



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

Baggrundsnotat

Kapaciteterne, der præsenteres i dette notat, opgøres per primo år.

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
12. oktober 2021

J nr. 2021 – 6416

/MTNG

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040	2
Centrale værker	2
Decentrale værker.....	3
Store varmepumper	4
Elkedler	5
Metode og antagelser	5
Centrale fjernvarmeområder	6
Decentrale fjernvarmeområder	9
Elkedler	10
Reserver.....	10
Udetider for danske termiske kraftværker.....	11
Usikkerhed.....	11
Ændringer i forhold til AF20.....	12
Central og decentral produktionskapacitet	12
Varmepumper	13
Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model	15

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Udvikling frem mod 2040

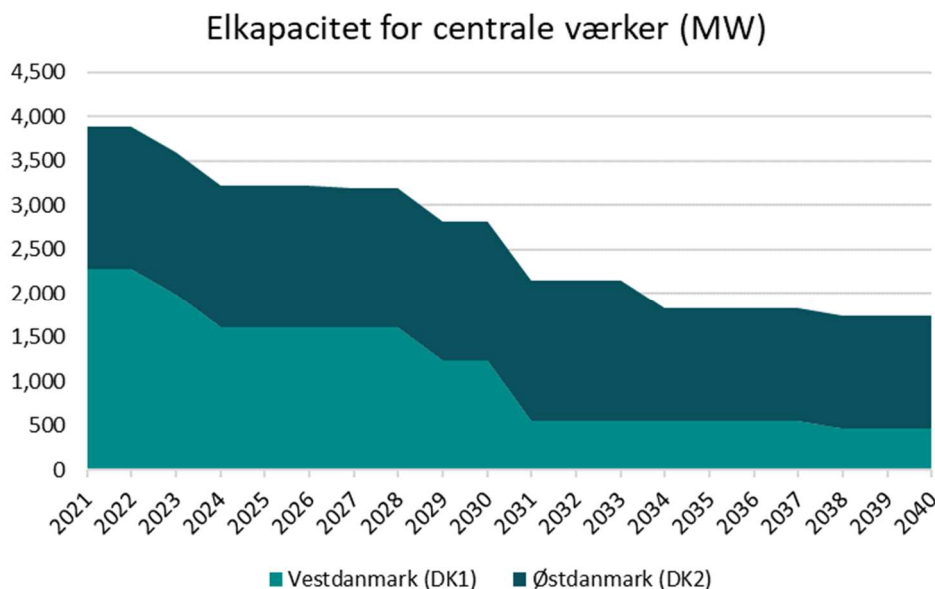
Der forventes generelt en fremtidig udvikling, hvor den termiske, brændselsbaserede kraftvarmeproduktionskapacitet gradvist tages ud af drift og varmeproduktionen erstattes af varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (såsom biomassekedler og solvarme).

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 tilbageværende kulfyrede blokke i Esbjerg (2024) 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.

AF21 indeholder således lukning af ca. 2,2 GW elkapacitet frem mod 2040, hvorved at kapaciteten falder fra ca. 3.900 MW i dag til ca. 1.700 MW i 2040.

En væsentlig del af kapaciteten er dog allerede i dag kun betinget driftsklar (ca. 350 MW) eller har kun meget lidt drift (ca. 550 MW som f.eks. leverer reserve), så nedgangen i kapacitet frem mod 2023 har kun lille betydning for selve elproduktionen, eftersom lukningerne vedrører værker, som normalt ikke bidrager til den danske elforsyning.



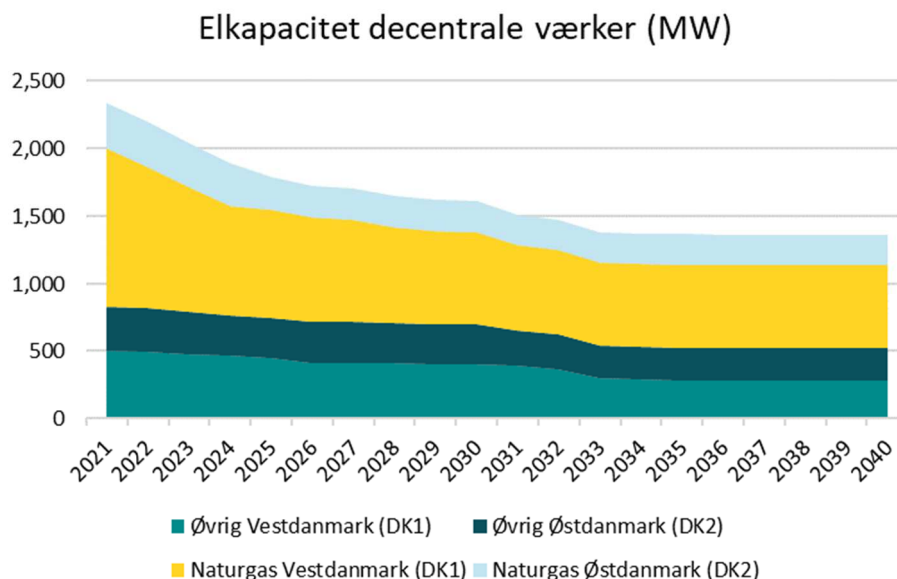
Figur 1: Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale værker i hhv. Vest- og Østdanmark. Opgørelsen inkluderer driftsklare og betinget driftsklare anlæg, men ikke anlæg der forventes taget ud af drift i løbet af 2021.

