

Fjernvarmen

Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning



Indhold

1. Sammenfatning	4
2. Status for fjernvarme i Danmark	12
3. Fjernvarmeanalysens modeller og metode	18
4. Optimeringsforløb for fremtidens energisystem	22
5. Elsystemets udvikling	26
6. Fjernvarmeproduktionen i fremtiden	32
7. Potentiale for udbygning af fjernvarmen	46
8. Bilagsrapporter	60

Indledning

Som en del af Energiaftalen blev det aftalt, at ”der udarbejdes og fremlægges en analyse af fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning inden udgangen af 2013”. Hovedfokus i analysen er at finde frem til, hvordan fjernvarme i fremtiden skal produceres, og i hvilket omfang fjernvarmen fortsat bør udbygges – eller eventuelt indskrænkes. Fjernvarmeanalysen har fokus på perioden frem til 2035, med perspektiver frem til 2050.

Analysen er gennemført i et samarbejde mellem COWI og Ea Energianalyse. Analyserne med optimeringsmodellen Balmorel er gennemført af Ea Energianalyse, mens beregningerne omkring varmealasset er gennemført af COWI. For at sikre sammenhæng til de øvrige analyser i regi af energiaftalen har der undervejs været en tæt dialog med Energinet.dk, konsulenter og Energistyrelsen.



1. Sammenfatning

Med Energiaftalen fra den 22. marts 2012 er der truffet aftale om, at der skulle igangsætte en række analyser og udredninger, der kan sikre et tilstrækkeligt vidensgrundlag og understøtte de mest økonomiske og effektive løsninger i forbindelse med omstillingen af energiforsyningen til ren vedvarende energi. Ambitiøse målsætninger om energibesparelser og om elproduktion baseret på vindkraft kan få særlig betydning for økonomien i fjernvarme og kraftvarme i de kommende år.

Det er et centralt spørgsmål, i hvilke situationer de samfunds- og selskabsøkonomiske gevinster ved fjernvarme er større end omkostningerne. Fjernvarmens gevinster er især skalafordele ved udnyttelse af faste brændsler til kraftvarme, bedre mulighed for at nyttiggøre overskudsvarme samt mulighed for øget fleksibilitet og bedre indpasning af vind i energisystemet.

Med øget fokus på effektiv udnyttelse af de knappe ressourcer vil effektiv kraftvarme-el få øget værdi sammenlignet med kondens-el, hvilket er til gavn for fjernvarmen. Der vil samtidig være øget værdi af varmepumpeløsninger, både hvad angår individuelle- og kollektive løsninger. Især vil individuel forsyning favoriseres, hvor fjernvarmenettet har behov for høj temperatur, hvilket for varmepumper i fjernvarmeforsyningen er vanskeligt at levere energieffektivt.

Især vindkraftens fluktuationer ventes fremadrettet at blive styrende for, hvornår varmeproduktion bør produceres på varmepumper eller ved kraftvarme. Værdien af at kunne lagre varme i timer, dage eller endog uger, vil derfor stige. For individuelle installationer er kun korttidslagring af varme realistisk, mens kollektive installationer kan drage nytte af skalafordelen ved større varmelagre.

Omstillingen af energisystemet mod en fossilfri energiforsyning udfordrer fjernvarmen på to fronter:

- › **Lavere varmebehov** – nye krav til bygningernes energiforbrug samt krav til besparelser i eksisterende ejendomme vil forringe det økonomiske grundlag for fjernvarme. Det skyldes, at omkostningerne til selve fjernvarmenettet samt tabet i nettet især afhænger af nettets længde, mens varmebesparelserne betyder, at disse omkostninger skal fordeles på stadig færre energienheder.
- › **Mindre termisk elproduktion** – en anden udfordring er de øgede mængder vindkraft, som forventes i elsystemet. Vindkraftens andel af elforbruget øges til 50 pct. i 2020 og ventes at stige yderligere herefter. Kraftvarmeverkerne får herved en ny rolle i det samlede energisystem, idet de i højere grad vil fungere som mellemlastanlæg og backupkapacitet end som grundlastanlæg. Når antallet af driftstimer mindskes, og når driften samtidig bliver mindre forudsigelig, udfordres både teknologi og økonomi.

Derfor er det ikke naturgivent, at det fortsat er samfundsøkonomiske fornuftigt at udbygge fjernvarmen. Tværtimod er det muligt, at varmetabet og vedligeholdelsesomkostningerne i visse fjernvarmeområder vil gøre, at fjernvarme over tid viger pladsen til fordel for individuelle løsninger.

Spørgsmålet er derfor, i hvilket omfang fjernvarmen og produktionskapaciteten kan tilrettelægges, så den understøtter den grønne omstilling bedst muligt.

Den danske og europæiske elsektor blev liberaliseret for ca. 15 år siden. Der pågår fortsat en udvikling mod mere omfattende markedsintegration og udbygning af el-transmissionskapacitet mellem Danmark og naboømråderne. Således forventer Energinet.dk eksempelvis, at kapaciteten på udlandsforbindelserne frem mod 2025 vil stige fra ca. 150 pct. til mere end 200 pct. af det gennemsnitlige

danske timeelforbrug. Danmark er elmæssigt et relativt lille land med meget åbne grænser. Planerne om yderligere markedskobling med fuld integration mellem alle elsystemerne helt fra Frankrig i syd til Finland i nord ventes implementeret i foråret 2014¹.

Analysen

Analyserne er gennemført ved anvendelse af optimeringsmodellen Balmorel i kombination med et varmeetlas for Danmark udviklet særligt til denne opgave. Med optimeringsmodellen udbygges el- og varmforsyningen frem mod 2050 til lavest mulige omkostninger under hensyn til de politiske målsætninger, internationale markedspriser samt tilgængelige teknologier. Med varmeetlas er det danske varmeforbrug og den danske varmeproduktion detaljeret kortlagt, og fjernvarmens lokale konkurrencekraft over for individuelle løsninger analyseres. Analyserne med optimeringsmodellen er gennemført af Ea Energianalyse, mens beregningerne omkring varmeetlas er gennemført af COWI.

Modellerne anvendes iterativt, samt under antagelse om betydelige varmebesparelser i både individuelt og kollektivt forsynede områder.

Der er opstillet og gennemregnet tre optimeringsforløb:

1. **Vindforløb.** Optimal udbygning af energisystemet under antagelse af knappe biomasseressourcer frem mod 2050, samt med eksisterende afgifts- og tilskudsstruktur.
2. **Vindforløb, uden afgifter og tilskud (herefter kaldet vind-samfundskøkonomi).** Som A, men beregnet uden afgifter og tilskud
3. **Basisforløb** med eksisterende afgifts- og tilskudsstruktur og uden særlige danske målsætninger efter 2020. Dog er EU's ambitiøse CO₂ målsætning for hele modelområdet stadig gældende.

1. www.marketcoupling.com

Valg af optimeringsforløb er koordineret med energiaftalens øvrige analyser. Vindforløbet ligger tæt op ad Energistyrelsens vindscenarie. Der er således taget udgangspunkt i samme begrænsning af biomasseressourcen i 2050, som antaget i Energistyrelsens vindscenarie.

Forløbene 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. På trods af, at basisforløbet ikke har begrænsninger på biomasseimport og ikke er bundet af de langsigtede politiske mål for Danmark, følger basisforløbet stort set vindforløbet. Med andre ord viser analysen, at der er sammenfald mellem vindforløbet og et forløb med de nuværende rammebetingelser og uden særlige danske målsætninger og begrænsninger i biomasseanvendelsen.

Det er dog i nærværende fjernvarmeanalyse lagt til grund, at EU fastholder ambitiøse mål for CO₂-reduktion frem mod 2050, som beskrevet i "Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050". Konkret er der for Norden og Tyskland forudsat en 95 pct. CO₂-reduktion frem mod 2050, hvilket vil medføre markante udbygninger af den vedvarende energi i alle lande omkring Danmark.

Analysen vurderer, at sol og vind vil udgøre ca. 25 pct. af den samlede elproduktion i Tyskland og Norden i 2025, stigende til godt 40 pct. i 2050. En sådan udvikling i det internationale elmarked udgør en vigtig ramme for fjernvarmesektoren i Danmark. Når nabolandene fortsat udbygger med vindkraft og solenergi, skabes der fluktuationer i elpriserne, hvilket markant påvirker økonomien for danske kraftvarmeværker og for varmepumpeløsninger.

Endvidere er det ikke uden betydning, hvilke styringsmidler der vælges i Tyskland og de øvrige lande. Såfremt VE-udbygningen primært fremmes

gennem tilskud fås lavere elpriser, end hvis CO₂-kvoter er det primære styringsmiddel. Ikke kun klimamålene, men også valg af styringsmidler i de enkelte lande påvirker derfor økonomien i danske fjernvarmeløsninger.

Analysens resultater

I det følgende er resultaterne af analysen overordnet præsenteret gennem besvarelse af nogle af de spørgsmål, der er stillet i forbindelse med fjernvarmeanalysen.

Elmarkedet og elproduktion

Som nævnt søger optimeringsmodellen at dække el- og varmeefterspørgslen i hele modelområdet til lavest mulige omkostninger. Det er en forudsætning i beregningerne, at der ikke indføres særlige kapacitetsmekanismer til at sikre forsyningssikkerheden i elmarkedet.

Når der så på grund af stigende el-efterspørgsel samt udfasning af ældre kraftværker opstår mangel på kapacitet, vil elprisen stige indtil kapaciteten drives frem på kommercielle vilkår. VE-anlæg der støttes gennem direkte eller indirekte tilskud virker modsat, og holder elprisen nede.

Det forventes, at de gennemsnitlige elpriser i Tyskland stiger til godt 450 kr./MWh i 2025 og godt 500 kr./MWh i 2035. Elpriserne i Norge, Sverige og Finland fastholdes frem til 2025 nogenlunde på dagens lave niveau omkring 300 kr./MWh og stiger først herefter². De danske elpriser følger især de tyske, men på et lidt lavere niveau. De tyske og danske priser i 2020 er dog højere, end hvad forwardmarkedet indikerer (nov. 2013).

I det vind-samfundsøkonomiske forløb bevares størstedelen af den eksisterende danske decentrale naturgasfyrede kraftvarmekapacitet frem mod 2025, og der investeres i nye turbineanlæg. Dansk naturgasfyret kraftvarme er altså i dette forløb konkurrencedygtigt i det internationale elmarked, selvom antallet af fuldlasttimer falder.

I vindforløbet udfases størstedelen af naturgasanlæggene³. Til gengæld investeres i betydeligt omfang i biomassefyrede kraftvarmeanlæg bl.a. på grund af afgiftsfordelen. I vindforløbet er det en forudsætning, at projektbekendtgørelsen (kraftvarmepålæg) gælder i hele perioden. Såfremt kraftvarmepålægget bortfalder uden ændringer i rammerne i øvrigt, vil naturgaskraftvarme sandsynligvis blive udfaset uden, at der opbygges ny kapacitet på biomasse og affald.

Skal fjernvarmen udbygges yderligere?

Der er i analysen lagt en række antagelser om det fremtidige varmemeforbrug til grund, og her er der især fokuseret på udviklingen i varmemeforbruget i den eksisterende bygningsmasse. På baggrund af en ny analyse⁴ er der forudsat en 30 pct. reduktion i varmemeforbruget i den eksisterende bygningsmasse frem til 2050. Dertil kommer nybyggeriet (som dog fylder meget lidt i det samlede regnestykke), hvor skærperne i kravene i bygningsreglementet er indregnet. Herefter er det undersøgt, hvad potentialet er for udbredelse af fjernvarmen.

I dag er forholdet mellem fjernvarme og individuel varmemeforsyning ca. 50/50, og analysen viser, at der er et samfundsøkonomisk potentiale for at øge udbredelsen af fjernvarmemeforsyningen. Som det ses i Tabel 1, udgør det samfundsøkonomiske potentiale 62 pct. i 2035 mod ca. 50 pct. i dag. I potentiale-

2. Modellens beregning af de nordiske elpriser i 2020 svarer nogenlunde til forwardpriser indhentet på www.nasdaqomx.com i november 2013.
3. Den eksisterende ordning med produktionsuafhængigt tilskud til de decentrale kraftvarmeverker, som tænkes udfaset fra 2019 indgår ikke i optimeringen (Effekten heraf er endvidere begrænset i modellen, da elpriserne frem mod 2020 i modellen stiger til et niveau, hvor ordningen er irrelevant).
4. SBI. Energireoveringsundersøgelse, 2013

beregninger tages der alene højde for forsyningen i det pågældende år og ikke for den mere lagsigtede omstilling. Derfor skal potentialet på 69 pct. i 2020 ses som et kortsigtet potentiale undervejs i en omstillingsproces. Potentialet findes primært i form af fortætning af eksisterende fjernvarmeområder. Der er kun i meget begrænset omfang grundlag for at udvide fjernvarmen til at dække nye områder.

Varmebehov an forbruger [PJ]	2013	2020	2035
Danmark	199	189	166
Byområder	160	152	134
Fjernvarmedækning	50 %	69 %	62 %

Tabel 1. Forudsætninger om fjernvarmeforbrugets udvikling i hele Danmark og i byområder. Resultater for fjernvarmedækning i 2020 og 2035 i vind-samfundsøkonomi.

Analysen viser, at det vil være rentabelt for alle ikke-fjernvarmeforsynede varmeforbrugere i eksisterende fjernvarmeområder at konvertere til fjernvarme. Endvidere er det rentabelt at konvertere en mindre del af de varmeforbrugere, der ligger i byområder uden fjernvarmeforsyning.

I forløbene med eksisterende tilskuds- og afgiftsstruktur konverteres en større del af varmeforbruget til fjernvarme, især på mellemlangt sigt frem mod 2035.

Der er foretaget en række følsomhedsanalyser af det økonomiske udbygningspotentiale for fjernvarme. Væsentlige resultater herfra er:

- › **Tilslutning:** I udgangspunktet er der regnet med at alle mulige kunder tilsluttes fjernvarmen i nye områder. Ved at reducere tilslutningen til fjern-

varme til 90 pct. af de mulige kunder, reduceres fjernvarmedækningen med ca. 3-4 procentpoint.

- › **Sammensætning af individuelle varmeinstallationer:** Det er af væsentlig betydning, hvilken sammensætning af varmeinstallationer, der antages for de forbrugere, som tilsluttes fjernvarmen. I takt med, at flere forbrugere konverterer fra oliebaseret individuel forsyning (især olie) til individuel forsyning på basis af vedvarende energi, vil det selskabsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme falde.

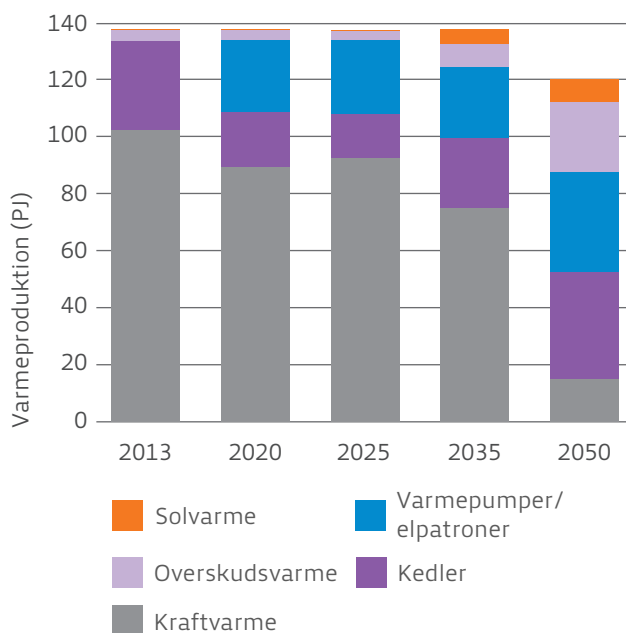
- › **Varmebesparelse:** Ved en mindre årlig varmebesparelse end forudsat stiger fjernvarmedækningen med 0-5 procentpoint afhængig af beregningsår, og om der ses på selskabs- eller samfundsøkonomi. Ved større årlig varmebesparelse falder fjernvarmedækningen med 0-5 procentpoint, igen afhængig af beregningsår, og om der anvendes en selskabs- eller samfundsøkonomisk tilgangsvinkel.

Hvordan skal fjernvarmen produceres?

Biomasse er globalt en begrænset ressource, og det er en beregningsforudsætning i fjernvarmeanalysen, at begrænsningen slår markant igennem i den danske energisektor, således at der kun er ca. 70 PJ biomasse og affald til rådighed til el- og fjernvarmeproduktion i 2050. Heraf er der 25 PJ biogas. Forudsætninger om tilgængelige biomasse mængder er koordineret tæt med Energistyrelsens scenarieanalyser, hvor der er opstillet scenarier for det samlede danske energisystem, inkl. transport og industri.

I det vind-samfundsøkonomiske forløb er kraftvarmeandelen af varmeforsyningen fortsat høj frem til 2035. Herefter reduceres kraftvarmen markant (Figur 1). Reduktionen i slutningen af perioden skyldes

især udviklingen i det internationale elmarked med stigende mængder vindkraft samt begrænsninger på anvendelse af faste brændsler. Endvidere er der indlagt en generel forudsætning om markant øget overskudsvarme i de store byer⁵. I vindforløbet med eksisterende afgifter og tilskud samt opretholdelse af kraftvarmekravet udgør kraftvarme, solvarme og varmepumper en større del af varmeforsyningen.



Figur 1. Fjernvarmeproduktion i Danmark i vindforløbet uden afgifter og tilskud fordelt på typer.

5. Det antages som en grundforudsætning, at transportens forbrug af biobrændstoffer især dækkes fra indenlandske biobrændstoffabrikker med udnyttelse af overskudsvarme.

De mindre fjernvarmeområder

Kraftvarmeproduktion på bl.a. naturgas afløses af især varmepumper og solvarme i de små fjernvarmeområder. Denne udvikling gælder både i vindforløbet og i det vind-samfundsøkonomiske forløb. Dette skyldes bl.a., at affalds- og biomasseværker flytter til de større byer på grund af skalafordelen. Det er vigtigt at bemærke, at der ikke i denne analyse er gjort detaljerede studier af varmepumpeteknologier, herunder om der i de enkelte byer findes relevante varmekilder.

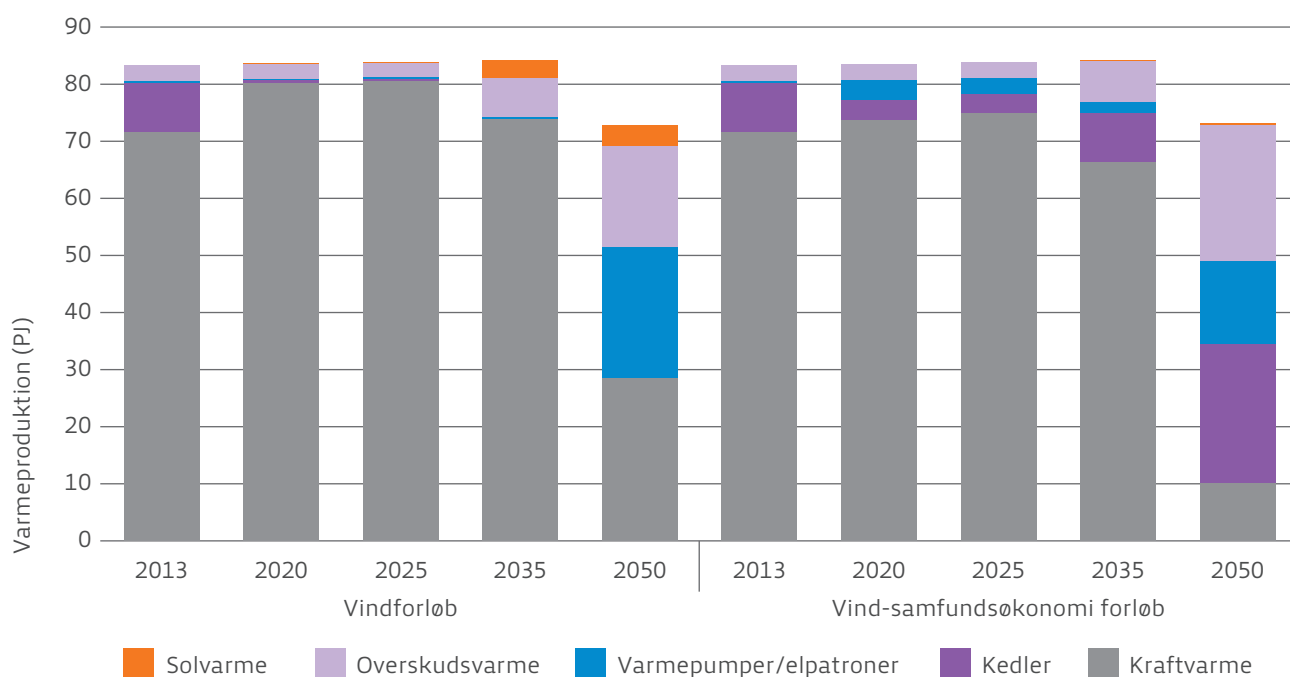
De større decentrale fjernvarmeområder

Kraftvarmen bliver faktisk øget i disse områder frem mod 2035 i vindforløbet, bl.a. fordi affaldet og biomassen søger hen mod disse byer. Der sker dog en konvertering væk fra naturgas. I det vind-

samfundsøkonomiske forløb bliver kraftvarmen sat under pres bl.a. på grund af, at ren kedeldrift på affald bliver mere økonomisk end kraftvarme.

