



Ea Energianalyse

Fjernvarmeanalyse - bilagsrapport

**MODELBEREGNINGER AF SCENARIER FOR FJERN-
VARMENS UDVIKLING I FREMTIDENS ENERGISYSTEM**

21-01-2014

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Indledning	6
2	Modelværktøj	7
2.1	Udvikling af Balmorel i dette projekt.....	8
3	Scenarier	10
3.1	Hovedprincipper for scenarier	10
3.2	Følsomhedsberegninger	13
4	Forudsætninger	14
4.1	Grundlæggende beregningsforudsætninger	14
4.2	Brændsels- og CO ₂ -priser	14
4.3	Afgifter og tilskud	16
4.4	Elforbrug	16
4.5	Fjernvarmeforbrug	18
4.6	Teknologidata	19
4.7	Transmissionsforbindelser.....	23
4.8	Biomassepotentialer.....	26
4.9	Affaldsressourcer og anvendelse.....	27
5	Modelresultater – Inkl. gældende afgifts- og tilskudssystem	29
5.1	Produktionskapacitet.....	29
5.2	Elproduktion	31
5.3	Eltransmissionskapacitet	32
5.4	Elpriser	34
5.5	Fjernvarmeproduktion	36
6	Modelresultater samfundsøkonomi (uden afgifter og tilskud fra 2020)44	
6.1	Elproduktion	44
6.2	Fjernvarmeproduktion	45

7	Modelresultater – basisforløb	51
7.1	Produktionskapacitet og elproduktion	51
7.2	Fjernvarmeproduktion	51
8	Modelresultater – følsomhedsanalyser	53
8.1	Følsomhedsanalyser	53
9	Modelresultater – sammenligning.....	55
9.1	Elpriser	55
9.2	Biogasanvendelse	55
10	Modelresultater – varmepriser	59
11	Modelresultater – uddybende detaljer	62
11.1	Afgiftsbetaling (fokus på fjernvarme).....	62
11.2	Skyggeværdier for brændsler	63
11.3	Affald	65
11.4	Skyggeværdi for CO ₂	66
11.5	Selvforsyningskrav	67
Bilag 1:	Biomassepotentialer	68
Bilag 2:	Teknologiforudsætninger	75

1 Indledning

COWI og Ea har i første halvdel af 2013 gennemført en analyse af fjernvarmens rolle i det fremtidige danske energisystem for Energistyrelsen. Arbejdet har fokus på perioden frem til 2035 med perspektiver frem til 2050. I efteråret 2013 er der gennemført supplerende analyser i dialog med Energistyrelsen.

Konsulentarbejdet indgår i en samlet fjernvarmeanalyse, der sammen med analyser af el- og gassystemet er afrapporteret ved udgangen af 2013. Analyserne af el- og gassystemet gennemføres primært af Energinet.dk og Energistyrelsen. Det er vigtigt for helheden i det samlede analysearbejde, at scenarieprincipper og forudsætninger så vidt muligt er fælles for de tre analyser. Der har således været en tæt koordinering mellem COWI og Ea og Energistyrelsen og Energinet.dk gennem perioden.

Denne rapport beskriver metode, forudsætninger og resultater for de gennemførte Balmorel beregninger.

2 Modelværktøj

Modelberegningerne af fjernvarmeforsyningen er gennemført med Balmorel modellen, som er en markedsmodel, der anvendes til analyse af sammenhængende el- og kraftvarmemarkeder. Modellen optimerer driften af el- og fjernvarmesystemer under forudsætning af velfungerende markeder. Modellen indeholder endvidere et investeringsmodul, som kan beregne investeringsforløb på basis af teknologidata og investorernes krav til forrentning af investeringer. Investeringsmodulet er dermed i stand til at bestemme den optimalt sammensatte portefølje af investering for markedsaktørerne eller for samfundsøkonomien. Modellen kan ligeledes foretage driftsnære beregninger på timeniveau under hensyntagen til fx de øgede reservekrav i energisystemer med meget vindkraft.

Det danske elsystem er gennem det internationale elmarked og stærke transmissionsforbindelser i meget høj grad integreret med nabolandenes energisystem. Transmissionskapaciteten på udlandsforbindelserne udgør i alt ca. 5.000 MW, mens det gennemsnitlige elforbrug i Danmark er ca. 4.000 MW. Vores nabolandes energisystemer – og udviklingen af disse – har derfor meget stor betydning for prissætningen af el herhjemme. Implikationen på priserne er særligt stor, fordi Danmark er placeret imellem det store vandbaserede system i Norden – der kan fungere som effektivt ellager for vindkraft – og det store termiske, A-kraft- og efterhånden også vindbaserede system i Tyskland. Balmorel modellens datasæt omfatter alle lande i Østersøregionen (de nordiske lande, Tyskland, Polen, de baltiske lande og det nordvestlige Rusland), hvilket giver mulighed for at analysere dette samspil mellem elsystemerne i de forskellige lande. Datasættet for Danmark har dog større detalje end datasættene for de øvrige lande. Modelteknisk er landene opdelt i regioner, som er adskilt af transmissionsbegrænsninger. Til dette studie er det valgt kun at inkludere Norden og Tyskland i modellen. Dette skyldes at færre områder giver mulighed for beregninger med højere tidsopløsning, samt at vi ikke vurderer at inddragelse af de øvrige områder vil påvirke de langsigtede resultater væsentligt for Danmark.

Balmorel modellen er løbende blevet udviklet og opdateret gennem de senere år via en række danske og internationale analyse- og forskningsprojekter, bl.a. EFP-projektet "Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem" (2009), Analyser for Klimakommissionen (2010), energiscenarier for Østersøregionen (2012), Varmeplan Hovedstaden I-III (2008-2013), modeludviklingsprojektet

ENSYMORA (2011-2013) og Miljø- og økonomiberegninger for DØRS (2012-2013).

2.1 Udvikling af Balmorel i dette projekt

Modellen er med udgangspunkt i Energistyrelsens energiproducenttælling udviklet, så der nu overordnet regnes på følgende fjernvarmeforsyningsområder:

- Centrale områder
- Store, decentrale områder
- Mindre affaldsområder
- Decentrale områder

Modellen indeholder i alt 48 fjernvarmeområder, der beskrives nærmere i det følgende.

Centrale områder

Centrale kraftvarmeområder, hvor varmen til store byområder primært aftages fra de store centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg (fjernvarme - eller kraftvarmeanlæg) og enkelte steder fra industrivirksomheder:

- Esbjerg-Varde Fjernvarme
- Herning-Ikast Fjernvarme
- Odense Fjernvarme
- Randers Fjernvarme
- Rønne Fjernvarme
- Storkøbenhavns Fjernvarme + Vestforbrænding Fjernvarme
- TVIS
- Aalborg Fjernvarme
- Århus Fjernvarme
- Kalundborg Fjernvarme

Selvom Enstedværket er lukket er fjernvarmeområdet stadig defineret som et centralt område:

- Aabenrå - Rødekro - Hjordkær Fjernvarme

Følgende centrale kraftværkspladser har ikke tilknyttet et fjernvarmeområde:

- Stignæsværket
- Kyndbyværket

Store decentrale områder

De store decentrale områder er områder med et varmebehov over 1 PJ/år, hvor varmen primært kommer fra større decentrale kraftvarmeværker:

- Nordøstsjælland Fjernvarme

- Holstebro-Struer Fjernvarme
- Hillerød-Farum-Værløse
- Silkeborg Fjernvarme
- Hjørring Fjernvarme
- Viborg Fjernvarme
- Sønderborg Fjernvarme
- Grenå Fjernvarme
- Horsens Fjernvarme
- DTU-Holte Fjernvarme

Mindre affaldsområder

Mindre affaldsområder er områder, hvor varmen primært kommer fra affaldsforbrænding, der ikke indgår i de centrale eller store decentrale områder:

- Næstved Fjernvarme
- Nykøbing Falster Fjernvarme
- Slagelse Fjernvarme
- Nyborg Fjernvarme
- Thisted Fjernvarme
- Svendborg Fjernvarme
- Aars Fjernvarme
- Haderslev Fjernvarme
- Hammel Fjernvarme
- Frederikshavn Fjernvarme
- Hobro Fjernvarme
- Skagen Fjernvarme
- Nørre Alslev Fjernvarme

Decentrale områder

Decentrale områder er mindre byer med egen fjernvarme- eller kraftvarmeforsyning:

- 7 aggregerede områder i Vestdanmark baseret på hhv. biogas, biomasse (høj pris), naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkedler, træfliskraftvarme og træfliskedler.
- 6 aggregerede områder i Østdanmark baseret på hhv. biogas, naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkraftvarme, halmkedler og træfliskedler.

3 Scenarier

Parallelt med fjernvarmeanalysen er også gennemført analyser af el- og gassystemernes fremtid i Danmark. Disse analyser er gennemført af Energistyrelsen og Energinet.dk. Der har i dette projekt været en tæt dialog med disse to parter mht. fastlæggelse af scenarierammerne for beregningerne.

3.1 Hovedprincipper for scenarier

Ambitiøse målsætninger for CO₂ og VE

Der er taget udgangspunkt i, at de danske målsætninger om fuldstændig uafhængighed af fossile brændsler i 2050 og ingen fossile brændsler i el- og varmesektoren i 2035 fastholdes. Desuden er lagt til grund, at EU fastholder ambitiøse mål for CO₂-reduktion frem mod 2050, og konkret er der for Norden og Tyskland forudsat en 95 % CO₂-reduktion i 2050. Derudover tillades dog CO₂-emission i forbindelse med el- og fjernvarmeproduktion baseret på affald. Selvom el- og fjernvarmesektoren typisk vil have de mest ambitiøse VE- og CO₂-målsætninger sammenlignet med andre sektorer, kan en 100 % reduktion ved samtidig begrænsede biomasseressourcer være vanskelig og indebære aspekter, som ligger uden for denne analyse.

Med hensyn til udbygningen er der for Danmark forudsat en udbygning med vind og sol svarende til de forudsætninger, der anvendes af Energinet.dk. For Tyskland er forudsat i alt minimum ca. 222 TWh vind i 2050 udbygget ifølge den tyske VE-plan Energiekonzept 2050 (som den var gældende i sommeren 2013). Derudover forudsættes som minimum VE-kravene ifølge landenes nationale handlingsplaner for VE for 2020 opfyldt. Udbygningens geografiske fordeling og evt. yderligere udbygning bestemmes af modellen på baggrund af potentiale for udbygningen og omkostninger ved teknologien.

National forsyning

Det er forudsat i beregningerne, at Danmark lever op til de politiske mål ved national produktion på årsbasis, dvs. at der på årsbasis i Danmark som minimum skal produceres en mængde el svarende til det samlede elforbrug i Danmark inklusive elforbrug til fjernvarmeproduktion. Dette har særligt betydning på langt sigt, hvor de danske ambitioner for VE-udbygning er forudsat højere end i omverdenen.

Begrænsninger på biomasseanvendelsen på længere sigt

Det er i scenarierne forudsat, at der på langt sigt (2050) kun kan anvendes en biomassemængde svarende til de lokale ressourcer i hvert land. På kort og mellemlangt sigt kan der dog importeres biomasse udefra. På langt sigt vil en del af biomassen skulle anvendes i andre sektorer end el og fjernvarme for at man også her kan nå de ambitiøse målsætninger for CO₂-reduktion. Det bety-

der, at man på langt sigt må antage, at der er en relativt begrænset mængde biomasse til rådighed for el- og fjernvarmesektoren.

Investeringsbegrænsninger

Balmorelmodellen optimerer det samlede el- og varmesystem og foretager her også investeringer i ny produktionskapacitet. Konkret implementeres ovenstående scenarierammer ved at begrænse modellens muligheder for nye investeringer på følgende måde:

- Biomasseudbygning er på lang sigt begrænset af nationale ressourcer (for Danmark baseret på Klimakommissionen, for øvrige lande på Det Europæiske Miljøagentur)
- På kortere og mellemlangt sigt er det tilladt at importere biomasse i form af træpiller og træflis. Der er dog sat en samlet øvre grænse for import af træflis og træpiller. Denne begrænsning er valgt for at undgå en for høj anvendelse af biomasse på kort og mellemlangt sigt, når det samtidig forudsættes, at biomasse skal begrænses på langt sigt.
- CCS er ikke en investeringsmulighed. Det har været et ønske at regne på et scenarie, hvor målsætningen om markant CO₂-reduktion klares med egne biomasseressourcer og uden fossile brændsler, dvs. uden CCS-teknologi.
- Særligt for Danmark:
 - Ingen investeringer i fossil kapacitet. Modellen må dog godt investere i gaskraftværker, der også kan anvendes til (opgraderet) biogas. Desuden må modellen levetidsforlænge og ombygge eksisterende gaskraftvarmeværker, således at de direkte kan anvende biogas. Modellen kan tillige skrotte værker.
 - Fra 2035 er det i modellen ikke tilladt at anvende kul, olie eller naturgas i el- og varmeforsyningen svarende til regeringens målsætning.
 - Udviklingen i affaldsmængderne i Danmark svarer til Miljøstyrelsens resourcestrategi.
 - På grund af politiske målsætninger om anvendelse af biogas er der lagt et krav ind om, at en stigende mængde biogas skal anvendes til el- og varmeproduktion.
 - På langt sigt produceres transportbrændsler i Danmark, og der etableres derfor flere biobrændstoffabrikker, der kan levere overskudsvarme til fjernvarmesektoren.

Beregningsår

I dialog med Energistyrelsen er det aftalt at regne på årene 2013, 2020, 2025, 2035 og 2050. 2013 illustrerer modellens udgangspunkt, mens de øvrige år er milepæle på vejen mod det fossilfri energisystem i 2050.

Scenarier med og uden tilskud og afgifter

Der er gennemført beregninger for to scenarieforløb: ét med gældende afgifter og tilskud og ét uden afgifter og tilskud. Herudover er alle forudsætninger og modelbegrænsninger ens. Dvs. at politiske målsætninger mht. VE og CO₂-reduktion skal nås i begge scenarier. Det første scenarie anvendes til at give et billede af, hvilken retning el- og fjernvarmesektoren går i med den nuværende regulering, mens det andet scenarie giver et billede af, hvordan udviklingen ville være uden det gældende afgifts- og tilskudssystem (svarende til en mere samfundsøkonomisk vurdering). Afgifter og tilskud indgår ikke i det andet scenarie fra og med 2020. I scenariet med afgifter og tilskud er kravet om, at der ikke må etableres kedler i fjernvarmeområder med kraftvarme på afgiftsbelagte brændsler opretholdt, mens kravet er fjernet i scenariet uden afgifter og tilskud.

Scenarierne er illustreret i tabellen nedenfor.

Udvikling i Europa	Ambitiøs CO ₂ -reduktion med fokus på vind som virkemiddel: 95 % CO ₂ -reduktion i 2050, kun lokal biomasse i 2050, ingen CCS	
Udvikling i Danmark	Med afgifter og tilskud Ingen fossile brændsler fra 2035, vind, begrænset biomasse i 2050, elektrificering	Uden afgifter og tilskud Ingen fossile brændsler fra 2035, vind, begrænset biomasse i 2050, elektrificering
Scenarie	Vindscenarie med afgifter og tilskud	Vindscenarie uden afgifter og tilskud

Figur 1: Oversigt over scenarier.

Basisforløb

Scenarierne beskrevet ovenfor er suppleret med et basisforløb, som er en følsomhedsberegning, hvor der ikke er begrænsninger på import af biomasse, og hvor kun eksisterende virkemidler er gældende. De langsigtede politiske mål for Danmark er ikke styrende (svarende til Energistyrelsens basisfremskrivning). Basisforløbet har ikke følgende centrale begrænsninger, som findes i de to vindscenarier:

1. Der er ingen direkte begrænsning for anvendelse af kul og naturgas, og det er ligeledes tilladt at investere i teknologier, der anvender fossile brændsler. Der er dog fortsat en begrænsning på den samlede CO₂-emission i modelområdet.
2. Der er ingen begrænsning på import af biomasse i form af træflis og træpiller. Affald, halm og biogas er dog fortsat begrænsede, nationale ressourcer.

3. Der er ikke nogen tvungen investering i vindkraft i Danmark efter 2020. Niveauet fra 2020 holdes dog konstant målt i installeret kapacitet.
4. Der er ikke noget krav om selvforsyning i Danmark på årsbasis.

Der er ikke i basisforløbet ændret på energisystemets udvikling vedrørende f.eks. udvikling af el- og varmekonsum i forhold til vindscenarierne. Ligeledes er udviklingen i omverdenen baseret på de samme forudsætninger, bortset fra muligheden for større import af biomasse. CCS er fortsat ikke en investeringsmulighed i modelområdet.

3.2 Følsomhedsberegninger

Fjernvarmeanalysen er primært baseret på et scenario svarende til Energistyrelsens Vindscenario med ~ 200 PJ biomasse. Der er lagt en tilsvarende udvikling ind i landene omkring os. Desuden er der som nævnt foretaget en basisfremskrivning med en mere fri anvendelse af biomasse i den danske energiforsyning.

Der er gennemført følsomhedsanalyser for at belyse betydningen af alternative rammevilkår for fjernvarmens udvikling. Der er regnet på en følsomhed, hvor der ikke realiseres en udvikling med biobrændstoffabrikker, hvorfra overskudsvarmen kan udnyttes. Desuden regnes på en følsomhed, hvor affaldsmængderne kun bliver halvdelen af det forudsatte på langt sigt, hvilket afspejler en mere aktiv indsats for at genanvende affald også på længere sigt. Her regnes også uden biobrændstoffabrikker. Følsomhedsanalyserne er alene regnet med afgifter og tilskud.

4 Forudsætninger

For at kunne gennemføre modelberegninger af de nævnte scenarier er der fastlagt en række forudsætninger for priser, teknologier og energiforbrug. Disse gennemgås i det følgende.

4.1 Grundlæggende beregningsforudsætninger

Balmorelmodellen, som er anvendt til denne analyse, beregner bl.a. elpriser og varmepriser som marginale produktionsomkostninger. Der er en række grundlæggende forudsætninger, som er helt afgørende for, hvordan priserne falder ud. Hertil hører antagelser om funktion af elmarkedet og kapacitetsudviklingen.

En vigtig forudsætning vedrørende investering i ny kraftværkskapacitet er, at de eksisterende kraftværker udfases efter endt teknisk levetid. Det betyder bl.a. i Tyskland, at der allerede i 2020 er behov for nye investeringer for at forsyne forbruget. Det er her forudsat, at disse investeringer i elmarkedet drives af et energy-only marked (dvs. alene spotmarkedet uden særlige kapacitetsmekanismer). Dette er også status i dag i Norden og Tyskland (bortset fra den eksisterende ordning for strategiske reserver i Sverige og Finland, som ikke er medtaget i modellen). Det betyder, at de langsigtede marginalomkostninger til elproduktion på de marginale kraftværker afspejler sig i elprisen. Det diskuteres for tiden bl.a. i Tyskland, om der skal oprettes kapacitetsmekanismer, for at sikre at der opretholdes tilstrækkelig incitament til opførelse af ny termisk kapacitet. Disse kapacitetsmekanismer kan enten være i form af et kapacitetsmarked eller ved at TSO'en sikrer en strategisk reserve ved f.eks. at betale eksisterende kraftværker til at forblive i drift frem for at blive skrottet.

Såfremt der oprettes kapacitetsmekanismer i større omfang, kan det have væsentlig betydning for elpriserne, idet investeringer ikke længere drives igennem elprisen. Dermed vil det ikke længere være de langsigtede marginalomkostninger, der sættes elprisen, men nærmere de kortsigtede marginalomkostninger, dvs. ekskl. kapitalomkostninger og fast D&V.

Andre væsentlige faktorer, der har indflydelse på elprisen, er brændsels- og CO₂-priser, der er beskrevet i de følgende afsnit.

4.2 Brændsels- og CO₂-priser

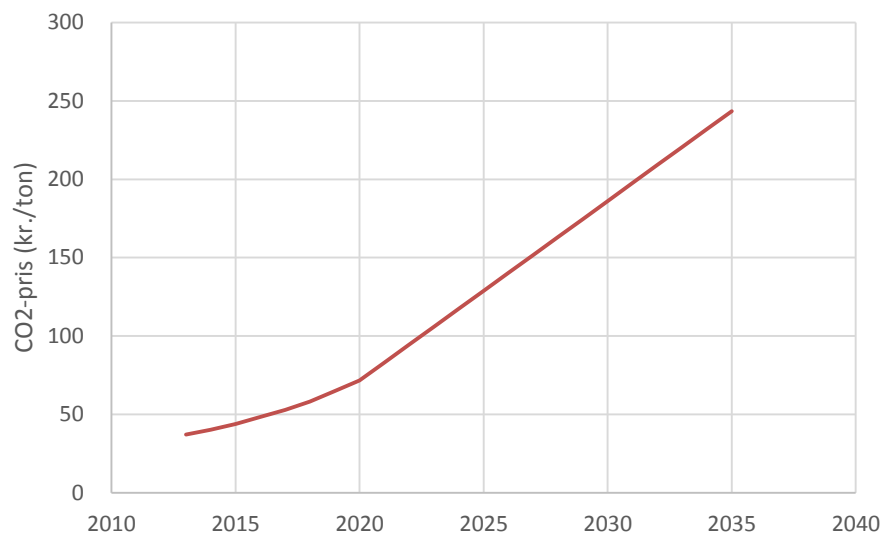
For brændselspriser anvendes IEA's WEO fra 2012, der har priser til 2035. Efter 2035 er der ekstrapoleret lineært. For biomasse er priserne opdateret i

forhold til den rapport om biomassepriser, som Ea Energianalyse har udarbejdet for Energistyrelsen i foråret 2013, og som har været i høring blandt nøgleaktører i branchen. Forward priser på forskellige brændsler peger i dag på, at brændselspriserne på kortere sigt er lavere end forudsat i WEO2012. Det er her valgt at fastholde WEOs forudsætninger, men det er muligt at de i realiteten bliver lavere, især i perioden inden 2025. Dette ville i sidste ende medføre lavere elpriser, da kul- og gasbaseret elproduktion vil sætte elprisen i mange timer på kortere sigt.

For CO₂-priser er der for perioden frem til 2020 indlagt en lavere pris end i IEA's forudsætninger for at afspejle de nuværende lavere forventninger til markedsudviklingen. Prisen er fastlagt i dialog med Energistyrelsen. Prisen i 2020 er baseret på en analyse af forwardpriser for CO₂, fremskrivninger af CO₂-prisen anvendt i forbindelse med EUs backloading-analyser¹ og vurderinger fra finansministeriet foretaget i forbindelse med forhandlinger for Vækstplan.dk. Efter 2020 forudsættes en gradvis tilpasning til IEA's forudsætninger, som opnås i 2035. Denne pris er en mindstepris for CO₂ i modellen, da der også er indlagt mål for reduktion af CO₂-udledningen igennem perioden. Såfremt den indlagte CO₂-pris ikke er tilstrækkelig til, at det indlagte mål nås i det pågældende år, regner modellens den nødvendige CO₂-pris ud.

Såfremt der ikke etableres et velfungerende CO₂-marked, kan CO₂-priserne især efter 2020 vise sig at være lavere. Dette kan bl.a. være et udtryk for, at VE-udbygningen primært drives igennem tilskud og ikke igennem en høj CO₂-pris. Lavere CO₂-priser vil give lavere elpriser, da de marginale fossile værker ikke vil have nogen væsentlig omkostning for udledning af CO₂. På denne måde har CO₂-kvotemarkedet og støttesystemet for udbygning af VE væsentlig betydning på elpriserne, selvom der i princippet kan opnås lignende VE-andel i elsystemet.

¹ Der citeres bl.a. en række analyser i rapporten "Carbon leakage and the future of the EU ETS market" udgivet af CE DELFT i april 2013.