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. elforsyningsikkerheden. Særligt Kyndbyværket har en væsentlig andel af kapaciteten, da det indgår med størstedelen af sin kapacitet i forudsætningerne (ca. 400 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 (ledningsgas), 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 systemydelser, der fortsat vil være til rådighed for elsystemet. Derudover er der en mindre nedgang i elkapaciteten på affaldsforbrændingsanlæg fra ca. 340 MW i 2021 til ca. 260 MW i 2040. Den decentrale elkapacitet baseret på direkte anvendelse af biogas falder fra ca. 170 MW i 2021 til ca. 40 MW i 2040, mens den biomassebaserede elkapacitet fremskrives til at falde fra ca. 170 MW i 2021 til ca. 130 MW i 2040.



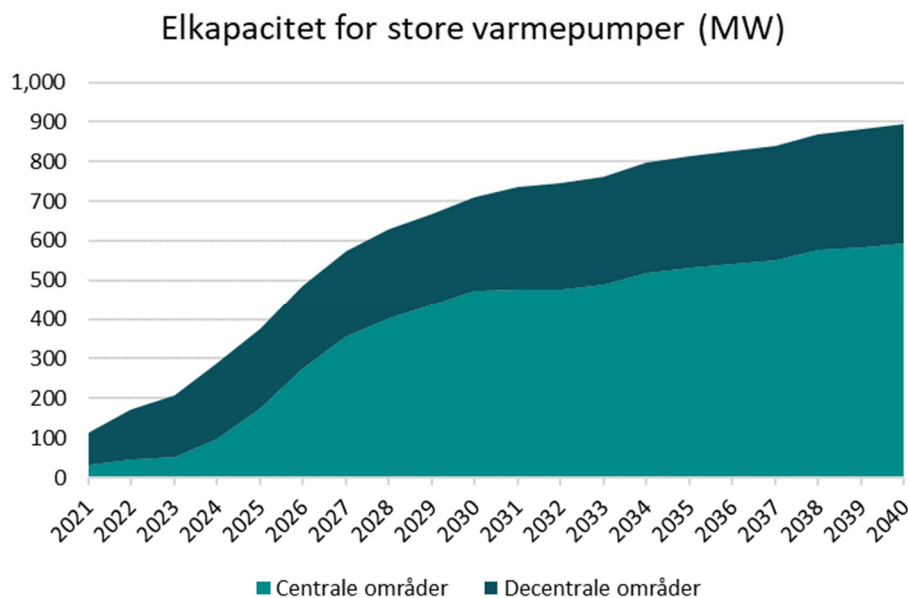
Figur 2: Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg. Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. Det er primært kapaciteten for naturgasfyrede anlæg (ledningsgas) der udvikler sig, hvorimod øvrig elkapacitet baseret på biomasse, affald og biogas kun ændrer sig i mindre grad. Der findes ud over 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, ændrede rammevilkår for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet 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 kraftvarmeverker giver plads til investeringer i varmepumper. Ud over en større udnyttelse af overskudsvarme forventes forskellige varmekilder at blive anvendt, herunder havvand, geotermi og luft.

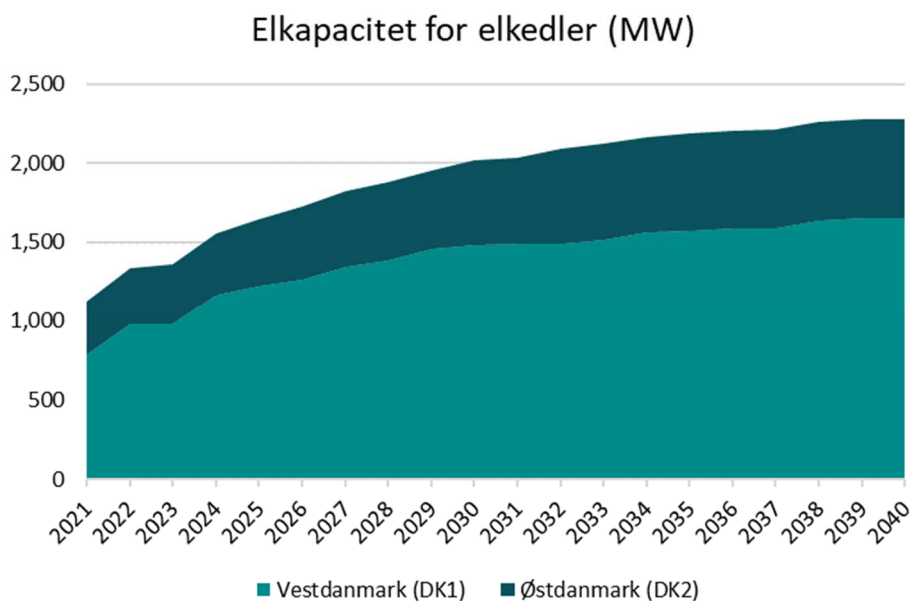
Den samlede elkapacitet til varmepumper i centrale og decentrale områder forventes at være ca. 700 MW i 2030 og 900 MW i 2040. Dette svarer til en varmeproduktionskapacitet på ca. 2.500 MJ/s i 2030 og 3.300 MJ/s i 2040.