De centrale fjernvarmeområder

I Figur 2 ses udviklingen af varmeproduktionen i de centrale områder i henholdsvis vindforløbet og det vind-samfundsøkonomiske forløb. I begge forløb opretholdes en høj kraftvarmeandel frem til 2035, hvorefter biomassebegrænsningen samt overskudsvarme voldsomt reducerer kraftvarmen. I vind-samfundsøkonomi bliver det på samme måde som i de mellemstore byer mere attraktivt at brænde affald på rene kedler frem for kraftvarmeanlæg. Solvarme slår ikke voldsomt igennem i de centrale byer.



Figur 2. Fjernvarmeproduktion i centrale områder.

I vind-samfundsøkonomi fastholdes de kulfyrede værker helt frem til 2025, hvorefter de afløses af kraftvarme baseret på biomasse. I vindforløbet ombygges de kulfyrede værker umiddelbart til træpiller. Varmepumper spiller en mindre rolle i de centrale byer end i resten af landet.

Hvordan udvikler varmeproduktionsomkostningerne sig?

De beregnede marginale varmeproduktionsomkostninger udvikler sig forskelligt i de forskellige områdetyper. I vindforløbet vil varmeomkostningerne faktisk falde frem mod 2035 i alle områderne bortset fra de små fjernvarmeområder, hvor priserne vil stige svagt. Denne udvikling sker på trods af, at støtten gennem grundbeløbet til de decentrale kraftvarmeverker bortfalder med udgangen af 2018. I vind-samfundsøkonomi vil der i alle områder være en svag jævn prisstigning.

Typisk vil konvertering væk fra naturgas føre til lavere priser, mens en fremtidig forsyningssikkerhedsafgift på biomasse vil øge prisen for især de mindre decentrale biomassefyrede værker.

Forskelle i resultater mellem den samfundsøkonomiske og den selskabsøkonomiske optimering

Når modellen foretager en optimering af energisystemet uden afgifter og tilskud, vil dette i store træk svare til en samfundsøkonomisk optimering (vind-samfundsøkonomi). Når der indregnes afgifter og tilskud, anlægges et aktørperspektiv (vindforløbet). Især hvor der er væsentlige forskelle mellem de to optimeringsforløb, bør der være anledning til opmærksomhed omkring de incitamentsstrukturer, der ligger i rammeværket.

På lang sigt frem mod 2050 er der ikke væsentlige forskelle mellem de to forløb. Det skyldes, at modelværktøjet i 2050 har meget få frihedsgrader på

grund af CO₂-målsætningen samt forudsætningen om den knappe biomasseressource. Der er dog betydelige forskelle i årene 2020, 2025 og 2035.

Kul og naturgas: Beregningerne viser, at med gældende afgifter og tilskud så udfases kul- og naturgas i et hurtigere tempo, end hvad der er samfundsøkonomisk rentabelt, og hvad de politiske målsætninger lægger op til. Det er vigtigt i den sammenhæng at slå fast, at samfundsøkonomi her opfattes i snæver forstand; Energijefterspørgslen skal tilfredsstilles til lavest mulige omkostninger under hensyn til de definerede målsætninger vedr. CO₂ og VE.

Biogas og affald: Der er i modelberegningerne indlagt et krav om, at der skal anvendes en vis mængde biogas og affald⁶. Uden dette krav ville modellen ikke vælge at udnytte disse ressourcer fuldtud i energisektoren eller investere i biogas, fordi der findes økonomisk mere attraktive alternativer – både samfundsøkonomisk og selskabsøkonomisk.

Fast biomasse: I starten af perioden, hvor der er ikke er markante importbegrænsninger på biomasse, så udnyttes potentialet for konvertering til biomasse ikke fuldt ud. Samtidig investeres i andre VE-teknologier, især vindkraft samt store varmepumper og i mindre omfang solvarme. I perioden frem mod 2025 anvendes betydeligt større mængder biomasse i den selskabsøkonomiske optimering end i den samfundsøkonomiske.

Solvarme: Solvarme spiller en betydeligt større rolle i vindforløbet, da solvarme ikke er pålagt afgifter ligesom de øvrige fjernvarmeteknologier.

6. Affalds- og gylleressourcen stilles "gratis" til rådighed med krav om at ressourcen energiudnyttes. Omkostninger til investering og D&V er dog højere end tilgængelige alternativer som f.eks vindkraft, varmepumper m.v.



2. Status for fjernvarme i Danmark

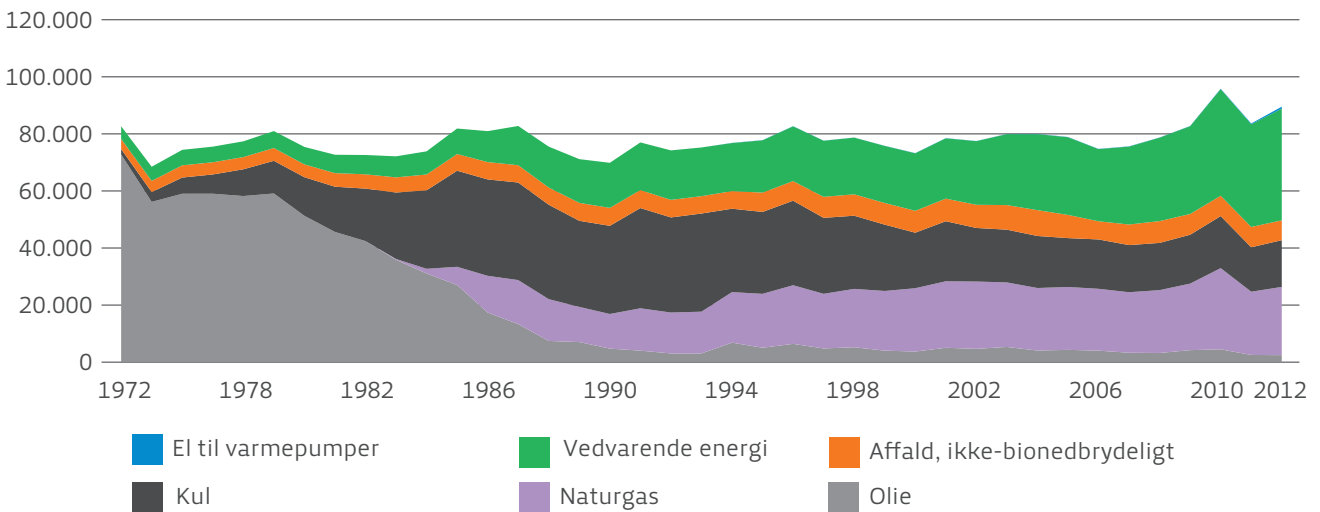
Fjernvarme

I dette kapitel gives en kort status over fjernvarme i Danmark. Kapitlet er grundlag for forståelsen af udgangspunktet for den samlede analyse.

Brændsler og produktionsstruktur

Figur 3 viser udviklingen i brændselsanvendelse for fjernvarmeproduktion fra starten af 1970'erne

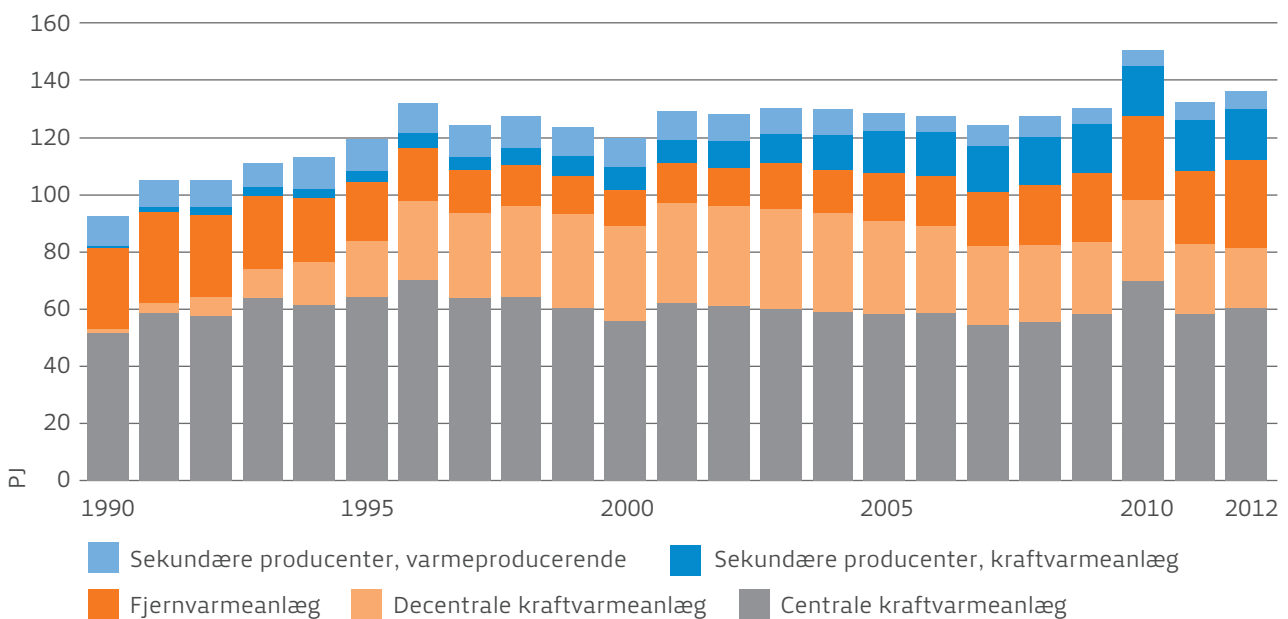
til i dag. Som det fremgår, er fjernvarmesystemet i Danmark stadigvæk i høj grad baseret på fossile brændsler som kul og naturgas samt affald. Andelen af varme baseret på fast biomasse er dog steget støt de seneste 20 år. Andelen af solvarme og varmepumper i fjernvarmeforsyningen er indtil nu meget lille.



Figur 3. Brændsler til fjernvarmeproduktion – 1972–2011 (PJ). Kilde: Energistyrelsens energistatistik.

Fjernvarmesystemet står derfor over for en betydelig udfordring, når/hvis både kul, olie og naturgas skal udfases frem mod 2035. Figur 3 viser dog også,

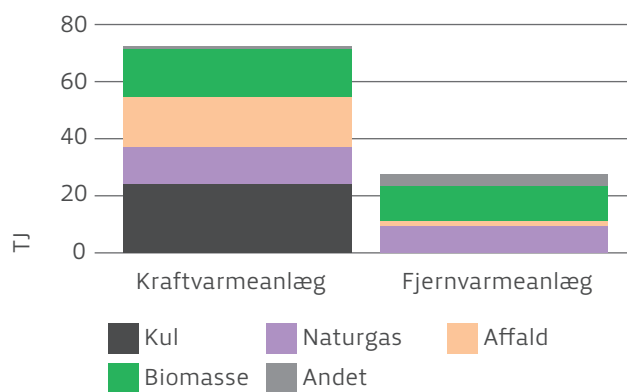
at den historiske omstilling fra hovedsageligt olie til et miks af kul, naturgas, affald og biomasse er sket over en kort periode på 10–15 år.



Figur 4. Fjernvarmeproduktionsstruktur 1990–2011 (PJ). Kilde: Energistyrelsens energistatistik

Som det fremgår af Figur 4, er knap 70 pct. af fjernvarmeproduktionen i dag baseret på kraftvarme. Den centrale kraftvarmeproduktion har fra 1990 til i dag været nogenlunde konstant. I periodens første del har der været en stor stigning i produktion fra decentrale kraftvarmeanlæg, og fra 2000 har produktionen fra sekundære producenter kraftvarmeanlæg udviklet sig. Sekundære producenter er producenter, hvis hovedproduktet ikke er energi – typisk industriel overskudsvarme og affaldsforbrænding.

Figur 5 viser brændselsfordelingen på hhv. kraftvarme- og kedelanlæg. For fjernvarmeanlæggene (kedler) sker den største del af varmelieferancen fra værker baseret på biomasse. Pga. stigende elpriser er der dog i de senere år også sket en stigende varmeproduktion på kedler i decentrale områder med naturgasfyret kraftvarme.



Figur 5. Fordeling af kraftvarmeproduktion og varmeproduktion på brændsler, 2011.

Kilde: Energistyrelsen Energistatistik



Fordeling på varmeforsyningsområder

Analyserne i denne rapport opererer med fire forskellige typer fjernvarmeområder, som er defineret som vist i Tabel 2 nedenfor.

Centrale områder	Områder, hvor varmen aftages fra store centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg og enkelte steder industrivirksomheder: Storkøbenhavn, Århus, Aalborg, Odense, Kalundborg, Randers, Esbjerg-Varde, Herning-Ikast, Trekantområdet (TVIS), Åbenrå og Rønne
Mellemstore fjernvarmeområder	Store decentrale områder er områder med et varmebehov over 1 PJ/år, hvor varmen primært kommer fra større decentrale kraftvarmeværker: Nordøstsjælland, Holstebro-Struer, Hillerød-Farum-Værløse, Silkeborg, Hjørring, Viborg, Sønderborg, Grenå, Horsens, DTU-Holte
Mindre affaldsområder	Områder, hvor varmen primært kommer fra affaldsforbrænding, der ikke indgår i de centrale eller mellemstore fjernvarmeområder: Næstved, Nykøbing Falster, Slagelse, Nyborg, Thisted, Svendborg, Aars, Haderslev, Hammel, Frederikshavn, Hobro, Skagen og Nørre Alslev.
Små fjernvarmeområder	Områder typisk i mindre byer med egen fjernvarme- eller kraftvarmeforsyning: <ul style="list-style-type: none">› 7 aggregerede områder i Vestdanmark baseret på hhv. biogas, biomasse, naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkedler, træfliskraftvarme og træfliskedler,› 6 aggregerede områder i Østdanmark baseret på hhv. biogas, naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkraftvarme, halmkedler og træfliskedler.

Tabel 2. Opdeling af fjernvarmeområder i Danmark.

Opdelingen er valgt ud fra et princip om, at størstedelen af fjernvarmeforbruget bør analyseres i enkeltområder med de karakteristika, som findes her. Dog har det været nødvendigt at aggregere de mindre områder for at kunne håndtere data fornuftigt i analyserne. Således er Danmarks fjernvarmeforbrug samlet fordelt på 35 enkeltområder og 13 aggregerede områder. Data for områdernes produktionsanlæg og forbrug er helt overvejende baseret på Energistyrelsens Energiforbrugsundersøgelse. Fordelingen af fjernvarmeproduktion på de fire varmeforsyningsområder i Danmark ses af tabellen nedenfor.

Som det ses af Tabel 3, fandt den dominerende del (62 pct.) af fjernvarmeleverancerne i 2011 sted i de centrale områder, som forsynes fra de store kraftvarme- og affaldskraftvarmeverker. Det ses også, at disse værker repræsenterer mere end tre fjerdedel af den samlede elproduktionskapacitet i det termiske system⁷ (77 pct.), men kun lidt over halvdelen af varmekapaciteten (57 pct.).

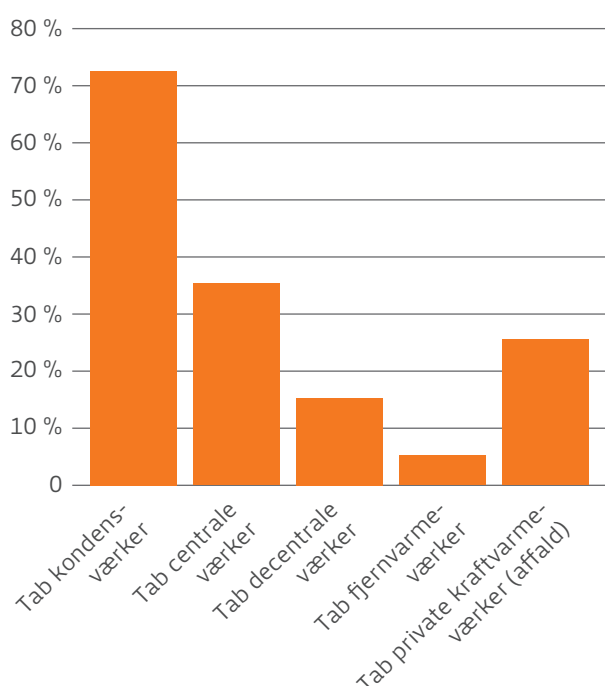
	Varmerproduktion (PJ)	Fjernvarmeleverance (PJ)	Varmeleverance	Varmekapacitet (MW)	Varmekapacitet	Elkapacitet (MW)	Elkapacitet
Centrale områder	82,5	81,3	62 %	13.144	57 %	7.418	77 %
Mellemstore fjernvarmeområder	12,3	12,2	9 %	1.883	8 %	509	5 %
Mindre affaldsområder	8,3	6,9	5 %	1.329	6 %	153	2 %
Små fjernvarmeområder	39,7	31,1	24 %	6.719	29 %	1.505	16 %
I alt	142,3	131,5	100 %	23.075	100 %	9.585	100 %

Tabel 3. Overblik over fordelingen af fjernvarmeproduktion og -kapacitet m.v., 2011. Kilde: Energistyrelsens Energiforbrugsundersøgelse. Varmeproduktionen er større end fjernvarmeleverancen, fordi visse anlæg foruden fjernvarme leverer industriel proces varme.

7. Elproduktionen i Danmark opdeles i termisk produktion og produktion fra vindmøller, vandkraftværker og solceller.

Effektivitet i systemet

Kraftvarmeudbygningen i Danmark har haft stor indflydelse på effektiviteten af den samlede el- og varmeproduktion. Figur 6 illustrerer, hvordan tabet ved el- og varmeproduktion er reduceret over årene.



Figur 6. Tab ved el- og varmeproduktion i henhold til Energistyrelsens statistik. Kilde: Dansk Fjernvarme.

Det faldende tab ved el- og varmeproduktionen skyldes især udbygningen med kraftvarme, som fører til væsentlig lavere tab end separat el- og varmeproduktion. En udfordring ved de øgede mængder vindkraft er, at der bliver mindre "brug" for elproduktion fra termiske anlæg, gevinsten i el-markedet bliver reduceret og kraftvarmen kan blive dyrere relativt set. Den større mængde energi fra vindmøller får betydning for kraftvarmeværkernes antal driftstimer og stiller øgede krav til værkernes fleksibilitet.

I det fremtidige energisystem med store mængder vindkraft vil der således være behov for virkemidler, som kan øge fleksibiliteten i systemet. Virkemidler/teknologier der skaber behov for el, når der er rigeligt med elproduktion i systemet og omvendt sikrer effektiv elproduktion, når der er behov for mere elproduktion i systemet. Det kan eksempelvis ske gennem brug af varmeakkumulatorer på centrale og decentrale kraftvarmeværker, brug af turbinebypass, så der kun produceres varme på kraftvarmeværkerne på tidspunkter med meget vind, eller ved brug af elkedler og varmepumper til produktion af varme på basis af el, når der er meget vind.

Det er væsentligt, at den gradvise udvikling af fremtidens energisystem gennemføres under løbende optimering af effektiviteten af det samlede produktionssystem. Fleksibiliteten skal sikres, uden at effektiviteten spoles.



3. Fjernvarmeanalysens modeller og metode

Forskellige aktører har løbende over de senere år gennemført "top-down"-analyser⁸ af muligheder og konsekvenser af indpasningen af vedvarende energi i det samlede danske system med henblik på at opfylde de nationale, politiske målsætninger⁹. Parallelt arbejder en række danske kommuner og forsyningselskaber med en "bottom-up"-tilgang, når de vurderer og analyserer, hvorledes lokale mål under rammerne af de nationale målsætninger kan opfyldes.

I denne analyse er der – med hjælp af værktøjerne Balmorel-modellen og Varmeatlas – anvendt en kombineret top-down/bottom-up proces, som er beskrevet i det følgende.

Modelværktøj for fjernvarmeforsyningen: Balmorel

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 en sammensat portefølje af investering for markedsaktørerne eller for samfundsøkonomien. Modellen kan ligeledes foretage driftsnære beregninger på timeniveau under hensyntagen til f.eks. de øgede reservekrav i energisystemer med meget vindkraft.

Det danske elsystem er i meget høj grad integreret med nabolandenes energisystem. Det afspejles i, at transmissionskapaciteten på udlandsforbindelserne i alt udgør ca. 5.000 MW, mens det gennem-

snitlige 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 termisk, a-kraft og efterhånden også vindbaserede system i Tyskland.

Balmorel-modellen omfatter i denne analyse Finland, Norge, Sverige, Danmark og Tyskland, hvilket giver mulighed for at analysere samspillet mellem elsystemerne i de forskellige lande. Modelteknisk er landene opdelt i regioner, som er adskilt af transmissionsbegrænsninger.

Til fjernvarmeanalysen er der sket en betydelig udvikling af modellens datastruktur for fjernvarme i Danmark, således at fjernvarmeforsyningen her er meget detaljeret repræsenteret.

Varmeatlas

I forbindelse med arbejdet med fjernvarmeanalysen er der udviklet et varmeetlas for Danmark. Varmeatlasset er en database med informationer om varmebehov og antallet af varmeinstallationer fordelt på varmeinstallationstype og byområde. Der er syv varmeinstallationstyper og ca. 4.000 byområder. Herudover indeholder varmeetlasset informationer om bygningsarealet for hvert af disse byområder.

Varmeatlasset giver et overblik over varmeinstallationstyper og varmebehov for bygninger i byområder i hele Danmark. Hvert byområde kobles til ét af Balmorel-modellens 48 fjernvarmeområder. De byområder, der ikke har fjernvarmeforsyning, tilknyttes det fjernvarmeområde, der ligger tættest på byområdet.

