



# Optimeret biomasseanvendelse til el- og fjernvarmeproduktion mod 2040

TEKNISK OG ØKONOMISK ANALYSE



September 2021



Udarbejdet af:

Ea Energianalyse  
Gammeltorv 8, 6. tv.  
1457 København K  
Tlf. 60 39 17 16  
E-mail: [info@eaea.dk](mailto:info@eaea.dk)  
Web: [www.eaea.dk](http://www.eaea.dk)

# Indhold

<b>1</b>	<b>Hovedresultater og perspektivering</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Resume</b>	<b>7</b>
2.1	Biomassens CO <sub>2</sub> -effekt i et 30 års tidsperspektiv	8
2.2	Analysemetode og resultater	9
2.3	Tillægsanalyse om CCS på affald	14
<b>3</b>	<b>Analysemetode og data</b>	<b>16</b>
3.1	Biomasse og CO <sub>2</sub>	16
3.2	Modelværktøj: Balmorel	27
3.3	Hovedforudsætninger	28
3.4	Scenarieanalyser	29
<b>4</b>	<b>Analyseresultater</b>	<b>31</b>
4.1	Udvikling af fjernvarmesystemet i referencescenariet	31
4.2	Udvikling af fjernvarmesystemet i øvrige scenarier	34
4.3	Udvikling af el-systemet	36
4.4	Forbrænding af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion	39
4.5	CO <sub>2</sub> -emissioner	40
4.6	Økonomisk vurdering	41
<b>5</b>	<b>Tillægsanalyse om CCS på affaldsforbrændingsanlæg</b>	<b>46</b>
5.1	Forudsætninger for CCS-anlæg på affaldsanlæg	46
5.2	Udvikling i fjernvarmesystemerne	47
5.3	Udvikling af brændselsforbrug og CO <sub>2</sub> -emission	48
5.4	Samfundsøkonomiske omkostninger	50
<b>6</b>	<b>Referencer</b>	<b>52</b>
<b>7</b>	<b>Bilag 1: Specifikke analyseforudsætninger</b>	<b>53</b>

# 1 Hovedresultater og perspektivering

Med udgangspunkt i rapporten "CO<sub>2</sub>-emission mitigation through fuel transition on Danish CHP and district heat plants" (IGN) er der i nærværende rapport beregnet en gennemsnitlig CO<sub>2</sub>-koefficient for biomasse, anvendt på en række danske anlæg. Emissionskoefficienten er 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ skovbiomasse, og udtrykker nettoudledningen af CO<sub>2</sub> ved at brænde biomasse, set i et 30 års perspektiv. CO<sub>2</sub>-koefficienten afhænger af, hvordan biomassen alternativt ville være nedbrudt over tid, og om tilvæksten i skoven ændres. Det kan antages, at øget efterspørgsel efter biomasse globalt vil øge konkurrencen om skovens produkter, og at både den marginale og den gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-koefficient derved kan stige. En reduceret efterspørgsel efter biomasse vil sandsynligvis omvendt medføre lavere marginale og gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-koefficienter. Det er uklart, hvordan de nye danske bæredygtighedskriterier for biomasse vil påvirke den gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-koefficient.

Når der er en nettoudledning af CO<sub>2</sub> ved forbrænding af biomasse, genereres en omkostning, der i denne analyse er beregnet ved at gange nettoudledningen med prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter i EU. Kvoteprisen er fremskrevet til 440 kr./ton i 2030 og 660 kr./ton i 2040. Med 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ og med den forudsatte kvotepris vil en internalisering af biomassens CO<sub>2</sub>-udledning svare til en merpris på skovbiomasse på 15,4 kr./GJ i 2030 og 23 kr./GJ i 2040.

Ved 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ genereres en samlet CO<sub>2</sub>-omkostning på 12,2 mia. nutidskroner over perioden 2020-2040 i referencescenariet. Omkostningen udtrykker værdien af tabt kulstof i skovene og i landbruget prissat med kvoteprisen. Kulstoffet tabes i den såkaldte LULUCF-sektor (Land Use Land Use Change and Forestry).

I referencen anvendes der knap 100 PJ biomasse i 2020 faldende med omtrent 20% mod 2030 og knap 60% mod 2040. Såfremt biomassens CO<sub>2</sub>-udledning internaliseres i energiselskabernes beslutningsgrundlag med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, vil forbruget af biomasse i Danmark blive reduceret med ca. 40 % mod 2030, og ca. 70 % mod 2040 sammenlignet med 2020. At bruge mindre biomasse til el- og fjernvarmeproduktion øger dog energisektorens omkostninger med 1,6 mia. kr. Samtidig reduceres omkostningen ved kulstoffabet i LULUCF-sektoren med 3,6 mia. kr., en samlet besparelse på 2 mia. kr. sammenlignet med referencen. Alle tal i nutidskroner over perioden 2020 – 2040.

Scenariet vurderes umiddelbart teknisk muligt, selvom der stilles store krav til hurtig udrulning af forskellige typer varmepumpeanlæg til fjernvarmeproduktion. Økonomien er beregnet med udgangspunkt i, at nye varmepumpeanlæg som hovedregel kan etableres tæt ved eksisterende fjervarmeinfrastruktur. Hvis dette i praksis viser sig at være en udfordring, især i store byer, kan omkostningerne ved omlægning til varmepumper vise sig højere end beregnet.

I ovennævnte scenarier er det antaget, at biomasseanlæg ikke kan skrottes før udløb af deres tekniske levetid. Hvis tidligere skrotning i perioden 2025-2030 alligevel er mulig, reduceres biomasseanvendelsen yderligere, og de samlede omkostninger reduceres med yderligere 0,8 mia. kr. i perioden. Hvorvidt tidlig udfasning af eksisterende biomasseanlæg i perioden 2025-2030 er teknisk mulig er et spørgsmål, der vil kræve yderligere afklaring.

De beregnede omkostninger i LULUCF-sektoren vurderes at være reelle omkostninger, der pålægges det globale samfund, såfremt målsætninger og hensigter i Paris-aftalen forfølges. Når skov og mark taber kulstof til atmosfæren på grund af efterspørgslen efter biomasse fra danske el- og fjernvarmeverker, så skal dette kulstofftab kompenseres i andre sektorer, hvis klimamålet holdes uforandret. Som rammerne er nu, så drives skove typisk uden direkte økonomisk hensyntagen til den biogene kulstofpulje.

Der er udarbejdet en tillægsanalyse af investeringer i kulstoffangst- og lagring (CCS) på affaldsforbrændingsanlæg. Mulighed for CCS i industrien eller på biomassefyrede anlæg indgår ikke i tillægsanalysen. Det vurderes, at CO<sub>2</sub>-prisen vil skulle stige til et stykke over 1000 kr./ton før CCS på biomassefyrede anlæg er samfundsøkonomisk mere attraktivt end at reducere biomasseanvendelsen.

### **Perspektivering**

Det er i dette arbejde ikke konkret analyseret, hvordan en internalisering af biomassens CO<sub>2</sub>-effekt bedst kan finde sted, men følgende muligheder kunne indgå i overvejelser herom:

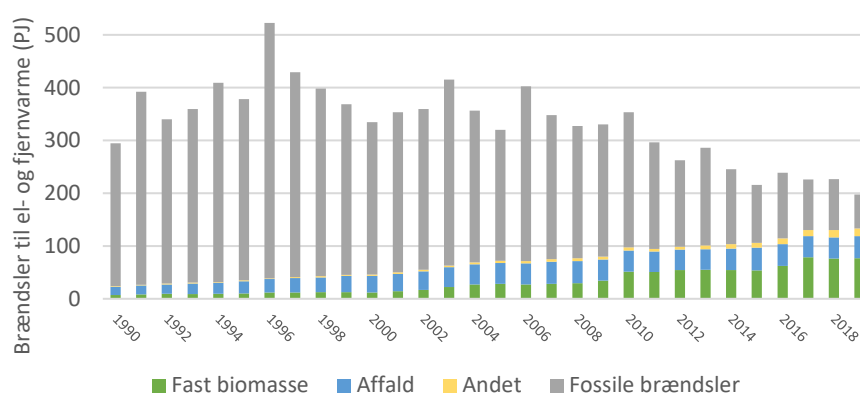
- I. Indregne en emissionsfaktor på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ træbiomasse og 15 kg CO<sub>2</sub>/GJ halm i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, medmindre bedre data kan godtgøres for det specifikke projekt.
- II. Internalisering af CO<sub>2</sub>-effekten gennem prisen på biomasse, fx ved en afgift. Det er her en udfordring, at der er stor forskel på forskellige biomassers CO<sub>2</sub>-effekt. Visse typer restprodukter fra skovdrift og

trævareindustri vil skulle bortskaffes alligevel og har kun lave CO<sub>2</sub>-koefficienter, mens andre biomassetyper har høje koefficienter.

- III. Politisk beslutte et loft for forbrænding af biomasse og etablering af et system med forbrændingskvoter med faldende kvoteudlodning over tid. Denne tilgang har samme udfordring med forskellige biomassetyper.
- IV. Etablere prissætningen ved en overbygning på eksisterende LULUCF-regulering. I den eksisterende regulering stilles der skærpede krav til medlemslandenes opgørelse af deres biogene kulstofpulje fra 2021. Herunder er der fastlagt halveringstider for træ til forskellige formål. Standardhalveringstider er 0 år for træ til energi, 2 år for papir, 25 år for træplader, 35 år for savskåret træ. Ved at koble LULUCF-sektoren tættere til øvrig klimalovgivning kan skovejere selv internalisere CO<sub>2</sub>-værdien i deres prissætning af skovens forskellige produkter baseret på bedste viden om skovdriften. Det vil være en opgave at definere en passende baseline for skovens CO<sub>2</sub>-balance, der giver en rimelig indtjeningsmulighed for skove der agerer klimamæssigt.
- V. Skærpe bæredygtighedskrav for biomasse, evt. baseret på de nye skærpede registreringskrav i LULUCF-forordningen.
- VI. Udarbejde en varmepumpestrategi der kan accelerere udbygningstakten for store varmepumper ved risikoafdækning, erfaringsopsamling m.v.
- VII. Kombinationer af ovenstående.

## 2 Resume

Siden 1990'erne er en stor del af den danske el- og varmeproduktion blevet omstillet fra kul til især biomasse og naturgas. Samtidig er der sket en betydelig udbygning med dels decentrale, naturgasfyrede kraftvarmeværker og dels halm- og flisfyrede kedler i de små og mellemstore fjernvarmeområder. Udviklingen har i høj grad været båret af de politiske rammer i form af afgifter på fossile brændsler til rumvarme og forskellige tilskudsmuligheder til elproduktion baseret på VE og på decentral kraftvarme.



Figur 1: Udvikling i brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion 1990 – 2019.

Forbruget af fossile brændsler var især i begyndelsen af perioden knyttet til kondenserende elproduktion på centrale kraftværker. I de senere år er kulbaseret elproduktion i stigende grad overtaget af vind og sol samt varmebundet elproduktion baseret på biomasse. Forbruget af fast biomasse er steget fra ca. 10 PJ frem mod 2000 til knap 80 PJ i 2019, og er steget yderligere mod 2020 efter idriftsættelse af ny kraftvarmekapacitet på biomasse<sup>1</sup>.

Der er de senere år sat spørgsmålstegn ved fortsat anvendelse af biomasse til erstatning af de fossile brændsler. Dels drevet af ny erkendelse om CO<sub>2</sub>-effekten af at brænde biomasse, dels på grund af billiggørelsen af sol og vind til elproduktion.

<sup>1</sup> Energistatistik 2020 er i skrivende stund ikke udkommet.

Biomasse er principielt en fornybar energiresource. Men hvis man ikke forbrænder træet, og i stedet enten anvender det til andre formål, eller lader det stå eller henligge i skoven, så vil noget af træets kulstof i en kortere eller længere årrække være bundet frem for at blive udledt som CO<sub>2</sub>. Biomasse, der brændes, medfører derfor som hovedregel en nettoudledning af CO<sub>2</sub> (kulstof-tab fra den biogene kulstofpulje). Med vedvarende forbrænding af biomasse vil det løbende kulstof-tab klinge af over tid, indtil der er opnået en ny balance mellem skov og atmosfære.

#### **Formål med analysen**

Med udgangspunkt i at biomasseforbrænding ikke er CO<sub>2</sub>-neutralt, har CONCITO rekvireret en analyse af den optimale biomasseanvendelse i den danske el- og fjernvarmesektor mod 2030 og 2040. Analysen skal tage hensyn til seneste viden om, at forbrænding af biomasse medfører et kulstof-tab i den biogene kulstofpulje.

## **2.1 Biomassens CO<sub>2</sub>-effekt i et 30 års tidsperspektiv**

Når forskellige klimatiltag skal vurderes over for hinanden, har det betydning hvilket tidsperspektiv, der anlægges.

FN's klimapanel (IPCC) udgav i 2018 rapporten "Global Warming of 1.5°C", der bl.a. viser reduktionsscenarier for at leve op til Paris-aftalens stræben mod at holde temperaturstigningen under 1,5 grader. I rapportens fire hovedscenarier skal netto-nul globalt set nås i perioden mellem 2050 og 2065, altså om 30 til 45 år, for herefter at blive negativt.

For at nå globalt nettonul i perioden 2050-2065 og negative emissioner derefter er det nødvendigt, at de økonomisk udviklede lande rammer nettonul allerede i 2050 eller tidligere. Bl.a. Danmark og EU har vedtaget målsætninger om nettonul i 2050, mens Sverige og Tyskland har målsætninger om nettonul allerede i 2045. Det giver på den baggrund ikke meget mening, at diskutere om biomasse er tæt ved CO<sub>2</sub>-neutral i et 100 års tidsperspektiv, hvis den store reduktions udfordring ligger inden for de kommende 10 – 40 år. På den baggrund er der i nærværende analyse valgt et tidsperspektiv på 30 år til vurdering af netto CO<sub>2</sub>-udledning ved forbrænding af biomasse.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Når biomassen afbrændes, udledes der CO<sub>2</sub> øjeblikkeligt, imens CO<sub>2</sub>-udledningen ved alternativ nedbrydning udledes over de følgende 30 år. Der tages ikke hensyn til denne tidsforskydning i denne rapport (diskontering). Som alternativ til 30 års tidshorisont uden diskontering, kan der ses over fx 100 år og så diskutere udledningerne, så den øjeblikkelige udledning ved forbrænding tæller mere end de efterfølgende



### Halveringstider og CO<sub>2</sub>-koefficient

Nettoeffekten ved at brænde biomassen frem for at lade være, set i et tredive års perspektiv, er i denne rapport defineret som biomassens CO<sub>2</sub>-koefficient. Ved restprodukter uden indirekte effekter og hvor skovens tilvækst ikke påvirkes, er biomassens nedbrydeshastighed afgørende for CO<sub>2</sub>-koefficienten. Nedbrydeshastigheden udtrykkes ved halveringstid<sup>3</sup>.

Med udgangspunkt i den tidligere nævnte rapport fra IGN er der beregnet en CO<sub>2</sub>-koefficient på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ for den gennemsnitlige biomasse anvendt på en række danske biomassefyrede anlæg gennem en årrække. CO<sub>2</sub>-koefficienten svarer til en gennemsnitlig halveringstid på 20 år, såfremt biomassen regnes som ægte restprodukter. Den relativt høje beregningsmæssige halveringstid skyldes, at ikke al den faktisk anvendte biomasse opgjort i IGN rapporten kan karakteriseres som ægte restprodukter.

## 2.2 Analysemetode og resultater

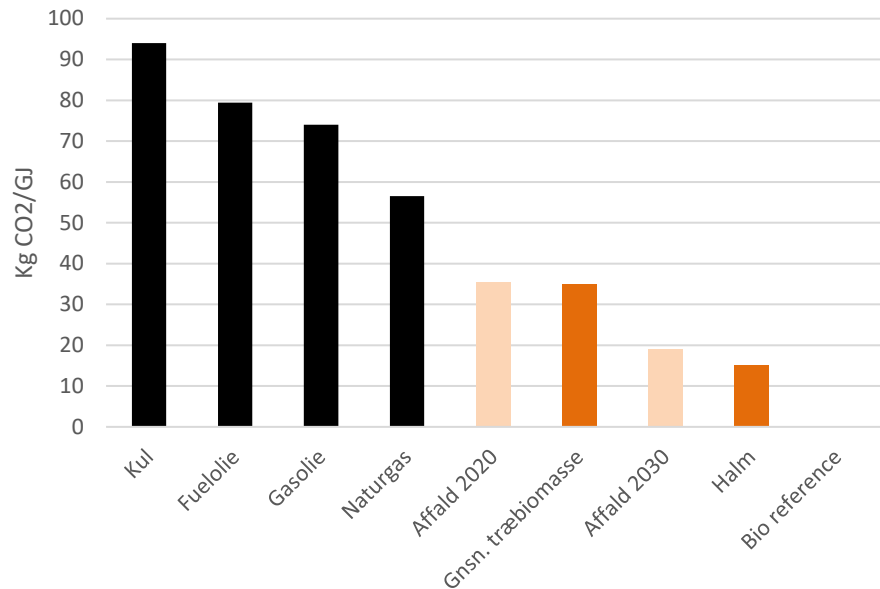
Analyserne gennemføres ved modelberegninger med el- og fjernvarmemarkedsmodellen Balmorel. For nærmere beskrivelse af model og analysemetode kan bl.a. henvises til referencen "Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren", udarbejdet af Ea Energianalyse i 2021. For oversigt over opdaterede inputdata henvises til beskrivelse af hovedforudsætningerne i nærværende rapport.

Konsekvensen af biomassens nettoudledning af CO<sub>2</sub> er analyseret ved at gennemregne et referencescenarie, hvor biomassens CO<sub>2</sub>-koefficient er nul svarende til gældende opgørelsesmetoder, og en række scenarier hvor træbiomassens CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienten varierer fra 25 kg CO<sub>2</sub>/GJ og helt op til 50 kg CO<sub>2</sub>/GJ. For halm er CO<sub>2</sub>-emissionen nul i referencen og 15 kg CO<sub>2</sub>/GJ i øvrige scenarier baseret på "Biogas og andre VE brændstoffer til tung Transport", Ea Energianalyse & SDU 2016.

---

optag i skoven. Det er to forskellige måder at udtrykke en tidspræference på. Ved en 100 års tidshorisont og ved brug af Finansministeriets risikofri diskonteringsrente giver de to metoder henholdsvis 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ og 36 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Denne forskel vurderes ikke at være signifikant.

<sup>3</sup> Biomassens halveringstid er den tid, det tager for halvdelen af biomassens kulstof at blive omsat til CO<sub>2</sub>. Halveringstiden er både afhængig af biomassens specifikke karakteristik og af dens alternative anvendelse, fx forrådnelse i skovbunden.