Figur 3: Udvikling i elkapacitet for store varmepumper i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

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. 2.000 MW i 2030 og 2.300 MW i 2040. Elkedlerne forventes at blive etableret i både decentrale og centrale områder, hvor de har mulighed for at levere systemydelse 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. 2.300 MW i 2040.

Metode og antagelser

De anvendte værktøjer og metoder til vurdering af udviklingen er grundlæggende de samme som anvendt og beskrevet i AF20. 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 2019 (EPT2019).
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2019 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført¹. Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i 2020-2022.

¹ Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommunen (varmep projekter) eller Energistyrelsen (større anlæg over 25 MW elkapacitet).



- 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.
 - 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 fjernvarmeområder² samt størstedelen af det europæiske elsystem.

De anvendte modeller er yderligere beskrevet på Energistyrelsens hjemmeside³. 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 kvalitative vurderinger af rentable anlægsinvesteringer ud fra kendskab til lokale forhold. Fremskrivningen medtager derfor eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.

Derudover anvendes modelberegninger i DH-Invest modellen til vurderingen af yderligere investeringer på længere sigt. Anvendelsen af modellen skyldes bortfaldet af kraftvarmekravet i de centrale fjernvarmeområder, hvilket muliggør investeringer i varmeproduktionsteknologier uden samproduktion med el, såsom varmepumper, solvarme, geotermi og biomassekedler. Dette forventes at blive gjort primært efter 2030, da mange af de eksisterende investeringer har levetider til 2030 eller længere.

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 angives udløbsdatoerne for de centrale værker, hvor muligt, samt antagelserne om

² 32 fjernvarmeområder er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over 500 TJ/år), mens resten er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.

³ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

levetider i AF21. Der er ikke lavet en vurdering i forhold til levetiden udover 2040 for de blokke, der antages fortsat at være i drift.

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/Slutår for varmeaftaler	Antagelse om sidste driftsår i AF21
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4)	31-12-2022	2022
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)	01-04-2023*	2023
Skærbækværket Blok 3 - flis	31-12-2037	2037
Skærbækværket Blok 3 - naturgas	31-12-2037	2030
Herningværket (HEV)	31-12-2033	-
Fynsværket Blok 7 (FYV7)	N/A	-
Fynsværket Blok 8 (FYV8)	31-12-2035	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	2028
Randersværket	31-12-2036	-

Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Antagelse om sidste driftår i AF21
Avedøreværket Blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2)	31-12-2027	-
Asnæsværket Blok 2 (ASV2)	31-12-2022	2020
Asnæsværket Blok 2 (ASV5)	31-12-2022	2020
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2040	-
HC Ørstedsværket Blok 7 (HCV7)	30-06-2021	2021
HC Ørstedsværket Blok 8 (HCV8)	31-12-2026	2026
Kyndbyværket Blok 21	N/A	2020
Kyndbyværket øvrige blokke	N/A	-
Amagerværket Blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2033
Amagerværket Blok 3 (AMV3)	N/A	2020
Amagerværket Blok 4 (AMV4)	31-12-2049	-
Østkraft Blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	-

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

Tabel 1: Udløb af varmeaftaler på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i AF21. Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejernes oplysninger ("N/A" angives hvor det ikke er relevant/tilgængeligt). Der vurderes ikke levetid efter



2040, og under antagelse om sidste driftsår angives "-.", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Se AF21 regneark for yderligere information.

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 væsentlig rolle.

Der er i udarbejdelsen af AF21 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. Den generelle forventning er derfor, at de centrale værker lukkes og erstattes af nye rent varmeproducerende anlæg. Lokale forhold kan dog føre til en levetidsforlængelse, og usikkerhed omkring levetider af de centrale kraftvarmeblokke er derfor stor, særligt på lang sigt efter 2030.

Forudsætningerne omkring levetiden for specifikke kraftværksblokke anvendt i AF21 fremgår af Tabel 1 ovenfor. Der henvises i øvrigt til dataoversigten for AF21, hvor yderligere informationer om de enkelte blokke findes, herunder angivelsen af de anvendte brændsler. 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, i mindre omfang, solvarme og elkedler. Der er ikke på nuværende tidspunkt forudsat anvendelse af geotermi, da omkostningerne ved geotermisk varmeproduktion hidtil har været vurderet for høje. Det kan imidlertid ikke udelukkes at geotermi kan blive relevant som fremtidigt alternativ. 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 at være en mulighed. Dette indgår i AF21, og det antages, at varmeoutputtet til fjernvarme er 10 pct. af PtX-anlægs eleffekt⁴.

Det er muligt, at eksisterende kraftvarmeblokke i de centrale områder bliver udstyret med anlæg til CO₂-fangst, hvilket kan have en indvirkning på blokkenes tekniske parametre og kapaciteter. Det vurderes dog at have mindre betydning for elnettet og Energinets planlægning heraf, bl.a. fordi CO₂-fangstanlæg kan omgås i nødstilfælde. Der er derfor ikke taget stilling til dette i AF21.