8. Med "top-down" menes her analyser af det sammenhængende energisystem på regionalt og nationalt niveau, der kan anvendes til at træffe konklusioner om overordnede rammer, men også give retningslinjer for konkrete fjernvarmeprojekter i forhold til det samlede energisystems udvikling.

9. Bl.a. i forbindelse med Klimakommissionens arbejde.

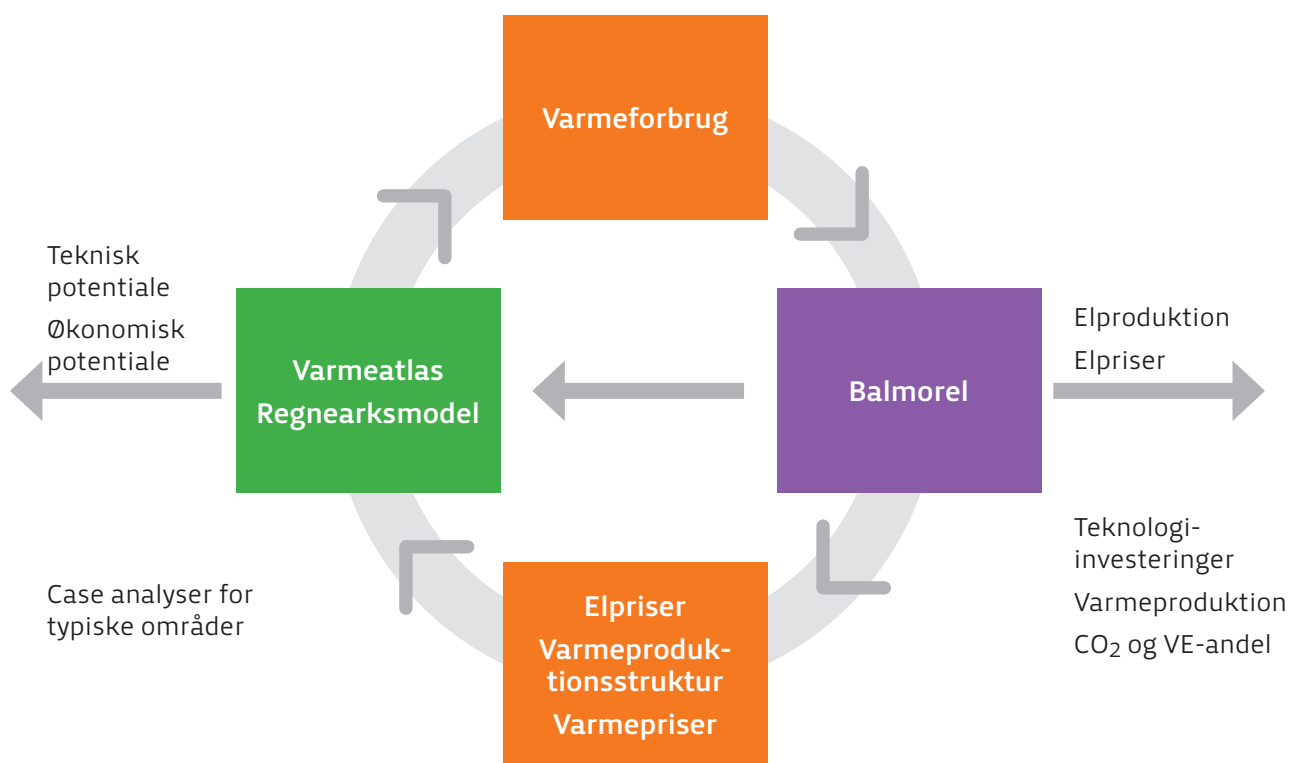
Det tekniske fjernvarmepotentiale udgøres af de dele af varmemarkedet i byområderne, der ikke i dag er forsynet med fjernvarme.

Fjernvarme- og elproduktionspriser er regnet i Balmorel og bruges til at beregne varmforsyningspriser for alle byområder for henholdsvis fjernvarmeforsyning og for individuel varmforsyning. Prisen for individuel forsyning findes ved brug af et regnearkværktøj, som giver et overblik over de økonomiske forhold ved varmforsyning af forskellige typer af individuelle opvarmningsteknologier.

Økonomiske fjernvarmepotentialer findes ved at sammenholde omkostningerne ved fjernvarmeforsyning med omkostninger ved individuel varmforsyning i de forskellige optimeringsforløb.


Samspil mellem modeller

Resultatet af potentialevurderingerne i analysens varmeetlas bruges til at korrigere fjernvarmeområdernes størrelse i Balmorel. Som vist i Figur 7 er der således tale om en iterativ proces, idet Balmorel giver opdaterede fjernvarme- og elproduktionspriser, som igen kan bruges til at opdatere fjernvarmepotentialevurderingen.



Figur 7. Værktøjer anvendt i analysen.

Det samlede modelkompleks er opbygget således, at det kan anvendes i forbindelse med fremtidige analyser, der kobler scenarieanalyser for fremtidens energisystemer med det aktuelle varmeetlas baseret på faktiske BBR-data for alle byområder i Danmark. Gradvis teknologiudvikling såvel hvad angår teknologiernes effektivitet som omkostninger kan løbende indarbejdes i modelstrukturens forudsætningsdel.



4. Optimeringsforløb for fremtidens energisystem

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 mht. fastlæggelse af rammerne for beregningerne.

Hovedprincipper for optimeringsforløb

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 pct. 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 pct. 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. 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.

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.

Det er i optimeringsforløbene forudsat, at der på langt sigt (år 2050) kun kan anvendes en biomasse-mængde 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 betyder, at man på langt sigt må antage, at der er en relativt begrænset mængde biomasse til rådighed for el- og fjernvarmesektoren.

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

- › Biomasseudbygning er på langt 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 (Carbon Capture and Storage) er ikke en investeringsmulighed. Der er regnet på et optimeringsforløb, 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) bio-

gas. 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 ressourcestrategi.
- 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.

I overensstemmelse med Energiaftalens øvrige analyser 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 fossilfrie energisystem i 2050.

Der er gennemført beregninger for to optimeringsforløb: ét med gældende afgifter og tilskud (herefter kaldet "vindforløb") og ét uden afgifter og tilskud (herefter kaldet vind-samfundsøkonomi). Herudover er alle forudsætninger og modelbegrænsninger ens. Dvs. at politiske målsætninger mht. VE og CO₂-reduktion skal nås i begge optimeringsforløb. Det første forløb (vindforløbet) anvendes til at give et billede af, hvilken retning el- og fjernvarmesektoren går i med afgifts- og tilskudsregulering, mens det andet forløb (vind-samfundsøkonomi) 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 vind-samfundsøkonomiske forløb fra og med 2020. I vindforløbet med afgifter og tilskud er kravet om, at der ikke må etableres kedler til biomasse i fjernvarmeområder med kraftvarme på afgiftsbelagte brændsler opretholdt, mens kravet er fjernet i det vind-samfundsøkonomiske forløb uden afgifter og tilskud (kravet er begrundet i sikring mod provenutab). Det forudsættes ligeledes, at støtten gennem "grundbeløbet" til de decentrale kraftvarmeværker udløber med udgangen af 2018.

Optimeringsforløbene er illustreret i Tabel 4.

Ambitiøs CO ₂ -reduktion med fokus på vind som virkemiddel: 95 pct. CO ₂ -reduktion i 2050, kun lokal biomasse i 2050, ingen CCS		
Udvikling i Europa		
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
Optimeringsforløb	Vindforløb	Vindssamfundsøkonomi

Tabel 4. Oversigt over optimeringsforløb.

Optimeringsforløbene 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 øvrige forløb:

- › 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.
- › Biomasse i form af træflis og træpiller kan frit importeres. Affald, halm og biogas er dog fortsat begrænsede, nationale ressourcer.
- › Der er ikke tvungen investering i vindkraft i Danmark efter 2020. Niveauet fra 2020 holdes dog konstant målt i installeret kapacitet.
- › Der er ikke krav om selvforsyning i Danmark på årsbasis.

Basisforløbet følger sammen udvikling af energisystemets vindforløbet og vind-samfundsøkonomi vedrørende f.eks. udvikling af el- og varmemeforbrug.

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.

Følsomhedsberegninger

Fjernvarmeanalysen er primært baseret på et udviklingsforløb svarende til Energistyrelsens vindscenario med ~ 200 PJ biomasse. Der er lagt en tilsvarende udvikling ind i landene omkring os. Desuden er der 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.

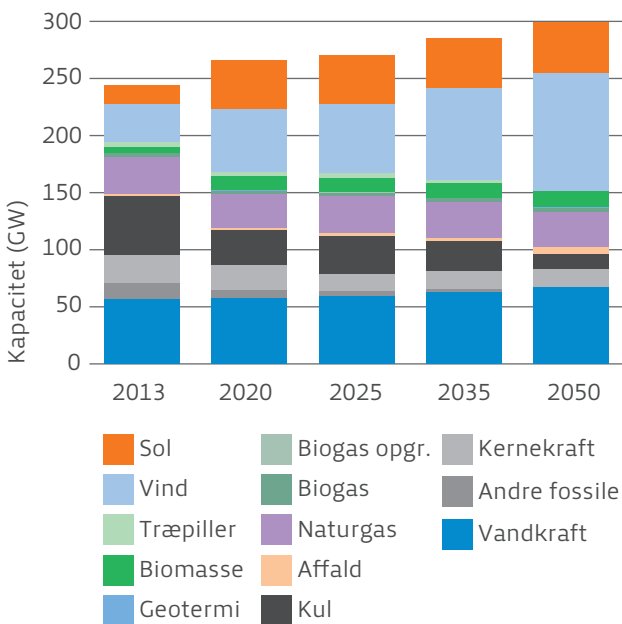


5. Elsystemets udvikling

Resultater fra Balmorel-modellen præsenteres i kapitel 4 og 5. I det følgende ses indledningsvist på udviklingen i elproduktionskapacitet og elproduktion i henholdsvis Norden, Tyskland og i Danmark. Dette er vigtigt, fordi elprisen spiller en meget vigtig rolle for fastlæggelse af fjernvarmeproduktion, da der er en tæt sammenhæng mellem omkostninger til f.eks. kraftvarme og varmepumper og elmarkedets udvikling.

Elproduktionskapacitet

Elproduktionskapaciteten i Danmark og omverden 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.

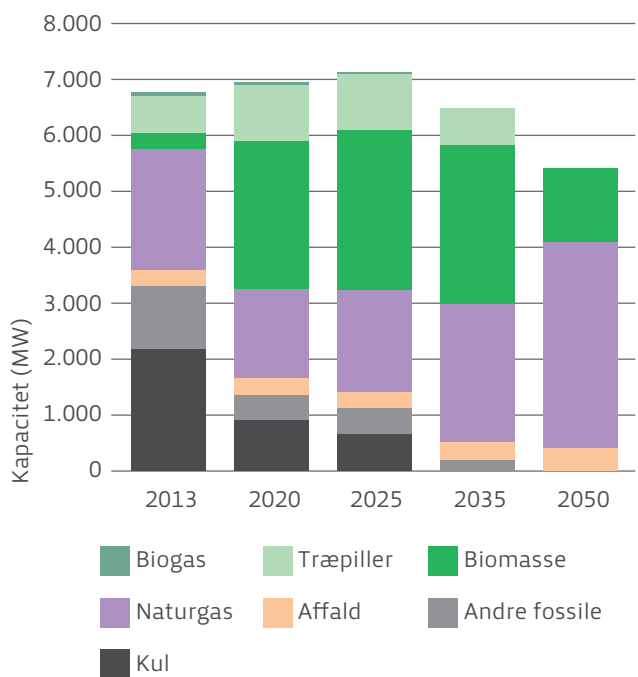


Figur 8. Udvikling af elproduktionskapacitet i Norden og Tyskland i vindforløbet med tilskud og afgifter.

Vindforløbet med tilskud og afgifter

I Danmark viser vindforløbet fortsat en høj elkapa- citet på termiske kraftværker, som først reduceres efter 2025 i modelberegningerne. 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 driftsover- skud i løbet af færre fuldlasttimer i forhold til i dag. Dette er beskrevet nærmere i næste afsnit. Kapaci- teten på kulraft i Danmark reduceres på kort sigt på grund af ombygninger af eksisterende værker til biomasse. Dertil kommer nye flisfyrede kraftvar- meværker i de mellemstore og centrale områder.



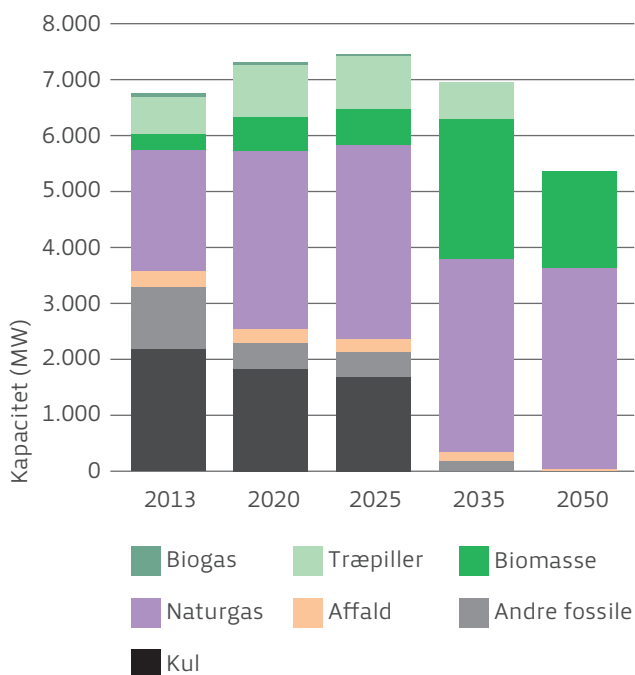
Figur 9. Udvikling af den termiske elproduktionskapa- citet i Danmark i vindforløbet med tilskud og afgifter. "Naturgas"-kapacitet er værker, der kan anvende natur- gas, biogas eller anden grøn gas.

Basisforløb

Udviklingen af den termiske elproduktionskapa- citet i Danmark er ikke væsentligt forskellig i ba- sisforløbet i forhold til vindforløbet med tilskud og afgifter (Figur 9).

Vindforløbet uden tilskud og afgifter

I vindforløbet uden tilskud og afgifter er der dog markant mindre biomassebaseret elkapacitet (Figur 10) omstilles til biomasse i samme omfang, og til dels at der ikke investeres i flisfyret kraftvarme i samme omfang. I stedet introduceres gasturbiner i de store fjernvarmeområder, som tilføjer systemet termisk kapacitet, men kun har et begrænset antal driftstimer på under 2000 timer pr. år. Denne forskel er især markant på vej frem til 2025.

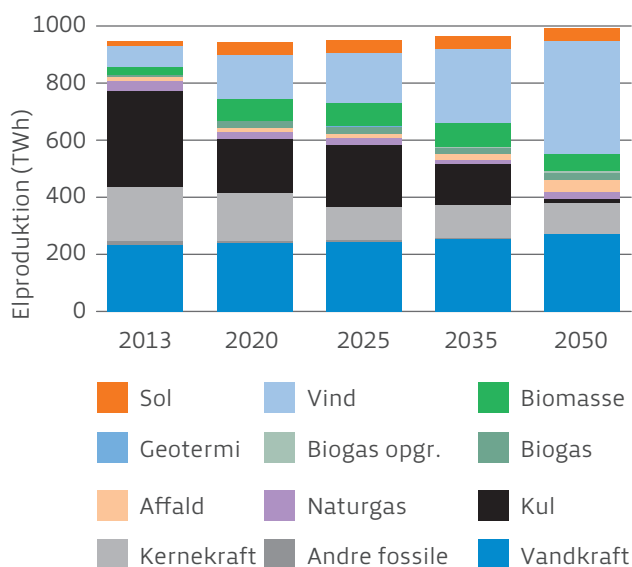


Figur 10. Udvikling i den termiske elproduktionskapacitet i Danmark i vindforløbet uden tilskud og afgifter. "Naturgas" kapacitet er værker, der kan anvende naturgas, biogas eller anden grøn gas.

Den eksisterende regulering giver anledning til kraftige investeringer i biomassebaseret kraftvarme. Eksisterende naturgaskraftværker kan dog stadig finde en rolle i systemet og anvendes til balancering. Uden tilskud og afgifter ville udbygningen af biomassebaseret elproduktionskapacitet udskydes på kort og mellemlangt sigt, og både kul og naturgas ville få en mere betydende rolle i Danmarks elsystem.

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 pct. af produktionen baseret på vindkraft og sol, og udviklingen fortsætter frem mod 2050. Det betyder, at transmissionsforbindelser og et fleksibelt elsystem får stigende betydning.

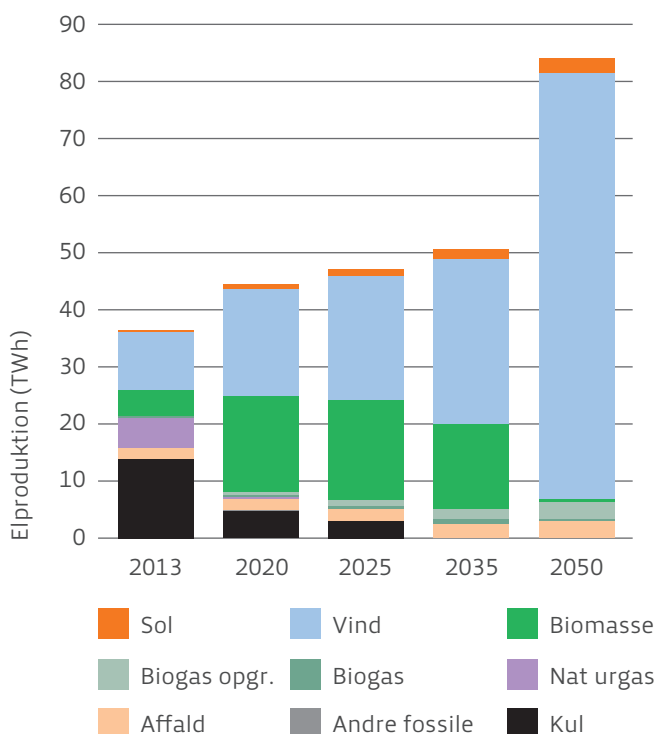


Figur 11. Elproduktion i Norden og Tyskland i vindforløbet med tilskud og afgifter.



Vindforløbet med tilskud og afgifter

Også i Danmark udgør elproduktion fra sol og vind en stadig stigende andel i vindforløbet 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 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.



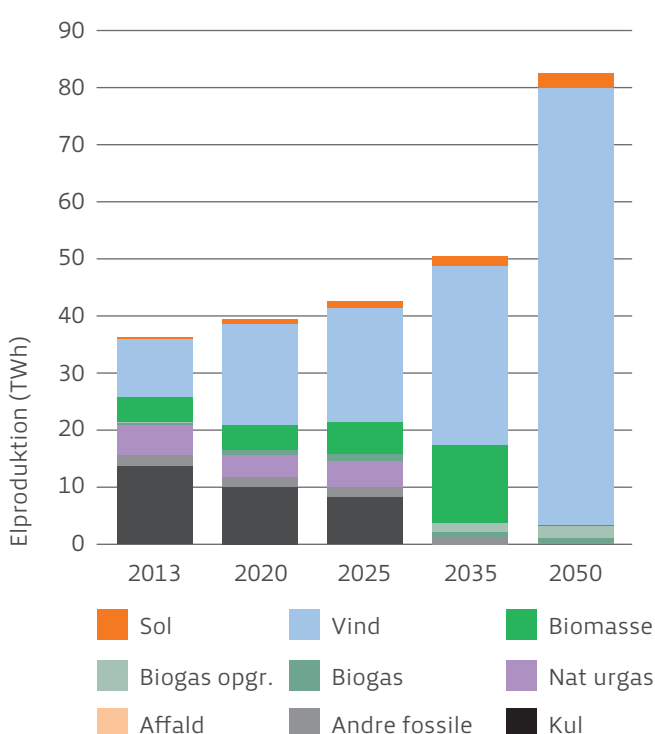
Figur 12. Elproduktion i Danmark i vindforløbet.

Basisforløb

I basisforløbet udvikler elproduktionen i Danmark sig stort set identisk med vindforløbet (Figur 12).

Vind-samfundsøkonomi forløb

I det vind-samfundsøkonomiske forløb reduceres den biomassebaserede elproduktion i Danmark i 2020 og 2025 til fordel for elproduktion baseret på især kul og naturgas (Figur 13). Dette erstatter dog ikke helt elproduktionen fra flisbaserede kraftvarmeverker, og den totale elproduktion i Danmark, og dermed eksporten af el, falder. På længere sigt øges produktionen fra vindkraft en smule i forhold til forløbet med afgifter og tilskud, mens affald ikke længere anvendes til elproduktion. Investeringskostninger til affaldskraftvarmeanlæg er høje, og modellen vælger derfor i stedet at etablere affaldsforbrænding som ren kedelkapacitet.



