



## Analyseforudsætninger til Energinet 2020 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Baggrundsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
17. september 2020

**J nr.** 2020-8581

/MEG

### Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040 .....	2
Centrale værker .....	2
Decentrale værker.....	3
Store varmepumper .....	4
Elkedler .....	4
Metode og antagelser .....	5
Centrale fjernvarmeområder .....	6
Decentrale fjernvarmeområder .....	8
Elkedler .....	8
Reserver.....	9
Usikkerhed.....	10
Ændringer i forhold til AF19.....	10
Central og decentral produktionskapacitet .....	11
Varmepumper .....	12
Elkedler .....	13
Reserver.....	13
Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model .....	14

**Energistyrelsen**

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

T: +45 3392 6700  
E: ens@ens.dk

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)



## Udvikling frem mod 2040

Der forventes generelt en fremtidig udvikling, hvor den termiske, brændselsbaserede elproduktionskapacitet gradvist tages ud af drift og erstattes af varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (primært biomassekedler og solvarme).

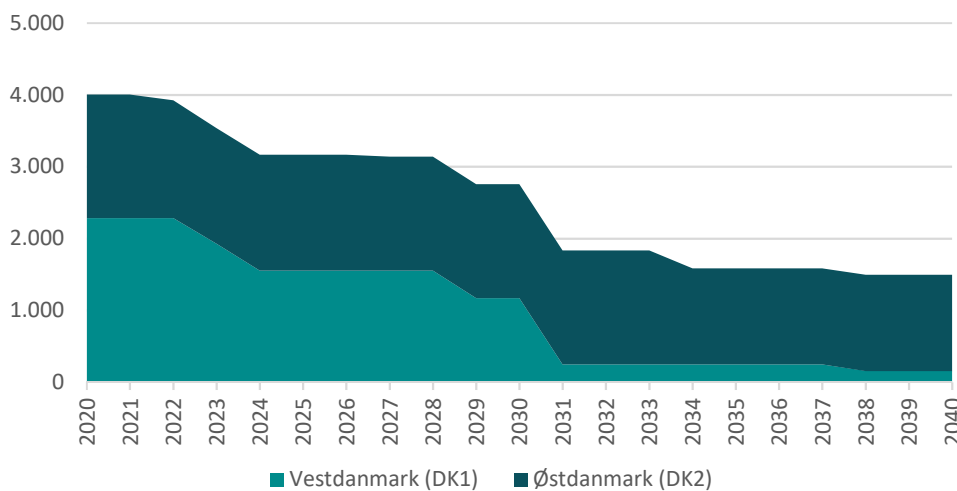
### Centrale værker

Nedenfor ses udviklingen i elkapacitet på de centrale værker. Særligt i Vestdanmark falder kapaciteten væsentligt, da en række værker forventes at lukke og erstattes af andre varmeproducerende anlæg til dækning af fjernvarmebehovet. Det gælder særligt de tre tilbageværende kulfyrede blokke i Esbjerg (2024), Odense (2025) og Aalborg (2028), ligesom en række betinget driftsklare værker ejet af Ørsted antages taget ud af drift ultimo 2022 som en del af virksomhedens strategi.

AF20 indeholder således lukning af ca. 3,2 GW elkapacitet frem mod 2040, hvorved at kapaciteten falder fra 4.900 MW i dag til ca. 1.700 MW i 2040.

En væsentlig del af kapaciteten er dog allerede i dag kun betinget driftsklar (ca. 1.150 MW) eller har kun meget lidt drift (ca. 500 MW som f.eks. leverer reserve), så nedgangen i kapacitet frem mod 2023 har kun lille betydning for selve elproduktionen.

Elkapacitet for centrale værker (MW)



Figur 1. Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale værker i hhv. Vest- og Østdanmark (MW). Inkluderer driftsklare og betinget driftsklare ("mølpose") anlæg, men ikke anlæg der forventes taget ud af drift i løbet af 2020.

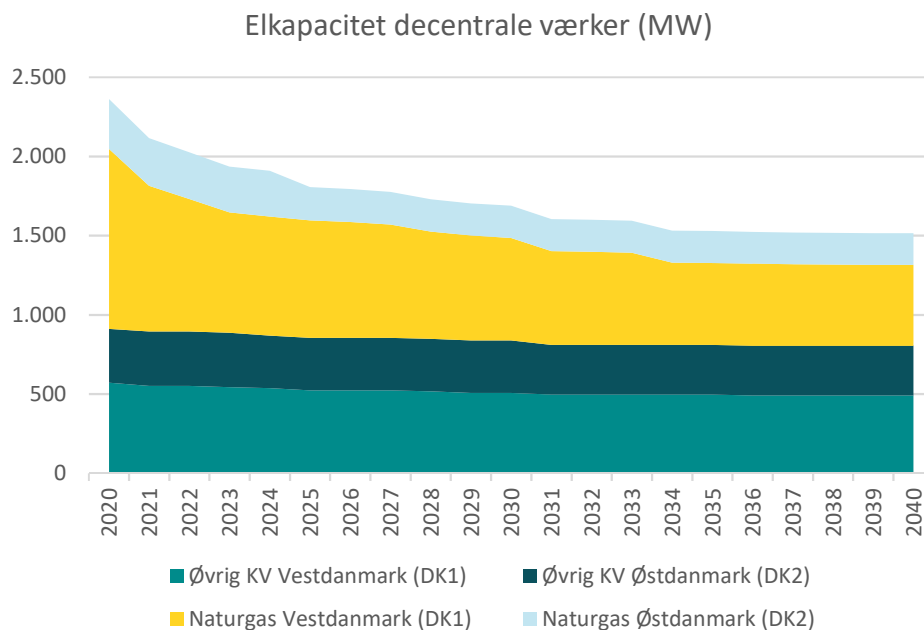
Der er dog væsentlig usikkerhed omkring udviklingen, og der er som udgangspunkt ikke inkluderet forventninger til tiltag, der kan sikre effekttilstrækkeligheden såfremt der opstår udfordringer som følge af lukninger. Dette er således en afspejling af en udvikling uden yderligere tiltag fra Energinets side ift. elforsynings sikkerheden.