Decentrale fjernvarmeområder

Investeringer og lukninger er beregnet i DH-Invest modellen. Modellen kan investere i en lang række teknologier, såsom varmepumper, elkedler, solvarme, biomassekedler og kraftvarmeanlæg, såfremt investeringerne er selskabsøkonomisk rentable. Udgangspunktet for teknologiernes økonomiske og tekniske parametre (investeringsomkostninger, vedligeholdelsesomkostninger, virkningsgrader) er den seneste udgave af Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme. Investeringer begrænses i modellen med en vurdering af de tekniske potentialer for hvert decentralt område. Potentialerne indlægges som en begrænsning for, hvor meget modellen kan investere i for hvert fjernvarmeområde. De omfattede teknologier er solvarme og varmepumper med overskudsvarme som varmekilde.

Ud over tekniske begrænsninger tages der højde for begrænsninger som følge af den nuværende regulering af fjernvarmesektoren.

Ophævelsen af brændselsbinding til naturgas i de større naturgasforsynede fjernvarmeområder⁵ muliggør etableringen af biomassekedler som erstatning af naturgasbaseret kapacitet. Med ophævelsen af brændselsbindingen, er det primært kravet om positiv samfundsøkonomi, der sætter en regulativ begrænsning for investeringerne. Samfundsøkonomikravet vurderes til primært at have betydning for valget mellem biomassekedler og varmepumper.

Den større frihed i valget af investeringsmuligheder for fjernvarmeproducenter afspejles i DH-Invest ved at lade modellen frit optimere varmeproduktionsmikset under antagelsen af, at samfundsøkonomi ikke vil være en begrænsning, hvis investeringer er selskabsøkonomisk fordelagtige. Antagelsen vurderes ikke at skævvride forholdet mellem varmepumper og biomassekedler, da selskabsøkonomi og samfundsøkonomi for disse teknologityper stort set svarer til hinanden.

⁴ Der antages et lavere fjernvarmepotentiale ift. potentialet angivet i Teknologikataloget for fornybare brændstoffer (16-28 pct. i 2030) for at afspejle usikkerheden omkring PtX bidrag til fjernvarmeproduktion i de forskellige PtX-projekter, der medtages i fremskrivningen.

⁵ Brændselsbinding blev ophævet d. 1. januar 2019 for alle fjernvarmeområder under 500 TJ med afsæt i energiaftalen 2018.

Det antages desuden, at en andel af de ældre biomassekedler (idriftsat før 1990) i de decentrale fjernvarmeområder vil blive skrottet. Der er i udkastet regnet med, at 70 pct. af de ældre biomassekedler skrotes løbende fra 2025 og frem. DH-Invest model anvendes til at beregne erstatninger for de skrottede biomassekedler, såfremt der er varmegrundlag for dette.

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. 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 systemydelse⁶, og 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 AF21, 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 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.

⁶ Herunder særligt specialregulering ifm. aftalen om udnyttelse af forbindelsen mellem DK1 og Tyskland.



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 systemydelse. Der kan læses mere om markederne for systemydelser på Energinets hjemmeside⁷.

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 Analyseforudsætninger i forbindelse med fastsættelsen af behovet for reserver. Der kan læses mere om Energinets proces for udbud af reserver på deres hjemmeside⁸.

Udetider for danske termiske kraftværker

Som nyt element i AF21 indgår udetider for danske termiske kraftværker. Udetider for termiske kraftværker er en væsentlig antagelse i forbindelse med vurderingen af elforsyningssikkerhed. Elforsyningssikkerhedsberegninger skal nemlig tage højde for den tekniske udetid for kraftværker, som svarer til udetiden pga. planlagt revision og havari. Kilden for danske kraftværkers udetider er ENTSO-E's ERAA (European Resource Adequacy Assessment, tidligere MAF) datasæt.

Usikkerhed

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

Den fremtidige rentabilitet i kraftvarmeproduktion og dermed levetider på de centrale kraftvarmeblokke afhænger bl.a. af udvikling i brændselspriser, herunder især biomassepris, og CO₂-kvotepris. Dertil indgår usikkerheden omkring udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion og dens gennemførlighed særligt i centrale fjernvarmeområder, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling.

Energistyrelsen anbefaler, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser med både højere og lavere grad af lukninger af de centrale kraftvarmeblokke (og samtidig tilsvarende større og mindre udbygning med kapacitet for varmepumper i centrale områder) for at afspejle udfaldsrummet for mulige udfordringer med elforsyningssikkerhed.

Energistyrelsen anbefaler især, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser, hvor de centrale kraftvarmeblokke, der i grundforløbet forudsættes i drift efter udløb af

⁷ <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/Hvad-er-Systemydelser>

⁸ <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/Indkob-og-udbud/Prognoser-for-Systemydelser>

deres nuværende varmeaftaler, i stedet lukkes ved udløbet af varmeaftalen. Samtidig anbefaler Energistyrelsen en følsomhedsanalyse med levetidsforlængelsen af Amagerværket Blok 1 frem mod slutningen af fremskrivningsperiode.

