



Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Baggrundsnotat

Kapaciteterne, der præsenteres i dette notat, opgøres per primo år, dvs. at kapaciteterne indgår i kapacitetsopførelsen, hvis de står til rådighed pr. 1. januar.

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
5. januar 2023

J nr. 2022 – 13659

/MTNG

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2050	2
Centrale værker	2
Decentrale værker.....	4
Store varmepumper	5
Elkedler	6
Metode og antagelser	7
Termisk kondenskapacitet	7
Fjernvarmeprojekter i pipeline.....	9
Centrale fjernvarmeområder	10
Decentrale fjernvarmeområder	12
Forudsætninger i DH-Invest til AF22.....	13
Udetider for danske termiske kraftværker.....	14
Usikkerhed.....	15
Ændringer ift. AF21	16
Termisk elproduktionskapacitet	17
Store varmepumper og elkedler.....	17
Kilder.....	19
Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model	20

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk

Udvikling frem mod 2050

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 elkedler, biomassekedler og solvarme).

Det bemærkes, at udviklingen i AF22 kun i begrænset omfang tager højde for den nuværende store usikkerhed på energimarkeder. Energistyrelsen er bevidste om, at den nuværende situation med meget høje energipriser kan have en langsigtet betydning for aktørernes investeringsvillighed og afkastkrav. Dette er dog forbundet med stor usikkerhed og indregnes dermed ikke eksplicit i AF22. Inputs i forhold hertil vil blive taget i betragtning i det fremadrettede arbejde med Analyseforudsætninger.

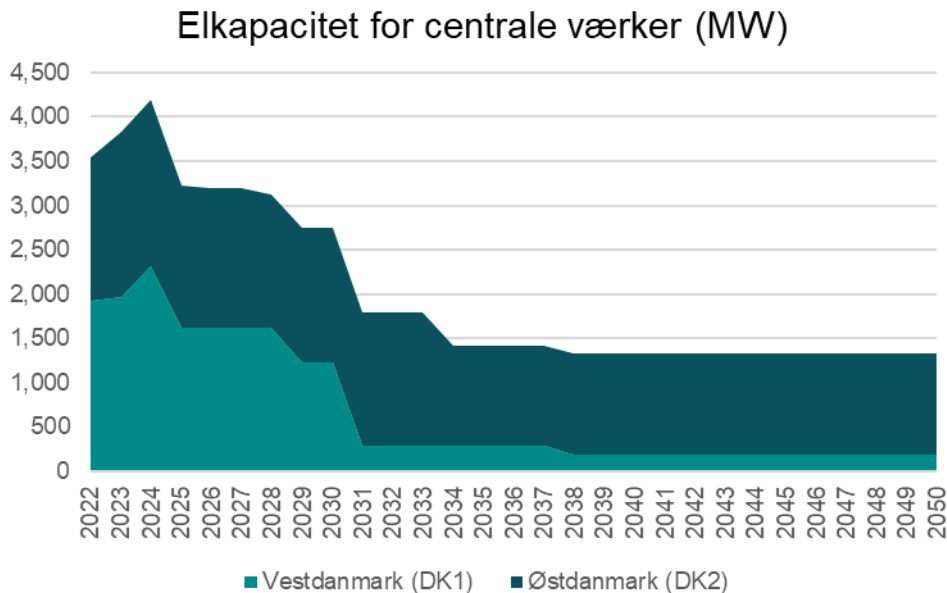
Centrale værker

Nedenfor ses udviklingen i elkapacitet på de centrale værker. Udviklingen er bl.a. baseret på oplysninger fra aktørerne indhentet i forår 2022 og er behæftet med en generel usikkerhed ift. den aktuelle udvikling på energimarkederne.

Særligt i Vestdanmark forventes kapaciteten at falde væsentligt i løbet af fremskrivningsperioden, da en række værker forventes at lukke. Det gælder de tilbageværende kulfyrede blokke i Esbjerg (2024) og Aalborg (2028), ligesom de biomassefyrede blokke på Studstrupværket (2030) og Skærbækværket (2037). Der forudsættes desuden en afvikling af den gasfyrede centrale kraftvarmekapacitet i Vestdanmark med lukningen af Blok 7 på Fynsværket og den gasfyrede blok på Skærbækværket i 2030. Fjernvarmebehovet forventes at blive dækket af andre rent varmeproducerende enheder, især varmepumper.

