på 1,2 (der anvendes en afgiftsmæssig varmevirkningsgrad på 120 %):

$$\text{Brændsel til varme (GJ)} = \frac{\text{Leveret varme (GJ)}}{1{,}2}$$

Dog kan der højest opnås afgiftsfritagelse på en brændselsmængde svarende til elproduktion/0,35.

Med E-metoden estimeres brændselsmængden til varmeproduktion ved først at beregne mængden af brændsel til elproduktion, som derefter fratrækkes den totale mængde brændsel anvendt på anlægget:

$$\text{Brændsel til varme (GJ)} = \text{Total brændsel (GJ)} - \frac{\text{Elproduktion (GJ)}}{0{,}67}$$

For kraftværker med høj el-virkningsgrad giver E-metoden en lavere afgiftsbetaling, mens V-metoden er en fordel for kraftværker med lavere el-virkningsgrad.

I Tabel 4 er afgiftsbetalingen for en række varmeproducerende standardteknologier beregnet. Beregningen af afgifter baserer sig på forudsætninger om teknologiernes el- og varmevirkningsgrader, som bygger på Energistyrelsens teknologikatalog. For affald er der indlagt affaldsafgifter, som adskiller sig fra de øvrige typer af afgifter. Det er beskrevet nærmere i næste afsnit.

2015	Energi-afgift (kr./GJ_{ind})	CO_2-afgift (kr./GJ_{ind})	V-metode (kr./GJ_v)	E-metode (kr./GJ_v)	Afgift (kr./GJ_v)
Kulkraftvarme	54,5	16,1	59	60	59
Naturgas-kraftvarme	54,5	9,7	54	50	50
Naturgas kedel	54,5	9,7	-	-	69
Elvarmepumper til fjernvarme	105,6*	-	-	-	32
Affaldskraftvarme	31,8**	6,3	51***	71**	51

*Tabel 4. Afgifter på fossil varmeproduktion 2017. For kul er antaget en varmevirkningsgrad på 54% og el-virkningsgrad på 36%. For naturgaskraftvarme er antaget en varmevirkningsgrad på 48% og en el-virkningsgrad på 42%. For naturgaskedlen er antaget en varmevirkningsgrad på 93%. For elvarmepumpen er der antaget en COP på 3,3. For affaldskraftvarme er antages en el-virkningsgrad på 26% og en varmevirkningsgrad på 71%. *Elafgift **Tillægsafgift ***Tillægsafgift + affaldsvarmeafgift Kilde: Ea Energianalyse 'Energiafgifter og -tilskud - Overblik og analyse', 2015, SKAT og egne beregninger*

Resultatet viser, at kul, gas og affald betaler ca. 50-70 kr./GJ_{varme}, mens el-varmepumper betaler ca. 32 kr./GJ. Da biomasse er afgiftsfritaget, opnår termisk forgasningskraftvarme en konkurrencefordel svarende til disse niveauer.

Samlet overblik el- og varmeproduktion

Værdien af den direkte og indirekte støtte afhænger som vist af, hvilket alternativ der sammenlignes med. Hvis alternativet er fossile brændstoffer, kan termisk forgasningsgas opnå en væsentlig konkurrencefordel med eksisterende direkte og indirekte tilskud. Hvis alternativet er andre vedvarende energikilder som eksempelvis elproduktion fra vind, sol eller biomasse, så bliver fordelen væsentligt reduceret. Ved at omregne de forskellige tilskud til en støtte pr. indfyret brændsel for kraftvarmeproduktion baseret på termisk forgasning, er det muligt at sammenligne, hvor meget tilskud termisk forgasning i dag opnår. Tabel 5 viser denne tilskudsmæssige fordel ved termisk forgasning (af biomasse) til kraftvarme sammenlignet med en række alternative teknologier til produktion af el og varme. Der er her taget udgangspunkt i gasmotoranlæg baseret på forgasningsgas med en el-virkningsgrad på 40% og en totalvirkningsgrad på 90%.

Termisk forgasning sammenlignet med:	Tilskudsfordel ved elproduktion (øre/kWh)	Tilskudsfordel ved varmeproduktion (kr/GJ_{varme})	Total tilskudsfordel pr. brændsel (kr./GJ_{ind})
Kulkraftvarme	115	59	**157**
Naturgaskraftvarme	115	50	**153**
Biomassekraftvarme	100	0	**111**
Affaldskraftvarme	115	51	**153**
Biogaskraftvarme	0	0	**0**

Tabel 5. Overslagsberegning for den tilskudsmæssige fordel ved termisk forgasning (af biomasse) til kraftvarme sammenlignet med en række alternative teknologier til produktion af el og varme i 2017. Der er her tale om standardiserede eksempler, som varierer ved sammenligning med faktiske anlæg. Der er beregnet på et forgasningsanlæg med 40% el-virkningsgrad og 90% totalvirkningsgrad. Kilde: Egne beregninger baseret på resultaterne i Tabel 4 og Tabel 3

Det fremgår her, at kraftvarmeproduktion baseret på termisk forgasning opnår både høj direkte og indirekte støtte. Kun biogaskraftvarme er sidestillet, og der findes ikke umiddelbart andre VE-former, der opnår højere støtte.

Rammevilkårene for kraftvarmeproduktion på termisk forgasning i Danmark er således gode i dag sammenlignet med alternativer. Årsagen til at termisk

forgasning til kraftvarme ikke har vundet større udbredelse, må derfor skyldes at produktionsomkostninger endnu er for høje til at kunne konkurrere.

Affald

I begge udviklingsforløb havde termisk forgasning af visse affaldsfraktioner et samfundsøkonomisk potentiale i 2050 i henhold til WP2-analysen. Udnyttelsen af affald adskiller sig fra øvrige brændsler, fordi affald skal behandles på den ene eller anden måde.

Affald betragtes i dag som et brændsel, der skal betales afgifter af. Brændbart affald er underlagt følgende afgifter:

- Tillægsafgift
- Affaldsvarmeafgift
- Deponeringsafgift
- CO_2-afgift

Tillægsafgiften lægges på brændslet og skal betales, uanset om affald udnyttes til energi. Affaldsvarmeafgiften er pålagt den leverede mængde varme fra forbrænding af affald, og CO_2-afgiften pålægges al ikke-bionedbrydeligt affald (dvs. fx plast). Deponeringsafgiften pålægges affald til deponering - også affald der deponeres med henblik på senere forbrænding.

2015	Enhed	Afgift
Tillægsafgift	kr./GJ_{ind}	31,8
Affaldsvarmeafgift	kr./GJ_{varme}	18,9
CO_2-afgift	kr./GJ_{ind}	6,3
Deponeringsafgift	kr./GJ_{ind}	45,4

Tabel 6. Afgifter på affald. Kilde: Ea Energianalyse 2015

Ved forgasning af affald til bio-SNG produktion betales der ikke affaldsvarmeafgift, og det kan give en fordel frem for håndtering ved forbrænding.

Gas leveret til nettet

Bio-SNG produceret fra forgasningsgas, der føres til gassystemet er i konkurrence med opgraderet biogas og naturgas. Når det sælges til forbrugeren, betales der afgifter af gas pr. forbrugt m^3 uanset produktionsform, dvs. ligegyldigt om det er naturgas eller VE-gasser. Biogas opnår imidlertid produktionsstøtte og støtte til opgradering, som forgasningsgas i dag ikke har mulighed for at få. Derudover kan biogas handle biogascertifikater, og det er i dag ikke praktisk muligt for andre VE-gasser at

handle biogascertifikater. Det betyder, at forgasningsgas rent afgiftsmæssigt er ligestillet med naturgas, men ikke med biogas.

Støtte til biogas

Opgraderet biogas og bio-SNG er VE-gasser, som konkurrerer om det samme segment. I dag kan biogas opnå støtte, hvis det opgraderes og leveres til naturgasnettet, men kan derudover også opnå støtte uden opgradering til transport, til proces og til varmeproduktion. Tilskuddene til biogasanvendelser består ligesom for tilskuddene for elproduktion af et grundtilskud, et tilskud på 26 kr./GJ, der korrigeres med naturgasprisen og et 10-tilskud, der aftrappes frem til 2020. Tilskuddene blev indført med Energiaftalen fra 2012. Grundtilskuddet startede i 2014 på 79 kr./GJ, som korrigeres med 60% af nettoprisindekset. Tabel 7 viser tilskudssatserne i 2017.

2016 kr./GJ	Grundtilskud	26-tilskud	10-tilskud	Total
Opgradering til naturgasnet	81,3	48,1	6	135,7
Transport	39	48,1	6	93,1
Proces	39	48,1	6	93,1
Varme	0	48,1	6	54,1

Tabel 7. Eksisterende tilskud til biogas i 2017. Kilde: Energinet.dk

Energiforligskredsen har besluttet, at grundtilskuddet til opgradering nedsættes med 7 kr./GJ fra 2023 og frem.[4]

Grønne certifikater

Der kan foruden tilskud udstedes bionaturgascertifikater for biogas, der opgraderes til gassystemet. Ordningen er frivillig og administreres af energinet.dk, som tildeler biogasproducenter et certifikat for hver MWh biogas, der opgraderes og tilføres gasnettet. Biogasproducenten kan efterfølgende handle certifikatet med gashandelsselskaber, som kan videresælge certifikatet til forbrugere. Certifikaterne giver forbrugeren sikkerhed for, at der er produceret biogas svarende til det forbrug af grøn gas, de køber.

Certifikatordningen er i princippet tiltænkt alle VE-gasser, men i dag er det kun bionaturgas baseret på anaerob afgasning, der er omfattet af ordningen - dvs. biogas og ikke gas fra termisk forgasning. Før der kan udstedes certifikater til gas fra termisk forgasning eller andre VE-gasser skal en række forhold være på plads omkring krav til måling og dokumentation mm., som skal indarbejdes i reglerne. Energinet oplyser, at hvis regelsættet skal udvides

[4] Energistyrelsen, 2017: https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/stoette-til-biogas

til også at omfatte andre VE-gasser, vil det som minimum kræve, at der kommer en ansøgning fra andet end biogasproducenter.

kr./GJ	Basispris	Grøn pris	Merpris
HMN	61,7	97,5	35,8
Naturgas Fyn	61,9	100,9	38,9

Tabel 8. Prisen på naturgas ekskl. distribution, afgifter og moms for HMN og Naturgas Fyn. Priserne er udelukkende vejledende og skal kun bruges til indikere merprisen for grøn gas. Kilde: Gasprisguiden omregnet til kr./GJ

Prisen på certifikaterne bestemmes i bilaterale handler mellem køber og sælger, som der ikke findes officielle opgørelser over. Flere gasforhandlere er begyndt at handle certificerede biogasprodukter. Merpriser for den grønne gas kan bruges som indikation af, hvor meget certifikaterne er værd. For forbrugeren er merprisen i dag ca. 35-40 kr./GJ for certificeret biogas sammenlignet med naturgas (se tabel 8 ovenfor). Merprisen kan dog ikke direkte overføres til prisen på certifikater, idet gasforhandleren sætter en pris i forhold til forbrugerens betalingsvillighed. Det betyder, at prisen på certifikaterne mellem gashandelsselskabet og biogasproducenten i praksis er lavere, fordi handelsselskabet tjener et afkast på de købte certifikater.

Alt i alt har bio-SNG svært ved at konkurrere med biogas, fordi biogas i dag både kan få tilskud til produktion (afhængig af anvendelsen) samtidig med at biogas kan sælges med en indtjening fra certifikater.

Biobrændstoffer til transport

Med termisk forgasningsgas i kombination med Fischer-Tropsch (F-T) processen kan der produceres syntetisk diesel, som hører under betegnelsen flydende biobrændstoffer. Biobrændstoffer har i dag to typer af afgiftsmæssige fordele:

- Fritagelse for CO_2-afgifter, som pålægges diesel og benzin
- Krav til iblanding af biobrændstoffer

Diesel og benzin pålægges energi- og CO_2-afgifter. For diesel betales 3,11 kr./l og for benzin betales 4,57 kr./l, hvortil der lægges 25% moms. Det betyder, at markedsprisen er næsten dobbelt så høj som produktprisen (faktorprisen) pga. afgifter. Biobrændstoffer er afgiftsbelagt som almindeligt fossilt brændstof, men er dog fritaget fra CO_2-afgiften. Rammevilkårene favoriserer således i dag biobrændstoffer i mindre grad, men næppe noget der giver nok incitament til at biobrændstoffer udbredes på kommercielle vilkår. De sparede CO_2-afgifter svarer til et indirekte tilskud på 11 kr./GJ diesel.

kr./l	Energiafgift	CO_2-afgift	I alt	I alt inkl. moms
Diesel	2,69	0,42	3,11	3,89
Benzin	4,18	0,39	4,57	5,71

Tabel 9. Energi- og CO_2-afgifter for diesel og benzin september 2016

Siden 2010 har biobrændstoffer til transportformål været støttet indirekte i Danmark ved at pålægge benzinselskaberne at iblande biobrændstof til diesel og benzin. Fra 2012 og frem har 5,75% af forbruget af diesel og benzin været biobrændstoffer. Det er en indirekte støtte til biobrændstoffer, hvor de forskellige typer af biobrændstoffer konkurrerer mod hinanden om at blive prioriteret til at opfylde kravet.

Forskning og udvikling

De eksisterende forgasningsanlæg i Danmark er i dag drevet af F&U-midler. Demonstrationsprojekter og F&U-projekter kan i Danmark søge støtte gennem en række fonde. Her er overordnet listet de fonde, som projekter med termisk forgasning har opnået støtte igennem:

- **EUDP - Energistyrelsen:** EUDP støtter udvikling og forskning i energieffektive og klimavenlige energiteknologier, der kan hjælpe til at gøre Danmark fossilfri i 2050. Projekterne skal samtidig være med til at udvikle danske erhvervspotentialer.
- **Green Labs - Energistyrelsen:** Ordningen støttede etableringen af storskala testfaciliteter til demonstration af nye klimateknologier, og havde 210 mio. kr. til rådighed i perioden 2010-2012
- **ForskEL:** ForskEL er en pulje, der administreres af Energinet.dk. Programmet støttede projekter med fokus på at udvikle el-systemet herunder løsninger til en effektiv grøn omstilling af energisystemet. Programmet stoppede i 2016, hvor midlerne overgik til EUDP
- **ForskVE:** ForskVE administreres ligeledes af Energinet.dk. Programmet var et midlertidigt og mindre program, som støttede VE-teknologierne termisk bioforgasning, bølgekraft og solceller. ForskVE gav også støtte til modning af teknologi til kommerciel anvendelse og udbredelse. Sidste udbud for ForskVE var i 2015.
- **ELFORSK:** Dansk Energi støtter projekter, der sikrer effektiv energianvendelse i forbrugsleddet med elektricitet som hovedfokus. Projekterne ligger i et bredt udsnit af værdikæden fra anvendt forskning over udvikling frem til markedsintroduktion, og inden for programmets 7 indsatsområder: Bygninger, ventilation, belysning, køling, styrings- og effektelektronik, industrielle processer og adfærd.
- **Innovationsfonden**: Innovationsfonden blev oprettet i 2014 ved en sammenlægning af Det Strategiske Forskningsråd (DSF),

Højteknologifonden (HTF) og Rådet for Teknologi og Innovation (RTI). Innovationsfondens investeringer indenfor energiområdet skal understøtte en effektiv grøn omstilling, en omkostningseffektiv udnyttelse af energiressourcerne og et miljømæssigt bæredygtigt energisystem med en minimal påvirkning af klima og det omgivende miljø, herunder (i) udvikling af radikalt nye teknologier, løsninger, services og forretningsmodeller, (ii) trinvise forbedringer af eksisterende teknologier og løsninger og (iii) løsninger baseret på tværfaglige samarbejder, hvor f.eks. IKT løsninger og/eller ny materialeteknologi, understøtter effektiv udnyttelse og produktion af vedvarende energi.

Der findes ikke som sådan en samlet oversigt over, hvor meget F&U-støtte og demonstrationsstøtte forgasningsanlæg har modtaget historisk set. På den fælles portal for energiforskningsprogrammer (energiforskning.dk) er det dog muligt at danne sig et overblik over bevillinger af danske støttemidler under EUDP, ForskEL, ForskVE og Innovationsfonden, idet portalen indeholder en database over samtlige bevillinger fra fondene. Tabel 10 skitserer, hvor meget disse fonde har ydet til eksisterende anlæg. Det er tydeligt, at alle anlæg har opnået en høj grad af støtte, som i de fleste tilfælde udgør mere end halvdelen af projektbudgettet.

Listen viser kun projektansøgninger til bevilling af støtte. Det betyder, at omkostningerne (egenbetalingen) kan være noget højere, fordi der kan være lagt flere penge i projekterne end det, som figurerer i støtteansøgningerne. Derudover kan nogle af anlæggene også have modtaget støtte fra andre fonde fx udenlandske fonde.

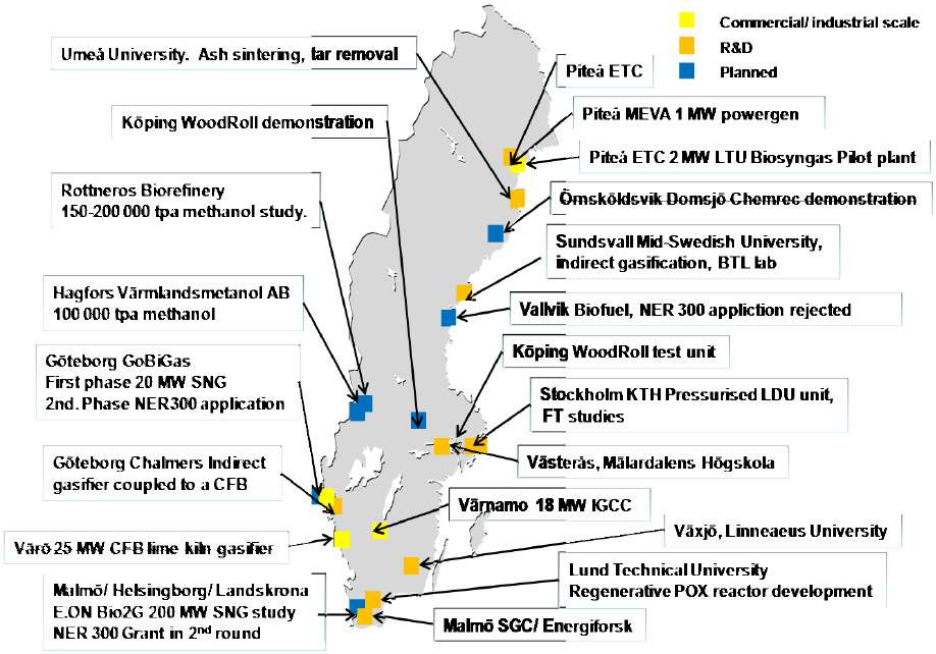
Mio. kr.	Støtte-midler	Fonde	Egen-betaling	Totalt projekt-budget
DONG + DTU Pyroneer	28,0	EUDP, ForskEL	23,4	51,4
Biosynergi	37,1	EUDP, ForskVE, ForskEL, EFP	20,7	64,7
Skive Fjernvarme	25,9	EUDP	28,9	54,7
Harboøre	16,0	EUDP, EFP	6,78	22,7

Tabel 10. Oversigt over støttemidler givet til eksisterende termisk forgasningsanlæg fra 2007 til i dag. Tallene er en sum over de støtteprojekter, der ligger på energiforskning.dk, som omfatter midler fra EUDP, ForskEL, ForskVE, EFP, ELFORSK og Innovationsfonden. Der kan desuden være opnået støtte fra andre kilder fx andre udenlandske støttepuljer. Kilde: energiforskning.dk

Rammevilkår for termisk forgasning i Sverige

Status for udbredelsen af termisk forgasning i Sverige

I Sverige findes der 20-25 eksisterende eller planlagte forgasningsanlæg. En større del af de eksisterende projekter er demonstrationsanlæg, som indgår i forskningsprojekter på universiteterne, mens en mindre del er industrielle anlæg. Udbredelsen befinder sig i dag stadig på et lavt udviklingsstadie og har primært været drevet af forskningsstøttemidler. De geografiske placeringer og typen af projekt er illustreret i Figur 4 nedenfor.