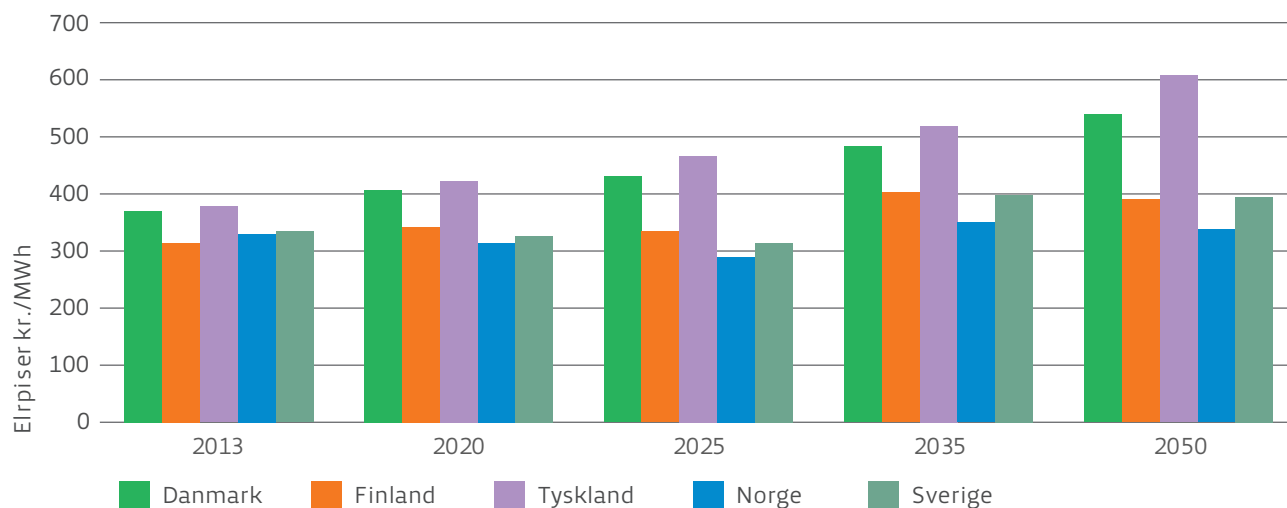
Figur 13. Elproduktion i Danmark i det vind-samfundsøkonomiske forløb.

Den eksisterende regulering fører til reduceret elproduktion baseret på fossile brændsler på kort sigt. Samfundsøkonomisk – dvs. i det vind-samfundsøkonomiske forløb – sker denne reduktion ikke i samme grad på kort sigt, men efter 2025 ses lignende tendenser. Det skyldes dog delvist, at det er forudsat i modelberegningen, at kul og naturgas udfases fra el- og fjernvarmesektoren i 2035.

Udvikling i elpriser

Modelberegningerne viser en stigende tendens for elpriserne gennem perioden som vist på Figur 14.

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.



Figur 14. Elpriser i vindforløbet.

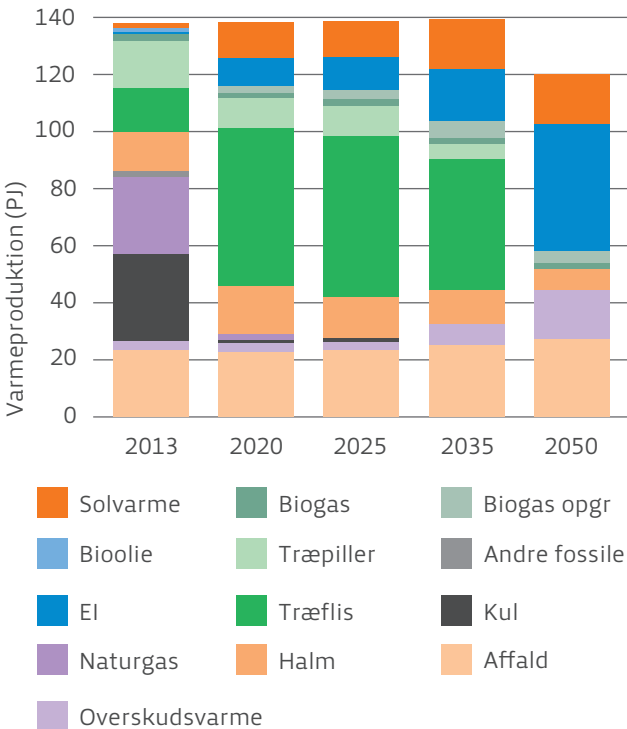


**6.
Fjernvarme-
produktionen
i fremtiden**

Fjernvarme

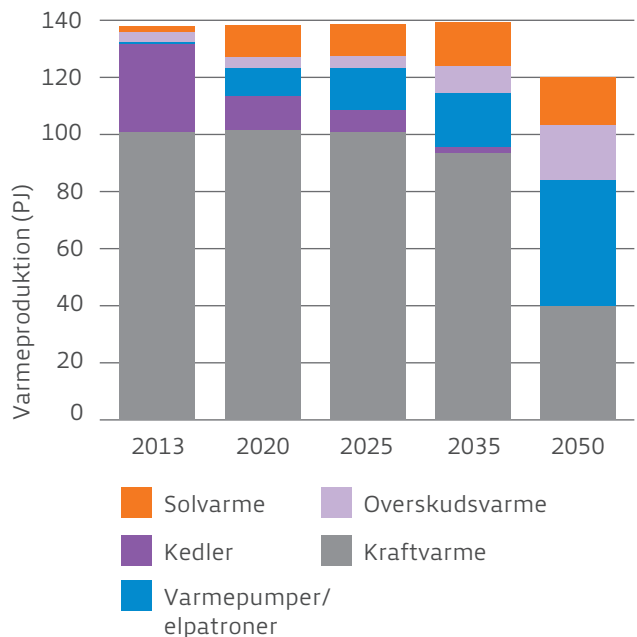
Vindforløbet

Vindforløbet viser på kort sigt en markant omstilling af fjernvarmeproduktionen til i meget høj grad at være baseret på biomasse (Figur 15). 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, kulkraftvarmeverker konverteres til træpiller, og der etableres nye kraftvarmeanlæg på halm og træflis. Allerede i 2020 kommer ca. 75 pct. af fjernvarmeproduktionen fra solvarme, biomasse og varmepumper. 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 15. Fjernvarmeproduktion i Danmark i vindforløbet.

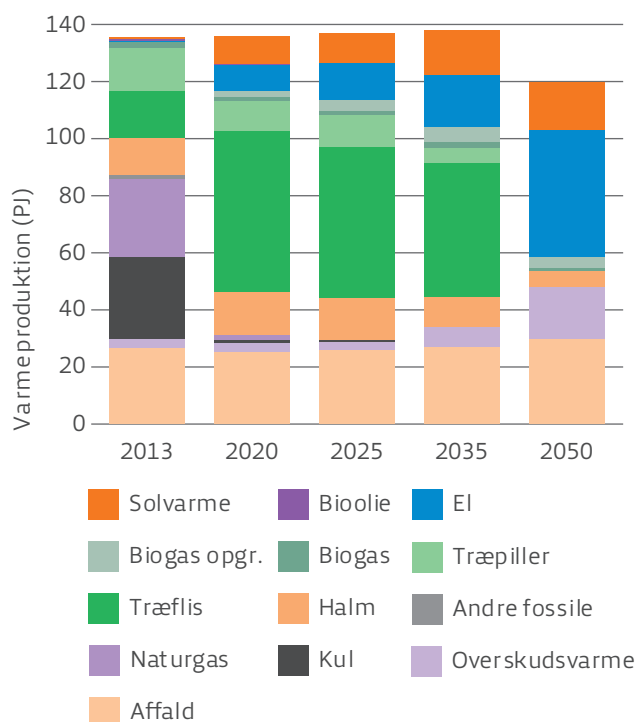
I udgangspunktet er fjernvarmeproduktionen fordelt på kraftvarme og kedler, men frem mod 2035 fylder kedelproduktionen mindre, mens varmepumper og solvarme vinder frem (Figur 16). Efter 2035 falder andelen af kraftvarme markant og en stor del af denne kraftvarme er affaldsbaseret.



Figur 16. Fjernvarmeproduktion i Danmark fordelt på typer af produktion i vindforløbet.

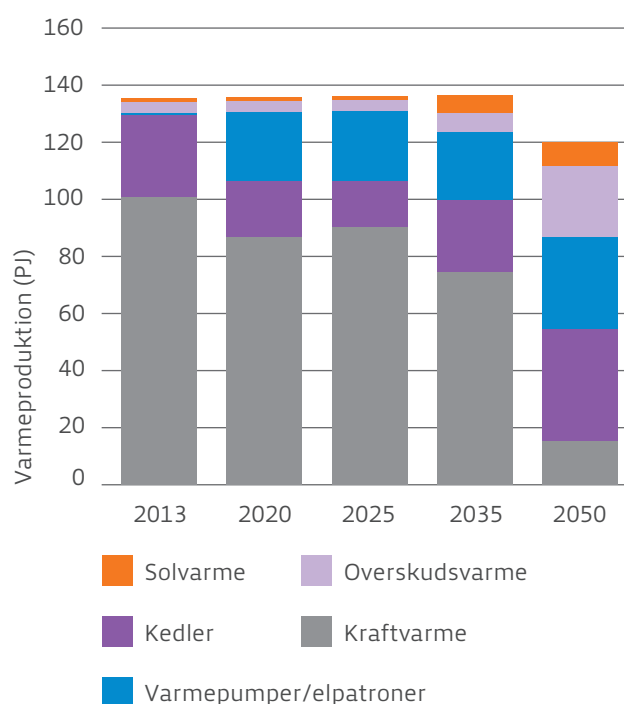
Vind-samfundsøkonomi

Det vind-samfundsøkonomiske forløb viser en markant anderledes fjernvarmeproduktion end vindforløbet med tydeligt mindre forbrug af biomasse til fjernvarmeproduktion på kort sigt (Figur 18). 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 i det vind-samfundsøkonomiske forløb. Anvendelsen af solvarme til fjernvarmeproduktion er ligeledes reduceret i forhold til vindforløbet.



Figur 17. Fjernvarmeproduktion i Danmark i det vind-samfundøkonomiske forløb uden afgifter og tilskud.

I vind-samfundsøkonomi 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 (Figur 18).



Figur 18. I vindforløbet 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.

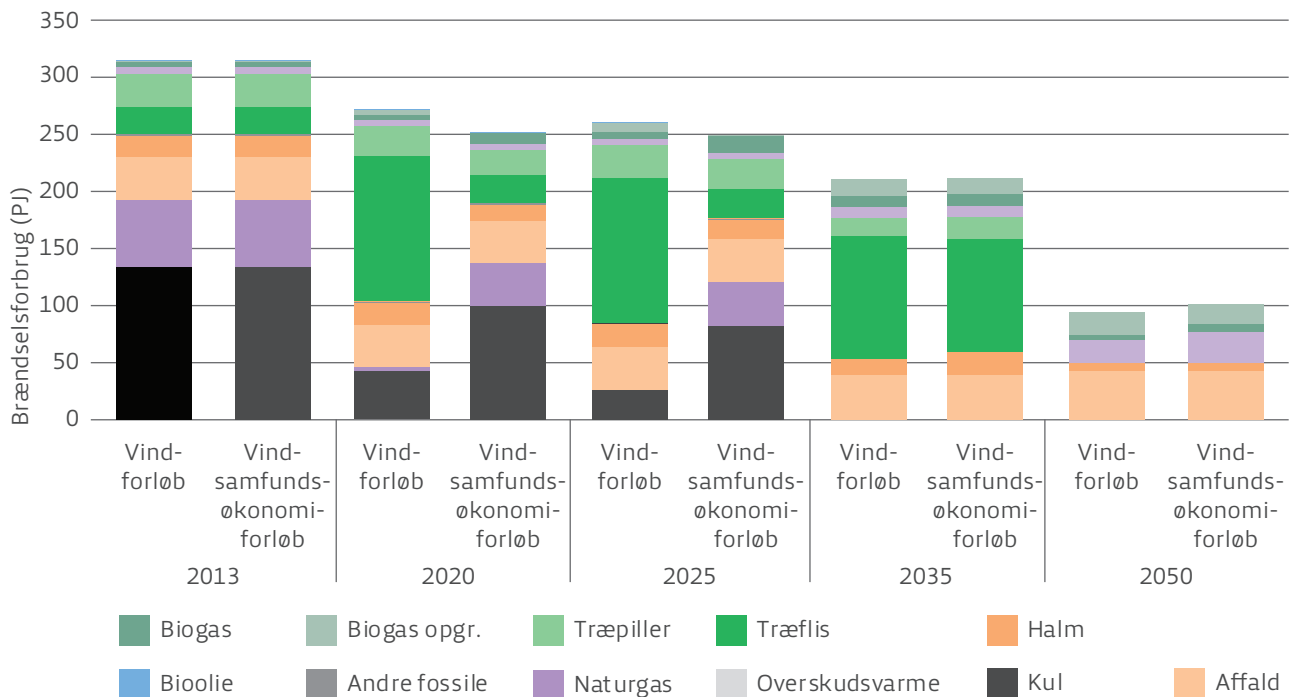
For perioden fra 2020 til 2035 fører den ændrede produktionssammensætning i det vind-samfundøkonomiske forløb til en betydeligt højere CO₂-emission forbundet med el- og fjernvarmeproduktion i Danmark. Med de givne forudsætninger for CO₂-kvotepriser er dette dog samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Basisforløb

Basisforløbet adskiller sig ikke fra vindforløbet frem til 2035. Det skyldes især, at begrænsningen på import af biomasse i udgangspunktet ikke er bindende. 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.

Brændselsanvendelse

Den samlede brændselsanvendelse til el- og fjernvarmeproduktion er illustreret i Figur 19.



Figur 19. Brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion.

Fjernvarmeproduktion i de fire områder

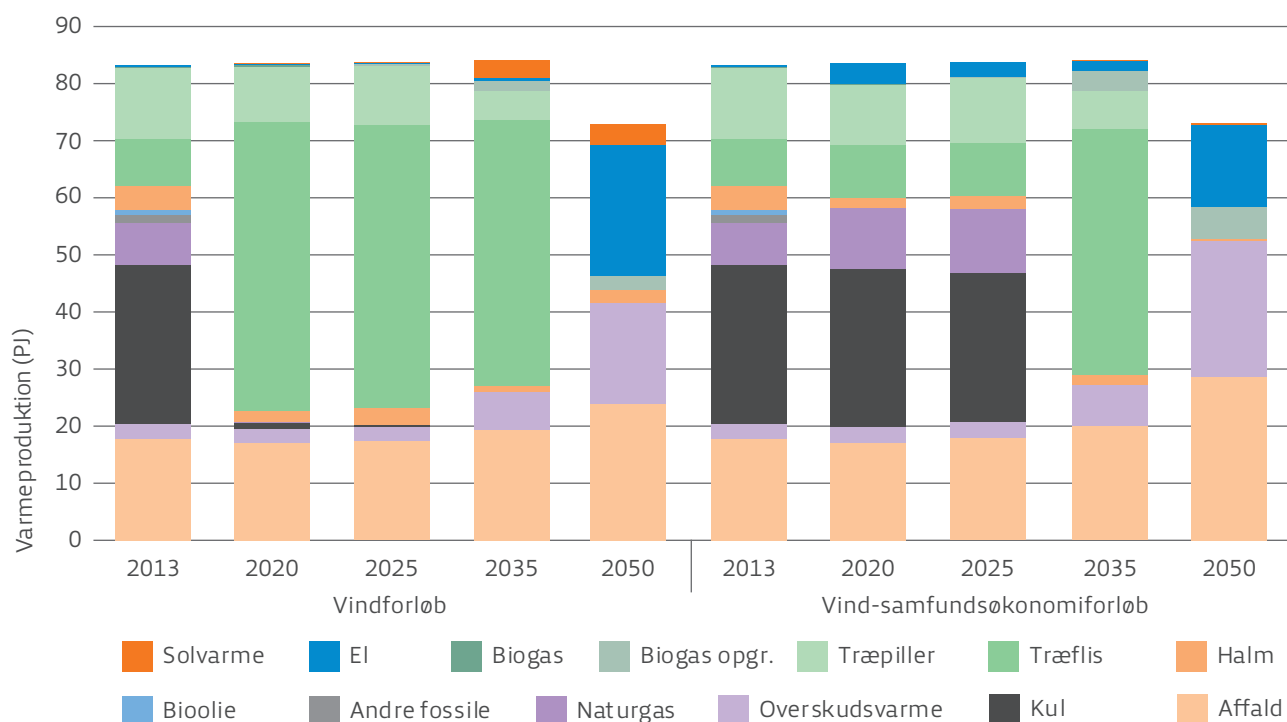
I det følgende gennemgås resultaterne af modelberegningerne for udviklingen i fjernvarmeproduktionen i Danmark i de 4 områdetyper.

Centrale områder

Figur 20 og 21 viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i de centrale områder. Det ses, at kraftvarmeproduktionen stiger i 2020. Størstedelen af kraftvarmeproduktionen er baseret på biomasse på både ombyggede og nye kraftvarmeverker. Overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker spiller en meget stor rolle i 2050. Elvarmepumper får ikke stor betydning i de centrale områder før 2050. Affald leverer fortsat ca. 20 pct. af fjernvarmeproduktionen, og andelen stiger i 2050.

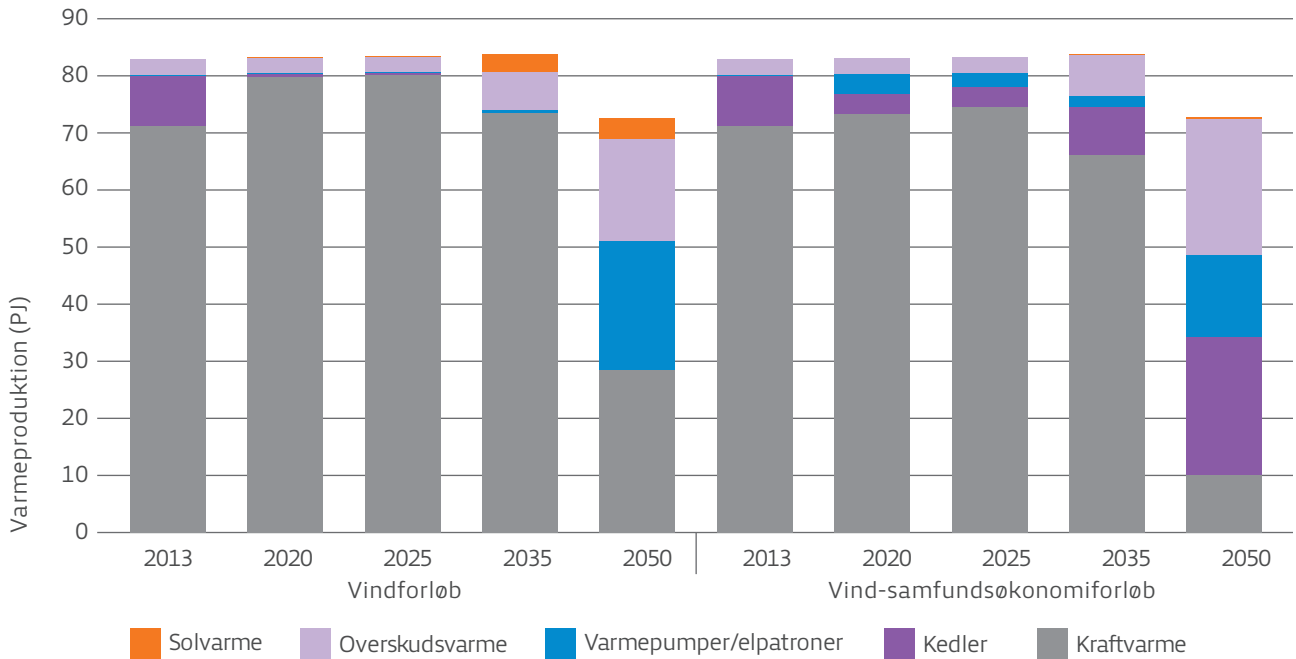
Forudsætningen om, at biobrændstoffer til transportsektoren produceres i Danmark, har stor betydning for fjernvarmesektoren, men forudsætningen er meget usikker, idet biobrændstofferne alternativt i større eller mindre omfang kan importeres. Der er lavet en følsomhedsanalyse med mindre dansk biobrændstofproduktion, som viser, at den manglende overskudsvarme i stor grad bliver erstattet af store varmepumper og i mindre grad af solvarme.

I det vind-samfundsøkonomiske forløb er affaldsproduktionen i højere grad baseret på kedler, særligt i 2050.



Figur 20. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i centrale områder.