Udviklingen i Østdanmark er især betinget af lukningen af to biomassefyrede kraftvarmeblokke i Hovedstadsområdet i 2033, Amagerværket Blok 1 og Avedøreværket Blok 1. Gasturbineanlæg på Avedøreværket Blok 2 forudsættes ligeledes at blive udfaset frem mod 2033.

AF22 indeholder således lukning af ca. 2,2 GW elkapacitet frem mod 2050, hvorved kapaciteten skønnes at falde fra ca. 3.500 MW i dag til ca. 1.300 MW i 2050.



Figur 1: Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale værker i hhv. Vest- og Østdanmark (MW). Opgørelsen inkluderer driftsklare og betinget driftsklare anlæg, men ikke anlæg, der forventes taget ud af drift i løbet af 2022.

Udviklingen på kort sigt tager højde for den senest truffe beslutning om midlertidig at udskyde lukningen af Esbjergværket, Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 mhp. at sikre den danske elforsyningsikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024¹.

Dek kortsigtede stigning i elkapaciteten skyldes, at Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 blev taget ud af drift i hhv. april 2022 og juni 2020, og at de gøres driftsklare igen i perioden efterår 2022-forår 2023.

De tre kraftværker antages at være til rådighed for elsystem til og med 30. juni 2024, når de permanent bliver taget ud af drift.

Udviklingen på mellemlang og lang sigt er behæftet med stor usikkerhed, og der er som udgangspunkt ikke taget højde for tiltag, der kan sikre effekttilstrækkeligheden, såfremt der opstår udfordringer som følge af lukninger. Dette er således en afspejling af en forventet 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 2025), selvom værket ikke som udgangspunkt forventes at operere i væsentligt omfang på day-ahead markedet.

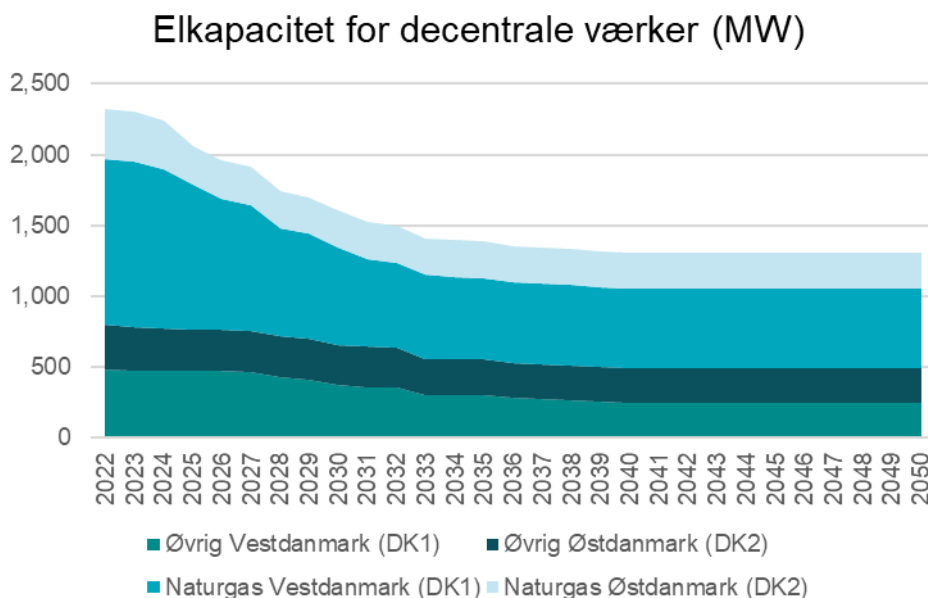
¹ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->

Decentrale værker

Udviklingen i elkapacitet på decentrale værker ses i figuren herunder.

Der forventes et fald i elkapacitet primært fra naturgasbaserede anlæg (ledningsgas) fra ca. 1.500 MW i 2022 til ca. 800 MW frem mod 2050, hvilket skyldes forringet økonomi i anlæggene bl.a. på grund af høj naturgaspris, 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. 350 MW i 2020 til ca. 260 MW i 2050 sfa. tilpasningen af forbrændingskapaciteten ift. udviklingen i affaldsmængder. Den decentrale elkapacitet baseret på direkte anvendelse af biogas (140 MW i 2022) udfases frem mod 2040, mens den biomassebaserede elkapacitet fremskrives til at falde fra ca. 180 MW i 2022 til ca. 130 MW i 2050.