Særligt Kyndbyværket har en væsentlig andel af kapaciteten, da det indgår med størstedelen af sin kapacitet i forudsætningerne (ca. 440 MW fra 2021), selvom værket ikke som udgangspunkt forventes at operere i væsentligt omfang på day-ahead markedet.

## Decentrale værker

Udviklingen i elkapacitet på decentrale værker ses i figuren herunder. Der ses et fald i elkapacitet primært fra naturgasbaserede anlæg, hvilket skyldes forringet økonomi i anlæggene samtidig med forbedrede vilkår for investeringer i varmepumper som alternativ fjernvarmeproduktion. Det forventes, at en stor del af de decentrale naturgasværker vil have svært ved at konkurrere ud fra indtægterne på elspotmarkedet alene og derfor ikke vil få mange driftstimer. Det vil derfor primært være anlæg, der også leverer forskellige typer af systemydelse, der fortsat vil være til rådighed for elsystemet.

Der er en mindre nedgang i elkapaciteten baseret på affaldsforbrænding fra ca. 335 MW i 2020 til ca. 270 MW i 2040. Den decentrale elkapacitet baseret på biomasse falder en smule fra ca. 185 til 165 MW, mens biogaskapaciteten forventes at være nogenlunde konstant på 75 MW.



Figur 2. Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg. Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. Det er primært kapaciteten for naturgasfyrede anlæg (ledningsgas) der udvikler sig, hvorimod øvrig kraftvarme baseret på biomasse, affald og biogas kun ændrer sig i mindre grad.

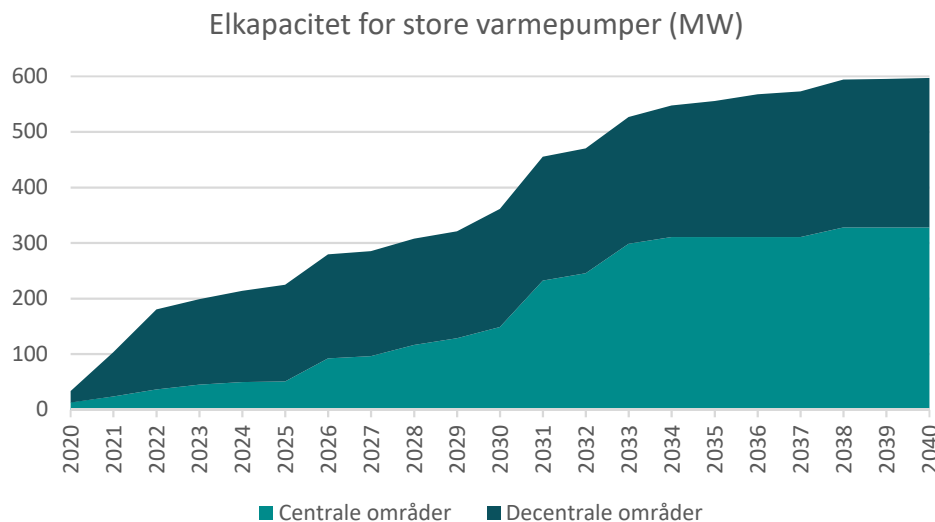
Der findes udover den opgjorte decentrale kapacitet også en mindre kapacitet af anlæg, der normalvis ikke leverer til det kollektive net og derfor er udeholdt af oversigten (fx industriel kraftvarme og nødstrømsanlæg i erhverv).

## Store varmepumper

Der forventes en væsentlig udbygning med store varmepumper til fjernvarme som det ses i figuren herunder. Udviklingen skyldes teknologisk udvikling og omlægning af afgifts- og tilskudssystemet, så det i højere grad understøtter elbaseret varmeproduktion. På den korte bane er det især i de decentrale områder, hvor varmeproduktionen i dag er baseret på naturgas, at produktionsomkostningerne kan sænkes ved nye investeringer i varmepumper. Dette gælder særligt for de værker, der grundet bortfald af grundbeløbet har en lav indtjeningen fra elproduktionen ift. produktionsomkostningerne. Der er i øjeblikket et væsentligt antal projekter i pipeline i decentrale naturgasbaserede områder, der bekræfter dette, og stigningstakten for udbygningen estimeres derfor at være relativt høj på kort sigt.

De centrale områder forventes at udbygge væsentligt med varmepumper, særligt på længere sigt. Forventede lukninger af centrale kraftvarmeværker giver plads til investeringer i varmepumper. Ud over en væsentlig udnyttelse af overskudsvarme forventes forskellige varmekilder at blive anvendt, herunder geotermi, havvand og luft.

Den samlede elkapacitet til varmepumper i centrale og decentrale områder forventes at være ca. 350 MW i 2030 og 600 MW i 2040. Dette svarer til en varmeproduktionskapacitet på ca. 1.300 MJ/s i 2030 og 2.200 MJ/s i 2040.

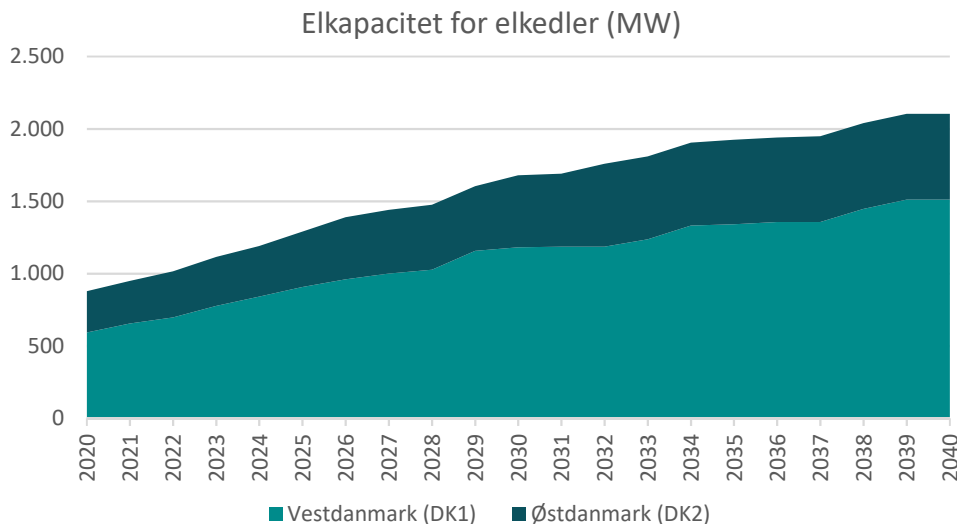


Figur 3. Udvikling i elkapacitet for store varmepumper i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder (MW).