Figur 4. Udbredelsen af termisk forgasningsanlæg i Sverige. Kilde: IEA Task 33 Country report Sweden 2015

De eksisterende og planlagte anlæg omfatter både anlæg målrettet kraftvarmeproduktion og forsøg med at producere bio-SNG til gasnettet. Det største projekt i Sverige er Gobigas-projektet i Guthenburg, som i dag forgasser træpiller til bio-SNG med en indfyret effekt på 32 MW. Der forelå tidligere planer om at udvide Gobigas-anlægget, så kapaciteten blev øget fra 20 MW bio-SNG til 80-100 MW, men de planer er skrinlagte. Tabel 11 opsummerer eksisterende industrielle anlæg i Sverige. Foruden Gobigas-projektet var kraftvarmeproduktionen på Väro-anlægget, som havde termisk forgasning af træaffald et stort projekt med en del international omtale, som i dag er udtjent.

	Produkt	Kapacitet	Brændsel	Idrift
Väro plant	KV	30 MW_{ind}	Træaffald	1987-2014
Gobigas	SNG + FV	32 MW_{ind}	Træpiller	2014
LTU Green Fuels	DME	20 tons/day	Black liquor	2005
Cortus	SNG	500 kW	Charcoal+LPG	2011
Hortlax MEVA	KV	500 kW_{ind}	Træpiller	2006
Hortlax Piteå Energi	KV	1,2MW_{el}+ 2,2 MW_{v}	Træpiller	2012

Tabel 11. Oversigt over eksisterende industrielle anlæg i Sverige. Kilde: IEA Task 33 Country report Sweden 2015

Rammevilkår i Sverige

Termisk forgasningsgas støttes i Sverige ikke direkte gennem subsidier, men omvendt ved at fritage produktion baseret på biomasse fra at betale en del af de eksisterende afgifter, som i dag lægges på varmeproduktion samt produktion af biobrændstoffer.

El- og varmeproduktion

Brændsler til industrielle formål og varmeproduktion er pålagt energiafgifter og CO_2-afgifter, som relaterer sig til brændslet. Elproduktion er i udgangspunktet ikke pålagt afgifter, ligesom i Danmark, for ikke at forvride konkurrencen i forhold til udlandet. Inden for kvotesektoren (ETS) betales der for varmeproduktion alene en energiafgift, idet CO_2-prisen sættes af kvotemarkedet. Her er produktion baseret på biomasse frataget energiafgift. Uden for den kvotebelagte sektor betales der både energiafgift og CO_2-afgift af brændsler til industri og varmeproduktion.

	ETS		Non-ETS	
	Energiafgift	CO_2-afgift	Energiafgift	CO_2-afgift
Elproduktion	0%	0%	0%	0%
Varme fra KV	100%	0%	80%	80%
Varme ikke KV	100%	0%	100%	100%
Industri	30%	0%	80%	80%

Tabel 12. Energiafgift og CO2-afgift i den kvotebelagte og ikke-kvotebelagte sektor for el- og varmeproduktion i Sverige for brændsler foruden biomasse. Kilde: IEA Task 33 Country report Sweden + skatteverket.se

Biomasse (inkl. halm) er fritaget for CO_2-afgifter i den ikke kvotebelagte sektor. I 2014 var CO_2-skatten 1080 SEK/ton CO_2. CO_2-skatten pålægges forbrugere og fjernvarme, men hvis varmeproduktionen er produceret ved kraftvarme reduceres betalingen til 80% af afgiften. I de senere år er afgiftsbetalingen for kraftvarme og industri steget, da andelen har været stigende. I 2014 betaltes kun 30% af afgiften for industri og kraftvarme, som steg til 60% i 2015 og siden til 80% fra 2016.

Der betales i Sverige en svovlafgift på 30 SEK/kg svovl, som pålægges alle brændsler med svovlindhold (kul, olie og halm).

Niveauerne for de forskellige afgifter er angivet i Tabel 13. Afgiftsniveauerne svarer til, at der inden for kvotesektoren totalt betales ca. 22-28 SEK/GJ (bortset fra olie). Uden for kvotesektoren betales der ca. 86-118 SEK/GJ (103-154 SEK/GJ for olie).

SEK/GJ$_{ind}$	ETS			Non-ETS		
	Energi-afgift	CO_2-afgift	Svovl-afgift	Energi-afgift	CO_2-afgift	Svovl-afgift
Olie*	21-72	-	2,7	21-72	79-82	2,7
Kul	22,2	-	5,1	22,2	96,1	5,1
LPG	22,1	-	-	22,1	68,6	-
Naturgas	24,2	-	-	24,2	62,2	-
Halm	-	-	3,4	-	-	3,4

*Tabel 13. Energiafgifter, CO_2- og svovl-afgifter for forskellige brændsler i kvotesektoren og ikke-kvotesektoren. Der er antaget et svovlindhold på 0,5% for kul, 0,4% på olie og 0,2% for halm. *Olie spænder over forskellige klasser af fyringsolie. Kilde: skatteverket.se + egne beregninger*

Grønne certifikater

I Sverige støttes elproduktion fra vedvarende energikilder gennem en certifikatordning. Alle producenter af el er i Sverige underlagt en kvote for, hvor meget af produktionen, der som minimum skal være baseret på vedvarende energi. Producenterne kan vælge selv at producere el fra vedvarende energi svarende til kvoteniveauet, eller der kan tilkøbes certifikater fra andre producenter, som producerer et overskud af VE-el. Producenter af elproduktion baseret på vedvarende energi modtager et grønt certifikat for hver MWh produceret el. En producent der overopfylder kvoten kan således opnå ekstra indkomst ved at sælge certifikater. Vedvarende energi omfatter her: Vind, sol, bølgeenergi, geotermi, hydro og biobrændstoffer omfattet af lovgivningen for bæredygtige biobrændstoffer (Ordinance 2003:120).

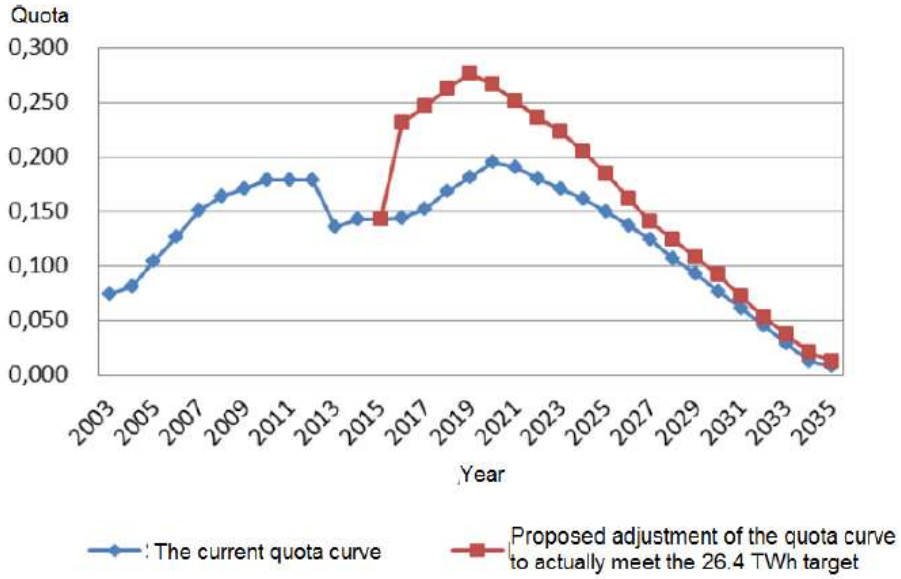
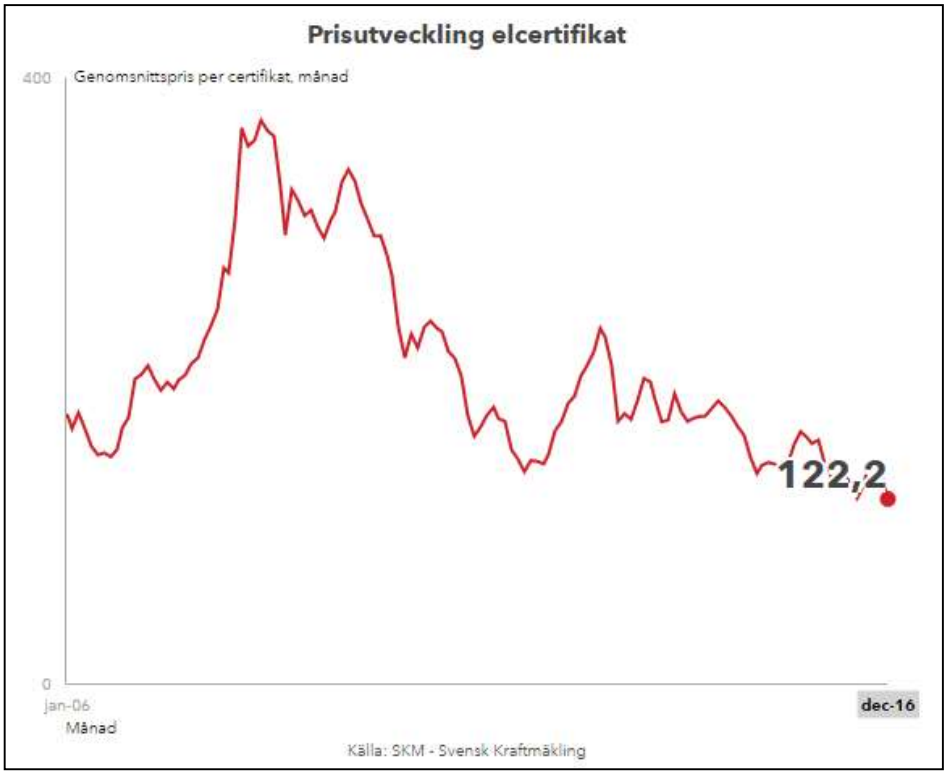


Figure 19 The proposed adjustment of the quota to meet the 25 TWh target in 2020

Figur 5. Forslag til VE-kvote for svenske el-producenter for at nå målet om 26.4 TWh VE-el i 2020. Kilde: Country Report Sweden, IEA Task 33, 2015

I 2014 var kvoten for elproduktion baseret på vedvarende energi 14,2%, som forventes at stige, fordi Sverige har sat et mål om at mindst 26,4 TWh el skal produceres fra vedvarende kilder i 2020 (ekskl. atomkraft). Det svarer i 2020 til en kvote på mere end 25% (se Figur 5).

Prisen på certifikater er vist på Figur 6, hvor det fremgår, at prisen i december 2016 var den laveste de seneste 10 år på 122 SEK/MWh.



Figur 6. Prisen på grønne certifikater i Sverige (SEK/MWh). Kilde: ekonomifakta.se

Biobrændstoffer

Sverige er blandt de europæiske lande med det stærkeste fokus på biobrændstoffer til transport. Biobrændstoffer til transport er afgiftsfritaget, når der anvendes iblandinger af biobrændstof på mere end 5% (kun biobrændstofsdelen). For blandinger med lave iblandingsprocenter (under 5%) pålægges en mindre del af energiafgiften på diesel og benzin for hhv. FAME[5] og bioetanol. For HVO[6] pålægges ingen afgift. Naturgas til transport betaler CO_2-afgift, men ingen energiafgift, mens biogas til transport er helt afgiftsfritaget.

[5] Fatty acid methyl ether (FAME) - biodiesel. FAME er billigere at fremstille end andre typer biodiesel, men der eksisterer i dag en teknisk grænse for, hvor stor en andel der kan blandes i diesel
[6] Hydrated Vegetable Oil (HVO) - en anden type biodiesel, som kan blandes ubegrænset i diesel

Brændstof	Afgiftsniveau
FAME	<5%: 16% af energiafgift på diesel og 0% af CO_2-afgift på diesel >5%: Ingen afgift (på FAME-delen)
HVO	Ingen afgift
Bioetanol	<5%: 11% af energiafgift på benzin og 0% CO_2-afgift >5%: Ingen afgift (på bioethanol-delen)
Naturgas	0% energiafgift 100% CO_2-afgift
Biogas	Ingen afgift

Tabel 14. Afgifter på biobrændstoffer til transport i Sverige. Kilde: Country report Sweden IEA Task 33

De endelige afgiftsniveauer for biobrændstoffer til transport er opsummeret i Tabel 15 nedenfor. Fischer-Tropsch syndiesel kan således opnå en konkurrencefordel i forhold til diesel på 106 kr./GJ.

DKK/GJ 2014	Energiafgift	CO_2-afgift	Total
Diesel	38	54	106
Benzin	74	73	133
Naturgas	-	36	36
FAME <5%*	7	0	7
FAME >5%*	-	0	0
HVO	-	0	0
Bioetanol	12	-	12
Biogas	-	-	0

*Tabel 15. Afgiftsniveauer for brændstoffer til transport i Sverige, 2014. Kilde: Country report Sweden IEA Task 33. *Angiver iblandingsprocenten til diesel. Når der blandes mere end 5% FAME i diesel er FAME frataget afgifter - dieseldelen betaler stadig fuld afgift.*

Samlet overblik el- og varmeproduktion

For termisk forgasning anvendt til kraftvarmeproduktion kan der i Sverige opnås direkte støtte fra grønne certifikater og indirekte støtte fra sparede afgifter:

- **Elproduktion:** Værdien af grønne certifikater på 122 SEK/MWh (34 SEK/GJ)
- **Varmeproduktion:** 100% af afgifter for decentral varmeproduktion på naturgas: Ca. 96 SEK/GJ

Ved at overføre regnestykket fra Danmark på forholdene i Sverige betyder det, at der kan opnås en samlet støtte på 61,6 SEK/GJ svarende til **48,4 DKK/GJ indfyret.**

Demonstrationsstøtte og F&U

Demonstrationsanlæg samt forskning og udvikling inden for termisk forgasning i Sverige støttes gennem flere puljer. Energimyndigheten uddeler støtte gennem en række ordninger bl.a.

- Støtte til forskning inden for energiområdet
- Støtte til Svenskt Förgasningscentrum (SFC)
- Demonstrationsstøtte
- Pulje for strategisk forskning

I 2015 havde myndighederne et budget på 1,3 mia. SEK. Forskningsstøtten falder inden for seks kategorier:

- Energisystemer
- Bygninger
- Energiintensiv industri
- Målsætninger for sammensætning af brændstof
- El-systemet
- Transport

Termisk forgasning har primært opnået støtte inden for kategorien transport. Tidligere blev der også tildelt støtte inden for kategorien 'Energiintensiv industri', da der blev forsket i udnyttelsen af 'black liquor'.

SFC

Svenskt Förgasningscentrum (SFC) blev formet i 2011 af en akademisk forskningsorganisation. I begyndelsen modtog centeret en finansiel støtte på 58,5 mio. SEK for 2011-2012 til at blive etableret, som efterfølgende blev til et permanent årligt beløb på 58,5 mio. SEK/år for perioden 2013-2017. Formålet med gruppen var at skabe en bedre sammenhæng mellem forskningsprojekter og industriens behov, og i dag er 23 virksomheder, 9 universiteter og 2 institutter engageret i netværket. Finansieringen kommer delvist fra Energimyndighetens fonde og delvist fra bidrag fra de involverede virksomheder og universiteter.

Demonstrationsstøtte

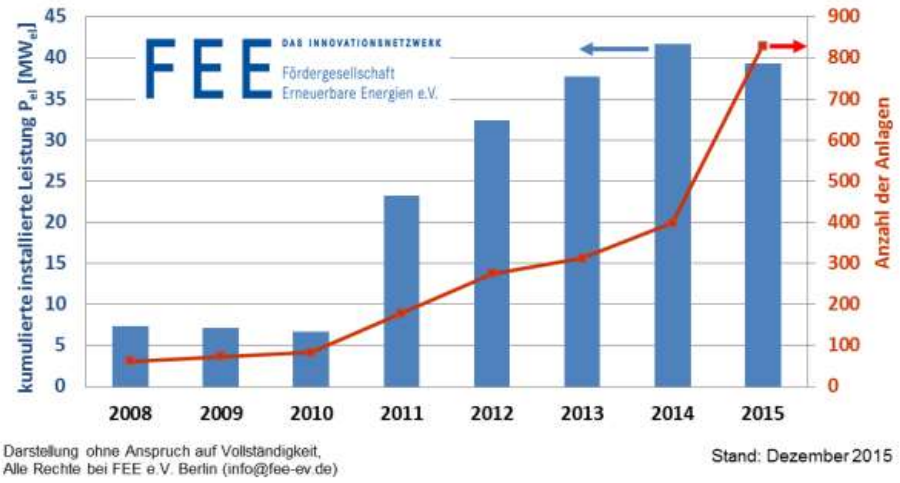
Energimyndigheten havde i 2008 en pulje på 875 mio. SEK til finansiering af demonstrationsprojekter for teknologier til produktion af 2. g biobrændstoffer. Puljen blev søgt af 37 projekter, hvoraf 5 projekter var

relateret til termisk forgasning. Den endelige pulje blev tildelt 5 projekter, hvoraf 2 projekter var termiske forgasningsprojekter: Demonstrationsanlæg ved Domsjö til forgasning af black liquor (500 MSEK) og demonstrationsanlægget GoBiGas i Guthenburg, som skulle producere bio-SNG. Domsjö-projektet blev lukket i 2013, men GoBiGas-projektet startede produktion i 2014 og kører stadig.

Rammevilkår for termisk forgasning i Tyskland

Status for udbredelsen af termisk forgasning i Tyskland
Tyskland har en lang tradition for at forgasse kul, hvor bl.a. større selskaber som Siemens, Lurgi og Uhde anvender forgasningsteknologier på kul. I de seneste 15 år er en række selskaber startet med at udvikle og bygge mindre forgassere til biomasse.

I Tyskland har man i modsætning til mange andre lande set en markant stigning i antallet af anlæg baseret på termisk forgasning og på den installerede effekt. Fra 2008 er antallet af anlæg steget fra ca. 50 til omkring 800 i 2015. Anlæggene er typisk mindre anlæg på mellem 15 kW_{el}-5MW_{el} og den samlede el-effekt udgjorde derfor i 2015 kun ca. 40 MW_{el}.



Figur 7. Installeret effekt (MW_{el}) af eksisterende anlæg baseret på termisk forgasning (venstre akse) samt antallet af anlæg (højre akse). Kilde: ***Der blev angivet en ugyldig kilde.***

En af hoveddriverne bag udviklingen har været det høje tilskudsniveau for termisk forgasning til kraftvarme i Tyskland. Med tilskud på op til 200 kr./GJ biomasse har det været muligt at etablere anlæg på kommercielle vilkår, og udviklingen er således kommet længere end udviklings- og

demonstrationsstadiet. I dag er en del aktører i gang med at afprøve og konvertere idéer til prototyper. (FEE, 2015)

I 2014 blev tilskudsniveauet for visse typer af anlæg sat ned, og det er derfor sandsynligt, at udviklingen ikke sker ligeså hurtigt fremover. Det kan i den forbindelse overraske, at der fra 2014 til 2015 sker en fordobling i antallet af anlæg, mens den installerede effekt falder marginalt. Det kan måske skyldes, at investeringsbeslutningerne er taget før lovændringen. Den faldende el-effekt afspejler, at det er små anlæg, der er blevet opført.

Tilskud til elproduktion

Vedvarende energi støttes i Tyskland gennem en serie af love kaldet "Erneuerbaren Energien Gesetz" (EEG), som blev indført i 2000 og som er blevet opdateret i 2004, 2009, 2012, 2014, og senest en opdatering for 2017, der trådte i kraft 1. januar i år. EEG fastsætter tilskud til alle vedvarende energikilder som sol, vind og biomasse, hvor støtte til termisk forgasning hører under reglerne for biomasse. Støttereglerne har varieret en del for biomasse fra version til version.

Frem til og med 2016 har elproduktion baseret på biomasse kunnet opnå en basis feed-in tarif samt et bonustillæg afhængig af forskellige kriterier. Som med feed-in tariffer generelt, betyder det, at anlæggene får en fast afregningspris, hvor staten bidrager med forskellen mellem feed-in-tariff og el-markedsprisen. Basistilskuddet er afhængig af anlæggets kapacitet, således at mindre anlæg opnår et højere tilskud. Satserne er vist i Tabel 16. Den største ændring skete med EEG 2012, hvor basistilskuddet steg for alle størrelse anlæg med undtagelse af større anlæg, hvor tilskuddet faldt.

eurocent/kWh	2004	2009	2012	2014
≤ 150 kW_{el}	11,5	11,7	14,3	13,7
< 150 ≤ 500 kW_{el}	9,9	9,2	12,3	11,8
< 500 ≤ 5000 kW_{el}	8,9	8,3	11,0	10,6
> 5000 kW_{el}	8,4	7,8	6,0	5,9

Tabel 16. Feed-in tariffs for forgasningsanlæg (og øvrige biomassebaserede). Kilde: EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 og EEG 2014

Foruden basistilskuddet har det været muligt at opnå bonustillæg, hvis anlægget har opfyldt en række kriterier. I de forskellige versioner af EEG's har der været givet bonustillæg af varierende størrelse og for forskellige kriterier, som fx typen af energiafgrøder, kraftvarme og kvaliteten af gas. Reglerne er forholdsvis komplicerede og har skiftet en del. Der er givet et overblik over

mulighederne for bonustillæg i Tabel 17, hvor det dog er vigtig at bemærke, at tillæggene afhænger af en række krav, og det ikke er muligt at koble alle tilskuddene.