Figur 2: Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg (MW). Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. 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 nødstrømsanlæg i erhverv).



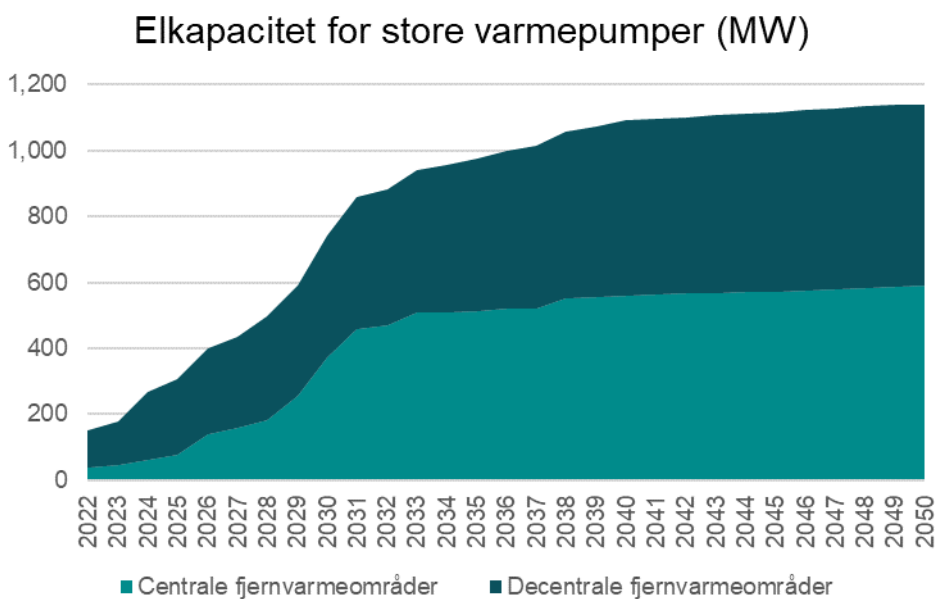
Store varmepumper

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 fjernvarmeproduktionsomkostningerne kan sænkes ved nye investeringer i varmepumper. Udviklingen forventes forstærket af den nuværende situation på gasmarkedet, og stigningstakten for udbygningen estimeres derfor at være relativt høj på kort sigt.

De centrale områder skønnes at udbygge væsentligt med varmepumper på mellemlang sigt, og udviklingen er bl.a. drevet af de forventede lukninger af centrale kraftvarmeverker, hvilke friviger plads til investeringer i varmepumper. Ud over en større udnyttelse af overskudsvarme forventes forskellige varmekilder at blive anvendt, herunder havvand, geotermi og luft.

På længere sigt frem mod 2050 forventes varmepumper at dække reduktionen af varmeproduktion fra affaldsforbrænding i takt med faldet af affaldsmængder til forbrænding i Danmark. Varmepumper forventes også i højere grad at fortrænge biomassebaseret fjernvarmeproduktion sfa. en forventet reduktion af biomasseforbrug i fjernvarmesektoren på lang sigt baseret på yderligere tiltag på området.



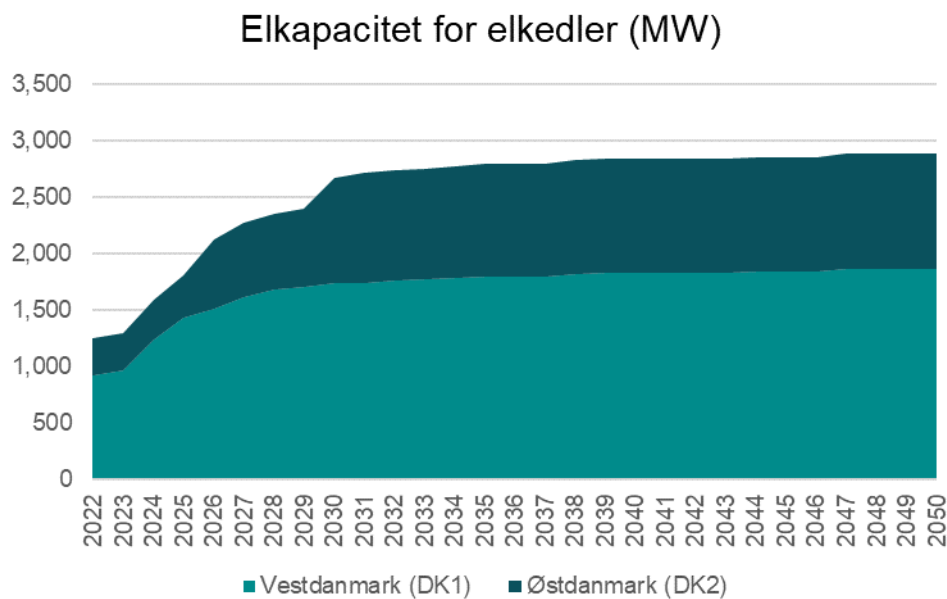
Figur 3: Udvikling i elkapacitet for store varmepumper i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder (MW).