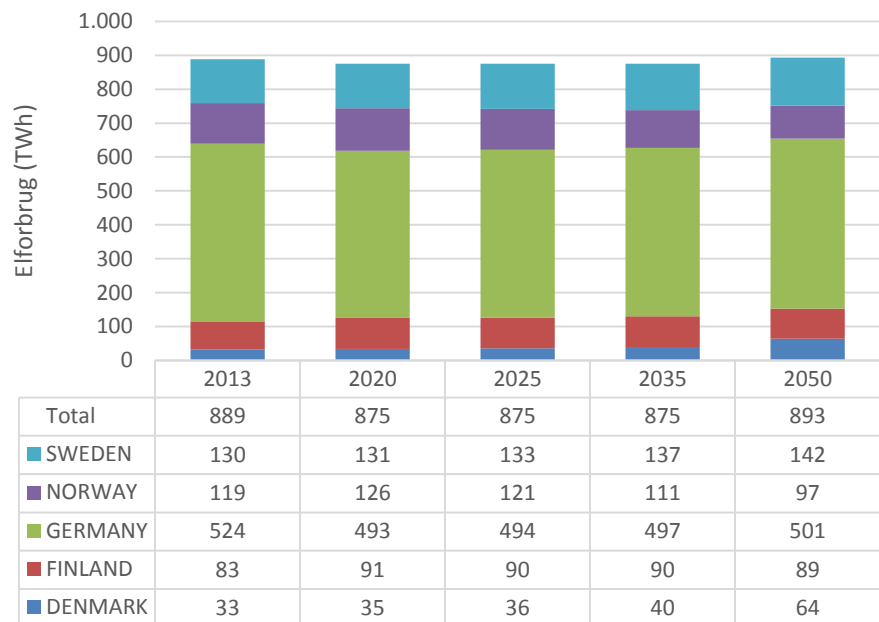
Figur 2: CO₂-pris i modellen frem til 2035.

4.3 Afgifter og tilskud

Afhængigt af scenarieopsætning regnes der med eksisterende afgifter og tilskud i Danmark eller uden. Ved beregning inkl. afgifter tages udgangspunkt i den eksisterende regulering. Det gælder energi-, CO₂- og forsyningssikkerhedsafgift på varmeproduktion, eltilskud til VE-produktion mv. Det er i tråd med gældende lovgivning antaget, at eltilskud deflateres over tid, mens afgifterne holdes konstante i faste priser. Dog stiger forsyningssikkerhedsafgiften frem mod 2020, hvorefter den holdes konstant.

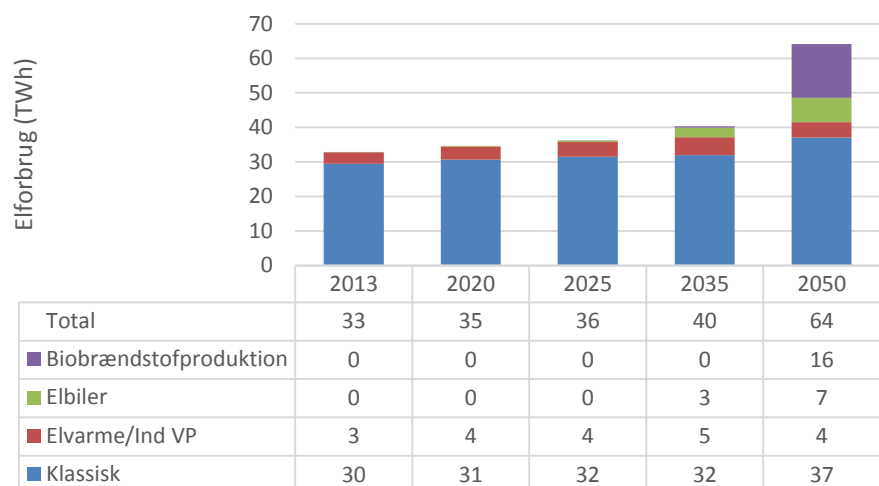
4.4 Elforbrug

Nedenstående tabel viser forudsætninger om elforbruget i det samlede område. Forudsætninger for Danmark er baseret på Energinet.dk's forudsætninger i deres seneste scenarieberegninger, mens forbrugsudviklingen for de øvrige lande frem til 2020 er baseret på de nationale VE-handlingsplaner, og herefter er baseret på fremskrivninger, som er udarbejdet i forbindelse med projektet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period", som Ea Energianalyse gennemførte for BASREC i 2011-2012. Det er bemærkelsesværdigt, at de danske forventninger til stigning i elforbruget er markant højere end for alle andre lande i modelområdet. Dette afspejler bl.a. en større elektrificering af energiforbruget i Danmark end i de øvrige lande.



Figur 3: Elforbrug i det samlede modelområde ekskl. elforbrug til kollektiv varmeforsyning. Forbruget er ab net (netto).

Tabellen nedenfor viser elforbruget i Danmark baseret på data fra Energinet.dk. Elforbruget til varmeproduktion i fjernvarmesektoren er ikke vist her, da det er en del af modellens resultater i optimeringen af den fremtidige fjernvarmeproduktion. Elforbruget stiger markant mellem 2035 og 2050, hvilket hovedsagelig skyldes et øget elforbrug til transport (elbiler og elektrolyse).



Figur 4: Elforbrug i Danmark ekskl. elforbrug til kollektiv varmeforsyning. Forbruget er ab net (netto).

4.5 Fjernvarmeforbrug

Fjernvarmeforbruget i modellen er vist i tabellen nedenfor. For Danmark er der regnet med, at der både sker en udbygning af fjernvarmenettene med nye kunder og en reduktion af enhedsforbruget i bygningerne gennem varmebesparelser. Besparelserne er sat til 0,75 % pr. år. med 2013 som basisår.

I SBI's analyse af potentialet for varmebesparelser² regnes der som "Business as usual" med ca. 30 % reduktion af varmeforbruget i den eksisterende bygningsmasse ved energirenoveringer frem til 2050. De her forudsatte 0,75 % pr. år resulterer i en samlet besparelse på 29 % i 2050.

COWI har som en del af denne fjernvarmeanalyse opstillet et detaljeret varmeetlas for varmeforbruget i hele Danmark og gennemført beregninger af potentialet for udvidelse af eksisterende fjernvarmeområder i 2020 og 2035 set fra både et samfunds- og selskabsøkonomisk perspektiv. I modellen er udvidelsespotentialet ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv i 2035 inkluderet. Dette skyldes, at fjernvarmeprojekter kun gennemføres, hvis de er samfundsøkonomisk rentable. Samtidig sikres herved, at der ikke indlægges et potentiale fra 2020, som ikke viser sig at være rentabelt i 2035. Der er ikke forudsat yderligere udvidelse af fjernvarmeområderne efter 2035. Medtages fjernvarmeudvidelserne, regnes der med en reduktion af forbruget frem mod 2050 på 16 %.

Fjernvarmeforbruget i de øvrige lande er baseret på projektet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period".

	2013	2020	2025	2035	2050
Danmark	108	107	106	105	91
Eksisterende fjernvarmeforbrugere	108	102	98	90	77
Udvidelse	0	5	8	15	13
Finland	197	190	189	187	184
Tyskland	448	414	400	370	326
Norge	15	19	22	29	38
Sverige	194	191	189	183	175
I alt	962	920	901	865	810

Tabel 1: Fjernvarmeforbrug an forbruger (netto) i landene i modellen.

² Varmebesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050 - Netværk for energirenovering, SBI 2013:08, Kim B. Wittchen, Jesper Kragh, Statens Byggeforskningsinstitut, Aalborg Universitet, 2013

De beregnede fjernvarmeudvidelser giver en fjernvarmedækning, på ca. 63 % i 2035, beregnet på baggrund af estimatet for totalt varmekonsum i Danmark i COWIs varmetlas.

Varmebehov an forbruger [PJ]	2013	2020	2035
Danmark	199	189	166
Byområder	160	152	134
Fjernvarmedækning	54%	57%	63%

Tabel 2: Fjernvarmedækning i Danmark. Den procentvise andel fjernvarme i 2050 er ikke vist, da der ikke er foretaget estimater af det totale varmekonsum i Danmark i 2050.

Udover ovenstående varmekonsum er der i Danmark inkluderet et procesvarmekonsum for industrien, som svarer til den del af industrien, som indgår i Energistyrelsens energiproducenttælling. Dette er inkluderet for på retvisende måde at inkludere alle kraftvarmeproducerende enheder i dagens danske energisystem og det forbrug, de producerer til. Dette forbrug på 12 PJ i 2013 antages fastholdt frem mod 2050, da produktion af procesvarmekonsum ikke har været fokus i denne analyse.

4.6 Teknologidata

Eksisterende produktionsanlæg

For alle eksisterende teknologier er der taget udgangspunkt i data fra energiproducenttællingen samt data indsamlet til modellen i andre projekter.

Levetid for eksisterende, centrale produktionsanlæg er for Danmark fastlagt som i Energinet.dk's forudsætninger, baseret på en vurdering af den tekniske levetid. Levetid for øvrige anlæg er fastlagt ud en vurdering af den tekniske levetid. De udfases eksogent baseret på denne levetid og opførelsesåret:

- Affaldsanlæg: 30 år
- Kraftvarmeanlæg: 20 år
- Kedler: 20 år
- Vindmøller: 20 år
- For aggregerede teknologier i de aggregerede fjernvarmeområder i Danmark regnes med en udfasning på 5 % af værdien i 2011 pr. år.
- Vandkraft og atomkraft: Udfasning af atomkraft i Tyskland, kapacitet for vandkraft og atomkraft i Finland og Sverige er fastlagt eksogent (ingen udfasning).

De eksisterende, naturgasfyrede anlæg lukkes således også først ved endt teknisk levetid i modellen. Modellen har ikke mulighed for at gennemføre

reinvestering for at levetidsforlænge anlæggene eller mulighed for at skrotte urentabel kapacitet.

Udbygning med nye anlæg

For nye produktionsteknologier anvendes tekniske og økonomiske data fra Energistyrelsens teknologikataloger. Dette gælder med undtagelse af data for biomassebaserede kraftvarmeteknologier og biogasanlæg, som er beskrevet nedenfor. De præcise forudsætninger fremgår af bilag 2.

Teknologikataloget angiver ikke data for nye, store anlæg på flis (f.eks. en CFB-kedel eller evt. et støvfyrer anlæg med forbehandling med en eleffekt på over 50 MW). Ea Energianalyse har vurderet omkostningerne til denne teknologi til brug i denne analyse. For mellemstore anlæg baseret på flis med en eleffekt på mellem 10 og 50 MW angiver teknologikataloget en investeringspris, der er betydeligt lavere end for halm. Dette vurderes ikke at være retvisende, og der er derfor anvendt samme investeringspris som for halmfyrede mellemstore anlæg, på ca. 30 mio. kr./MW_{el}. For små anlæg til biomassekraftvarme med en eleffekt op til ca. 5 MW vurderes det, at teknologikataloget underestimerer investeringsomkostninger. Investeringsomkostningen vurderes at ligge omkring ca. 45 mio. kr./MW_{el}, baseret på bl.a. Ea Energianalyses kendskab til forundersøgelser og konkrete projekter.

Forudsætninger for anvendelse af biogas

Som en del af optimeringsrutinen vælger har modellen mulighed for at vælge om den tilgængelige biogasressource skal anvendes som opgraderet eller uopgraderet biogas. Under alle omstændigheder skal ressourcen dog anvendes til kraftvarmeproduktion. Det indgår således ikke i optimeringen, om biogas skal bruges i andre sektorer, herunder transport, direkte procesvarme i industrien eller anvendelse i husholdninger. Dette er håndteret "eksogent" ved at det kun er halvdelen af den totale biogasressource i Danmark, der er tilgængelig for el- og varmesektoren. Anvendelsen af den opgraderede biogas er ligeledes begrænset til Danmark, og kan dermed ikke eksporteres.

Forudsætningerne for anvendelsen af biogas er bl.a. baseret på analyserne for produktionsomkostningerne for biogas, som er gennemført i forbindelse med Biogas Taskforce i Energistyrelsen, som Ea Energianalyse har været hovedkonsulent på. For nærmere forudsætninger vedrørende biogas produktionsomkostninger henvises derfor til afrapporteringen fra Biogas Taskforce. For at repræsentere valgmulighederne for anvendelse af biogas, er der anvendt følgende fremgangsmåde:

- Biogasressourcen er i modellen delt op på en fleksibel og en ufleksibel ressource (sæsonregulering)
- Modellen kan vælge at anvende biogassen direkte til kraftvarme, eller til kraftvarme efter opgradering.

Ved direkte anvendelse af biogas til kraftvarme, skal modellen investere i hele biogasanlægget og kan efterfølgende producere el- og fjernvarme på gasmotoren, der indgår i denne investering. Dette giver incitament til at benytte biogas forholdsvis jævnt, da investeringsomkostningerne pr. GJ biogas stiger ved lav driftstid på selve biogasanlægget. Der er dog mulighed for sæsonvariation ved at benytte den fleksible ressource, hvor investeringsomkostningerne pr. GJ biogas er lavere, men brændselsomkostningerne pr. GJ biogas højere. Såfremt modellen kan opnå en høj driftstid på kraftvarmeanlæggene, kan det altså være en fordel at anvende biogassen direkte, hvorved opgraderingsomkostningerne spares.

Uopgraderet biogas kan anvendes på nye eller eksisterende naturgaskraftvarmeværker, såfremt der investeres i en ombygning. Denne antages at kunne foretages til ca. 1 mio. kr./MW_{el}. Opgraderet biogas kan uden yderligere investeringer anvendes på eksisterende anlæg, eller på nye anlæg, som kræver investering. De forskellige valgmuligheder og omkostningerne forbundet hermed er illustreret på tabellerne nedenfor.

	Ufleksibel ressource	Fleksibel ressource
Investering (mio. kr./MW _{el})	49,3	25,8
Investering v. ombygning (mio. kr./MW _{el})	40,8	17,3
Fast D&V (1000 kr./MW _{el} /år)	210	210
Variable D&V (kr./MWh _{el})	459	266
Brændsel (kr./GJ)	49	72

Tabel 3: Omkostninger ved direkte anvendelse af uopgraderet biogas i Balmorel-modellen. Selve biogasanlæggets D&V-omkostninger er antaget at være variable, for at disse ikke stiger pr. GJ produceret gas ved kortere driftstid. Den viste brændselspris svarer til biogasproduktionsomkostning, på baggrund af analyserne i Biogas Taskforce. Prisniveau: 2012

	Ufleksibel ressource	Fleksibel ressource
Investering (mio. kr./MW _{el})	4,56	4,56
(gasmotor)	(9,50)	(9,50)
Fast D&V (1000 kr./MW _{el} /år) (gasmotor)	77,5	77,5
	(210)	(210)
Variable D&V (kr./MWh _{el})	13	13
(gasmotor)	(35)	(35)
Brændsel (kr./GJ)	172	146

Tabel 4: Omkostninger ved anvendelse af opgraderet biogas i Balmorel-modellen³ i gasturbiner. I parentes er omkostningen for gasmotorer angivet. Den viste brændselspris svarer til biogas-produktionsomkostning, på baggrund af analyserne i Biogas Taskforce. Prisniveau: 2012

Projektbekendtgørelse

Reglerne fra projektbekendtgørelsen forudsættes opretholdt. Det vil bl.a. sige, at det ikke er muligt at investere i biomassekedler i kraftvarmeområder med naturgas. Denne begrænsning gælder ikke i scenariet uden afgifter og tilskud, da der her er tale om en samfundsøkonomisk beregning. I alle beregninger er det dog tilladt at investere i eldrevne varmepumper (inkl. geotermi) i alle områder.

Overskudsvarme

Der er i modellen indlagt den mængde industrielle overskudsvarme, som ifølge Energiproducenttællingen 2011 er til rådighed i dag. Det forudsættes, at denne mængde overskudsvarme er konstant frem mod 2050. Der har ikke inden for rammen af denne analyse været mulighed for at gå nærmere i dybden med industriel overskudsvarme. Resultater fra den parallelle analyse af overskudsvarme (Viegand og Maagøe) kan evt. inddrages på et senere tidspunkt.

På længere sigt forudsættes, at der etableres brændstoffabrikker til produktion af biobrændsler til transport, og at disse biobrændstoffabrikker leverer overskudsvarme til fjernvarmesektoren. I modellen er der lagt biobrændstoffabrikker ind i de største fjernvarmeområder, og det antages, at disse kører jævnt over året. Varmen aftages, når varmemeforbruget størrelse tillader det (dvs. at der sker en vis mængde bortkøling om sommeren). Omfanget er biobrændstoffabrikker er baseret på input fra Energistyrelsens scenarier af det samlede, danske energisystem.

³ Data, som er vist her, er lettere revideret ift. de anvendte værdier i seneste Balmorel-kørsel på baggrund af den mere detaljerede opgørelse af biomasseressourcen.

4.7 Transmissionsforbindelser

Nedenstående tabel viser forudsætning om transmissionsforbindelser mellem Danmark og udlandet i 2020.

	Østdan- dan- mark	Vest- dan- mark	Syd- tysk- land	Nord- østtysk tysk- land	Nord- vest- tysk- land	Syd- norge	Syd- sverige	Midt- sverige
Østdan- dan- mark		600		600			1.700	
Vest- dan- mark	600		700*		2.500	1.700		740

Tabel 5: Transmissionskapacitet (MW) fra Danmark til omverden i 2020. Kapaciteten er defineret eksogent indtil 2025. Efter 2025 beregnes investeringer i transmissionskapacitet i modellen. * COBRA kablet til Holland håndteres modelmæssigt som en forbindelse til det centrale/sydlige Tyskland.

Transmissionsforbindelser i det øvrige system er baseret på en række forskellige kilder, herunder Energinet.dk og ENTSO-E. Særligt er der indlagt en forstærkning af det interne tyske net. Dette skyldes, at der i denne analyse er opbygget et vindscenarie, som forudsætter en kraftig vindudbygning i den nordvestlige og nordøstlige del af Tyskland. Dette vurderes kun realistisk, hvis transmissionsnettet forstærkes tilsvarende. I alt er der antaget en forstærkning af nettet på i alt 8 GW mellem Sydtyskland og Nordvesttyskland og 1 GW fra Sydtyskland til Nordøsttyskland fra i dag og frem til 2025. Dette er baseret på første udkast til netudbygningsplanen 2013 fra de tyske TSO'er. Ikke alle forbindelser heri er endelig godkendt eller bekræftet (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013).

Modellen kan foretage investeringer i eltransmissionskapacitet som en del af optimeringsrutinen efter 2025. Omkostninger til dette afhænger af den konkrete forbindelse. Investeringerne i eltransmissionskapacitet mellem Danmark og nabolande er vist i tabellen nedenfor. Der er ikke gennemført detaljerede analyser af hvor stor en transmissionskapacitet, der i praksis kan udbygges på de enkelte forbindelser. Der er dog indlagt begrænsninger for transmissionsudbygningen, som kan foretages i løbet af en 5-årig periode. Den maksimale udbygning er bl.a. baseret på estimater på baggrund af den planlagte transmissionsudbygning frem til 2025⁴ og er også indikeret i tabellen nedenfor. Bl.a. på baggrund af dialog med Energinet.dk blev de maksimale muligheder

⁴ Kilde: Energinet.dk, 2013: "Analyseforudsætninger 2013-2035, April 2013".

for udbygning med transmission reduceret mod slutningen af dette projekt, da de indlagte forudsætninger blev vurderet at være for optimistiske. Denne reduktion er lagt ind i perioden 2035-2050, hvilket betyder, at den maksimale udbygning 2025-2035 for visse snit overstiger den maksimale udbygning 2035-2050.

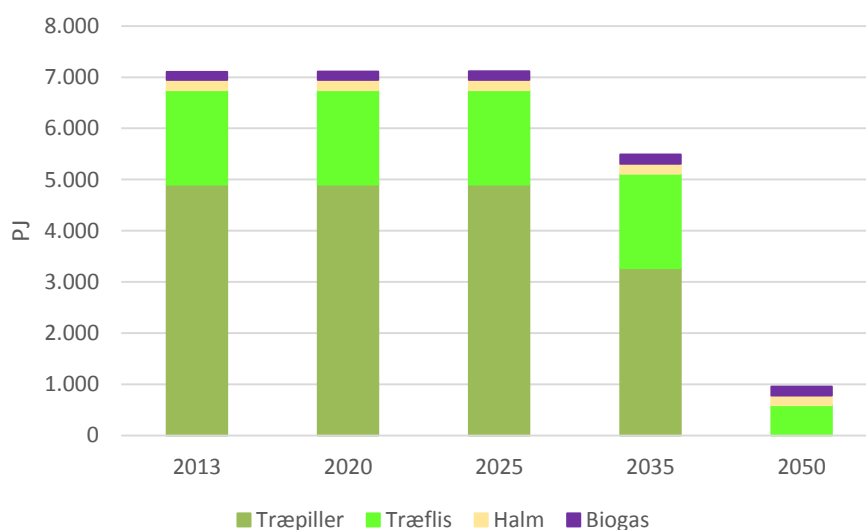
Fra	Til	Mio. kr./MW	Maks. udbygning 2025-2035	Maks. udbygning 2035-2050
DK_E	DK_W	3,3	1.000	2.000
	DE_NE	3,2	1.000	2.000
	NO_O	7,8	3.000	0
	SE_S	3,2	1.000	2.000
DK_W	DK_E	3,3	1.000	2.000
	DE_NW	4,2	2.000	7.000
	NO_S	4,4	1.000	2.000
	SE_M	3,4	1.000	2.000
DE_CS	DE_NE	4,2	12.000	6.000
	DE_NW	4,2	12.000	6.000
DE_NE	DE_CS	4,2	12.000	6.000
	DE_NW	4,2	12.000	6.000
	DK_E	3,2	1.000	2.000
	SE_S	4	1.000	2.000
DE_NW	DE_CS	4,2	12.000	6.000
	DE_NE	4,2	12.000	6.000
	DK_W	4,2	2.000	7.000
	NO_S	10,2	2.000	1.000
	SE_S	4,9	1.000	2.000
FI_R	NO_N	8,1	1.000	2.000
	SE_M	5	2.000	7.000
	SE_N	4,6	2.000	7.000
NO_M	NO_S	4,2	2.000	7.000
	NO_N	4,2	2.000	7.000
	SE_N	4,2	2.000	7.000
NO_N	FI_R	8,1	1.000	2.000
	NO_M	4,2	2.000	7.000
	SE_N	4,2	2.000	7.000
NO_O	DK_E	7,8	3.000	0
	SE_M	4,2	2.000	7.000
	NO_S	4,2	9.000	0
NO_S	DE_NW	10,2	2.000	1.000
	DK_W	4,4	1.000	2.000
	NO_M	4,2	2.000	7.000
SE_M	NO_O	4,2	9.000	0
	DK_W	3,4	1.000	2.000
	FI_R	5	2.000	7.000
	SE_N	4,2	2.000	7.000
	SE_S	4,2	2.000	7.000
SE_N	NO_O	4,2	2.000	7.000
	FI_R	4,6	2.000	7.000
	NO_M	4,2	2.000	7.000
	NO_N	4,2	2.000	7.000
	SE_M	4,2	2.000	7.000
SE_S	DE_NE	4	1.000	2.000
	DE_NW	4,9	1.000	2.000
	DK_E	3,2	1.000	2.000
	SE_M	4,2	2.000	7.000

Tabel 6: Omkostninger til Investering i transmissionskapacitet. DK_E: Østdanmark, DK_W: Vestdanmark, DE_NE: Nordøsttyskland, DE_NW: Nordvesttyskland, DE_CS: Central- og Sydøsttyskland, NO_O: Osloområdet i Norge, NO_S: Sydnorge, NO_M: Midtnorge, NO_N Nordnorge, SE_S: Sydsvrige, SE_M: Midtsverige, SE_N: Nordsverige.

4.8 Biomassepotentialer

I modellen er der indlagt nationale begrænsninger på anvendelsen af biomasse. På langt sigt er det forudsat, at der kun kan anvendes en biomassemængde svarende til lokale biomasseressourcer, mens der på kort og mellemlangt sigt godt kan importeres biomasse. Desuden er det forudsat, at en stigende del af biomassen skal reserveres til brug i andre sektorer (primært til transport og industri). Forudsætningerne er koordineret med Energistyrelsens forudsætninger for scenarieanalyser af det samlede energisystem. Den forudsatte biomasseressource er kort beskrevet nedenfor og er beskrevet i detaljer i bilag 1.