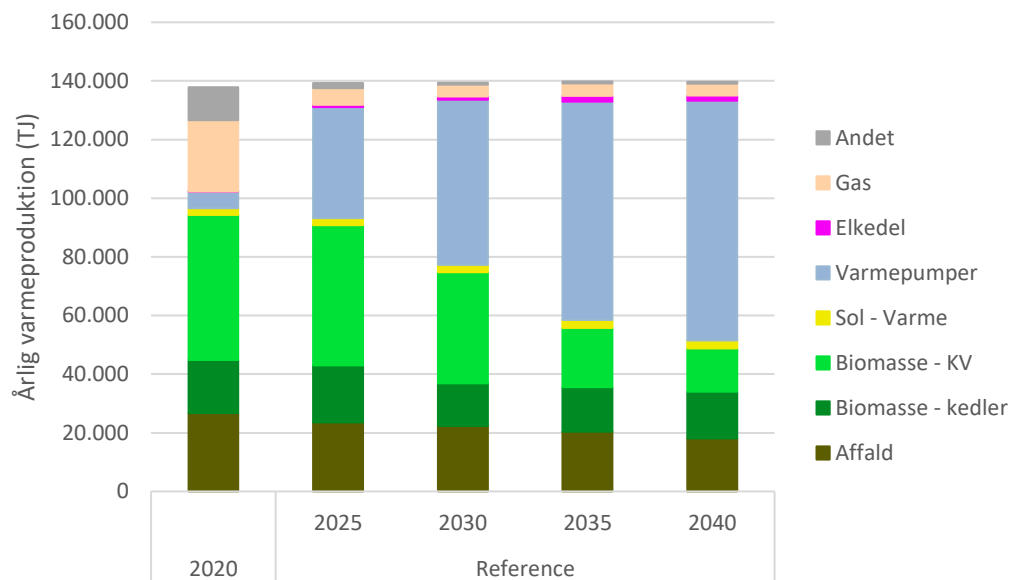


Figur 2: CO<sub>2</sub>-koefficient for forskellige brændsler anvendt i analysen. Affald 2030 er baseret på myndighedernes fremskrivning inklusive tiltag for udsortering af bl.a. plast og våd biomasse fra forbrændingseget affald. Gnsn. træbiomasse er baseret på gennemsnitsdata fra IGN-rapporten.

### En referenceudvikling for el- og fjernvarmesektoren

Figuren nedenfor illustrerer fjernvarmeproduktionen i Danmark i reference-scenariet mod 2040. Der sker en markant forøgelse af varmeproduktionen fra varmepumper, der går fra et lavt niveau i 2020 til ca. 26% af fjernvarmeproduktionen i 2025 og helt op til knap 58% i 2040. I begyndelsen er det helt overvejende naturgasvarmeproduktionen, som fortrænges af varmepumper, mens biomassevarmeproduktionen gradvis reduceres frem mod 2040. Overskudsvarme fra PtX<sup>4</sup> er ikke eksplicit simuleret, men kan i praksis erstatte en del af varmepumpeleverancen afhængig af de fremtidige rammer for PtX.

<sup>4</sup> Power to X (PtX) er en fællesbetegnelse for anlæg, der via elektrolyse og evt. kemiske synteseprocesser omsætter elektricitet til flydende eller gasformige brændstoffer. Processerne udvikler varme, der kan nyttiggøres til fjernvarme.



Figur 3: Årlig fjernvarmeproduktion for Danmark. Modelberegning for referencescenariet.

På elside investeres der ganske betydeligt i vind- og solkraftanlæg. På trods af den markant øgede el-efterspørgsel reduceres kapaciteten af regulerbar produktion til ca. 4.000 MW i 2030 og 2.500 MW i 2040. Den nødvendige balance i elsystemet i alle timer leveres herudover gennem fleksibel drift af elektrolyseanlæg, elkedler, varmepumper og ikke mindst ved eludveksling med nabolande gennem eksisterende og fremtidige udlandsforbindelser. Også fleksibel opladning af elbiler og batteriteknologi kan give et begrænset bidrag til opretholdelse af balancen.

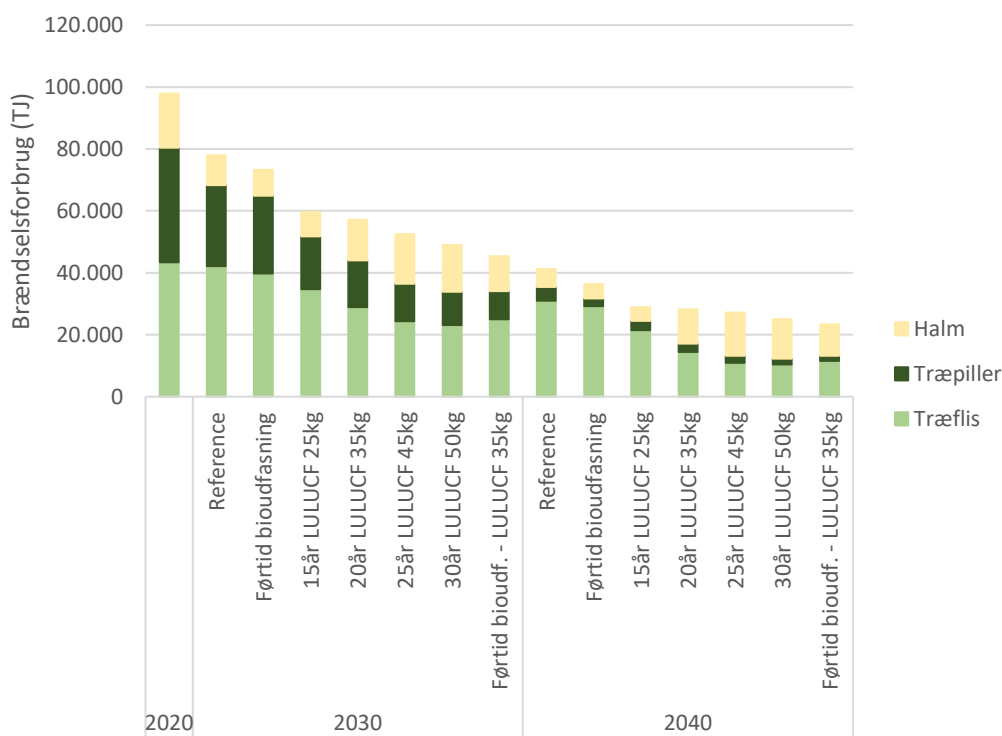
### Øvrige scenarier

Som nævnt er der ud over referencen beregnet et antal scenarier, hvor biomassen tillægges en positiv CO<sub>2</sub>-udledningskoefficient for at internalisere effekterne i LULUCF-sektoren. Effekterne i LULUCF-sektoren prissættes i analysen med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i EU's kvotemarked. Kvoteprisen fremskrives fra 225 kr./ton i 2020 til knap 400 kr./ton i 2021, 440 kr./ton i 2030 og 660 kr./ton i 2040.

Figuren nedenfor viser udviklingen i biomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i scenarierne. Det ses, at der i referencescenariet sker en gradvis reduktion af biomasseanvendelsen i takt med, at de eksisterende biomasseanlæg når enden af deres tekniske levetid og udfases i analysemodellen.

I referencen anvendes der knap 100 PJ biomasse i 2020 faldende med omtrent 20% mod 2030 og knap 60% mod 2040. Dette er en langsommere reduktion end i tidligere analyser udarbejdet af Ea<sup>5</sup>.

Med prissætning af netto-CO<sub>2</sub>-emissionerne fra biomasse i LULUCF-scenarierne reduceres biomasseanvendelsen markant med ca. 40% mod 2030 og med ca. 70% mod 2040 sammenlignet med 2020. Det ses også, at halmens andel af det samlede biomasseforbrug bliver væsentligt højere i nogle scenarier. Øget halmanvendelse skyldes en lavere netto CO<sub>2</sub>-emission fra halm, idet referencen for halm er nedpløjning med kortere halveringstid. Hvis referencen er anden anvendelse af halmen, fx biogas, kulstoflagring eller andet, så vil både pris og CO<sub>2</sub>-koefficient ændres, og modelresultatet om øget halmanvendelse til forbrænding kan udfordres.



Figur 4: Udvikling af biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark.

Forklaring: 15 år LULUCF 25 kg betyder, at LULUCF-effekten i dette scenarie er beregnet som restbiomasse med en halveringstid på 15 år, hvilket giver en CO<sub>2</sub>-koefficient på 25 Kg CO<sub>2</sub>/GJ I førtid bioudfasning-scenariet kan eksisterende biomasseværker udfases før udløb af teknisk levetid. Førtid bioudf.-LULUCF35kg er et kombinationsscenario.

<sup>5</sup> Det skyldes opdaterede og lavere biomassepriser, en mere konservativ forventning til varmepumpernes energieffektivitet og økonomi, at overskudsvarme fra PtX ikke er indlagt eksplicit - og endelig en højere efterspørgsel efter fjernvarme.

I de scenarier, hvor modellen har tilladelse til at lukke biomasseanlæg relativt hurtigt (reelt i perioden 2025-2030), sker der en mere markant reduktion af biomasseanvendelsen især mod 2030. Dette er også til gavn for økonomien, idet biomasseanlæg med lav benyttelsestid lukkes. Hvorvidt tidlig udfasning af eksisterende biomasseanlæg i perioden 2025-2030 er teknisk mulig, er et spørgsmål der vil kræve yderligere afklaring.

### Økonomi

Af nedenstående tabel fremgår de økonomiske konsekvenser af LULUCF-scenarierne sammenlignet med referencen. Konsekvenserne er dels opgjort inklusive indregning af kvoteomkostninger i LULUCF-sektoren, dels ekskl. indregning af disse kvoteomkostninger.

Mia. kr.	Førtid bioudfasning	15år LULUCF 25kg	20år LULUCF 35kg	25år LULUCF 45kg	30år LULUCF 50kg	Førtid bioudf. - LULUCF 35kg
<b>Samfundsøkonomi</b>						
<i>Hele modelområdet</i>	-0,3	8,0	10,3	12,1	13,2	9,3
<i>- Heraf LULUCF af biomasse</i>	-	7,0	8,6	9,5	10,3	7,7
<b>Danmark el- og fjernvarmesektor</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,9</b>	<b>1,6</b>	<b>2,5</b>	<b>2,9</b>	<b>1,6</b>
<i>Biomassebesparelse over perioden (PJ)</i>	42	169	193	229	260	251
<i>Gennemsnitlig omkostning til biomassebesparelse (kr./GJ)</i>	-6,1	5,4	8,5	11,0	11,1	6,5

Tabel 1: Ændrede omkostninger i modelområdet ved afvigelse fra referenceforløbet. Nutidsværdi 2020-2040 i mia. kr. (LULUCF omkostninger er beregnet ved den givne emissionskoefficient i hvert af scenarierne).

For perioden 2020-2040 er nutidsværdien af de samfundsøkonomiske meromkostninger for Danmarks el- og fjernvarmesektor i LULUCF-scenarierne beregnet til mellem 0,9 og 2,9 mia. kr. Omkostningen er primært knyttet til, at eksisterende varmeproduktionsanlæg med restlevetid ikke udnyttes, hvilket særligt gælder i flere af de mellemstore og store fjernvarmeområder.

Såfremt konsekvenserne i LULUCF sektoren ikke indgår i beslutningsgrundlaget ved fremadrettede investeringer i el- og varmeproduktionsanlæg i Danmark, viser modelanalyserne, at der anvendes betydeligt mere biomasse, end hvad der er økonomisk rationelt samlet set. Ved en CO<sub>2</sub>-koefficient på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ biomasse er omkostningen i LULUCF-sektoren ved at forfølge referencescenariet beregnet til 12,2 mia. nutidskroner for perioden 2020 – 2040. Da

CO<sub>2</sub>-effekten regnskabsmæssigt i FN- og i EU-regi pålægges de lande, hvor biomassen sources fra, vil Danmarks del af den samfundsøkonomiske LULUCF-omkostning være begrænset til indenlandsk biomasse.

Ved en CO<sub>2</sub>-koefficient på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ biomasse er nutidsværdien af meromkostningen for den danske energisektor ved at reducere biomassen hurtigere end i referencen, beregnet til 8,5 kr./GJ udfaset biomasse.

Hvis biomassens netto CO<sub>2</sub>-emission skal internaliseres retvisende, så skal CO<sub>2</sub>-effekten i LULUCF-sektoren udtrykkes i prisen på biomasse. Med en CO<sub>2</sub>-koefficient på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ biomasse, og en kvotepris på 440 kr./ton CO<sub>2</sub> vil det, alt andet lige, betyde et pristillæg på 15,5 kr./GJ biomasse i 2030 og 23 kr./GJ biomasse i 2040.

### **2.3 Tillægsanalyse om CCS på affald**

I en tillægsanalyse er der gennemført scenarieberegninger af dels en hurtig udrulning af CO<sub>2</sub>-fangst- og lagring (CCS) på de danske affaldsforbrændingsanlæg, dels en langsom udrulning. Som i hovedanalysen tages der på affaldsområdet udgangspunkt i den politisk aftalte kapacitetsreduktion på affaldsområdet. Kilde til CCS-omkostninger er Rambølls rapport "CO<sub>2</sub>-fangst på danske affaldsenergianlæg", der er udarbejdet for Dansk Affaldsforening i 2020.

Analysen viser, at hurtig indfasning af CCS på affaldsforbrændingsanlæg i 2030 leverer en CO<sub>2</sub>-reduktion på 1,6 mio. ton sammenlignet med referencen. Langsom indfasning leverer en CO<sub>2</sub>-reduktion på 0,3 mio. ton. Størstedelen af den lagrede CO<sub>2</sub> er biogen CO<sub>2</sub>, idet en stor del af især det fossile affald er udsortet i 2030 og 2040. En eventuel yderligere udsortering og genanvendelse af både biogene og fossile fraktioner kan ses som et helt eller delvist alternativ til CCS, såfremt genanvendelse er økonomisk konkurrencedygtig. Genanvendelse af biogent affald vil dog ikke indgå i det formelle CO<sub>2</sub>-regnskab på samme måde som CCS.

Beregnet som nutidsværdier for hele el- og fjernvarmesystemet er omkostningerne 699 kr./ton CO<sub>2</sub> ved langsom indfasning (130 kr./ton når kvoteværdien modregnes) og 749 kr./ton CO<sub>2</sub> ved hurtig indfasning (221 kr./ton når kvoteværdien modregnes). Beregningerne er under forudsætning af, at affaldsforbrænding ikke medfører merudledning af biogen CO<sub>2</sub> sammenlignet med en



reference<sup>6</sup>. I scenarierne antages faldende omkostninger til transport og lagring af CO<sub>2</sub> fra 500 kr./ton CO<sub>2</sub> i 2030 til 200 kr./ton CO<sub>2</sub> i 2040.

---

<sup>6</sup> Hvis fx. 30% af den biogene CO<sub>2</sub> emission kunne være undgået i et genanvendelsesscenarie, skal CCS omkostningerne øges med ca. 25%. Dette skal så sammenholdes med eventuelle meromkostninger til øget genanvendelse af de biogene fraktioner.

### 3 Analysemetode og data

Med biomassens *netto CO<sub>2</sub>-emission* menes den faktiske CO<sub>2</sub>-emission, der udledes gennem skorstenen fratrukket den sparede emission af CO<sub>2</sub> over 30 år som følge af, at biomassen ikke nedbrydes på anden vis, fx gennem udrådning i skovbunden. Hertil kommer ændringer i skovens tilvækst samt såkaldte indirekte effekter ved merudtag af biomasse. Netto-emissionen beskrives i denne rapport ved en CO<sub>2</sub>-koefficient på samme måde som anvendes ved fossile brændsler og affald.

Kul har et CO<sub>2</sub>-indhold på 94 kg/GJ indfyret, naturgas har et CO<sub>2</sub>-indhold på 56 kg/GJ. I denne analyse ses på fem scenarier for biomasse: 0 kg CO<sub>2</sub>/GJ (referencen) samt fire scenarier med henholdsvis 25, 35, 45 og 50 kg CO<sub>2</sub>/GJ træbiomasse. I alle scenarier prissættes CO<sub>2</sub>-emission med udgangspunkt i en fremskrivning af priserne i EU's CO<sub>2</sub> kvotemarked (EU-ETS).

I scenarieanalyserne foretages en økonomisk optimering af udbygningen i el- og fjernvarmesektoren ud fra en række forudsætninger om forbrugsudvikling, teknologidata og energipriser – samt ud fra den forudsatte CO<sub>2</sub>-omkostning for biomassen. På basis af scenarieberegningerne kan der udledes en "optimal biomasseanvendelse" i den danske el- og fjernvarmeforsyning mod 2040.

Analysen indeholder to metodiske hovedelementer:

1. Analyse, vurdering og prissætning af netto CO<sub>2</sub>-emission fra forbrænding af biomasse.
2. Modelbaserede scenarieberegninger af konsekvenser for udvikling af det danske el- og fjernvarmesystem under forudsætning af forskellige scenarier for prissætning af CO<sub>2</sub>-emission fra forbrænding af biomasse.

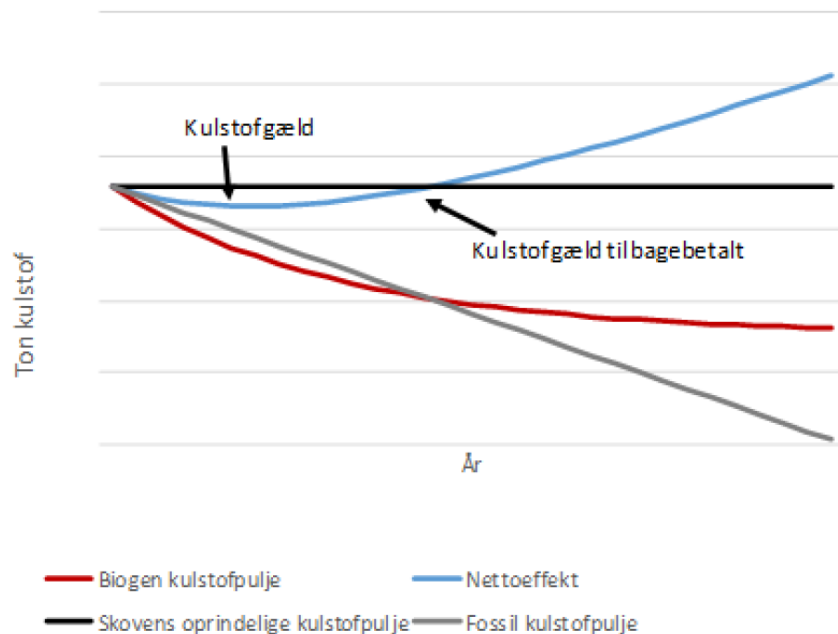
Den metodiske tilgang for disse to elementer samt hovedforudsætninger for analyserne beskrives i dette kapitel.

#### 3.1 Biomasse og CO<sub>2</sub>

Biomasse er principielt en fornybar energiressource. Når træ nedbrydes, fx ved forbrænding, udledes kun den mængde kulstof som allerede er opsuget ved træets vækst gennem fotosyntesen. Men hvis man undlader at forbrænde træet, og i stedet enten anvender det til andre formål eller lader det stå eller henligge i skoven, så kan noget af træets kulstof i en lang årrække være bundet og ikke umiddelbart blive udledt som CO<sub>2</sub> eller metan.

Balancen mellem den mængde kulstof, der til enhver tid er bundet i levende og død træmasse, og den mængde kulstof, der er frigivet som CO<sub>2</sub>, afhænger af balancen mellem tilvækst og nedbrydelse. Balancen afhænger dermed dels af det samlede skovareal og hvordan skovene forvaltes på den ene side, dels af hvad træet anvendes til på den anden side.

Ea Energianalyse har anvendt en simpel skovmodel for at belyse de principielle konsekvenser af at fjerne og brænde resttræ fra en produktionsskov på danske breddegrader. I nedenstående figur ses konsekvenserne af anvendelse af restbiomasse fra skoven til at fortrænge kul på et effektivt kraftvarmeværk.



Figur 5: Illustration af kulstofgæld og tilbagebetalingstid ved omlægning af et kulfyret kraftvarmeværk til fyring med restbiomasse fra tempererede produktionsskove. Kilde: "CO<sub>2</sub> effekt af biomasse fremfor kul", Ea Energianalyse, 2014.