Den samlede elkapacitet til varmepumper forventes at være ca. 750 MW i 2030 stigende til ca. 1.150 MW i 2050. Dette svarer til en varmeproduktionskapacitet på ca. 2.800 MJ/s i 2030 stigende til ca. 4.350 MJ/s i 2050.

Elkedler

Figuren nedenfor viser udviklingen i elkapacitet for elkedler.

Der forudsættes en fortsat udbygning med elkedler i takt med, at øvrig fjernvarmekapacitet, især kraftvarmekapacitet, afvikles, mhp. at opretholde fjernvarmeforsyningsikkerheden i de forskellige fjernvarmeområder. Det antages, at den fremtidige spidslastkapacitet i fjernvarmenettene vil være en blanding af elbaseret og brændselsbaseret kapacitet, hvilket vurderes at give mere fleksibilitet i håndteringen af spidslastsituationer. Den brændselsbaserede spidslastkapacitet vil hovedsageligt være forsynet med ledningsgas, der forudsættes 100 pct. grøn fra 2030.



Figur 4: Udvikling i elkapacitet for elkedler til fjernvarmeproduktion i hhv. Vest- og Østdanmark (MW).

Den samlede elkapacitet til elkedler forventes i AF22 at stige fra ca. 1.200 MW i 2022 til ca. 2.900 MW i 2050.

Metode og antagelser

Der tages udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af Energiproducenttælling 2020 (EPT2020).
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2020 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommuner (fjernvarmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg med elkapacitet over 25 MW). Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i perioden frem mod 2024.
- For perioden derefter laves en vurdering af, hvilke yderligere investeringer i nye anlæg såvel som lukning af eksisterende anlæg, der kan forventes i fjernvarmesektoren. Til formålet anvendes Energistyrelsens model DH-Invest [1] på både centrale og decentrale fjernvarmeområder. Modelberegninger suppleres i videst mulig omfang med konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.
- Den forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model [2], der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder² samt størstedelen af det europæiske elsystem. Modelresultaterne er ikke en del af Analyseforudsætninger til Energinet, men anvendes bl.a. til at kvalificere forudsætningerne om kapacitetsudviklingen. Se bilaget til dette notat for en præsentation af Ramses modelresultater.

Følgende afsnit angiver en nærmere beskrivelse af antagelserne bag AF22 fremskrivning.

Termisk kondenskapacitet

Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig primært om reserveværker, som kun marginalt bidrager til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningsikkerhed. Med udgangspunkt i EPT20 medtager AF22 knap 850 MW termisk kondenskapacitet, hvoraf ca. 500 MW findes på Kyndbyværket og Masnedøværket i Østdanmark, som vist i Tabel 1 nedenfor.

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.



Tabel 1: Opgørelse af elkapacitet samt antagelse om sidste driftsår i AF22 for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-"; hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Kondensværker i Vestdanmark (DK1)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF22
Studstrupværket Blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	207	-

Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF22
Kyndbyværket Blok 21*	260	2023
Kyndbyværket Blok 22	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	146	-
Masnedøværket	70	-
Østkraft reserveblokke	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	56	-

** Blokken blev taget ud af drift i juni 2020. Det antages, at blokken igen kan være driftsklar i løbet af efteråret 2022 og at den tages ud af drift pr. 30. juni 2024.*

Denne elkapacitet fremskrives som udgangspunkt fladt i AF22 pga. begrænset indsigt i og modelleringsmuligheder af markedsdynamikkerne, der gør sig gældende for reservekapacitet i elsystemet. Denne metode forudsætter implicit, at eksisterende kondensværker vil blive erstattet af nye værker med tilsvarende elkapacitet, når deres levetid er udtjent, og at der ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden. Antagelserne er særlig tvivlsomme og Energinet opfordres til at belyse værdien af Danmarks nuværende kondenskapacitet i det fremtidige elsystem vha. følsomhedsberegninger med varierende kapacitet.