Fjernvarme

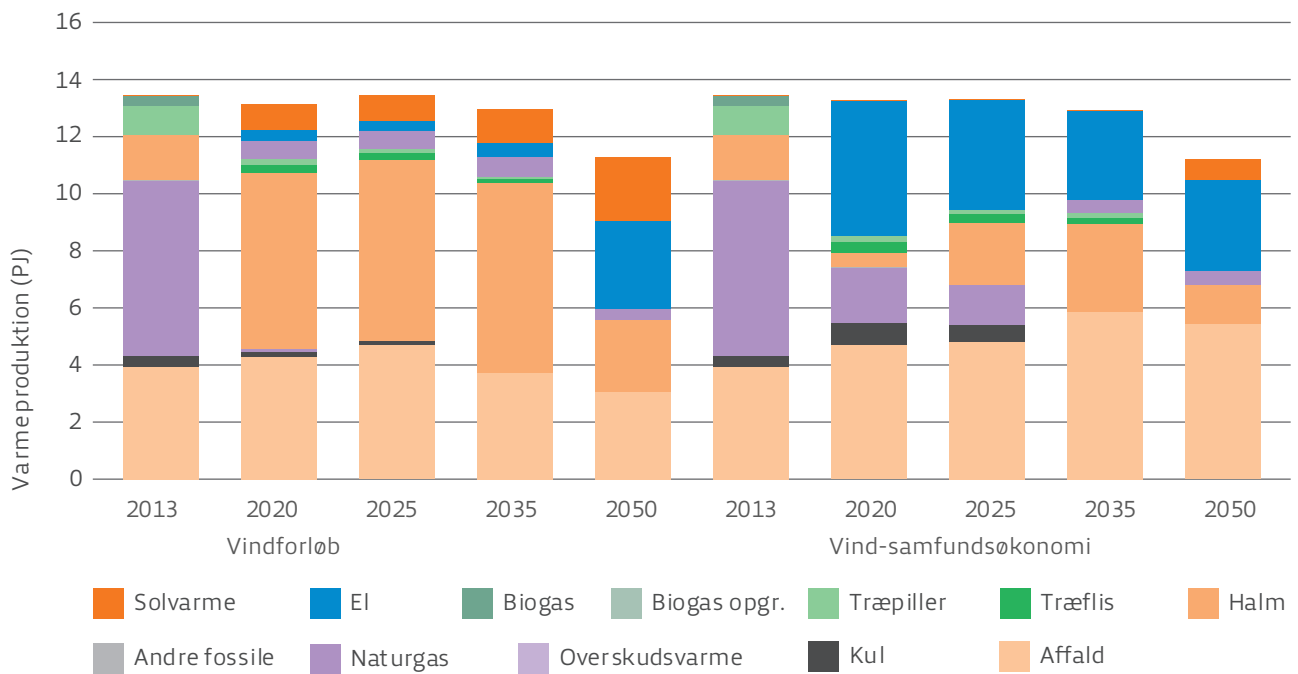


Figur 21. Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionsform i centrale områder.

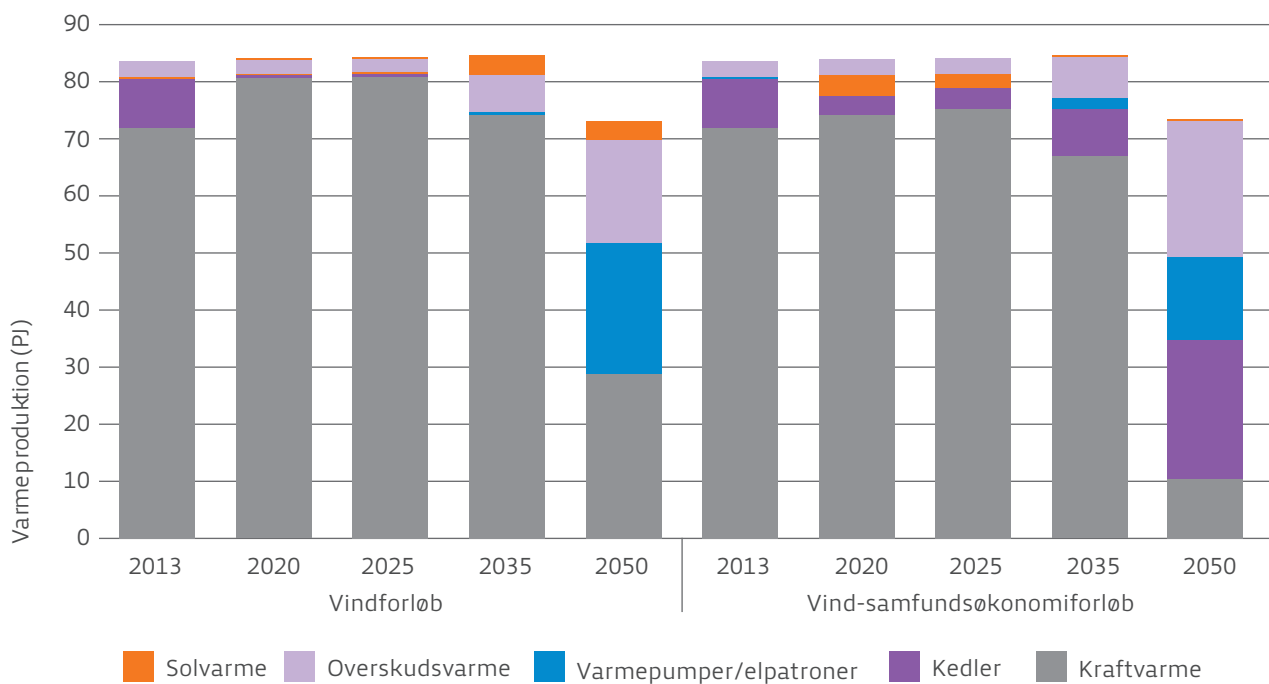
Mellemstore fjernvarmeområder

Figur 22 og 23 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

kraftvarmeverker bliver dog stående som backup, og leverer i perioder varme baseret på opgraderet biogas. I vindsamfundsøkonomi forløbet falder produktionen fra naturgasbaseret kraftvarme mindre drastisk, men reduceres stadig markant til fordel for især store varmepumper og senere halmbaseret kraftvarme.



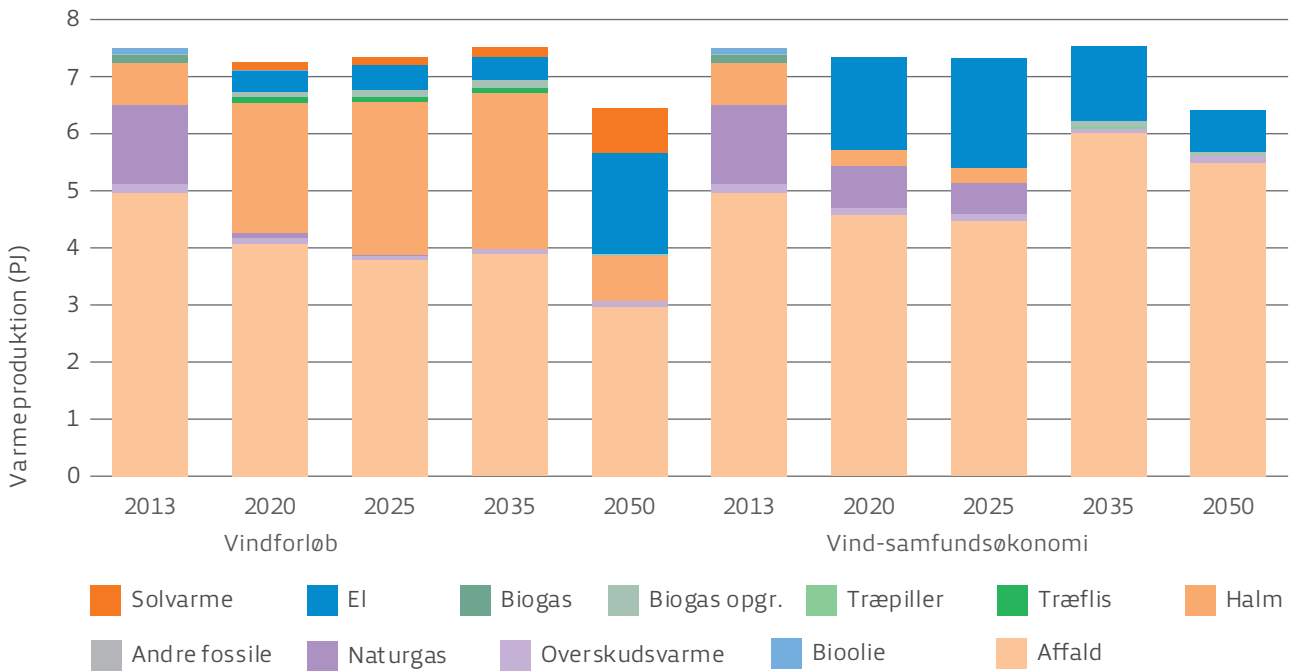
Figur 22. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i de mellemstore decentrale områder



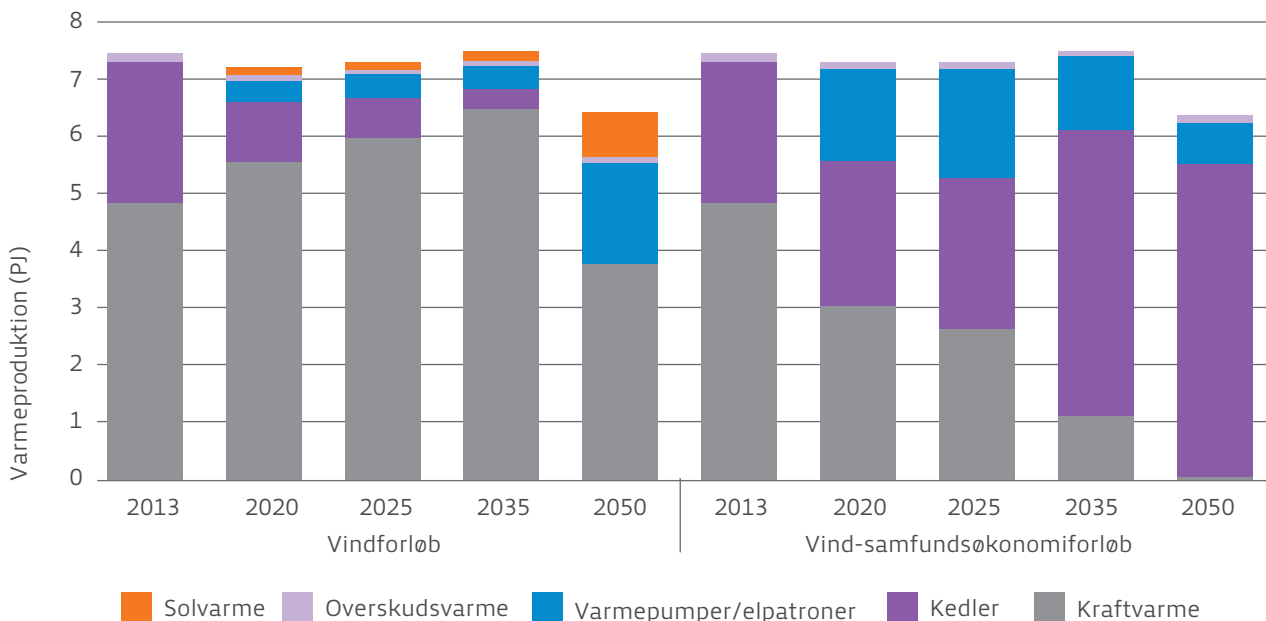
Figur 23. Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionstyper i mellemstore områder.

Mindre affaldsområder

I de mindre affaldsområder ligner billedet de mellemstore decentrale områder, hvor fjernvarmeproduktion på affald dog er mere dominerende (Figur 24 og 25).



Figur 24. Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder fordelt på brændsler. Biolie og andre fossile brændsler spiller kun en meget lille rolle i starten af perioden.

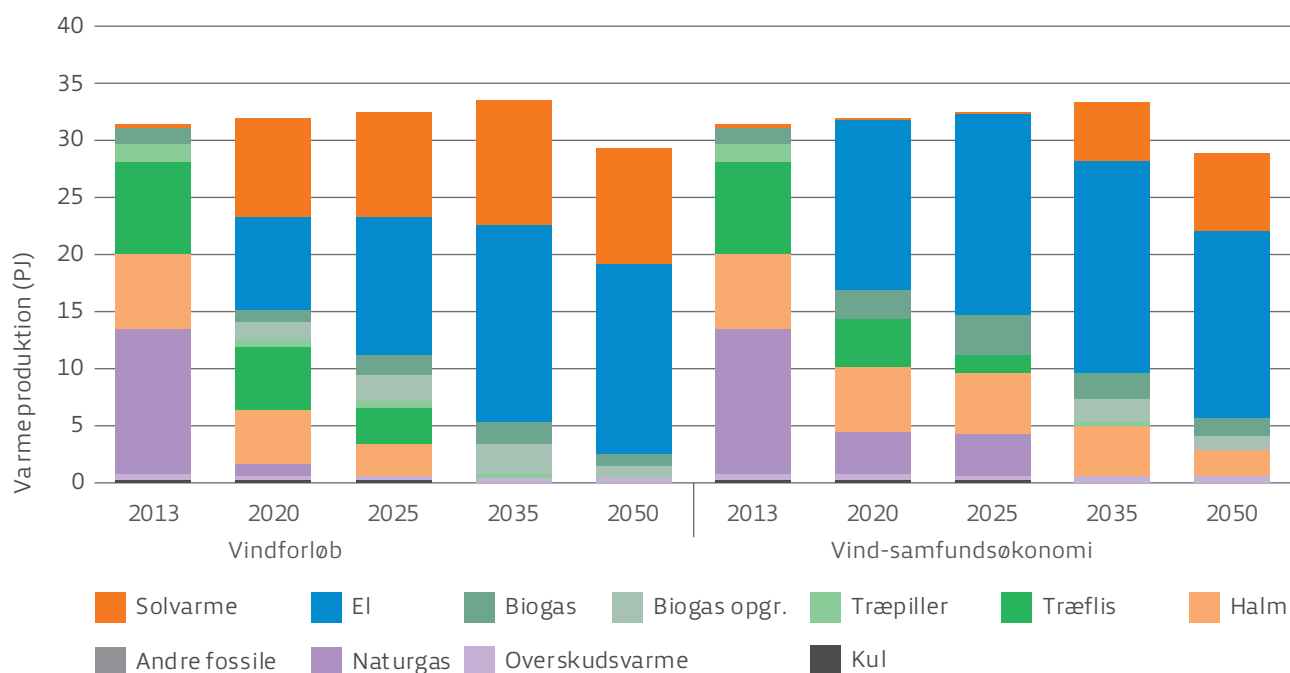


Figur 25. Fjernvarmeproduktion i mindre affaldsområder. Varmeproduktion til industriel proces er ikke inkluderet.

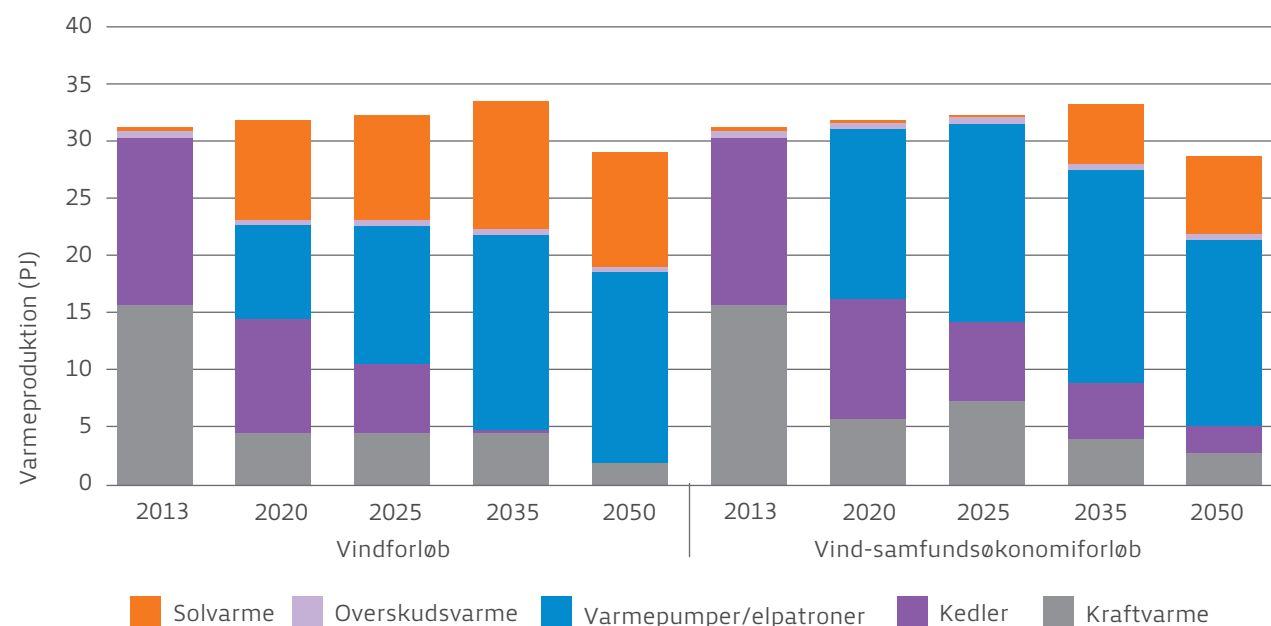
Små fjernvarmeområder

Figur 26 og 27 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 det vind-samfundsøkonomiske forløb fortsat en vis andel frem til 2025. Desuden er en del af kapaciteten til fjernvarmeproduktion baseret på ikke-opgraderet biogas.



Figur 26. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i de små fjernvarmeområder.



Figur 27. Fjernvarmeproduktion fordelt på produktionstyper i små fjernvarmeområder.

Fjernvarme



Marginale varmeproduktionsomkostninger

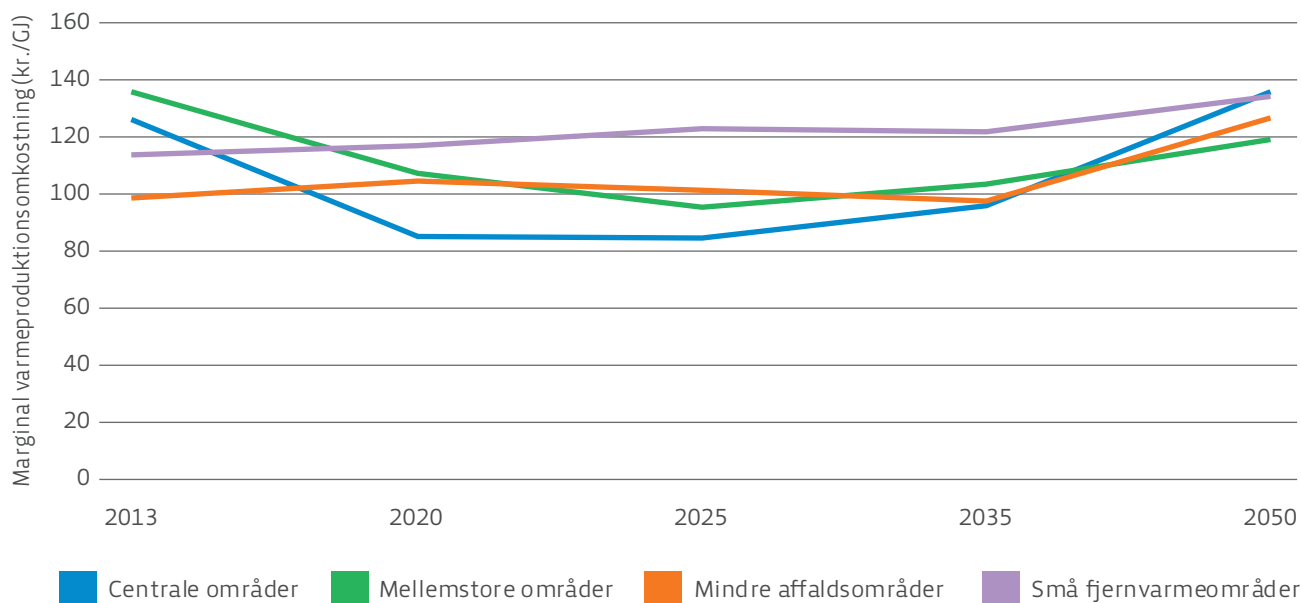
For at vurdere, hvor stort potentialet er for at udvide de enkelte fjernvarmeområder, er det nødvendigt at kende de marginale varmeproduktionsomkostninger for de pågældende områder. Disse omkostninger fås fra Balmorel-beregningerne, som viser de marginale varmeproduktionsomkostninger for udvidelse af 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 sluttes 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.

Figur 28 viser udviklingen af den marginale varmeproduktionsomkostning for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindforløbet.



Figur 28. Marginale varmeproduktionsomkostninger for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i det selskabsøkonomiske vindforløb. Prisen er vist inkl. omkostninger til tab i fjernvarmenettet, dvs. an forbruger.

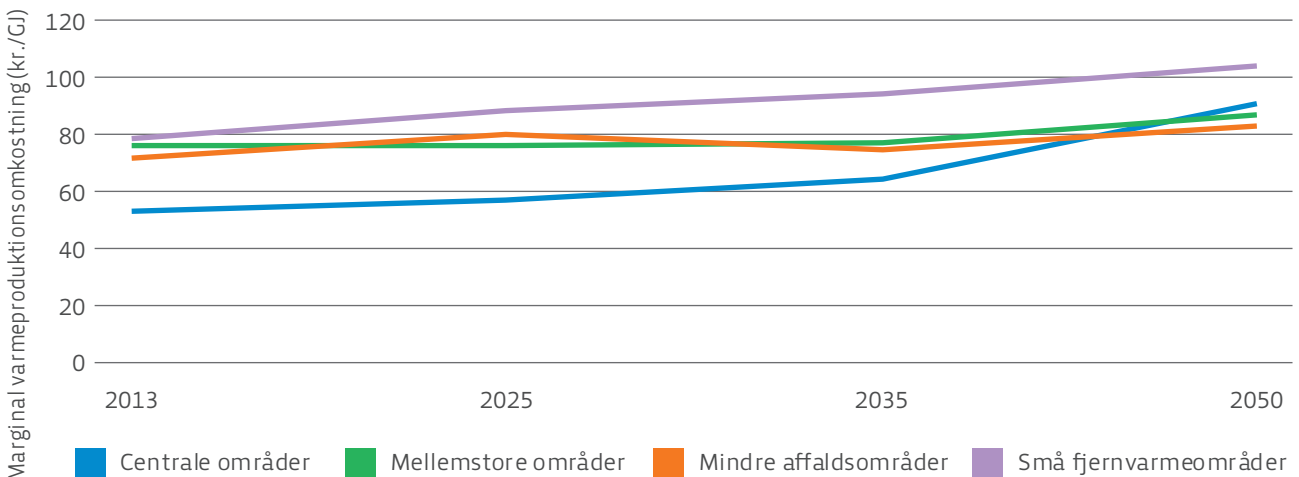
Fjernvarme

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 naturgasbaserede områder og biomassebaserede områder, hvilket specielt gør sig gældende i de små fjernvarmeområder. Det er værd at bemærke, at bortfaldet af grundbeløbet med udgangen af 2018 ikke ses at føre til væsentlig øgede varmeproduktionsomkostninger for de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker i 2020 og de følgende år. I de mellemstore områder ses tværtimod et fald i de marginale varmeproduktionsomkostninger. Dette kan tilskrives det omfattende skift til billigere varmeproduktionsteknologier, især biomassebaseret kraftvarme.