## Elkedler

Der antages en fortsat udbygning med elkedler i tråd med den generelle historiske trend de sidste 15 år svarende til gennemsnitligt ca. 50 MW per år (udover kendte

projekter under udarbejdelse). Dermed vil den samlede kapacitet stige til ca. 1.500 MW i 2030 og 2.000 MW i 2040. Elkedlerne forventes at blive etableret i både decentrale og centrale områder, hvor de har mulighed for at levere systemydelser og fungere som spidslast- og reservelast i fjernvarmeproduktionen.



Figur 4. Udvikling i elkapacitet for elkedler til fjernvarmeproduktion antages at være i tråd med den historiske trend og nå op på ca. 2.000 MW i 2040 (MW).

## Metode og antagelser

De anvendte værktøjer og metoder til vurdering af udviklingen er grundlæggende de samme som anvendt og beskrevet i AF19. Der tages udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- Der tages udgangspunkt i den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter i Energiproducenttællingen fra 2018 (EPT2018).
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2018 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført<sup>1</sup>. Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i 2019-2022.
- For perioden derefter laves en vurdering af yderligere investeringer i nye anlæg såvel som skrotninger af eksisterende anlæg. Udviklingen på længere sigt vurderes forskelligt i de centrale og decentrale fjernvarmeområder.
  - De decentrale områder baseres på modelberegninger i Energistyrelsens DH-Invest model, der beregner forventede investeringer ud fra en minimering af de selskabsøkonomiske omkostninger for varmeproduktionen.

<sup>1</sup> Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommunen (varmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg over 25 MW elkapacitet).



- De centrale områder er vurderet med udgangspunkt i konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker kombineret med beregninger i DH-Invest modellen, der dog ikke er anvendt direkte men inkluderet i den samlede faglige vurdering.
- Den forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses-model, der inkluderer en lang række danske fjernvarmeområder samt størstedelen af det europæiske elsystem.

De anvendte modeller er yderligere beskrevet på Energistyrelsens hjemmeside<sup>2</sup>. De følgende afsnit beskriver de anvendte metoder og antagelser for de specifikke dele af fremskrivningen.

### Centrale fjernvarmeområder

De centrale fjernvarmeområder er både teknisk og selskabsmæssigt komplekse, og udviklingen er derfor baseret på specifikke vurderinger for hvert enkelt område. Der er taget udgangspunkt i dialog med de primære aktører og kendskab til lokale vilkår såvel som modelberegninger og kvalitative vurderinger af rentable anlægsinvesteringer ud fra kendskab til lokale forhold.

Levetiderne af de centrale kraftvarmeblokke er vurderet ud fra dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt beregninger i DH-invest modellen. For de fleste værker forventes den tekniske levetid at være sammenhængende med udløbet af de nuværende varmeaftaler. I tabellen herunder er udløbsdatoerne for de centrale værker angivet hvor muligt.

*Tabel 1. Udløb af varmeaftaler på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår. Udløbsdatoer for varmeaftaler er oplyst af ejerne. Værker angivet med N/A har ikke kontraktsspecifikke udløbsdatoer. Se AF20 regneark for yderligere information.*

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato for varmeaftaler	Antagelse om sidste fulde driftår i AF20
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4)*	31-12-2022	2022
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)	01-04-2023**	2022
Skærbækværket Blok 3 - flis	31-12-2037	2037
Skærbækværket Blok 3 - naturgas	31-12-2037	2030
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2040
Fynsværket blok 7 (FYV7)	N/A	2030
Fynsværket blok 8 (FYV8)	N/A	2040
Nordjyllandsværket	N/A	2028
Randersværket	N/A	2040
Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Antagelse om sidste fulde driftår i AF20

<sup>2</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>



<b>Avedøreværket Blok 1 (AVV1)</b>	31-12-2033	2033
<b>Avedøreværket Blok 2 (AVV2)</b>	31-12-2027	2040
<b>Asnæsværket Blok 2 (ASV2)*</b>	31-12-2022	2020
<b>Asnæsværket Blok 5 (ASV5)*</b>	31-12-2022	2020
<b>Asnæsværket Blok 6 (ASV6)</b>	31-12-2039	2040
<b>HC Ørstedværket Blok 7 (HCV7)</b>	30-06-2021	2021
<b>HC Ørstedværket Blok 8 (HCV8)</b>	31-12-2026	2026
<b>Kyndbyværket blok 21*</b>	N/A	2020
<b>Kyndbyværket øvrige blokke</b>	N/A	2040
<b>Amagerværket blok 1 (AMV1)</b>	N/A	2040
<b>Amagerværket blok 3 (AMV3)*</b>	N/A	2019
<b>Amagerværket blok 4 (AMV4)</b>	N/A	2040
<b>Rønneværket</b>	N/A	2040

\* Blok er betinget driftklar med forlænget startvarsel.

\*\* Dato refererer til afgørelse fra Energistyrelsen vedr. lukning af Esbjergværket.

For de centrale kraftvarmeblokke er den mest sandsynlige investering i de enkelte fjernvarmeområder i forbindelse med udløbet af varmekontrakten/tekniske levetid for værkerne vurderet. De primære muligheder vil være yderligere levetidsforlængelse af blokken, erstatning med en ny kraftvarmenhed (tilpasset varmegrundlaget) eller erstatning af blokken med rent varmeproducerende anlæg (typisk varmepumper suppleret med biomassekedler). Omkostningerne for disse alternativer ligger forholdsvis tæt og vil i praksis afhænge af projektspecifikke forhold, ligesom andre lokale forhold og ønsker kan spille en rolle.