Det bemærkes, at nogle centrale kraftvarmeværker kan operere i såkaldt kondensmode og dermed producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig fx om Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Studstrupværket i Vestdanmark, og Avedøreværket i Østdanmark. Disse værker tilsammen har en elkapacitet på ca. 1.850 MW. Forudsætningerne herom beskrives i afsnit "Centrale fjernvarmeområder" nedenfor.

Fjernvarmeprojekter i pipeline

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2021 og frem har indflydelse på fjernvarmeproduktionskapaciteter, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2021 og allerede er oprettet i EPTs database, over projekter, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmforsyningsprojekter der er indberettet til plandata.dk, til projekter, som Energistyrelsen har fået kendskab til ad andre kanaler, og vurderes tilstrækkeligt sandsynlige, til at de medtages i fremskrivningen. Disse projekter kaldes "pipeline projekter". Pipeline projekter dækker perioden 2021-2024.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er:

- EnergidataOnline, Energistylens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling, hvor en række anlæg, der er idriftsat i løbet af 2021, allerede er oprettet med henblik på indberetning af driftsdata til Energiproducenttællingen i løbet af foråret 2022.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk [3], som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i AF22, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet elkapacitet på ca. 135 MW, svarende til en varmekapacitet på ca. 485 MW.
- Elkedler, med en samlet elkapacitet på ca. 770 MW.
- Et enkelt naturgasbaseret kraftvarmeverk³, med en elkapacitet på knap 3 MW og en varmekapacitet på ca. 3 MW.
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 30 MW.
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret), med en samlet varmekapacitet på ca. 40 MW.
- En enkelt naturgaskedel, med en varmekapacitet på 10 MW⁴.

³ Forbrændingsmotor koblet til Nykøbing Mors fjernvarmenet.

⁴ Kedlen etableres som spidslastkapacitet ifm. udvidelse af fjernvarmenettet i Nyborg.

Centrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de centrale fjernvarmeområder baseres 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 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, elkedler, solvarme, geotermi og biomassekedler.

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarmeblokke. Levetiderne afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varmeaftaler, støtte til elproduktion (på biomasse), teknisk levetid, afskrivning af investeringer og øvrig udvikling i fjernvarmesystemer, fx udvikling i affaldsforbrændingskapacitet og fjernvarmeefterspørgsel. Levetiderne vurderes i AF22 på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest, der giver en indikation af udviklingen i værkernes driftsøkonomi i fremskrivningsperiode.

I Tabel 2 herunder angives udløbsdatoerne for de centrale kraftvarmeværker, hvor det er muligt, samt forudsætninger om levetider i AF22. Der henvises i øvrigt til dataoversigten for AF22, hvor yderligere informationer om de enkelte blokke findes, herunder angivelsen af de anvendte brændsler.



Tabel 2: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeverker og antagelser om sidste driftsår i AF22. Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejernes oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Det bemærkes, at forudsætningerne omkring levetider for centrale kraftvarmeblokke er behæftet med betydelig usikkerhed.

Kraftvarmeverker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF22
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4)*	31-02-2022	N/A	2023
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)**	01-04-2023	N/A	2023
Skærbækværket Blok 3 (SKV40) - flis	31-12-2037	2037	2037
Skærbækværket Blok 3 (SKV B3) - naturgas	31-12-2037	N/A	2030
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	-
Fynsværket Blok 7 (FYV7)	N/A	N/A	2030
Fynsværket Blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	-
Fynsværket Blok 9 (FYV9)***	N/A	N/A	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	-

Kraftvarmeverker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftår i AF22
Avedøreværket Blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) - biomasse	31-12-2027	2023	-
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) - naturgas	31-12-2027	2023	2033
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	-
HC Ørstedsværket Blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2025
Amagerværket Blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2029	2033
Amagerværket Blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	-
Østkraft Blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	-

* Studstrupværket Blok 4 blev taget ud af drift i april 2022. Det antages, at blokken igen kan være driftsklar i løbet af foråret 2023. Lukningen af blokken er udskudt til 30. juni 2024.