Ændringer i forhold til AF20

De væsentligste ændringer ift. AF20 kan opsummeres således:

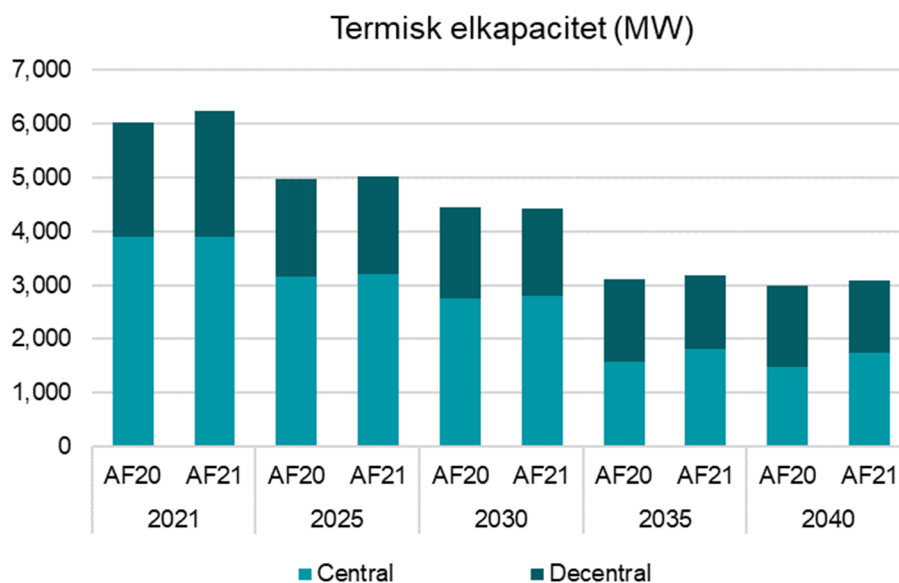
- Yderligere fald i central elkapacitet i Østdanmark som følge af lukningen af Amagerværket Blok 1 ultimo 2033 frem for 2040
- Forventning om en længere teknisk levetid fra 2030 til 2040 på Fynsværket Blok 7 som følge af blokkens omlægning til naturgas
- Højere grad af udfasning af den decentrale elproduktionskapacitet baseret på naturgas grundet forringet økonomi ift. tidligere vurdering
- Større udbygning med store varmepumper til fjernvarme, særligt i centrale fjernvarmeområder på længere sigt, jf. Figur 6

De overordnede metoder til vurdering af udviklingen er ikke væsentligt ændret i forhold til AF20, 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 2021 skyldes især startår for modelberegningen med DH-Invest model og dermed for modeberegnete lukninger af decentral elproduktionskapacitet.



Figur 5: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for både centrale og decentrale værker ift. AF20. Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2021.

Som det fremgår af Figur 5, er forskellen mellem AF20 og AF21 kun marginal på længere sigt. Dette skyldes bl.a. forventningen om en længere teknisk levetid på Fynsværket Blok 7, hvis elkapacitet i AF21 opvejer faldet i decentral elkapacitet ift. AF20.

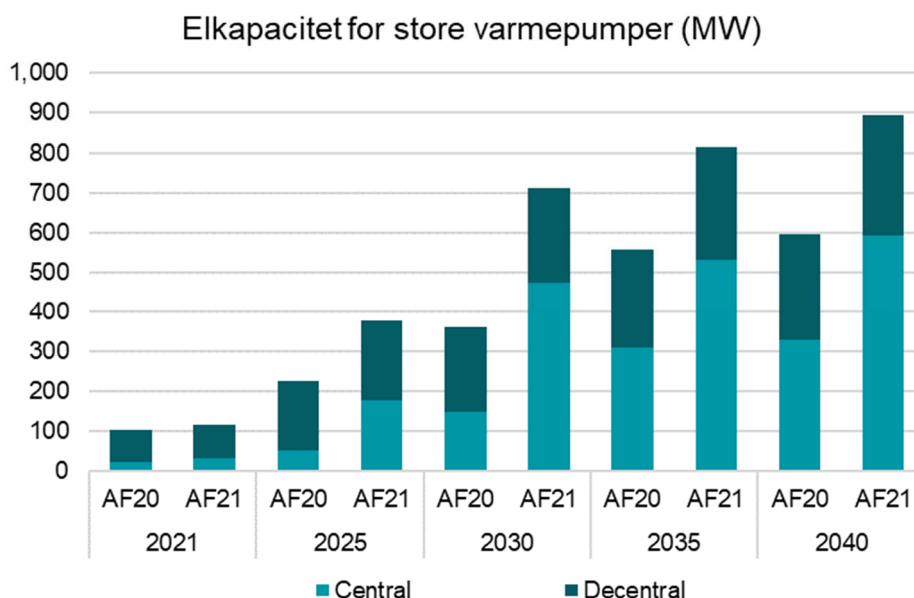
Affaldsværker

Udviklingen i den tilgængelige kapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene er nedjusteret i forhold til AF20, særligt efter 2030. Nedjusteringen skyldes, at der er taget højde for en anderledes udvikling i mængden af affald, der er tilgængelig for forbrændingsanlæggene, som følge bl.a. af Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi. Det er således i AF21 antaget, at færre forbrændingsanlæg vil blive levetidsforlænget end tidligere for at tilpasse sig en faldende mængde affald på lang sigt. El- og fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrænding i AF21 falder ift. AF20, hvilket bl.a. skyldes faldende plastandel i det danske affald og dermed faldende brændværdi.