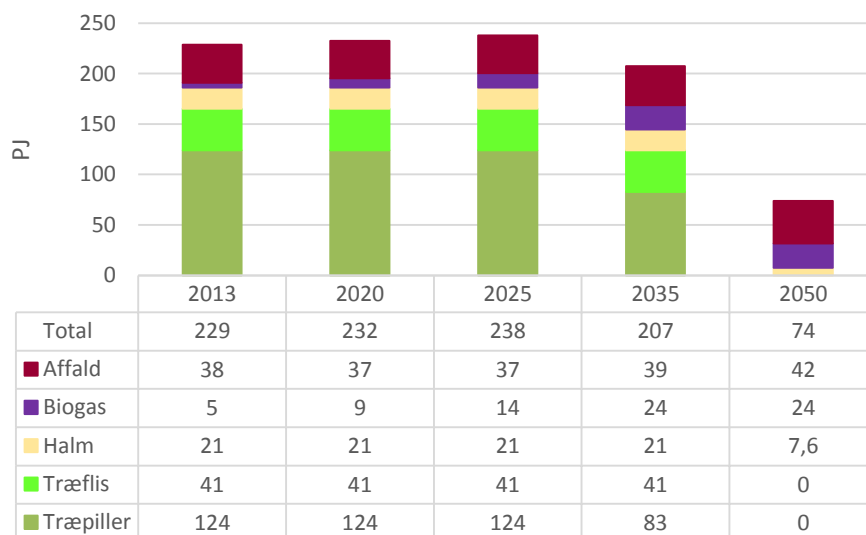
Den totale mængde biomasse tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren i hele modelområdet er vist i figuren nedenfor. Før 2050 omfatter dette både muligheder for import og lokale ressourcer. Modellen kan selv bestemme fordelingen imellem træpiller og træflis, og opdelingen er alene vist, for at afspejle metoden til at fastsætte potentialerne, som er nærmere beskrevet i bilag 1.



Figur 5: Lokale og importerede biomasseressourcer tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren i modellen i det samlede modelområde.

I 2050 er det for Danmark forudsat, at der er ca. 75 PJ biomasse til rådighed for el- og fjernvarmesektoren, fordelt på knap 25 PJ biogas og 50 PJ fast biomasse inkl. affald, som udgør en betydelig del af den faste biomasse. Den nationale træflisressource antages i Energistyrelsens scenarier at blive anvendt i andre sektorer, herunder produktion af flydende brændsler, og er derfor ikke tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren i Danmark. Den samlede mængde biomasse til rådighed for modellen svarer til den mængde, som ind-

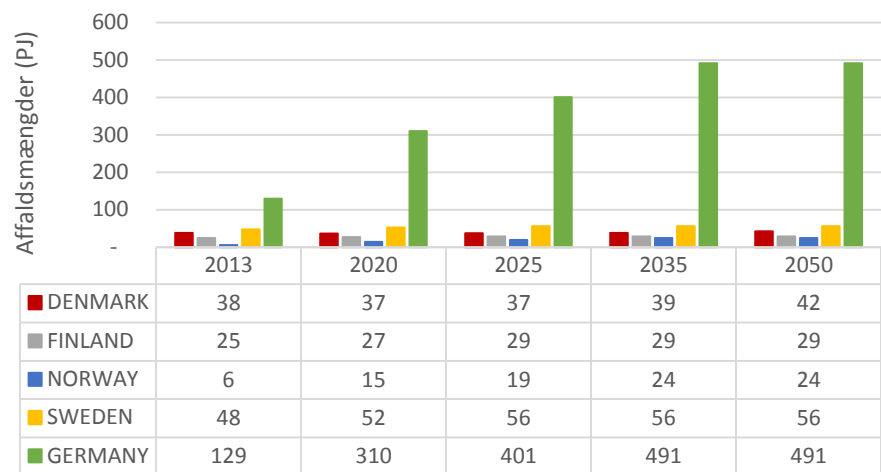
regnes til el- og fjernvarmesektoren i 2050 i scenarier udviklet af Energinet.dk og i 200 PJ biomasse scenariet udviklet af Energistyrelsen.



Figur 6: Lokale og importerede biomasseressourcer tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren i modellen i Danmark.

4.9 Affaldsressourcer og anvendelse

Det er i modelberegningerne forudsat, at affaldsmængder til forbrænding i Danmark udvikler sig som forudsat i ressourcestrategien frem mod 2050. Den langsigtede udvikling for affaldsmængderne er ikke analyseret nærmere i denne analyse, men der er gennemført en følsomhedsberegning, hvor affaldsmængderne halveres fra 2020 til 2050. Dette er udtryk for en udvikling, hvor der satses på større genanvendelse og ændret behandlingsteknologi på lang sigt. De konkrete tal fremgår af figur 6 ovenfor. For omverdenen er affaldsmængderne baseret på projektet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period" (Ea Energianalyse, 2012).



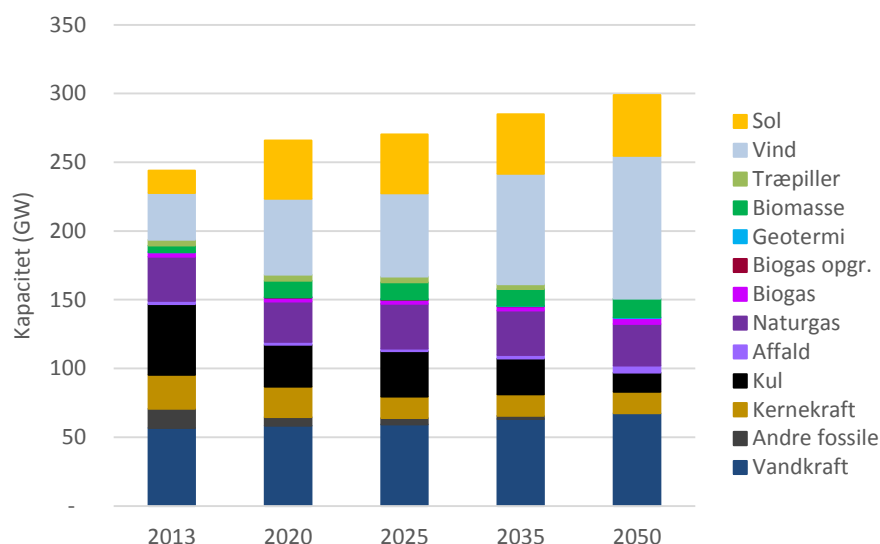
Figur 7: Affaldsmængder til affaldsforbrænding i Danmark og omverden.

5 Modelresultater – Inkl. gældende afgifts- og tilskudssystem

I det følgende gennemgås resultater for scenariet inkl. afgifter og tilskud, dvs. hvor gældende afgifts- og tilskudsregler i Danmark fortsættes helt til 2050.

5.1 Produktionskapacitet

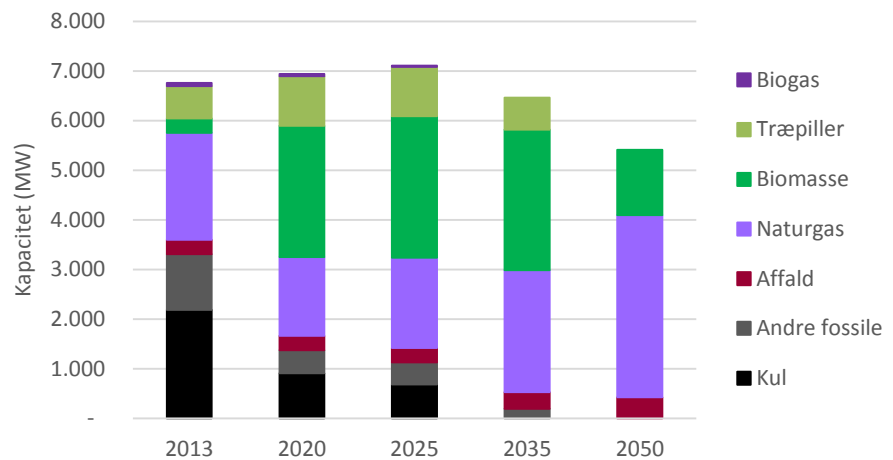
Elproduktionskapaciteten i Danmark og i omverdenen udvikler sig til et system, der i stigende grad er baseret på VE, og især vindkraftkapaciteten stiger (Figur 8). Samtidig reduceres den termiske kapacitet fra især kulkraft og atomkraft.



Figur 8: Udvikling af elproduktionskapaciteten i Norden og Tyskland. Kategorien naturgas dækker både over anlæg, der kan anvende naturgas og en kombination af naturgas og opgraderet biogas.

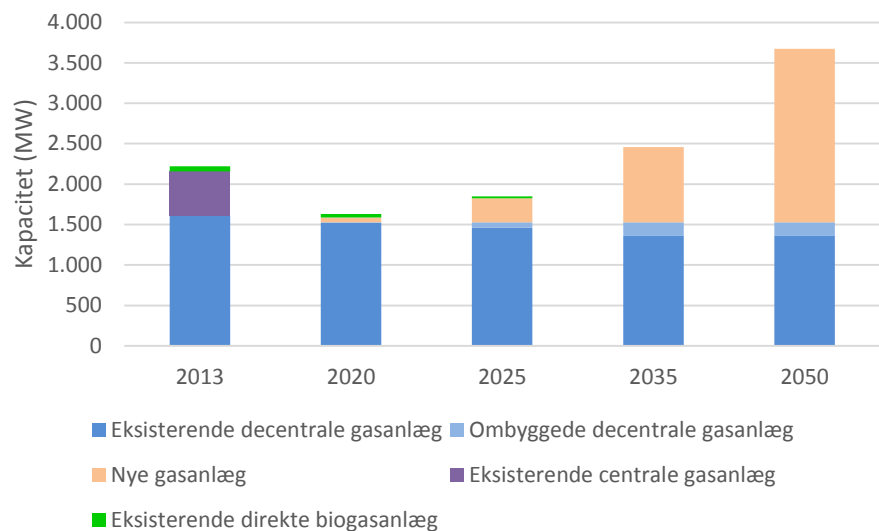
I Danmark viser vindscenariet fortsat en høj elkapacitet på termiske kraftværker, som først reduceres efter 2025 i modelberegningerne (Figur 9). Dette gælder til trods for, at modellen har mulighed for at afvikle urentabel kapacitet. En del af kraftværksparken får dog en væsentlig anden rolle i elsystemet, og må forvente at skulle hente det nødvendige driftsoverskud i løbet af færre fuldlasttimer i forhold til i dag.

Kapaciteten på kulkraft i Danmark reduceres på kort sigt på grund af ombygninger af eksisterende værker til biomasse. Dertil kommer nye flisfyrede kraftvarmeværker i de mellemstore og centrale områder.



Figur 9: Udvikling af den termiske elproduktionskapacitet i Danmark i vindscenariet med tilskud og afgifter. "Naturgas" kapacitet er værker, der kan anvende naturgas, biogas eller anden grøn gas.

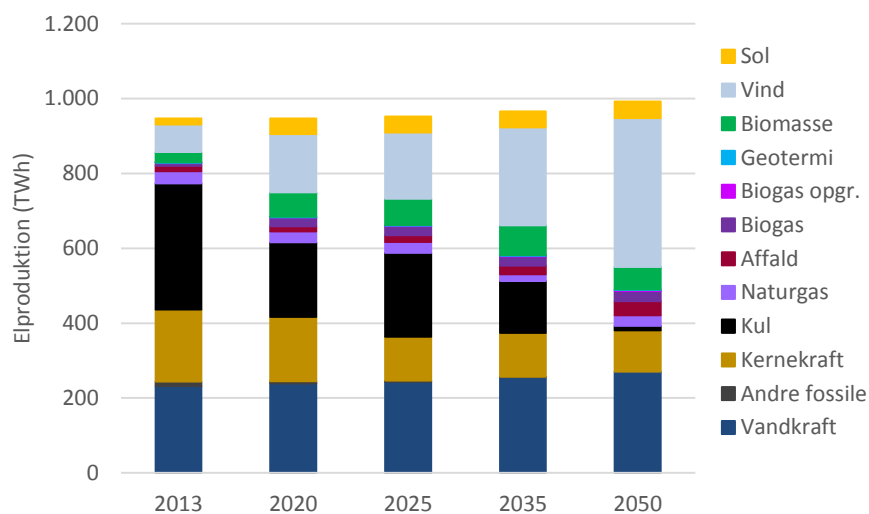
På langt sigt udgøres den termiske kapacitet især af gaskraftværker, der kan anvende opgraderet biogas, og har en begrænset driftstid i timer med høje elpriser. Nedenstående figur viser, hvordan elproduktionskapaciteten på gasformige brændsler udvikler sig i Danmark. Få timer med høje elpriser viser sig at være tilstrækkelige til at holde de eksisterende decentrale naturgasværker i drift i stedet for at afvikle anlæggende for at spare de faste driftsomkostninger. En mindre del af de decentrale naturgaskraftvarmeværker ombygges til også at kunne anvende biogas. Efter 2025 etableres i stigende grad gasturbiner i de centrale områder, som producerer i få timer om året, men udgør en væsentlig del af elproduktionskapaciteten.



Figur 10: Kapacitet på gasanlæg (biogas og naturgas) i Danmark i vindscenariet med afgifter og tilskud. Alle "nye gasanlæg" er gasturbineanlæg i de centrale områder. Decentrale anlæg omfatter også industrielle kraftvarmeanlæg. Ombyggede decentrale anlæg er anlæg ombygget til at kunne modtage uopgraderet biogas.

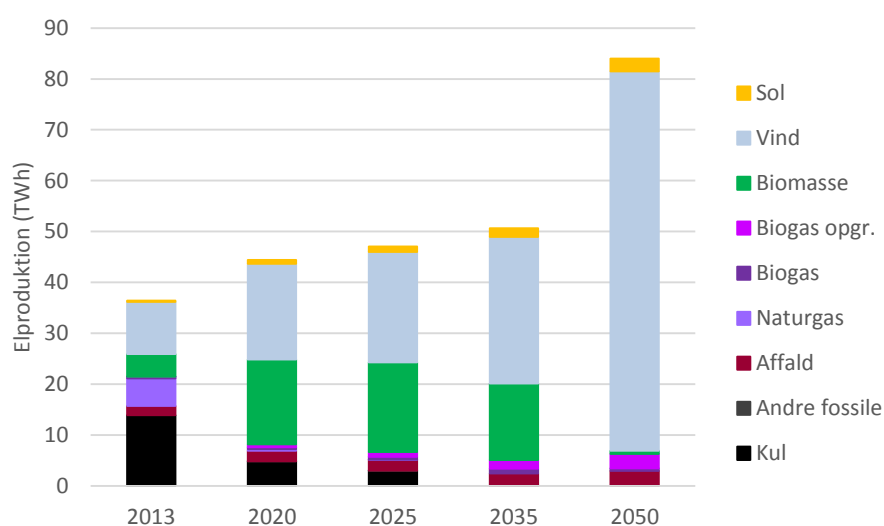
5.2 Elproduktion

Udviklingen af elproduktionskapaciteten afspejler sig også i elproduktionen i Norden og Tyskland, hvor en stigende andel baseres på vind og sol (Figur 11). I 2020 er over 20 % af produktionen baseret på vindkraft og sol og udviklingen fortsætter frem mod 2050. Det betyder, at transmissionsforbindelser og et fleksibelt elsystem får stigende betydning. Elproduktionen fra fast biomasse (ekskl. affald) er forholdsvis begrænset i forhold til den samlede elproduktion og udgør under 10 % i 2050.



Figur 11: Elproduktion i Norden og Tyskland i vindscenariet med tilskud og afgifter.

Også i Danmark udgør elproduktion fra sol og vind en stadig stigende andel i vindscenariet med tilskud og afgifter (Figur 12). Allerede på kort sigt mod 2020 øges den totale elproduktion i Danmark, og selvom elproduktionen fra vindkraft øges kraftigt, reduceres elproduktion fra termiske værker ikke markant. Der sker dog et tydeligt skift fra elproduktion baseret på kul og naturgas til elproduktion baseret på biomasse. Især de naturgasbaserede værker, som stadig anvendes som backup i elsystemet, henter dermed det nødvendige driftsoverskud fra et betydeligt reduceret antal driftstimer og producerer el i timer, hvor elprisen er høj. Samtidig har en del af den naturgasbaserede kapacitet en rolle i integrationen af biogas, idet en del af værkerne ombygges til at kunne anvende ikke-opgraderet biogas.



Figur 12: Elproduktion i Danmark.

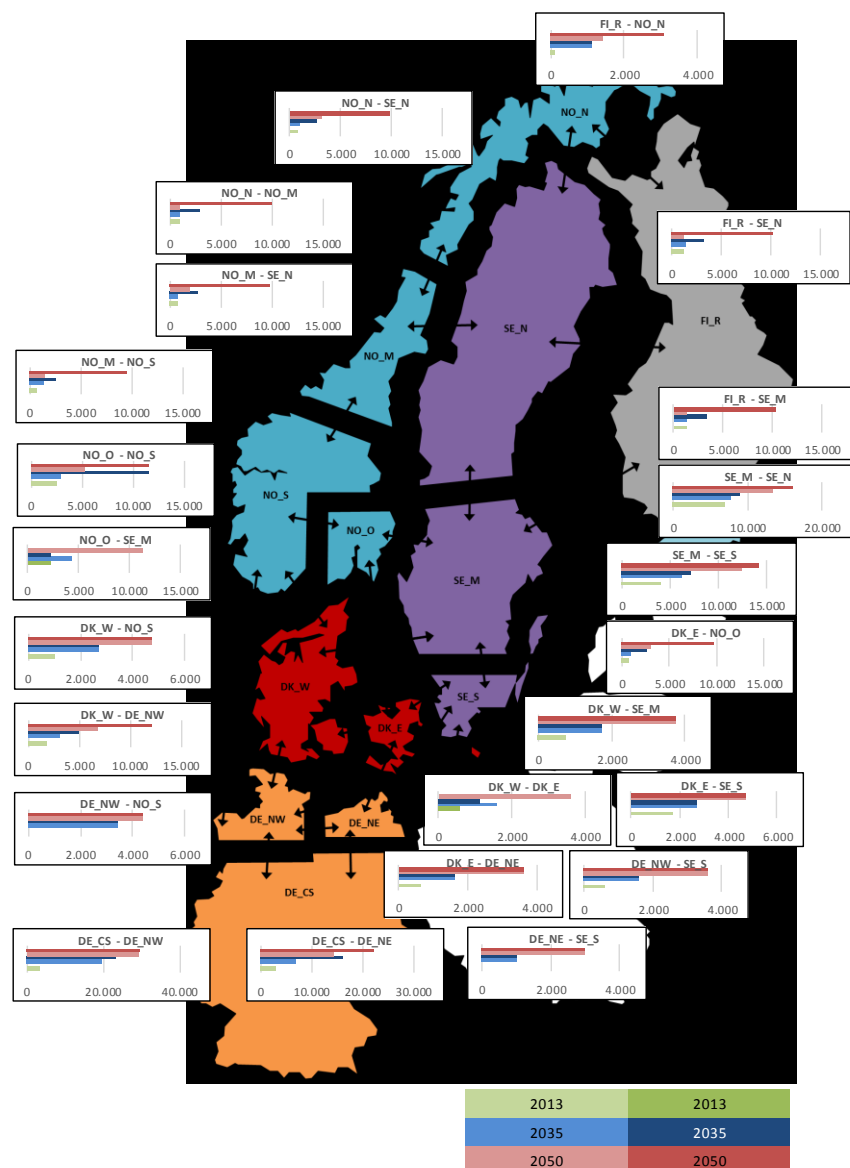
5.3 Eltransmissionskapacitet

Modellen kan foretage investeringer i eltransmissionskapacitet som en del af optimeringsrutinen. Omkostninger til dette afhænger af den konkrete forbindelse, som forklaret i afsnit 4.7. Eksisterende transmission og nye investeringer i eltransmissionskapacitet mellem Danmark og nabolande er vist i tabellen nedenfor. Der er ikke gennemført detaljerede analyser af hvor stor en transmissionskapacitet, der i praksis kan udbygges på de enkelte forbindelser. Samtidig har transmissionskapaciteten stor betydning for elpriserne i de enkelte områder, og ændringer i den maksmalt mulige udbygning kan derfor have betydning for modellens resultater.

Fra	Til	2025	2035	2050
DK_E	DK_W	600	600	1.129
	DE_NE	600	1.600	4.600
	NO_O	0	518	3.518
	SE_S	1.700	2.700	5.700
DK_W	DK_E	600	600	1.129
	DE_NW	3.000	3.000	6.779
	NO_S	1.700	2.700	5.700
	SE_M	740	1.740	4.740

Tabel 7: Transmissionskapacitet (akkumuleret MW) fra Danmark til udlandet i 2035 og 2050. DK_E: Østdanmark, DK_W: Vestdanmark, DE_NE: Nordøsttyskland, DE_NW: Nordvesttyskland, NO_O: Osloområdet i Norge, NO_S: Sydnorge, SE_S: Sydsverige, SE_M: Midsverige

Udbygningen af transmissionskapaciteten i Norden og Tyskland er illustreret på figur 13, sammen med den maksimalt mulige udbygning. Udbygningen udnyttes maksimalt imellem Vestdanmark og Norden. Mellem Østdanmark og omverdenen udnyttes udbygningsmulighederne også maksimalt, bortset fra udbygningen af Storebæltsforbindelsen og forbindelsen til Norge. Derudover udnyttes potentialet maksimalt for udbygningen imellem Tyskland og Norden, og der foretages kraftige interne netforstærkninger internt i både Sverige og Tyskland. Den maksimale udbygning er et tegn på, at der er værdi i en større udbygning end den maksimalt tilladte.

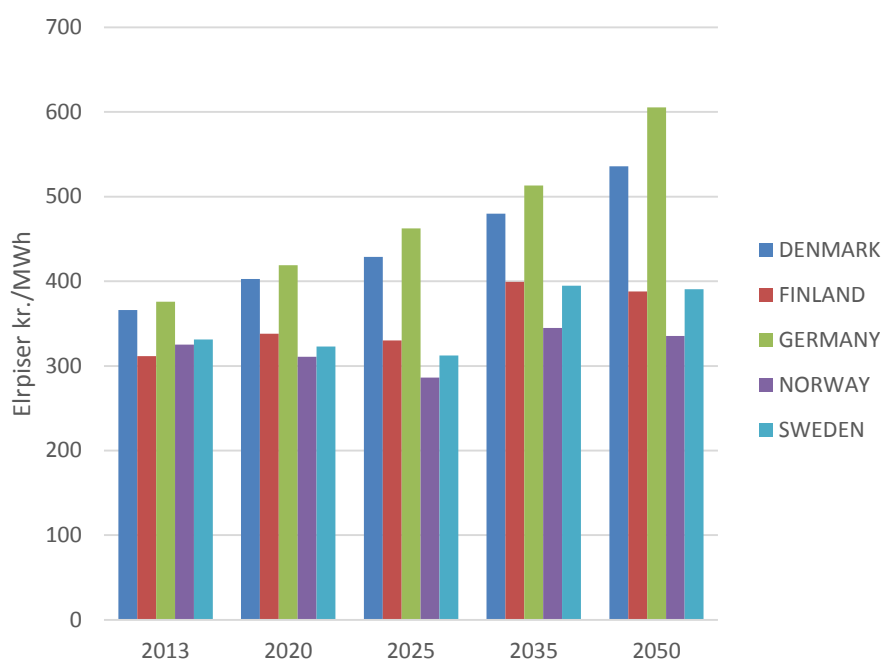


Figur 13: Akkumuleret transmissionskapacitet og maksimalt mulig udbygning i modelberegningerne. For at opnå maksimal transmissionsudbygning kræves maksimal udbygning i hvert beregningsår.