Der er i udarbejdelsen af AF20 foretaget en række beregninger i DH-Invest modellen for økonomien i de centrale fjernvarmeområder, der generelt indikerer høje omkostninger for levetidsforlængelse sammenlignet med erstatninger med nye rent varmeproducerende enheder. Dette skyldes især, at indtjeningen i elmarkedet er lav i forhold til de faste omkostninger, samt at de eksisterende anlæg generelt er overdimensionerede i forhold til det nuværende varmegrundlag. De centrale værker forventes derfor generelt at blive lukket og erstattet af nye anlæg med mindre elkapaciteter.

Forudsætningerne omkring levetiden for specifikke kraftværksblokke anvendt i AF20 fremgår af tabel 1 ovenfor. Der henvises i øvrigt til dataoversigten for AF20, hvor yderligere informationer om de enkelte blokke findes. Der er ikke vurderet en yderligere levetid udover 2040 for de blokke, der stadig antages at være i drift.

Blokke der forudsættes taget permanent ud af drift, forventes at blive erstattet af en kombination af anlægstyper, hvoraf en større andel af varmekapaciteten forventes at være varmepumper og en resterende del biomassekedler og solvarme. Der tages højde for eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte. Derudover anvendes DH-Invest modellen til vurdering af yderligere investeringer og/eller skrotninger.



På sigt forventes udnyttelse af overskudsvarme fra produktion af PtX-brændstoffer også være en mulighed. Dette indgår ikke i AF20 pga. stor usikkerhed, men er noget, der vil blive set nærmere på i arbejdet med næste års analyseforudsætninger (AF21).

Det er muligt, at eksisterende kraftvarmeblokke i de centrale områder bliver udstyret med anlæg til CO<sub>2</sub>-fangst, hvilket kan have en indvirkning på blokkenes tekniske parametre. Det vurderes dog at have mindre betydning for elnettet og Energinets planlægning heraf, særligt da industrivirksomheder og affaldsforbrændingsanlæg forventes at være primære punktkilder til CO<sub>2</sub>-fangst. Der er derfor ikke taget stilling til dette i AF20.

### Decentrale fjernvarmeområder

Investeringer og lukninger er beregnet i DH-Invest modellen.

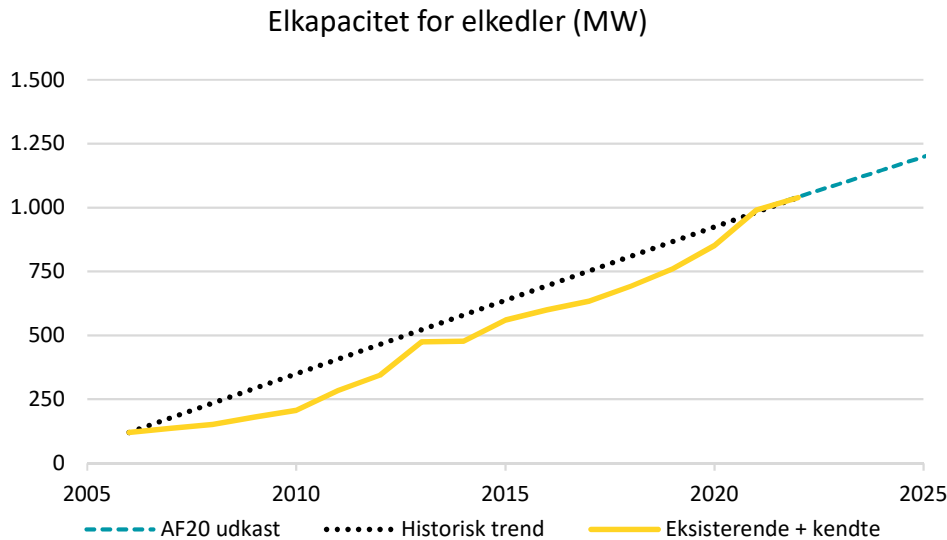
Der forventes ikke at blive etableret nye biomassekedler i decentrale fjernvarmeområder, udover kendte projekter i pipeline. Dette skyldes en forventning om fortsat opretholdelse af krav om positiv samfundsøkonomi. Dette betyder, at det under normale betingelser ikke er rentabelt med biomassekedler i forhold til varmepumper.

Det antages desuden, at en andel af de ældre biomassekedler (idrifftsat før 1990) vil blive skrottet og derefter erstattet af varmepumper i det omfang, der er varmegrundlag for dette. Der er i udkastet regnet med, at 70 pct. af de ældre biomassekedler skrotes løbende fra 2025 og frem.

### Elkedler

Der er i dag installeret omkring 1.000 MW elkedler, som primært er etableret siden 2005. Udbygningstakten har varieret, men gennemsnitligt været på ca. 50 MW per år, som det kan ses af figuren herunder.





*Figur 5. Den historiske udvikling i kapaciteten for elkedler, hvor den gennemsnitlige udbygning har været på ca. 50 MW per år.*

Elkedler har en forholdsvis kort planlægnings- og etableringshorisont. Dette gør en fremskrivning særlig usikker selv på kort sigt, da der kun er kendskab til få anlæg i pipeline.

De to primære drivere for etableringen af elkedler er dels mulighederne for indtjening på elmarkeder for systemydelse<sup>3</sup>, dels muligheden for at fungere som grøn, fleksibel spids- og reservelast i fjernvarmesystemet.

Vurderingen af den forventede udvikling frem mod 2040 er baseret på en kvalitativ vurdering af de to primære drivere, som forventes fortsat at drive en vækst i interessen for etablering af elkedler. Derfor er der antaget en fremtidig udbygning på gennemsnitligt 50 MW per år i perioden frem til 2040. Kapaciteten forventes at blive etableret i både centrale og decentrale områder i Vest- og Østdanmark.

## Reserver

Der har i tidligere versioner af Analyseforudsætningerne været angivet kapaciteter for anlæg, der på daværende tidspunkt var reserver. Det er valgt ikke at angive en sådan kategori af kapacitet i AF20, da det vurderes ikke at være relevant eller retvisende.

Reserver dækker over en type af betaling for at stille systemydelser til rådighed for elsystemet, som udbydes af Energinet. Betalingen for at stå til rådighed som reserve ses som del af det samlede marked for systemydelser.