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.

Figur 29 viser udviklingen af den marginale varmeproduktionsomkostning for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindforløbet.



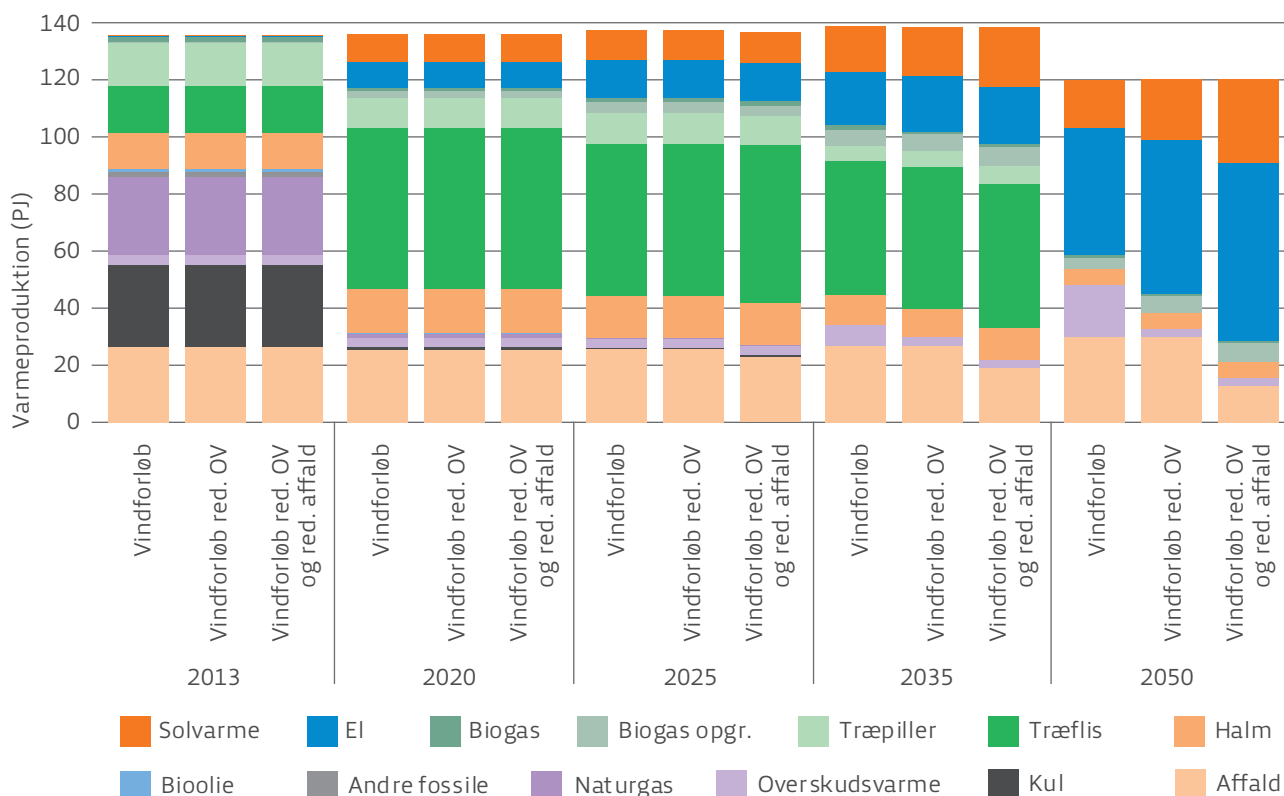
Figur 29. Marginale varmeproduktionsomkostninger for de forskellige grupper af fjernvarmeområder i vindforløbet uden afgifter.

I det vind-samfundsøkonomiske forløb er priserne lavere, hvilket skyldes afgifterne på fjernvarme-forbrug 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.

Følsomhedsanalyser

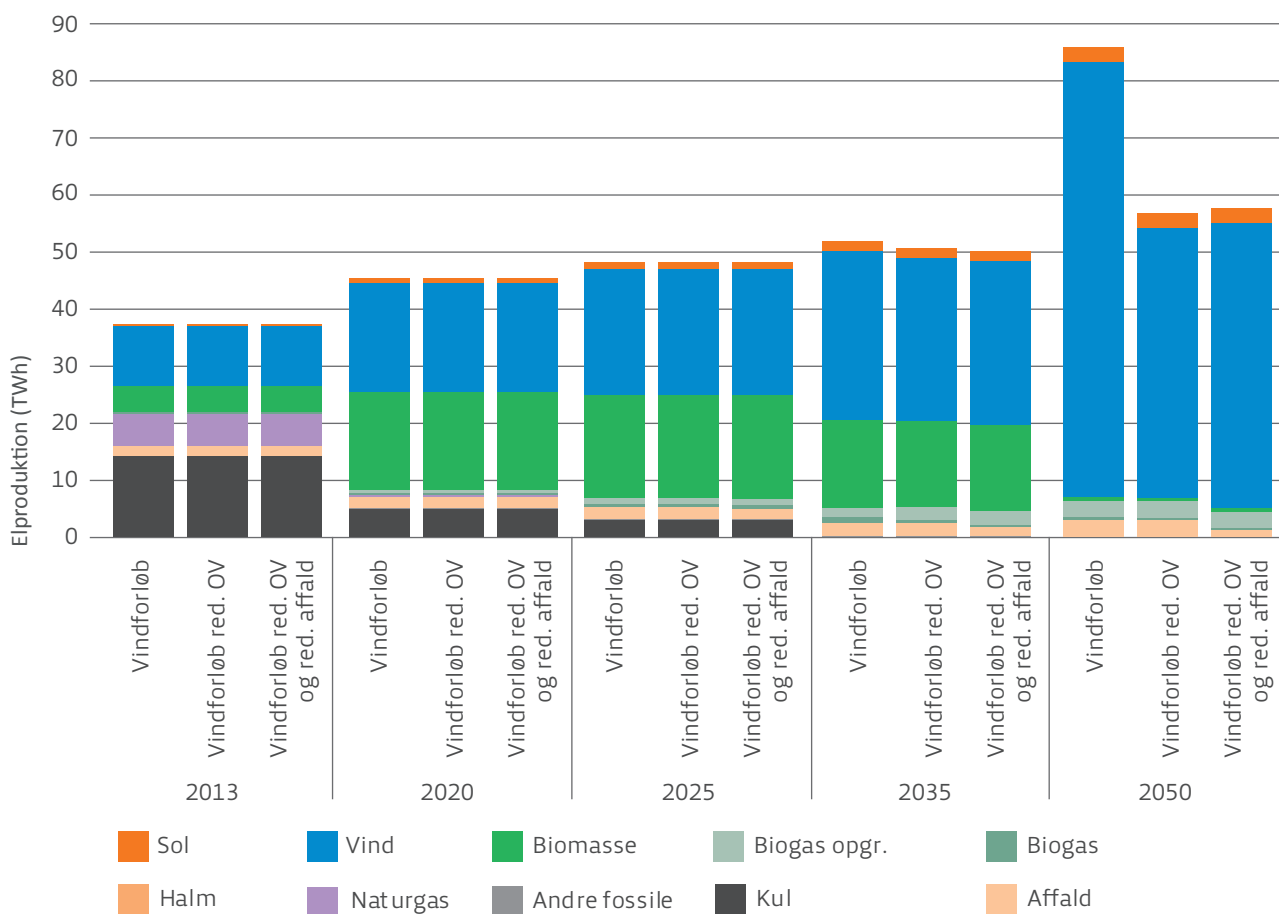
Der er gennemført to følsomhedsberegninger med udgangspunkt i vindforløbet. Følsomhedsberegningerne vedrører produktionen af biobrændstoffer samt mængden af affald, som er tilgængelig for el- og fjernvarmesektoren. Følsomhedsberegningerne er gennemført, så der gradvist bliver reduceret for mængden af varmeproduktion fra disse kilder ved først at fjerne overskudsvarme fra produktion af biobrændstoffer og bagefter 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 (Figur 30) kompenseres i modelberegningerne frem mod 2035 først og fremmest af øget fjernvarmeproduktion baseret på biomasse. I følsomhedsanalysen, 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 30. Betydningen af reduktion af overskudsvarme og affaldsmængder for fjernvarmeproduktionen i Danmark.

Følsomhedsberegningerne har også betydning for elproduktionen i Danmark. Det skyldes primært, at der uden biobrændstofproduktion ikke er noget ekstra elforbrug til produktion af brint. Dette reducerer elproduktionen markant på langt sigt, jf. Figur 31.



Figur 31. Betydning af følsomhedsberegninger for elproduktionen i Danmark.



7.
Potentiale for
udbygning af
fjernvarmen

Fjernvarme

I dette afsnit analyseres potentialet for fjernvarme i Danmark i 2020 og 2035. Udviklingen frem til hhv. 2020 og 2035 er væsentlige for beslutningerne relateret til fjernvarmens udvikling. Det er valgt ikke at vurdere potentialerne i det lange perspektiv frem til 2050, fordi dette vil være forbundet med meget store usikkerheder.

Det tekniske potentiale for fjernvarmeforsyning i Danmark er fundet ved at estimere varmebehovet for alle bygninger med varmeinstallationer i byområderne i Danmark. Efterfølgende er der foretaget økonomiske beregninger for at estimere det økonomiske potentiale, såvel bruger-/selskabsøkonomisk som samfundsøkonomisk i 2020 og 2035.

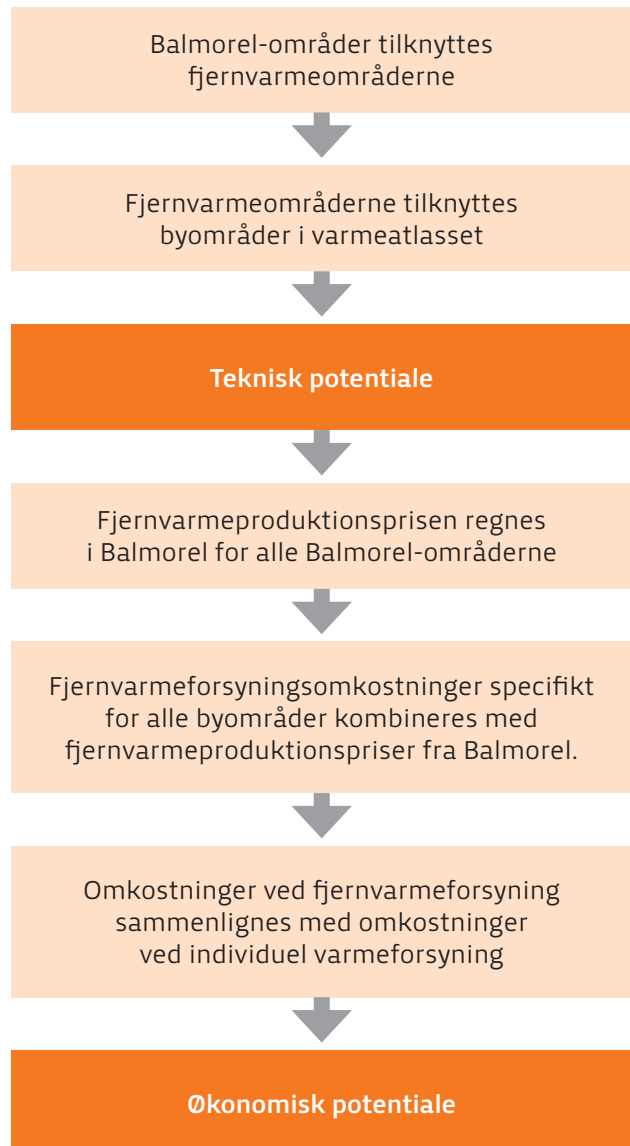
Beregningerne for de økonomiske fjernvarmepotentiale regnes i 2020 og 2035. Beregningerne tager i begge år udgangspunkt i varmeforsyningen i dag. Det betyder, at resultaterne i 2020 ikke har nogen påvirkning på resultaterne i 2035. En anden måde at foretage analyserne på ville have været at lade fjernvarmen blive udbygget til de områder, der i 2020 vurderes rentable og medtage denne antagelse i 2035. Det ville dog betyde, at man i 2035 ville have en række fjernvarmeområder, der i 2020 ville have været rentable, men ikke nødvendigvis er det i 2035.

I 2020 antages naturgaskedler at dække ca. halvdelen af varmebehovet i områder med individuel opvarmning. Herudover antages biomassekedler at dække ca. 15 pct. af varmebehovet og varmepumper at dække ca. 25 pct. Traditionel elvarme antages at dække ca. 8 pct. og solvarme ca. 2 pct. (svarende til at ca. 20 pct. af bygningerne i undersøgelsen har solvarme, hvis de er forsynet med individuel opvarmning). Oliekedler indgår ikke i beregningerne. Dette skyldes ikke, at der er en forventning om, at oliekedler er udfaset fuldstændig i byområderne. Det skyldes i stedet, at det ikke forventes, at der i 2020 vil være nogen der – i byområder – vil investere i nye oliekedler.

I 2035 antages naturgas at være udfaset som

brændsel til individuel opvarmning pga. de politiske målsætninger. Varmebehovet antages at blive dækket af biomassekedler (ca. 40–45 pct.), varmepumper (ca. 50–55 pct.) og solvarme (ca. 5 pct. svarende til at ca. 50 pct. af bygningerne i undersøgelsen har solvarme, hvis de er forsynet med individuel opvarmning).

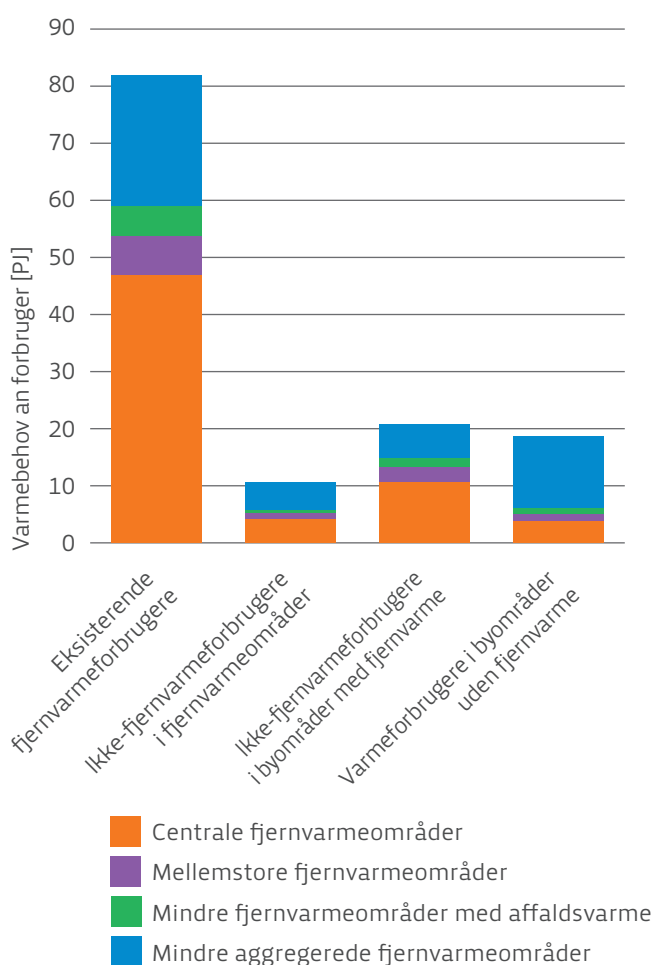
Figur 32 beskriver nogle af de overordnede skridt for at estimere det tekniske og sidenhen det økonomiske potentiale for fjernvarme i 2020 og 2035.



Figur 32. Skridt ved estimering af tekniske og økonomiske potentialer for fjernvarmeudbygning.

Teknisk potentiale

Omkostningerne forbundet med udbygning af fjernvarmeforsyning er afhængig af flere elementer, herunder hvorvidt der er behov for distributions- og transmissionsledninger, og hvad fjernvarmeproduktionsomkostningerne forventes at være i de specifikke byområder i fremtiden.



Figur 33. Teknisk potentiale i 2035 fordelt på fjernvarmeområdede typer for a) fjernvarmeforsyning for fjernvarmeforbrugere i eksisterende fjernvarmeområder, b) andre varmeforbrugere i fjernvarmeområder, c) varmeforbrugere uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmeforbrugere i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning.

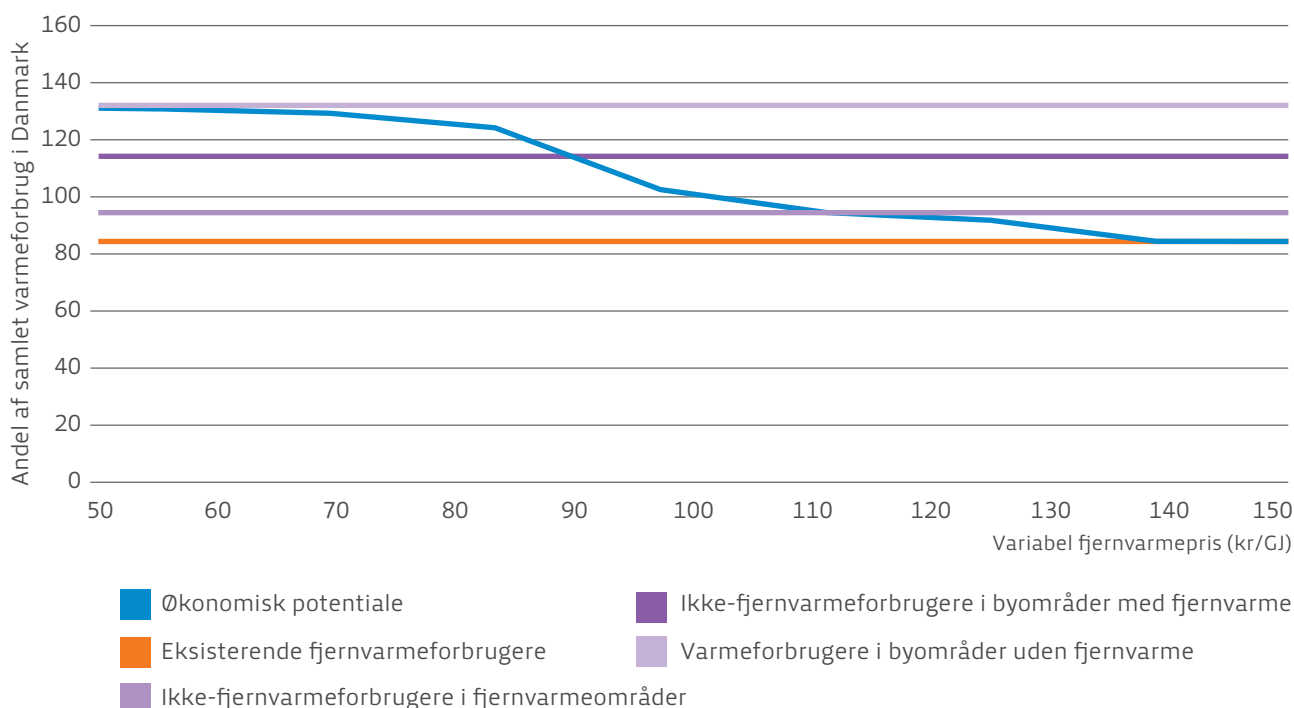
Som baggrund for vurderingerne af det økonomiske potentiale opgøres det tekniske potentiale fordelt dels på fjernvarmeområdede typer/Balmorel-områder, dels på forbrugernes aktuelle forsyningssituation i de enkelte byer. Der skelnes således mellem forbrugere i eksisterende fjernvarmeområder, forbrugere uden for fjernvarmeområder i byområder, hvor der er fjernvarme og forbrugere i byområder uden fjernvarme.

Det tekniske potentiale for fjernvarmeforsyning fordelt på aggregerede Balmorel-områder og nuværende forsyningssituation er i Figur 34 sammenholdt med den nuværende fjernvarmedækning ligeledes fordelt på Balmorel-områder.

Figur 33 illustrerer, at det eksisterende fjernvarmeforbrug i byområder udgør godt 80 PJ. Det tekniske potentiale udgøres af forbrugere i fjernvarmeområder, som ikke er forsynet med fjernvarme, forbrugere uden for fjernvarmeområder i byer med fjernvarme samt forbrugere i byer, hvor der i dag ikke er etableret fjernvarme. Kendetegnende for den første gruppe er, at der er relativt lave omkostninger forbundet med konvertering sammenlignet med områder, hvor der først skal etableres distributionsnet. I gruppe 2 kræver fjernvarmeudbygning, at der etableres et nyt distributionsnet, mens gruppe 3 kræver såvel etablering af et distributionsnet som etablering af en transmissionsledning eller alternativt et nyt produktionsanlæg.