5.4 Elpriser

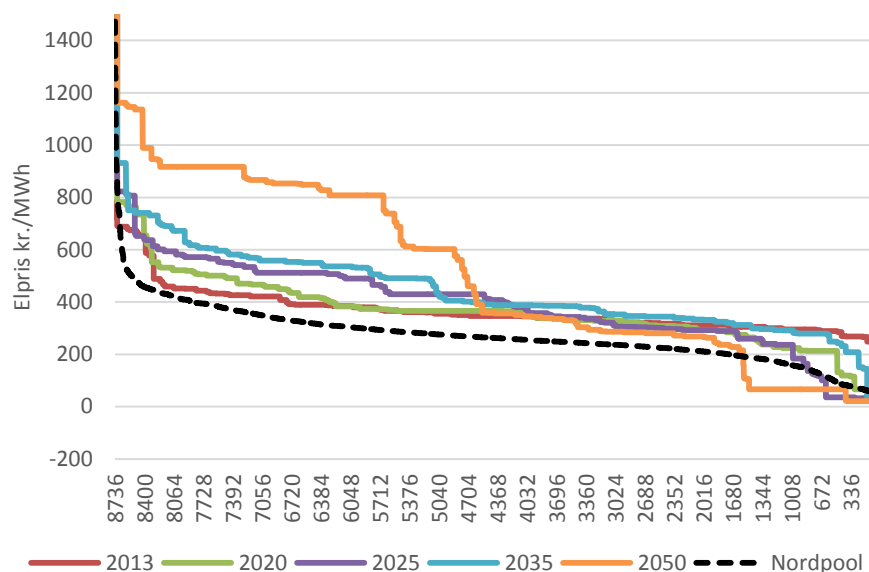
Modelberegningerne viser en stigende tendens for elpriserne gennem perioden som vist på figuren nedenfor. De viste elpriser afspejler elspotpriser, dvs. uden tillæg af særlige tilskud til vedvarende energi (PSO-tillæg) mv. Det ses, at det særligt er udviklingen i Tyskland, der trækker elprisen i Danmark opad, mens prisen i de øvrige nordiske lande forbliver relativt lav i en længere periode. Dette skyldes bl.a., at der er forudsat en udfasning af atomkraften i Tyskland, samtidig med at ældre termiske kraftværker tages ud af drift pga. alder. Dette trækker elprisen op i retning af de langsigtede marginalomkostninger

for nye, termiske kraftværker. Som nævnt i indledningen har forudsætningen om, at energy only-markedet driver investeringerne samt udfasningen af den eksisterende kraftværkskapacitet i Tyskland væsentlig betydning for elpriserens udvikling. Derudover spiller også brændsels- og CO₂-prisudviklingen en vigtig rolle. Indførelse af kapacitetsmekanismer eller lavere priser på brændsler eller CO₂ vil medføre lavere elpriser.



Figur 14: Tidsvægtede elpriser.

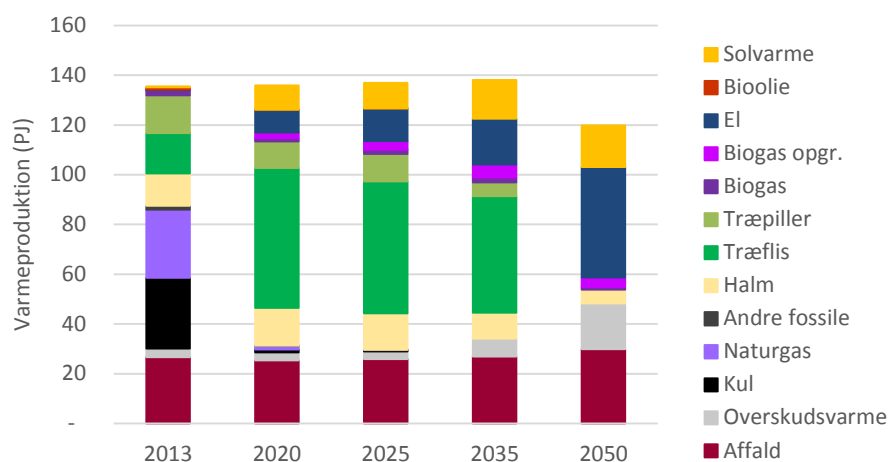
På trods af stigende gennemsnitlige elpriser viser beregningerne også en øget andel af timer med lave elpriser (Figur 15) på langt sigt. Dette hænger nøje sammen med timingen af udbygningsforløbene for henholdsvis vindkraftkapacitet i Nordøst- og Nordvesttyskland og udbygningen af transmissionsnettet mod Sydtyskland. En forøgelse af transmissionskapaciteten mod Sydtyskland øger potentielt de gennemsnitlige elpriser i Danmark, og sænker andelen af timer med lave priser, mens det modsatte er tilfældet, hvis transmissionsudbygningen reduceres. I sidste ende kan flaskehalse pga. lave transmissionskapaciteter resultere i reduktion af vindkraftproduktion for at sikre elsystembalancen.



Figur 15: Varighedskurver for elprisen i Vestdanmark i for forskellige år i vindscenariet med afgifter og tilskud. Bemærk at der i modelberegningerne tages udgangspunkt i et normalår, og værdierne kan derfor ikke direkte sammenlignes med varighedskurven for elpriserne på Nordpool i 2012. Y-aksen er begrænset til -200 til 1500 kr./MWh.

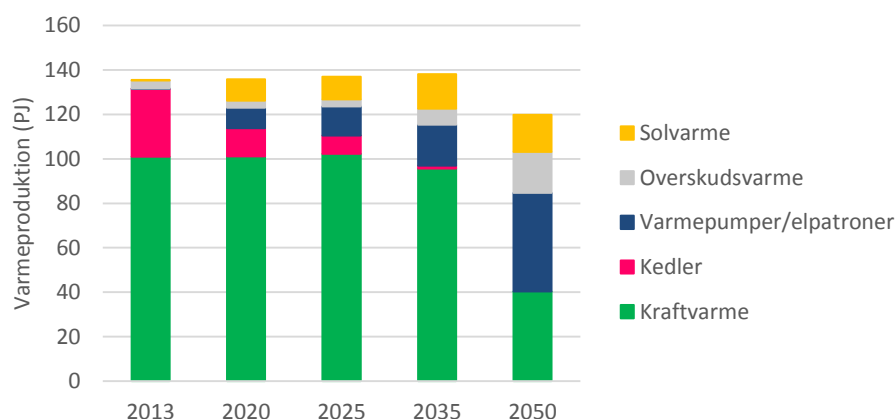
5.5 Fjernvarmeproduktion

Vindscenariet med afgifter og tilskud viser på kort sigt en markant omstilling af fjernvarmeproduktionen til i meget høj grad at være baseret på biomasse (Figur 16). Dette hovedtræk gælder frem til 2035, selvom solvarme og varmepumpers betydning stiger i perioden. Efter 2035 fører begrænsningen på biomasse til et yderligere markant skift, idet biomassen udfases, og fjernvarmeproduktionen er baseret på sol, el, affald og overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker. Frem mod 2020 foretages store investeringer i solvarme, kul-kraftvarmepumper konverteres til træpiller, og der etableres nye kraftvarmeanlæg på halm og træflis. Allerede i 2020 kommer ca. 75 % af fjernvarmeproduktionen fra solvarme, biomasse og varmepumper. Der er ikke i modellen indlagt begrænsninger på, hvor hurtigt denne omstilling kan finde sted, så omstillingen er ret voldsom på bare 7 år. I praksis vil omstillingen formentlig sker over en lidt længere periode. Frem mod 2050 stiger andelen af varmeproduktion fra overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker i Danmark og fra varmepumper, mens biomasseandelen falder markant på grund af begrænsningen på anvendelse af biomasse.



Figur 16: Fjernvarmeproduktion i Danmark i vindscenariet med afgifter og tilskud.

I udgangspunktet er fjernvarmeproduktionen fordelt på kraftvarme og kedler, men frem mod 2035 fylder kedelproduktionen mindre, mens varmepumper og solvarme vinder frem (Figur 17). Efter 2035 falder andelen af kraftvarme markant og en stor del af denne kraftvarme er affaldsbaseret.

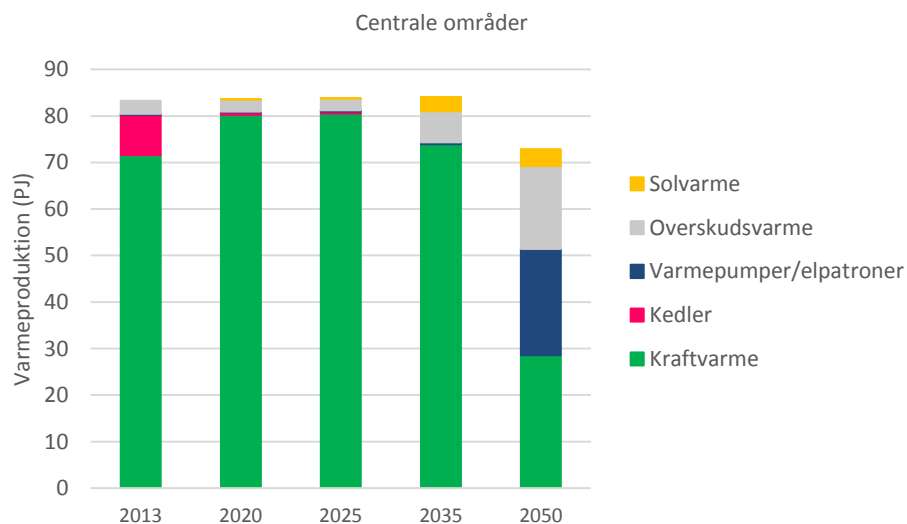


Figur 17: Fjernvarmeproduktion i Danmark fordelt på typer af produktion. Varmeproduktion til industriel proces er ikke inkluderet.

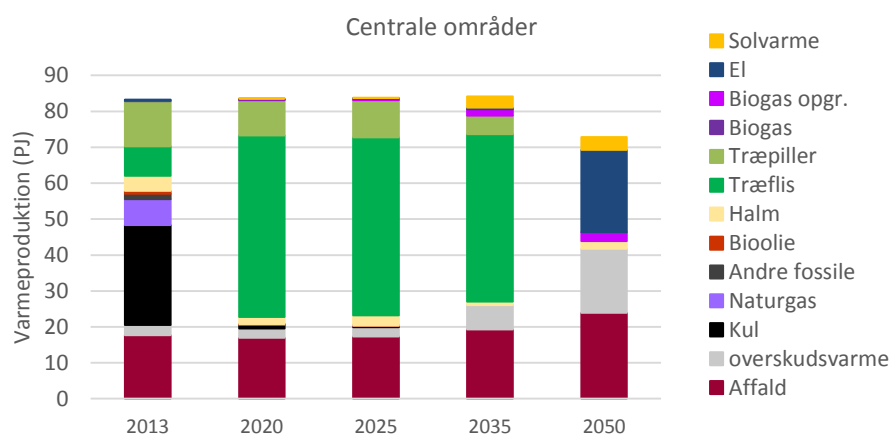
Centrale områder

Figur 18 viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i de centrale områder. Det ses, at kraftvarmeproduktionen stiger på kort og mellemlang sigt. Først efter 2035 falder andelen af kraftvarme betydeligt. Størstedelen af kraftvarmeproduktionen er baseret på biomasse på både ombyggede og nye kraftvarmefærker. Overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker spiller en stor rolle i 2050. Forudsætningen om, at biobrændstoffer til transportsektoren produceres i Danmark, har således stor betydning for fjernvarmesektoren. Elvarme-

pumper får ikke stor betydning før 2050. Affald leverer fortsat ca. 20 % af fjernvarmeproduktionen, og andelen stiger i 2050.



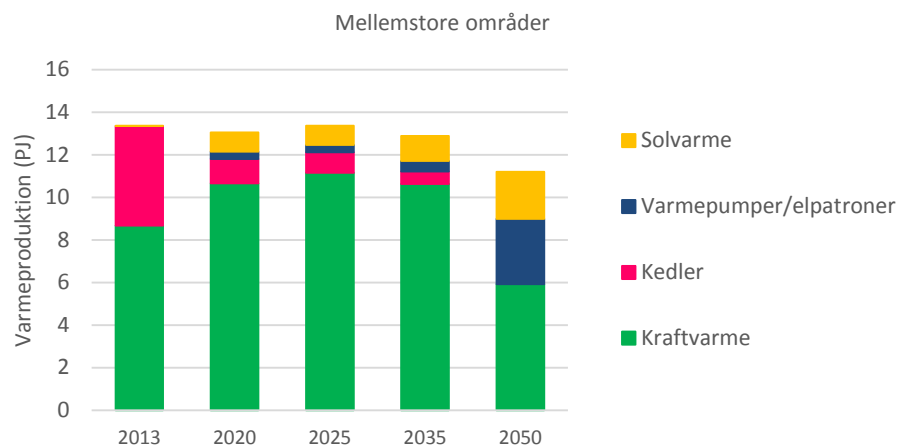
Figur 18: Fjernvarmeproduktion i centrale områder.



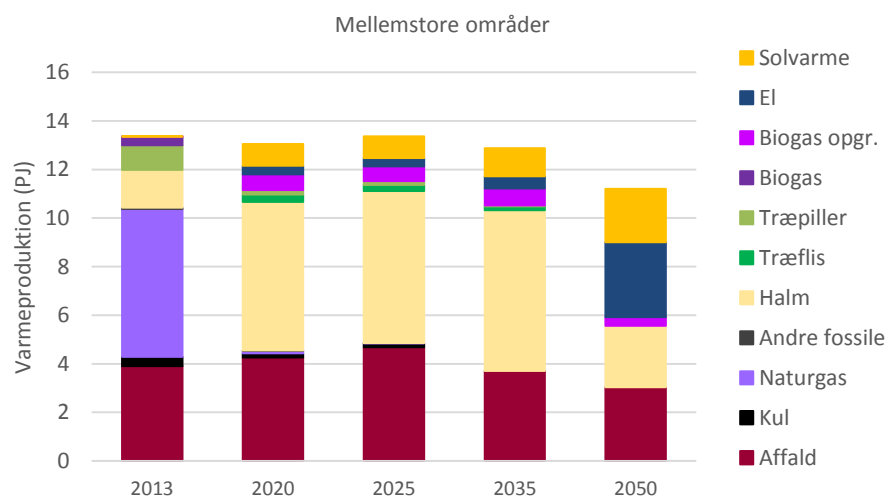
Figur 19: Brændselsfordelingen for varmeproduktionen i de centrale områder.

Mellemstore områder

Nedenstående figurer viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i de større, decentrale områder. Det ses, at fjernvarmeproduktion på naturgaskraftvarme udkonkurreres af solvarme og biomassekraftvarme allerede fra 2020. Her er det især halmbaseret kraftvarme, der står for næsten halvdelen af fjernvarmeproduktionen. De naturgasbaserede kraftvarmeværker bliver dog stående som backup og leverer i perioder varme baseret på opgraderet biogas. Varmepumper får først større betydning efter 2035.



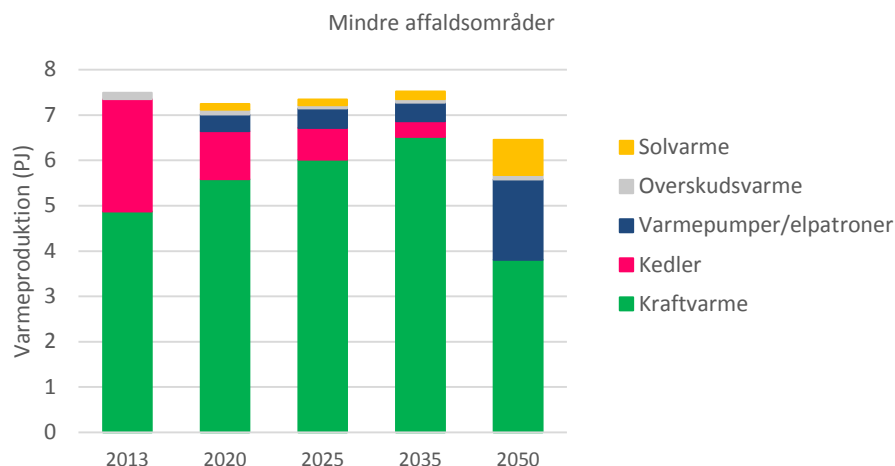
Figur 20: Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionstyper i mellemstore områder.



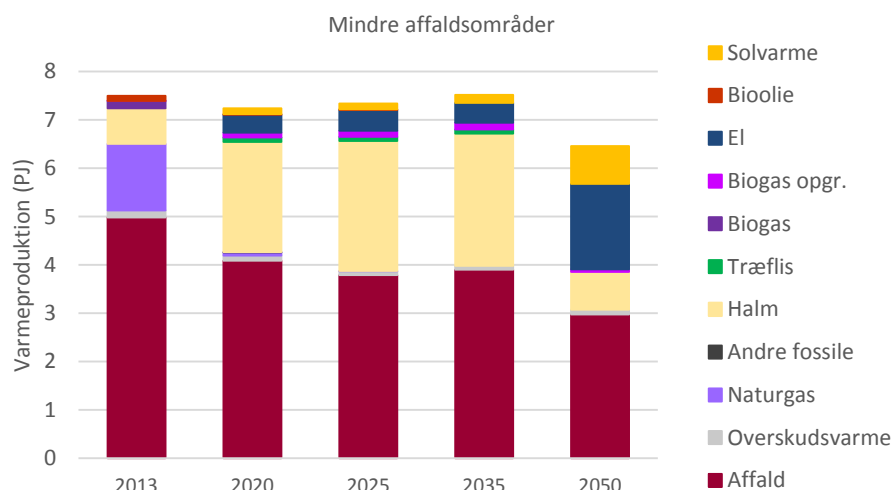
Figur 21: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i de mellemstore decentrale områder.

Mindre affaldsområder

I de mindre affaldsområder ligner billedet de mellemstore decentrale områder, hvor affaldsbaseret fjernvarmeproduktion dog står for en større andel af fjernvarmeproduktionen.



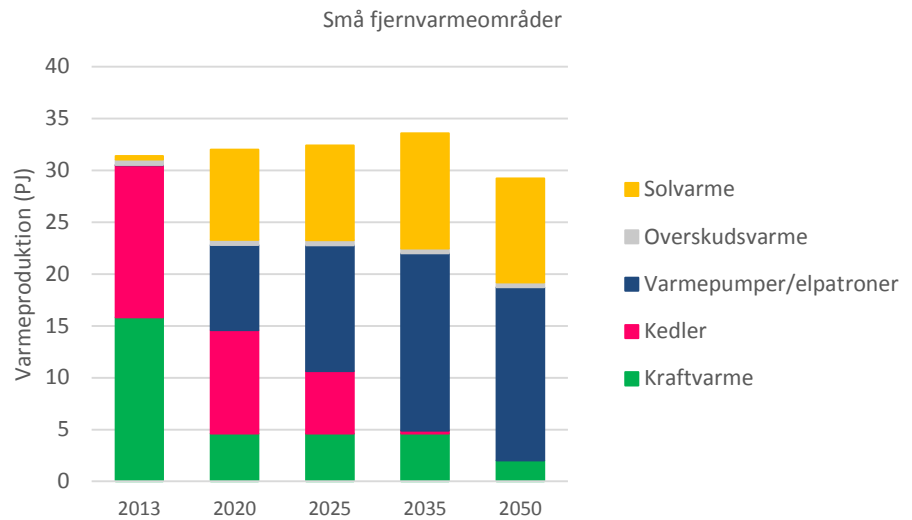
Figur 22: Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder. Varmeproduktion til industriel proces er ikke inkluderet.



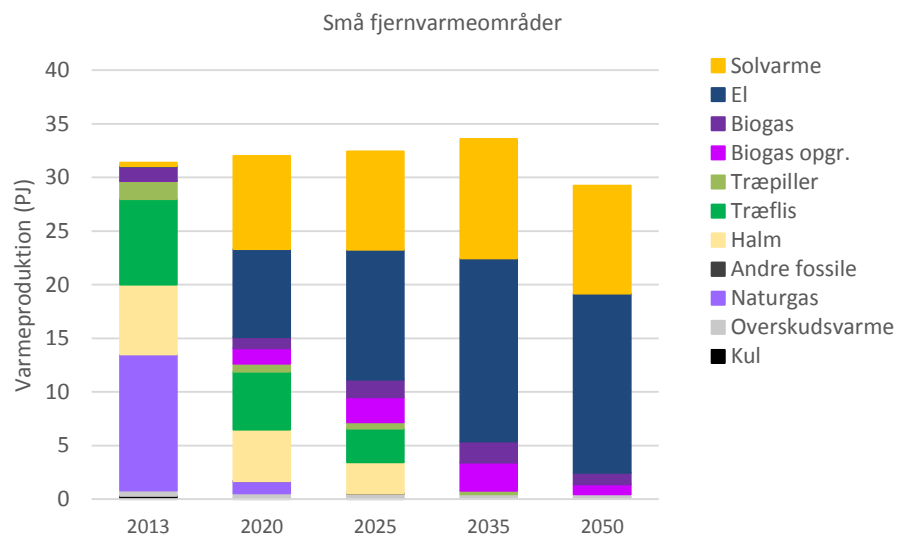
Figur 23: Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder fordelt på brændsler. Bioolie og andre fossile brændsler spiller kun en meget lille rolle i starten af perioden.

Små fjernvarmeområder

Nedenstående figur viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i små fjernvarmeområder. Allerede i starten spiller kraftvarme en mindre rolle i disse områder, og der indføres hurtigt fjernvarmeproduktion baseret på solvarme og el, da kraftvarmealternativerne er dyrere i de små områder. Naturgasbaseret kraftvarme bliver hurtigt udkonkurreret, men leverer i scenariet uden afgifter og tilskud fortsat en vis andel frem til 2025. Desuden anvendes en del af kapaciteten til fjernvarmeproduktion baseret på ikke-opgraderet biogas.

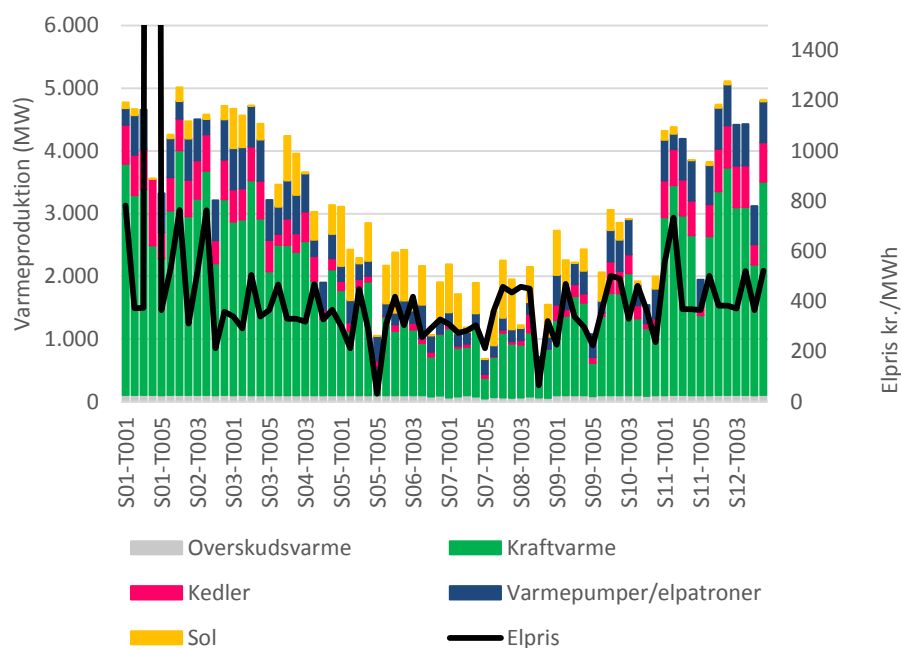


Figur 24: Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionstyper i små fjernvarmeområder.

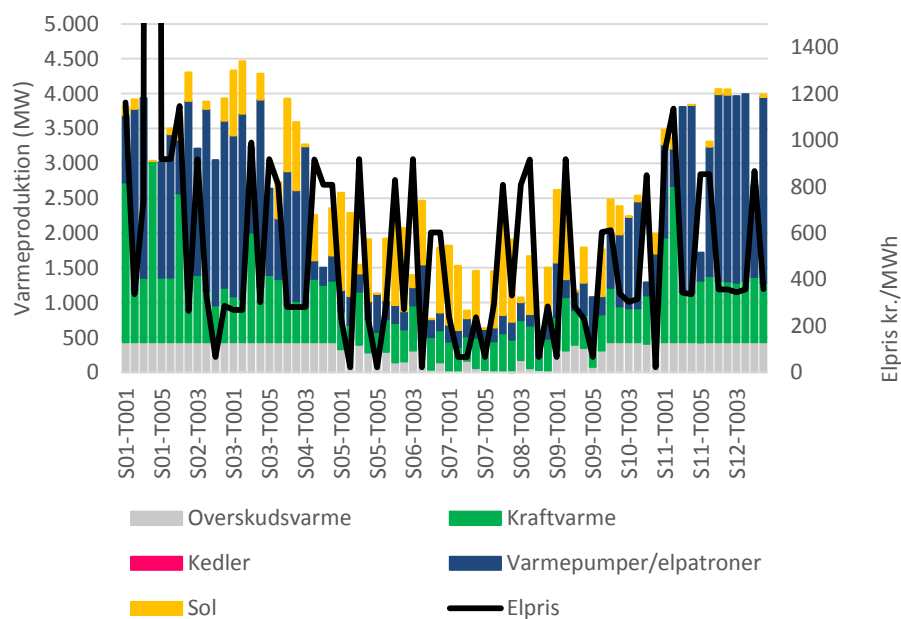


Figur 25: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i de små fjernvarmeområder.