I EEG 2014 blev bonustillæg nedsat væsentligt, således at det ikke længere er muligt at opnå bonus for termisk forgasning, men alene giver mindre biogasanlæg med anaerob fermentering af husdyrgødning mulighed for at opnå en alternativ afregning (fremgår ikke af Tabel 17). Innovationsnetværket "Födergesellschaft Erneuerbare Energien e.V." nævner at denne nedsættelse har været med til at bremse udviklingen for termisk forgasning i Tyskland.

eurocent/kWh	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014
Energiafgrøder	**3,9-6**	**4-6**	**4-8**	-
Kraftvarme	**2**	**3**	-	-
Gaskvalitet	**2**	**1-2**	**1-3**	-
Biogas	2	8-11	-	-
Forbrænding	2	-	-	-
Termisk forgasning	2	-	-	-

Tabel 17. Oversigt over bonustillæg, som kan lægges til basistilskuddet. Markeringer angiver hvilke tilskud, anlæg med termisk forgasning kan opnå. Bemærk tillæggene er underlagt en række kriterier i forhold til anlægsstørrelse, energiafgrøder mm. Bemærk yderligere at det ikke er muligt at kombinere satserne for energiafgrøder med satserne for biogas og termisk forgasning. I EEG 2004 er det heller ikke muligt at kombinere gaskvalitetstilskuddet med tilskuddet til biogas og termisk forgasning. Kilde: EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 og EEG 2014

Bonustillægget for energiafgrøder gives for anlæg, der anvender bestemte typer af energiafgrøder herunder planteaffald og husdyrgødning. Kraftvarmetillægget indgik kun i EEG 2004 og EEG 2009, og er efterfølgende overgået til andre type reguleringer (se afsnit om varmeproduktion). Gaskvalitetstilskuddet gives for bio-SNG eller biogas af høj nok kvalitet til at kunne blive sat på gasnettet. Tabel 17 giver en overordnet oversigt over bonustilskud, her gennemgås kort, hvordan krav, der skal være opfyldt under de enkelte versioner af EEG. For EEG 2004 og 2009 er det kort gennemgået på listeform, mens der er lidt flere detaljer om EEG 2012, EEG 2014 og EEG 2017.

EEG 2004:

- Bonus for energiafgrøder
    - Behandlet træafflad: 3,9 eurocent/kWh
    - Husdyrgødning: 4-6 eurocent /kWh (afhængig af anlæggets størrelse)
    - Ubehandlet planteaffald fra landbrug, skovbrug og gartneri: 4-6 eurocent/kWh (afhængig af anlæggets størrelse)
- Bonus for kraftvarme

    - Hvis biomasse anvendes til kraftvarmeproduktion kan der opnås en bonus på 2 eurocent/kWh
- Bonus for gaskvalitet
    - Hvis gaskvaliteten er tilstrækkelig høj til at kunne injiceres i gassystemet kan der opnås en bonus på 2 eurocent /kWh. Tilskuddet kan ikke kombineres med biogas og termisk forgasningstilskuddene
- Bonus for forbrænding af træ
    - Tillæg på 2,5 eurocent/kWh for anlæg på op til 5 MW_{el}
- Bonus for termisk forgasning eller biogas
    - Bonustillægget på 2 eurocent/kWh opnås ved kraftvarmeproduktion baseret på termokemisk forgasning eller fermentering (udover bonustillægget for kraftvarme)

EEG 2009:

- Bonus for energiafgrøder
    - Husdyrgødning 4-6 eurocent /kWh (afhængig af anlæggets størrelse
    - Ubehandlet planteaffald fra landbrug, skovbrug og gartneri: 4-6 eurocent/kWh (afhængig af anlæggets størrelse)
- Bonus for gaskvalitet
    - Hvis gaskvaliteten er tilstrækkelig høj til at kunne injiceres i gassystemet kan der opnås en bonus på
        - 2 eurocent/kWh for anlæg på < 350 Nm^3/t
        - 1 eurocent/kWh for anlæg på <700 Nm^3/t
- Bonus for kraftvarme
    - Tillæg på 3 eurocent/kWh ved udnyttelse i kraftvarmeanlæg
- Bonus for biogas
    - Grundbonustilskud på 7 eurocent/kWh for elproduktion fra biogas fra anaerob fermentering (Dvs. ikke termisk forgasning). Dertil lægges yderligere
        - 4 eurocent/kWh for anlæg op til 150 kW og mindst 30% husdyrgødning
        - 1 eurocent/kWh for anlæg på til 500 kW og mindst 30% husdyrgødning
        - 2 eurocent/kWh for anlæg på op til 500 kW på planteafgrøder

EEG 2012

I EEG fra 2012 defineres der to klasser af energiafgrøder, der kan kvalificere til et bonustillæg. Energiafgrøder i klasse II kan opnå højere bonustilskud end energiafgrøder i klasse I. Tillægget afhænger ligesom basistilskuddet af anlæggets størrelse.

	Klasse I	Klasse II
Energiafgrøder	Korn og kornprodukter såsom majs, sukkerroer, solsikke og mangold	Hysdyrgødning og planteaffald
Bonustilskud	4-6 € ct/kWh	6-8 € ct/kWh

Tabel 18. Bonustilskud afhængigt af energiafgrøder. Størrelsen af tilskuddet afhænger af størrelsen på anlægget, hvor anlæg op til 500 kW kan opnå det høje tillæg og større anlæg opnår det lavere tillæg. Kilde: EEG 2012

Biogasanlæg og alle andre enheder, der producerer VE-gasser, har indtil 2014 kunnet opnå en bonusbetaling, hvis gassen er af høj nok kvalitet til at kunne leveres til naturgasnettet. Bonusbetalingen blev differentieret i forhold til anlæggets kapacitet, som er vist i Tabel 19.

Anlægsstørrelse	Tariff
700 m^3/h produktionskapacitet	3 € ct/kWh
1000 m^3/h produktionskapacitet	2 € ct/kWh
1400 m^3/h produktionskapacitet	1 € ct/kWh

Tabel 19. Tilskud til biogas og andre VE-gasser, hvis det kan leveres på naturgasnettet i eurocent/kWh gas. Kilde: Deutsche Bank baseret på EEG 2012

EEG 2014

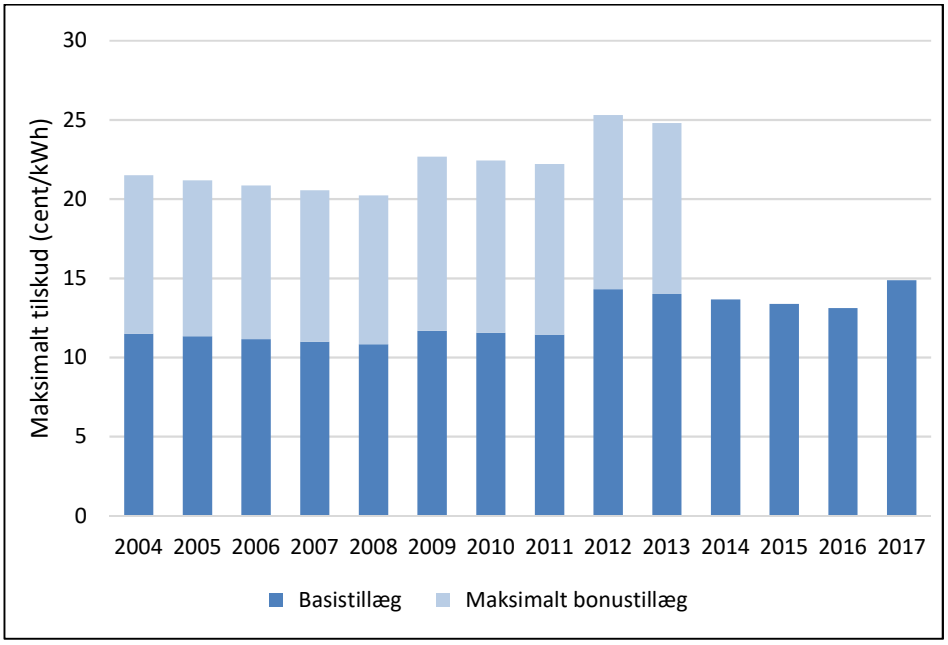
Med EEG er det ikke længere muligt at modtage bonustillæg til termisk forgasning. For biogasanlæg er der lavet en særskilt støtteordning, som alene omfatter anaerob fermentering af energiafgrøder, mens termisk forgasning ikke opnår støtte.

EEG 2017

Med EEG 2017 er der lagt op til et ændret tilskudssystem baseret på auktioner. Det skal fungere på den måde, at der udbydes muligheder for at etablere kapacitet med biomasse, hvor potentielle producenter derefter byder ind med hvilken sats, de vil kunne producere til. I 2017, 2018 og 2019 vil der blive udbudt 150 MW årligt, mens der fra 2020 og frem udbydes 200 MW årligt. Den maksimale sats er sat til 14,88 eurocent/kWh. (Watson Farley & Williams)

Samlet overblik

Her vises kort et overblik over udviklingen i afregningspriserne i Tyskland for elproduktion på termisk forgasning. Figur 8 viser udviklingen for den maksimale afregningspris, som et anlæg med termisk forgasning kan opnå. Den maksimale afregning sker for anlæg med en el-effekt på 150 kW eller mindre. Derudover er det antaget, at anlægget anvender planteaffald, som giver mulighed for det højeste niveau af bonus for energiafgrøder. Ydermere opnås der en bonus for gaskvalitet og for kraftvarme (sidstnævnte er kun relevant for 2008 og før).



Figur 8. Oversigt over den maksimalt mulige støtte til elproduktion baseret på termisk forgasning (løbende priser). Maksimal støtte opnås ved anlæg på mindre end 150 kW_{el}. Kilde: EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014

Biomasseforordningen (Biomasseverordnung)
Biomasseforordningen definerer, hvad der I Tyskland kan karakteriseres som biomasse, og som dermed kan opnå afgiftsfordele og tilskud.

Anerkendt biomasse:

1. Planter og plantebestanddele
2. Materialer (herunder brændstoffer), der udelukkende er fremstillet af planter eller plantedele. Det indebærer, at alle produkter og mellemprodukter stammer fra planter eller plantedele
3. Affald og biprodukter af vegetabilsk og animalsk oprindelse fra landbrugs-, skovbrugs- og fiskeriindustri
4. Bioaffald i henhold til…
5. Gas fra forgasning eller pyrolyse af biomasse som defineret i punkt 1 inkl. de heraf afledte produkter og biprodukter
6. Alkoholer, bestanddele, mellemprodukter, derivater, biprodukter fra biomasse defineret ved punkt 1

Uafhængigt af øvrige kategorier er følgende anerkendt som biomasse:

1. Biogas produceret ved anaerob fermentering

Stoffer der ikke anerkendes som biomasse:

1. Fossile brændstoffer og afledte biprodukter
2. Tørv
3. Blandet kommunalt affald indsamlet fra private husholdninger og lignende affald fra andre oprindelser, herunder blandet kommunalt affald indeholdende biomassefraktioner
4. Affaldstræ med undtagelse af industrielt træaffald
5. Pap og papir
6. Spildevandsslam
7. Slam fra havne eller andet vandslam og -sediment
8. Tekstil
9. Lossepladsgas
10. Spildevand
11. Væske med papirmasseproduktion

Boks 2. Definitionen af biomasse i Tyskland i henhold til biomasseforordningen ('Biomasseverordnung')

Varmeproduktion

Varmeproduktion baseret på termisk forgasning støttes ikke direkte gennem tilskud, men kan opnå støtte igennem eksisterende ordninger for kraftvarmeproduktion. Vedvarende energi støttes indirekte ved at pålægge nye bygninger krav om at anvende VE-baserede varmeløsninger.

Vedvarende energi til varmeproduktion blev fremmet med introduktionen af ”Erneuerbaren Energien Wärmegesetz” (EEWärmeG) fra 2009. Med loven blev

der sat en målsætning om, at 14% af den tyske varmeforsyning skal dækkes af vedvarende energikilder i 2020. Målsætningen skal nås ved at pålægge nye bygninger et krav om at en del af varmeforsyningen skal komme fra vedvarende energikilder. Ét af følgende målsætninger skal være opfyldt ved nybyggeri:

- 15% fra termiske solvarmeanlæg
- 30% fra biomasse (gas)
- 50% fra biomasse (fast eller flydende)
- 50% fra geotermi

Alternativt kan målsætningerne også nås ved at installere kraftvarmesystemer eller ved udnyttelse af overskudsvarme. For nye bygninger der tilsluttes fjernvarmesystemet er det heller ikke nødvendigt at opfylde VE-målsætninger for varmesystemet.

I denne sammenhæng er det interessant, hvordan det er muligt at opfylde brugen af biomasse (gas) opfyldes, som omfatter forgasningsgas. Ifølge loven gælder det, at gasformig biomasse kan opfylde forpligtigelsen hvis

- Gasformig biomasse udnyttes i et kraftvarmeværk
- Gasformig biomasse udnyttes i en kedel med den bedste tilgængelige teknologi eller ved kraftvarme
- Gasformig biomasse, der bearbejdes og leveres ind til naturgasnettet kan opfylde forpligtigelsen

Kraftvarmetilskud

Tilskud til kraftvarmeproduktion gives ifølge KWK[7]-loven og kan opnås af nye, moderniserede eller udvidede anlæg, der anvender affald, overskudsvarme, biomasse, eller gasformige eller flydende brændsler. Loven blev senest ændret primo 2016. Tilskud gives til elproduktion fra anlæggene og retter sig efter anlæggets størrelse, som det fremgår af Tabel 20. Satserne er lavere, såfremt strømproduktionen anvendes til egetforbrug.

[7] Kraft Wärme Kopplung

Størrelse	Tilskud DKK/MWh		Tilskudsperiode	
	2016	2012	2016	2012
0-50 kW	596	403	60.000 FLH	10 år
50-100 kW	447	298	30.000 FLH	30.000 FLH
100-250 kW	373	298	30.000 FLH	30.000 FLH
250 kW - 2 MW	328	179	30.000 FLH	30.000 FLH
> 2 MW	231	134	30.000 FLH	30.000 FLH

Tabel 20: Satser for tilskud til kraftvarmeproduktion i Tyskland. Kilde: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) og https://www.ffegmbh.de/aktuelles/nuetzliche-gesetze/548-novellierung-kwkg-2016

Da det kun er nye, moderniserede eller udbyggede kraftvarmeanlæg, der modtager støtte, er ikke al kraftvarmeproduktion i Tyskland omfattet. I 2014, var ca. 18% af den samlede kraftvarmeproduktion på 91 TWh støttet.

I 2013 og 2014 blev det samlede støtteniveau under KWK-ordningen estimeret til ca. 350-500 mio. Euro. Det svarer i gennemsnit til et støtteniveau på 10-15 kr./GJ, hvis dette beløb omregnes til et enhedsstøtteniveau. Beregningen beror på en antagelse om, at den samlede støtte går til produktion og net, der er omfattet af AGFWs fjernvarmestatistik. Det reelle niveau er sandsynligvis lavere, da en del af støtten går til industrielle anlæg, der ikke leverer til net omfattet af AGFWs statistik. Det antages derfor her skønsmæssigt, at det kun er 75%, der går til disse net, og støttebeløbene bliver derfor ca. 7-12 kr./GJ i 2016-priser.

Marktanreizprogramm

Vedvarende energi i varmemarkedet generelt (både fjernvarme og individuel varmeforsyning) støttes gennem det såkaldte Marktanreizprogramm. Programmet består af to hoveddele: Direkte investeringsstøtte til mindre private anlæg, som eksempelvis solvarme, og gunstige kreditter og afdragstilskud til større anlæg. Det samlede volumen for marktanreizprogramm er en ramme på ca. 300 mio. EUR/år. Ifølge "Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle" (BAFA), blev der i 2014 givet et samlet tilskud på 124 mio. Euro til individuelle anlæg.[8] Det har ikke været muligt at finde detaljeret statistik på støtteniveauet til fjernvarmerelaterede investeringer herunder investeringer i forgasningsanlæg.

[8] Bericht 2014/2015, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Bio-SNG

Tyskland har et mål om at 6% af gasforbruget i 2020 skal dækkes af biomethan og 10% i 2030.

Biogasanlæg og alle andre enheder, der producerer VE-gasser, har indtil 2014 kunnet opnå en bonusbetaling, hvis gassen er af høj nok kvalitet til at kunne leveres til naturgasnettet. Bonusbetalingen blev differentieret i forhold til anlæggets kapacitet, som er vist i Tabel 19.

Anlægsstørrelse	Tariff
700 m^3/h produktionskapacitet	3 € ct/kWh
1000 m^3/h produktionskapacitet	2 € ct/kWh
1400 m^3/h produktionskapacitet	1 € ct/kWh

Tabel 21. Tilskud til biogas og andre VE-gasser, hvis det kan leveres på naturgasnettet i eurocent/kWh gas. Kilde: Deutsche Bank baseret på EEG 2012

Med opdateringen af EEG i 2014 blev tilskuddet stoppet, så VE-gasser nu er sidestillet med naturgas. Det er endnu uklart, hvordan Tyskland tænker at opfylde målsætningen om højere produktion af bio-SNG.

Biobrændstoffer

Et delformål under "National Biomass Action Plan" for Tyskland fra 2009 var at fremme 2.g biobrændstoffer. Det betød, at produktion af syntetiske brændstoffer baseret på biomasse ville blive undersøgt ved at opstille produktion i pilotstørrelse og i industrielle størrelser. Projekterne skal være med til at undersøge miljømæssige og økonomiske udfordringer ved produktion af biobrændstoffer.

I 2004 formulerede den tyske regering en brændselsstrategi med en tidshorisont til 2020. Strategien havde to hovedspor, der skulle forfølges: Fremme innovation til at øge energieffektivisering af forbrændingsmotorer og at udvide udbudsmulighederne for brændsler til transport. Her spiller biobrændstoffer en væsentlig rolle.

F&U og demonstration

I Tyskland er der et stort antal af universiteter og analyseinstitutter, som beskæftiger sig med forskning inden for bioenergi herunder termisk forgasning af biomasse. I Tyskland sker udviklingen i et tæt samarbejde mellem industrien og universiteterne, så udviklingen følger industriens behov.

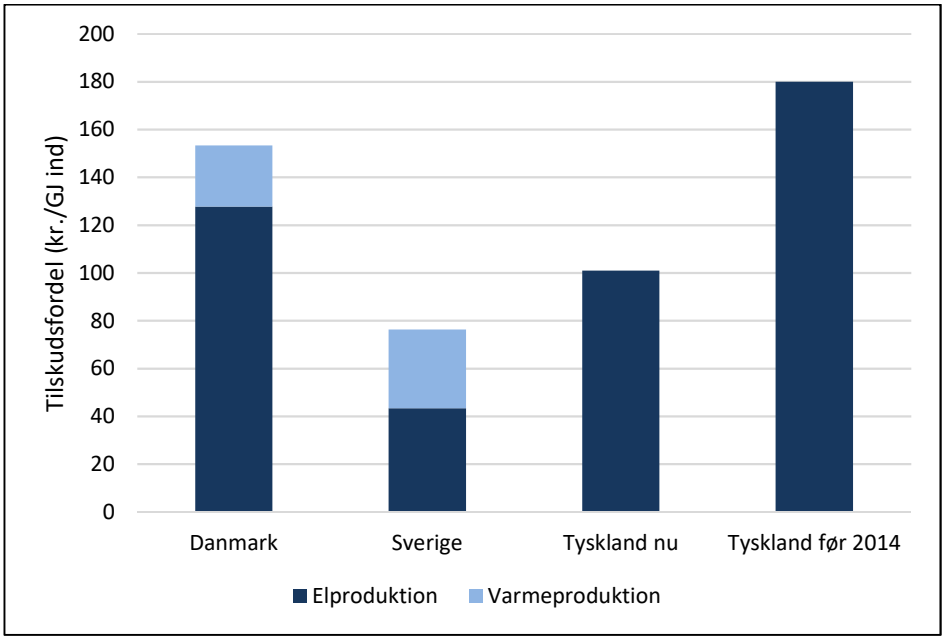
Det tyske miljø- atomkrafts- og sikkerhedsministerium lancerede i 2009 et forskningsprogram til at fremme projekter for energiudnyttelse af biomasse (”Energetische biomassenutzung”). Programmet har en samlet bevilling på 48 mio. euro, der udmøntes over perioden 2009-2018 og er overordnet inddelt i 7 forskningstemaer, hvoraf biomasseforgasning indgår som et selvstændigt tema.