De forskellige markeder og udbud af systemydelser indgår ikke direkte i Energistyrelsens modeller og er derfor vurderet kvalitativt som del af den forventede

<sup>3</sup> Herunder særligt specialregulering ifm. aftalen om udnyttelse af forbindelsen mellem DK1 og Tyskland.

udvikling for forskellige typer af anlæg, ligesom det også er beskrevet for fx elkedler og decentral elproduktionskapacitet.

Der tages udgangspunkt i, at det samlede marked for systemydelser fortsat vil være på samme niveau som i dag. Det er således sandsynligt, at de eksisterende anlæg, der i dag modtager betaling som reserve og/eller andre systemydelser, fortsat vil kunne gøre dette, særligt da en del af den varmebundne kapacitet forventes at lukke. Dette er vurderet ud fra et samlet marked, selvom der naturligvis vil være usikkerheder omkring de specifikke værker. Eksisterende kapacitet, der er driftsklar eller betinget driftsklar indgår i kapacitetsoversigten og fremskrivningen heraf, uanset hvorvidt de modtager systemydelser. Der kan læses mere om markederne for systemydelser på Energinets hjemmeside<sup>4</sup>.

Energinet fastsætter løbende behovet for reserver baseret på egne analyser, hvorfor Energinet udbyder reserver baseret på særskilt prognose og i tråd med de til enhver tid gældende regler på området. Der er således ikke en direkte anvendelse af AF i forbindelse med fastsættelsen af behovet for reserver.

Der kan læses mere om Energinets proces for udbud af reserver på deres hjemmeside<sup>5</sup>.

## Usikkerhed

Den forventede udvikling er behæftet med væsentlig usikkerhed, særligt på langt sigt mod 2040.

Energistyrelsen anbefaler, at Energinet supplerer AF20 med følsomhedsanalyser med lavere grad af lukninger af de centrale kraftvarmeblokke (og samtidig mindre udbygning med kapacitet for varmepumper i centrale områder), særligt for at afspejle udfaldsrummet for mulige udfordringer med elforsyningsikkerheden.

## Ændringer i forhold til AF19

De væsentligste ændringer ift. AF19 kan opsummeres således:

- Yderligere lukninger af centrale kraftvarmeblokke i Vestdanmark, særligt Skærbækværket
- Højere grad af udfasning af den decentrale elproduktionskapacitet baseret på naturgas grundet forringet økonomi ift. tidligere vurdering
- Større udbygning med store varmepumper til fjernvarme, særligt i decentrale områder men også i de centrale på længere sigt
- Større udbygning med elkedler

<sup>4</sup> <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/Hvad-er-Systemydelser>

<sup>5</sup> <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/indkob-og-udbud/Prognoser-for-Systemydelser>

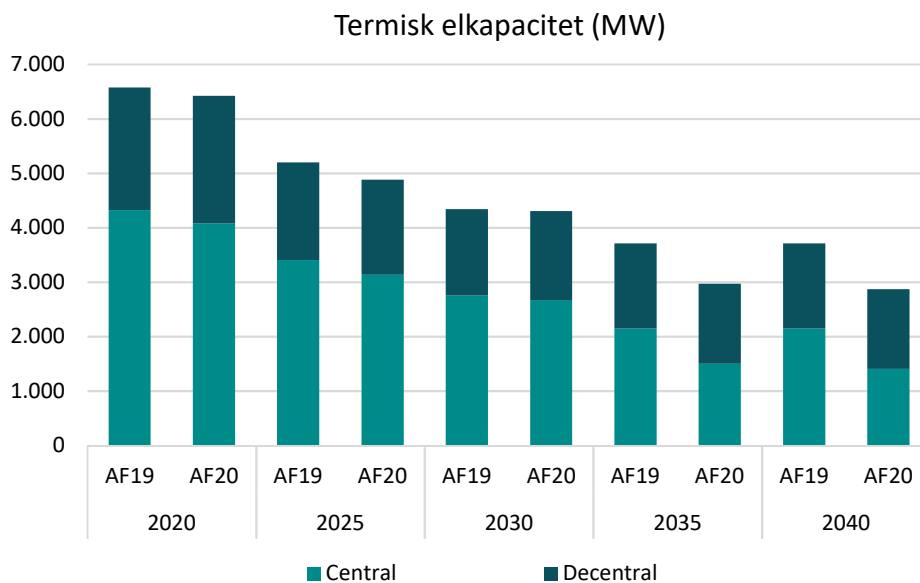
- Reserver indgår ikke længere som særskilt navngivet kategori

De overordnede metoder til vurdering af udviklingen er ikke væsentligt ændret i forhold til AF19, og de ændrede resultater skyldes derfor primært justeringer i nogle af de bagvedliggende antagelser, som forklares yderligere nedenfor.

## Central og decentral produktionskapacitet

Nedenfor ses forskellen i elproduktionskapaciteten i både centrale og decentrale områder. Forskellen i udgangspunktet i 2020 adskiller sig, da nogle anlæg fortsat er i drift ift. tidligere vurderinger, ligesom der i AF19 var en række mindre anlæg, der ikke var inkluderet i den samlede kapacitetsoversigt (primært regulérkraftanlæg uden nogen drift).

Forskellen skyldes især forventningen om, at Skærbækværket lukker i hhv. 2030 (gas) og 2037 (biomasse) grundet økonomi og udløb af varmekontakt. Derudover udfases lidt flere af de små kraftvarmeanlæg (motorer) og kapaciteten for affaldsforbrænding er en smule lavere.



Figur 6. Den tilgængelige elproduktionskapacitet for både centrale og decentrale værker ift. AF19. Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2020.

## Affaldsværker

Udviklingen i den tilgængelige kapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene er nedjusteret i forhold til AF19, hvor den eksisterende kapacitet var antaget (tæt ved) konstant i hele perioden. Nedjusteringen skyldes, at der er taget højde for en anderledes udvikling i mængden af affald, der er tilgængelig for forbrændingsanlæggene. Det er således i AF20 antaget, at færre forbrændingsanlæg vil blive levetidsforlænget end tidligere for at tilpasse sig en faldende mængde affald på lang sigt.