Den sorte linje i figuren repræsenterer den oprindelige kulstofpulje i et driftssystem, hvor der er ligevægt mellem tilvækst på den ene side og udtag til gavntræ og naturlig forrådnelse af restprodukter i skovbunden på den anden side. Den røde kurve viser, hvordan økosystemets kulstofpulje kan mindskes, når der årlige udtag af biomasse øges. Dette udtag kan fx være udnyttelse af udtyndingstræ, grene, toppe og stubbe, der tidligere blev efterladt i skovbunden. Efter en periode (det kan tage mange årtier) vil kulstofpuljen alt andet lige igen stabiliseres, og der vil opstå en ny ligevægtssituation mellem tilvækst og udtag/forrådnelse (den røde kurve flader ud). Faldet i den biogene kulstofpulje målt som CO<sub>2</sub>, divideret med den udtagne mængde træbrændsel over

perioden, er en illustration af ovennævnte CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor for biomasse. Det ses, at jo længere periode der ses over, jo mindre vil CO<sub>2</sub>-koefficienten blive. CO<sub>2</sub>-koefficienten går mod nul, når der ses over flere hundrede år.

Den nye balance efter udfladning af den røde kurve er på et lavere niveau, hvilket betyder, at der over tid er flyttet kulstof fra skov til atmosfære. Hvis biomassen erstatter fossile brændsler, fx kul, så reduceres tabet i den fossile kulstofpulje (grå kurve). Når denne effekt fratrækkes den røde kurve, fås den samlede påvirkning af jordens kulstofpuljer (økosystemet+ fossile puljer). Bevægelsen i den samlede kulstofpulje er vist ved den blå kurve.

Hvis skovens kulstoftab i en årrække overstiger besparelsen i fossilt brændsel, så bliver den blå kurve negativ i en periode (kulstofgæld). Dette forekommer fx hvis biomassen udnyttes mindre effektivt end det fossile brændsel, eller hvis det fossile brændsels faktiske kulstofindhold er lavt sammenlignet med træ. Når den blå kurve krydser den sorte linje, er kulstofgælden tilbagebetalt. Først herefter giver biomassen anledning til en egentlig CO<sub>2</sub>-besparelse samlet set sammenlignet med fortsat drift på kul.

Følsomhedsberegninger med modellen viser, at også når der er tale om reelt resttræ, altså dødt træ der ikke finder anden anvendelse, kan der alligevel være tale om et betydelig fald i den biogene kulstofpulje set over en periode på 10-30 år. Den altafgørende faktor er træets *rådnefaktor*, altså hvor hurtigt træet ville have været nedbrudt, hvis det blot blev liggende i skovbunden. Rådnefaktoren udtrykkes i litteraturen gennem halveringstider, altså hvor lang tid det tager før halvdelen af træet er nedbrudt. Ved store trædimensioner og ved stød og rødder kan det tage flere årtier, før vedmassen er halveret ved udrådning. Ved små trædimensioner og i varmt og fugtigt klima tager det kun få år.

I et langsigtet perspektiv vil der altså, alt andet lige, være bundet mere kulstof i skove, hvorfra der årligt kun udtages lidt energitræ, sammenlignet med skove hvorfra der årligt udtages meget energitræ. Tabet i den biogene kulstofpulje overflyttes til atmosfæren som CO<sub>2</sub>.

Såfremt man tænker skovarealet udvidet eller tænker tilvæksten per hektar øget som *direkte konsekvens* af efterspørgslen efter energitræ, vil skoven derimod alt andet lige kunne optage mere kulstof samtidig med, at der udtages energitræ. Vedrørende arealudvidelse ville det dog kræve, at der kun er

meget begrænsede iLUC<sup>7</sup>-effekter som funktion af omlægning fra fx landbrug til skov. En sådan forudsætning er usikker, og denne mulighed er ikke yderligere drøftet i denne rapport. Forudsætningen om øget tilvækst per hektar fx som funktion af udtyndinger målrettet produktion af energitræ vurderes også usikker. Heller ikke dette spor forfølges yderligere i denne analyse.

Udgangspunktet for analysen er altså, at forbrænding af resttræ fra et skovareal medfører nettoemission af CO<sub>2</sub> i en længere årrække. Heri er der naturligvis ikke indregnet eventuelle CO<sub>2</sub>-besparelser som følge af den nyttiggjorte energi. Dette håndteres i modelanalyserne.

### **Tidsperspektivet**

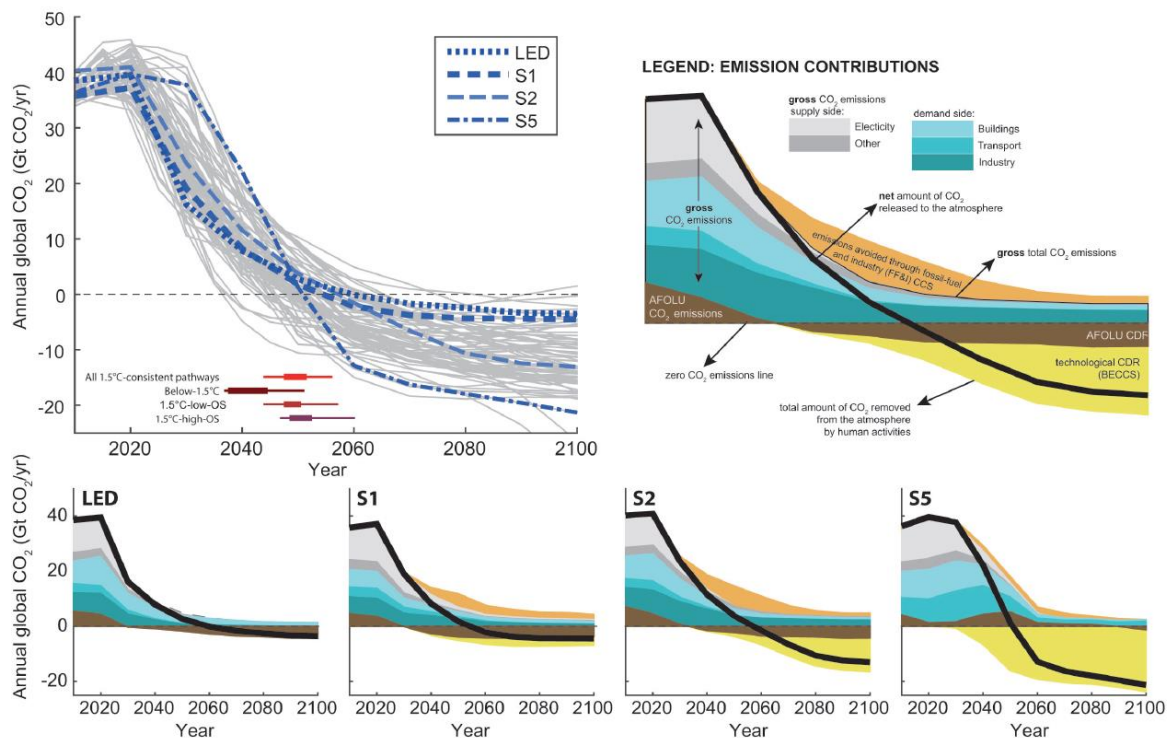
Når forskellige klimagassers opvarmningspotentiale (Global Warming Potential) sammenlignes med CO<sub>2</sub>, var der i forbindelse med Kyoto-aftalen enighed om at arbejde med en tidshorisont på 100 år. Fx har metan en GWP<sub>100</sub> faktor på ca. 30<sup>8</sup>. Men som nedennævnte IPCC-rapport påviser, så ligger der en særdeles svær klimaudfordring globalt set allerede over de kommende 10 – 40 år. Såfremt der ses i et kortere tidsperspektiv fx GWP<sub>20</sub>, så stiger metans faktor fra ca. 30 til ca. 85. Tidsperspektivet er altså helt afgørende, når forskellige klimavirkemidler sammenlignes og prioriteres over for hinanden.

FN's klimapanel (IPCC) udgav i 2018 rapporten "Global Warming of 1.5°C", der bl.a. viser reduktionsscenerier for at leve op til Parisaftalens stræben mod at holde temperaturstigningen under 1,5 grader. I nedenstående Figur 7 ses et overordnet billede af fire hovedscenerier fra rapporten, hvor nettonul globalt nås i perioden mellem 2050 og 2065.

---

<sup>7</sup> Indirect Land Use Change

<sup>8</sup> Det betyder, at en vægtenhed metan har ca. 30 gange så høj drivhusgaseffekt som en vægtenhed CO<sub>2</sub>, målt i et hundrede års tidsperspektiv.



Figur 6: Klimascenarier i IPCC's Special Report on Global Warming of 1.5 °C, oktober 2018. Bemærk at S2-scenariet vurderes som et "Middle-of-the Road"-scenarie mht. befolkningstilvækst og økonomisk udvikling. CDR: Carbon Dioxide Removal. AFOLU: Agriculture Forestry and Other Land-Use. CDR: Carbon Dioxide Removal. BECCS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage

For at nå globalt nettonul i perioden 2050-2065 er det nødvendigt, at de økonomisk udviklede lande rammer nettonul i 2050 eller tidligere. Bl.a. Danmark og EU har vedtaget målsætninger om nettonul i 2050. Bl.a. Sverige og Tyskland har målsætninger om nettonul allerede i 2045.

### Et relevant tidsperspektiv for praktisk anvendelse er 30 år

Som værktøj til reel sammenligning af forskellige tiltags mulighed for at bidrage til at nå mål og hensigter i Paris-aftalen kan der med udgangspunkt i bl.a. IPCC-rapporten argumenteres for, at tiltagene bør vurderes i et tidsperspektiv, der er væsentligt mindre end 100 år. For relevante tiltag i de økonomisk udviklede lande kan der med udgangspunkt i målsætninger om nettonul i perioden 2045-2050 argumenteres for, at et praktisk anvendeligt tidsperspektiv ikke bør overstige 30 år. I denne rapport anvendes et 30 års tidsperspektiv til beregning af CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorer for biomasse.

Som alternativ til at anvende et tredive års tidsperspektiv kan tidsperspektiver udtrykkes ved at diskontere klimaeffekterne over en lang tidsperiode. En efterberegning viser, at der opnås stort set samme hovedresultat om



biomassens nettoudledning af CO<sub>2</sub> uanset om der anvendes et 30 års tidsperspektiv eller om de fremtidige CO<sub>2</sub> udledninger i 100 – 200 år diskonteres med den risikofri rente udmeldt af Finansministeriet i 2021. Hvis der derimod anvendes en højere diskonteringsrente, så vil biomassens CO<sub>2</sub> koefficient stige.

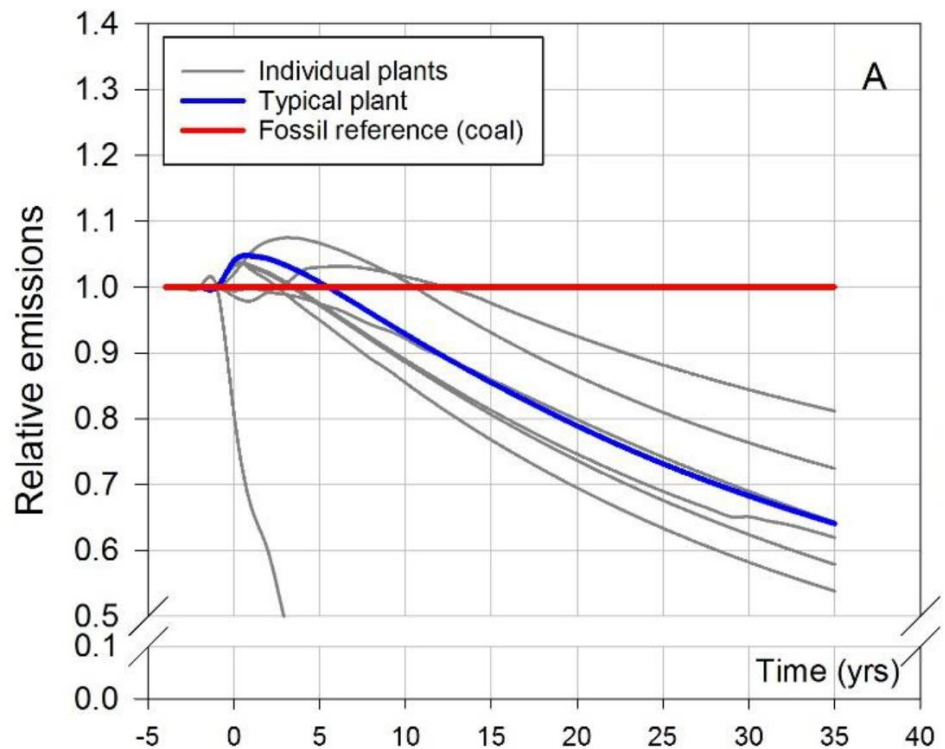
### **Rapport fra IGN anvendes som grundforudsætning for CO<sub>2</sub> fra træbiomasse**

I november 2020 offentliggjorde Institut for Geovidenskab og Naturforvaltning (IGN), Københavns Universitet, rapporten "CO<sub>2</sub> emission mitigation through fuel transition on Danish CHP and district heat plants". I rapporten gennemgås en række danske el- og fjernvarmeproducerende anlægs konkrete biomasseanvendelse gennem en årrække, og den samlede CO<sub>2</sub>-effekt af skiftet fra fossile brændsler til biomasse beregnes over de første 30 år efter omlægningen. Det fremgår af rapporten, at 32% af biomassen i analysen hidrørte fra Danmark, 41% fra de Baltiske lande, 7% fra Rusland og Belarus, og 7% fra USA. Øvrige leverandører var Norge, Sverige, Tyskland og Sydeuropa med enkelte leverancer fra Canada og Ghana. 6,5% af biomassen havde ukendt oprindelse.

Den samlede biomasseanvendelse i analysen er fordelt på 24% restprodukter fra skov (grene og toppe), 34% stammetræ og 36% restprodukter fra trævareindustri. Hovedparten af de sidste ca. 5% havde ikke oprindelse i skoven - eller var fra dedikerede energiplantager.

Det angives i rapporten, at såfremt et typisk anlæg konverterer fra kul til biomasse, og såfremt der kun anvendes ægte restprodukter fra skoven (især grene og toppe), så er den relative CO<sub>2</sub>-emission beregnet til 47% sammenlignet med fortsat drift på kul. Såfremt anlægget anvender stammetræ frem for grene og toppe, så stiger den relative emission til 77%. Anvendes udelukkende restprodukter fra trævareindustrien, hvor 10% af restproduktet kunne have været anvendt til andre formål, opnås en relativ emission på 73%. Med den faktiske biomasseanvendelse der indgår i analysen, er den relative CO<sub>2</sub>-emission 69% sammenlignet med kul (se nedenstående figur).

I rapporten indregnes den tidligere omtalte nettoemission ved afbrænding af biomasse frem for alternativet, der indregnes klimaeffekten af håndtering og transport af biomassen, og der indregnes besparelserne ved fortrængte fossile brændsler. I nedenstående figur ses de relative emissioner over 35 år for de konkrete anlæg, hvor biomassen har fortrængt kul. Det ses af figuren, at det "typiske anlæg" set i et tredive års perspektiv har en relativ emission på 0,69.



Figur 7: Udvikling i akkumuleret relativ CO<sub>2</sub>-emission på en række danske anlæg der har omlagt fra kul til biomasse. Kilde: CO<sub>2</sub>-emission mitigation through fuel transition on Danish CHP and district heat plants, IGN, 2020.

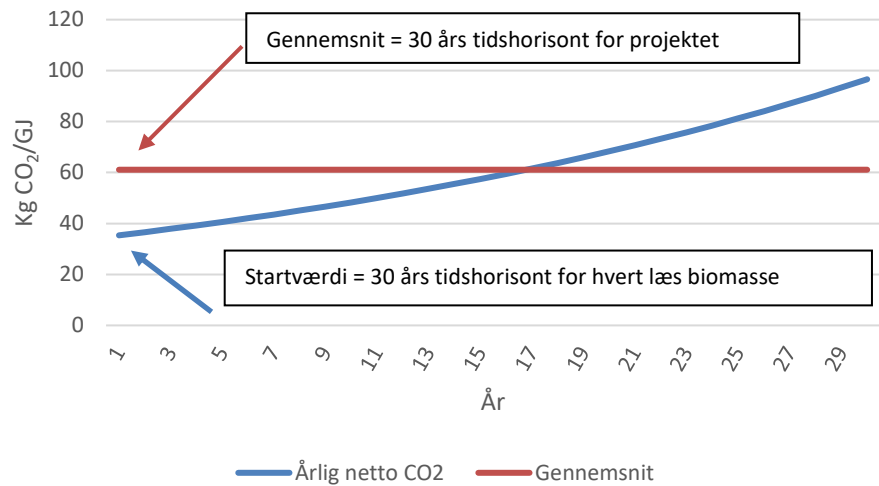
Det ses af figuren, at der er betydelig forskel på den relative CO<sub>2</sub>-effekt ved de forskellige anlæg. Disse forskelle skyldes angiveligt primært to forhold:

- I. På enkelte anlæg er der i forbindelse med omlægningen foretaget konstruktive ændringer, hvilket ændrer virkningsgrader for el og varme. Dette påvirker fortrængningen af fossile brændsler. Men for de fleste anlæg (herunder "typical plant") er virkningsgraderne stort set identiske før og efter omlægningen.
- II. Forskellige sourcingstrategier for biomasse. Nogle anlæg sourcer biomasse, der ikke fuldt ud er restprodukter, indeholder træ i store dimensioner, eller er transporteret over lange afstande. Andre anlæg sourcer i højere grad ægte restprodukter, der alternativt ville have gennemgået en hurtig nedbrydning i skoven.

Bortset fra enkelte anlæg skyldes forskellen især II, altså forskellige sourcingstrategier. Ifølge rapporten kan nettoudledningen mindskes ved i højere grad at bruge restbiomasse (grene og toppe fra hugst i skoven eller rester fra træindustrien, der ikke har andre anvendelser), at bruge biomasse fra produktive skove samt at reducere lange transporter.

### Omregning fra relativ CO<sub>2</sub>-emission til emissionsfaktor

Den relative CO<sub>2</sub>-emission er beregnet af IGN ved at se over 30 år fra projektstart. De første læs biomasse, der brændes, modregnes herved 30 års alternativ udrådning/tilvækst, mens de sidste læs biomasse der brændes kun modregnes med meget få års alternativ udrådning/tilvækst.



Figur 8: Beregning af årlig netto CO<sub>2</sub>-effekt ved at brænde 1 GJ biomasse set i et fast tredive års perspektiv. Her simpelt illustreret med uændret tilvækst og ved en fiktiv halveringstid for restprodukter på 20 år. Biomasse udleder i beregningen 100 kg CO<sub>2</sub>/GJ ved selve forbrændingen.

Figuren viser, at set over en 30 års periode, er netto CO<sub>2</sub>-effekten ved at brænde en GJ biomasse godt 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ (det første læs, der brændes). Den biomasse, der brændes i år 10 fra projektstart, indgår i regnestykket med 48 kg CO<sub>2</sub>/GJ, mens det sidste læs indgår med 97 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Gennemsnittet er 61 kg/GJ.

Ved beregning af den relative CO<sub>2</sub>-emission i IGN-rapporten anvendes et biomasse-miks som omregnet til restbiomasse<sup>9</sup> svarer til den gennemsnitlige net-toudledning i ovenstående figur (61 kg CO<sub>2</sub>/GJ). Ved opstilling af de CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorer, der anvendes i nærværende analyse, anvendes 35 kg/GJ svarende til 30 års tidsperspektiv for hvert læs (startværdien i figuren). I nedenstående tabel sammenlignes resultater fra de to metoder ved forskellige typer biomasse defineret ved halveringstider.

<sup>9</sup> Egen omregning.

Halverings- tid:	A	B
	Flydende tidshorizont på 30 år fra afbrænding	Fast tidshorizont på 30 år for samlet projekt
år	Kg CO <sub>2</sub> /GJ	Kg CO <sub>2</sub> /GJ
35	55,2	74,7
30	50,0	71,3
25	43,5	67,0
20	35,4	61,1
15	25,0	52,9
10	12,5	40,6

Tabel 2: Netto CO<sub>2</sub>-emission ved forbrænding af restprodukter med forskellige halveringstider ved to beregningsmetoder for 30 års tidshorizont: A: (30 år fra forbrændingstidspunkt) og B: (30 år for samlet projekt).