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.

Varmepumper

Der er generelt en større udbygning med store varmepumper til fjernvarme end i AF20, både i decentrale og centrale fjernvarmeområder.



Figur 6: Udviklingen i elkapacitet for store varmepumper i forhold til AF20.

Udbygningen i de decentrale fjernvarmeområder er kun marginalt større end i AF20, og den forventede installerede elkapacitet på store varmepumper forventes at være ca. 230 MW i 2030 (på samme niveau som i AF20) og ca. 300 MW i 2040 (+12 pct. ift. AF20).

Udviklingen i de decentrale fjernvarmeområder skyldes især:

- Fald i fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrænding, der giver mulighed for investeringer i mere kapacitet til fjernvarmegrundlast
- Ændrede prisforhold der giver bedre økonomi i varmepumper ift. naturgas- og biomassebaseret kraftvarme (lavere elpriser grundet højere elproduktion fra vind og sol og grønnere elproduktionskapacitet i udlandet)

Derudover forventes der en markant større udbygning med store varmepumper i de centrale fjernvarmeområder. Den forventede installerede elkapacitet på store varmepumper forventes at være ca. 470 MW i 2030 (mere end fordoblet ift. AF20) og ca. 600 MW i 2040 (+80 pct. ift. AF20).

Udvikling er især betinget af 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.

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 forskelle i driftsresultaterne. Driftsresultaterne, der præsenteres i dette afsnit, er således ikke en egentlig del af Analyseforudsætninger, og Energinet er således ikke bundet af at have samme driftsresultater efter implementeringen af Analyseforudsætninger.

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, CO₂-kvotepriis 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 (årsgennemsnit) 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.

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 3,6 TWh i 2030 og ca. 4,7 TWh i 2040, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 5.000 fuldlasttimer.

Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen er ligeledes stigende frem mod 2040 i takt med, at kapaciteten forventes at stige, jf. Figur 8 nedenfor. Elforbruget til elkedler i 2040 er ca. 470 GWh ifølge Ramses modeberegninger, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af elkedler på ca. 200 fuldlasttimer.

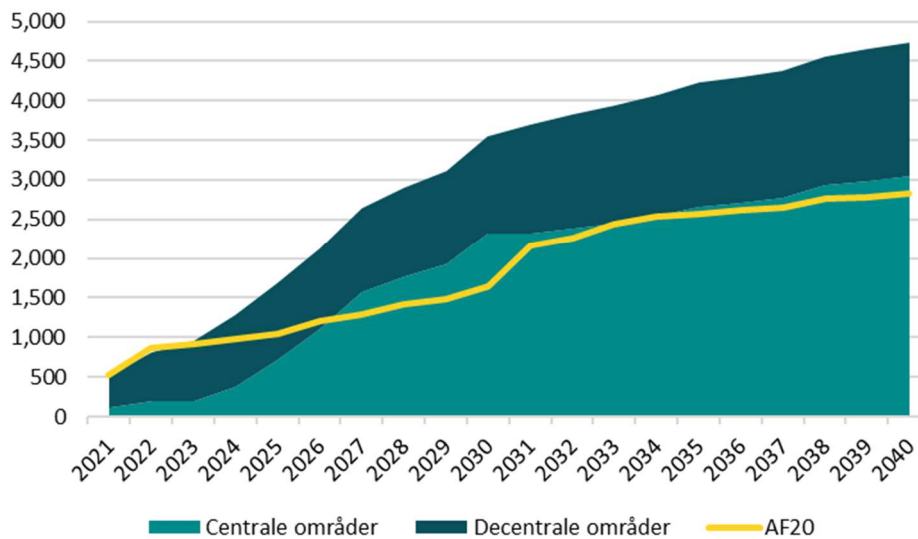
Simuleringerne i en markedsmodel som Ramses vil dog sandsynligvis undervurdere elforbruget fra elkedler, da der simuleres ud fra elpriser på day-ahead markedet og der derfor generelt ikke tages højde for ubalancer og levering af systemydelse i selve driften.

Af denne baggrund beregnes elforbruget fra elkedler eksogent i AF21 pba. en antagelse om benyttelsestid. Det antages, at benyttelsestid for elkedler i DK1 er på 1.200 timer/år, mens benyttelsestid for elkedler i DK2 er 600 timer/år. Dette resulterer i et samlet elforbrug til elkedler i 2040 på ca. 2,4 TWh.