** Esbjergværket er godkendt til at blive taget ud af drift i april 2023. Lukningen er udskudt til 30. juni 2024.

*** Blokken forventes idriftsat pr. primo 2023.



Det antages som udgangspunkt, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmeaftaler og støtte til elproduktion, medmindre dialogen med aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Denne antagelse skyldes, at levetidsforlængelsen af kraftvarmeblokke forventes at være forbundet med højere omkostninger sammenlignet med erstatninger med rent varmeproducerende enheder, grundet faldende indtjening i elmarkedet i fremskrivningsperioden og overdimensionering ift. varmegrundlaget.

For de værker, der forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperiode, viser modelberegningerne tilstrækkelig driftsøkonomi med de gældende forudsætninger. Det er ikke analyseret nærmere, hvorvidt en levetidsforlængelse til 2050 teknisk set vil være muligt.

Værkerne, der forudsættes taget permanent ud af drift, forventes at blive erstattet af en kombination af anlægstyper, hvoraf en større andel af varmekapaciteter forventes at være varmepumper. Eksisterende planer og kendte projekter hos fjernvarmeselskaberne er den primære kilde i forhold hertil. Modelberegninger med DH-Invest anvendes til at supplere udviklingen med yderligere investeringer og/eller skrotninger på længere sigt.

Særligt i de centrale fjernvarmeområder er det forventningen, at overskudsvarme fra produktionen af PtX-brændstoffer kan spille en betydelig rolle i fremtidige fjernvarmesystemer. Dette indgår i AF22, og det antages, at varmeoutputet til fjernvarme er 10 pct. af PtX-anlægs eleffekt. Dette potentiale er sat lavere end potentialet angivet i Teknologikataloget for fornybare brændstoffer for at afspejle usikkerheden omkring bidraget til fjernvarmeproduktion fra de forskellige PtX-projekter, der medtages i fremskrivningen.

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 antages at kunne omgås i nødstilfælde. Der er derfor ikke taget stilling til dette i AF22. CO₂-fangst kan ligeledes have en indvirkning på blokkenes driftsøkonomi. I rentabilitetsvurdering i DH-Invest tages der ikke højde for eventuelle indtægter fra CO₂-fangst, da det antages, at fangstanlæggene vil blive installeret på de værker, der i forvejen har en god driftsøkonomi og dermed en høj sandsynlighed for at være i drift i mange år i fremtiden.

Decentrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de decentrale fjernvarmeområder baseres på modelberegninger med DH-Invest. Modelberegningerne suppleres med konkret viden om fremtidige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.



Forudsætninger i DH-Invest til AF22

Investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren er beregnet i DH-Invest. 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 fjernvarmeområde. Potentialerne indlægges som en begrænsning for, hvor meget modellen kan investere i for hvert fjernvarmeområde.

- Der er taget højde for, at potentialet for overskudsvarme er begrænset. Data for mængden af uudnyttet overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017 [4]. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttede potentiale ikke tæller med. Potentialet for overskudsvarme er valideret med øvrige tilgængelige opgørelser og er udvidet med en vurdering af udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentrene.
- Investeringer i luftbaserede varmepumper begrænses under antagelsen af, at luftbaserede varmepumper maksimalt kan dække 85% af fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde. Begrænsningen afspejler bl.a. udfordringerne med fjernvarmeproduktion på luftbaserede varmepumper i perioder af året, hvor lufttemperaturen og dermed varmepumpens virkningsgrad er lavest. Antagelsen kan variere for specifikke fjernvarmeområder pba. kendskab til lokale forhold.
- Investeringer i solvarme er i modellen begrænset til det estimerede potentiale for kollektive solvarmeanlæg baseret på en GIS-analyse. Der tages udgangspunkt i landbrugsarealer inden for en given radius af fjernvarmenettene, og det er dertil forudsat, at kun 10% af landbrugsarealet kan omlægges til solvarme i hvert fjernvarmeområde.