Temanr.	Indhold
Tema 1	Udnyttelse af restprodukter
Tema 2	Internationalt samarbejde (fokus på ikke-EU østeuropæiske stater)
Tema 3	**Forgasning af biomasse (til kraftvarme)**
Tema 4	Biomethanstrategi
Tema 5	Bioenergistrategi
Tema 6	Regional bioenergi (regionale koncepter, mindre skala forbrændingsanlæg)
Tema 7	Strategiudvikling: Biomasse (strategiske projekter, service og støtteprojekter etc.)

Tabel 22. Fokusområder i tysk forskningsstrategi til at fremme energiudnyttelse af biomasse. Kilde: Das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ 2009

Opsamling og sammenligning

Termisk forgasning er både i Danmark og Sverige kun udbredt i mindre grad og eksisterende anlæg har været støttet kraftigt gennem forsknings- og demonstrationsstøttemidler. I Tyskland har man de senere år set en stigning i antallet mindre industrielle anlæg til decentral kraftvarmeproduktion, som i modsætning til Danmark og Sverige også har været drevet af de generelle rammevilkår til termisk forgasning. Tilskudsfordelen for termisk forgasning til kraftvarme har således (frem til 2012) været større i Tyskland (se Figur 9).



Figur 9. Tilskudsfordel ved kraftvarmeproduktion med termisk forgasning af biomasse sammenlignet med naturgaskraftvarme (kr./GJ indfyret). Anlægget antages en el-virkningsgrad på 40% og en totalvirkningsgrad på 90%. Tyskland er baseret på mindre anlæg (<150 kW). Kilde: Egne beregninger

I Danmark og Tyskland har der været fokus på mindre anlæg til forgasning af biomasse til decentral kraftvarmeproduktion, og i mindre grad også forgasning af planterestprodukter. I Sverige satses der på flere spor inden for forgasning, hvor der foruden kraftvarmeproduktion også er installeret anlæg med produktion af bio-SNG.

Sammenlignes de nuværende tilskudsfordelene ved kraftvarmeproduktion med forgasning af biomasse med naturgaskraftvarme i dag mellem Danmark, Sverige og Tyskland, så kommer Danmark bedst ud (se Figur 9). Det kan være lidt overraskende, at Tyskland ikke generelt er bedre, idet udviklingen synes længere i Tyskland, men det skyldes, at tilskuddet til elproduktion som tidligere beskrevet blev reduceret kraftigt i 2014, da de såkaldte bonustillæg

ikke længere kunne opnås for forgasningsanlæg. Den tyske udvikling har derfor været drevet af tidligere tilskudsordninger, som også er vist i Figur 9.

6 Fremtidige rammevilkår

Dette afsnit har til formål at beskrive og vurdere, hvilke fremtidige modeller for afgifter og tilskud samt andre rammebetingelser, der realistisk kan komme i spil i Danmark frem mod 2030. Denne vurdering tager udgangspunkt i udviklingen af tidligere og eksisterende rammevilkår samt i politiske udmeldinger fra regering og folketing og ikke mindst fra EU-systemet. Som en del af det indre marked, vil Danmarks fremtidige muligheder for at tildele statsstøtte, langt hen af vejen følge de EU-politiske rammer. I EU's energipolitiske strategi udtrykkes der et betydeligt ønske fra EU om, at VE-teknologier især støttes gennem teknologineutrale udbud og VE-certifikater.

Først gennemgås her overordnede EU-politiske rammer herunder statsstøtteregler, EU's vinterpakke, CO_2-kvotemarkedet, mål i den ikkekvotebelagte sektor og transport. En pointe er her, at EU's energipolitiske dagsorden går i retning af mere harmoniserede regler, hvor teknologineutrale støtteordninger vil være de dominerende. Med udgangspunkt i de EU-politiske rammer vurderes det, hvordan Danmarks rammevilkår for energisektoren generelt kan forventes at udvikle sig inden for el, varme, gas og transport. Det indebærer en vurdering af, hvilken betydning det vil få for udviklingen af termisk forgasning som forretningsområde.

EU-politiske rammer

Med et EU-politisk ønske om en integreret energiunion, har EU været med til at forme rammerne for, hvordan vedvarende energi fremmes. Statsstøttereglerne og EU's vinterpakke, der former visionerne frem mod 2030, har afgørende betydning for hvordan den danske energipolitik kan udvikle sig. Derudover er EU drivende for udviklingen ved at opsætte fælleseuropæiske målsætninger. Det omfatter bl.a. EU's kvotemarked, men det gælder også målsætninger for vedvarende energi, CO_2-reduktionsmål i den ikkekvotebelagte sektor, målsætninger på transportområdet, energieffektiviseringer mm.

EU's statsstøtteregler

Statsstøtte er i udgangspunktet forbudt i det indre marked for at forhindre konkurrenceforvridninger, der giver nogle virksomheder en fordel over andre, og som påvirker samhandlen med øvrige medlemslande.[9] EU-kommissionen kan imidlertid tillade støtteforanstaltninger, hvis de er forenelige med det

[9] Det følger af traktaten om den Europæiske Unions Funktionsmøde (TEUF) artikel 107, stk. 1

indre marked, selvom det falder under definitionen af statsstøtte[10]. Støttebegrebet defineres ved:

"Enhver støtte, som ydes ved hjælp af statsmidler under enhver tænkelig form, og som fordrejer eller truer med at fordreje konkurrencevilkårene ved at begunstige visse virksomheder eller visse produktioner, i det omfang den påvirker samhandelen mellem medlemsstaterne"[11]

Medlemsstaterne har i den forbindelse en pligt til at anmelde og indhente Kommissionens godkendelse af statsstøtte, inden en støtteforanstaltning kan iværksættes, og støtten kan udbetales.

Muligheder for statsstøtte

Statsstøtte kan tillades i to tilfælde: i) Hvis det ifølge EU's primære retsgrundlag (TEUF artikel 107 stk. 2 og 3) går under definitionen af at være foreneligt med det indre marked eller ii) ved at statsstøtten gives til et retsområde, der er omfattet af en fritagelsesordning.

Støtteordninger som er 'forenelige med det indre marked' skal godkendes af Kommissionen, og er af en mere overordnet karakter. Fritagelsesordningerne derimod indeholder en række konkrete retsområder herunder miljøbeskyttelse og energi, som ved opfyldelse af specifikke krav kan fritages fra anmeldelse og efterfølgende godkendelse af kommissionen. Der findes to fritagelsesordninger:

- De minimis-ordningen
- Gruppefritagelsesforordningen

De minimis-forordningen fritager små støttebeløb fra anmeldepligten: Hvis den samlede støtte til en sektor ikke overstiger 200.000 Euro pr. virksomhed fordelt over en periode på 3 regnskabsår, fritages medlemslandene for anmeldelsespligten til kommissionen.

Gruppefritagelsesordningen blev senest opdateret i juli 2014 og fritager en række foruddefinerede statsstøtteområder. Vedvarende energi og energieffektiviseringer fritages her fra anmeldelsespligten både for visse typer af investeringsstøtte og for driftsstøtte.

EU-kommissionen har samtidig (1. juli 2014) vedtaget "Retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020". Bestemmelserne i

[10] TEUF artikel 107, stk.2 og stk. 3
[11] TEUF definition

gruppefritagelsesforordningen og retningslinjerne udgør tilsammen rammebetingelserne for statsstøtte til miljø- og energiformål.

Statsstøtte til vedvarende energi

Der kan tillades statsstøtte til investeringer, drift, energieffektiviseringer og en række øvrige mindre støtteordninger. Alle former for statsstøtte skal ses i sammenhæng med øvrige EU-reguleringer herunder CO_2-kvotesystemet, men også i forhold til EU's målsætninger bl.a. for udbygningen af vedvarende energi. CO_2-kvotesystemet giver tilskyndelse til at mindske brugen af fossile brændsler inden for kvotesektoren, men statsstøtte til VE udvander dette incitament. For at kunne opfylde EU's målsætninger om VE-udbygning kan det imidlertid være nødvendigt at hjælpe udviklingen på vej med nationale rammebetingelser, der involverer statsstøtte.

De nye retningslinjer fra 2014 lægger op til, at statsstøtte primært tildeles på følgende måder:

- Gennem klare, gennemsigtige og ikkediskriminerende udbudsprocesser
- Gennem VE-certifikatordninger

Udbudsprocedurer skal i udgangspunktet være teknologineutrale, men det kan afviges, hvis det vil medføre et suboptimalt udfald. Det kan ske under følgende forhold:

1. Det længerevarende potentiale ved ny og innovativ teknologi
2. Behovet for en bred vifte af VE-teknologier
3. Netværksbegrænsninger og netstabilitet
4. Systemomkostninger og systemintegrationsomkostninger
5. Behovet for at undgå at støtte til biomasse fordrejer forholdene på råvaremarkeder

Her gennemgås kort, hvordan rammerne sættes for følgende områder:

- Investeringsstøtte til fremme af energi fra vedvarende energikilder
- Driftsstøtte til fremme af energi fra vedvarende energikilder
- Driftsstøtte til fremme af energi fra vedvarende energikilder i små anlæg
- Støtte i form af nedsættelse af miljøskatter og -afgifter
- Investeringsstøtte til højeffektiv kraftvarmeproduktion

Investeringsstøtte til VE

Det er tilladt at yde støtte til investeringer i VE anlæg i et vist omfang. Typisk sættes et loft defineret ud fra, det som kaldes de "støtteberettigede omkostninger", som udgøres af meromkostningen ved at drive eller investere i VE-teknologier sammenlignet med konventionelle energiteknologier. Statsstøttereglerne tilskynder til at anvende udbudsordninger, idet der kan

tildeles en højere grad af støtte, hvis det har været gennem et udbud. Uden udbudsprocedurer kan der gives 45%-65% af de støtteberettigede omkostninger afhængig af virksomhedens størrelse. Hvis støtten tildeles efter klare, gennemsigtige og ikkediskriminerede udbudsprocedure, kan støtten udgøre 100% af de støtteberettigede omkostninger.

Biogasanlæg kan tildeles investeringsstøtte til opgradering efter reglerne for investeringsstøtte til VE. De støtteberettigede omkostninger udgøres her af "den kontrafaktiske situation alternativ anvendelse af biogassen (herunder afbrænding)."[12]

Anlæg til produktion af biobrændstoffer kan kun blive fritaget for anmeldelsespligten, hvis der er tale om avancerede biobrændstoffer, som ikke er baseret på fødevarer. Der kan derudover ikke ydes støtte til biobrændstoffer, der er omfattet af en forsynings- eller iblandingspligt.
En oversigt over de væsentligste maksimalgrænser er opsummeret i Tabel 23.

Driftsstøtte til VE

Driftsstøtte skal ifølge gruppefritagelsesforordningen tildeles alene på baggrund af udbudsprocedurer. Udbuddene skal i udgangspunktet være teknologineutrale, men det forhold kan afviges, hvis det som tidligere beskrevet vil føre til et suboptimalt udfald.

Driftsstøtte ydes i form af tillæg til markedsprisen. Der må ikke ydes støtte, hvis elprisen er negativ, og støtten kan kun ydes indtil anlægget er fuldt afskrevet i henhold til almindeligt anerkendte regnskabsprincipper.

Driftsstøtte må højst udgøre 15 mio. euro pr. virksomhed pr. projekt. Derudover er den enkelte medlemsstat underlagt et loft for, hvor meget støtte der må tildeles inden for en støtteordning. Den samlede støtte pr. år må udgøre 150 mio. euro, hvis støtten tildeles på baggrund af konkurrenceprægede udbudsprocedurer.

Driftsstøtte til små anlæg

Til små anlæg med en el-kapacitet under 0,5 MW, kan der ydes driftsstøtte uden, at de er omfattet af udbudsprocedure (for vindenergi gælder det 3 MW). Støtten til små anlæg kan ikke overstige enhedsomkostningerne målt som *levelised cost of energy* (LCOE) fratrukket markedsprisen målt pr. enhed energi.

[12] Retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020

For mindre biobrændstofanlæg må der alene tildeles støtte til anlæg, der ikke producerer 1.generations (1.g) biobrændstof. Her kan der tildeles støtte til anlæg med en kapacitet på op til 50.000 tons/år.

Støtte til kraftvarmeproduktion

Der kan ydes investeringsstøtte til nyetablerede højeffektive kraftvarmeanlæg, der som helhed fører til primærenergibesparelser i forhold til separat produktion af valme og el. Ved ombygninger af en kraftværksenhed til en kraftvarmeenhed skal der opnås primærenergibesparelser sammenlignet med den oprindelige situation, hvis den skal kunne støttegodkendes.

Her defineres de støtteberettigede omkostninger som de yderligere investeringsomkostninger, der er nødvendigt for at drive et anlæg til højeffektiv kraftvarmeproduktion sammenlignet med konventionelle el- og varmeanlæg med samme kapacitet, virkningsgrad mm. Der kan gives op til 45% i støtte af de støtteberettigede omkostninger ved større anlæg, op til 55% for mellemstore og op til 65% for små anlæg.

	Store virksomheder	Mellemstore virksomheder	Små virksomheder
Investeringsstøtte til VE	45% 100% ved udbud	55% 100% ved udbud	65% 100% ved udbud
Støtte til kraftvarmeproduktion	45% 100% ved udbud	55% 100% ved udbud	65% 100% ved udbud
Støtte til energieffektivitet	30% 100% ved udbud	40% 100% ved udbud	50% 100% ved udbud
Støtte til affaldshåndtering	35%	45%	55%
Støtte i form af omsættelige tilladelser	100%	100%	100%
Støtte til fjernvarme- og køling baseret på konventionel energi	45% 100% ved udbud	55% 100% ved udbud	65% 100% ved udbud

Tabel 23. Udvalgt oversigt over tilladt støtteintensitet (andel af støtteberettigede omkostninger), der tillades under gruppefritagelsesforordningen. Støtteberettigede omkostninger udgøres typisk af meromkostningen ved et VE-anlæg sammenlignet med et konventionelt anlæg. Kilde: Retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020

Vinterpakken

EU-kommissionen fremlagde d. 30. november 2016 den såkaldte vinterpakke, som skal sætte rammerne for EU's energipolitik frem mod 2030. Pakken har til formål at fremme energieffektivitet, brugen af vedvarende energi og gøre det indre energimarked mere sammenhængende. Med vinterpakken er størstedelen af Kommissionens udspil under Energiunionen nu præsenteret, men er endnu ikke vedtaget. Vinterpakken indeholder samlet set otte lovgivningsforslag:

1. En ændring af direktivet om vedvarende energi (VE-direktivet)
2. En ændring af energieffektivitetsdirektivet
3. En ændring af bygningsdirektivet
4. Forslag til nyt el-markedsdesign
    a. Forordningen for det indre marked for elektricitet
    b. Beredskab i elsektoren
    c. Direktivet om fælles regler for det indre marked for elektricitet
    d. Forordningen om et EU-agentur og samarbejde mellem myndighederne
5. Et forslag til et forvaltningssystem for Energiunionen[13]

De væsentligste forslag i denne kontekst udgøres af det ændrede VE-direktiv og et nyt el-markedsdesign.

VE-direktivet

Direktivet indeholder en bindende målsætning om, at vedvarende energi som minimum dækker 27% i 2030 i gennemsnit i EU. Målet er kun formuleret som et kollektivt mål og udmøntes ikke i nationale målsætninger. VE-direktivet har derudover til formål at imødekomme følgende problemstillinger:

- Adressere investeringsusikkerheder, som tager højde for CO_2-målsætninger på mellem og lang sigt
- Sikre omkostningseffektiv udbredelse og markedsintegration af vedvarende energi
- Sikre at EU kollektivt når sin VE-målsætning ved at etablere nødvendige politiske rammevilkår
- Udvikle potentialet for avancerede biobrændstoffer og klarlægge fødevarebaserede biobrændstoffers rolle efter 2020
- Udvikle VE-potentialet i varme- og kølesektorerne

[13] (Europaudvalget, Energi-, Forsynings- og Klimaudvalget, 2017)

VE-direktivet indeholder en opdatering af bæredygtighedskrav for produktion af biomethan, og som noget nyt formuleres begrebet biomassebrændstoffer, som er underlagt samme bæredygtighedskrav. Derudover indeholder det reviderede VE-direktiv en specifikation af, hvordan VE-målsætningerne til transport skal udmøntes frem til 2030. Det er nærmere beskrevet nedenfor i afsnittet om transport.

Nyt el-markedsdesign

Det nye el-markedsdesign, som er udmøntet gennem de fire lovforslag vist tidligere:

1. Forordningen for det indre marked for elektricitet
2. Beredskab i elsektoren
3. Direktivet om fælles regler for det indre marked for elektricitet og
4. Forordningen om et EU-agentur og samarbejde mellem myndighederne

Til sammen har de til formål at forbedre integrationen af vedvarende energi og sikre tilstrækkelig kapacitet i markedet. Det indebærer både ændringer i engrosmarkedet og detailmarkedet. På engrosmarkedet, som har betydning for afregningen af producenter, er de væsentligste ændringer:

- Markedsreform: Prisloft skal fjernes, så priserne afspejler de reelle omkostninger ved elproduktion i en given time og en given lokation. Det er særlig vigtigt i spidslastsituationer. At fjerne prisloft skal være med til at drive investeringer i fleksibelt elforbrug inkl. demand-response og lagerkapacitet.
- Kortsigtsmarkeder vil blive gjort mere fleksible og reaktionsdygtige til de stigende andele af variabel VE-produktion.
- Dispatch-regler tilpasses markedet for større produktionsenheder. Regler for prioriteret dispatch vil dog stadig være gældende for mindre VE-installationer for at sikre udvikling af nye VE-teknologier
- Flaskehalsproblemer i nettet ved landegrænser skal minimeres bl.a. ved at reinvestere overbelastningsindtægter (congestion revenues) i nettene
- Udnyttelsen af transmissionsnet og bedre stabilitet i nettet sikres ved en bedre regional koordinering mellem TSO'erne
- Mere prisfølsom efterspørgsel: Fleksibilitet i elmarkedet skal fremmes ved at gøre det rentabelt at reducere elforbruget i spidslastsituationer. [14]

[14] (European Commission, 2016)

Direktivet for fælles regler for det indre marked for elektricitet
Direktivforslaget indeholder for elsektoren nogle konkurrenceprincipper, for hvordan der tildeles støttemidler til VE. Konkurrenceprincipper bygger ovenpå eksisterende statsstøtteregler, men pålægger medlemslandene yderligere forpligtigelser. Der er her særlig fokus på at øge andelen af åbne udbud, hvor producenter uanset medlemsland kan byde ind:

1. Medlemslande skal sikre at mindst 10% af ny støtteberettiget kapacitet er åben for installationer i andre medlemslande i perioden 2020-2025. Det hæves til 15% for perioden 2025-2030
2. Støtteforanstaltninger kan åbnes for deltagelse på tværs af landegrænser gennem bl.a. åbne nationale udbud (tenders), fællesudbud, åbne certifikatordninger eller fælles støttemuligheder. Allokeringen af vedvarende energi, der opnår støtte under disse rammer skal underlægges en samarbejdsaftale
3. Kommissionen skal i 2025 vurdere fordelene ved en omkostningseffekt udbredelse af vedvarende elproduktion i unionen. På baggrund af denne vurdering, kan Kommissionen foreslå at lade andelene af åbne udbud stige

Forordning for det indre marked for elektricitet
Det indre marked for elektricitet har til formål i højere grad at integrere vedvarende energi i det europæiske el-system, fastsætte regler for handel med el mellem medlemslande og at sikre en høj forsyningssikkerhed for el. De væsentligste indhold er her:

- Prisregulering på engrosmarkedet fjernes ved at overføre et større økonomisk ansvar til VE-anlæg for de omkostninger, de påfører el-systemet, herunder omkostninger til at balancere produktion og forbrug
- Fremme en bedre udnyttelse af det europæiske transmissionsnet ved en priszoneinddeling i el-markedet, tilpasning af regler for grænseoverskridende handel, håndtering af flaskehalse m.v.
- Sikring af kapacitet på tværs af Europa, uden at national produktions-kapacitet sker på bekostning af markedsaktører i andre EU-lande
- Styrket regionalt samarbejde om drift af det europæiske transmissionsnet ved oprettelse af regionale driftscentre (såkaldte ROCs)
- Oprettelse af en sammenslutning af distributionsselskaber i EU[15]

[15] EU-note til Europaudvalget, Energi-, Forsynings- og Klimaudvalget 1. februar 2017

Beredskab i elsektoren

Forslaget skal sikre et beredskab i elsektoren i krisesituationer, hvor el-forsyningssikkerheden er truet. Sådanne situationer har oftest konsekvenser, der rækker ud over landegrænser. Forslaget indebærer således:

- Regional koordinering i krisesituationer, fælles regler og standardiseringer af de nationale beredskabsplaner
- Udpegning af myndighed, der skal varetage beredskabsplanerne
- Regionale risikoanalyser som grundlag for EU

Forordningen om EU-agenturet ACER

Formålet med forordningen er at øge konsistensen blandt europæiske beslutningsprocedurer for energiregulerende myndigheder. EU's Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndighederne (ACER) styrkes og opnår flere beføjelser. Det indebærer bl.a.:

- ACER kan fremover direkte godkende betingelser og vilkår, som er et resultat af netværksregler og -guidelines
- Afgørelser er gyldige med absolut flertal frem for kvalificeret flertal, som er situationen i ACER i dag
- ACER får fremover mulighed for selv at udarbejde henstillinger efter eget initiativ og ikke som i dag, hvor der kun kan reageres på udtalelser udefra
- ACER får udvidet sit kompetencefelt til også at omfatte tilsyn med regionale driftscentre (ROCs), der koordinerer driften af el-systemerne på tværs af landegrænser

Transport

Det reviderede VE-direktiv, som blev meldt ud i forbindelse med vinterpakken, fastlægger et bindende mål for VE-andelen for EU som helhed på minimum 27 pct. i 2030, mens de gældende nationale mål for VE-andelen i 2020 fastholdes som nationale minimumsandele efter 2020. Direktivforslaget medfører, at de nationale krav om 10% VE i transportsektoren i 2020 ikke videreføres efter 2020, men erstattes af iblandingskrav krav til brændstofleverandørerne. De væsentligste transportrelaterede elementer i forslaget er:

- Der indføres et krav til brændstofleverandører om, at de i 2021 iblander en andel på mindst 1,5% VE-brændstoffer. Andelen skal stige til mindst 6,8% i 2030 efter en fastlagt gradvis stigning. Fødevarebaserede biobrændstoffer (ofte benævnt 1. generation bio-brændstoffer) kan ikke bidrage til denne målopfyldelse.