Nedjusteringen af kapaciteten har ikke stor betydning for elsystemet i sig selv, men er en væsentlig baggrund for, at der kan forventes yderligere investeringer i varmepumper, da disse er attraktive muligheder som dækning af grundlastproduktionen af fjernvarme.

Det er primært mindre affaldsforbrændingsanlæg i decentrale områder, der antages at lukke.

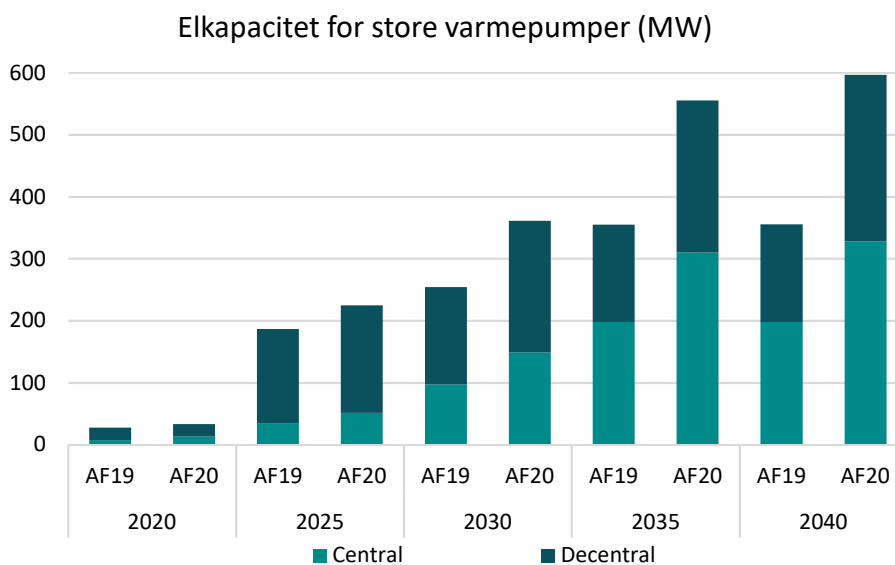
## Varmepumper

Der er en større udbygning med store varmepumper til fjernvarme end i AF19.

For udviklingen i de decentrale områder skyldes dette:

- Væsentligt flere kendte projekter i pipeline (omkring 55 MWel mere end i AF19) der etableres i 2020-2022
- Opdateret antagelse om, at en væsentlig andel af ældre biomassekedler (idriftsat før 1990) vil blive erstattet af varmepumper på lang sigt
- Lukning af flere affaldsforbrændingsanlæg, der giver mulighed for investeringer i mere kapacitet til fjernvarmegrundlast
- Ændrede prisforhold der giver bedre økonomi i varmepumper ift. naturgas (lavere elpriser grundet højere elproduktion fra vind og sol)

Derudover forventes der en øget varmepumpekapacitet i de centrale fjernvarmeområder, hvilket skyldes flere lukninger af de centrale kraftvarmeblokke, der til dels erstattes af varmepumper til dækning af fjernvarmeproduktionen. Opdaterede beregninger og vurderinger af økonomien og muligheder for at nedsætte varmeproduktionsomkostningerne fører også til en estimeret større etablering af varmepumper på sigt end tidligere, i de større byer.



Figur 7. Udviklingen i elkapacitet for store varmepumper i forhold til AF19.

## Elkedler

Udbygningstakten i AF20 er opjusteret, så den fremtidige udvikling svarer til den historiske trend, hvorimod den i AF19 var på 50 pct. af trenden.

Det opdaterede niveau skyldes en fortsat stor interesse for etablering af elkedler hos fjernvarmeselskaberne. Dels forventes der stadig en vækst i markederne for systemydelser (samme takt som historisk), der kan give et væsentligt indtjeningsgrundlag for anlæggene, og dels er forventningerne til etablering af elkedler som spids- og reservelast i fjernvarmen øget.

## Reserver

Der indgår i AF20 ikke en særskilt kategori af elkapacitet som "reserver", jf. metodeafsnittet om dette. Kategorien er fjernet for at undgå uklarheder omkring forståelsen og anvendelsen af AF i forhold til reserver.

De blokke, der i dag modtager betaling for at stå til rådighed som reserve, indgår i analyseforudsætningerne på samme vilkår som anden termisk elproduktion. Der er således ikke ændret i tilgangen til analyseforudsætningerne men i forhold til kommunikationen heraf.

Der indgår en generel vurdering om sandsynlighederne for at modtage betaling for at levere systemydelser bredt set, men ikke en specifik vurdering af det konkrete behov for reserver eller hvilke anlæg, der forventes at stå til rådighed.

Processen for udbud af reserver og andre systemydelser er som udgangspunkt uafhængig af AF. Der kan læses mere om Energinets proces for udbud af reserver på deres hjemmeside<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/indkob-og-udbud/Prognoser-for-Systemydelser>

## Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model

Analyseforudsætningerne til Energinet består af udviklingen i kapaciteter for den termiske elproduktion og de eldrevne varmeproduktionsenheder som beskrevet i dette notat. De resulterende effekter i energisystemet i form af fx elforbrug, naturgasforbrug og elpriser vil afhænge af de konkrete værktøjer, der anvendes. Da Energistyrelsen og Energinet anvender forskellige modelværktøjer til analyser, vil der være mindre forskelle i driftsresultaterne.