### Flydende tidshorizont mest relevant for denne analyse

I IGN-rapporten analyseres den relative CO<sub>2</sub>-emission over 30 år fra det øjeblik, det enkelte biomasseværk blev omlagt fra fossile brændsler til biomasse. Rapporten sigtede dermed på at sige noget om den samlede CO<sub>2</sub>-effekt for anlæg, der er omlagt til biomasse og drevet i nogenlunde konstant drift i tredive år. Sigtet med nærværende rapport er en fremadrettet optimeringsanalyse af energisektorens biomasseforbrug. Til det brug ændres tidsperspektivet til 30 år fra det øjeblik det enkelte læs biomasse brændes (ikke fra konverteringstidspunktet), af følgende årsager:

- Reelt kan anlæggets driftsleder vælge at ophøre med biomasseforbrænding, såfremt der indføres en afgift eller andet. Eksempelvis kunne han fravælge de sidste fem års biomassedrift, hvor biomassen ifølge Figur 8 er sammenlignelig med kul, når tidshorizonten er fast. Derfor er det vigtigt at flytte CO<sub>2</sub>-effekten fra konverteringstidspunktet, hvor et anlæg *kan* bruge biomasse til det tidspunkt, hvor en driftsleder eller en optimeringsmodel faktisk *vælger* at bruge biomasse.
- Der er en dynamisk sammenhæng mellem skovens kulstoflager og forbrænding af biomasse. For hvert læs biomasse, der brændes, sænkes skovens kulstoflager en smule. Hvis man derimod reducerer biomasseanvendelsen til energiformål, så genopbygges skovens kulstoflager via planternes vækst. Efter fx 10 års drift af et biomasseværk kan man sige, at der er opbygget et potentielt kulstoflager<sup>10</sup> i skoven. Dette kulstoflager begynder principielt at blive fyldt, i samme øjeblik biomasseværket reducerer sin efterspørgsel. Denne effekt indregnes når den

<sup>10</sup> Ved forbrænding af biomasse over 30 år fjernes noget kulstof fra skoven, som alt andet lige begynder at blive genopbygget fra det øjeblik biomasseforbrænding ophører. Det er denne mulige genopbygning som her beskrives som et "potentielt kulstoflager".

fremadrettede CO<sub>2</sub> effekt tilskrives *biomassen* og ikke *biomasseværket*.

Forfatterne af nærværende rapport vurderer, at også i den situation, hvor man står overfor investering i et nyt biomassefyret værk, vil en flydende tidshorizont give et mere retvisende billede end en fast tidshorizont. Årsagen er som beskrevet ovenfor, at der ved at bruge biomasse gennem 30 år, opbygges et potentielt kulstoflager i skoven, som kan begynde at blive fyldt når projektet afsluttes, og biomasseforbruget ophører. Såfremt man bruger fast tidshorizont, og såfremt man inkluderer værdien af dette kulstoflager som en scrap-værdi for konverteringsprojektet, så får man samme resultat som ved anvendelse af flydende tidshorizont. Vi vurderer altså, at det er retvisende at inkludere muligheden for at genopbygge kulstof i skoven, selvom det først sker efter den oprindelige 30 års horisont er overskredet. På samme måde som ved indregning af forskellige scrap-værdier når investeringsprojekter med forskellig teknisk levetid sammenlignes økonomisk.

### **Omregning til CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorer for biomasse**

I IGN-rapportens beregninger indgår den faktiske udledning ved forbrænding og transport, der indregnes opstrømmissioner, der modregnes for ændringer i både den biogene og den fossile kulstofpulje, og der indregnes ændrede virkningsgrader på hvert anlæg i analysen. Især forskelle mellem biomasseindkøb og ombygninger på de anlæg, der konverteres, betyder, at den relative emission sammenlignet med kul har stor variation fra 29% til 85%. På det typiske anlæg (69%) har tekniske ændringer på anlægget kun lille betydning.

Hertil kommer, at IGN-rapporten beregner den relative CO<sub>2</sub>-emission over 30 år fra det enkelte anlægs omlægningstidspunkt jævnfør ovenstående gennemgang. For at være direkte sammenlignelige med emissionsfaktorer for fossile brændsler vil de CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorer, der udledes i denne rapport, ikke indeholde opstrømmissioner eller virkningsgrader på de anlæg, hvor de anvendes. Der korrigeres derfor også for disse to elementer.

Ved direkte forbrænding har biomasse en CO<sub>2</sub>-emission på ca. 100 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Kul har en emissionskoefficient på 94 kg/GJ. For kul indregner IGN opstrømmissioner med 8,5%, hvor biomasse indregnes med 11,1 %. Biomasse har dermed ca. 2,5% højere opstrømmissioner end kul. Nedenstående ses de nødvendige korrektioner fra relative emissioner til CO<sub>2</sub>-koefficienter.

Kategori	Faktor	Enhed
IGN typisk anlæg:	69%	Af kul-emission
Omregnet til kg CO <sub>2</sub> /GJ	64,9	Kg CO <sub>2</sub> /GJ <sub>indfyret</sub>
Korrigeret for forskel i opstrøm:	63,4	Kg CO <sub>2</sub> /GJ <sub>indfyret</sub>
Korrigeret for virkningsgrad	62,6	Kg CO <sub>2</sub> /GJ <sub>indfyret</sub>
Korrigeret fra fast til dynamisk tidshorisont:	36,2	Kg CO <sub>2</sub> /GJ <sub>indfyret</sub>

Tabel 3: Omregning fra relativ CO<sub>2</sub>-emission over 30 år til CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor for biomasse over 30 år.

Ved at sammenligne Tabel 2 og Tabel 3 ses det, at IGN-rapportens relative CO<sub>2</sub>-emission kan omregnes til anvendelse af restbiomasse med en gennemsnitlig halveringstid på godt 20 år. Den biomasse, der faktisk er anvendt, beskrives i rapporten til reelt at have væsentligt lavere halveringstider, men der skal lægges indirekte udledninger, forskelle i tilvækst mm. Indirekte effekter og andre forskelle er implicit indregnet i de højere halveringstider vist i Tabel 2.

Konklusionen fra ovenstående er, at en CO<sub>2</sub>-koefficient for skovbiomasse på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ er en retvisende omregning af netto CO<sub>2</sub>-effekten af den gennemsnitlige biomasse, der er analyseret i IGN-rapporten. Ved at øge andelen af ægte restprodukter i små dimensioner kan CO<sub>2</sub>-koefficienten reduceres. Hvis derimod andelen af stammetræ eller træ, der har potentielt anden anvendelse, øges, vil CO<sub>2</sub>-koefficienten stige.

### Netto CO<sub>2</sub> fra forbrænding af halm

En stor del af den danske halm bliver i dag nedpløjet og dermed tilbageført til markerne. Ved nedmuldning af rå halm nedbrydes størstedelen af det organiske materiale over kort tid, mens en svært nedbrydelig del forbliver i jorden som stabiliseret organisk materiale på længere sigt.

Til rapporten "Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport" udarbejdet i 2016 af Ea Energianalyse og SDU til Energistyrelsen, anvendte SDU C-tool-modellen for at bestemme udrådningskurver for både rå og for biogasudrådnings halm. Modelkørslerne viste, at der efter 30 år er knap 15% af halmens kulstofindhold tilbage i jorden. Såfremt alternativet til halmforbrænding er halmnedmuldning, har halmen derfor et CO<sub>2</sub>-koefficient på ca. 15 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Hvis alternativet er anden halmanvendelse med langsommere nedbrydning, vil der skulle anvendes et højere CO<sub>2</sub>-koefficient.



### **Netto CO<sub>2</sub> fra forbrænding af biogent affald**

Affald, der forbrændes på de danske forbrændingsanlæg, er en blanding mellem fossilt materiale (typisk plast, tekstiler m.m.) og biogent materiale (affaldstræ, madaffald, papir, have-parkaffald m.m.). Med udgangspunkt i rapporten "Kapacitetstilpasningsplan for affald Analyserapport", Ea Energianalyse, 2020, ses det, at affald i 2020 udleder godt 35 kg fossil CO<sub>2</sub> per GJ. Dette ventes at falde til ca. 19 kg CO<sub>2</sub> per GJ i 2030 på grund af øget udsortering af plastik og andre fraktioner til genanvendelse m.m.

I denne analyserapport antages det, at den samlede CO<sub>2</sub>-udledning ved forbrænding af affald svarer til let fugtig træbiomasse og er ca. 100 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Den del, der ikke er fossil, er altså biogen.

På samme måde som for træbiomasse og halm gælder for den biogene del af affaldsforbrændingen, at den reelle påvirkning af atmosfærens CO<sub>2</sub>-indhold afhænger af, hvad alternativet til forbrænding er. Hvis alternativet er 100% genanvendelse til materialer med lang levetid, vil den biogene del af affaldsforbrændingen fra 2030 have en netto CO<sub>2</sub>-emission på op imod 100 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Hvis der reelt ikke er praktiske muligheder for langsommere nedbrydning af forbrændingsegnet affald, vil den biogene del af affaldsforbrændingen fra 2030 have en netto CO<sub>2</sub>-emission på 0 kg CO<sub>2</sub>/GJ. I denne analyse er det valgt at anvende 0 kg CO<sub>2</sub>/GJ biogent affald. En grundig vurdering af genanvendelsesmuligheder m.v., vil sandsynligvis medføre en anbefaling om en nettoemission fremover, der ligger højere end 0 kg CO<sub>2</sub>/GJ.

### **3.2 Modelværktøj: Balmorel**

Dansk Energi og Dansk Fjernvarme offentliggjorde i februar 2021 analyserapporten "Potentialiet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren". Ved anvendelse af el- og varmemarkedsmodellen Balmorel peges der i potentialerapporten på, at biomasseanvendelsen under eksisterende rammer må forventes at blive reduceret med knap 30% i 2030 og ca. 70% i 2040. Analysen viste, at især varmepumper vil fortrænge biomasse, efterhånden som de eksisterende biomasseanlæg kræver betydelige reinvesteringsfor videre drift. Vigtige forudsætninger for den udvikling der beskrives i referencen er, at el-tilskud til biomasse over tid bortfalder, at PSO-tariffen og elvarmeafgiften (næsten) afvikles, samt at vind og sol udvikles i et tempo, der sikrer relativt lave el-priser til nye teknologier som varmepumper, PtX-anlæg m.v.

Analyserne blev gennemført ved modelberegninger med el- og varmemarkedsmodellen Balmorel samt ved kvalitative vurderinger af teknologimodenhed og af forsyningssikkerhed for el- og varme. Analyserne i nærværende

rapport gennemføres med samme modelværktøj og i vidt omfang med samme tilgang og analyseforudsætninger. Dog er varmemarkedsdata for en række fjernvarmeværker opdateret. For nærmere gennemgang af model og analysemetode henvises til rapporten ”Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren”, Ea Energianalyse, 2021.

Modelværktøjet anvendes til at beregne en økonomisk optimal udvikling af den danske energiforsyning under den hovedforudsætning, at EU’s og Danmarks klimamål ønskes opfyldt til lavest mulige omkostninger. Hertil kommer en række øvrige forudsætninger om teknologier der er til rådighed, energipriser, CO<sub>2</sub>-priser, rammer for elmarkedet m.v. Særligt antages det, at alle investeringer i energisektoren foretages ved et rationelt valg af den teknologi, der forventes at være mest omkostningseffektiv.

### 3.3 Hovedforudsætninger

Som nævnt i afsnit 2.2. anvendes i vidt omfang samme forudsætninger som i rapporten ”Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren”. Der henvises til denne rapport for detaljeret gennemgang af forudsætninger. Nedenfor gennemgås forudsætninger, der er opdateret:

- Fossile brændselspriser er opdateret efter Sustainable Development scenariet i nyeste World Energy Outlook (WEO 2020) fra det Internationale Energi Agentur (IEA).
- Biomassepriser er opdateret juni 2021 ud fra seneste prisstatistikker og forward-priser.
- Priser på CO<sub>2</sub>-kvoter i EU ETS er opdateret i juni 2021 med baggrund i opdaterede markedspriser samt med udgangspunkt i EU-kommissionens forarbejde til FIT for 55 (Målet om 55% CO<sub>2</sub>-reduktion i 2030).
- Danske time-elpriser for perioden 2020 – 2040 er opdateret på baggrund af ovenstående opdateringer samt mindre opdatering af forudsætningerne i den europæiske el-markedsmodel.
- Til forskel fra projektet ”Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren” er der ikke i nærværende analyse indlagt specifikke forudsætninger om udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg til fjernvarmeproduktion i de fem største danske byer. Det antages derimod implicit, at en del af de investeringer, som modellen foretager i varmepumpeanlæg til fjernvarmeproduktion, i praksis vil være overskudsvarme fra PtX.
- På grund af usikkerhed om varmepumpers energieffektivitet og effektivforhold ved lave temperaturer er der som grundforudsætning i nærværende analyse valgt at anvende data svarende til

følsomhedsanalysen i projektet "Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren". I følsomhedsanalysen har varmepumper lavere effektivitet og højere investeringsomkostninger. Der henvises til det nævnte projekt for detaljerede data.

- Fjernvarmeforbruget i en række fjernvarmeområder er opdateret dels på basis af nyeste energistatistik, dels med informationer om forventede fjernvarmekonverteringer. I den tidligere analyse var fjernvarmeforbruget i en række områder baseret på 5-10 år gamle data kombineret med prognoser for varmebesparelser og konvertering. Opdateringen medfører en forbrugsstigning på knap 10% samlet set, hvilket er i harmoni med seneste fjernvarmestatistikker.

Udvikling i affaldsmængder til forbrænding er opdateret baseret på "Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi" juni 2020.

### 3.4 Scenarieanalyser

Hovedfokus i analysen er, hvordan indregning af biomassens netto-CO<sub>2</sub>-udledning påvirker "optimal" biomasseanvendelse til el- og fjernvarme i Danmark. Ud over dette hovedfokus ses der i en tillægsanalyse på konsekvenserne af en CCS-strategi målrettet affaldsforbrænding. Med det udgangspunkt er der i analysen beskrevet og gennemregnet følgende scenarier for energisystemet for perioden 2020-2040:

- **Et grundscenarie (Reference).** Fremskrivning og optimering af el- og fjernvarmesektoren med grundforudsætninger. I grundforudsætningerne er biomassens CO<sub>2</sub>-koefficient nul, og det antages af hensyn til bl.a. forsynings sikkerheden, at alle eksisterende biomassefyrede anlæg er til rådighed for drift og backup i hele deres tekniske levetid. Modellen kan altså ikke lukke eksisterende biomasseanlæg før tid for at reducere faste omkostninger.
- **Reference med tilladt lukning af biomasseanlæg før tid (Førtid bioudfasning):** I dette scenarie har optimeringsmodellen tilladelse til at lukke ethvert biomasseanlæg fra 2025, såfremt det er økonomisk fordelagtigt. På alle andre parametre er scenariet identisk med referencen.
- **Fire scenarier hvor biomasse har en positiv CO<sub>2</sub>-koefficient. (xx år LULUCF yy kg):** I disse scenarier tillægges fast biomasse<sup>11</sup> forskellige CO<sub>2</sub>-koefficienter. For træbiomasse sættes CO<sub>2</sub>-

---

<sup>11</sup> Dette gælder dog ikke den biogene fraktion af affald til affaldsforbrænding der forudsættes at have nul nettoudledning. Se bemærkninger hertil i afsnittet Biomasse og CO<sub>2</sub>.

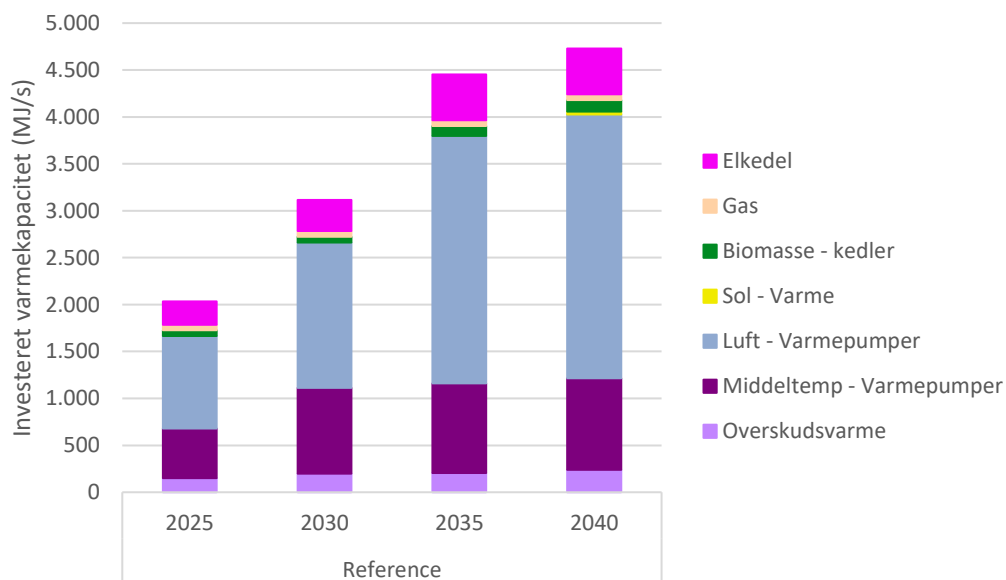
emissionskoefficienten til hhv. 25, 35, 45 og 50 kg CO<sub>2</sub>/GJ. For halm sættes CO<sub>2</sub>-emissionen til 15 kg CO<sub>2</sub>/GJ i de fire scenarier.

- **Et LULUCF-scenarie med tilladt lukning af biomasseanlæg før tid (Førtid bioudf - LULUCF 35 kg):** Dette svarer til scenariet Førtid Bioudfasning blot med en indregnet emissionskoefficient for træbiomasse på 35 kg CO<sub>2</sub>/GJ og fra halm på 15 kg CO<sub>2</sub>/GJ.
- **Som tillægsanalyse er der beregnet to CCS-scenarier beskrevet i kapitel 4:** I udgangspunktet indregnes der ikke CCS på affalds- eller biomasseanlæg i scenarierne. I tillægsanalysen ses der på konsekvenser af en langsom eller hurtig indfasning af CCS-teknologi på affaldsforbrændingsanlæg.

## 4 Analyseresultater

### 4.1 Udvikling af fjernvarmesystemet i referencescenariet

I det følgende gennemgås udviklingen i fjernvarmesystemet i referencescenariet samlet for Danmark. Udviklingen gennemgås med fokus dels på investeringer i produktionskapacitet og varmelagre, dels på den resulterende varmeproduktionsfordeling. Det fremgår, at der helt overvejende investeres i varmepumpeanlæg<sup>12</sup> baseret på gode varmekilder som spildevand, drikkevand, grundvand (middeltemperatur varmepumper) og industriel overskudsvarme, men også i stort omfang i luftvarmepumper. Frem mod 2030 investeres der i modelberegningerne i ca. 2.500 MW nye varmepumper, og frem mod 2040 investeres i yderligere ca. 1.500 MW varmepumper. Der etableres også lidt solvarme og få biomassekedler frem mod 2040.