I de to følgende figurer er vist fjernvarmeproduktion i Vestdanmark henover året i hhv. 2020 og 2050. Fjernvarmeproduktionen er sammenlignet med el-prisen. Det fremgår, at fjernvarmeproduktionen i 2050 i højere grad er i stand til at tilpasse sig de fluktuerende elpriser.



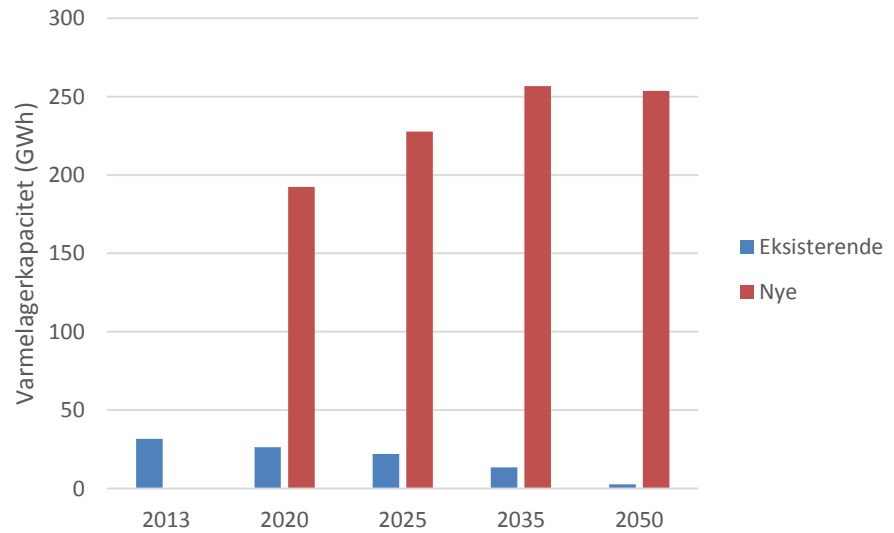
Figur 26: Samlet varmeproduktion Vestdanmark i 2020



Figur 27: Samlet varmeproduktion Vestdanmark i 2050.

Modellen vælger at udbygge varmelagerkapaciteten ret betydeligt i alle fjernvarmeområder. Udviklingen i den samlede varmelagerkapacitet fremgår af figuren nedenfor. Det ses, at kapaciteten ca. femdobles frem mod 2050 gennem en udbygning med nye ståltanke til varmelagring. Det bemærkes, at de eksisterende varmelagre er estimeret ud fra en antagelse om, at der er lager-

kapacitet til ca. 8 timer fuld varmeproduktion på de primære kraftvarmeanheder i de forskellige fjernvarmesystemer.



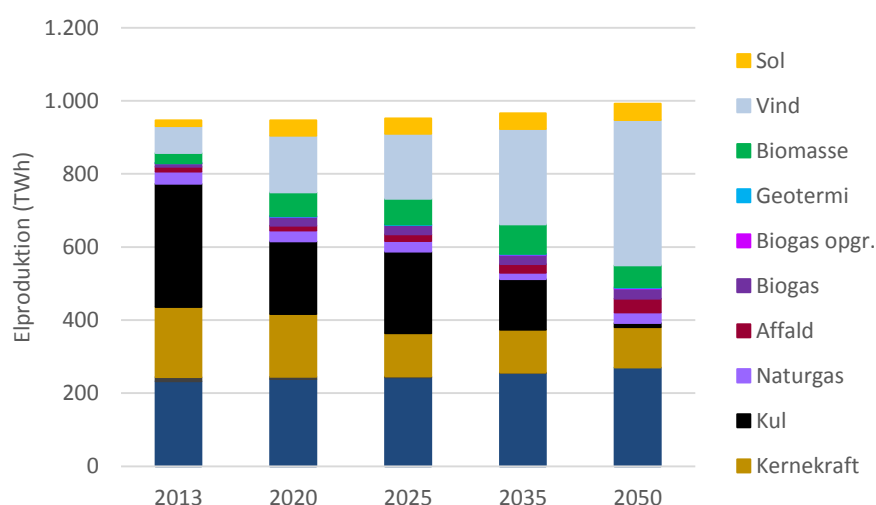
Figur 28: Investeringer i varmelagerkapacitet.

6 Modelresultater samfundsøkonomi (uden afgifter og tilskud fra 2020)

I det følgende gennemgås resultater fra beregningerne af udviklingen af el- og fjernvarmesystemet frem mod 2050, hvor der ikke indregnes afgifter og tilskud fra 2020 og frem (afgiftssystemet er fastholdt i udgangsåret 2013).

6.1 Elproduktion

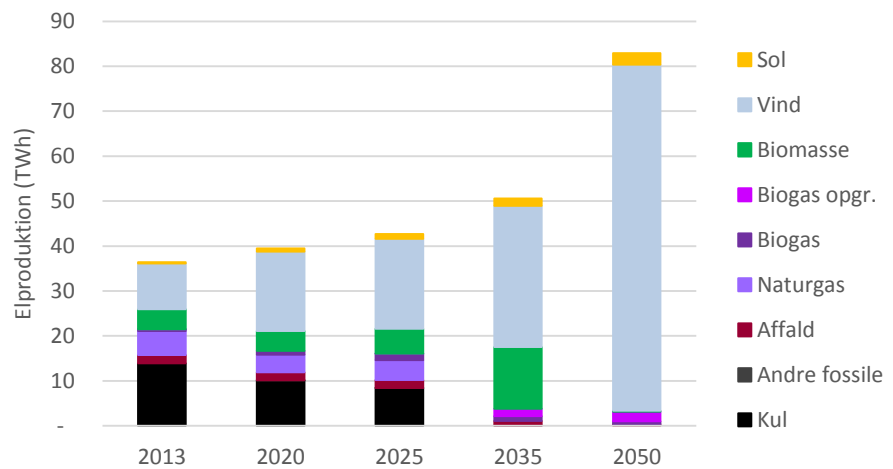
Nedenstående figur viser elproduktionen i Norden og Tyskland. Billedet er ikke væsentligt forskelligt fra forløbet med afgifter.



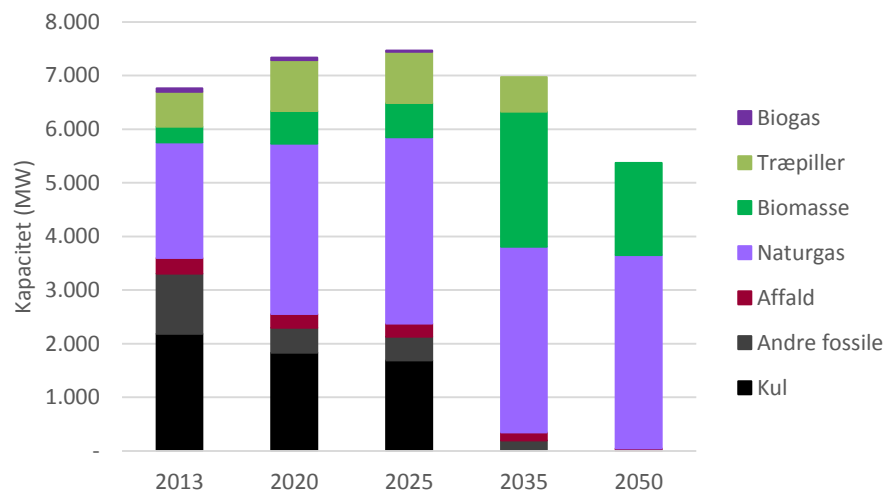
Figur 29: Elproduktion i Norden og Tyskland i scenariet uden tilskud og afgifter.

I vindscenariet uden afgifter og tilskud reduceres den biomassebaserede elproduktion i Danmark i 2020 og 2025 ift. scenariet med afgifter og tilskud til fordel for elproduktion baseret på især kul og naturgas (Figur 30). Dette erstatter dog ikke helt elproduktionen fra flisbaserede kraftvarmeværker, og den totale elproduktion i Danmark, og dermed eksporten af el, er lavere end i scenariet med tilskud og afgifter. På længere sigt øges produktionen fra vindkraft en smule i forhold til scenariet med afgifter og tilskud, mens affald ikke længere anvendes til elproduktion. Investeringsomkostninger til affaldskraftvarmeanlæg er høje, og modellen vælger derfor i stedet at etablere affaldsforbrænding som ren kedelkapacitet.

Kapacitetsudviklingen viser på kort sigt en større andel kul- og naturgasbaseret kapacitet (Figur 31). Det skyldes både færre ombygninger af centrale værker, og tidligere introduktion af gasturbinekapacitet til spidslastproduktion. Begge dele er især på bekostning af flisbaseret kraftvarmekapacitet.



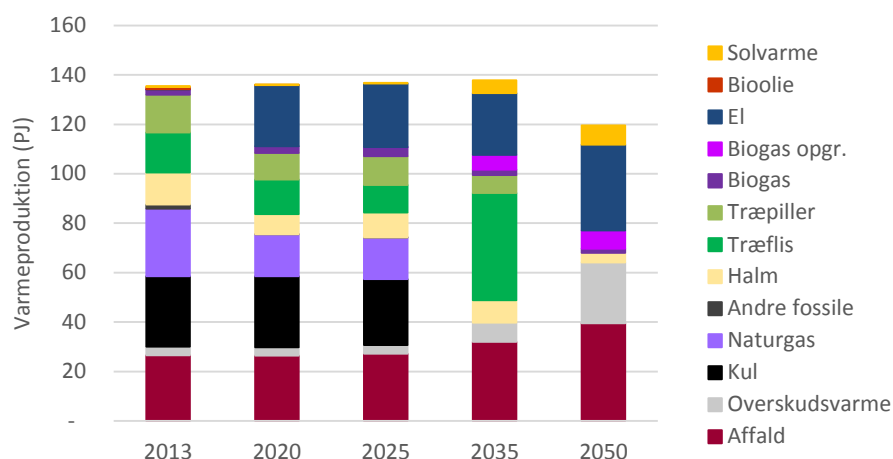
Figur 30: Elproduktion i Danmark i scenariet uden afgifter og tilskud.



Figur 31: Udvikling af elproduktionskapacitet i Danmark i scenariet uden afgifter og tilskud. "Naturgas" kapacitet er værker, der kan anvende naturgas, biogas eller anden grøn gas.

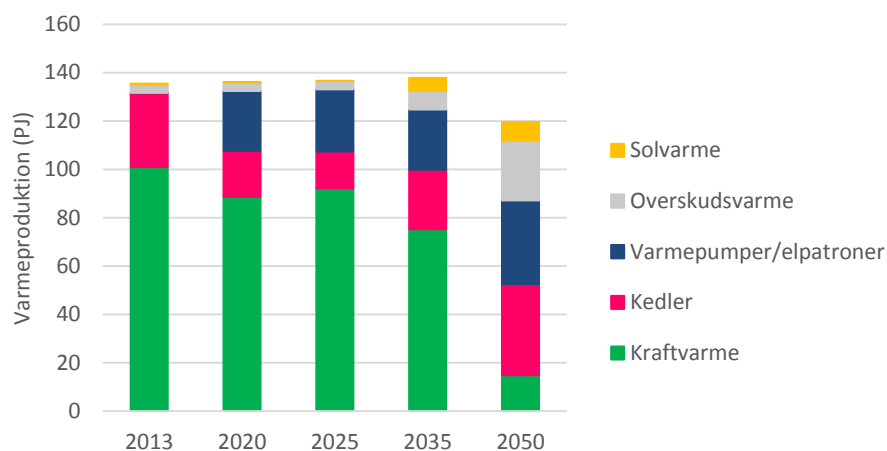
6.2 Fjernvarmeproduktion

Vindscenariet uden afgifter og tilskud viser et markant mindre forbrug af biomasse til fjernvarmeproduktion på kort sigt (Figur 32). I stedet anvendes i højere grad kul og naturgas, samtidig med at anvendelsen af el til fjernvarmeproduktion indføres tidligere. Først i 2035, når anvendelsen af kul og naturgas til fjernvarmeproduktion forbydes i beregningerne, anvendes i større grad biomasse til fjernvarmeproduktion. Anvendelsen af solvarme til fjernvarmeproduktion er ligeledes reduceret i forhold til scenariet med afgifter og tilskud.



Figur 32: Fjernvarmeproduktion i Danmark. Varmeproduktion til industriel proces er ikke inkluderet.

I vindscenariet uden afgifter og tilskud, falder andelen af kraftvarme hurtigere til fordel for større produktion baseret på varmepumper. Samtidig beholder kedelproduktionen en større betydning, og står specielt i 2050 for en væsentlig andel af fjernvarmeproduktionen. Kedlerne anvender i vidt omfang affald.

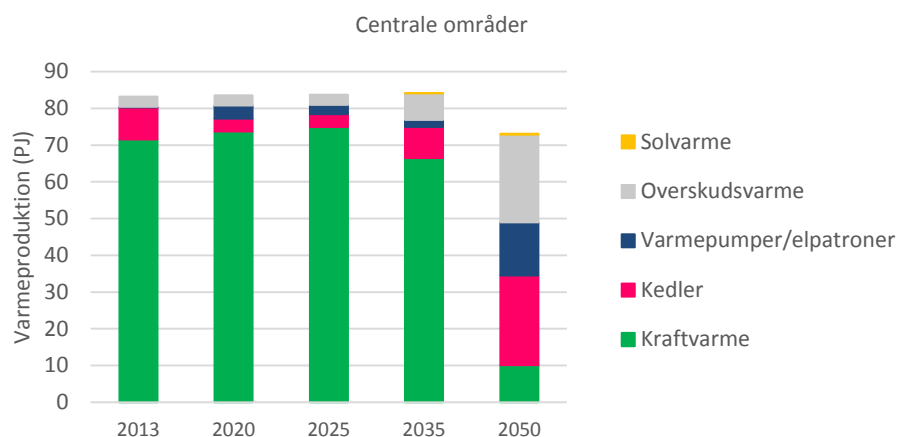


Figur 33: Fjernvarmeproduktion i Danmark fordelt på produktionstyper. Varmeproduktion til industriel proces er ikke inkluderet.

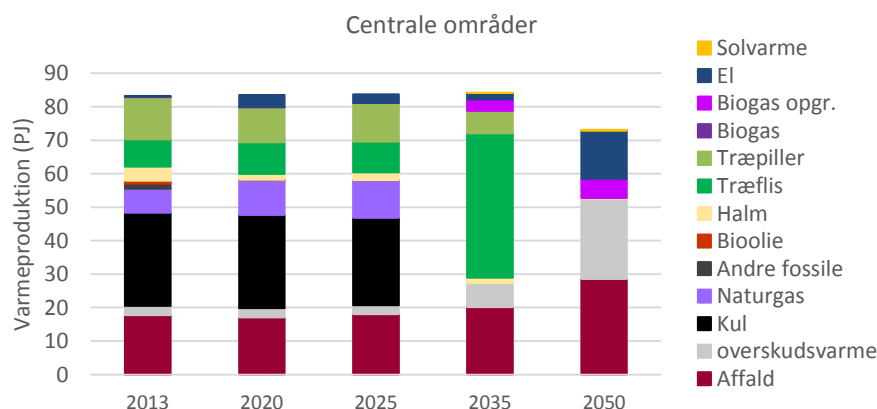
For perioden fra 2020 til 2035 fører den ændrede produktionssammensætning til en betydeligt højere CO₂-emission forbundet med el- og fjernvarmeproduktion i Danmark. Med de givne forudsætninger for CO₂-kvotepriser er dette dog økonomisk fordelagtigt.

Centrale områder

Nedenstående figur viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i de centrale områder fordelt på produktionstyper. Fjernvarmeproduktionen på kul spiller fortsat en rolle til 2025, og anvendelsen af træpiller reduceres ift. scenariet med afgifter og tilskud. Fra og med 2035 ligner billedet i højere grad scenariet med afgifter og tilskud.



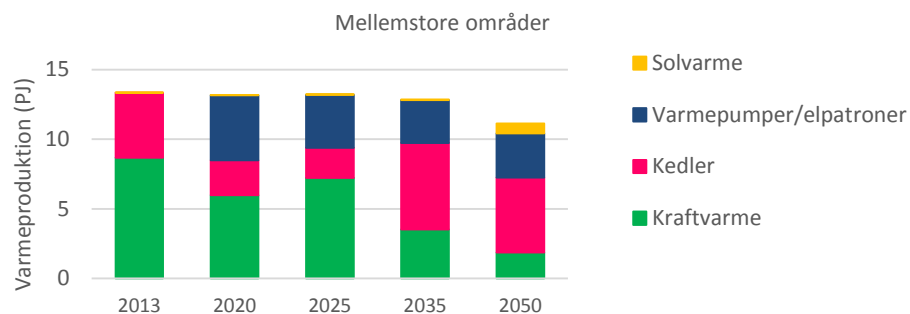
Figur 34: Fjernvarmeproduktion i centrale områder i scenariet uden afgifter og tilskud.



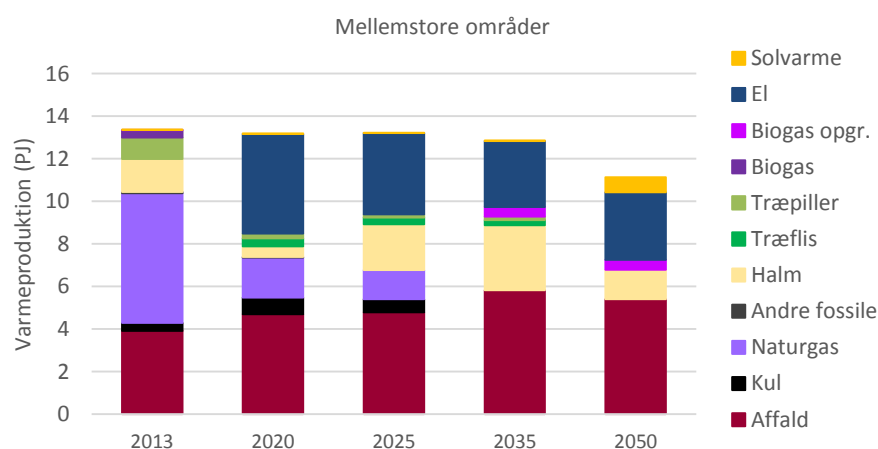
Figur 35: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i de centrale områder i scenariet uden afgifter og tilskud.

Mellemstore områder

Nedenstående figurer viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i mellemstore områder. Solvarme spiller nu kun en ret begrænset rolle, men det ses, at naturgaskraftvarme erstattes af biomassekraftvarme og varmepumper. Udfasningen af naturgasbaseret kraftvarme foregår dog langsommere end i scenariet med afgifter og tilskud.



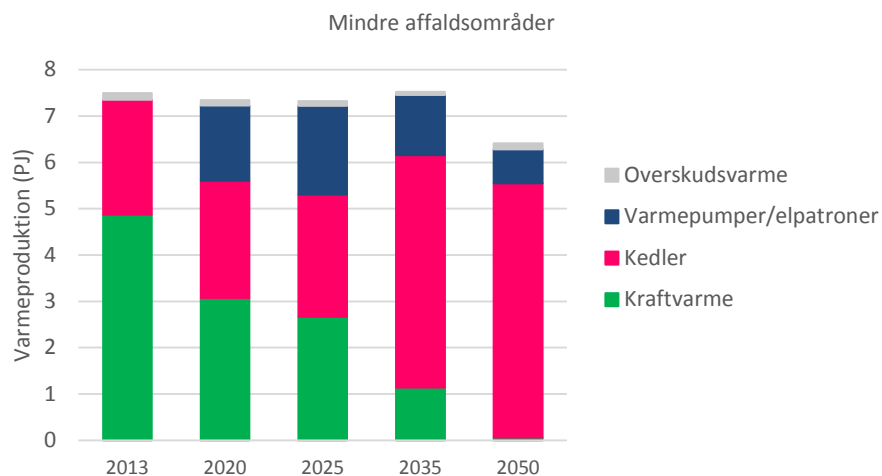
Figur 36: Fjernvarmeproduktion i mellemstore områder fordelt på produktionstyper i scenariet uden afgifter og tilskud.



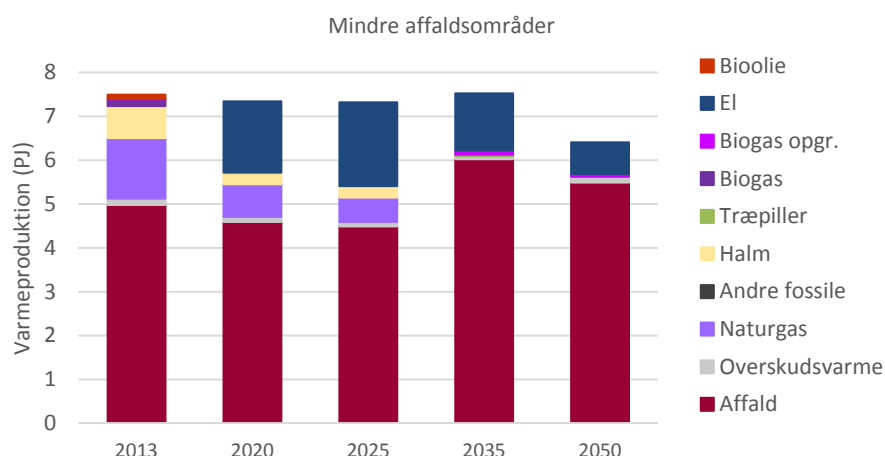
Figur 37: Fjernvarmeproduktion i mellemstore områder fordelt på brændsler i scenariet uden afgifter og tilskud

Mindre affaldsområder

I mindre affaldsområder spiller kedler baseret på bl.a. affald en større rolle end i de andre områder (Figur 38). Dette gælder også i sammenligning med scenariet med afgifter og tilskud, idet affald i stigende grad anvendes på kedler, og kraftvarmebaseret affaldsproduktion er helt udkonkurreret i de mindre affaldsområder i 2050. Alligevel står affald for op til 85 % af fjernvarmeproduktionen.



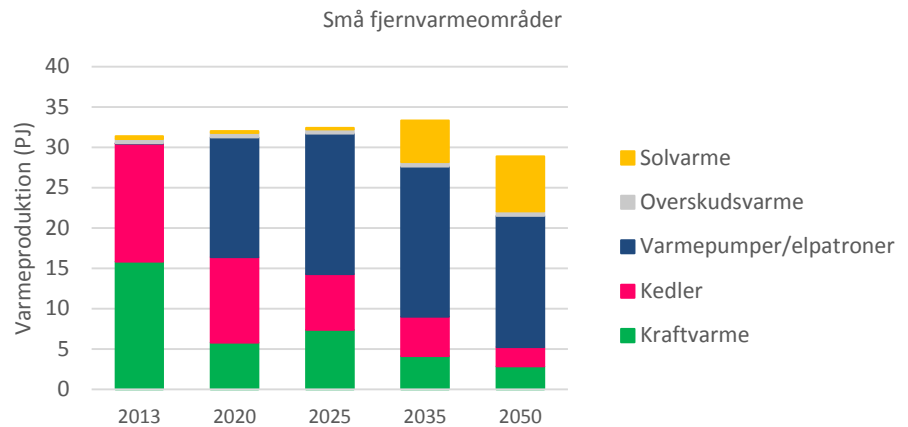
Figur 38: Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder fordelt på produktionstyper i scenariet uden afgifter og tilskud.



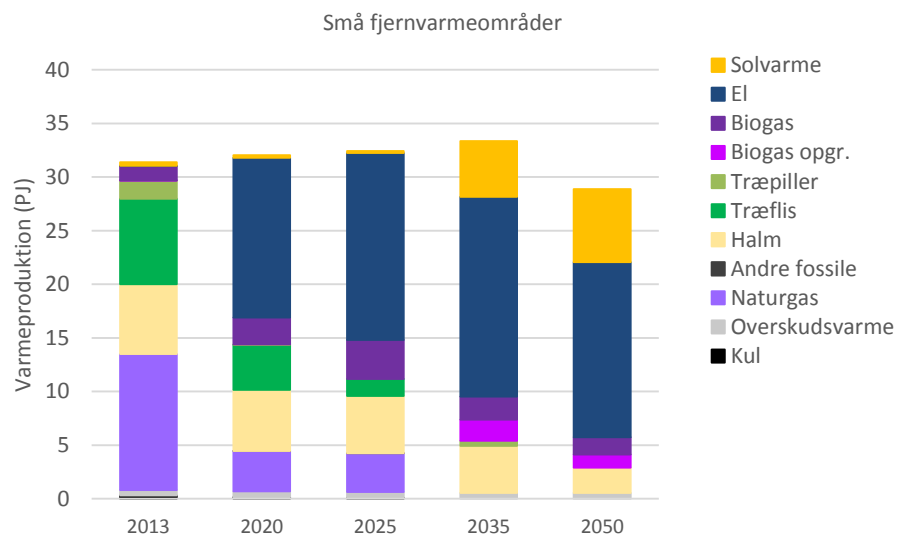
Figur 39: Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder fordelt på brændsler i scenariet uden afgifter og tilskud.