- Andelen af biobrændstoffer baseret på visse former for affald (bl.a. animalsk fedtaffald og brugt friturefedt) kan maksimalt udgøre 1,7 procentpoint af de 6,8% VE-brændstoffer.
- Avancerede biobrændstoffer og biogas baseret på visse nærmere angivne råvarer skal udgøre mindst 0,5% i 2021 og stige til mindst 3,6% af de 6,8% VE-brændstoffer i 2030 efter en fastlagt gradvis stigning.

Ved beregning af den enkelte medlemsstats forbrug af vedvarende energi kan bidraget fra biobrændstoffer, flydende biobrændsler og biomasse-brændstoffer, som er produceret af fødevareafgrøder eller foderafgrøder (1. generation biobrændstoffer), maksimalt udgøre 7% af energiforbruget til vej- og jernbanetransport i medlemsstaten. Maksimumsgrænsen reduceres til 3,8% i 2030 efter en fastlagt gradvis reducering. Desuden fastlægger direktivet nye minimumsgrænser for drivhusgasfortrængning for biobrænd-stoffer og biogas.

EU-målsætning for den ikkekvotebelagte sektor

EU har et samlet mål om at reducere CO_2-emissionerne i den ikke-kvotebelagte sektor med 30% i 2030 (i forhold til 2005) i EU som helhed. De nationale målsætninger kan variere mellem 0 og 40%, og i EU-kommissionens udspil til en byrdefordeling vil Danmark skulle reducere 39% i 2030. Målet er endnu ikke endeligt besluttet, men udspillet indikerer, at Danmark kommer til at ligge i den høje ende af spektret. Udspillet fra kommissionen til, hvordan målet skal nås, indeholder som noget nyt mulighed for, at medlemslandene i højere grad kan handle kreditter hos hinanden. Reduktionen behøver derfor ikke nødvendigvis at foregå nationalt, hvis det kan gøres billigere i et andet medlemsland, og den nationale forpligtigelse mindskes derved.

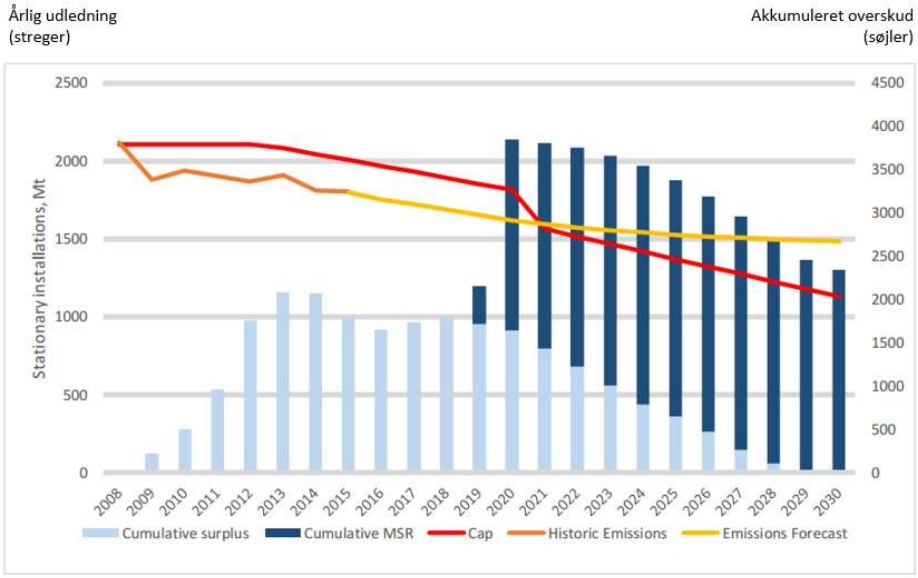
CO_2-kvotemarkedet

EU's kvotesystem er en ordning, hvor der lægges et samlet loft over de kvoteomfattede virksomheders emissioner af drivhusgasser. Når der handles kvoter sættes der en pris på CO_2, som gerne skulle afspejle den marginale reduktionsomkostning. På EU-niveau er ca. 45% af den samlede drivhusgasudledning omfattet af kvoteordningen.

Loftet i kvotesystemet er fastlagt, så det samlede antal kvoter frem mod 2020 reduceres med 21% sammenlignet med 2005. For 2030 er der aftalt en 43% reduktion (sammenlignet med 2005).

Siden 2008 er der sket en betydelig ophobning af overskudskvoter i systemet, som skyldes at antallet af kvoter har oversteget efterspørgslen på kvoter. Udviklingen kan tilskrives flere forhold, bl.a. at udledningen har været lavere end forventet pga. den økonomiske krise, men også at der er gennemført energibesparelser og udbygning med vedvarende energi drevet af EU målsætninger og nationale mål. Det store overskud af kvoter har afspejlet sig i markedsprisen på kvoter, som efter at have ligget på 15-30 € per ton i systemets første år, i dag blot er 5-6 € per ton. Når der overhovedet er en pris på kvoter, skyldes det, at kvoterne kan gemmes over tid. En fremtidig knaphed på kvoter vil altså kunne dækkes med opsparede kvoter.

Den britiske tænketank Sandbag har analyseret udviklingen i kvotemarkedet på lang sigt. Figur 10 viser kvoteloftet (rød streg) og historiske og forventede emissioner (orange og gul streg). Først efter 2021 forventes der at blive allokeret færre kvoter, end der er brug for i det aktuelle år. Der er imidlertid frem til 2021 ophobet så store mængder kvoter, at der fortsat i 2030 vil være et meget betydeligt overskud af kvoter i EU's Market Stability Reserve (blå søjler). Faktisk vurderer Sandbag, at der vil være kvoter tilbage i Market Stability Reserve helt på den anden side af 2050. Det skyldes, at det er aftalt, at der maksimalt kan udtages 100 mio. ton fra reserven årligt, og i 2030 vurderes der at være omkring 2.300 mio. ton tilbage i reserven.



Figur 10. Fremskrivning af CO_2-udledning og overskud af CO_2-kvoter ifølge Sandbag. Kilde: Sandbag (2016)

Analysen peger således på, at det vil vare lang tid, før der opstår en egentlig knaphed på kvoter i kvotehandelssystemet. Det vurderes derfor også, at for

additionelle tiltag, som reducerer CO_2-udledningen, vil mindre end 10% af effekten blive opvejet af, at andre aktører øger deres CO_2-udledning på kort sigt. De øvrige ca. 90% frigjorte kvoter vil indgå i Market Stability Reserve og vil først på meget lang sigt blive ført tilbage til kvotesystemet. Det er desuden sandsynligt, at reguleringen af kvotesystemet på lang sigt vil tilpasse sig de faktiske udledninger, således at additionelle CO_2-reduktioner på kort sigt vil have en blivende værdi også på lang sigt.

Fremtidige danske rammer for termisk forgasning

Med afsæt i udviklingen på EU-plan om en bedre integreret energiunion vurderes det her, hvordan udviklingen på nationalt plan kan forventes at udvikle sig både generelt og særligt i forhold til termisk forgasning.

Elproduktion

En stor del af de eksisterende støtteordninger til VE-el (herunder elproduktion fra termisk forgasningsanlæg) er statsstøttegodkendt af EU før opdateringen af EU's statsstøtteregler i 2014. Idet statsstøttegodkendelser gives for 10-årige perioder, betyder det eksempelvis, at gældende tilskud til el fra termisk forgasning er statsstøttegodkendt frem til 2023. Derefter skal støtten genanmeldes til EU, hvilket kan betyde ændringer. Fra 2024 og frem vil alle tilskud være underlagt de nye retningslinjer:

- Driftsstøtte gives som et tilskud til markedsprisen
- Driftsstøtte opnås primært fra teknologineutrale udbud
- Investeringsstøtte kan tildeles i et vist omfang: Op til 45%-65% af meromkostningen i forhold til konventionel energi uden udbud og 100% med udbud
- Små anlæg kan tildeles støtte uden teknologineutrale udbud (<500 kW)

Når driftsstøtte tildeles efter teknologineutrale udbud, vil de billigste el-producerende VE-anlæg blive prioriteret, som i dag udgøres af vind og sol. Den teknologiske udvikling har reduceret omkostningerne til både vindmøller og solcelleanlæg, og det er sandsynligt at udviklingen vil fortsætte (jf. resultater fra WP2-analysen). Det vil betyde, at tilskudsordninger på tværs af VE-teknologier til elproduktion vil blive harmoniseret på niveauet for vind og sol.

Det er imidlertid i nogle tilfælde muligt at afvige fra teknologineutrale tilskudsordninger og at gøre udbuddet mere teknologispecifikt. Det gælder små anlæg eller tilfælde, hvor der er en fordel for el-systemet. Sidstnævnte er

som tidligere beskrevet muligt, hvis teknologispecifikke udbud reducerer systemintegrationsomkostninger, ikke begrænser kapaciteten i nettet, øger diversificeringen af energisystemet mm.

Varmeproduktion

I takt med at der vil komme mere vedvarende energi i varmeproduktionen, vil afgiftsfordelen for termisk forgasning af biomasse gradvist forsvinde. Statsstøttereglerne tillader støtte til investeringer i kraftvarmeproduktion og i fjernvarmeproduktion, når der er tale om besparelser i primær energi. Som udgangspunkt kan der ydes støtte til en andel af den meromkostning, der er forbundet med energibesparelsen.

Ligestilling af forgasningsgas og biogas

Med presset fra de EU-politiske rammer for at fremme teknologineutrale udbudsprocesser og støtteordninger, er det sandsynligt, at biogas og bio-SNG produceret fra forgasningsgas ligestilles.

Støtten til biogas i Danmark er statsstøttegodkendt efter de nyeste regler fra 2014, men udløber i 2023. Det omfatter opgraderingstilskud, biogas til procesformål og biogas til transport. Det omfatter dog ikke støtten til elproduktion, som er statsstøttegodkendt før de nye regler trådte i kraft. For transportdelen er det væsentligt, at der ikke anvendes fødevarebaserede energiafgrøder, og at det ikke bruges til at opfylde mandater.

Opsummering af fremtidige rammevilkår

Anvendelser af termisk forgasning er i dag kun udbredt i meget lille skala i Danmark og er ikke slået igennem på kommercielle vilkår endnu. Termisk forgasning til kraftvarmeformål kan i dag opnå betydelige konkurrencefordele med samlede direkte og indirekte tilskud op til 150 kr./GJ_{ind} sammenlignet med fossile alternativer. Det er mere. end der i dag gives både i Sverige og i Tyskland. På trods af det, er forgasningsanlæg kun installeret i forbindelse med forskning og udvikling. I takt med den gradvise udfasning af fossile brændsler til varmeproduktion vil afgiftsfordelen på varmesiden dog forsvinde.

Danske støttemuligheder forventes fremover at blive formet ud fra de EU-politiske ønsker og målsætninger om mere ensartet støtte til vedvarende energi, hvor der lægges op til en større grad af teknologineutralitet. Det danske tilskuds- og afgiftssystem forventes at blive påvirket på følgende måde:

- Tilskud til el sættes primært ud fra teknologineutrale udbud, dvs. hvor VE-teknologier konkurrerer mod hinanden. Det betyder, at de billigste teknologier vil sætte barren for tilskud, som her forventes at være sol og vind.
- I gassystemet forventes det, at tilskud til bio-SNG sidestilles med opgraderet biogas af samme årsager som for el: Tilskud tildeles efter dets VE-værdi og ikke ud fra teknologier. Tilskud til biogas er i dag godkendt under de opdaterede statsstøtteregler, som derfor i udgangspunktet antages at fortsætte.
- Til transport forventes de EU-politiske rammer med det opdaterede VE-direktiv at være vigtige. Et stigende mandat (iblandingskrav) for avancerede biobrændstoffer kan på lang sigt give plads for udviklingen af termisk forgasning i kombination med Fischer-Tropsch processen.

Fremtidige rammer	
Tilskud til elproduktion	• Teknologineutrale udbud, VE-certifikater sætter tilskud • Støtte gives primært som feed-in-premium • Termisk forgasning kan støttes uden udbud, hvis det vurderes at have et langsigtet potentiale • Investering i fleksibilitet fremmes ved bl.a. at fjerne prisloft • Fleksible kraftvarmeværker kan spille en rolle pga. højere afregningspriser for spidslast-el
Tilskud til varmeproduktion	• Afgiftsfordel i forhold til fossile alternativer forsvinder gradvist. Dvs. ingen indirekte støtte på varmesiden.
Bio-SNG til gasnettet	• Ligestilling med biogas: Statsstøttegodkendt efter nye regler - nedsættes fra 2023.
Flydende biobrændstoffer	• Opnår støtte som et VE-certifikat, hvis implementeres som mandater (iblandingskrav i procent på min. 3,6% i 2030). Skal konkurrere med 2.g biodiesel, biogas og bio-SNG. Statsstøtteregler tillader ikke yderligere støtte under et mandat. • Non-ETS målsætninger lægger pres på forbrug af biobrændstoffer

Tabel 24. Opsummering af hvordan de EU-politiske rammer forventes at påvirke mulighederne for at kunne give tilskud til termisk forgasning.

7 LCOE-beregninger

Til at belyse forgasningsteknologiers konkurrencedygtighed sammenlignes Levelised Cost of Energy (LCOE) inkl. tilskud og afgifter for forgasningsteknologier med konkurrerende teknologier i 2030. De selskabsøkonomiske LCOE-resultater afspejler nettoomkostningerne for producenten ved at producere en enhed gas, el eller varme. LCOE-sammenligningerne har til formål at illustrere, hvor tæt eller langt forgasningsteknologierne er fra at kunne konkurrere selskabsøkonomisk med alternative teknologier under forventede fremtidige rammevilkår.

Der tages ved beregningerne udgangspunkt i de to udviklingsforløb baseret på to scenarier fra WP2-analysen, som beskrevet i kapitel 4. De to udviklingsforløb udspænder som tidligere beskrevet til sammen det udfaldsrum, der forventes at være inden for forgasningsteknologier frem mod 2030. Det indebærer følgende LCOE-sammenligninger:

- Produktion af bio-SNG fra termisk forgasning af biomasse sammenlignet med opgraderet biogas og naturgas
- Produktion af syndiesel fra termisk forgasning af biomasse i kombination med Fischer-Tropsch processen sammenlignet med fossil diesel
- Termisk forgasning af affald til bio-SNG sammenlignet med affaldsforbrænding

I WP2-scenarierne, som udviklingsforløbene baserer sig på, blev det ikke forventet at forgasningskraftvarme blev samfundsøkonomisk rentabelt frem mod 2050. På trods af det er der her medtaget LCOE-regneeksempler på forgasningskraftvarme, for at undersøge termisk forgasnings selskabsøkonomiske position på mellemlang sigt frem mod 2030. Det indebærer beregninger for:

- Forgasningskraftvarme sammenlignet med alternative kraftvarme- og varmeteknologier
- Forkoblede forgassere knyttet til eksisterende kraftvarmeanlæg

I udviklingsforløb 1 blev der i et langsigtet perspektiv lagt mest vægt på forgasning af affald til bio-SNG og produktion af flydende biobrændstoffer. I udviklingsforløb 2 lægges der hovedsageligt vægt på produktion af grøn gas, dvs. bio-SNG fra forgasning af biomasse samt forgasning af affald til bio-SNG.

Forudsætninger

Til LCOE-beregningerne er der taget udgangspunkt i den seneste version af Energistyrelsens teknologikatalog fra august 2016 samt den seneste version af de nye/opdaterede teknologidata for biogas og termisk forgasning (dataene er under høring). Teknologikatalogdataene for forgasnings- og biogasteknologierne er i det store hele svarende til de viste data fra WP2-rapporten (for år 2030) med enkelte justeringer. Der er anvendt en selskabsøkonomisk diskonteringsrente på 4% realt.

De anvendte forudsætninger omkring brændselspriser, elpriser, varmepriser og CO_2-priser er beskrevet i det følgende. Der redegøres desuden for, hvordan der konkret er taget stilling til, hvordan tilskud- og afgifter forventes at udvikle sig.

Brændselspriser

Brændselspriser for biomasse, dvs. halm, træflis og træpiller i denne forbindelse, er baseret på Energistyrelsens fremskrivning fra publikationen 'Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet' fra 2016. Naturgasprisen følger IEA's seneste fremskrivning med World Energy Outlook 2016 for 450 ppm-scenariet omregnet til danske priser ab værk for decentrale værker.

Det er antaget, at affald til forgasning primært består af affaldsfraktionen RDF. RDF er affald fra industri, detailhandel, byggeri eller husholdninger og er den forbrændingsegnede ikke-farlige rest, der er tilbage, efter at genanvendelige materialer, som f.eks. metaller, glas, plast og organisk materiale, er sorteret fra. (Miljø- og fødevareministeriet, 2016). RDF-affald indregnes med en negativ pris på 300 kr./ton, som antages at svare til den alternative behandlingsomkostning for affald ved forbrænding. For industriaffald til biogasanlæg er der indregnet en positiv pris på 200 kr./ton, fordi der allerede i dag findes eksempler på, at biogasanlæg betaler for at modtage industriaffald.

For diesel er CIF-importprisen baseret på Energistyrelsens brændselsprisfremskrivninger anvendt. Alle brændselsprisforudsætninger er vist i Tabel 25.

kr./GJ (2016-priser)	2015	2020	2030
Halm	39,3	42,1	45,9
Naturgas	45,1	37,3	61,8
Træflis	47,8	48,8	53,4
Træpiller	67,3	67,9	72,7
Affald (RDF)	-25,0	-25,0	-25,0
Industriaffald	16,7	16,7	16,7
Diesel (fossil)	76,6	68,1	116,4

Tabel 25. Anvendte brændselspriser. Halm, træflis og træpiller følger Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet for decentrale værker. For affald er der antaget en behandlingspris på 300 kr./ton. Der tages udgangspunkt i CIF importprisen for diesel. Naturgasprisen er fremskrevet ud fra IEA's seneste World Energy Outlook 2016. Naturgasprisen indeholder ikke omkostninger til transport.