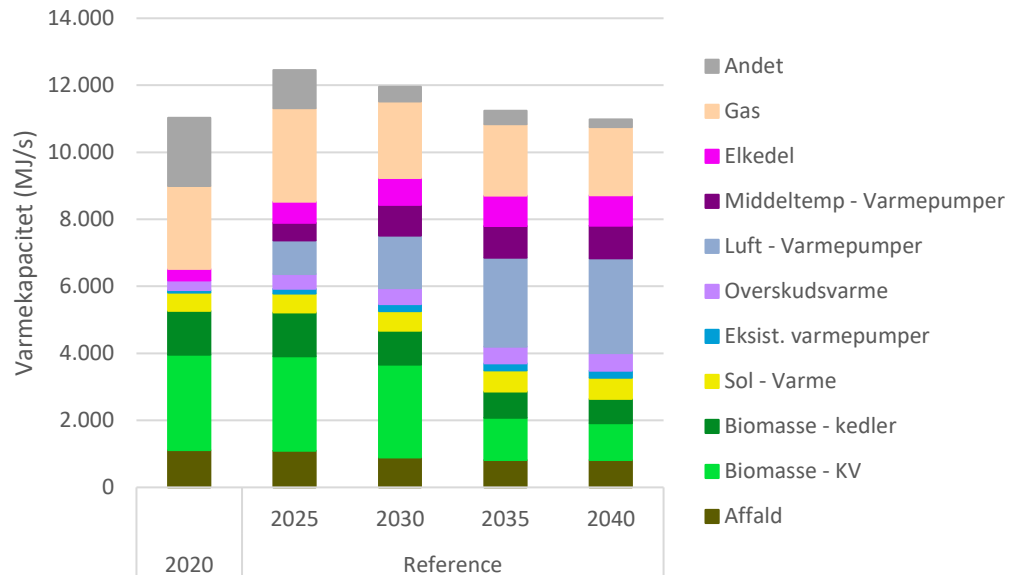


Figur 9: Akkumulerede investeringer i fjernvarmekapacitet – Danmark.

I figuren nedenfor ses udviklingen i den samlede fjernvarmekapacitet i Danmark. I udgangspunktet regnes der med, at biomassekapaciteten tages ud af drift efter udløb af den tekniske levetid for anlæggene, hvilket betyder, at fortsat biomasseanvendelse kræver nyinvesteringer. Da nye varmepumpeanlæg som hovedregel vil udkonkurrere nye biomasseanlæg, er konsekvensen, at der – særligt efter 2030 – sker et fald i den installerede kapacitet af biomasseanlæg. Frem mod 2040 sker også et fald i kapaciteten på

<sup>12</sup> Op til ca. 500 MW af den varmepumpekapacitet der investeres i, kan i praksis vise sig at være overskudsvarmeanlæg fra produktion af PtX-brændsler. Det vil afhænge af fremtidige rammer for PtX.

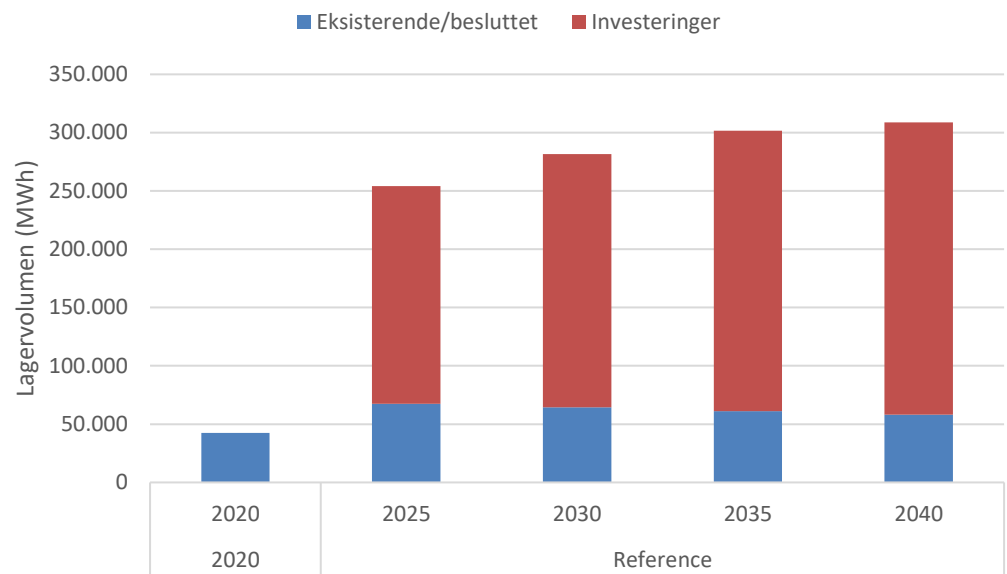
affaldsforbrændingsanlæggene som en konsekvens af den politiske aftales ønske om øget genanvendelse og begrænset affaldsimport.



Figur 10: Samlet fjernvarmekapacitet – Danmark 2020 - 2040. Modelberegning referencen.

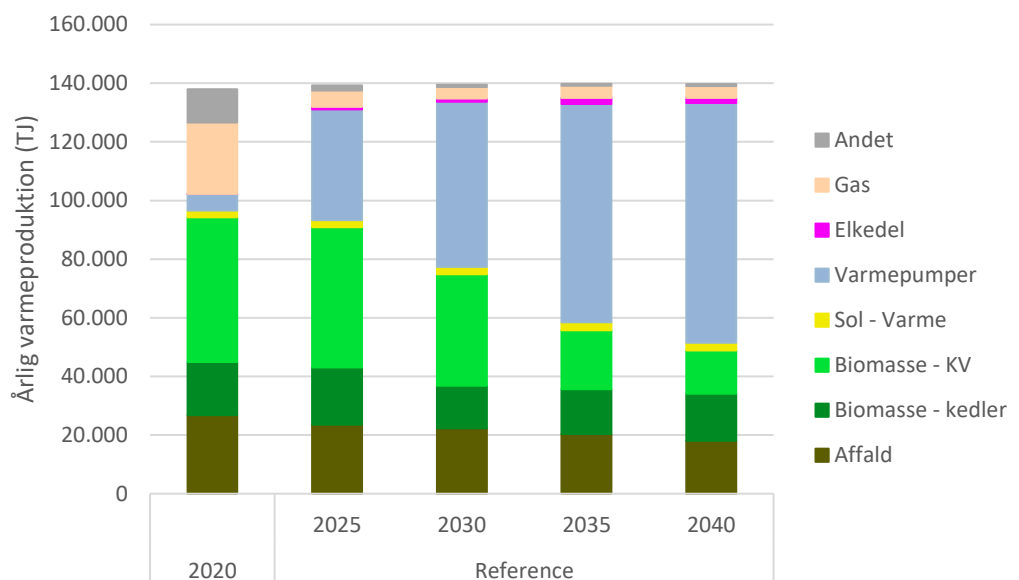
På grund af el-systemets stigende afhængighed af fluktuerende el-produktionsanlæg i kombination med el-kedler og varmepumper til rumvarme vil der være stigende økonomisk værdi i energilagring. Varmelagre er væsentligt billigere end el-lagre målt i kr. per lagret energienhed. Varmelagerkapaciteten udvides derfor.

I figuren nedenfor ses de modelbereggede udbygninger med nye varmelagre i referencescenariet. Den eksisterende lagerkapacitet er overvejende korttidslagre (ståltanke), mens de nye lagre overvejende etableres som dam-varmelagre. Samlet svarer udbygningen til godt 5 mio. m<sup>3</sup> lager. Til sammenligning planlægger Fjernvarme Fyn i skrivende stund etablering af et lager på 500.000 m<sup>3</sup>.



Figur 11: Eksisterende og ny lagerkapacitet – Danmark. Modelberegning, referencen.

Figuren nedenfor illustrerer fjernvarmeproduktionen i Danmark i referencescenariet mod 2040. Der sker en markant forøgelse af varmeproduktionen fra varmepumper, der går fra et lavt niveau i 2020 til ca. 26% af fjernvarmeproduktionen i 2025 og helt op til ca. 58% i 2040. I starten er det helt overvejende naturgasvarmeproduktionen, som fortrænges af varmepumper, mens biomassevarmeproduktionen gradvis reduceres frem mod 2040.

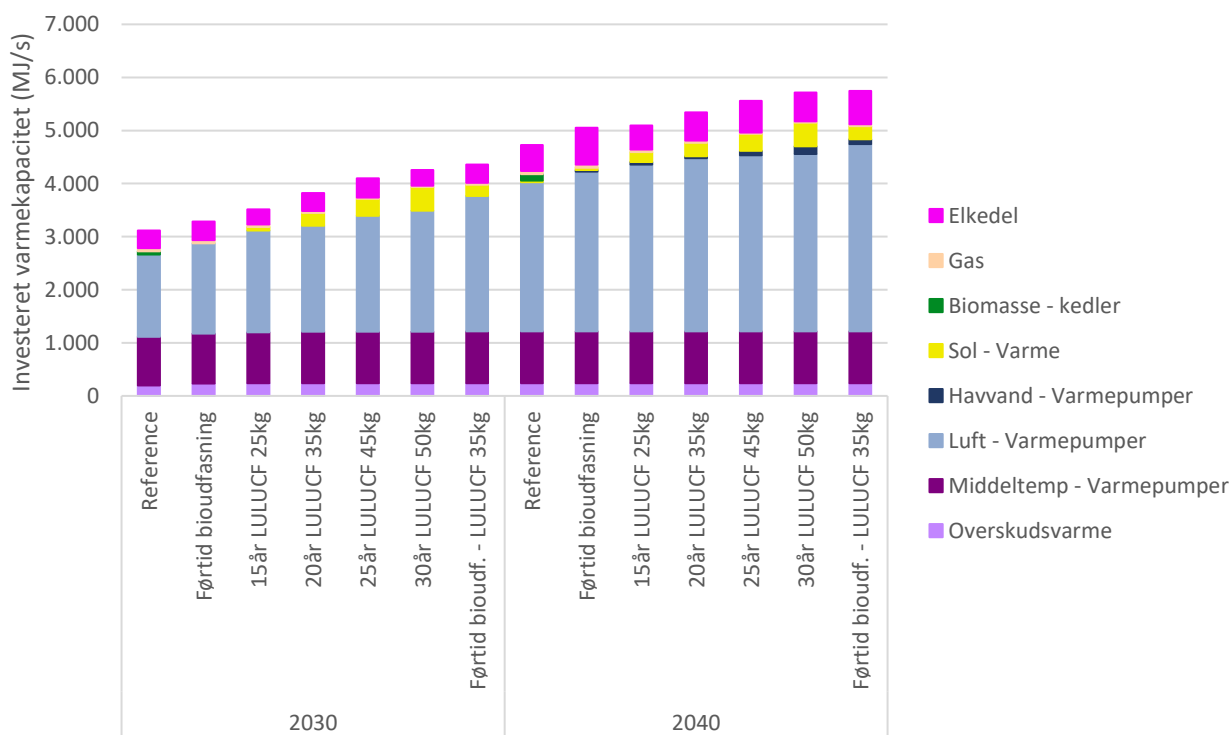


Figur 12: Årlig fjernvarmeproduktion – Danmark. Modelberegning referencen.

## 4.2 Udvikling af fjernvarmesystemet i øvrige scenarier

Som vist ovenfor betyder de ændrede rammevilkår med fjernelse af elvarmeafgiften for varmepumper og elproduktionstilskuddet til biomassebaseret kraftvarme, at varmepumper som hovedregel bliver konkurrencedygtige og hurtigt vinder indpas, mens fjernvarmeproduktion fra biomasse reduceres. Dette sker uden indregning af CO<sub>2</sub>-emissioner fra biomasse. I de såkaldte LU-LUCF-scenarier prissættes biomasse-forbrændingens CO<sub>2</sub>-emission med CO<sub>2</sub>-prisen i EU's kvotesystem. Dette øger omkostningerne til at brænde biomasse, og derfor svækkes konkurrenceforholdet over for andre varmeproduktionsteknologier.

Nedenstående figur viser investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i alle scenarier. Det ses, at i takt med at omkostninger til biomasse øges, så øges investeringer i varmepumper. Det ses også, at der investeres i yderligere solvarmekapacitet i LULUCF-scenarierne i forhold til referencen. Det kan også bemærkes, at der er ret lille forskel på investeringer i varmepumper i reference-scenariet uden og med mulighed for lukning af biomasseanlæg før tid, mens mulighed for tidlig lukning af biomasseanlæg har væsentlig større betydning, når omkostninger til anvendelse af biomasse samtidig øges. I 2030 øges investeringer i luftvarmepumper med 700 MW i LULUCF 35 kg-scenariet, når det samtidig tillades, at biomasseanlæg kan lukkes.



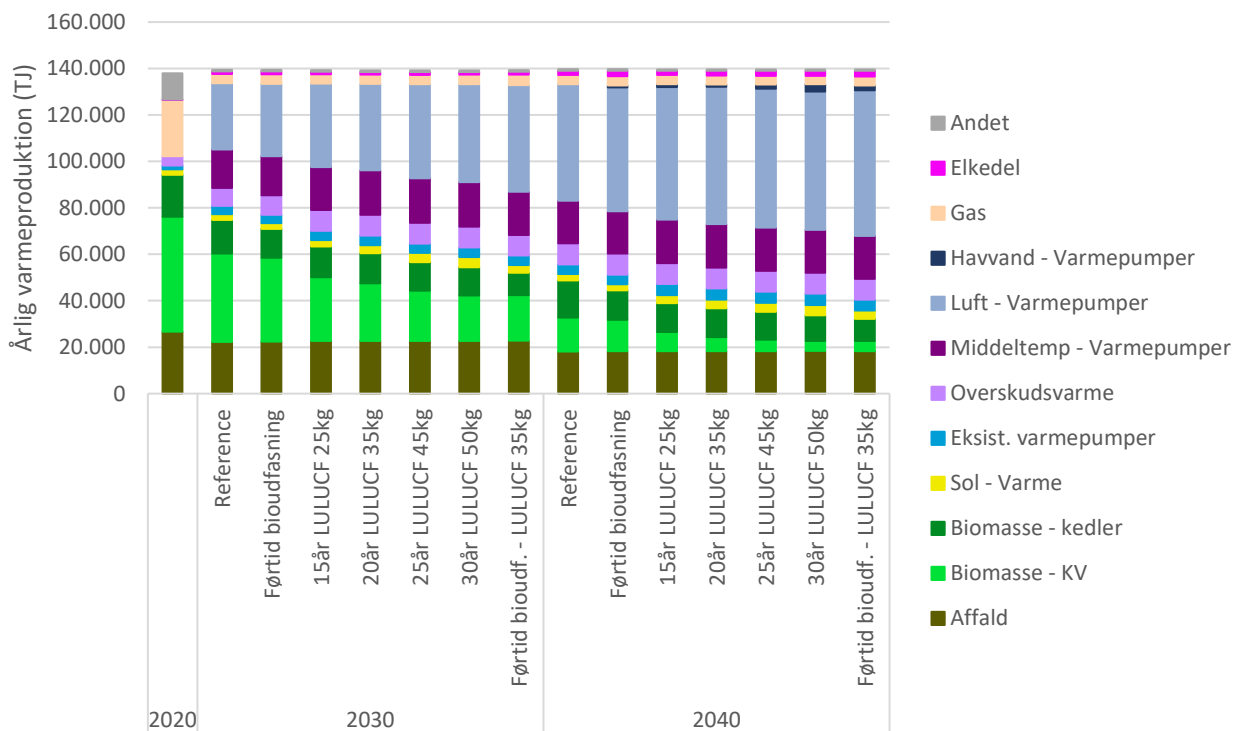
Figur 13: Investeringer i fjernvarmekapacitet – Danmark. Modelberegning alle scenarier.



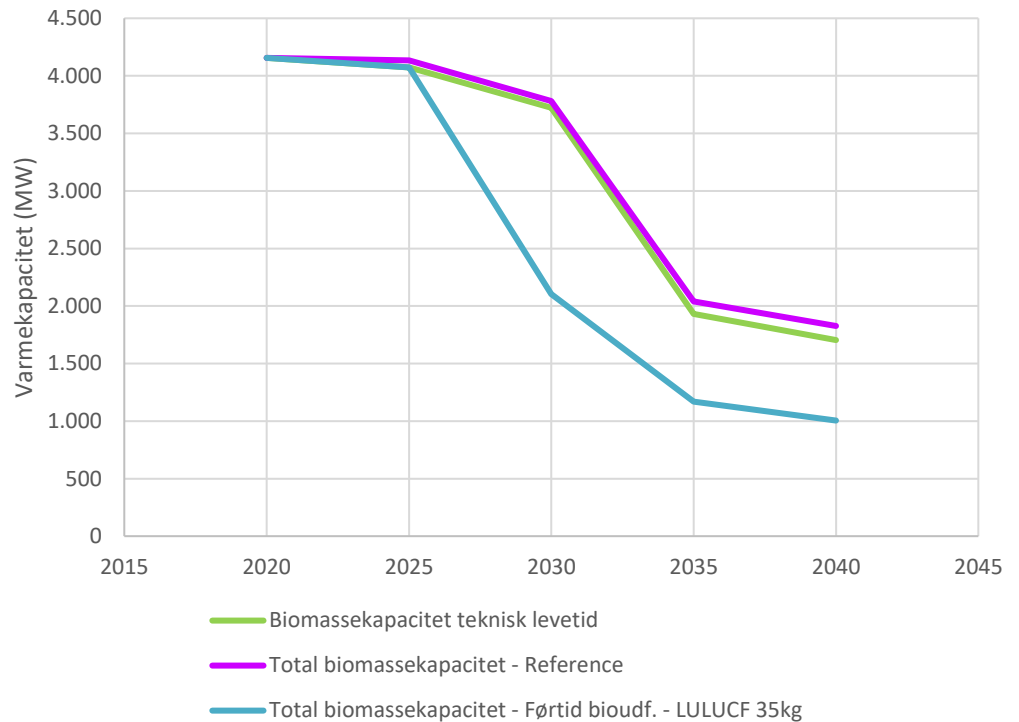
Nedenfor ses fjernvarmeproduktionen i alle scenarier. Varmeproduktionen fra varmepumper øges markant i LULUCF-scenarierne i forhold til referencen. Dette gælder særligt i 2030, da reduktionen af biomasse sker markant hurtigere i LULUCF-scenarierne. I 2040 er en stor del af reduktionen gennemført allerede i referencen, hvorfor forskellen til LULUCF-scenarierne er mindre.

I 2040 dækker varmepumper helt op til omkring 70% af fjernvarmeproduktionen i LULUCF-scenarierne, og biomassens andel af varmeproduktionen falder til under 10%. Der gøres igen opmærksom på, at en del af varmeproduktionen fra varmepumper i modelresultatet i praksis ventes at være overskudsvarme fra PtX-anlæg.

Det ses, at særligt kraftvarmeproduktionen reduceres, hvilket hænger sammen med, at biomasse til elproduktion også bliver svækket markant i konkurrenceevne sammenlignet med vind og sol. Mindre kraftvarmeproduktion reducerer biomasseforbruget mere pr. produceret varme end ren varmeproduktion.



Figur 14: Årlig fjernvarmeproduktion – Danmark. Modelberegning alle scenarier.



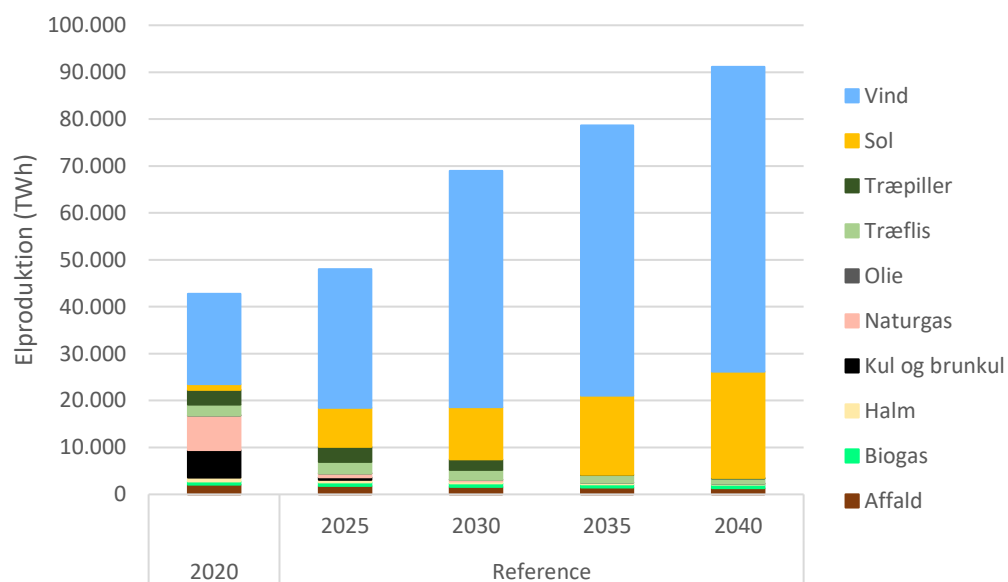
Figur 15: Udvikling varmekapacitet på biomassefyrede anlæg.