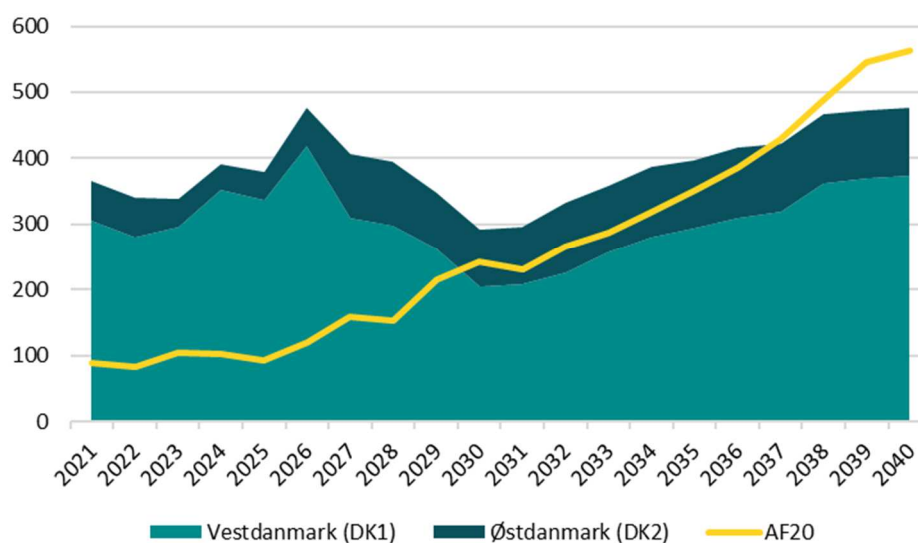
Antagelsen er gældende for hele fremskrivningsperiode fra 2021 til 2040. Antagelsen om benyttelsestider baserer sig på historiske gennemsnitlige driftstider samt den nye elvarmeafgiftsstruktur, som har gjort det væsentlige mere attraktivt for elkedler at blive driftet.

Elforbrug for store varmepumper (GWh)



Figur 7: Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF20. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Elforbrug for elkedler (GWh) - RAMSES model



Figur 8: Elforbrug til store elkedler i forhold til AF20. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

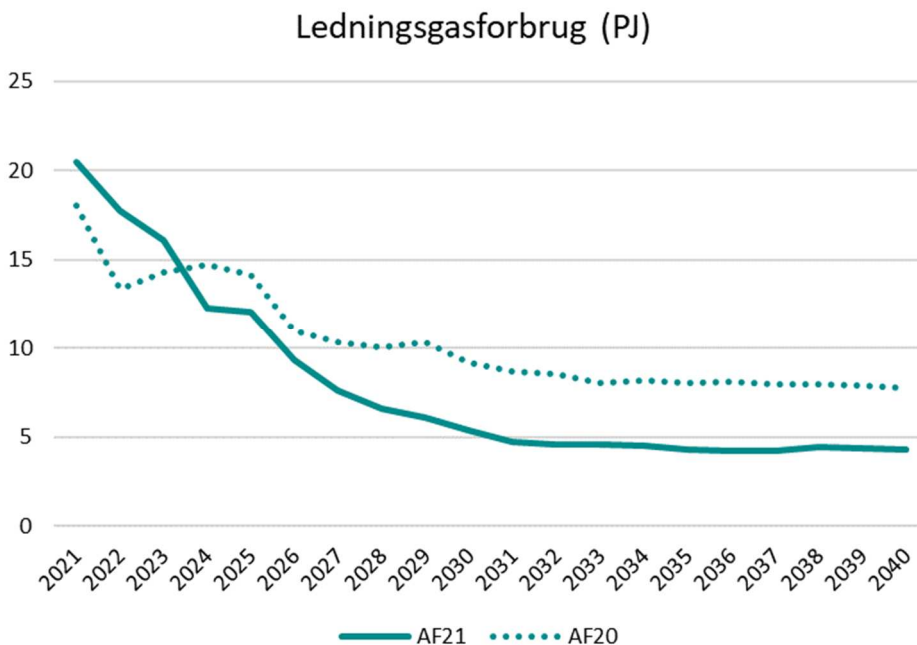
Ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Ledningsgasforbruget (dækkende over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net) forventes generelt at være faldende i løbet af perioden frem mod 2040, og det er samtidigt på et markant lavere niveau ift. AF20.

Udviklingen på kort sigt skyldes primært lukningen af decentral naturgasbaseret kraftvarmekapacitet pga. forringet driftsøkonomi. Samtidig forventes der en væsentlig højere kapacitet af varmepumper til fjernvarmeproduktion, der især fortrænger fjernvarmeproduktion fra naturgasbaserede varmegærker.

På længere sigt forventes der også, at mere naturgasbaseret kapacitet lukker i de centrale områder - særligt Skærbækværket ved udgangen af 2030 men også fx motorer i Herning, hvilket ligeledes resulterer i et lavere forbrug i 2040 ift. 2030.

Figuren nedenfor viser udviklingen i forbruget i perioden frem mod 2040.