Elpris og varmepris

Elprisen er fremskrevet til 2030 baseret på Ea Energianalyses seneste elprisfremskrivning. Prisen afspejler den gennemsnitlige spotpris i Danmark og anvendes som input ved beregning af el-omkostningerne til biogasanlæg. Elprisen anvendes også til beregning af el-indtægt for kraftvarmeværker, hvor der dog korrigeres for værkets fleksibilitet, dvs. hvor mange fuldlasttimer, det producerer. I kraftvarmeberegningerne er der antaget et tillæg til den gennemsnitlige el-spotpris på 16% i 2030, når værkerne producerer ved 5000 fuldlasttimer, fordi værkerne tilpasser sig el-markedsefterspørgelsen, og derfor producerer, når elprisen er høj[16]. For grundlastanlæg, der producerer 8000 fuldlasttimer årligt anvendes den gennemsnitlige el-spotpris. For el-varmepumper er der antaget et negativt pristillæg på 2%, fordi varmepumper anvender el, når el-prisen er lav[17].

De anvendte elpriser samt nettariffer er vist i tabel 26. For transmissions- og systemtariffer er der taget udgangspunkt i eksisterende niveau på 5,9 øre/kWh for transmission og 2,4 øre/kWh i systemtarif (Energinet, 2017). Distributionstariffen er baseret på elprisstatistikken for forsyningspligtsprodukter, som i 2015 var opgjort til 22,3 øre/kWh inkl. abonnementsbetaling for virksomheder. Nettarifferne antages at udvikle sig med inflationen og holdes derfor konstante i faste priser.

[17] Pristillæggene er baseret på beregninger med energisystemmodellen Balmorel.

øre/kWh (2016-priser)	2015	2020	2030
El-spotpris	19,9	21,0	29,0
El-afregningspris fleksibel produktion	23,1	24,4	33,6
Transmissions- og systemtarif	8,3	8,3	8,3
Distributionstarif	22,3	22,3	22,3
CO2-kvotepris	54	66	105

Tabel 26. Anvendte elpriser, nettariffer og CO_2-priser. Kilde: El-priser: Ea Energianalyse, Nettariffer: Energitilsynet (elprisstatisik) og Energinet.dk, CO_2-kvotepriser: Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger

Der er i beregningerne anvendt en varmepris på 80 kr./GJ i alle år. Derudover er der på naturgasforbruget lagt en CO_2-kvotebetaling, som følger Energistyrelsens fremskrivning af kvoteprisen til 2030.

Tilskud og afgifter

I de selskabsøkonomiske beregninger indregnes tilskud og afgifter. Vurderingen af hvilke tilskudsniveauer der rimeligvis kan forventes i 2030 for elproduktion, varmeproduktion og produktion af "grøn gas" baseres på beskrivelsen af fremtidige rammevilkår. I alle beregninger er dagens tilskudsniveauer fremskrevet for på den måde at vise et udfaldsrum for de selskabsøkonomiske forhold.

Bio-SNG produceret fra forgasning af biomasse kan som tidligere beskrevet ikke opnå tilskud i dag. I LCOE-beregningerne for 2030 er der regnet på et tilfælde, hvor der fortsat ikke kan opnås støtte til bio-SNG og en situation, hvor bio-SNG fra biomasse ligestilles med opgraderet biogas. Ligestilling mellem bio-SNG og biogas er i overensstemmelse med det overordnede EU-politiske ønske om mere teknologineutral VE-støtte. Det er mere usikkert, om tilskuds*niveauet* kan forblive så højt, når der sammenlignes med, hvor meget støtte der gives til anden vedvarende energi.

Tilskudsordningen for opgraderet biogas er fremskrevet ud fra de principper der anvendes i dag. Dertil kommer en sænkning af støtten i 2023 på 7 kr./GJ, som er vedtaget af Energiforligskredsen, og sprintertilskuddet (10-tilskud) er udfaset fra 2020 og frem. De anvendte tilskudsniveauer for opgraderet biogas og bio-SNG fra biomasse er vist i tabel 27.

Kr./GJ (2016-priser)	2015	2020	2030
Grundtilskud	80,6	79,4	67,3
26-tilskud	30,9	37,8	0,4
10-tilskud	10	0	0
Total	121,5	117,2	67,7

Tabel 27. Fremskrivning af eksisterende tilskudsordning for opgraderet biogas, hvor der er indlagt en sænkning på 7 kr./GJ fra 2023 (2016-priser)

Tilskuddet til elproduktion fra biogas og forgasningsgas er i dag helt op til 115 øre/kWh (2017). Alternativ VE-elproduktion fra sol og vind modtager i dag væsentligt lavere støtte, og tilskudsniveauerne er aftagende. Med en forventning om at tilskudsordninger i fremtiden i højere grad tildeles teknologineutralt, er det sandsynligt, at støtten til elproduktion fra forgasningsgas og biogas ikke opretholdes i deres nuværende form, men reduceres frem mod 2030. I LCOE-beregningerne er den eksisterende tilskudsordning fremskrevet for på den måde at vise et slags øvre niveau, men i vurderingen er der lagt vægt på at det sandsynlige niveau ligger sted mellem det eksisterende og 0. Fremskrivningen af eksisterende ordninger er vist i Tabel *28*.

øre/kWh	2015	2020	2030
Grundtilskud	62,8	57,7	40,0
26-tilskud	30,9	37,8	0,4
10-tilskud	10	0	0
Total	103,7	95,5	40,4

Tabel 28.*Fremskrivning af eksisterende tilskudsordning til elproduktion fra biogas og forgasningsgas (2016-priser)*

For syndiesel analyseres konkurrenceforholdet mellem F-T syndiesel og diesel, når det antages, at CO_2-afgiften på diesel fortsættes på samme niveau som i dag (realt). Der er ikke taget konkret stilling til, hvordan energiafgiften på diesel kan udvikle sig, fordi konkurrenceforholdet er upåvirket af denne.

På affald er det antaget, at der ved forbrænding fortsat skal betales tillægsafgift, CO_2-afgift og affaldsvarmeafgift, der realt er uændret fra dagens niveauer. Forgasning af RDF-affald til bio-SNG antages ikke afgiftsbelagt, fordi tillægsafgift, CO_2-afgift og affaldsvarmeafgift knytter sig til affald, der anvendes som brændsel til varmeproduktion.

Næringsstoffer

Det er blevet påpeget, at bio-asken fra termisk forgasning kan have nærringstofværdi og jordforbedrende egenskaber, som vil kunne have en markedsmæssig værdi i landbruget (primært grundet indholdet af fosfor, kalium og kulstof). Det gælder dog ikke entrained flow forgassere rettet mod fremstilling af flydende brændstoffer, hvor askestofferne normalt smelter ved de høje temperaturer. Nogle har fremhævet, at det kun er bio-asken fra termisk forgasning af halm (eller fx gylle, slam eller hønsemøg), der kan have en værdi; og ikke bio-asken fra forgasning af træflis eller affald pga. indholdet af tungmetaller. Grundet usikkerheden omkring markedsværdi af bio-asken samt projektets afgrænsning har de jordforbedrende egenskaber ikke kunnet prissættes i de selskabsøkonomiske LCOE-beregninger. Tilsvarende har nærringstofværdien og de jordforbedrende egenskaber ved tilbageførsel af uomsat biomasse fra biogasproduktion til landbruget ikke været prissat.

Bio-SNG til naturgasnettet

Gasproduktion fra termisk forgasning af træflis, halm og affald sammenholdes med relevante alternativer: Naturgas og opgraderet biogas. Her sammenlignes den selskabsøkonomiske LCOE pr. produceret enhed gas. Biogas produceres fra et mix af biomasseinputs bestående af gylle, dybstrøelse, industriaffald, vådt husholdningsaffald og fast staldgødning mv. Der regnes her på det, som i teknologikataloget kaldes et biogasbasisanlæg samt anlæg, hvor der er tilføjet en større andel industriaffald og en større andel halm. For at give det fulde billede er der derfor inkluderet fire alternativer:

- Naturgas
- Opgraderet biogas i et basisanlæg
- Opgraderet biogas inkl. 2% industriaffald
- Opgraderet biogas inkl. 2% industriaffald og 2,5% halm

Biogasanlæg

Allerede i dag anvender de fleste biogasproducenter en andel industriaffald, som forbedrer anlæggenes økonomi. Med en fortsat udbygning af biogaskapaciteten, forventes industriaffald til biogasproduktion at blive en knap ressource, og derfor regnes der på et anlæg med 2% (vægt) industriaffald i 2030, selvom anlæg i dag anvender en større andel. Halm vil ligeledes kunne forbedre selskabsøkonomien i et biogasanlæg, og der inkluderes derfor her et tilfælde, hvor der også anvendes 2,5% halm. Det mest sandsynlige anlæg i 2030 vurderes at være et anlæg, hvor der både anvendes en andel industriaffald og en andel halm.

Teknologiudvikling for forgasningsteknologi

Teknologi- og økonomidata for metaniseret forgasning af biomasse er baseret på Energistyrelsens teknologikatalog, hvor der forudsættes en betydelig teknologiudvikling, der reducerer omkostningerne. Udviklingen i økonomien for et anlæg til produktion af bio-SNG fra forgasning af biomasse er vist i Tabel 29. Omkostningerne (eksklusiv brændselsomkostninger) til at producere en enhed bio-SNG er forudsat at blive reduceret fra ca. 225 kr./GJ i 2015 til ca. 75 kr./GJ i 2030 uden tilskud. Dvs. omkostningerne reduceres til ca. 1/3 af hvad teknologiomkostningerne er i dag. Teknologi- og økonomidata for 2015-tal baserer sig på eksisterende demonstrationsanlæg med en effekt på 10-20 MW_{gas}, mens der frem mod 2030 forventes en opskalering af teknologien på op mod 200 MW_{gas}. De markante fald i omkostningerne skyldes derfor dels stordriftsfordele og dels læringskurve-effekter. Der er i det følgende antaget, at investeringsomkostninger og D&V-omkostninger er de samme for forgasning af træflis, halm og affald. Omkostningerne til halm og affald kan således relativt til flis være undervurderet, idet håndteringen af brændslerne eksempelvis kan kræve højere omkostninger til forarbejdning og transport.

kr./GJ_{gas}	2015	2020	2030	Reduktion 2015-2030
Investering	168	78	49	-70%
D&V fast	39	17	17	-56%
D&V variabel	20	9	9	-56%
Total	**225**	**105**	**75**	**-67%**

Tabel 29. Økonomiske forudsætninger til beregning af LCOE omkostninger til produktion af bio-SNG fra biomasse omregnet til kr./GJ_{gas} (faste priser). Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog og egne beregninger

Tilskud og afgifter

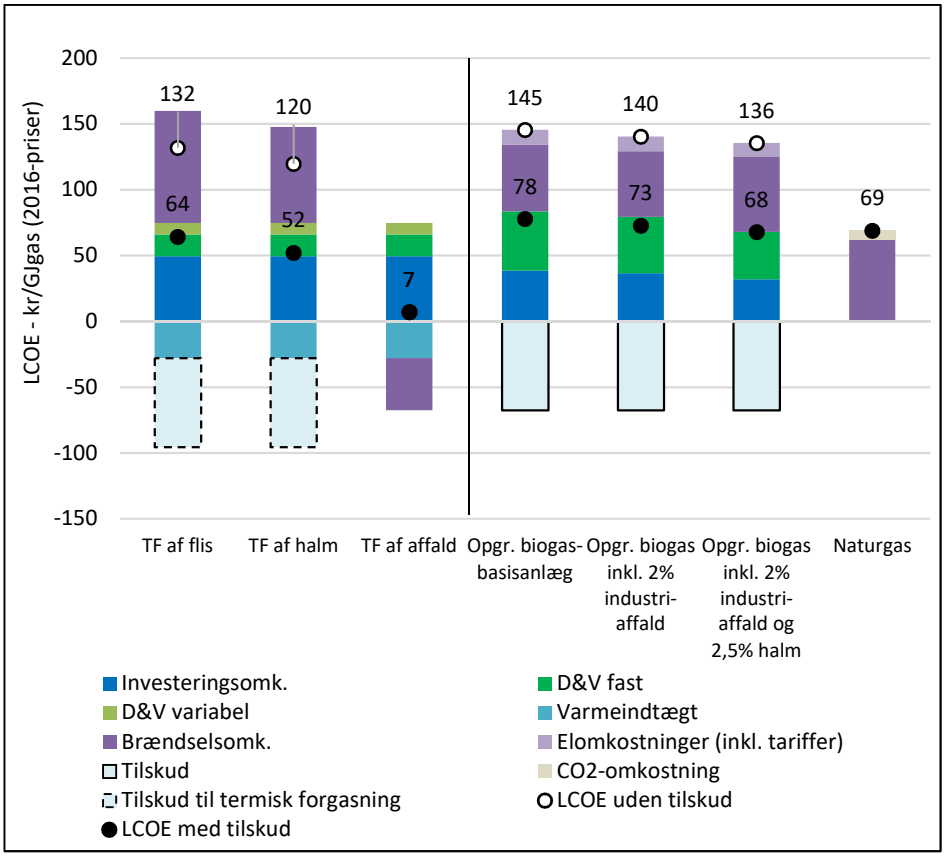
Der er som tidligere beskrevet regnet på en situation, hvor bio-SNG fortsat ikke får tilskud, og en situation bio-SNG fra forgasning af biomasse omfattes af den eksisterende tilskudsordning til opgraderet biogas, som er fremskrevet til 2030 inkl. vedtagne ændringer. Indtægter fra salg af grønne certifikater er ikke kvantificeret i beregningerne, men kan påvirke resultatet for biogas og bio-SNG positivt.

I dag betales der fuld naturgasafgift af al gas leveret på naturgasnettet - uanset om det er opgraderet biogas eller naturgas. Naturgasafgiften har således ingen betydning for sammenligningen af de selskabsøkonomiske LCOE og er derfor ikke medtaget. Derimod er der medtaget en CO_2-pris på naturgas, som skal betales ved anvendelser af naturgas inden for kvotesektoren. Prisen afspejler en fremskrivning af CO_2-kvoteprisen i EU's kvoteomfattede sektor.

I Figur 11 er resultatet af LCOE-beregningerne for 2030 vist for forgasning af træflis, halm og affald sammenlignet med opgraderet biogas og naturgas. På omkostningssiden er der indregnet investeringsomkostning, variable og fast drift- og vedligehold, brændselsomkostning og el-omkostninger til opgradering og komprimering. På indtægtssiden er der indregnet indtægter fra salg af overskudsvarme og tilskud. LCOE er således nettoomkostningen. For affald indgår brændslet som en indtægt.

Biogas med tilskud og naturgas vil koste ca. det samme i 2030

Naturgasprisen er i 2030 estimeret til 69 kr./GJ inkl. CO_2-kvotebetaling eksklusiv tariffer. Opgraderet biogas forventes en selskabsøkonomisk LCOE inkl. tilskud på 78 kr./GJ for et biogasbasisanlæg og på 68 kr./GJ for et anlæg, hvor der anvendes en større andel industriaffald og halm. Det er tydeligt, at tilføjelserne forbedrer anlæggets økonomi væsentligt. Det mest sandsynlige er derfor en LCOE på 68 kr./GJ i 2030. Derved er biogas tæt ved prismæssigt ligestillet med naturgas, hvis tilskudsordningerne fortsætter som i dag. Uden tilskud vil prisen på biogas være mere end det dobbelte af naturgas.



Figur 11. Selskabsøkonomiske LCOE i 2030 for produktion af bio-SNG, opgraderet biogas og naturgas. For termisk forgasning (TF) er nettoomkostningerne pr. GJ gas vist både med og uden tilskudsmæssig ligestilling med biogas. (2016-priser). Kilde: Egne beregninger

Bio-SNG fra biomasse kan blive billigere end biogas

Termisk forgasning af biomasse (træflis eller halm) til bio-SNG vil uden tilskudsmæssig ligestilling med biogas få svært ved at konkurrere med opgraderet biogas med tilskud. LCOE uden tilskud ligger for forgasning af biomasse på 120-132 kr./GJ som er ca. det dobbelte af opgraderet biogas med tilskud. Hvis der ydes det samme produktionstilskud på 76 kr./GJ gas til bio-SNG, som der ydes til opgraderet biogas, vil LCOE blive bragt ned til 64 kr./GJ for forgasning af træflis og til 52 kr./GJ gas for forgasning af halm. Dvs. under de givne forudsætninger vil bio-SNG med tilskudsmæssig ligestilling med biogas udgøre en attraktiv løsning for produktion af "grøn gas", da det kan blive billigere end opgraderet biogas. Det er vigtigt understrege, at resultatet bygger på en række forudsætninger herunder en kraftig teknologiudvikling, som er behæftet med stor usikkerhed. Hvis omkostningerne til produktion af bio-SNG fra biomasse ikke reduceres, men forbliver på dagens niveau, vil LCOE inkl. tilskud i stedet være godt 218-232 kr./GJ_{gas} inkl. tilskud. Dvs. LCOE for bio-SNG vil være mere end det tredobbelte og dermed langt fra konkurrencedygtigt. Det er således helt afgørende for resultatet, at omkostningerne til bio-SNG kan reduceres frem mod 2030.

Bio-SNG fra affald udviser et gunstigt potentiale

Forgasning af affald (RDF) til bio-SNG vil være konkurrencedygtig både i forhold til naturgas og opgraderet biogas i 2030 med en LCOE uden tilskud på 7 kr./GJ med de anvendte beregningsforudsætninger. RDF-affald ser således ud til at udgøre et særdeles gunstigt potentiale for udnyttelse til bio-SNG. RDF-fraktionen udgør imidlertid kun en del af de samlede affaldsmængder til forbrænding (ca. 1/4), og de årlige bio-SNG mængder fra affaldsforgasning er derfor begrænsede. Den lave omkostning skyldes bl.a. en forudsætning om et modtagegebyr på 300 kr./ton, dvs. en negativ brændselsomkostning. Derudover bygger resultatet ligeledes på samme omkostningsdata som for biomasse inklusiv teknologiforbedringen som tidligere beskrevet. Uden teknologiforbedring vil LCOE kr./GJ uden tilskud være ca. 159 kr./GJ. Bio-SNG fra affald beskrives mere i afsnittet om affald nedenfor.

Samfundsøkonomi vs. selskabsøkonomi

I WP2-analysen blev konkurrenceforholdet mellem bio-SNG fra forgasning og biogas analyseret ud fra en samfundsøkonomisk vinkel i 2050. En af analysens konklusioner var bl.a., at bio-SNG ikke kunne konkurrere samfundsøkonomisk med opgraderet biogas (biogas-grundanlæg uden halmtilsætning). Da det stort set er de samme data, der ligger til grund for de to analyser, kan man undre sig over, hvorfor konklusionen i 2030 ser ud til at være anderledes selskabsøkonomisk. I den sammenhæng er det vigtigt at fremhæve, at de samfundsøkonomiske beregninger adskiller sig fra ovenstående selskabsøkonomiske LCOE beregninger uden tilskud ved, at der tages højde

for eksternaliteter, dvs. afledte omkostninger, som ikke direkte betales af producenten. Udnyttelse af husdyrgødning til biogasproduktion involverer en besparelse i drivhusgasudledningerne, fordi udledningerne af metan og lattergas til atmosfæren er mindre sammenlignet med traditionel udbringning på landbrugsjord. Den sparede drivhusgasudledning værdisættes i de samfundsøkonomiske beregninger med en CO_2-pris på 800 kr./ton i 2050 til 30 kr./GJ biogas, men indgår ikke i de selskabsøkonomiske beregninger.

Bemærkning vedr. samfundsøkonomi og halm

Det kan nævnes, at bio-SNG fra halmforgasning dog er tæt på at kunne konkurrere samfundsøkonomisk med opgraderet biogas uden halmtilsætning, hvis der som her antages samme teknologidata og dermed samme markante omkostningsreduktion som for træflisforgasning. Forgasning af halm vil under den antagelse desuden kunne blive mere samfundsøkonomisk fordelagtig end biogas med halmtilsætning. Det afspejles også i WP2-resultaterne for 2050, hvor det dog samtidig ses, at den samfundsøkonomisk mest attraktive anvendelse af halmressourcen udgøres af indfyring i halmkedler i de fleste scenarier.