Økonomisk potentiale med varierende fjernvarmepris

Det økonomiske potentiale for fjernvarmeforsyning i forhold til fjernvarmeproduktionsprisen er undersøgt i det følgende. Det økonomiske potentiale opgjort for de forskellige nuværende forsynings-situationer fremgår af Figur 35 sammen med det tekniske potentiale.



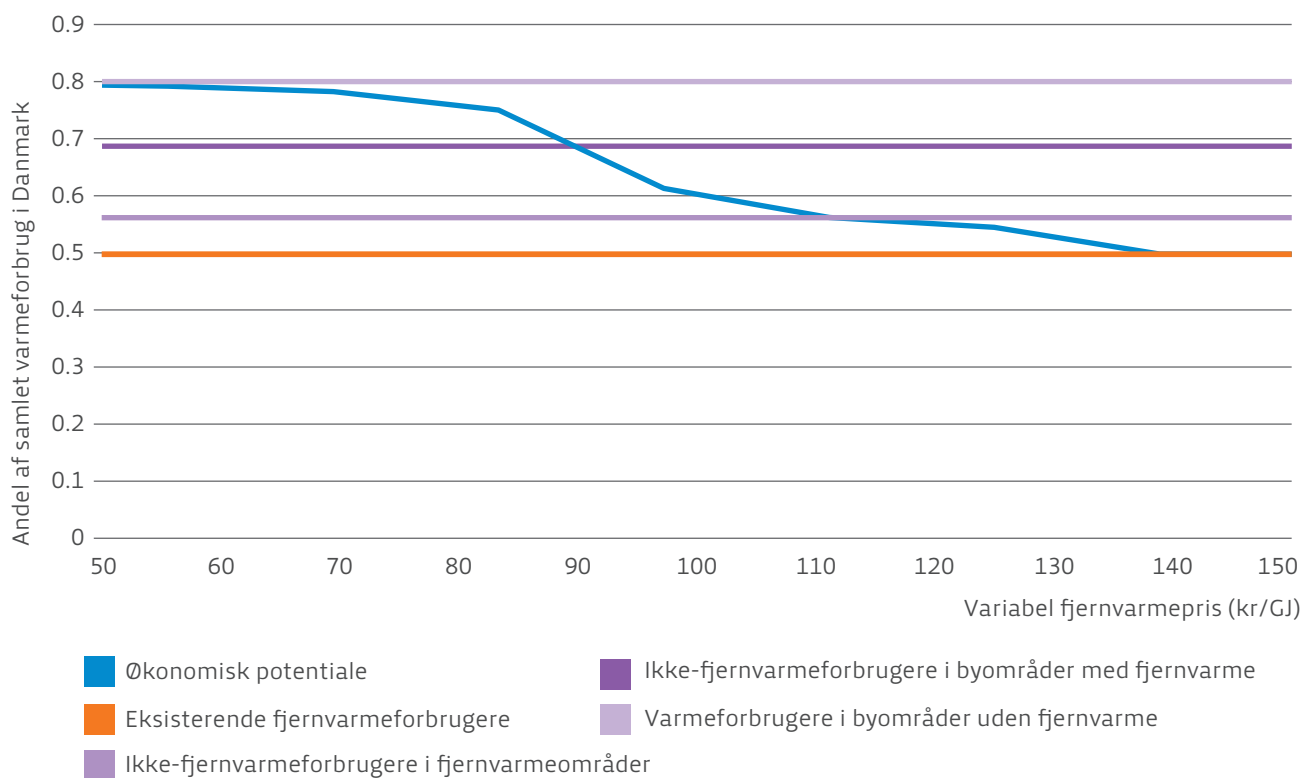
Figur 34. Teknisk og bruger-/selskabsøkonomisk potentiale for 2035 for fjernvarme afhængig af fjernvarmeproduktionsprisen an forbruger

Som det fremgår af Figur 34, vil det bruger-/selskabsøkonomiske potentiale for fjernvarme ved en fjernvarmeproduktionspris på ca. 50 kr./GJ være 100 pct. af varmebehovet i byområderne. Tilsvarende vil det økonomiske potentiale ved en fjernvarmeproduktionspris på ca. 140 kr./GJ udelukkende udgøre de eksisterende fjernvarmeforbrugere, og der vil således ikke være nogen form for konvertering eller

udbygning af fjernvarmeforsyningen i Danmark. Til sammenligning er den bruger-/selskabsøkonomiske fjernvarmeproduktionspris an forbruger 2035 beregnet til at ligge i intervallet 46–100 kr./GJ.

De estimerede fjernvarmeproduktionspriser ligger således i den lave ende af det på grafen illustrerede interval.

Figur 35 illustrerer fjernvarmeforsyningens andel af det totale varmebehov i Danmark i forhold til varmeproduktionsprisen.



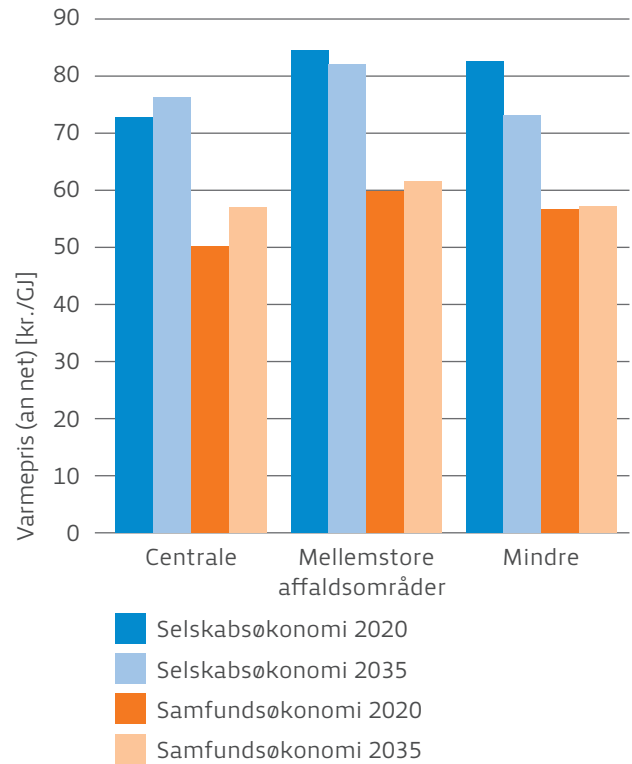
Figur 35. Det tekniske og bruger-/selskabsøkonomiske fjernvarmepotentiales andel af det danske varmebehov i 2035 afhængig af fjernvarmeproduktionsprisen an forbruger.

De eksisterende fjernvarmeforbrugere udgør ca. 50 pct. af det samlede varmebehov i Danmark. Herudover er der ca. 3 pct. af varmebehovet, som har varmeinstallationstypen 'fjernvarme/blokvarme', men som ligger uden for byområderne. Dette varmebehov antages at være blokvarme og indgår ikke som eksisterende fjernvarmeforbrugere i Figur 35.

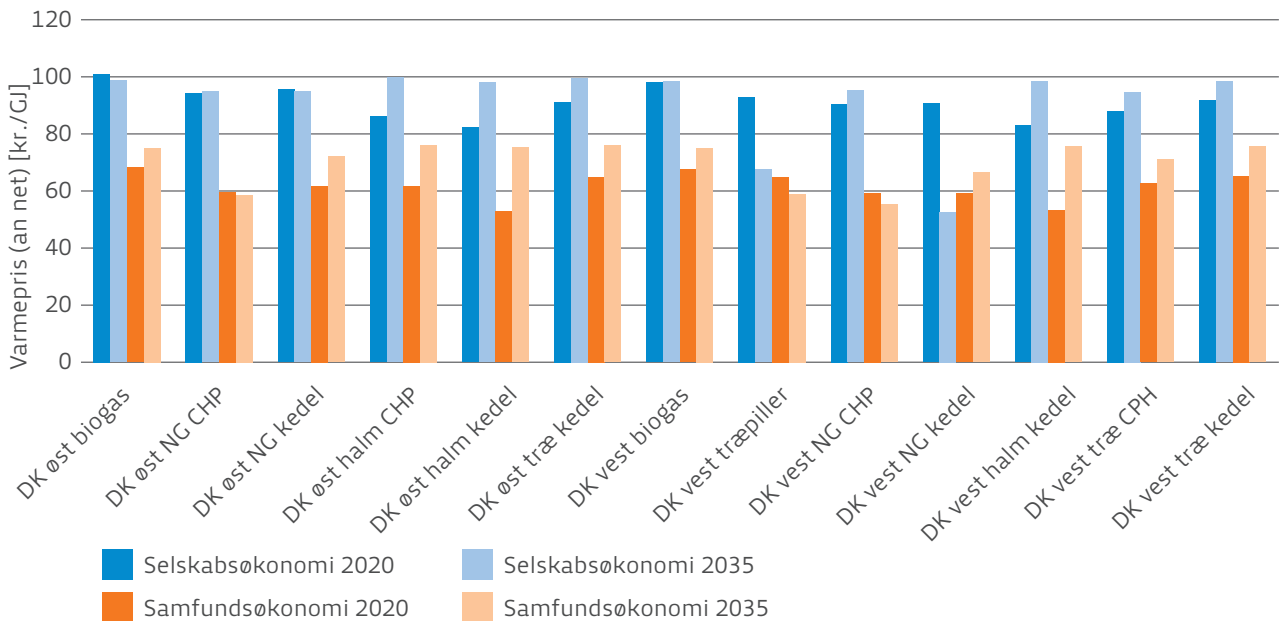
Hvis hele varmebehovet i byområderne konverteres til fjernvarme, kan fjernvarmen totalt set udgøre ca. 80 pct. af det samlede varmebehov i Danmark.

Fjernvarme

Fjernvarmeproduktionspriserne varierer meget, men som det fremgår af intervallet af fjernvarmeproduktionspriserne (Figur 36 og 37) og det økonomiske potentiale med varierende fjernvarmepriser (Figur 34 og 35), skal priserne stige med ca. 50-300 pct., før udbygningspotentialet er nul. Tilsvarende skal priserne på fjernvarme falde med 0-50 pct. før hele det teoretiske udbygningspotentiale er rentabelt.



Figur 36. Selskabs- og samfundsøkonomiske varmepriser i 2020 og 2035 i Balmorel-områder – de tre typer større fjernvarmesystemer.

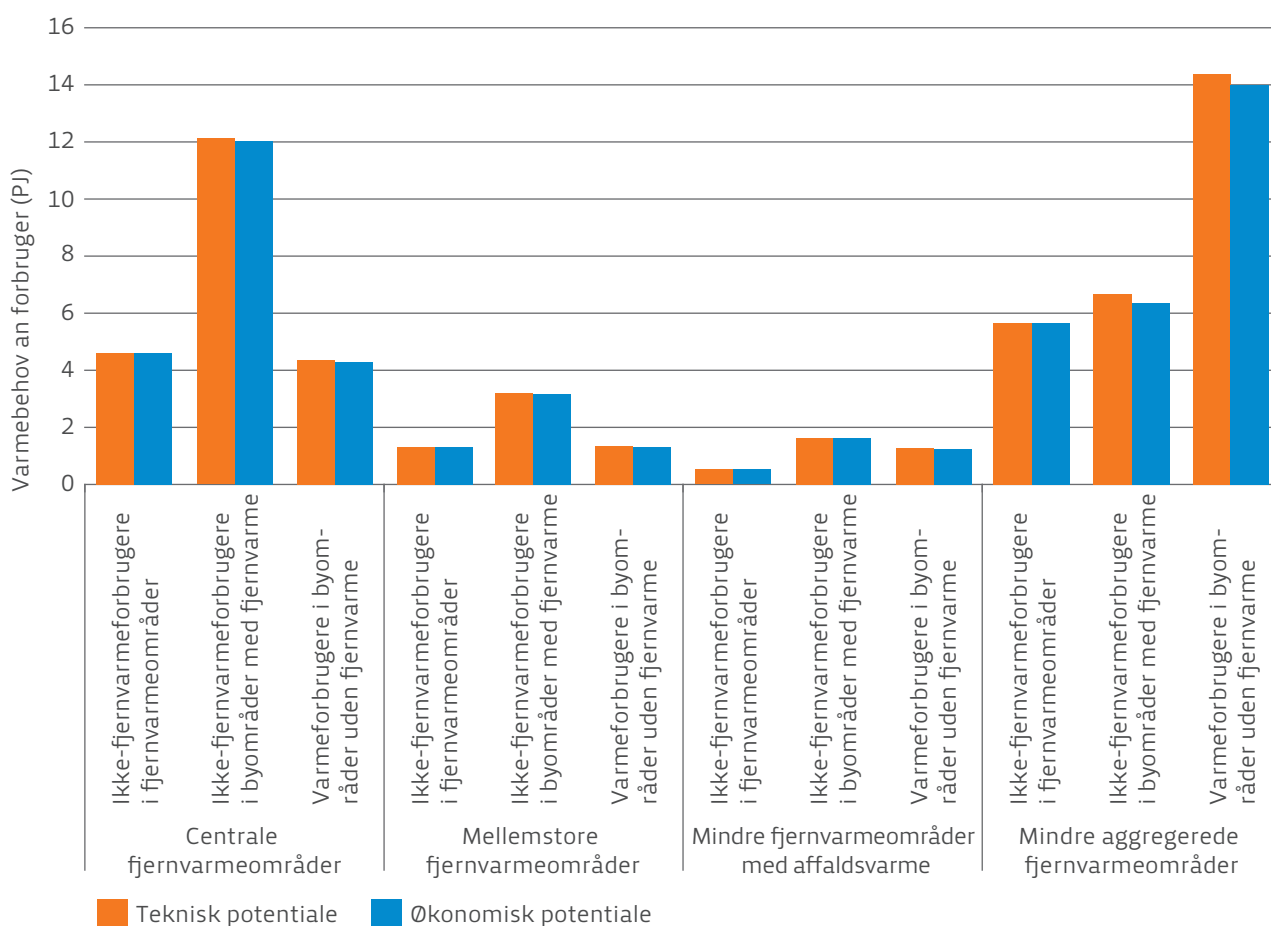


Figur 37. Selskabs- og samfundsøkonomiske varmepriser i 2020 og 2035 i Balmorel-områder – de mindre typer fjernvarmesystemer (aggregeret).

Økonomisk potentiale med specifikke fjernvarmepriser

Når de specifikke fjernvarmeproduktionspriser an forbruger fra Balmorel-beregningerne kobles med varmeetilslaget, fås det økonomiske potentiale for fjernvarme fordelt på Balmorel-områder. Figurerne neden for illustrerer det tekniske og økonomiske potentiale for fjernvarme fordelt på aggregerede Balmorel-områder samt nuværende forsyningssituation for henholdsvis bruger-/selskabsøkonomi og samfundsøkonomi for 2020 og 2035.

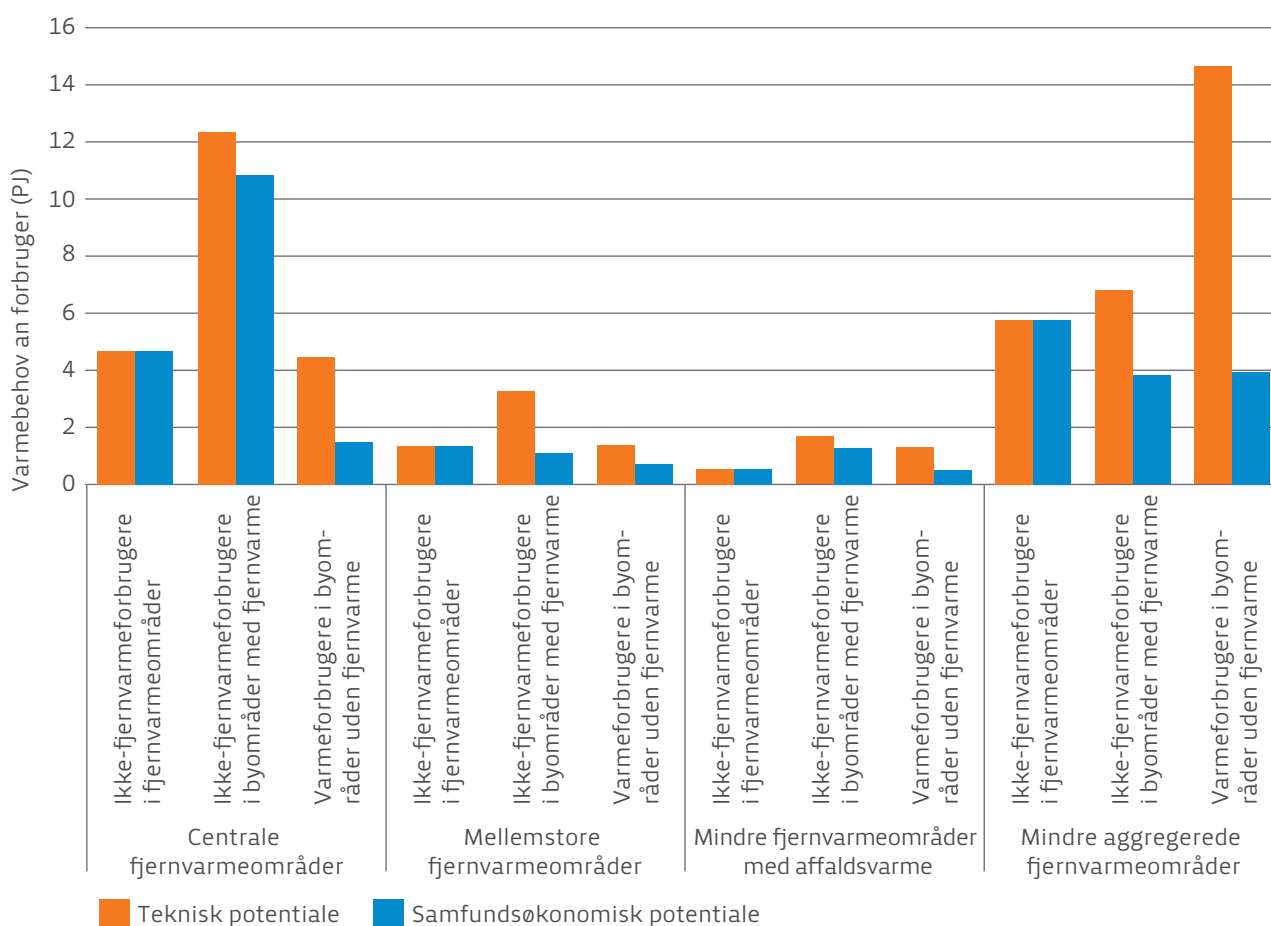
Det fremgår af Figur 38, at det bruger-/selskabsøkonomiske potentiale i 2020 for individuelle varmemeforbrugere i fjernvarmeområder er tæt på at være det samme som det tekniske potentiale, hvilket vil sige, at med de forudsætninger, der ligger bag beregningerne, så vil næsten alle forbrugere i denne gruppe uanset Balmorel-område konvertere til fjernvarme. Det bruger-/selskabsøkonomiske fjernvarmeudbygningspotentiale sammenlagt med de eksisterende fjernvarmeforbrugere resulterer i at fjernvarme – i analysen – udgør ca. 79,6 pct. af det samlede varmebehov i Danmark.



Figur 38. Teknisk og bruger-/selskabsøkonomisk potentiale for fjernvarme i 2020 fordelt på a) fjernvarmeområder samt b) varmemeforbrugere med individuelle varmeinstallationer i fjernvarmeområder, c) varmemeforbrugere uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmemeforbrugere i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning.

Fjernvarme

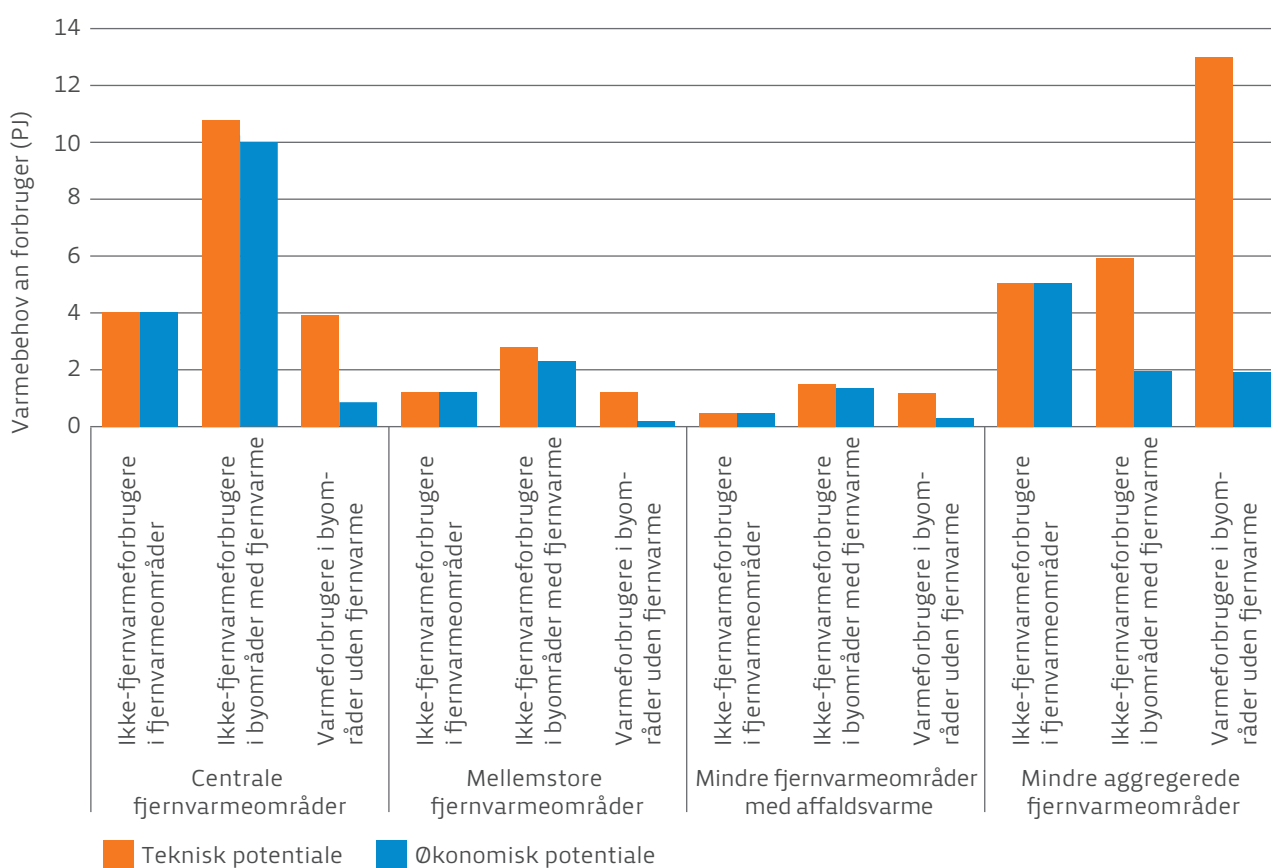
Den samfundsøkonomiske analyse for 2020 giver en samlet fjernvarmedækning på ca. 69 pct. af det samlede varmebehov i Danmark. For individuelle varmekonsumenter i fjernvarmeområder er det hele det tekniske potentiale, der er rentabelt. Derudover er en del af det tekniske potentiale i byområder med fjernvarme rentabelt at konvertere til fjernvarme. I byområder uden fjernvarme vil der kun være et mindre potentiale for udbygning af fjernvarmeforsyningen (Figur 39).