Små fjernvarmeområder

Nedenstående figur viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i små fjernvarmeområder. I de små fjernvarmeområder spiller solvarme på langt sigt og biomassekedler på kortere sigt en forholdsvis større rolle, sammenlignet med de andre områder. Kraftvarmeproduktionen baseret på både naturgas og biomasse reduceres markant til fordel for især varmeproduktion fra varmepumper. Kraftvarmeproduktionen, som er tilbage i 2035 og 2050 er baseret på biogas og halm. Sammenlignet med scenariet med afgifter og tilskud, foregår udfasningen af naturgasbaseret kraftvarme langsommere, og anvendelse af uopgraderet biogas har større betydning. Samtidig er anvendelsen af solvarme markant mindre på kort sigt.



Figur 40: Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionstyper i små fjernvarmeområder i scenariet uden afgifter og tilskud.



Figur 41: Fjernvarmeproduktion i små fjernvarmeområder fordelt på brændsler i scenariet uden afgifter og tilskud.

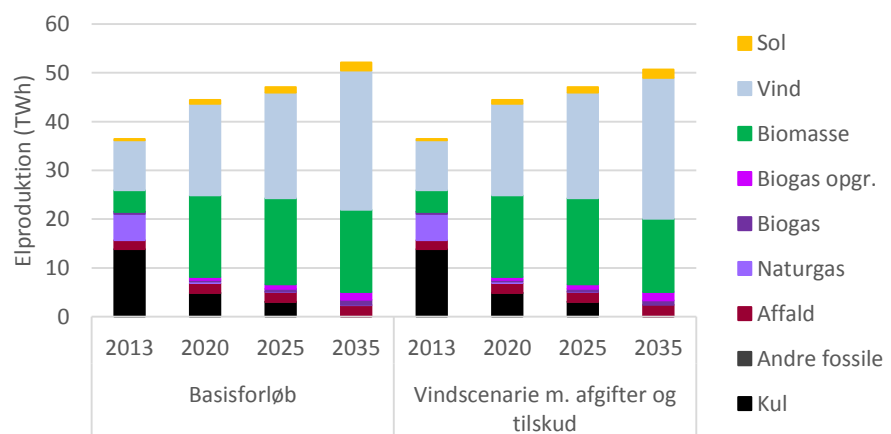
7 Modelresultater – basisforløb

7.1 Produktionskapacitet og elproduktion

Udviklingen af produktionskapaciteten i Danmark i basisforløbet er stort set identisk med scenariet med afgifter og tilskud. I 2035 er kapaciteten på gas-turbine spidslastenheder dog reduceret med ca. 50 MW ift. scenariet med afgifter og tilskud.

Sammenfaldet imellem basisforløbet og scenariet med tilskud og afgifter skyldes især, at begrænsningen på import af biomasse i udgangspunktet ikke er bindende og først får en mindre effekt i 2035. Selv helt uden en øvre grænse for anvendelsen af biomasse vil modelberegningerne altså ikke vise et øget biomasseforbrug. Derudover viser investeringerne i vindkraftproduktion i Danmark sig at være økonomisk fordelagtige, hvorfor modellen foretager dem under alle omstændigheder. Med et stort set uforandret produktionsmix på el siden og tilstrækkelig biomasse til rådighed vælger modellen derfor samme optimering.

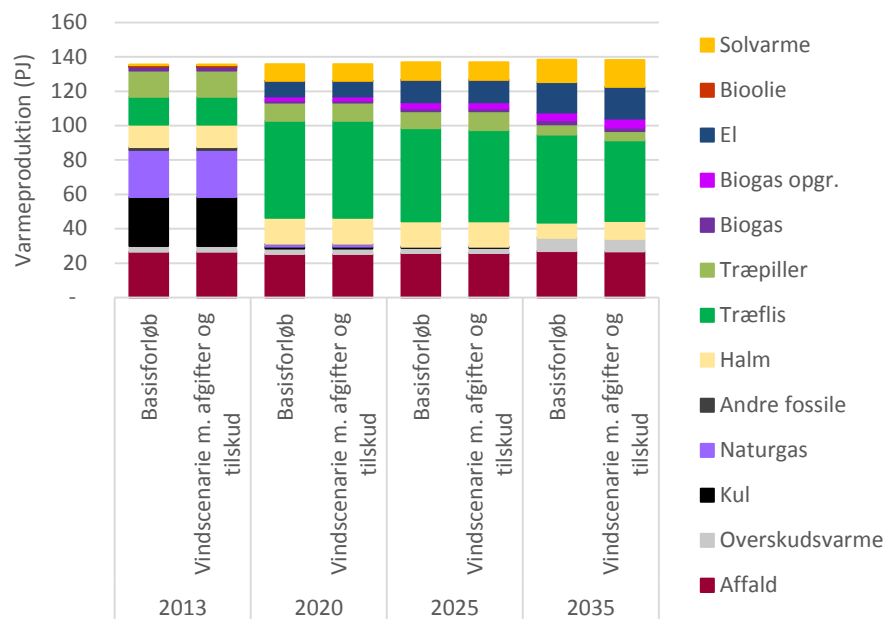
Ligesom produktionskapaciteten er også elproduktionen i basisforløbet stort set uændret ift. scenariet med afgifter og tilskud. I 2035 anvendes dog lidt mere biomasse til elproduktion og der produceres ca. 1 TWh mere el i Danmark (Figur 42)



Figur 42: Elproduktion i Danmark i basisforløbet. Basisforløbet beregnes kun frem til 2035.

7.2 Fjernvarmeproduktion

Fjernvarmeproduktionen i basisforløbet ligger ligesom elproduktionen meget tæt op ad scenariet med tilskud og afgifter. I 2035 anvendes dog lidt mere biomasse, som fortrænger solvarme (Figur 43).



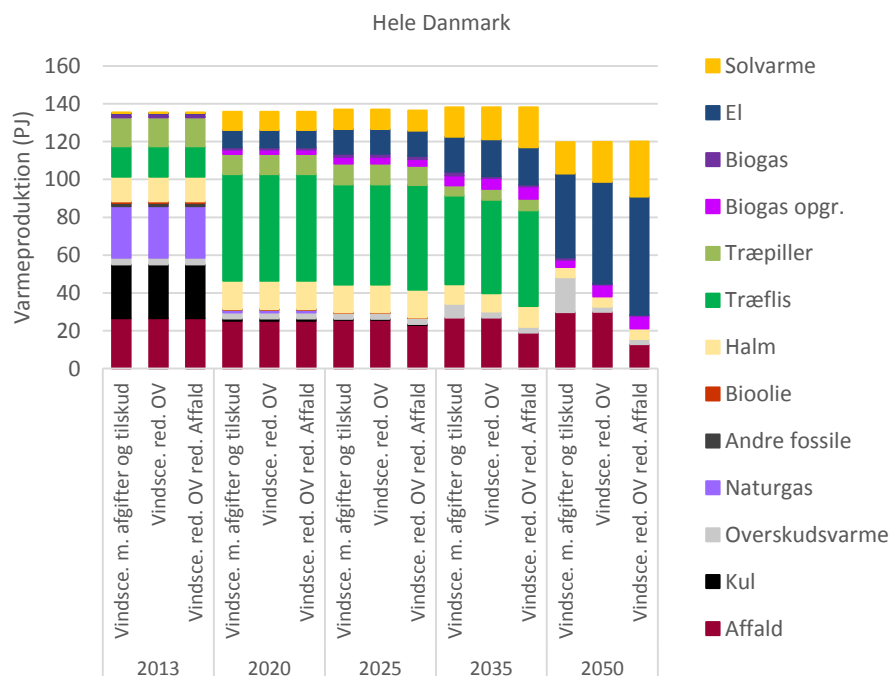
Figur 43: Fjernvarmeproduktion i Danmark i basisforløbet og i scenariet med afgifter og tilskud. Basisforløbet beregnes kun frem til 2035.

8 Modelresultater – følsomhedsanalyser

8.1 Følsomhedsanalyser

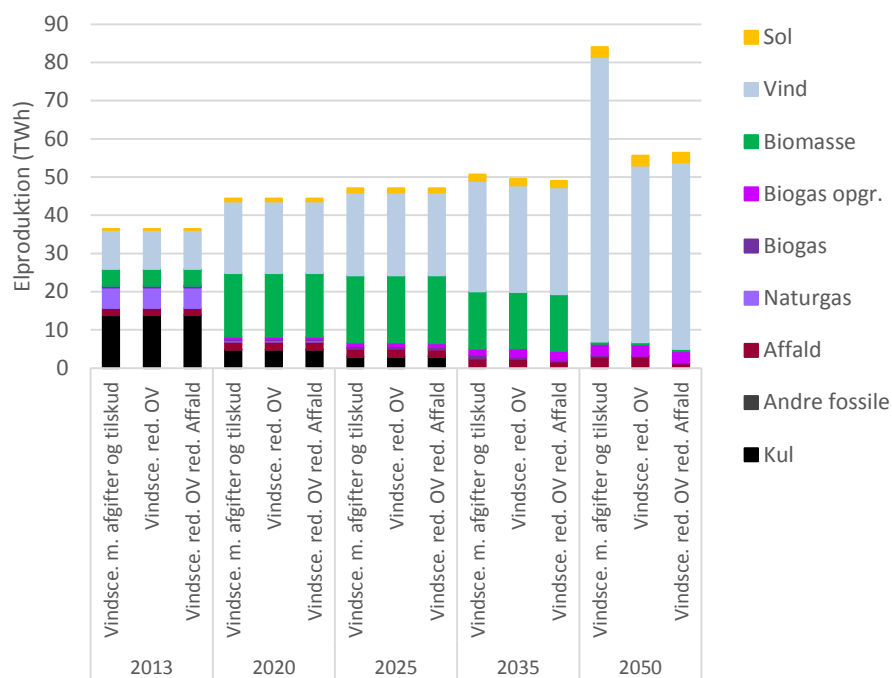
Der er gennemført to følsomhedsberegninger med udgangspunkt i vindscenariet med afgifter og tilskud. Følsomhedsberegningerne vedrører produktionen af biobrændstoffer samt mængden af affald, som er tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren. Følsomhedsberegningerne er gennemført, så der gradvist bliver reduceret for mængden af varmeproduktion fra disse kilder, ved først at fjerne overskudsvarme fra produktion af biobrændstoffer, og bagefter samtidig reducere affaldsmængden, således at den efter 2020 reduceres løbende og i 2050 når halvdelen af niveauet i 2020.

Den reducerede varmeproduktion fra overskudsvarme og affald kompenseres i modelberegningerne frem mod 2035 først og fremmest af øget fjernvarmeproduktion baseret på biomasse. I scenariet, hvor både overskudsvarme og affald er reduceret, øges også produktionen fra varmepumper og sol, og det er også denne produktion der stiger i 2050. Derudover øges anvendelsen af opgraderet biogas i de centrale byer, hvor affaldsmængderne falder.



Figur 44: Betydningen af reduktion af overskudsvarme og affaldsmængder for fjernvarmeproduktionen i Danmark.

Ud over for fjernvarmeproduktionen har følsomhedsberegningerne også betydning for elproduktionen i Danmark. Det skyldes primært, at der uden bio-brændstofproduktion ikke er noget ekstra elforbrug til produktion af brint. Dette reducerer elproduktionen markant på langt sigt.

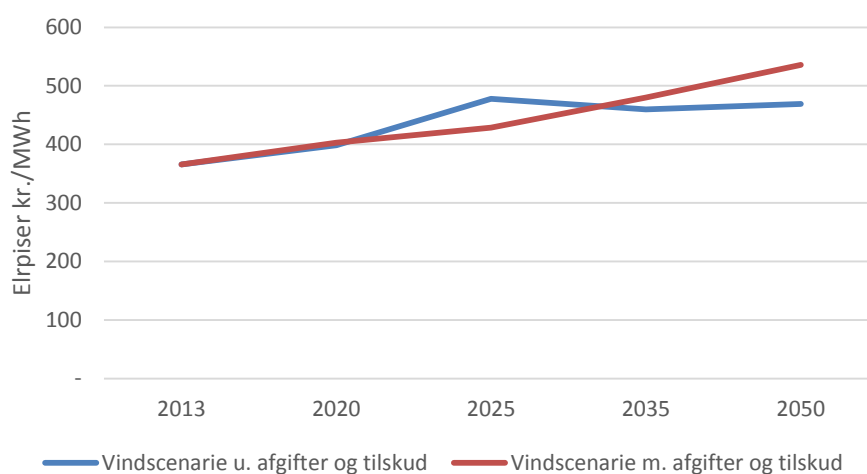


Figur 45: Betydning af følsomhedsberegninger for elproduktionen i Danmark.

9 Modelresultater – sammenligning

9.1 Elpriser

Sammensætningen af elproduktionskapaciteten og fordelingen af elproduktionen i de forskellige scenarier påvirker elpriserne. Beregningen uden afgifter og tilskud viser dog lidt højere elpriser for 2025. Dette skal ses i sammenhæng med en lidt større CO₂-emission og lidt højere skyggepriser for CO₂, som også slår igennem på elpriserne.



Figur 46: Elpriser i Danmark i de forskellige scenarier. Elpriserne i basisforløbet svarer til elpriserne i scenariet med afgifter og tilskud.

9.2 Biogasanvendelse

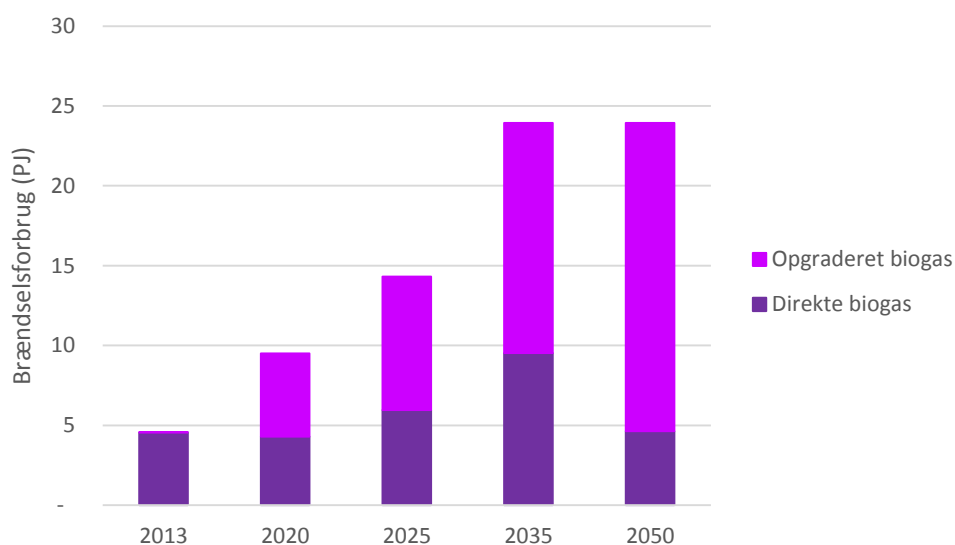
Forudsætningerne for anvendelsen af biogas er bl.a. baseret på analyserne for produktionsomkostningerne for biogas, som er gennemført i forbindelse med Biogas Taskforce i Energistyrelsen, som Ea Energianalyse har været hovedkonsulent på. Nærmere forudsætninger vedrørende biogas er beskrevet i afsnit 4.6.

Vindscenarie m. tilskud og afgifter

I scenariet med tilskud og afgifter vælger modellen at anvende størstedelen af den øgede biogasproduktion som opgraderet biogas. Af nye anlæg til direkte anvendelse af biogas investerer modellen hovedsageligt i anlæg, der anvender forskellige former for energiafgrøder, og som viser bedre økonomi ved færre driftstimer i forhold til biogas baseret på husdyrgødning. Der vil her være tale om biogasanlæg med et tilsluttet opgraderingsanlæg, som er dimensioneret til at aftage en fast mængde hele året, og hvor denne mængde primært er biogas baseret på husdyrgødning. I varmesæsonen øger biogasanlægget pro-

duktionen ved brug af energiafgrøder, og afsætter dette direkte til kraftvarme. Anvendelsen af uopgraderet biogas foregår på ombyggede motoranlæg. I 2050 opgraderer modellen ca. 80 % af biogasressourcen for at kunne afsætte den fleksibelt.

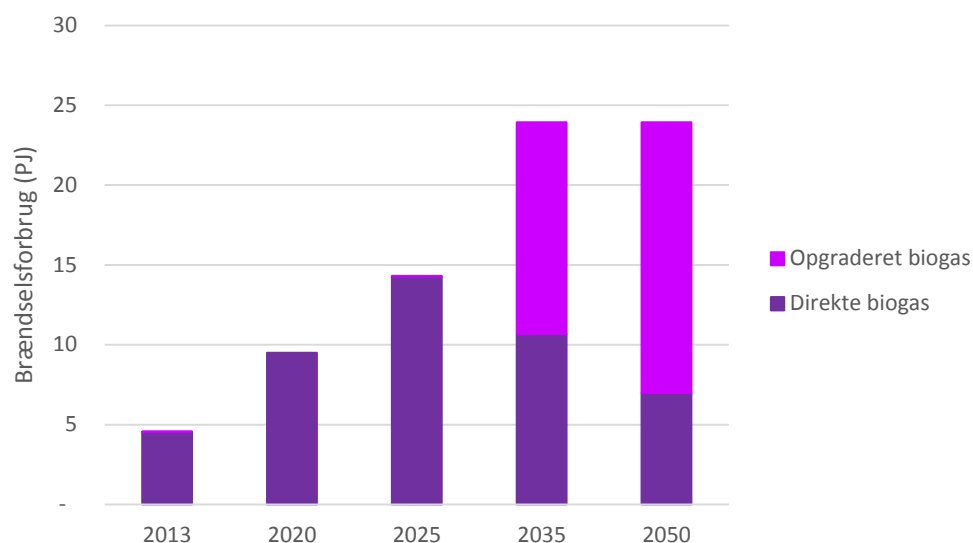
Biogas, der i dag afsættes forholdsvis jævnt over hele året i eksisterende gasmotorer, anvendes fortsat på kort og mellemlang sigt på ca. samme måde. Fra 2035 vælger modellen dog at anvende en del af den ufleksible biogas direkte på industrielle kraftvarmeanlæg, som forsyner et industrielt varmebehov.



Figur 47: Biogasanvendelse i det selskabsøkonomiske vindscenarie.

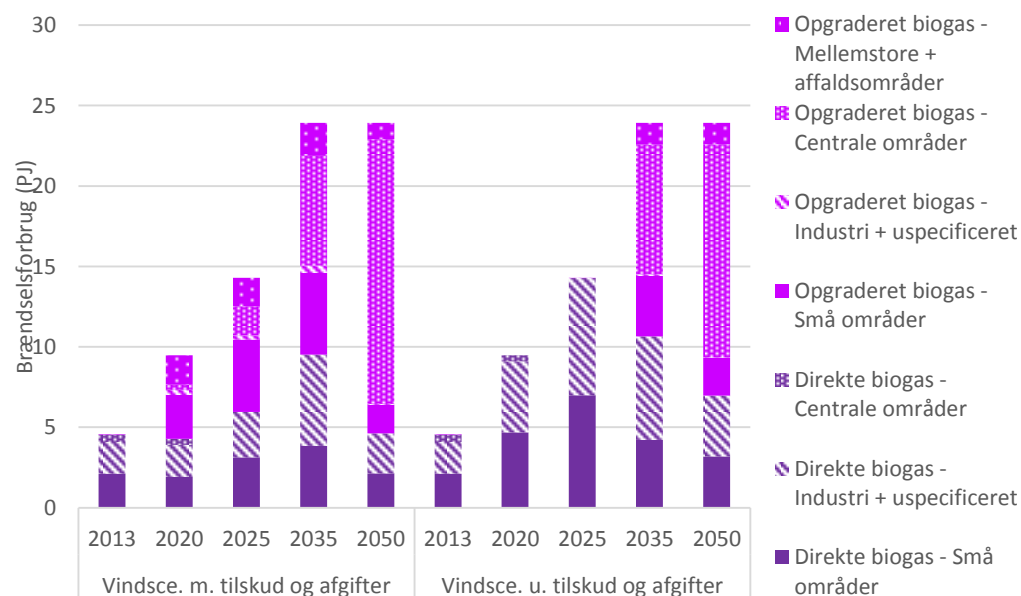
Vindscenarie uden tilskud og afgifter

I vindscenarie uden tilskud og afgifter anvendes biogasressourcen frem til og med 2025 næsten udelukkende som direkte biogas. En del af denne anvendes på industrielle kraftvarmeanlæg, som har et relativt konstant varmebehov. Først i 2035 opgraderes lidt over halvdelen af biogasressourcen og i 2050 opgraderes ca. 70 % af biogasproduktionen.



Figur 48: Biogasanvendelse i det samfundsøkonomiske vindscenarie.

Figuren nedenfor giver et mere detaljeret overblik over i hvilken type områder de forskellige typer biogas anvendes. Direkte biogas afsættes især i små kraftvarmeområder og til industriel kraftvarme. Opgraderet biogas afsættes derimod også på store gasturbineanlæg i de større varmeområder.



Figur 49: Anvendelse af biogas delt op på områdetyper.

I dag er direkte biogas og opgraderet biogas i store træk tilskudsmæssigt lige-stillet, hvis det forudsættes, at der opnås en afgiftsfordel ved biogasbaseret varmeproduktion. Denne afgiftsfordel er beregnet i forhold til naturgasbase-

ret varmeproduktion. Ofte, og især på længere sigt, er den alternative varmeproduktion dog ikke naturgas kraftvarme, men biomassebaseret fjernvarme og kraftvarme eller elbaseret varmeproduktion f.eks. varmepumper. Dermed bortfalder afgiftsfordelen og opgradering er tilskudsmæssigt væsentligt bedre stillet end kraftvarme. Dette er ikke tilfældet i scenariet uden afgifter og tilskud.

Hertil kommer, at der i scenariet med tilskud og afgifter også andre steder i energisektoren investeres på basis af selskabsøkonomiske overvejelser. Det betyder bl.a., at omlægning fra naturgasbaseret kraftvarme til solvarme, biomasse og varmepumper accelereres sammenlignet med det samfundsøkonomiske scenarie. Herved forringes biogassens lokale afsætningsmuligheder yderligere.

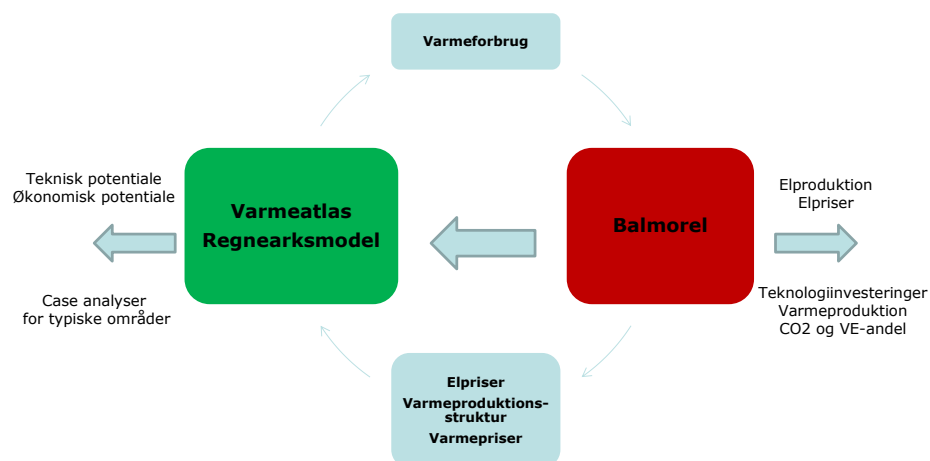
10 Modelresultater – varmepriser

Som resultat af Balmorel beregningerne fås også de marginale varmeproduktionsomkostninger for udvidelse af fjernvarmeforbruget for alle fjernvarmemarkeder i modellen. Denne marginale varmeproduktionsomkostning indregner også investering i nye anlæg i det omfang, det er nødvendigt.