Bio-SNG i udviklingsforløbene

I udviklingsforløb 1 (Grundscenariet) er der ikke lagt op til, at bio-SNG fra forgasning af biomasse vil spille en langsigtet rolle i det danske energisystem. I udviklingsforløb 2, hvor naturgas er udfaset i systemet i 2050, vil bio-SNG fra biomasse i modsat fald være vigtig for at sikre gasefterspørgselen i 2050. Det er sandsynligvis ikke realistisk at forestille sig, at naturgas er udfaset allerede i 2030, men der kan forventes et større fokus på udviklingen af teknologier til at sikre "grøn gas" på lang sigt.

Delkonklusion for bio-SNG

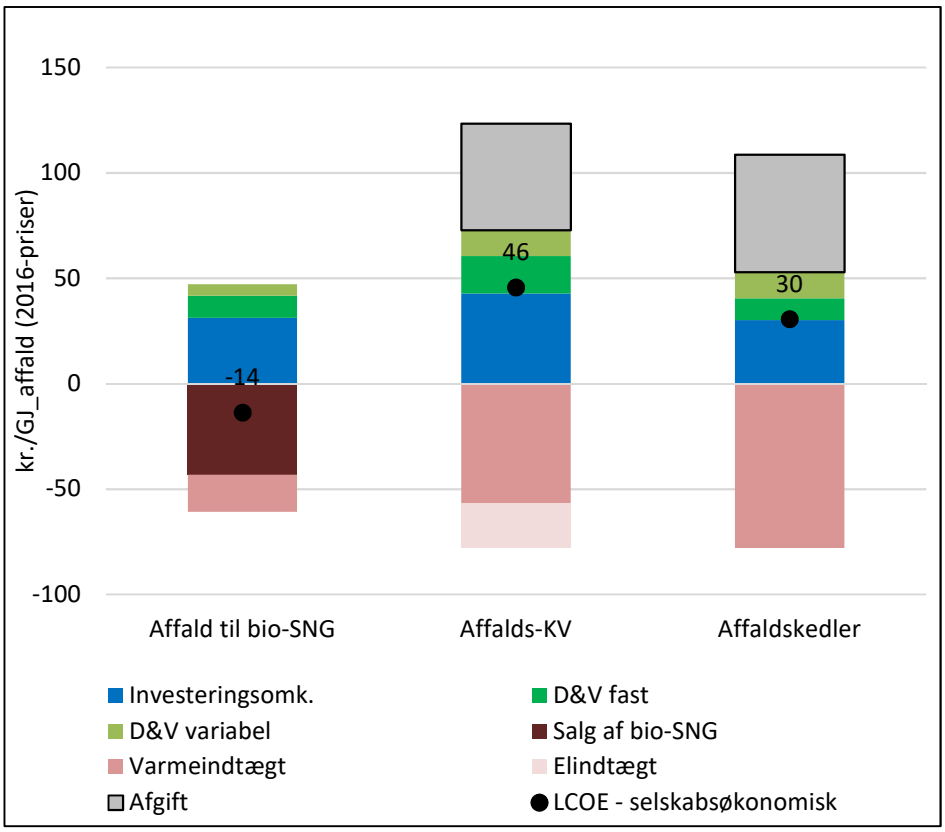
Bio-SNG af biomasse vil uden tilskud ikke kunne konkurrere med naturgas frem mod 2030. Hvis bio-SNG af biomasse skal blive rentabelt frem mod 2030 kræves der, at det ligestilles tilskudsmæssigt med opgraderet biogas, at den eksisterende tilskudsordning fortsættes til 2030 og frem, og at omkostningerne ved bio-SNG bringes ned til under det halve af niveauet i dag. Den teknologiske udvikling bygger på opskalering og teknologiforbedringer af forgasning til bio-SNG, som ikke er urealistiske at opnå, men det usikkert hvor hurtig en sådan teknologiudvikling kan finde sted. En styrket F&U-indsats kan derfor blive vigtig, hvis det potentiale, som det her er vist, at bio-SNG af biomasse kan opnå, skal blive en realitet. Bio-SNG fra forgasning af RDF-affald udviser et attraktivt selskabsøkonomisk potentiale, idet produktionsomkostningen uden tilskud i 2030 potentielt kan bringes under naturgasprisen. Beregningen er ligesom for biomasse baseret på en kraftig

teknologiudvikling, og dertil en negativ pris på affald. Begge disse parametre er behæftet med betydelig usikkerhed.

Behandling af affald

Termisk forgasning af affald adskiller sig fra øvrige anvendelser af termisk forgasning, fordi affald i udgangspunktet skal håndteres på den ene eller anden måde. I afsnittet om bio-SNG viste resultatet, at forgasning af affald (RDF) potentielt kunne blive selskabsøkonomisk attraktivt og konkurrencedygtigt både i forhold til opgraderet biogas og i forhold til naturgas. Foruden usikkerheden om teknologiudviklingen var der usikkerhed om, hvilken affaldspris, et forgasningsanlæg kunne opkræve for at modtage affaldet. Affald håndteres i dag enten ved genanvendelse, forbrænding eller deponering. Den del af affaldet der alternativ kunne udnyttes i andre nyttiggørelsesanlæg som biogasanlæg eller forgasningsanlæg, bliver i dag primært forbrændt. Her sammenlignes derfor omkostningerne ved forgasning af affald til bio-SNG produktion med affaldsforbrænding pr. indfyret GJ affald. På den måde er det muligt at vurdere, hvilken affaldshåndteringsmetode, der er den billigste.

Affaldsafgifterne antages uændret i forhold til i dag. Dvs. forbrændingsanlæg betaler tillægsafgift, affaldsvarmeafgift og CO_2-afgift. Affald til bio-SNG antages ikke at betale afgifter i 2030.



Figur 12. Selskabsøkonomiske LCOE af affaldsbehandling pr. GJ affald i 2030 (2016-priser). Kilde: Egne beregninger.

Termisk forgasning af affald kommer her ud som det billigste alternativ, idet den selskabsøkonomiske behandlingsomkostning pr. GJ affald estimeres til at være -14 kr./GJ. Forbrænding af affald på kedler koster 30 kr./GJ og ved kraftvarmeudnyttelse 46 kr./GJ ved forbrænding i en affaldskedel. Termisk forgasning af affald ser således ud til at være langt den mest attraktive løsning i 2030. Den store forskel skyldes primært, at affald til bio-SNG antages afgiftsfritaget.

Der ligger her de samme teknologiforbedringer til grund som i beregningerne for bio-SNG af biomasse, og det er ydermere forudsat, at investerings- og D&V-omkostningerne for forgasning af affald kan holdes på samme niveau som for forgasning af biomasse. Uden teknologiforbedring vil RDF-affald opnå en LCOE pr. GJ affald på 75 kr. Dvs. 2-3 gange så meget som affaldskedler. Det er således nødvendigt, at reducere omkostningerne til forgasning væsentligt i forhold til i dag, før end det kan konkurrere med alternative behandlingsformer.

Kraftvarmeproduktion

En del af de eksisterende forgasningsanlæg både i Danmark og udlandet er opstillet som mindre decentrale kraftvarmeproducerende anlæg. Som analyseret i WP2[18] vurderes mindre forgasningsanlæg til kraftvarme ikke at have en rolle i det fremtidige energisystem ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv. Her er dog alligevel medtaget et regneeksempel på kraftvarme, hvor termisk forgasning sammenlignes med alternative teknologier. Der beregnes her en LCOE pr. produceret enhed varme, og hvor elsalg dermed indgår som en indtægt i beregningerne. Resultatet for forgasning af træflis sammenholdes med et udsnit af relevante varmeproducerende teknologier for 2030:

- Naturgaskraftvarme
- Biogaskraftvarme
- Træfliskraftvarme (lille og medium)
- Træfliskedel
- Træpillekedel
- Store el-varmepumper

Teknologi- og økonomidata for øvrige teknologier er ligeledes baseret på Energistyrelsens teknologikatalog. For forgasningskraftvarme er det antaget, at omkostningerne reduceres med ca. 30% i forhold til i dag. Det følger af det opdaterede teknologikatalog for forgasningsteknologier. Der er her regnet både på en situation uden tilskud og en situation med en fortsættelse af de eksisterende el-tilskud til biogas, biomasse og forgasningsgas. Tilskud til VE-el herunder el fra biogas og forgasningsgas forventes at falde frem mod 2030. Resultatet med og uden tilskud udgør derfor et spænd for, hvordan konkurrenceforholdet kan komme til at udvikle sig, hvor der lægges mest vægt på den ende af spektret med lave eller ingen tilskud, fordi tilskuddet til anden VE-el forventes at gå mod nul.

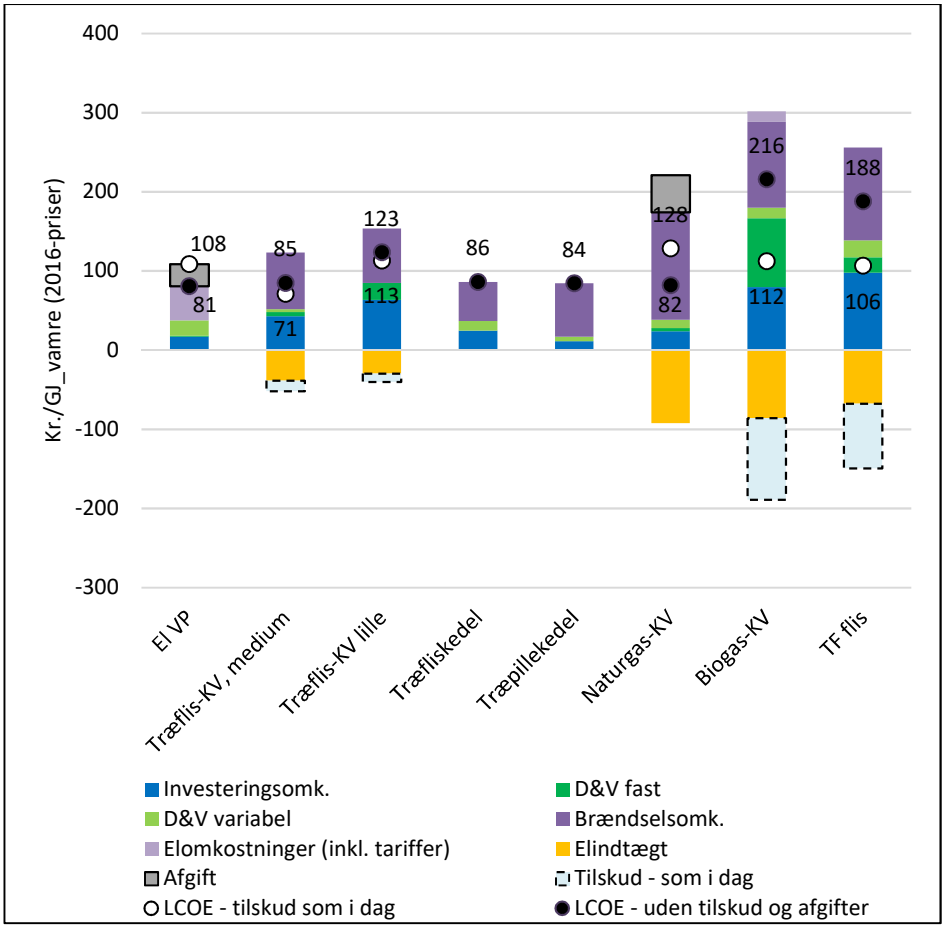
Forgasningskraftvarme har høje faste omkostninger, og økonomien er derfor meget følsom over for, hvor mange fuldlasttimer anlægget kan opnå i konkurrence med øvrige varmeproduktionsteknologier i fjernvarmeområdet. Resultaterne sammenlignes her derfor både for en situation, hvor anlæggene får 5000 fuldlasttimer og en situation med 8000 fuldlasttimer. Det vil ikke være normalen at kunne indpasse forgasningskraftvarme med 8000 fuldlasttimer, da det nærmest svarer til fuld afsætning af varmen over hele året; også sommeren, og da således typisk vil forudsætte, at der hverken er

[18] Ea Energianalyse, 2017: "Integration af termisk forgasning i det danske energisystem", WP2.

affaldsvarme, solvarme, biomasse-kraftvarme eller nævneværdig produktion fra varmepumper i fjernvarmeområdet. En drift i omegnen af 5000 fuldlasttimer vil være mere typisk i forhold til en indpasning med øvrige varmeproduktionsanlæg.

Resultatet med 5000 fuldlasttimer er vist i figur 13 nedenfor. De sorte prikker viser LCOE uden tilskud og afgifter, og de hvide prikker viser resultatet med en fremskrivning af eksisterende tilskuds- og afgiftsforhold. Uden tilskud og afgifter vil el-varmepumper udgøre det billigste alternativ med en varmeomkostning på 81 kr./GJ efterfulgt af naturgaskraftvarme, biomassekedler og biomassekraftvarme. Beregningen for naturgaskraftvarme uden afgifter er dog ikke relevant at sammenligne med, da der fortsat forventes afgifter på naturgas frem mod 2030.

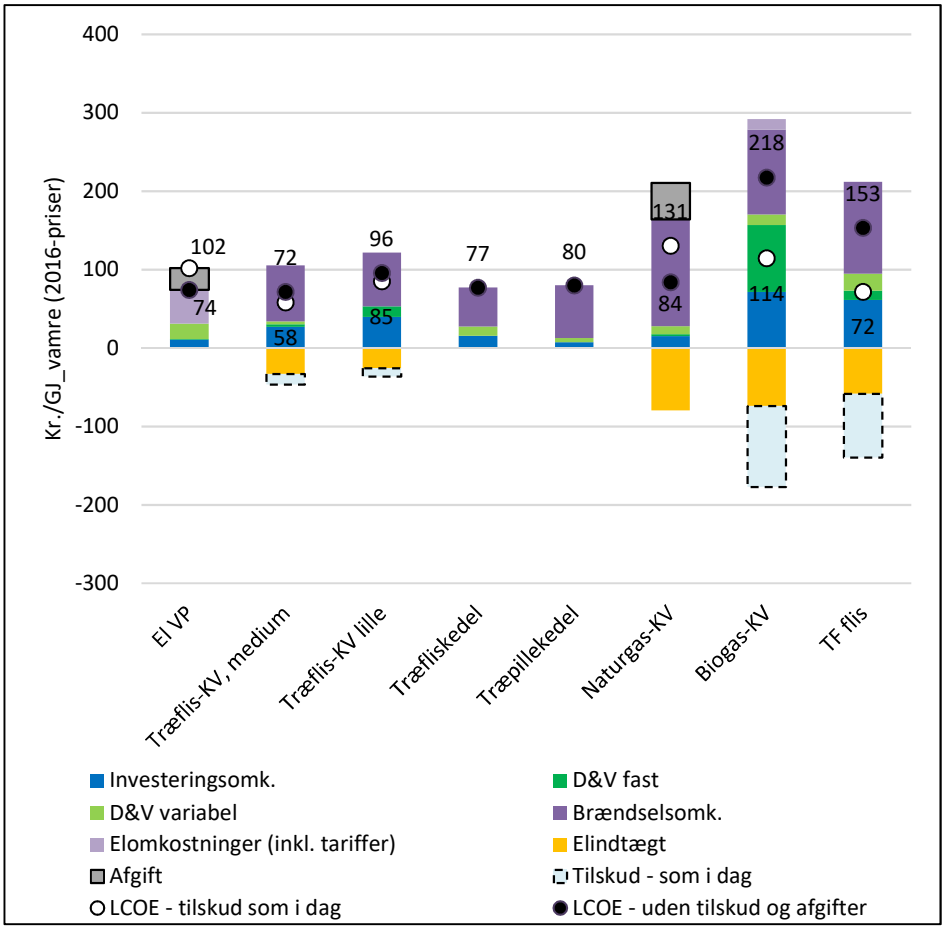
Termisk forgasning uden tilskud vil kunne producere varme til 188 kr./GJ_{varme}. Det er mere end det dobbelte af, hvad alternative varmeteknologier kan producere til, og selv med fortsættelse af eksisterende afgifts- og tilskudsordninger, vil forgasningskraftvarme med en varmepris på 106 kr./GJ_{varme} stadig være knap 50% dyrere end de billigste alternativer ved 5000 fuldlasttimer (i forhold til fliskraftvarme med tilskud). Dvs. i decentrale kraftvarmesystemer, hvor anlæggene ikke kan indpasses med mere end 5000 fuldlasttimer, vil forgasningskraftvarme få svært ved at konkurrere med alternative varmekilder, selv under forudsætning om en reduktion i omkostningerne og en fortsat høj tilskudsordning. Det kan bemærkes, at biogaskraftvarme i 2030 har endnu højere varmeproduktionsomkostninger end forgasningskraftvarme med den forudsatte udvikling af forgasningsteknologien.



Figur 13. LCOE beregninger for termisk forgasning af træflis (TF flis) sammenlignet med konkurrerende varmeteknologier ved 5000 fuldlasttimer. Kilde: Egne beregninger

I decentrale områder, hvor et forgasningsanlæg kan producere som grundlastanlæg med 8000 fuldlasttimer, vil forgasningsanlægget stå bedre i LCOE-sammenligningen. Det skyldes den høje andel af faste omkostninger. Uden tilskud er forgasningskraftvarme dog stadig langt fra konkurrencedygtigt. Figuren viser, at hvis de eksisterende høje tilskudsordninger fortsættes og forgasningskraftvarme samtidig kan indpasse med 8000 fuldlasttimer, så kan forgasningskraftvarme blive selskabsøkonomisk konkurrencedygtig i 2030 med størstedelen af de alternative teknologier. Fliskraftvarme vil dog stadig med gældende tilskud være det billigste alternativ med en varmeomkostning på 58 kr./GJ. Det vurderes imidlertid ikke sandsynligt, at dagens høje tilskudsniveau opretholdes, og det vil dertil heller ikke være normalen at forgasningskraftvarme kan indpasses med så højt et antal fuldlasttimer. Samtidig skal der ikke ændres meget på tilskudsniveauet og/eller antallet af fuldlasttimer, før forgasningskraftvarme ikke længere er konkurrencedygtigt. Samlet set vurderes det ikke sandsynligt, at forgasningskraftvarme (eller

biogaskraftvarme) vil have et nævneværdigt selskabsøkonomisk potentiale i 2030.



Figur 14. LCOE beregninger for termisk forgasning af træflis (TF flis) sammenlignet med konkurrerende varmeteknologier ved 8000 fuldlasttimer. Kilde: Egne beregninger

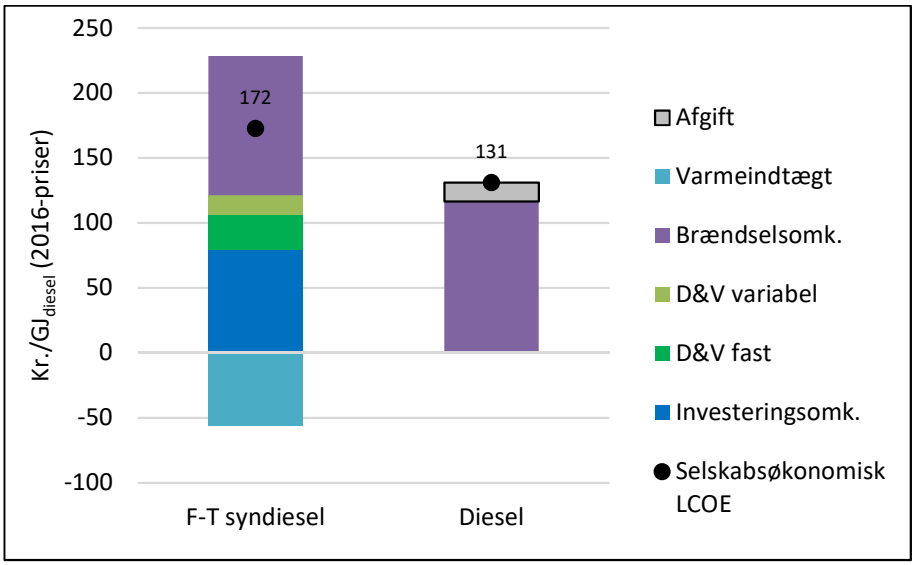
Flydende biobrændstof

I WP2-analysen blev syndiesel fra Fischer-Tropsch processen af forgasningsgas (F-T syndiesel) vurderet samfundsøkonomisk konkurrencedygtigt med fossilt diesel i 2050 med en CO_2-pris på 800 kr./ton. Her undersøges det selskabsøkonomiske konkurrenceforhold mellem fossilt diesel og F-T syndiesel i 2030. Analysen er her afgrænset til kun at omfatte F-T syndiesel og ikke øvrige flydende biobrændstoffer produceret fra forgasning af biomasse som fx metanol eller DME (dimethyl ether). Det har været en nødvendig afgrænsning grundet projektets omfang og er i overensstemmelse med afgrænsningen i WP2-analysen.