I investeringsbeslutninger i DH-Invest tages der desuden højde for, at der må forventes mindre risikovillighed fra fjernvarmeselskabsside til investeringer, som ikke har stor betydning for de samlede fjernvarmeproduktionsomkostninger. Dette er typisk tilfælde i fjernvarmeområder, hvor hovedparten af fjernvarmeforbruget i forvejen dækkes af grund- eller mellemlast-anlæg med lave marginale omkostninger. Investeringsbeslutninger, som ikke har stor betydning for de samlede produktionsomkostninger, tages på basis af en forhøjet rente (6 pct.), mens den normale rente er 3 pct.



DH-Invest laver også en selskabsøkonomisk vurdering af eksisterende anlæg med henblik på lukningen af ikke-rentabel kapacitet. Anlæg, hvis faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) overstiger det beregnede driftsmæssige overskud, kan som udgangspunkt lukkes med en besparelse. For at sikre, at varmeforsyningssikkerheden opretholdes, lukkes anlæg imidlertid ikke, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde dermed reduceres til under 160 pct. af behovet i spidslasttiden.

Ved beregning af driftsoverskuddet regnes der med indtægter fra salg af varme, salg af el på spotmarkedet og salg af systemydelser. Indtægter fra salg af varme og el regnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelser tillægges eksogent på basis af input fra Energinet og specifikke faglige vurderinger.

Modsat AF21 er fjernvarmekedler omfattet af modelberegnete lukninger i AF22. For biomassekedler alene opjusteres de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, når kedler når deres forventede tekniske levetid på 25 år, ved at antage levetidsforlængelsesomkostninger svarende til 25 pct. af investeringsomkostning med en afskrivningsperiode på 10 år. Dette gør, at biomassekedlerne med færre driftstimer vil blive lukket og generelt erstattet med varmepumper.

I DH-Invest beregninger til AF22 er det endvidere forudsat, at ledningsgasbaseret grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion vil blive afviklet frem mod 2030. På længere sigt frem mod 2050 forudsættes desuden en begrænsning af biomasseforbruget til fjernvarmeproduktion baseret på yderligere tiltag på området.

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 2050. Fremskrivningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter er betinget af modelberegninger og dermed forbundet med store usikkerheder.

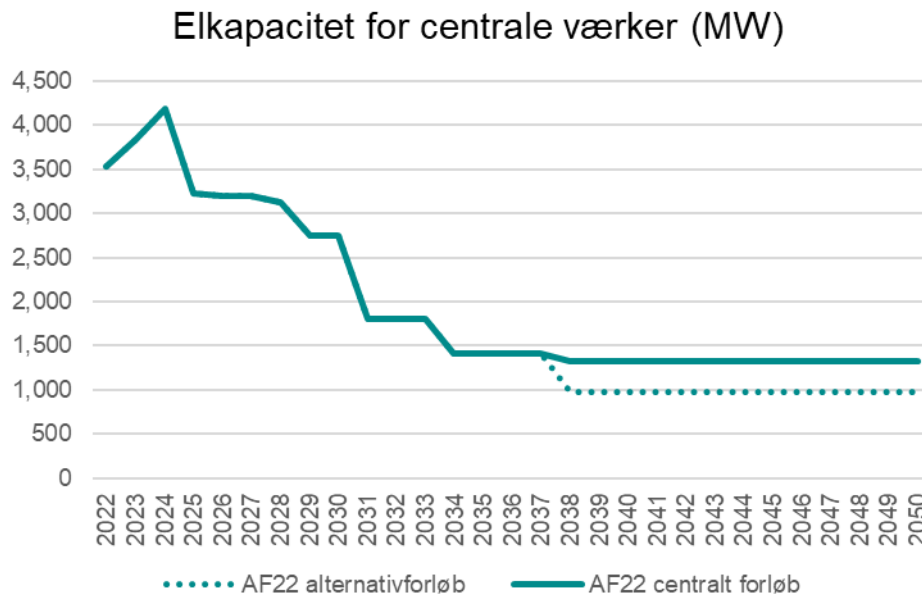
Den fremtidige rentabilitet i kraftvarmeproduktion og dermed levetider på de centrale kraftvarmeblokke afhænger bl.a. af udvikling i brændselspriser, CO₂-kvotepris og udvikling i elsystemer i Danmarks nabolande. Dertil indgår usikkerheden omkring udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion og dens gennemførlighed særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling, idet det kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeproduktionsteknologier.