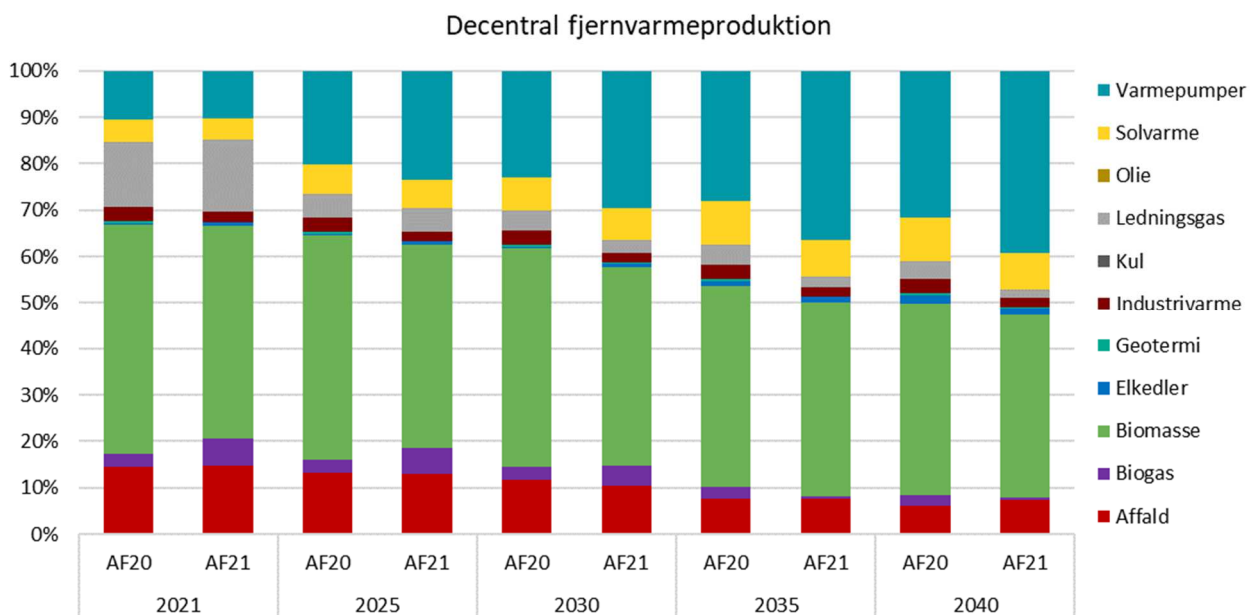


Figur 9: Udviklingen i ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF20. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

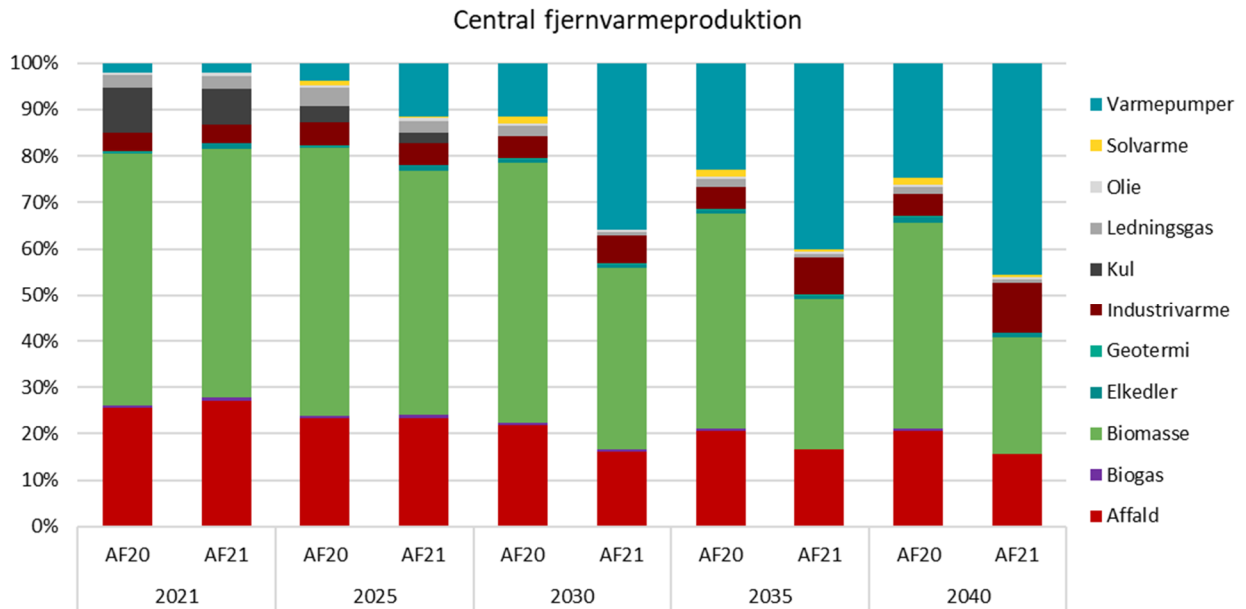
Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen

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 samt en reduktion i fjernvarme fremstillet på basis af biomasse og en stigning i produktionen baseret på varmepumper. Biomasse og affald tilsammen forventes at udgøre ca. 55 pct. af fjernvarmeproduktion i 2030 og ca. 45 pct. i 2040. Den samlede fjernvarmeproduktion på fast biomasse forventes at falde fra ca. 70 PJ i 2021 til ca. 45 PJ i 2040, og størstedelen af reduktionen forventes at finde sted i de centrale fjernvarmeområder.

I forhold til AF20 ses der generelt en større udbygning med varmepumper og en svagt faldende produktion baseret på affaldsforbrænding. Dertil indgår et voksende bidrag fra industriel overskudsvarme, herunder overskudsvarme fra PtX-anlæg, hovedsageligt i de centrale fjernvarmeområder.



Figur 10: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i decentrale områder fordelt efter brændsler. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.



Figur 11: S sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i centrale områder fordelt efter brændsler. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.