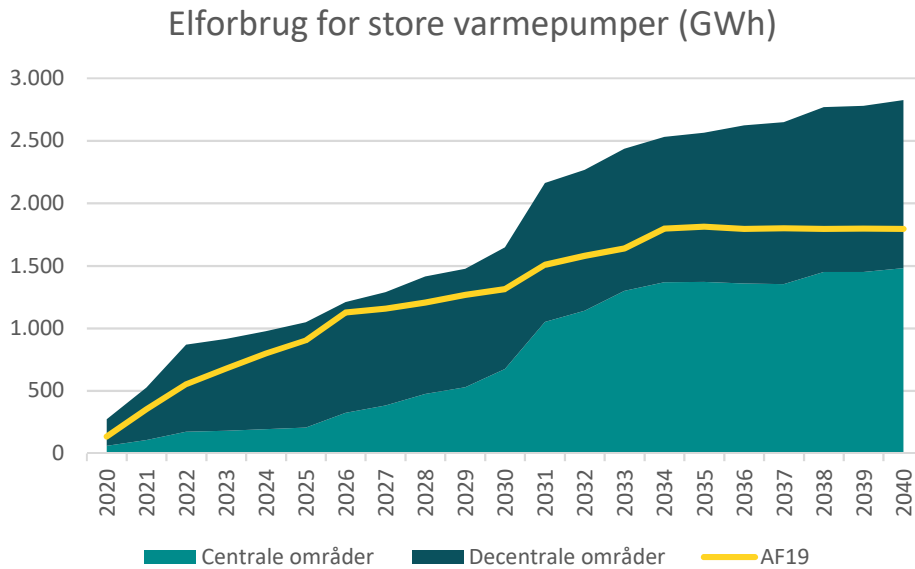
Energistyrelsen har udført beregninger i Ramses-modellen for at angive den forventede udvikling af driften, hvoraf nøgleresultater fremgår af dette bilag.

Det skal understreges, at driftsresultater er følsomme overfor især brændselspriser, CO<sub>2</sub>-priser og deraf afledte elpriser (inkl. mulige afgifter og tilskud), ligesom variationer i klima spiller en rolle for både VE-produktion og forbrug.

Energistyrelsen simulerer driften af systemet baseret på de angivne inputpriser (årgennemsnit) og ud fra et normalår, hvor der ikke tages hensyn til udsving i VE-produktion og forbrug. Derfor bør resultaterne særligt på kort sigt tages med forbehold, og Energinet bør tage højde for den til enhver tid gældende markedssituation, når der laves analyser på helt kort sigt for de kommende 1-2 år. AF er således et grundlag til planlægning, men bør ikke være det eneste input til mere driftsorienterede opgaver hos Energinet, fx kortsigtede balancer og budgetter.

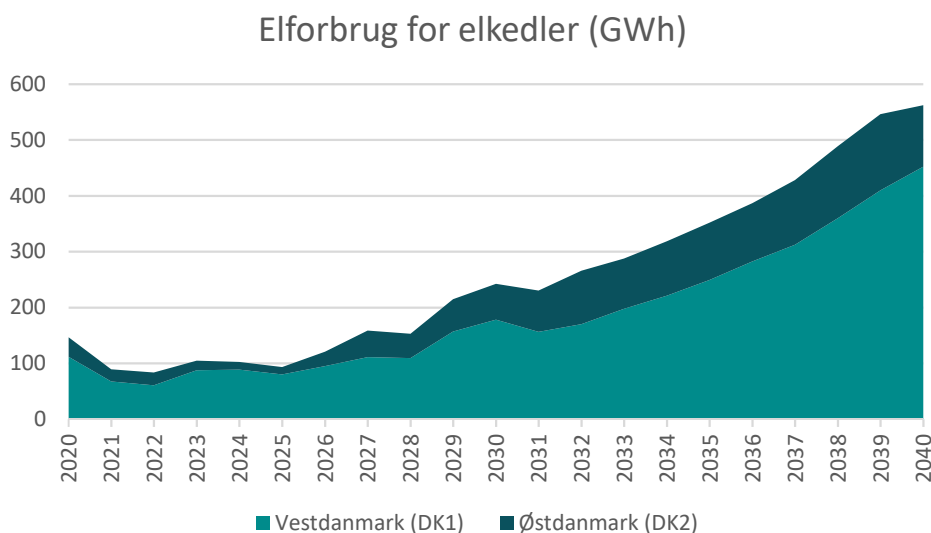
### Elforbrug til store varmepumper og elkedler

Elforbruget til store varmepumper forventes at stige markant frem mod 2040 i tråd med udviklingen i kapaciteten, jf. figuren nedenfor. Elforbruget forventes at stige til omkring 1,7 TWh i 2030 og knap 3 TWh i 2040, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 5.000 fuldlasttimer.



Figur 8. Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF19. Simuleret i Ramses-modellen.

Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen er ligeledes stigende frem mod 2040 i takt med, at kapaciteten forventes at stige, jf. Figur 9 nedenfor. Simuleringerne i Ramses vil dog sandsynligvis undervurdere elforbruget en smule, da driften generelt er lav. Dette skyldes, at der simuleres ud fra elpriser på day-ahead markedet og der derfor generelt ikke tages højde for ubalancer og levering af systemydelse i selve driften.



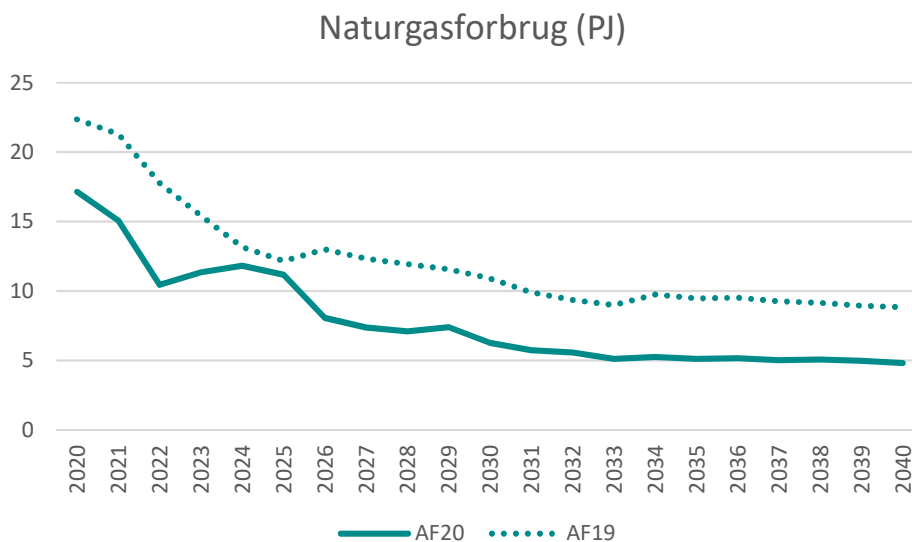
Figur 9. Elforbrug til store elkedler. Simuleret i Ramses-modellen.

### Naturgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Naturgasforbruget (her dækkende over aftag af ledningsgas fra det kollektive net) forventes generelt at være faldende i løbet af perioden frem mod 2040, og det er samtidigt lavere end i AF19. Forskellen skyldes primært, at forventningerne til elpriserne er lavere og fjernvarmeforbruget en smule højere på kort sigt, hvilket resulterer i mindre drift for naturgasanlæg. Samtidig forventes der en væsentlig højere kapacitet af varmepumper til fjernvarmeproduktion, der især fortrænger varme fra naturgas. Dette gælder i løbet af hele perioden.

På længere sigt forventes der også, at mere naturgasbaseret kapacitet lukker i de centrale områder - særligt Skærbækværket i 2030 men også fx motorer i Herning, hvilket ligeledes resulterer i et lavere forbrug.

Figuren nedenfor viser udviklingen i forbruget.



Figur 10: Udviklingen i naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF19. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen. Naturgas inkluderer ledningsgas fra det kollektive net.

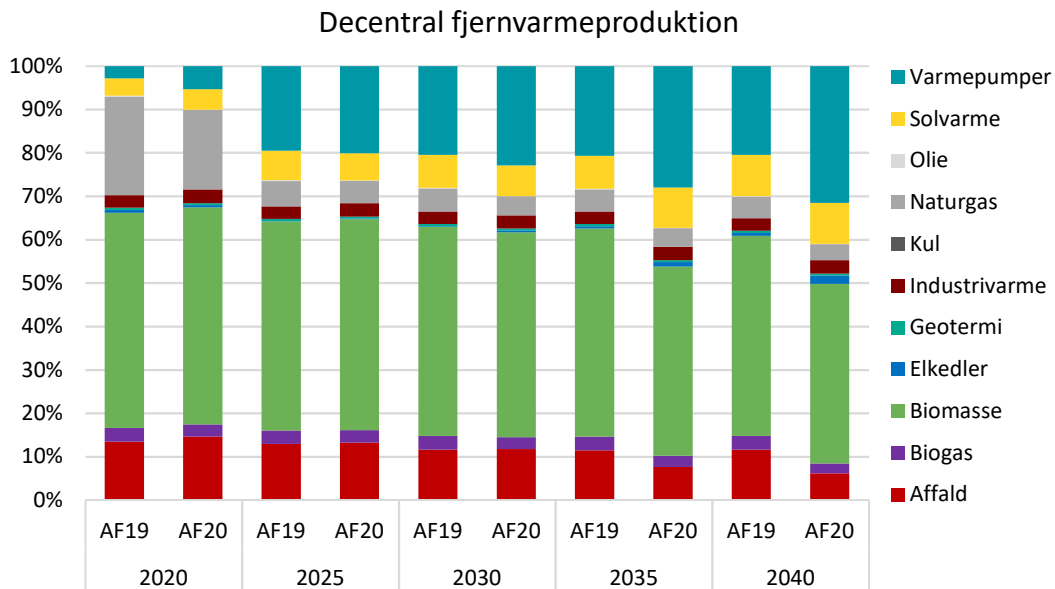
### Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen

I figurerne nedenfor ses udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

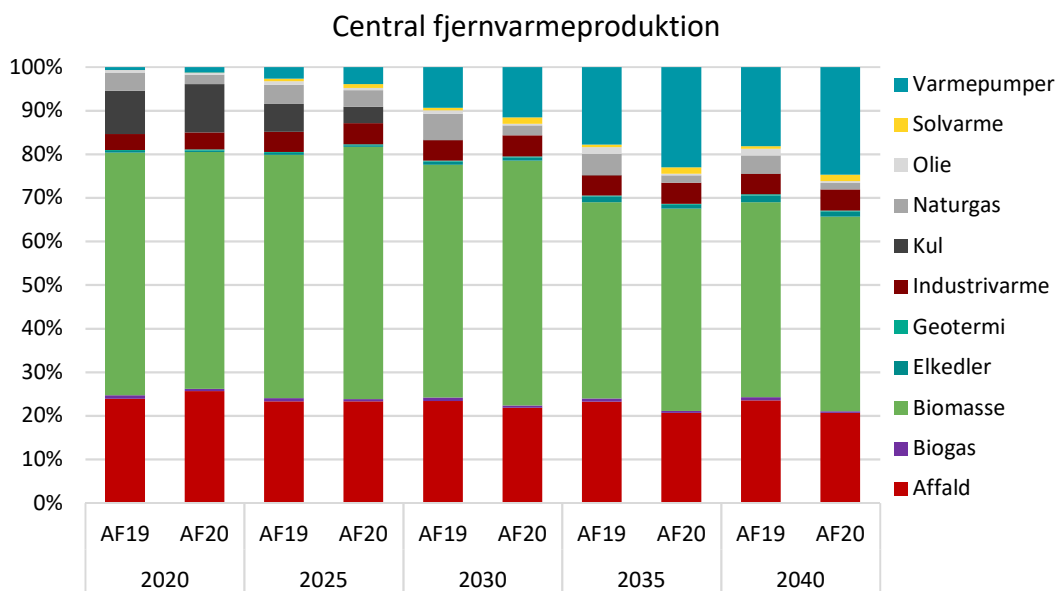
Den generelle udvikling viser en nedgang i fjernvarmeproduktion baseret på fossile brændsler og en stigning i produktionen baseret på varmepumper og solvarme. Størstedelen af fjernvarme forventes dog stadig at være baseret på biomasse og affald, særligt i de centrale områder.

I forhold til AF19 er der en større udbygning med varmepumper og en lidt mindre produktion baseret på affald.





Figur 11. Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i decentrale områder fordelt efter brændsler. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen. Den samlede produktion i decentrale områder er omkring 52-53 PJ.



Figur 12. Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i centrale områder fordelt efter brændsler. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen. Den samlede produktion i centrale områder er omkring 83-85 PJ.