Beregningerne baserer sig på det opdaterede teknologikatalog for forgasning, hvor det er en grundantagelse, at produktionsenheder for F-T syndiesel er store anlæg med en kapacitet på op til 1000 MW.

For fossilt diesel betales der, som tidligere beskrevet, både en energiafgift og en CO_2-afgift. Her er kun medtaget CO_2-afgiften (inkl. moms), fordi energiafgiften ligesom naturgasafgiften pålægges alt forbrug.

I et sådant tilfælde vil F-T syndiesel koste 172 kr./GJ diesel at producere (netto) svarende til en meromkostning på ca. 30% i forhold til fossilt diesel, der i 2030 er fremskrevet til 131 kr./GJ inkl. CO_2-afgift. Det vil således kræve et tilskud på 41 kr./GJ, for at F-T syndiesel kan konkurrere mod fossilt diesel. Ved en simpel omregning uden medtagelse af afledte effekter svarer det til en CO_2-pris på 560 kr./ton. Sammenlignet med øvrige tiltag i transportsektoren, er det ikke er en høj CO_2-pris. Eksempelvis estimerede Skatteministeriet i 2015, at afgiftsfritagelsen for elbiler til og med 2015 havde en CO_2-skyggepris på ca. 4.500 kr./ton (hvor der dog skal tages højde for forskelle i opgørelsesmetoderne).[19]



Figur 15. Selskabsøkonomiske LCOE i 2030 for Fischer-Tropsch produceret syndiesel (F-T syndiesel) baseret på termisk forgasning af træflis. Afgiften på diesel afspejler kun CO_2-afgiften inkl. moms (energiafgiften er ikke medtaget da denne vil være pålagt både diesel og F-T syndiesel). Kilde: Egne beregninger.

Det er vigtigt at understrege, at teknologi- og økonomidata er behæftet med stor usikkerhed, fordi teknologien ikke er udbredt endnu. Da anlæggene helst skal være af en vis størrelse, vil der ydermere være stor risiko ved at investere

[19] Skatteministeriet: " Forlænget afgiftsfritagelse for elbiler efter 2015"

i teknologien, dels fordi det kræver en efterspørgsel og dels fordi der kan være stor usikkerhed om anlæggets økonomi, når det er en uafprøvet teknologi i en meget stor skala.

I dag understøttes biobrændstoffer til transport gennem mandater, hvor brændstofudbyderne er forpligtet til at iblande en andel biobrændstof. Med fremlæggelsen af EU's vinterpakke styrkes denne form for støtte til biobrændstoffer, hvor der lægges større vægt på avancerede biobrændstoffer, idet mindst 3,6% af energiforbruget til vej og banetransport skal stamme fra avancerede biobrændstoffer i 2030, hvis vinterpakken i sin nuværende form gennemføres. Der er derfor ikke regnet på konkrete tilskud, fordi der i de langsigtede strategier fortsat vil være fokus på iblandingskrav som et virkemiddel til at fremme biobrændstoffer til transport. F-T syndiesel skal i dette segment konkurrere med andre avancerede biobrændstoffer som biogas, bio-SNG, 2.g bioethanol, 2.g biodiesel[20]. Fødevarebaserede biobrændstoffer kan ikke bidrage til at opfylde denne målsætning.

Både opgraderet biogas og bio-SNG opnår som tidligere vist en lavere LCOE pr. GJ gas på 130-140 kr./GJ uden tilskud end F-T syndiesel. Det er her nødvendigt at sammenligne uden tilskud, fordi biobrændstoffer, der anvendes til at opfylde et målkrav ifølge EU's statsstøtte regler ikke kan opnå tilskud. Dvs. alene på brændstofsomkostningen, vil F-T syndiesel stadig have svært ved at konkurrere selv med en forventet teknologiudvikling. F-T syndiesel har imidlertid den fordel, at det kan blandes direkte i fossilt diesel, hvorved eksisterende dieseldrevne køretøjer kan anvende det uden yderligere foranstaltninger, og hvor dieselmotorens høje virkningsgrader kan udnyttes. Gaskøretøjer har typisk en lavere motorvirkningsgrad, og omstilling til gas vil kræve investeringer i gaskøretøjer. En potentiel ulempe ved F-T syndiesel er bl.a. at de økonomiske forudsætninger baserer sig på storskalaanlæg, hvor der kræves massive investeringer - her op til 15 mia. kr. for et enkelt anlæg.

Forkoblede forgassere

En forkoblet forgasser er et forgasningsanlæg, der kobles på et kraftvarmeværk, hvor forgasningsgassen føder ind til kraftværkets kedel. I den forkoblede forgasser anvendes typisk et billigt brændsel som halm eller affald for på den måde at opnå en energieffektiv udnyttelse og en besparelse i brændselsomkostningerne på værket. Her analyseres en situation, hvor der

[20] Fatty Acid Methyl Ether (FAME) og Hydrotreated Vegetable Oil (HVO). FAME kan i dag kun blandes i fossil diesel i begrænsede mængder, fordi for høje iblandinger kan udfordre motorens ydeevne. HVO er et produkt, hvis kemiske struktur ligner diesel mere og derfor kan iblandes i ubegrænsede mængder.

investeres i en forkoblet forgasser til et allerede eksisterende kraftvarmeværk og ikke en situation, hvor der investeres i et nyt værk inklusiv en forgasser. Ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv må omkostningerne forbundet med at investere i en forkoblet forgasser ikke overstige de besparelser, der kan opnås på kraftværket. Her er opstillet et simpelt regneeksempel, hvor der regnes på fire cases:

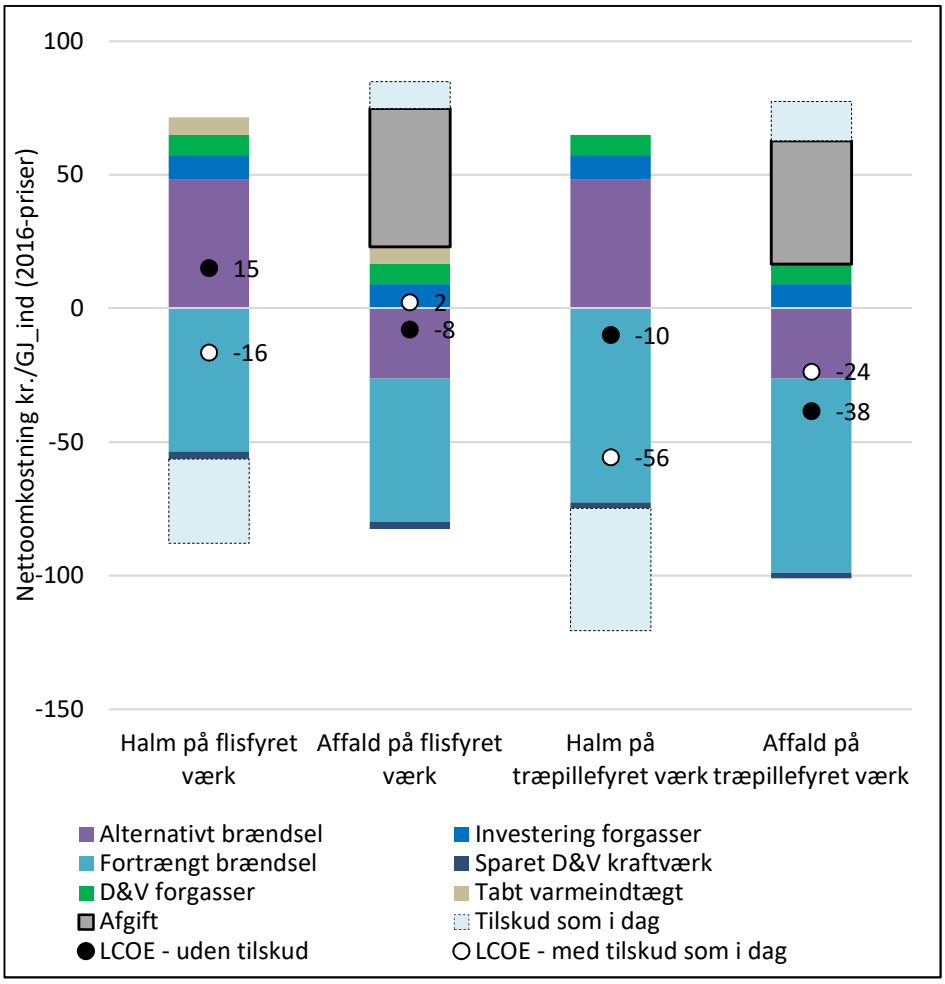
- Forkoblet forgasser med halm som udnyttes i et flisfyret kraftvarmeværk
- Forkoblet forgasser med affald som udnyttes i et flisfyret kraftvarmeværk
- Forkoblet forgasser med halm som udnyttes i et træpillefyret kraftvarmeværk
- Forkoblet forgasser med affald som udnyttes i et træpillefyret kraftvarmeværk

Teknologi- og økonomidata for forkoblede forgasser er forbundet med stor usikkerhed, og det har kun været muligt at opnå et begrænset datagrundlag til at basere beregningerne på. Der tages udgangspunkt i teknologikatalogets data for forkoblede forgassere fra 2015 (for 2030) og en tidligere projektansøgning fra ENERGI E2 om at investere i en forkoblet forgasser enten på Amagerværkets blok 3 eller Avedøreværket blok 1 (økonomidata var gældende for begge investeringer), som aldrig blev realiseret. I teknologikatalogets data er der indlagt en reduktion i investeringsomkostningen på 40% i 2030 i forhold til i dag. I 2030 antages derfor en investeringsomkostning på ca. 2,3 mio. kr. pr. indfyret MW, og der antages en fast D&V omkostning på ca. 130.000 kr./år (2016-priser). I teknologikataloget er der antaget en reduktion i investeringsomkostningen på 40% i 2030 i forhold til i dag. En af grundantagelserne bag de økonomiske data er, at der er tale om relativt store anlæg - i størrelsesordenen 100 MW syngas. Der er anvendt en el-virkningsgrad på 31% for træflisfyrede kraftværker og el-virkningsgrad på 45% for træpillefyrede værker (jf. Energistyrelsens teknologikatalog). En nettobesparelse ved en forkoblet forgasser på 1 kr./GJ vil derfor svare til en besparelse på 0,8 øre/kWh produceret el på et træpillefyret værk og 1,2 øre/kWh produceret el på et træflisfyret værk.

Der indregnes på omkostningssiden omkostninger til investeringen og D&V-omkostninger ved forgasseren, brændselsomkostninger til det billigere brændsel og afgifter. Derudover er der indregnet tabt varmeindtægt på flisfyrede værker med røggaskondensering, fordi varmeindvindingen reduceres, når der anvendes et brændsel med lavere fugtindhold end flis. På

indtægtssiden indregnes der en besparelse fra fortrængt brændsel på kraftværket samt variable D&V på det eksisterende værk. Dertil lægges et potentielt (netto-)tilskud til forgasning, hvor der i resultatet er vist en fortsættelse af de støttevilkår der i dag eksisterer på kraftvarme. I nettobetragtningen fratrækkes det eksisterende tilskud til biomassekraftvarme derfor.

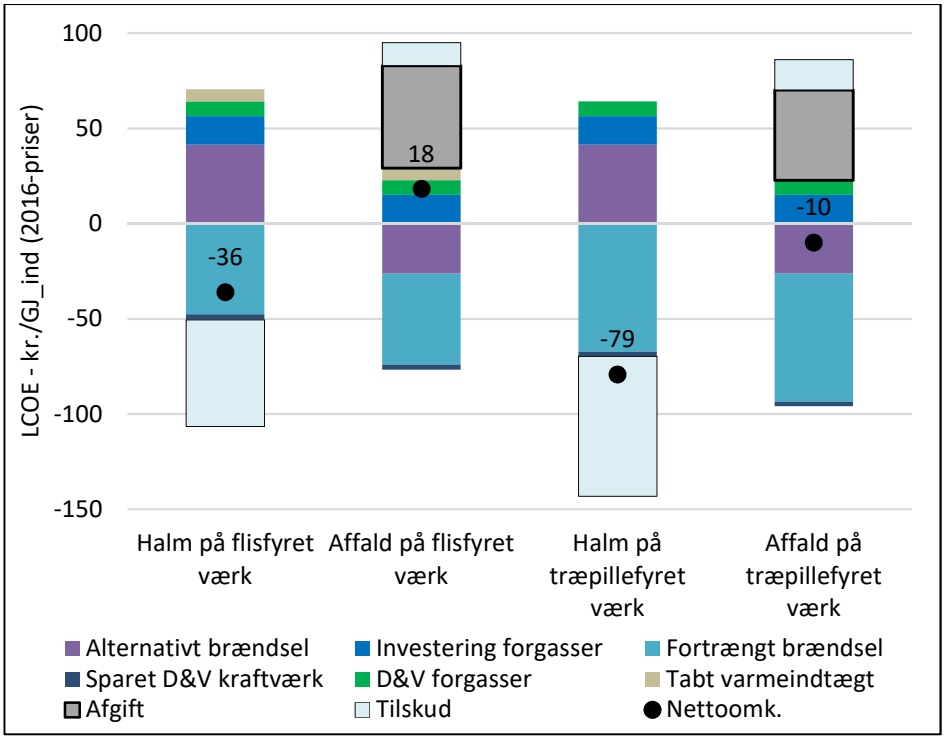
Ligesom for kraftvarme vurderes det at være sandsynligt, at eksisterende tilskudsordninger for forgasning til kraftvarme reduceres frem mod 2030. Derfor betragtes resultatet med og uden tilskud et spænd for, hvordan det muligvis kan se ud i 2030. I udgangspunktet er det antaget, at forgasseren udnyttes 5000 fuldlasttimer om året. Resultatet er vist i Figur 16 nedenfor pr. GJ indfyret for det eksisterende kraftværk.



Figur 16. Nettoomkostningen (LCOE) ved at installere en forkoblet forgasser på et biomassekraftvarmeværk i 2030. For 'LCOE - tilskud som i dag' er den eksisterende tilskudsordning fremskrevet efter gældende principper. Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog, ENERGI E2: ' Straw gasification for co-combustion in large chp-plants' + Egne beregninger

Resultatet viser, at forkoblede forgassere på træpillefyrede anlæg er selskabsøkonomisk rentabelt både med halm og med affald - også uden at der ydes tilskud i 2030. Med fortsatte tilskud vil der være en gevinst på helt op 56 kr./GJ for en halmfyret forgasser på et træpillefyret kraftvarmeværk. For forgasning af affald på et flisfyret kraftværk er der en lille gevinst, når det betragtes uden tilskud og et marginalt tab, når fortsættelsen af de eksisterende tilskud til biomassekraftvarme fortsættes. For halm på et flisfyret kraftværk vil der være en meromkostning uden tilskud på 15 kr./GJ, mens et tilskud vil opveje for meromkostningen og give et selskabsøkonomisk incitament på 16 kr./GJ.

Som tidligere beskrevet er datagrundlaget behæftet med stor usikkerhed, og sammenlignes resultatet med, hvordan situationen ser ud i dag, kan man undre sig over, hvorfor der endnu ikke eksisterer forkoblede forgassere på danske kraftværker. Samme beregning på økonomi- og teknologidata for 2015, udviser store selskabsøkonomiske potentialer. Regneeksemplet er vist i figur 17. En forkoblet forgasser med halm som brændsel på et træpillefyret værk burde kunne opnå en gevinst på knap 80 kr./GJ_{ind}, hvis teknologidata øvrige beregningsforudsætnigner er retvisende. For en forgasser på 100 MW svarer det til en besparelse på knap 11 mio. kr. årligt. Noget tyder derfor på, at der enten er andre udfordringer ved at investere i en forkoblet forgasser end de økonomiske omstændigheder, at der er fokus på andre teknologier eller at de økonomiske data ikke afspejler virkeligheden.



Figur 17. Nettomkostningen ved at investere i en forkoblet forgasser på biomassekraftvarmeværker i dag (2015). Kilde: Teknologikatalog + egne beregninger

Opsamling på LCOE-sammenligningerne

Nedenfor opsummeres kort rapportens hovedkonklusioner inden for de analyserede anvendelsesmuligheder af forgasningsteknologier.

Bio-SNG fra forgasning af biomasse	Det er realistisk, at tilskud til bio-SNG sidestilles med opgraderet biogas, men det vurderes ikke sandsynligt, at tilskudsniveauet stiger frem mod 2030. Med tilskudsmæssig ligestilling med biogas, kan Bio-SNG fra forgasning af biomasse blive konkurrencedygtigt i forhold til naturgas og opgraderet biogas, hvis omkostningerne reduceres til ca. det halve af niveauet i dag. Uden teknologiforbedringer vil bio-SNG koste mere end det tredobbelte af naturgas i 2030. Der bør derfor lægges vægt på en styrket F&U-indsats for at hjælpe forgasning af biomasse til bio-SNG produktion på vej og udnytte det potentiale, som bio-SNG af biomasse udgør.
Bio-SNG fra forgasning af affald	Bio-SNG fra forgasning af visse affaldsfraktioner (fx RDF) kan konkurrere med forbrænding af affald i 2030. Faktisk viser beregningerne at forgasning af affald kan være den billigste måde at håndtere affald på, når det bruges til at producere bio-SNG, der afsættes på naturgasnettet. Ydermere viser beregninger, at forgasning af RDF-affald kan være den billigste måde at producere bio-SNG på - selv uden tilskud. Resultatet forudsætter ligesom for bio-SNG produktion fra biomasse dog en betydelig udvikling af forgasningsteknologien. Uden teknologiudvikling vil affald ikke kunne konkurrere med affaldskedler.
Flydende biobrændstoffer	Uden tilskud forventes Fischer-Tropsch syndiesel ikke at være konkurrencedygtigt med fossilt diesel i 2030. Med den forudsatte teknologiforbedring er meromkostningen ved F-T syndiesel dog nedbragt til kun 30% i 2030. Det svarer til en CO2-reduktionspris på ca. 560 kr./ton, som ikke vurderes at være en høj pris inden for transportsektoren. På transportområdet forventes mandater at blive styrende virkemidler, hvor F-T syndiesel skal konkurrere med alternative 2.g biobrændstoffer som FAME, HVO, bioethanol samt ”grøn” gas. I dag prioriteres F-T syndiesel ikke til at opfylde mandater, men med en betydelig teknologiudvikling vil det på lang sigt potentielt have et selskabsøkonomisk potentiale. Det er ikke belyst, hvor meget der her skal til for, at F-T syndiesel kan konkurrere med alternative flydende biobrændstoffer.
Kraftvarmeproduktion	På el-siden er der pres fra EU for, at el-tilskud ligestilles med øvrige VE-teknologier. Hvis det sker, vil varmeprisen for forgasningskraftvarme være væsentlig højere end varmeprisen for den billigste alternative teknologi. Hvis

tilskudsordningerne skulle fortsætte som i dag, og forgasningskraftvarme dertil kan indpasse som grundlastanlæg med 8000 fuldlasttimer vil de dog kunne konkurrere selskabsøkonomisk. Denne situation vurderes imidlertid at være mindre sandsynlig. Med 5000 fuldlasttimer, som vurderes mere realistisk, vil forgasningskraftvarme (og biogaskraftvarme) selv med høje tilskud ikke kunne konkurrere med alternative varmeproduktionsteknologier. Uden tilskud vil forgasningskraftvarme være 2-3 gange dyrere end alternative varmeteknologier; også ved 8000 fuldlasttimer.

Forkoblede forgassere

Forkoblede forgassere kan blive rentable ved forgasning af både halm og affald, som fyres ind til et biomassekraftvarmeværk under de rette omstændigheder. Hvis tilskudsniveauet i dag opretholdes, vil forkoblet forgasning af halm være selskabsøkonomisk særdeles attraktivt, og forkoblet forgasning af affald på biomassefyrede værker ser ud til at give en selskabsøkonomisk gevinst selv uden tilskud. Datagrundlaget er dog behæftet med stor usikkerhed, idet samme beregninger på 2015-data udviser et stort uindfriet potentiale for forkoblede forgassere af halm på både flisfyrede og træpillefyrede kraftvarmeværker.