Figuren ovenfor viser, at der investeres i ganske lidt biomassekapacitet i referencen, hvor den samlede kapacitet kun udvikler sig svagt anderledes end den "dødskurve", der følger anlæggenes tekniske levetid som indgår i modelforudsættningerne. Når modellen får lov at udfase anlæggene efter 2025, lukkes ca. 1.700 MW biomassekapacitet før tid. Disse anlæg lukkes, fordi reduceret driftstid ikke kan betale sig på grund af høje faste omkostninger. Her giver nyinvesteringer i varmepumper bedre økonomi. Hvorvidt tidlig udfasning af eksisterende biomasseanlæg i perioden 2025-2030 i det omfang er teknisk muligt, er et spørgsmål, der vil kræve yderligere afklaring.

### 4.3 Udvikling af el-systemet

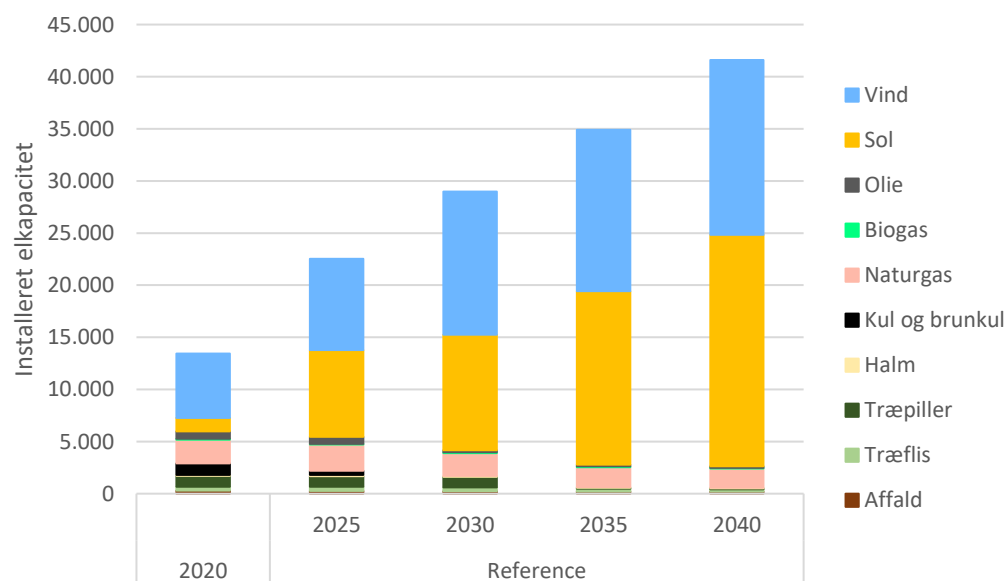
Nedenstående figur viser udviklingen i el-produktion i referencescenariet. Det ses, at der er en kraftigt stigende indenlandsk el-produktion som følge af samfundets elektrificering. Der er med udgangspunkt i klimaloven indlagt en modelbegrænsning der kræver, at den indenlandske VE-el-produktion som årgennemsnit mindst skal kunne dække den indenlandske el-efterspørgsel. Over året udveksles elektricitet med nabolande på basis af modeloptimeringen. På el-siden investerer modellen primært i sol og vind, men også i transmissionsinfrastruktur og i mindre omfang i el-lagring. Biomassens andel af el-produktionen i Danmark reduceres markant. Dette gælder særligt efter 2030,

hvor de større træpille-fyrede anlæg på Studstrupværket og Avedøreværket går ud af drift.



Figur 16: Elproduktion i Danmark. Modelberegning referencen.

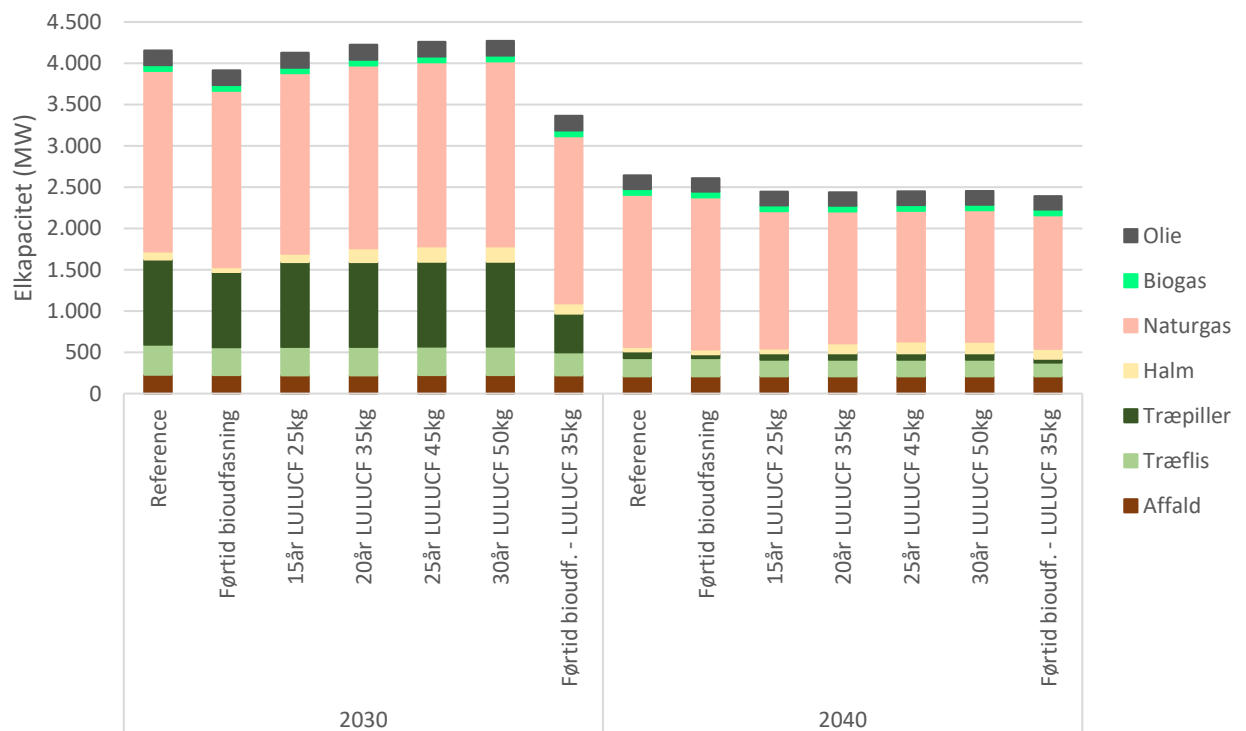
I 2030 er der etableret i alt knap 14 GW vindkraftanlæg i Danmark og i alt 11 GW sol. I 2040 er det steget til henholdsvis 17 GW vind og 22 GW sol. I LU-LUCF-scenarierne øges vindudbygningen mod 2030 en smule, ca. 350 MW, hvilket fastholdes mod 2040.



Figur 17: El-produktionskapacitet i Danmark. Modelberegning referencen.

På trods af den markant øgede el-efterspørgsel reduceres kapaciteten på andre typer af el-produktionsanlæg end vind og sol. Det ses i nedenstående figur, at kapaciteten af regulerbar produktion reduceres til ca. 4.000 MW i 2030 og 2.500 MW i 2040 (referencen). Den nødvendige balance i el-systemet i alle timer leveres herudover gennem fleksibel drift af elektrolyseanlæg, el-kedler, varmepumper og ikke mindst ved el-udveksling med nabolande gennem eksisterende og fremtidige udlandsforbindelser. Også fleksibel opladning af el-biler giver et begrænset bidrag.

Man kan sige, at EU-landenes el-forsyningsikkerhed i stigende grad bliver en opgave, hvor landene er afhængige af hinanden. Der er i nærværende rapport ikke gennemført en egentlig el-forsyningsikkerhedsanalyse for Danmark og naboeråder. Forsyningsikkerheden kan analyseres ved, at forskellige udfaldsscenerier for kraftværker og el-netkomponenter kombineres med ekstreme vejrforhold, herunder længerevarende vindstille. En sådan analyse vil muligvis pege på behovet for yderligere regulerbar el-produktion, eventuelt i form af strategiske reserver. Som perspektivering vurderes det, at etablering af fx 1.000 MW ny regulerbar kapacitet (gasturbiner) kan indebære en meromkostning på ca. 0,3 – 0,5 øre/kWh el-forbrug i Danmark i 2040 svarende til en gennemsnitlig el-prisstigning på 1-2%.



Figur 18: Regulerbar elproduktionskapacitet i Danmark. Modelberegning alle scenarier.

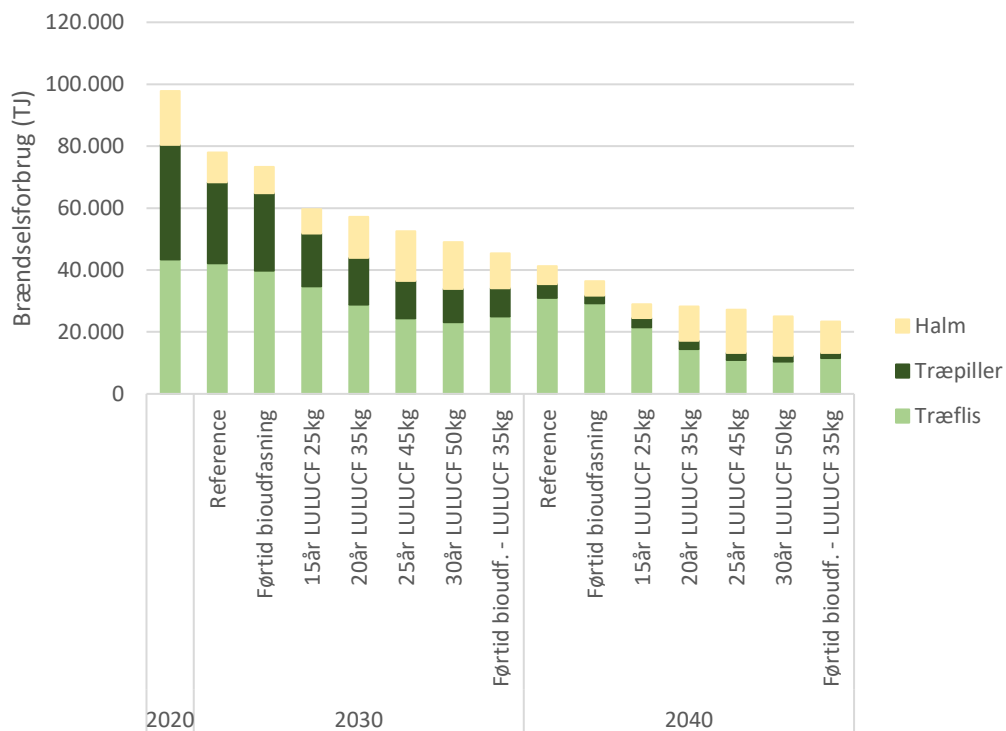
#### **4.4 Forbrænding af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion**

Figuren nedenfor viser udviklingen i biomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i scenarierne. Det ses, at der i referencescenariet sker en gradvis reduktion af biomasseanvendelsen i takt med, at de eksisterende biomasseanlæg når enden af deres tekniske levetid og udfases i analysemodellen.

Sammenlignet med analyserne i rapporten "Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren" fra februar 2021, så er forbruget af biomasse i nærværende rapport noget højere. Dette skyldes dels, at biomassepriserne, særligt for træpiller, er lavere gennem hele perioden i referencen med de opdaterede forudsætninger, men også at opdaterede fjernvarmedata nu viser et knap 10% højere fjernvarmeforbrug i Danmark i 2020.

I referencen sker der en reduktion af biomasseanvendelsen med omtrent 20% mod 2030 og omtrent 60% mod 2040. Dette er en langsommere reduktion end i den tidligere analyse, hvilket dels skyldes forventningen om lavere biomassepriser, dels en mere konservativ forventning til varmepumpernes energieffektivitet og økonomi, dels et højere fjernvarmeforbrug og endelig, at overskudsvarme fra PtX-anlæg (modsat tidligere analyse) nu ikke er manuelt indlagt i modellen.

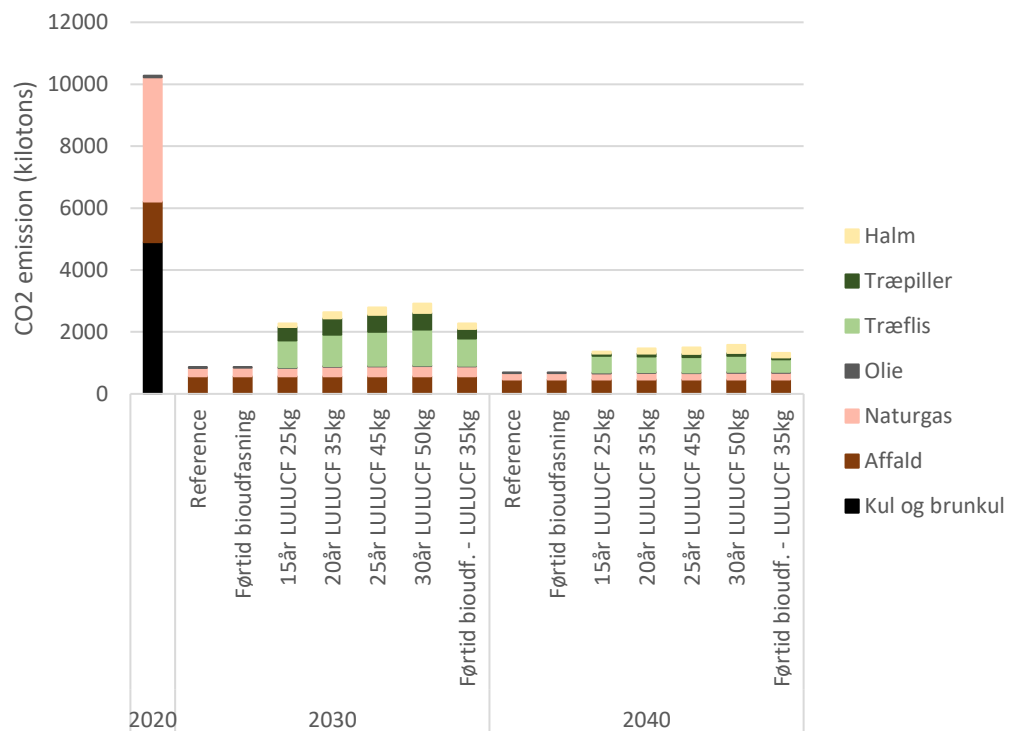
Med prissætning af netto-CO<sub>2</sub>-emissionerne fra biomasse i LULUCF-scenarierne reduceres biomasseanvendelsen markant til mellem 45 PJ og 60 PJ i 2030 og til mellem 25 PJ og 30 PJ i 2040. Det ses også, at halmens andel af det samlede biomasseforbrug bliver væsentligt højere. Det skyldes en lavere netto-CO<sub>2</sub>-emissionen fra halm, idet referencen for halm er nedpløjning. Hvis den reelle reference er anden anvendelse af halmen, fx biogas, kulstoflagring eller andet, vil modelresultatet om øget halmanvendelse til forbrænding kunne udfordres.



Figur 19: Udvikling af biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark.

#### 4.5 CO<sub>2</sub>-emissioner

I nedenstående figur er vist en opgørelse af CO<sub>2</sub>-emissionerne i scenarierne, hvor det indregnes, at biomasse har den emissionsfaktor, der er forudsat i hvert af scenarierne. I såvel 2030 som 2040 er referencens CO<sub>2</sub>-emissioner naturligt nok lavest, da de fossile brændsler stort set er udfaset, og da biomassens LULUCF-effekt ikke indregnes (biomasse regnes som CO<sub>2</sub>-neutral). I de øvrige scenarier ses, at CO<sub>2</sub>-emissionen viser sig at ligge meget tæt på samme niveau på trods af, at biomasseanvendelsen i scenarierne er ret forskellig (særligt i 2030). Men den større reduktion af biomasseforbruget i scenarier med en forudsat høj CO<sub>2</sub>-emission af biomasse opvejes af, at den tilbageværende biomasse i disse scenarier også forudsættes at udlede mere CO<sub>2</sub>.



Figur 20: Beregnede CO<sub>2</sub>-emissioner (inkl. LULUCF) ved el- og fjernvarmeproduktion. Træbiomassens CO<sub>2</sub> udledning varieres fra 0 kg/GJ i referencen til 50 kg/GJ i det mest CO<sub>2</sub>-tunge scenarie.

#### 4.6 Økonomisk vurdering

For at opgøre de økonomiske konsekvenser ved at indregne biomassens LULUCF-effekt i optimeringen af el- og fjernvarmeforsyningen er der opstillet en samlet beregning af den økonomiske forskel mellem referencescenariet og hvert af LULUCF-scenarierne over perioden 2020-2040. Den økonomiske forskel mellem scenarierne opgøres herefter som en nutidsværdi i 2020. Der er beregningsteknisk regnet med, at alle nye anlæg har en økonomisk levetid på 20 år uden reinvesteringer. Der er ikke regnet med, at anlæg etableret i 2020 eller før har en restværdi efter 2040. I praksis kan enkelte anlæg dog have længere teknisk levetid, og dette vil betyde, at der også vil være en omkostningsforskel mellem scenarierne efter 2040. Dette er ikke indregnet i de økonomiske opgørelser beskrevet nedenfor, og vurderes ikke at have stor betydning.

Scenarierne sammenlignes i et samfundsøkonomisk perspektiv for hele det danske energisystem. Samfundsøkonomien indeholder alle investeringer, faste og variable omkostninger for danske fjernvarmeanlæg. Endvidere indregnes handel med el med udlandet og nødvendig udbygning med ny el-produktion for at dække stigninger i el-forbruget og udfasning af brændselsfyrede

værker. Samfundsøkonomi er her regnet som faktorpriser og uden skatteforvridningstab.

Følgende elementer indgår i økonomien:

- CAPEX: Her indgår investeringsomkostninger for alle nye investeringer i perioden 2020-2040. Dertil kommer scrapværdi af investeringer i 2040 ud fra 20 års levetid (dvs. at alle investeringer foretaget i 2020 eller før har en scrapværdi på 0 i 2040).
- Faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
- Variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
- Brændselsomkostninger: Alle omkostninger til indkøb af fossile brændsler og biomasse
- Elnettariffer: Transporttariffer for el. Disse omkostninger antages at dække omkostninger til vedligeholdelse og udbygning af el-nettet for eksisterende og nyt el-forbrug.
- Samlede CO<sub>2</sub>-omkostninger baseret på CO<sub>2</sub> kvoteprisen

Det skal bemærkes, at allerede foretagne investeringer er indregnet som sunk costs, der skal afholdes i alle scenarier. Derfor opgøres de ikke særskilt. I praksis vil det dog have væsentlig betydning for el- og varmeproducenter og dermed for forbrugerne, hvordan restgæld/-afskrivninger fordeles mellem aktørerne.