De marginale varmeproduktionsomkostninger kan opfattes som varmeprisen for en ny forbruger, der skal sluttet til fjernvarmesystemet, idet modellen beregner den ekstraomkostning, der skal til for at dække det nye varmeforbrug ved en udvidelse af fjernvarmenettet. Denne varmepris skal ikke forveksles med den gennemsnitlige pris for varme i et givent varmemarked, da fjernvarmepriser normalt ikke prissættes efter den marginale varmeproduktionsomkostning. F.eks. kan den reelle, gennemsnitlige varmepris i et område med en stor andel af affaldsvarme eller overskudsvarme være relativt lav, mens den marginale varmeproduktionsomkostning kan være højere. De varmepriser, som vises i det følgende, kan derfor ikke direkte sammenlignes med den pris, som forbrugere i områderne betaler i dag.

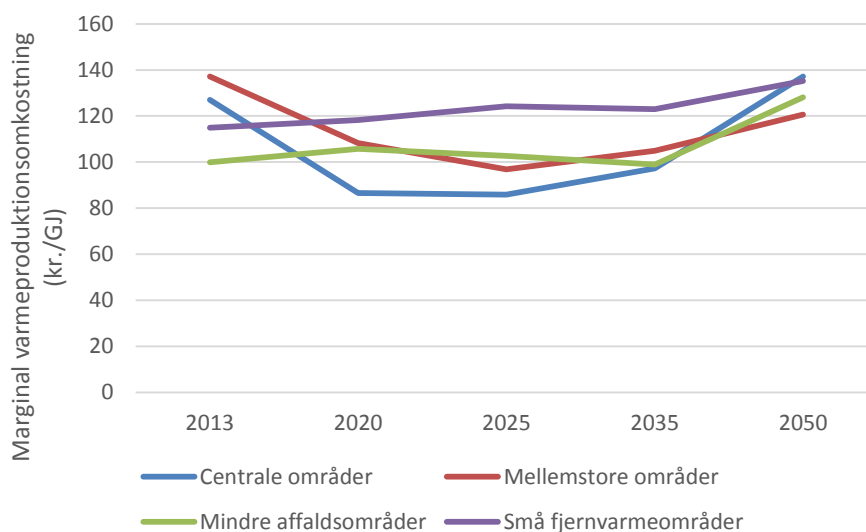
Den beregnede varmepris fra Balmorel (den marginale varmeproduktionsomkostning) for hvert område benyttes i Varmeatlas-modellen (se bilagsrapporten om denne) til at vurdere, hvor stort et potentiale der er for udvidelse af de enkelte fjernvarmeområder. I Varmeatlas-modellen tillægges derudover nødvendige omkostninger til drift af fjernvarmenet og til investeringer i nyt net. Varmeatlas-modellens resultater for udvidelse af fjernvarmemarkedet lægges derefter tilbage i Balmorel, der genberegnes med det nye forbrug.

Illustration af samspil mellem værktøjerne er afspejlet i figuren nedenfor.



Figur 50: Værktøjer anvendt i analysen.

Nedenstående figur viser udviklingen af den marginale varmeproduktionsomkostning for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindscenariet med afgifter.

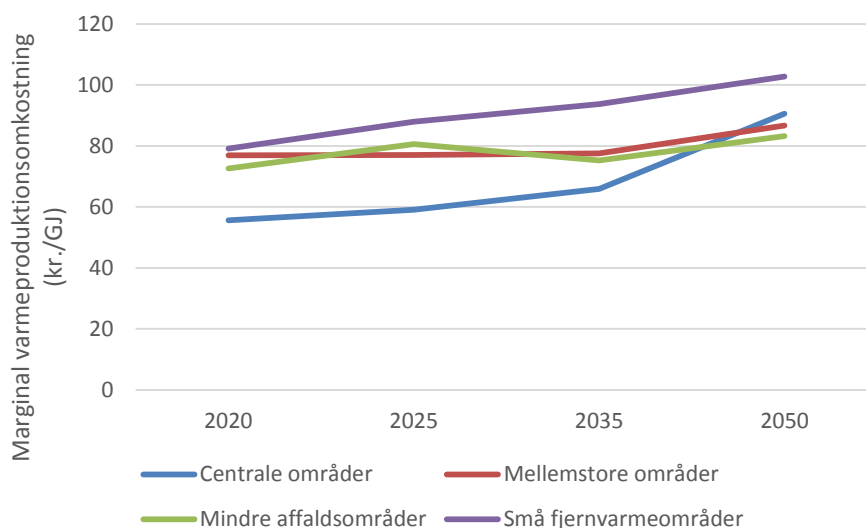


Figur 51: Marginale varmeproduktionsomkostning for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindscenariet med afgifter. Prisen er vist inkl. omkostninger til tab i fjernvarmenettet, dvs. an forbruger.

I 2050 ligger priserne på mellem 120 og 140 kr./GJ, men inden 2050 ses større variation. Især i 2013 dækker priserne over store forskelle imellem naturgas-baserede områder og biomassebaserede områder. På sigt udjævnes priserne, da der i modelberegningerne investeres i ny varmeproduktionskapacitet ifølge de eksisterende reguleringsincitament. I 2020 varierer priserne fra omkring 90 kr./GJ i de centrale områder til omkring 120 kr./GJ i de små områder. I

2035 er forskellen reduceret, og priser ligger mellem ca. 100 og 120 kr./GJ. Generelt ligger priserne i de små områder højere, da de teknologier, der kan investeres i, er dyrere end i de større områder. I de centrale områder falder prisen som følge af bl.a. biomasseombygninger, for så at stige igen, når investeringsalternativerne til fjernvarmeproduktionsteknologier bliver dyrere. Et lignende billede ses i de mellemstore områder, selv om der her er tale om nye investeringer i bl.a. biomasse og solvarme frem for ombygning af centrale værker. I alle områder stiger varmeproduktionsomkostningerne i perioden fra 2035 til 2050.

Nedenstående figur viser udviklingen af den marginale varmeproduktionsomkostning for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindscenariet uden afgifter.



Figur 52: Marginale varmeproduktionsomkostninger for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindscenariet uden afgifter. For 2013 er beregningen den samme som for scenariet med afgifter og tilskud, og der kan derfor ikke vies varmepriser uden afgifter og tilskud for 2013.

I scenariet uden afgifter er priserne lavere, hvilket skyldes afgifterne på fjernvarmebrug i Danmark. Effekten er størst i de centrale områder, hvor der er mulighed for at anvende kul til fjernvarmeproduktion. Derudover ses lignende tendenser med de højeste priser i 2020 på omkring 80 kr./GJ i de små områder og priser ned til ca. 55 kr./GJ i de centrale områder. I 2035 går spændet fra ca. 65 kr./GJ til ca. 95 kr./GJ, og der ses generelt en stigende tendens i perioden fra 2035 til 2050.

11 Modelresultater – uddybende detaljer

11.1 Afgiftsbetaling (fokus på fjernvarme)

Graferne nedenfor viser afgiftsbetalingen i el- og fjernvarmesystemet i vindscenariet med afgifter og tilskud. Der er fokuseret på afgifter til fjernvarme, og følgende afgifter er inkluderet

- Varmeafgifter: Energi-, CO₂-, og forsyningssikkerhedsafgift ved fjernvarmeproduktion, samt eksisterende afgiftsforhold for overskudsvarme. Sidstnævnte antages også at gælde for overskudsvarme baseret på biobrændstofproduktion.
- Elafgifter: Afgifter til fjernvarmeproduktion på varmepumper
- Eltilskud: Tilskud til elproduktion baseret på biomasse og biogas.
- Biogastilskud: Tilskud til opgradering af biogas.

Følgende poster er ikke inkluderet:

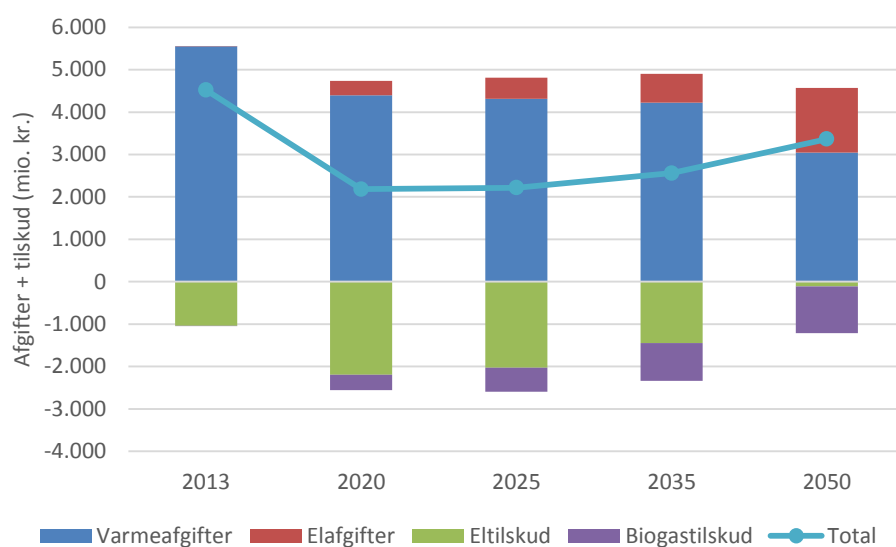
- Tilskud til vindkraft
- PSO-betalinger
- Nettariffer
- Afgiftsforhold for elforbrug ved biobrændstofproduktion

Resultaterne for den samlede afgiftsbetaling skal tages med en række forbehold:

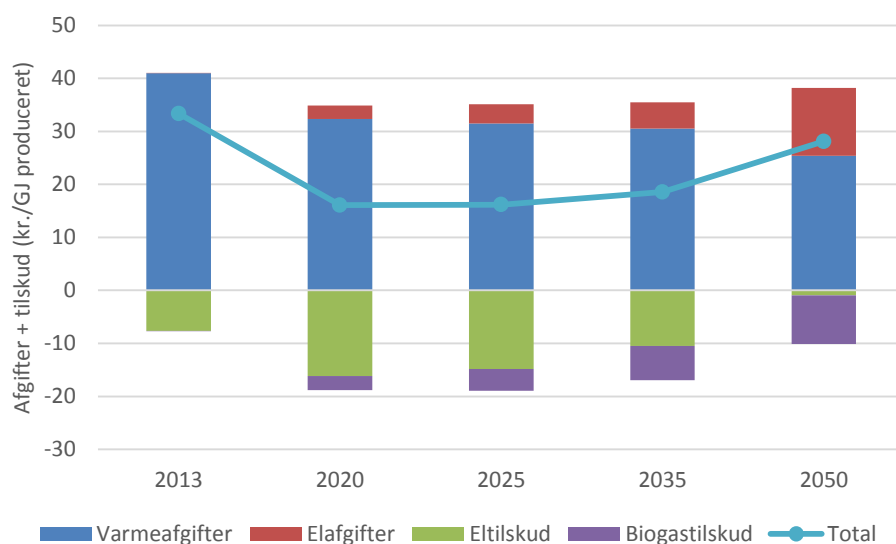
- Afgifter og tilskud til industri er ikke inkluderet. Det indgår dog i beregningerne som om afgiftsforholdene er som for almindeligt fjernvarmeforbrug. Det har indflydelse på:
 - Varmeafgifter i mio. kr. er i realiteten lavere end i modellen. Her er afgifterne til industri ikke vist.
 - Noget af eltilskuddet går til industrielle anlæg (delvist fordi der anvendes biogas til industriel kraftvarmeproduktion). Dette eltilskud er ikke vist her.
- Omkostninger til CO₂-kvoter er ikke inkluderet. Dobbeltbeskatning af CO₂ er opretholdt, dvs. alle kraftværker betaler CO₂-afgift ved varmeproduktion.

Det fremgår, at den samlede afgiftsbetaling halveres frem mod 2020 på trods af indfasningen af forsyningssikkerhedsafgiften. Det skyldes den reducerede afgiftsbetaling for biomassebaseret kraftvarme ift. kraftvarme baseret på fossile brændsler og de øgede tilskud til biomassebaseret elproduktion. Mellem 2020 og 2035 vælger modellen også at producere kondensel baseret på biomasse. Dette øger tilskuddene, selvom det ikke direkte vedrører fjernvarmeproduktion.

På meget langt sigt reduceres anvendelsen af biomasse til fjernvarmeproduktion, og produktion baseret på el stiger. Dette øger i alt afgiftsbetaling pr. produceret varme.



Figur 53: Afgifts- og tilskudsbetaling ved fjernvarmeproduktion i Danmark i vindscenariet med afgifter og tilskud.



Figur 54: Afgifts- og tilskudsbetaling ved fjernvarmeproduktion i Danmark i vindscenariet med afgifter og tilskud. Opgjort i kr./GJ fjernvarme produceret.

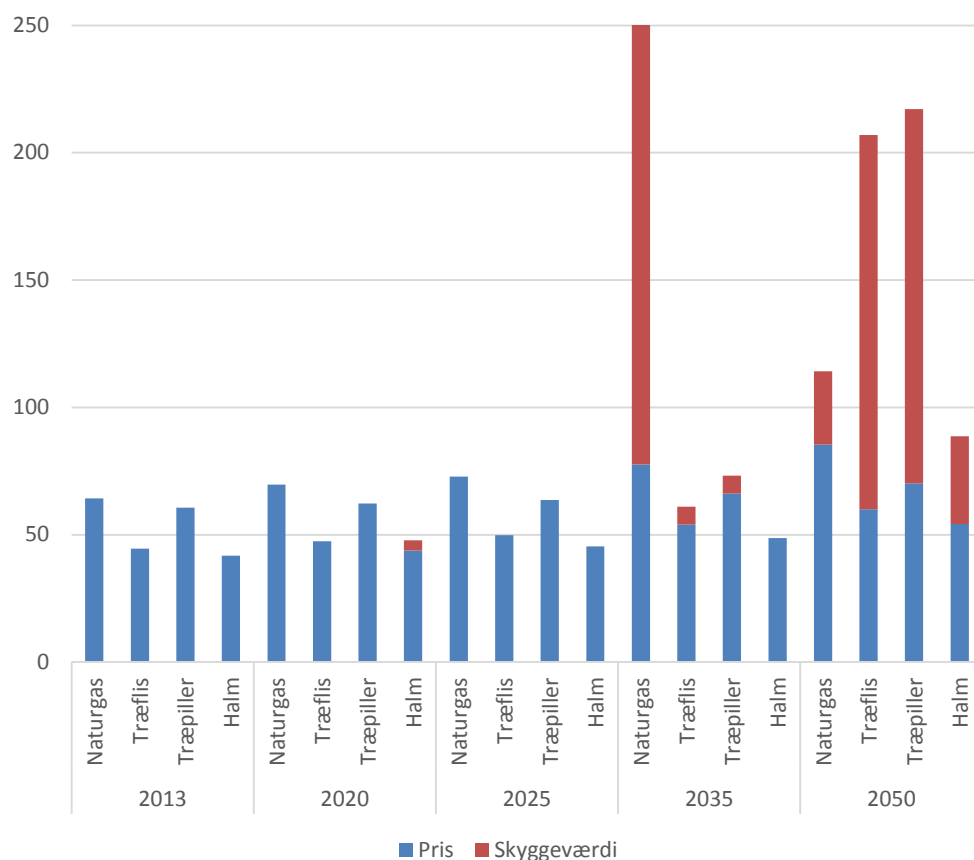
11.2 Skyggeværdier for brændsler

Der er indlagt en række begrænsninger i modelkørslerne for anvendelsen af brændsler. Såfremt begrænsningerne er bindende, vil modellen angive en

skyggeværdi, der angiver den marginale betalingsvillighed for at kunne anvende en GJ ekstra brændsel.

Frem til 2035 er der ikke nogen nævneværdige skyggeværdier for anvendelsen af forskellige brændsler (Figur 55). Det hænger sammen med, at de begrænsninger, der er sat for anvendelsen af brændsler i Danmark ikke er bindende, dvs. selv hvis de tilgængelige ressourcer var større, ville modellen ikke anvende mere af de forskellige ressourcer. I 2035 viser modellen en meget høj skyggeværdi for at kunne anvende naturgas. Dette hænger sammen med, at der er adgang til eksisterende kraftværkskapacitet, som ville kunne anvende naturgas i timer med meget høje elpriser. Den samlede pris, som modellen er villig at betale for at kunne anvende marginalt mere naturgas er over 1.000 kr./GJ, men selve værdien skal tages med forbehold, da modelresultaterne kan være vanskelige at tolke, når begrænsningen sættes til 0. I 2050 er der høje skyggepriser på anvendelsen af træflis eller træpiller⁵, og det vil således have en værdi på over 200 kr./GJ at kunne anvende en større mængde træ. Værdien af naturgas i 2050 er reduceret til ca. 115 kr./GJ.

⁵ Begrænsningen på biomasseressourcen er modelteknisk lagt ind som samlet begrænsning på træ og træflis, og den angivne skyggeværdi gælder derfor den ressource, som giver størst fordel for beregningerne. Skyggeværdien på den anden ressource kan afvige lidt.

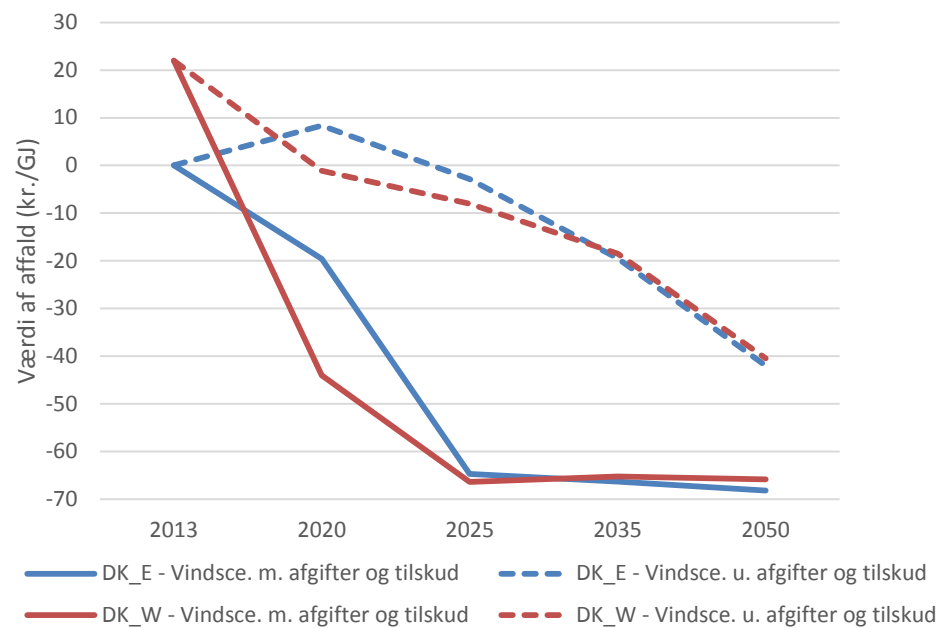


Figur 55: Brændselspris og skyggevardi for anvendelse af forskellige brændsler i vindscenariet med afgifter og tilskud. Skyggeværdien for naturgas i 2035 er i alt over 1.000 kr./GJ og er derfor afkortet på grafen – denne skyggevardi skal dog tages med forbehold.

11.3 Affald

Modelmæssigt er det forudsat, at de tilgængelige affaldsressourcer anvendes til fjernvarmeproduktion, og modellen er således tvunget til at afsætte dem. På grund af de høje investeringsomkostninger til affaldsbaseret fjernvarmeproduktion, medfører dette en skyggeomkostning på affald.

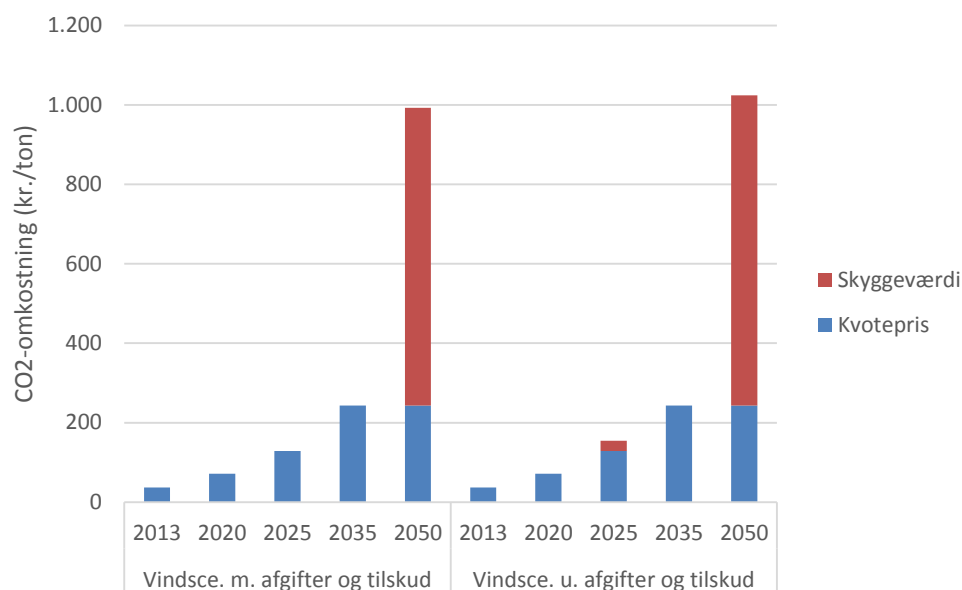
Selskabsøkonomisk er det i hele beregningsperioden efter 2013 en omkostning for modellen at anvende affald. Omkostningen stiger fra mellem 20 og 45 kr./GJ i 2020 til ca. 65 kr./GJ i 2025. I beregningen uden tilskud og afgifter balancerer omkostningerne og nytten nogenlunde i 2020, men herefter bliver det en omkostning for modellen på op til 40 kr./GJ. I 2013 har affaldet en værdi for energisystemet, da der allerede er investeret i forbrændingskapacitet til afbrænding af den forudsatte affaldsmængde.



Figur 56: Værdi af affald i vindscenariet med tilskud og afgifter og vindscenariet uden tilskud og afgifter. Negativ værdi angiver, at der kræves en betaling for at anvende affald til el og fjernvarmeproduktion. De to scenarier adskiller sig ikke i 2013. I 2013 er der ikke kapacitet nok til at afbrænde de forudsatte affaldsmængder i Østdanmark ved fuld varmeproduktion. Der er her vist en værdi på nul.

11.4 Skyggeværdi for CO₂

Figuren nedenfor illustrerer værdien af CO₂ i modelberegningerne. I scenariet med afgifter og tilskud bliver CO₂-begrænsningen først bindende i 2050. Det skyldes, at de eksisterende incitament og forudsatte udbygninger af vindkraft og sol og landenes VE-mål i 2020 (som støttes via tilskud) er nok til at reducere CO₂-udledningen til den definerede grænse.



Figur 57: CO₂-omkostning i modelberegningerne.

11.5 Selvforsyningskrav

I modelberegningerne er der indlagt et krav om, at der som minimum skal produceres en mængde el i Danmark, svarende til det indenlandske elforbrug på årsbasis, inkl. elforbrug til fjernvarmeproduktion og produktion af bio-brændstoffer. Dette kan have en ekstra omkostning, såfremt denne elproduktion optimalt set kunne have fundet sted i et naboland, og denne ekstra omkostning er vist på tabellen nedenfor. I 2050 er omkostningen over 150 kr./MWh, og lavest i følsomhedsberegningerne, hvor anvendelsen af el til produktion af biobrændstoffer er reduceret. På kort sigt er der ikke forbundet ekstra omkostninger med kravet, men i 2035 er omkostningen mellem ca. 10 og 50 kr./MWh. Meromkostningen hænger sammen med prisforskellen på el i Danmark og i Norge og Sverige, hvor elpriserne er lavere. Det vil således være en fordel at importere en større mængde el til Danmark.

DKK/MWh	2035	2050
Vindscenarier m. afgifter og tilskud	12	163
Vindscenarie u. afgifter og tilskud	53	169
Vindscenarie m. afgifter og tilskud, reduceret biobrændstofproduktion		156
Vindscenarie m. afgifter og tilskud, reduceret biobrændstofproduktion og reducerede affaldsmængder		157

Tabel 8: Skyggeomkostning af selvforsyningskrav i Danmark.