Figur 39. Teknisk og samfundsøkonomisk potentiale for fjernvarme i 2020 fordelt på a) fjernvarmeområder samt b) varmekonsumenter med individuelle varmeinstallationer i fjernvarmeområder, c) varmekonsumenter uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmekonsumenter i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning.

Af Figur 40 fremgår det, at i 2035 er det bruger-/selskabsøkonomiske potentiale faldet sammenlignet med tilsvarende for 2020. Potentialet er faldet til ca. 68 pct. Det skyldes bl.a., at varmebehovet er faldet, og omkostningerne til distributionsledninger derfor vejer tungere end i 2020. Andre faktorer der har betydning er ændring af sammensætningen af indivi-

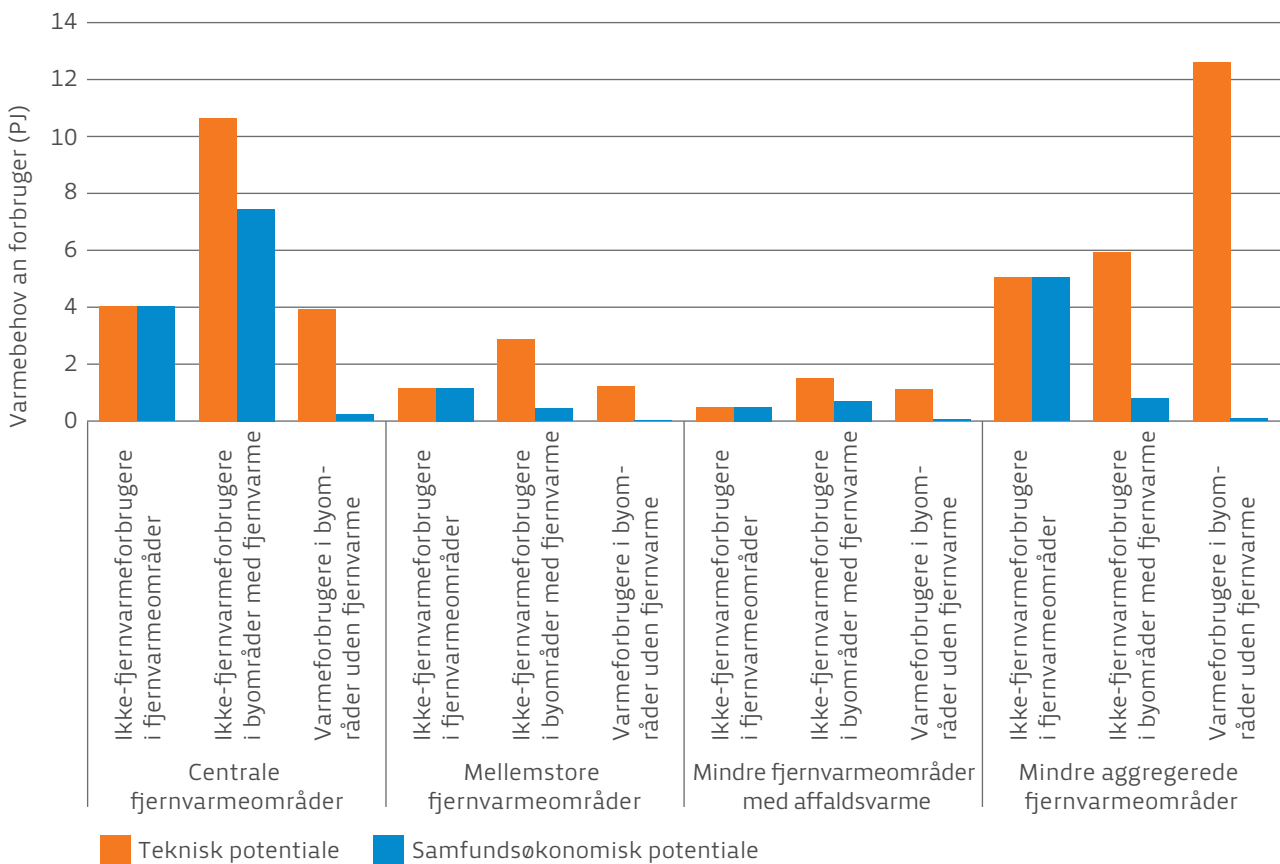
duelle varmeinstallationer, fjernvarmeproduktionspriserne og elpriserne. Det økonomiske potentiale i byområder, hvor der allerede er fjernvarmeforsyning i en del af byen, er relativt højt. I byområder uden nogen eksisterende fjernvarmeforsyning er det økonomiske potentiale lavt.



Figur 40. Teknisk og bruger-/selskabsøkonomisk potentiale for fjernvarme i 2035 fordelt på a) fjernvarmeområder samt b) varmekonsumenter med individuelle varmeinstallationer i fjernvarmeområder, c) varmekonsumenter uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmekonsumenter i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning.

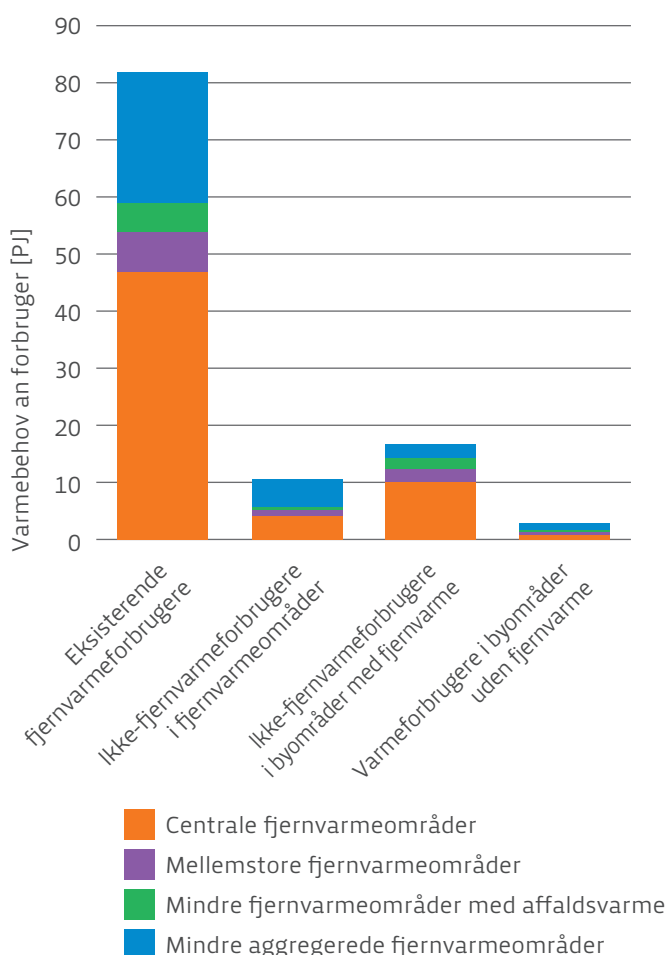
Fjernvarme

Det samfundsøkonomiske fjernvarmepotentiale i 2035 er ca. 62 pct. Faldet i potentiale sammenlignet med det samfundsøkonomiske fjernvarmepotentiale i 2020 sker primært i byområder uden eksisterende fjernvarmeforsyning, men også potentialet i byområder med fjernvarmeforsynede områder falder lidt (Figur 41).



Figur 41. Teknisk og samfundsøkonomisk potentiale for fjernvarme i 2035 fordelt på a) fjernvarmeområder samt b) varmekonsumenter med individuelle varmeinstallationer i fjernvarmeområder, c) varmekonsumenter uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmekonsumenter i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning.

Figur 43 nedenfor illustrerer det bruger-/selskabsøkonomiske fjernvarmepotentiale fordelt på aggregerede Balmorel-områder og for den nuværende forsyningsituation sammenholdt med det nuværende fjernvarmedækkede forbrug i 2035. Ved at sammenligne figuren med den tilsvarende for det tekniske fjernvarmepotentiale (Figur 34) ses det, at det for individuelle varmemeforbrugere i fjernvarmeområder er fordelagtigt at konvertere til fjernvarme. Inden for centrale fjernvarmeområder er det ofte fordelagtigt at udbygge fjernvarmeforsyningen til resten af byområdet.



Figur 42. Bruger-/selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale i 2035 for a) fjernvarmeforsyning for fjernvarmeforbrugere i eksisterende fjernvarmeområder, b) andre varmemeforbrugere i fjernvarmeområder, c) varmemeforbrugere uden for fjernvarmeområder i byområder med fjernvarmeforsyning og d) varmemeforbrugere i byområder uden nogen fjernvarmeforsyning fordelt på fjernvarmeområdetyper.

Analyserne er som nævnt tidligere gennemført på byniveau. Analyserne viser, at potentialevurderingerne på byniveau nogle steder er meget robuste og andre steder ret følsomme over for de anvendte forudsætninger. Der vil derfor være behov for at gå mere i detaljer, såfremt resultater på byniveau skal evalueres. Sammen med specifikke behov og baggrundsdata for udvalgte byer kan modellerne anvendes med dette formål i forbindelse med den videre proces.

Sammenfattende kan det konkluderes, at potentialet for fjernvarme svarer til, at fjernvarmeforsyningen udbygges til at dække 60-70 pct. af det samlede varmebehov. Tages der yderligere højde for, at det skal være både bruger- og samfundsøkonomisk rentabelt i både 2020 og 2035, bliver potentialet ca. 62 pct.

Resultat i forhold til tidligere analyser

Dette afsnit sammenholder resultaterne af denne analyse med tre tidligere analyser, som har set på fjernvarmens fremtid i Danmark:

- › Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem, Ea Energianalyse, Risø DTU m.fl. i samarbejde med Dansk Fjernvarmes Visionsudvalg, 2009,
- › Varmeplan Danmark, Rambøll og AAU for Dansk Fjernvarme, 2010,
- › Klimakommissionen, 2010.

Hovedresultaterne i de tre studier er sammenfattet i Tabel 5. Der er fokuseret på de tre analysers mest centrale scenarier.

Individuel opvarmning udskiftes med varmepumper i alle de 3 studier.

Som det ses, er der stor overensstemmelse mellem analysernes antagelser om fjernvarmeforsynings dækningsgrad og størrelse i 2025.

Overordnet set er dækningsgraden i Fjernvarmeanalysen 62–80 pct. Tages der højde for, at det både skal være bruger-/selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk rentabelt er potentialet i stedet 62–69 pct. Tages der yderligere højde for at det skal være rentabelt i både 2020 og 2035, bliver potentialet ca. 62 pct. Det økonomiske potentiale er afhængigt af mange forudsætninger og metoder.

Sammenfattende viser resultaterne en fjernvarmedækning på 60–70 pct. og en samlet fjernvarmepro-

	Effektiv Fjernvarme (grundforløb)	Varmeplan Danmark (hurtig udvikling)	Klimakommissionen (fremtidsforløb)	Denne analyse
Fjernvarmeudbredelse (energi) – 2025	57 %	Ca. 60 %		60–70 %
Fjernvarmeudbredelse (energi) – 2050	Over 50 %	63–70 %	57 %	

Tabel 5: Opsamling på resultater for udbredelsen af fjernvarme fra de tre studier + denne analyse.

duktion til opvarmning på ca. 130–150 PJ. Dog er der betydelig forskel mellem Varmeplan Danmarks fremskrivninger af brændselssammensætningen og modelberegningerne i Effektiv Fjernvarme. I Varmeplan Danmark spiller biogas ingen rolle i fjernvarmeforsyningen i 2050 (og kun en begrænset rolle i perioden omkring 2020–30), mens Effektiv Fjernvarme kommer frem til en betydelig biogasanandel (større end biomasse) i 2050.

Dette skyldes antagelig, at biogas i Varmeplan Danmark kun udnyttes til fjernvarme i perioder med høje elpriser i 2020–2030, og at biogassen i stedet opgraderes og anvendes i biogasnet til forsyning af andre sektorer som industri, kogekunder, transport mv. I de andre analyser slår dette skift først i gennem 2040.

Fjernvarmeanalysen stemmer godt overens med Varmeplan Danmarks analyser, der giver en dækningsgrad på 63–70 pct. Dækningsgraden er mindre i Effektiv Fjernvarme og i Klimakommissionens fremtidsforløb.

Følsomhedsanalyser

Hovedresultaterne i analysen af fjernvarmens udbygningspotentiale er afhængig af en del forudsæt-

ninger som – især i 2035 – er svære at validere. Der er derfor foretaget en række følsomhedsanalyser med udgangspunkt i hovedanalysen. Følsomhedsanalyserne skal fremhæve, hvilke forudsætninger der har stor indflydelse på resultaterne.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne fremgår af Tabel 6. Resultaternes påvirkning af fjernvarmeproduktionsprisen fremgår af afsnit 'Økonomisk potentiale med varierende fjernvarmepris'.

Fjernvarmepotentiale (%)	Bruger-/selskabsøkonomi 2020	Samfundsøkonomi 2020	Bruger-/selskabsøkonomi 2035	Samfundsøkonomi 2035
Hovedresultater	79,6	68,6	67,6	62,1
Følsomhedsanalyser				
90 pct. tilslutning til fjernvarmeforsyningen (i stedet for 100 pct.)	76,4	64,6	64,7	59,2
Individuel opvarmning baseres 100 pct. på naturgaskedler (i stedet for blandet)	79,7	63,0	79,4	67,2
Individuel opvarmning baseres 100 pct. på biomassekedler (i stedet for blandet)	67,8	66,0	63,0	60,0
Individuel opvarmning baseres 100 pct. på luft-til-vand varmepumper (i stedet for blandet)	77,5	69,6	75,3	66,0
Varmebesparelse 0 pct. pr. år (i stedet for 0,75 pct.)	79,7	79,7	72,6	65,6
Varmebesparelse 0,45 pct. ¹⁰ pr. år (i stedet for 0,75 pct.)	79,7	70,0	69,4	63,6
Varmebesparelse 1,05 pct. pr. år (i stedet for 0,75 pct.)	79,6	67,6	66,0	59,6
Varmebesparelse 1,5 pct. pr. år (i stedet for 0,75 pct.)	79,4	66,6	63,5	57,4
Elproduktionspriser reduceret med 10 pct.	79,6	66,8	66,7	60,3
Elproduktionspriser øget med 10 pct.	79,7	70,6	68,5	63,1
Gadeledningsomkostninger øget med 10 pct.	79,3	66,4	66,4	60,3
Gadeledningsomkostninger reduceret med 10 pct.	79,8	71,1	68,8	63,4

Tabel 6: Følsomhedsanalyser af fjernvarmeudbygningspotentialet med udgangspunkt i hovedresultaterne.

10. Dansk Fjernvarme anbefaler, at man bruger en varmebesparelse på 0,45 pct. pr. år i stedet for 0,75 pct. pr. år som SBI regner med.

Fjernvarme

Følsomhedsanalyserne giver følgende resultater:

- › Tilslutning: Ved at reducere tilslutningen til fjernvarme med 10 pct. reduceres fjernvarmedækningen med ca. 3-4 procentpoint.
- › Sammensætning af individuelle varmeinstallationer:
 - 100 pct. naturgaskedler: Hvis naturgaskedler dækker hele den individuelle varmforsyning falder fjernvarmedækningen i 2020 – samfundsøkonomisk – med næsten 6 pct. I 2035 stiger fjernvarmedækningen med 5-12 pct. I 2020 skyldes faldet af fjernvarmedækningen, at naturgaskedler samfundsøkonomisk er på niveau med biomassekedler og luft-til-vand varmepumper, men billigere til forsyning end elvarme og andre varmepumper. I 2035 er naturgaskedler – i analysen – dyrere end både luft-til-vand varmepumper og biomassekedler.
 - 100 pct. biomassekedler: Hvis biomassekedler dækker hele den individuelle varmforsyning, falder fjernvarmedækningen både i 2020 og i 2035. Faldet skyldes, at biomassekedler – i analysen – er en af de individuelle varmeinstallationer, der giver den billigste varmforsyning. Udbredelsen af biomassekedler til individuel opvarmning vurderes at være begrænset af nogle elementer, der ikke indgår i omkostningerne ved varmforsyning fra biomassekedler. Herunder plads i bolig/skur til kedlen og biomasse samt brugerens tid til påfyldning af biomasse.
 - 100 pct. luft-til-vand varmepumper: Hvis biomassekedler dækker hele den individuelle varmforsyning falder fjernvarmedækningen bruger-/selskabsøkonomisk i 2020, mens den stiger samfundsøkonomisk i 2020 og både bruger-/selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk i 2035. Omkostningerne til opvarmning med luft-til-vand varmepumper er – i analysen – lavere end opvarmning med naturgaskedler og højere end opvarmning

med biomassekedler.

- › Varmebesparelse:
 - 0 pct. pr. år: Hvis varmebehovet fastholdes (varmebesparelser og udbygning af eksisterende bygninger udlignes) stiger fjernvarmedækningen med 0-5 procentpoint.
 - 0,45 pct. pr. år: Ved en årlig varmebesparelse på 0,45 pct. pr. år i stedet for 0,75 pct. pr. år stiger fjernvarmedækningen med 0-2 procentpoint.
 - 1,05 pct. pr. år: Ved en årlig varmebesparelse på 1,05 pct. pr. år i stedet for 0,75 pct. pr. år falder fjernvarmedækningen med 0-3 procentpoint.
 - 1,50 pct. pr. år: Ved en årlig varmebesparelse på 1,50 pct. pr. år i stedet for 0,75 pct. pr. år falder fjernvarmedækningen med 0-5 procentpoint.
- › Elproduktionspris
 - 10 pct. lavere: Hvis elproduktionsprisen falder med 10 pct. falder fjernvarmedækningen med 0-2 procentpoint.
 - 10 pct. højere: Hvis elproduktionsprisen stiger med 10 pct. stiger fjernvarmedækningen med 0-2 procentpoint.
- › Gadeledningsomkostninger:
 - 10 pct. højere: Hvis gadeledningsomkostningerne stiger med 10 pct. falder fjernvarmedækningen med 0-4 procentpoint.
 - 10 pct. lavere: Hvis gadeledningsomkostningerne falder med 10 pct. stiger fjernvarmedækningen med 0-3 procentpoint.

Overordnet vurderes hovedresultaterne som værende relativt solide, men der ligger mange forudsætninger bag beregningerne, og de nærværende følsomhedsanalyser tager kun højde for nogle af disse. Herudover er der ikke undersøgt konsekvenserne af flere forudsætningsændringer på én gang.



8. Bilagsrapporter

I forbindelse med projektet er der udarbejdet følgende bilagsrapporter:

1. Varmeatlas og fjernvarmepotentiale – forudsætninger, analysemodel og analyser (COWI)
2. Modelberegninger af scenarier for fjernvarmens udvikling i fremtidens energisystem – Balmorelberegninger, forudsætninger og analyser (Ea)
3. Case analyser og fokusområder – forudsætninger og analyser (COWI)
4. Udvalgte, tidligere studier af fjernvarmes udvikling i Danmark (Ea)

Fjernvarme

Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning

Udarbejdet af Energistyrelsen marts 2014.

Analysens samlede tekniske bilag kan læses og downloades på www.ens.dk/analyser

De øvrige udgivelser i samme serie er:

Energiscenarier for
2020, 2035 og 2050

Fjernvarmens rolle i den
fremtidige energiforsyning

Den fremtidige anvendelse
af gasinfrastrukturen

Analyse af elnettets
funktionalitet

Analyse af
bioenergi i Danmark

Biogas i Danmark
– status, barrierer og perspektiver

ISBN: 978-87-93071-65-0

Grafik og layout: Solid Media Solutions