### **Samfundsøkonomiske omkostninger**

Af nedenstående tabel fremgår de økonomiske konsekvenser af LULUCF-scenarierne for el- og fjernvarmeforsyningen for hele Danmark i 2040 sammenlignet med referencen. I den økonomiske opgørelse vises dels méromkostningerne inkl. indregning af de øgede omkostninger til anvendelse af biomasse som konsekvens af forudsætningen om øget CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor for biomasse i hvert af scenarierne, dels méromkostningerne fratrukket CO<sub>2</sub>-omkostningen ved biomasse. Sidstnævnte viser de øgede omkostninger for el- og fjernvarmesystemet til yderligere reduktion af biomasseanvendelsen, altså méromkostninger til investeringer og drift af specielt yderligere varmepumpekapacitet og havvind.



Mia. kr.	Førtid bioudfasning	15år LULUCF 25kg	20år LULUCF 35kg	25år LULUCF 45kg	30år LULUCF 50kg	Førtid bioudf. - LULUCF 35kg
<b>Samfundsøkonomi</b>						
Hele model-området	-0,3	8,0	10,3	12,1	13,2	9,3
- Heraf LULUCF af bio- masse	-	7,0	8,6	9,5	10,3	7,7
<b>El- og fjernvarmesektor i Danmark ekskl. LULUCF</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,9</b>	<b>1,6</b>	<b>2,5</b>	<b>2,9</b>	<b>1,6</b>

Tabel 4: Meromkostninger for hele Danmark. Nutidsværdi 2020-2040 i mia. kr.

For perioden 2020-2040 er nutidsværdien af de samfundsøkonomiske meromkostninger for Danmarks energisektor i LULUCF-scenarierne beregnet til mellem 0,9 og 2,9 mia. kr. Omkostningen er primært knyttet til, at eksisterende varmeproduktionsanlæg med restlevetid ikke kan udnyttes, hvilket særligt gælder i flere af de mellemstore og store fjernvarmeområder.

Det ses i ovenstående tabel, at CO<sub>2</sub>-emissionsomkostninger ved biomasse i scenarierne ligger på en nutidsværdi på 7,0 – 10,3 mia. kr. over perioden 2020-2040. I tabellen ovenfor indgår CO<sub>2</sub>-omkostninger for biomasse ikke i referencescenariet, da biomasse i dette scenarie anses som CO<sub>2</sub>-neutralt. For at illustrere hvad omkostningen i referencescenariet ville være, hvis den blev prissat ud fra emissionsfaktoren i de forskellige LULUCF-scenarier, er der i nedenstående tabel vist en opgørelse over denne omkostning.

CO <sub>2</sub> -omkostning ved CO <sub>2</sub> indhold i biomasse (mio. kr.)	2025	2030	2035	2040
Ved 25 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	512	943	816	621
Ved 35 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	694	1.287	1.117	849
Ved 45 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	875	1.632	1.419	1.076
Ved 50 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	985	1.831	1.590	1.207

Tabel 5: CO<sub>2</sub>-omkostning i referencescenariet ved antagelse om, at biomasse til el- og fjernvarmeproduktion har en CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor forskellig fra nul.

Nedenstående tabel viser, at når biomassens CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor er positiv, så har det en betydelig samfundsøkonomisk omkostning at undlade at tage hensyn hertil, når den grønne omstilling af el- og fjernvarmesystemet optimeres. Afhængig af det faktiske netto-CO<sub>2</sub>-indhold i den biomasse der anvendes i Danmark i perioden 2020 – 2040, er den samfundsøkonomiske omkostning ved at undlade at tage hensyn hertil beregnet til mellem 9,0 og 17,4 mia. nutidskroner. Da CO<sub>2</sub>-effekten regnskabsmæssigt pålægges de lande, hvor biomassen sources fra, vil den samfundsøkonomiske omkostning for Danmark være begrænset til indenlandsk biomasse.

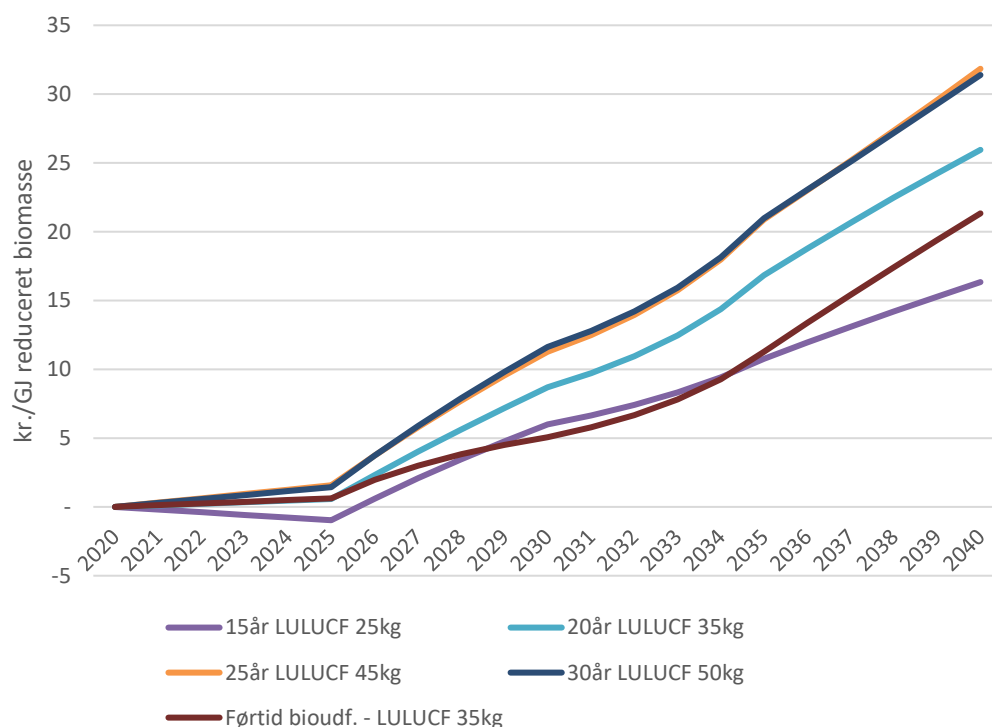
Referencescenariet. Nutidsværdi af CO <sub>2</sub> omkostning ved CO <sub>2</sub> indhold i biomasse (mia. kr.)	Nutidsværdi
Ved 25 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	9,0
Ved 35 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	12,2
Ved 45 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	15,5
Ved 50 kg/GJ CO <sub>2</sub> i træ	17,4

Tabel 6: Nutidsværdi i perioden 2020 til 2040 for omkostning af kvotebetaling i referencescenariet ved antaget CO<sub>2</sub>-indhold i biomasseforbrænding til el- og fjernvarmeproduktion.

Der er tale om reelle omkostninger for det globale samfund, såfremt målsætninger og hensigter i Paris-aftalen forfølges: Hvis skovarealerne taber kulstof til atmosfæren på grund af hurtig nedbrydning af biomasse gennem forbrænding, så skal dette kulstof tab kompenseres i andre sektorer. Såfremt de marginale reduktionsomkostninger i andre sektorer er højere, end den udvikling i kvoteprisen der anvendes i beregningerne, vil den samfundsøkonomiske omkostning være højere end beregnet her. En række analyser peger på, at de marginale CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger sandsynligvis ligger højere end den forudsatte prisudvikling i EU-ETS, da en del af omstillingen drives af tilskud, afgifter, m.m.

#### CO<sub>2</sub>-omkostning per GJ biomasse reduceret

I nedenstående figur er omkostningen (samfundsøkonomisk omkostning fratrukket CO<sub>2</sub>-omkostninger ved biomasse) ved at reducere biomasse mængderne vist i forhold til den reducerede biomasse mængde. Der er vist méromkostningerne i det enkelte år sammenlignet med reduktionen af biomasse i det enkelte år sammenlignet med reference. Det fremgår, at en yderligere reduktion af biomasse anvendelse i forhold til referencescenariet bliver dyrere og dyrere over tid. Dette hænger sammen med, at biomasse anvendelsen allerede er reduceret ganske meget i referencescenariet frem mod 2040, og at den tilbageværende biomasse er væsentligt billigere end alternativerne. I begyndelsen af perioden ligger meromkostningen på 5-10 kr./GJ reduceret biomasse, og mellem 15 og 30 kr./GJ mod slutningen af perioden.



Figur 21: Forskel i samfundsøkonomiske omkostninger per reduceret mængde biomasse angivet i kr./GJ.

Endelig viser tabellen nedenfor en opgørelse af energisektorens samfundsøkonomiske omkostning ekskl. LULUCF divideret med reduceret biomasseforbrug i hvert scenarie sammenlignet med referencen. Omkostningen er vist som nutidsværdi over perioden. Energisektorens "fortrængningsomkostning" for biomasse varierer fra 5,4 kr./GJ i LULUCF 25 kg-scenariet til 11,1 kr./GJ i LULUCF 50 kg-scenariet. Den samlede reduktion af biomasse mængden (nutidsværdi) er dog også 50% højere i LULUCF 50 kg-scenariet.

Nutidsværdi	Samfundsøkonomisk meromkostning (mio. kr.)	Reduceret Biomasseforbrug (PJ)	kr./GJ
15år LULUCF 25kg	908	169	5,4
20år LULUCF 35kg	1.645	193	8,5
25år LULUCF 45kg	2.518	229	11,0
30år LULUCF 50kg	2.872	260	11,1
Førtid bioudf. - LULUCF 35kg	1.630	251	6,5

Tabel 7: Samfundsøkonomiske omkostninger i forhold til reduceret biomasse mængde. Meromkostning (mio. kr.) og reduktion i biomasseforbrug (PJ) er vist som nutidsværdier.

## 5 Tillægsanalyse om CCS på affaldsforbrændingsanlæg

Som en tillægsanalyse er der set på konsekvenser for økonomi og biomasseanvendelsen, hvis der i stigende grad investeres i CO<sub>2</sub>-fangst- og lagring (CCS) på de danske affaldsforbrændingsanlæg.

### 5.1 Forudsætninger for CCS-anlæg på affaldsanlæg

I de to CCS-scenarier antages det, at affaldsforbrænding i København (ARC, Vestforbrænding og ARGO), Aarhus, Odense, Aalborg, Esbjerg og Trekantsområdet er etableret med CCS i 2040. I scenariet med langsom indfasning af CCS antages det, at der kun er etableret CCS på ARC og i Esbjerg (havnenære anlæg) i 2030. I scenariet med hurtig indfasning af CCS antages alle de otte store affaldsanlæg at have etableret CCS allerede i 2030. Det skal understreges, at der i projektet ikke er specifik viden om, hvorvidt det er præcis disse anlæg, der i givet fald er mest oplagte at etablere CCS på. Anlæggene er udvalgt på basis af prioritering af større anlæg frem for små anlæg.

I CCS-scenarierne er det en forudsætning, at der ikke lukkes affaldsforbrændingsanlæg i disse byer i analysen. Kun affaldsanlæg i øvrige byer kan lukkes som en del af den lineære modeloptimering.

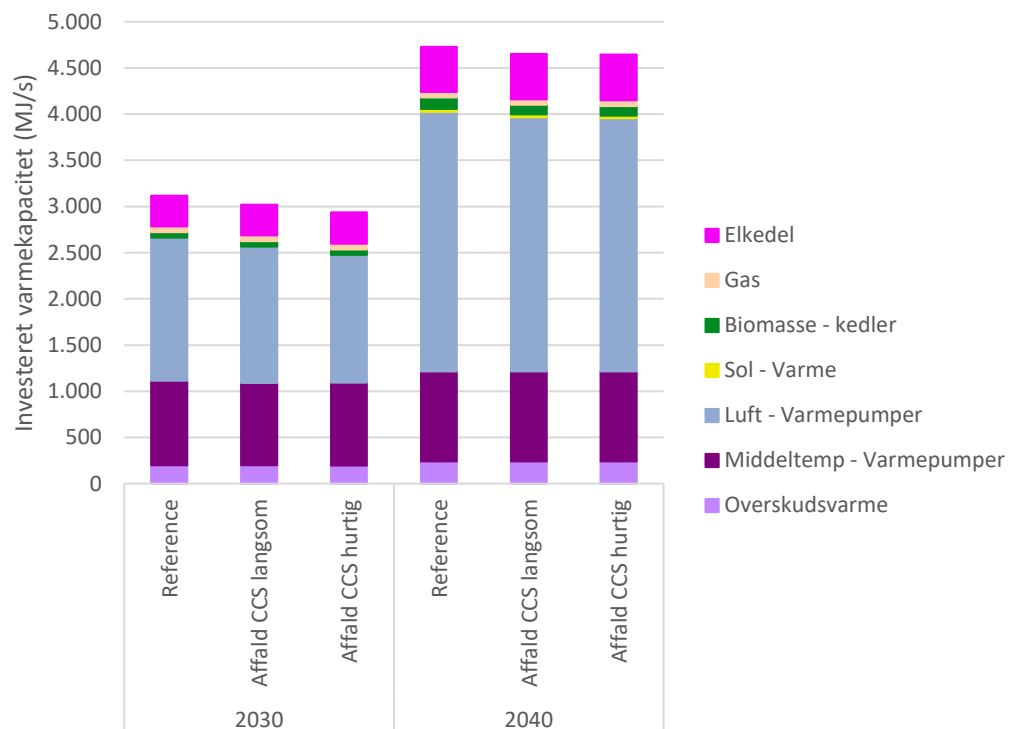
Data for CCS-anlæg er opstillet ud fra generaliserede antagelser om tekniske og økonomiske data, der er baseret på Rambølls rapport "CO<sub>2</sub>-fangst på danske affaldsenergianlæg", der er udarbejdet for Dansk Affaldsforening i 2020. Tabellen nedenfor viser nøgledata for CCS-anlæg. Det er antaget, at de samlede omkostninger til transport og lagring er 500 kr./ton i 2030 faldende til 200 kr./ton i 2040 baseret på vurderinger i samme rapport.

Data	Enhed	Værdi
CO <sub>2</sub> -fangst effektivitet		85%
El-produktion	MW el/MW indfyret	-0,15
Fjernvarme	MW varme/MW indfyret	+0,16
CAPEX	Mio. kr./MW indfyret	5,28
OPEX, fast	Kr./MW indfyret/år	58.000
OPEX, variabel	Kr./MWh indfyret	6,8
Transport og lager		
Ved 200 kr./ton CO <sub>2</sub>	Kr./MWh indfyret	62
Ved 500 kr./ton CO <sub>2</sub>	Kr./MWh indfyret	154

Tabel 8: Data for CCS-anlæg. Data baseret på Rambølls rapport "CO<sub>2</sub>-fangst på danske affalds-energianlæg", udarbejdet for Dansk Affaldsforening i 2020.

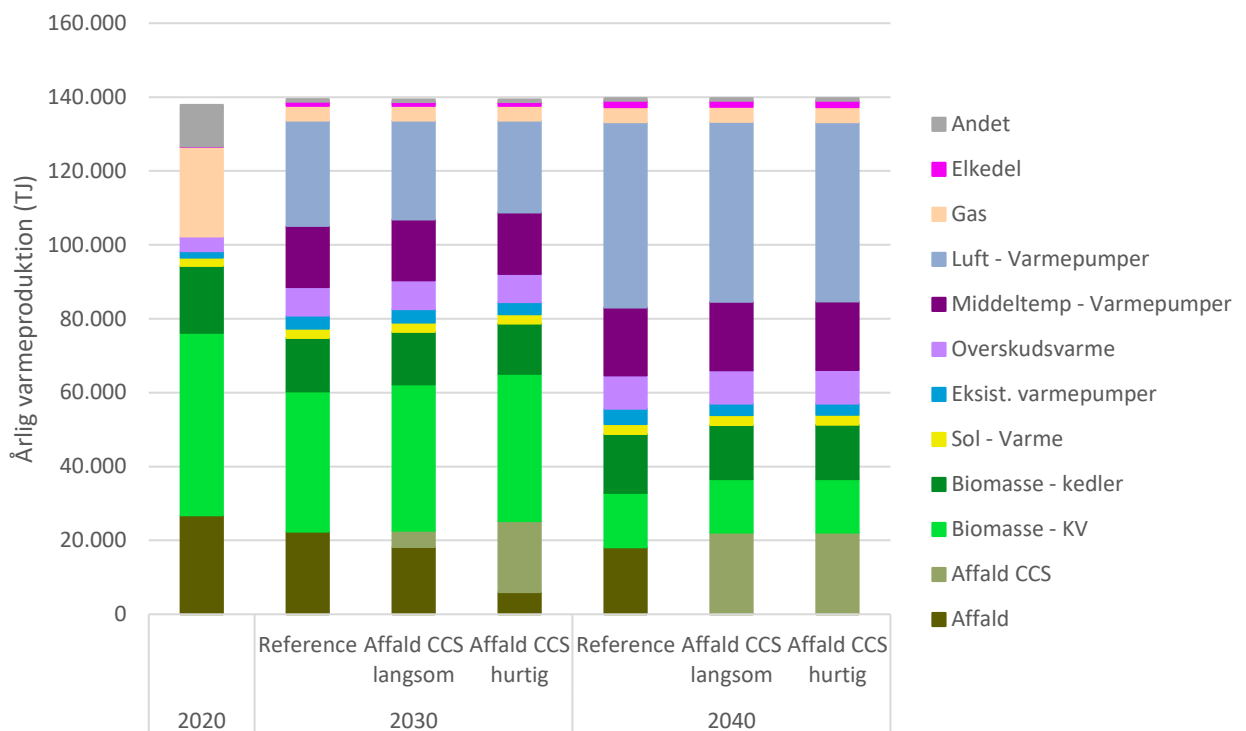
## 5.2 Udvikling i fjernvarmesystemerne

Nedenstående figur viser investeringer i ny varmekapacitet i referencen og i scenarier med CCS. Scenarierne ligner meget hinanden, men der investeres lidt mindre i varmepumper i CCS-scenarierne, da varmekapaciteten på affalds-anlæggene øges, når der installeres CCS-anlæg.



Figur 22: Investeringer i fjernvarmekapacitet – Danmark.

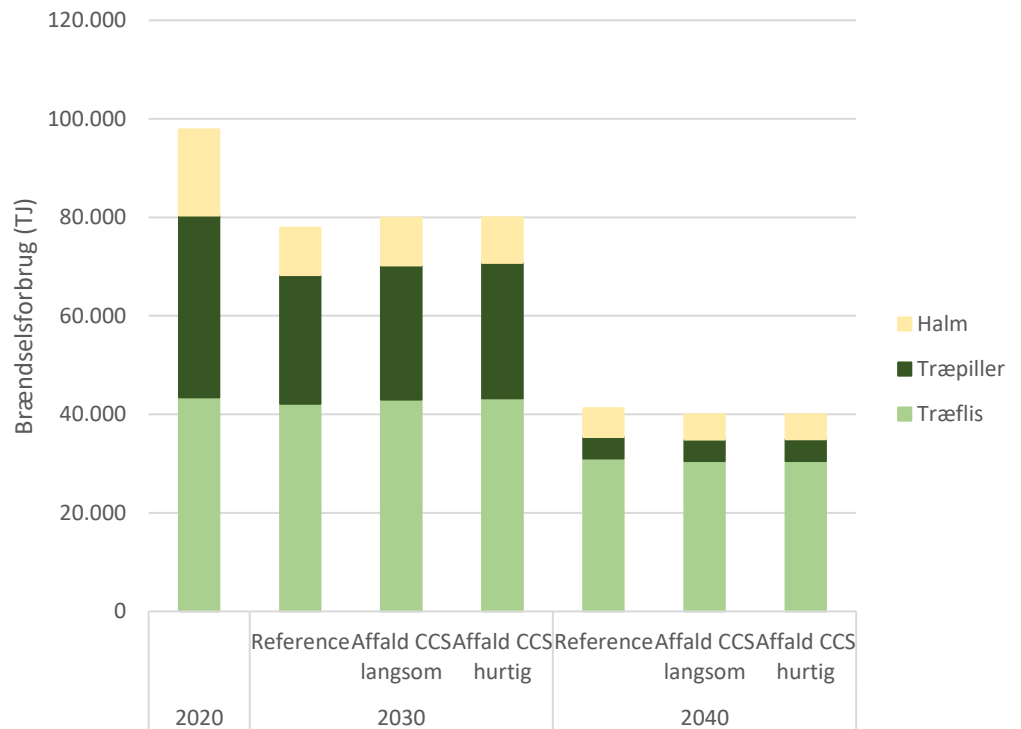
I figuren nedenfor er vist fjernvarmeproduktionen i Danmark i referencen og scenarierne med CCS. Det ses her, hvordan den samlede varmeproduktion fra affaldsanlæggene øges i CCS-scenarierne. I 2040 øges varmeproduktionen med ca. 15% eller ca. 3 PJ. I forhold til den samlede fjernvarmeproduktion på ca. 138 PJ er dette bidrag dog ikke markant.