Bilag 1: Biomassepotentialer

The biomass potentials available for the district heat and power sector are restricted by national constraints. The estimation of the total biomass potential is mainly based on the EEA report "How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?"⁶ (European Environment Agency, 2006). The estimates derived from this report were originally developed for a project on Energy Policy Strategies in the Baltic Sea Region (Ea Energianalyse, 2012). To a large extent the following description is based on this work. Please note that the national potentials for Denmark are further detailed within this project, and are described further below.

Total resource

Table 1 provides an overview of possible biomass resources in 2030 in the Nordic countries and Germany divided into five general categories:

- Energy crops and grass cuttings
- Forestry residues from felling and complementary felling
- Biogas (mainly from manure)
- Wood like biowaste (wood processing residues, black liquor)
- Straw like biowaste (mainly agricultural residues)

Municipal solid waste fractions are treated separately in the subsequent section.

PJ	Energy crops, grass cuttings	Forestry residues	Biogas	Biowaste - wood like	Biowaste - straw like	Total
Germany	980	201	149	133	177	1.640
Denmark	4	40	36	11	29	120
Finland	54	75	9	215	17	370
Sweden	59	100	15	347	21	542
Norway	-	160		9	8	177
Nordic + Germany	1.097	577	208	715	251	2.849

Table 1: Available bioenergy resources in the Baltic Sea Region. The figures are derived from the report "How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?" (EEA 2006)⁷.

⁶ Norwegian data is based on the following source,

<http://www.fornybar.no/imagecache/43.OriginalImageData.20070320085549.jpg>

<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?articleID=37>

http://www.avfallnorge.no/fagomraader/energiutnyttelse/nyheter/energiutnyttelse_2008, 22.05.2009

⁷ Norwegian data is based on the following source,

The total identified bioenergy potential will not be available to the electricity and district heating sector due to biomass usage in other sectors, such as industry, households and the transport sector. The amount assumed available to the electricity and district heating sector is dependent on the scenario and described further below.

Biomass categories

For the purpose of modelling, the three biomass categories “Energy crops and grass cuttings”, “Forestry residues” and “Wood like biowaste” are merged into three fuel categories termed “Wood waste”, “Wood” and “Wood pellets”.

“Wood waste” is a cheap local resource used at existing power plants in Poland, Sweden and Finland. For this fraction a price close to zero is used.

“Wood” is a more expensive biomass resource, which can be traded across the countries considered. For “Wood” the price of wood chips is used. For “Wood pellets”, a higher price is applied, reasoned upon higher transportation and handling costs. Wood pellets are more expensive than wood chips, but easier to transport and handle at the power plants. This is mainly to be interpreted as a technology choice, where wood chips require higher power plant investments at a lower fuel price and vice versa for wood pellets. Therefore the resource of wood and wood pellets is constrained by one total sum, while the model is free to define the share of the total sum used as wood chips or wood pellets.

The “Straw-like biowaste” resource is termed “Straw” in the model. Straw is considered to be a domestic resource, due to the higher transportations cost compared to wood chips.

Biogas is treated as two separate fractions in the model: “Biogas” and “Biogas-net” where the first fraction refers to biogas stand-alone plants (CHP plants or boilers) and the latter to biogas, which has been upgraded for utilisation in the gas grid. “Biogas-net” may be used at conventional power plants. The total sum of biogas is constrained in the model, while the model is free to determine the share used on stand-alone plants and from the grid. See also the section on biogas in Denmark further below. Biogas is considered a domestic resource.

<http://www.fornybar.no/imagecache/43.OriginalImageData.20070320085549.jpg>

<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?articleID=37>

http://www.avfallnorge.no/fagomraader/energiutnyttelse/nyheter/energiutnyttelse_2008, 22.05.2009

Local biomass resource in Germany, Sweden, Norway and Finland

Biomass resources in countries outside Denmark

For all scenarios, it is assumed, that 90 % of the biogas resources is available for electricity and district heating and 80 % of the straw resource throughout the modelling period. Maximum 75 % of energy crops, forestry residues and wood like biowaste fractions will be used for power and district heating generation in the beginning of the period and this is reduced to 25 % in 2050 as this biomass is assumed to be increasingly used in other sectors. With these shares 35% of the total bioenergy resource will be available to the electricity and district heating sector.

	Wood + wood pellets	Biogas	Straw	Wood waste	TOTAL
Germany	236	134	142	-	512
Finland	40	8	13	120	181
Sweden	75	13	17	90	195
Norway	30	-	6	-	36

Table 2: Available local bioenergy resources in the Nordic countries and Germany for electricity and district heating generation in the wind power scenario in 2050. Resources are distributed on the fuel categories used in the Balmorel model. The resource for "Wood" and "Wood pellets" is only included in the grand total for the Baltic Sea Region (not in the country totals).

Import of biomass

It is assumed in the model that by 2050 it is not possible for each country to use more biomass than the local resource. However, in the beginning of the period it is possible to import biomass. In the model this is represented by allowing a higher potential for use of wood pellets or wood chips in the beginning of the period and reducing this potential to 0 by 2050. Until 2025 the additional potential is 300 % of the national wood chips potential, in 2035 it is 200 % of the national wood chips potential and in 2050 the potential is 0.

The total biomass resources available in the model area is illustrated in the figure below.

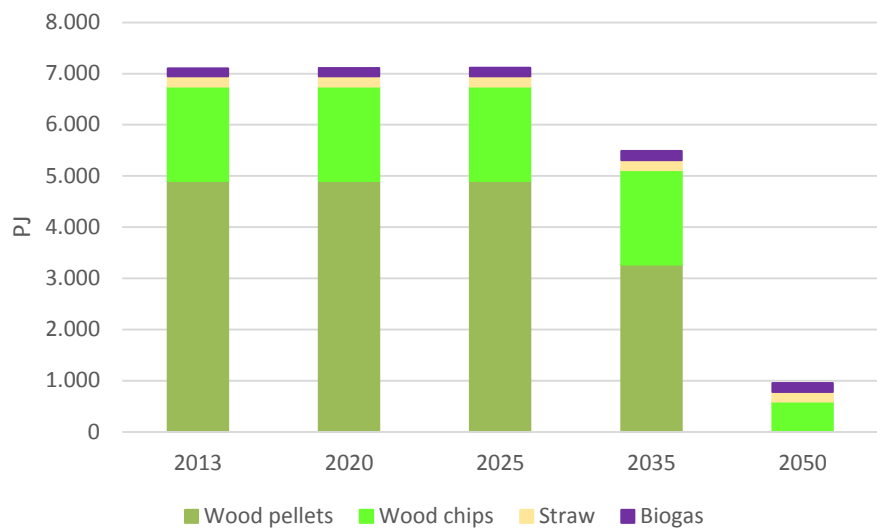


Figure 1: Local and imported biomass resources available for the model. Wood pellets are used to illustrate the maximum import of biomass. However, the model is free to interchange wood chips and wood pellets.

Biomass resources in Denmark

The domestic bioenergy resources in Denmark are treated in more detail than the overall resources described above.

Biogas

Estimation of the total biogas resource is based on a recent report from Agrotech (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013), analysing the total potential and the underlying resources for biogas production. However, some of the report's findings are adjusted to account for i.e. other use of the underlying resource and technology development in accordance with the analyses carried out by Biogas Taskforce under the Danish Energy Agency throughout 2012-2014. Table 3 gives an overview on the resources mentioned by Agrotech. For organic industrial waste, the report does not give an estimate, which therefore is based on (Jørgensen, 2009) mentioning a total potential resource of around 2,5 PJ. Furthermore the potential for biogas from municipal solid waste for 2020 is not mentioned by Agrotech. The revised potential shown, is based on the resource strategy by the Danish Ministry of the Environment. Finally, the potential based on energy crops is not to seen as a total potential, but calculated by Agrotech based on the Danish regulation stating, that maximum 12,5 % (weight) of the input to biogas plants can be energy crops. This potential has been further reduced by 50% here, in order to account for the overall scenario perspective focused on wind (as opposed focused on biomass)

	2012	2020	Revised potential
Animal manure	14.4	13.7	13.7
Shed litter (dybstrøelse)	6.6	6.3	6.3
Solid manure	0.6	0.1	0.1
Liquid manure	0.0	-	-
Straw	11.5-26.3	14-31.3	11.5
Late season crops (efterafgrøder)	0.3-0.4	1-1.2	1.1
Biomass from nature areas	2.2-3.2	2.2-3.2	2.7
Biomass from other marginal areas (randzoner)	0.5-1.3	0.5-1.3	0.9
Biomass from roadsides etc. (grøftekanter)	0.1-0.6	0.1-0.6	0.3
Biomass waste from park areas	0.4-0.9	0.4-1	0.7
Aquatic biomass	0-0.1	0-0	0.0
Municipal solid waste	2.6-3.5	2.6 – 3.5*-	1.6
Organic industrial waste	2.5**-	2.5**	2.0
Energy corn	-	3.6	1.8
Energy beets	-	3.1	1.5
Clover grass	-	2.5	1.2
Beet top ensilage	1.3-2.1	2.2-3.6	2.9
Total	43-62	55 - 78	48.3

Table 3: Biogas potential in PJ from different resources. Source (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013) with some modifications as explained in the text. * AgroTechs estimate for 2012 is stated for 2020 as well. ** Estimate based on (Jørgensen 2009).

For this analysis the straw resource is calculated from a total potential for maximum 3.6 PJ, which Agrotech states to be available for the energy sector. 80 % of this potential is available for the district heating and electricity sector and around half of the resource is allocated to biogas-plants, while the other half is available for straw-fired power plants. Agrotech assumes a gas production of around 160-300 l CH₄/kg VS straw. In the long run, improved biogas plants with dedicated pre-treatment and longer retention times might be able to optimise the conversion factors. Here a gas production of 275 l CH₄/kg VS is assumed, corresponding to around 45 % of the energy in straw not being converted to gas.⁸ This is an optimistic estimate of the biogas potential based on straw.

⁸ Assuming a TS of 85% and a VS/TS of 95%.

Straw	mio. ton	PJ
Total resource	> 5	
Energy sector	3,6	52,2
Biogas, electricity and district heat	2,9	41,8
Straw	1,4	20,9
Biogas	1,4	20,9

Table 4: Assumptions for straw resource for Denmark. The estimate of the total resource available for the energy sector is based on (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013).

Out of the total biogas potential of 48 PJ only half of the resource is assumed to be available for the power and district heating sector and the rest is reserved for other sectors. For modelling purposes, the resource is divided two types: A) biomasses, which have to be used fairly continuously throughout the year, comprising animal manure and organic waste, which account for 49 % of the total potential. B) Biomasses, which do not have to be used continuously, comprising straw, various biomasses and energy crops.

The maximum biogas potential will not be available to the model before 2035 in order to take into account the planning process and technology development needed on i.e. the full exploitation of the straw resource. It is assumed that the potential is approximately doubled by 2020, compared to the production in 2012. By 2035, 50 % of the total resource is assumed available for power and district heating (Figure 2).

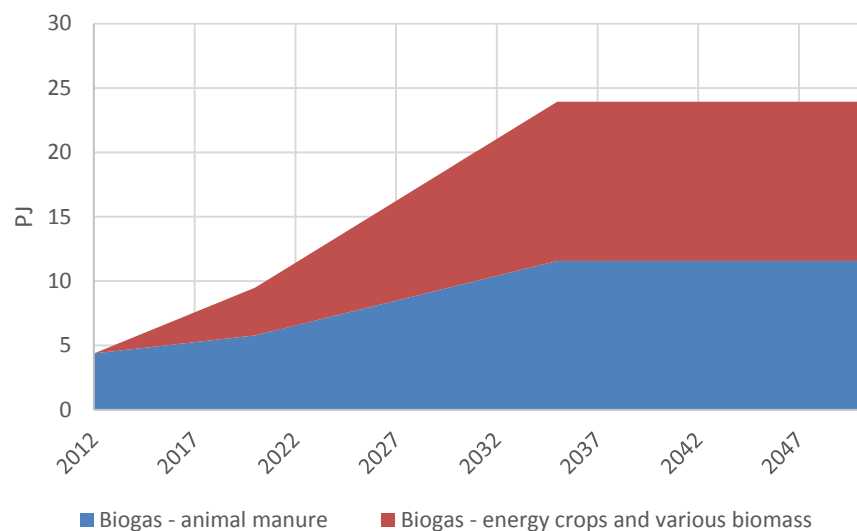


Figure 2: Biogas potential available for power and district heating in Denmark.

Biomass

For wood chips and wood pellets the same method has been applied as for the other countries in the model. However, the available resources available in 2050 are set in accordance with analyses of the energy consumption and supply across all sectors in Denmark, carried out by the Danish Energy Agency throughout 2013 and 2014. Total biomass resources for Denmark in the model are shown in the figure below. By 2050 the biomass resource available for the power and district heating sectors is 75 PJ.

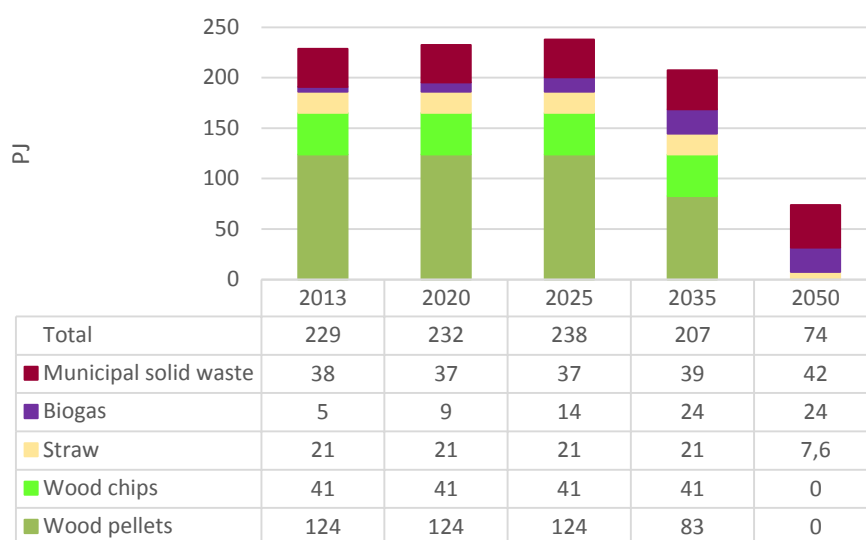


Figure 3: Local and imported biomass resources available for the model in Denmark.

Bilag 2: Teknologiforudsætninger

Nedenfor opsummeres de vigtigste forudsætninger for investeringsteknologier i modellen, som hovedsageligt er baseret på Energistyrelsens og Energinets teknologikatalog. Investeringsomkostninger er angivet pr. MW el, med mindre der er tale om ren varmeproducerende enheder, hvor investeringsomkostningen er angivet pr. MW varme. For kondens- og udtagsværker angives totalvirkningsgraden som virkningsgraden ved fuld kondensproduktion, men den angives som totalvirkningsgrad for modtryksanlæg og ren varmeproducerende teknologier. Priser angivet i 2011-niveau.

Teknologi	Investering	Fast D&V	Var D&V	Totalvirkningsgrad	cm-værdi	cv-værdi	Tidligst installations- år	Kommentar ift. teknologikatalog
	mio. kr./MW el	kr./MW el/år	kr./MWh					
Træflis modtryk								
SteamTur-LARGE-BP-WO-10_19	19,67	180.428	8	1,03	0,50	1,00	2010	
SteamTur-LARGE-BP-WO-20_29	18,62	180.428	9	1,03	0,55	1,00	2020	
SteamTur-LARGE-BP-WO-30	17,51	180.428	10	1,03	0,61	1,00	2030	
SteamTur-Medi-BP-WO-10	29,80	216.046	8	1,06	0,38	1,00	2010	Investeringsomkostning baseret på halm-KV
SteamTur-Small-BP-WO-10_19	48,42	558.740	23	1,03	0,30	1,00	2010	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-Small-BP-WO-20	44,70	558.740	23	1,03	0,30	1,00	2020	Vurdering Ea Energianalyse
Træflis udtag								
SteamTur-LARGE-EXT-WO-10_19	15,87	180.436	25	0,45	0,50	0,15	2010	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-LARGE-EXT-WO-20_29	15,35	180.436	25	0,47	0,55	0,15	2020	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-LARGE-EXT-WO-30	14,75	180.436	25	0,49	0,61	0,15	2030	Vurdering Ea Energianalyse
Træflis kondensanlæg								
SteamTur-LARGE-CON-WO-10_19	15,87	180.428	25	0,45	-	-	2010	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-LARGE-CON-WO-20_29	15,35	180.428	25	0,47	-	-	2020	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-LARGE-CON-WO-30	14,75	180.428	25	0,49	-	-	2030	Vurdering Ea Energianalyse
Træflis ren varmeproduktion								
Boiler-WO	5,96	60.344	20	1,08	-	1,00	2010	
Træpiller udtag								
SteamTur-EXT-WP-10_19	15,20	426.132	15	0,46	0,75	0,15	2010	
SteamTur-EXT-WP-20_29	15,12	458.912	16	0,49	0,84	0,15	2020	
SteamTur-EXT-WP-30_49	14,83	458.912	16	0,52	1,01	0,15	2030	
SteamTur-EXT-WP-50	14,08	458.912	16	0,54	1,01	0,15	2050	
Træpiller kondensanlæg								
SteamTur-CON-WP-10_19	15,20	426.132	15	0,46	-	-	2010	

SteamTur-CON-WP-20_29	15,12	458.912	16	0,49	-	-	2020	
SteamTur-CON-WP-30_49	14,83	458.912	16	0,52	-	-	2030	
SteamTur-CON-WP-50	14,08	458.912	16	0,54	-	-	2050	
Træpillen ren varmeproduktion								
Boiler-WP	2,98	30.172	10	0,95	-	1,00	2010	
Halm modtryk								
SteamTur-Medi-BP-ST-10	29,80	143.037	7	1,01	0,40	1,00	2010	
SteamTur-Small-BP-ST-10_19	48,42	767.336	42	0,90	0,49	1,00	2010	Vurdering Ea Energianalyse
SteamTur-Small-BP-ST-20	44,70	685.388	37	0,90	0,49	1,00	2020	Vurdering Ea Energianalyse
Halm ren varmeproduktion								
Boiler-ST	5,96	44.699	15	1,03	-	1,00	2010	
El varmepumper/elpatroner								
El-Boiler	0,56	81.949	4	0,99	-	1,00	2010	
Geo_EL_HeatPump-10_19	11,92	137.823	20	4,43	-	1,00	2010	
Geo_EL_HeatPump-20	11,92	126.648	18	4,43	-	1,00	2020	
HeatPump-EL-10_19	5,07	20.487	3	2,80	-	1,00	2010	
HeatPump-EL-20_29	4,69	13.596	2	2,90	-	1,00	2020	
HeatPump-EL-30_49	4,28	13.596	2	3,00	-	1,00	2030	
HeatPump-EL-50	3,91	13.596	2	3,20	-	1,00	2050	
Biogas (direkte) udtag								
Central-CHP-BG-15	45,1 (48,3)	205.616	459	0,45	0,96	-0,01	2015	Omkostning baseret på Biogas Taskforce, bortkøling af varme muligt. Modelmæssigt er investering lavere, for at kompensere for modelteknisk nedjustering af kapacitet (rigtig omkostning fremgår af parentes)
Biogas afgr. (direkte) udtag								
Central-CHP-BG-EC-15	24,0	205.616	266	0,45	0,96	-0,01	2015	Omkostning baseret på Biogas

(25,3)								Taskforce, bortkøling af varme muligt. Modelmæssigt er investering lavere, for at kompensere for modelteknisk nedjustering af kapacitet (rigtig omkostning fremgår af parentes)
Naturgas modtryk								
GasTurCC-BP-NG-10_19	10,06	223.496	10	0,86	1,28	1,00	2010	
GasTurCC-BP-NG-20	10,80	223.496	11	0,91	1,33	1,00	2020	
Naturgas udtag								
Engine-NG-10_19	9,31	205.616	34	0,44	0,90	-0,01	2010	Bortkøling af varme muligt, kan også anvende opgraderet biogas
Engine-NG-20_29	9,31	205.616	34	0,46	0,90	-0,01	2020	Bortkøling af varme muligt, kan også anvende opgraderet biogas
Engine-NG-30_49	9,31	205.616	34	0,49	0,90	-0,01	2030	Bortkøling af varme muligt, kan også anvende opgraderet biogas
Engine-NG-50	9,31	205.616	34	0,49	0,90	-0,01	2050	Bortkøling af varme muligt, kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-EXT-NG-10_19	6,48	223.496	19	0,57	1,34	0,13	2010	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-EXT-NG-20_29	6,11	223.496	19	0,60	1,75	0,13	2020	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-EXT-NG-30_49	6,03	223.496	19	0,62	1,75	0,13	2030	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-EXT-NG-50	5,89	223.496	19	0,62	1,75	0,13	2050	kan også anvende opgraderet biogas
GasTur-EXT-NG-10_19	5,21	71.519	12	0,39	0,94	-0,01	2010	kan også anvende opgraderet biogas
GasTur-EXT-NG-20	4,47	75.989	13	0,46	1,07	-0,01	2020	kan også anvende opgraderet biogas
SteamTur-EXT-NG-10_19	10,43	283.095	6	0,47	0,70	0,17	2010	

SteamTur-EXT-NG-20_50	9,68	283.095	6	0,47	0,70	0,17	2020	
Naturgas kondensanlæg								
GasTurCC-CON-NG-10_19	5,83	189.972	16	0,56	-	-	2010	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-CON-NG-20_29	5,50	189.972	16	0,60	-	-	2020	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-CON-NG-30_49	5,43	189.972	16	0,62	-	-	2030	kan også anvende opgraderet biogas
GasTurCC-CON-NG-50	5,30	189.972	16	0,62	-	-	2050	kan også anvende opgraderet biogas
GasTur-CON-NG-10_19	4,69	60.791	10	0,40	-	-	2010	kan også anvende opgraderet biogas
GasTur-CON-NG-20	4,02	64.590	11	0,46	-	-	2020	kan også anvende opgraderet biogas
SteamTur-CON-NG-10_19	10,43	283.095	6	0,47	-	-	2010	
SteamTur-CON-NG-20_50	9,68	283.095	6	0,47	-	-	2020	
Naturgas ren varmeproduktion								
Boiler-NG	0,74	13.782	5	1,01	-	1,00	2010	
Kul udtag								
SteamTur-EXT-CO-10_19	15,20	426.132	15	0,46	0,75	0,15	2010	
SteamTur-EXT-CO-20_29	15,12	458.912	16	0,49	0,84	0,15	2020	
SteamTur-EXT-CO-30_49	14,83	458.912	16	0,52	1,01	0,15	2030	
SteamTur-EXT-CO-50	14,08	458.912	16	0,54	1,01	0,15	2050	
Kul Kondensanlæg								
SteamTur-CON-CO-10_19	15,20	426.132	15	0,46	-	-	2010	
SteamTur-CON-CO-20_29	15,12	458.912	16	0,49	-	-	2020	
SteamTur-CON-CO-30_49	14,83	458.912	16	0,52	-	-	2030	
SteamTur-CON-CO-50	14,08	458.912	16	0,54	-	-	2050	
Affald Modtryk								

WasteToEnergy-BP-10_19	63,32	3.008.331	46	0,98	0,32	1,00	2010	
WasteToEnergy-BP-20	63,32	2.776.939	46	0,97	0,37	1,00	2020	
Affald Ren varmeproduktion								
Boiler-WASTE	8,42	394.843	40	0,98	-	1,00	2010	
Sol solvarme								
SolarDH-10_19	1.583,07	0	4	1,00	-	1,00	2010	Investering og fast D&V angivet i kr./m2
SolarDH-20_29	1.435,01	0	4	1,00	-	1,00	2020	Investering og fast D&V angivet i kr./m2
SolarDH-30	1.138,90	0	4	1,00	-	1,00	2030	Investering og fast D&V angivet i kr./m2
Sol solceller								
SolarPV-10_19	14,90	182.373	25	1,00	-	-	2010	
SolarPV-20_29	9,68	142.143	20	1,00	-	-	2020	
SolarPV-30_49	8,19	101.914	14	1,00	-	-	2030	
SolarPV-50	6,70	69.731	10	1,00	-	-	2050	
Geotermi kondensanlæg								
GeothermalEI-10_19	37,93	176.769	25	1,00	-	-	2010	
Varme varmelager								
G-HSTORE-10	0,02	0	0	0,95	-	-	2010	Investering angivet i mio kr./MWh kapacitet