Figur 23: Årlig varmeproduktion – Danmark.

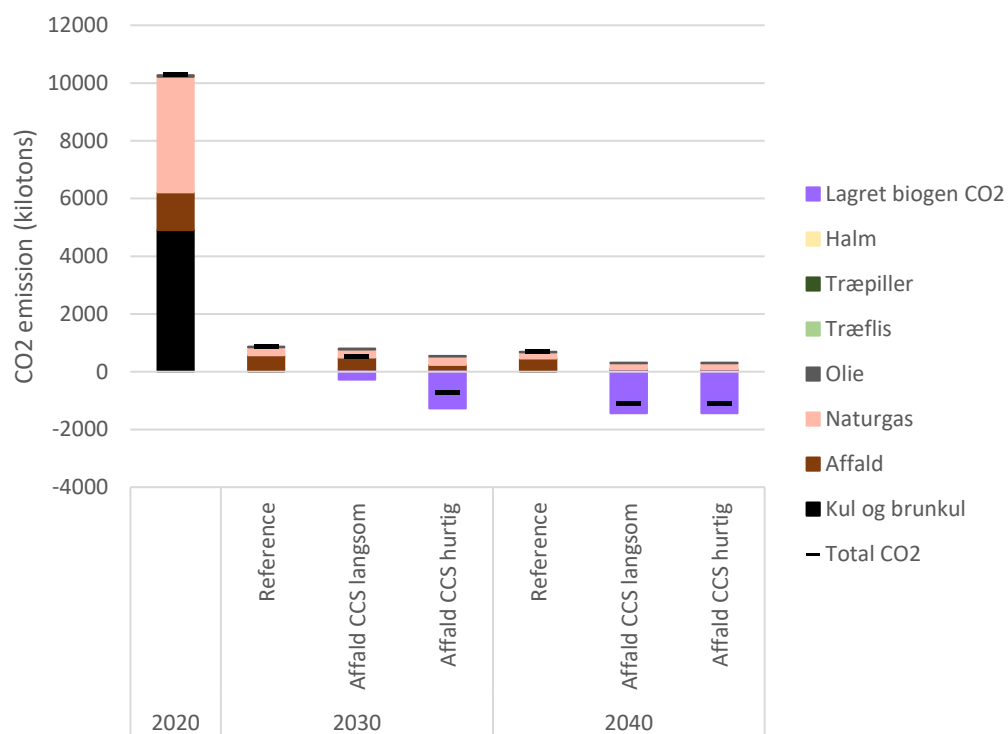
### 5.3 Udvikling af brændselsforbrug og CO<sub>2</sub>-emission

Figuren nedenfor viser udviklingen i anvendelsen af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion i referencen og i scenarier med CCS på affaldsanlæggene. Det fremgår, at der er lille forskel på biomasseanvendelsen i scenarierne, og etablering af CCS på affaldsanlæg ser derfor ud til at spille en begrænset rolle i forhold til en reduktion af anvendelsen af biomasse.



Figur 24: Udvikling af biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark.

Figuren nedenfor viser konsekvenser for CO<sub>2</sub>-emissionen for el- og fjernvarmesektoren i Danmark ved etablering af CCS på affaldsanlæg i de to scenarier. Her er det indregnet, at biogene emissioner fra affaldsanlæg, som fanges og lagres, kan regnes fuldtud som negative emissioner. Det ses, at med fuld etablering af CCS på 8 store, danske affaldsanlæg kan CO<sub>2</sub>-emissionerne i 2040 reduceres fra ca. 0,7 mio. tons/år til ca. -1,1 mio. tons/år.



Figur 25: CO<sub>2</sub>-emissioner ved el- og fjernvarmeproduktion, hvor biomassens CO<sub>2</sub> faktor regnes som nul.

## 5.4 Samfundsøkonomiske omkostninger

Af nedenstående tabel fremgår de økonomiske konsekvenser af CCS-scenarierne i forhold til referencen for el- og fjernvarmeforsyningen for hele Danmark i 2040. Den økonomiske opgørelse viser, at der er en samlet meromkostning på mellem 1,1 og 2,8 mia. kr. Det skal noteres, at lagring af både fossil og biogen CO<sub>2</sub> i disse analyser indregnes som en del af EU's ETS. Derved giver lagring som udgangspunkt en samfundsøkonomisk indtægt for Danmark svarende til CO<sub>2</sub>-prisen. Beregningerne er under forudsætning af, at affaldsforbrænding ikke medfører mérudledning af biogen CO<sub>2</sub>.



Mia. kr.	Affald CCS langsom	Affald CCS hurtig
<b>Samfundsøkonomi</b>		
Samlet omkostning	1,1	2,8
- Heraf værdi af sparede CO <sub>2</sub> kvoter	5,0	6,7
<b>Omkostning Danmark el- og fjernvarmesektor ekskl. kvoteværdi.</b>	<b>6,1</b>	<b>9,6</b>
CO <sub>2</sub> besparelse over perioden (mio. ton)	8,7	12,7
<b>Gennemsnitlig samfundsøkonomisk CCS-om- kostning inkl. kvoteværdi (kr./ton CO<sub>2</sub>)</b>	<b>130</b>	<b>2221</b>
<b>Gennemsnitlig samfundsøkonomisk CCS-om- kostning ekskl. kvoteværdi (kr./ton CO<sub>2</sub>)</b>	<b>699</b>	<b>749</b>

Table 9: Meromkostninger for hele Danmark. Nutidsværdi 2020-2040 i mia. kr. Penge og CO<sub>2</sub> besparelse er i tabellen diskonteret med samme faktor.

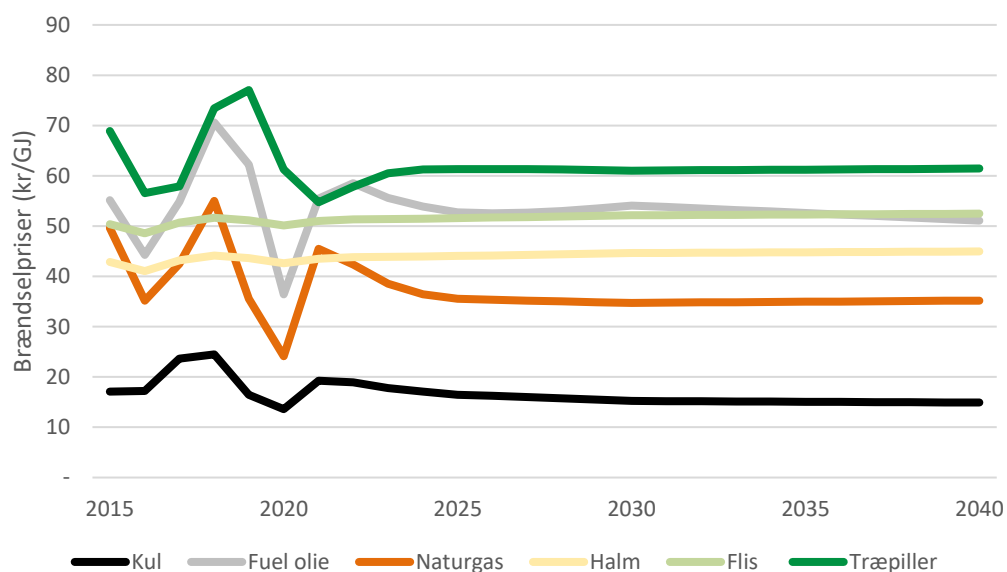
## 6 Referencer

- I. CO<sub>2</sub> emission mitigation through fuel transition on Danish CHP-and district heat plants, Institut for Geovidenskab og Naturforvaltning Københavns Universitet, 2020
- II. Biomasseanalyse, Energistyrelsen, 2020
- III. Bekendtgørelse om bæredygtighed og reduktion af drivhusgasemissioner for biomassebrændsler og flydende biobrændsler til energiformål, m.v.1, juni 2021
- IV. Biomassens betydning for grøn omstilling, Klimarådet, 2018
- V. Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren, Ea Energianalyse, 2021
- VI. Energistatistik 2019, Grunddata, Energistyrelsen 2020
- VII. Special Report on Global Warming of 1.5 °, IPCC, 2018
- VIII. Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport, Ea Energianalyse og SDU, 2016
- IX. CO<sub>2</sub> effekt af biomasse fremfor kul, Ea Energianalyse, 2014
- X. EU kommissionens LULUCF forordning samt ændringer (EU) 2018/841 og (EU) 2021/268
- XI. Forslag til styrket LULUCF regulering i forbindelse med Fit for 55, COM(2021) 554 final, juli 2021

## 7 Bilag 1: Specifikke analyseforudsætninger

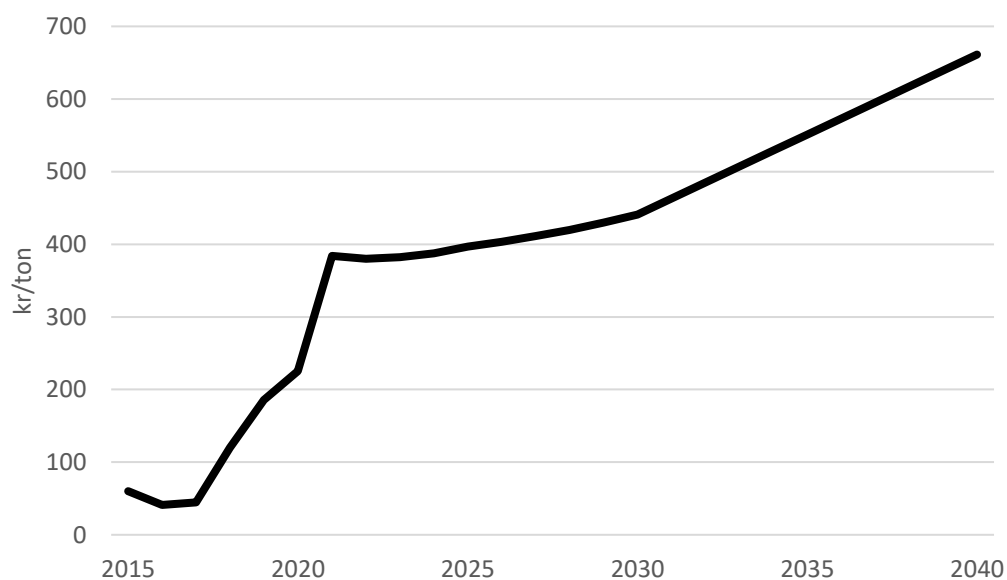
### Brændsels-, CO<sub>2</sub>- og el-priser

De opdaterede brændselspriser fremgår af figuren nedenfor.



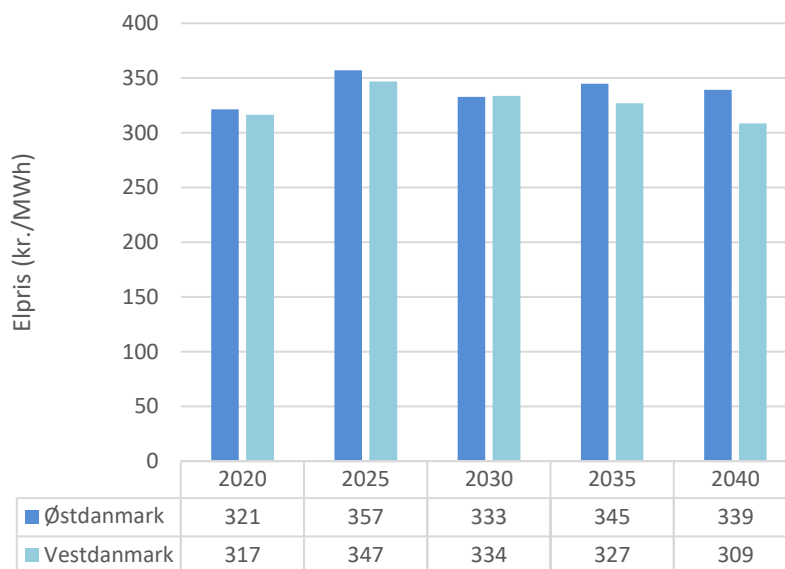
Figur 26: Udvikling af brændselspriser an værk i kr./GJ.

Nedenstående figur viser den anvendte CO<sub>2</sub>-kvotepris.



Figur 27: CO<sub>2</sub> kvotepris fra 2015 til 2040 i kr./ton.

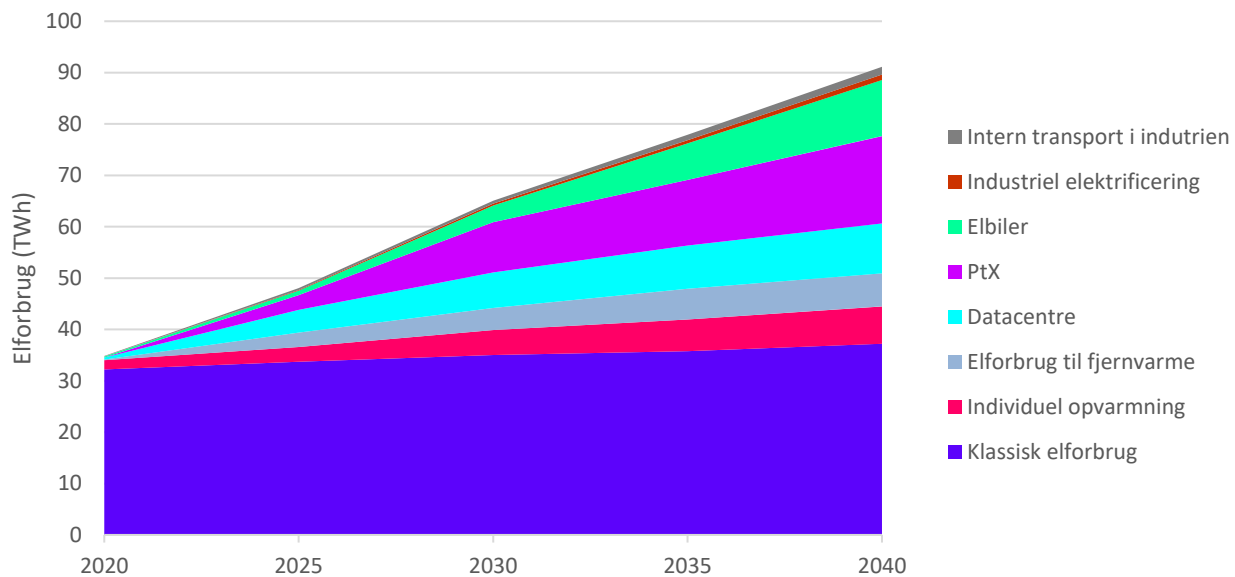
I figuren nedenfor ses de årlige gennemsnits-elpriser for Øst- og Vestdanmark.



Figur 28: Årlige gennemsnits-elpriser i Øst- og Vestdanmark i simuleringsårene angivet i kr./MWh.

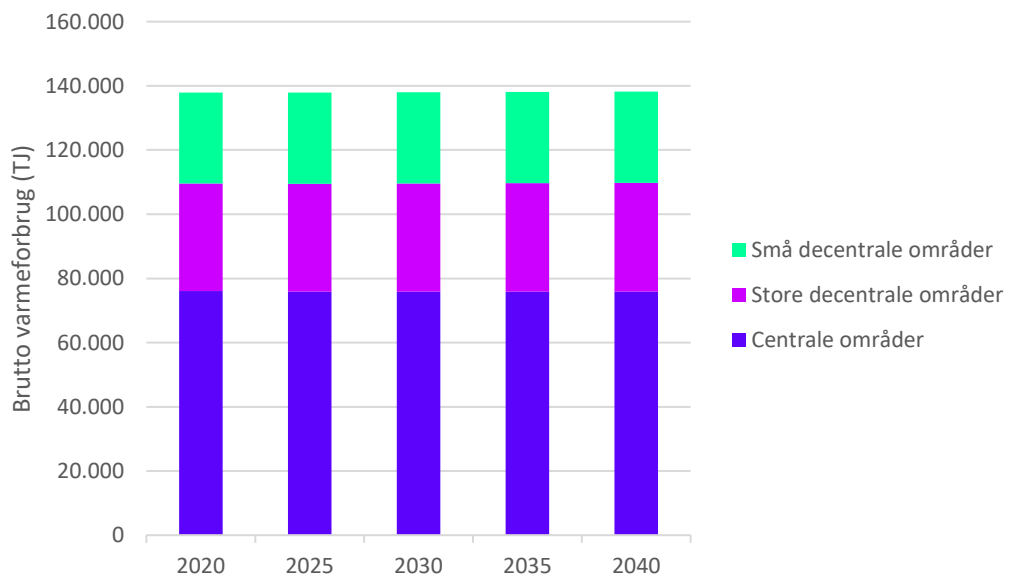
### Udvikling af el- og fjernvarmeforbrug

Nedenstående figur viser el-forbrugets udvikling i Danmark. Udviklingen er baseret på Energistyrelsens "Analyseforudsætninger 2020", som leveres til Energinet. Disse forudsætninger danner grundlag for at understøtte regeringens 70% målsætning for drivhusgasser i 2030. En essentiel del af denne målsætning er elektrificering, som betyder stigende el-forbrug til individuelle og kollektive varmepumper som erstatning af naturgas i husholdninger og erhverv samt omstilling af fossile brændsler i fjernvarmeproduktionen. Forudsætningerne inkluderer et stigende el-forbrug til el- og plug-in hybridbiler svarende til ca. 850.000 el-drevne biler i 2030. Den største stigning ses med en markant stigning af Power-to-X (PtX), hvor den største forøgelse ses efter 2030. Herudover skyldes stigningen udbygning med store datacentre. El-forbrug til fjernvarmeproduktion er baseret på modelsimuleringer, hvor varmepumper og elkedler installeres og drives efter en økonomisk systemoptimering.



Figur 29: Samlet el-forbrug i Danmark angivet i TWh.

Det opdaterede fjernvarmeforbrug i små, mellemstore og store områder fremgår af figuren nedenfor.



Figur 30: Samlet varmeforbrug i Danmark angivet i GWh

### Udvikling af affaldsmængder

Det forudsættes, at danske affaldsmængder til forbrænding falder med knap 20% frem mod 2030, og at faldet fortsætter mod 2040. Det antages endvidere, at affaldsimport ikke overstiger 175.000 tons i 2030, og at affaldsimport

reduceres til 0 i 2040. Fossilt indhold af CO<sub>2</sub> i affald falder fra 375 kg/ton i 2020 til 200 kg/ton i 2030 og 2040

Lukning af forbrændingskapacitet er en del af den lineære modeloptimering. Lineær modeloptimering kan ikke efterfølgende anvendes til at udpege præcis hvilke anlæg der bør lukkes.