Energinet opfordres til at lave følsomhedsanalyser omkring det centrale forløb beskrevet i dette notat for at afspejle udfaldsrummet for mulige udfordringer med elforsyningssikkerhed.

Energistyrelsen anbefaler følsomhedsanalyser med lukningen af de centrale kraftvarmeblokke, som i grundforløbet forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden, efter udløb af deres varmeaftaler. I lyset af de nuværende høje elpriser anbefaler Energistyrelsen desuden en følsomhedsberegning, hvor flere værker, centrale såvel som decentrale, fortsat vil være til rådighed på elmarkedet.

Usikkerheden omkring udviklingen i fjernvarmesystemer i Hovedstadsområdet er særlig stor, og det centrale forløb suppleres derfor med et alternativforløb, hvor hovedkedlen på Avedøreværket Blok 2 lukkes inden 2040 og erstattes af et geotermiprojekt med en varmekapacitet på ca. 100 MW. Halmkedlen på Avedøreværket Blok 2 forudsættes i alternativforløbet i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden og udstyret med en dampturbine til elproduktion. Betydningen af dette for den centrale termiske elkapacitet vises i Figur 5. Betydningen af alternativforløbet for sammensætningen af fjernvarmeproduktionen beskrives i bilaget til dette notat.

Energistyrelsen anbefaler desuden en følsomhedsanalyser med lukning af Kyndbyværket Blok 22 ved udgangen af 2030.



Figur 5: Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale værker i Danmark i alternativforløbet til AF22 (MW).

Ændringer ift. AF21

De væsentligste ændringer i forudsætninger ift. AF21 kan opsummeres således:

- Yderligere fald i central elkapacitet i Østdanmark som følge af lukningen af de to gasturbineanlæg på Avedøreværket Blok 2.
- Yderligere fald i central elkapacitet i Vestdanmark som følge af lukningen af Fynsværket Blok 7.
- En marginalt større, dog mere gradvis udfasning af den decentrale elproduktionskapacitet baseret på ledningsgas.
- En større udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion, særligt i de decentrale fjernvarmeområder på længere sigt.

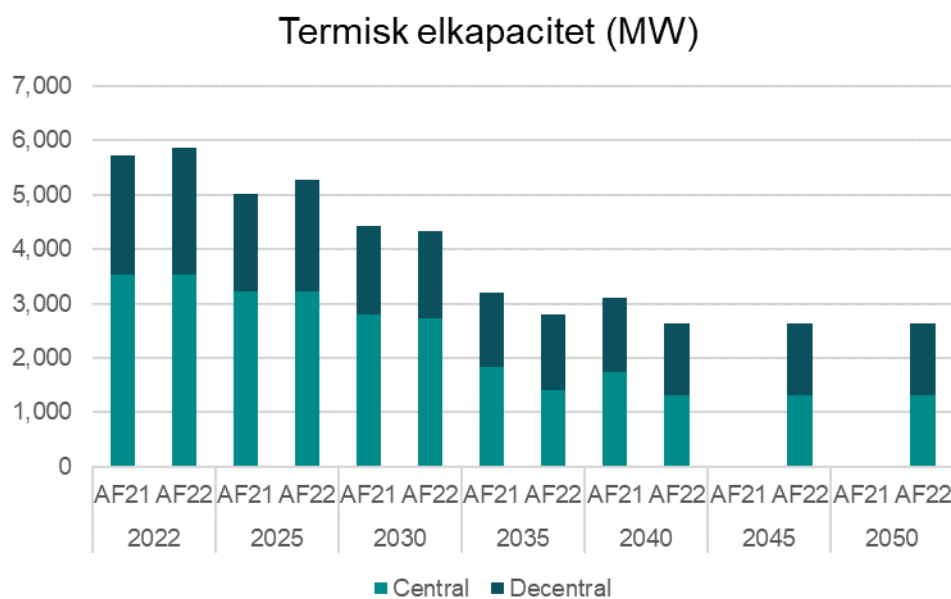
Fremskrivningsperioden i AF22 er udvidet til 2050. De overordnede metoder til vurdering af udviklingen er ikke væsentligt ændret i forhold til AF21, og de ændrede resultater skyldes derfor primært justeringer i nogle af de bagvedliggende antagelser. Der kan dog nævnes følgende opdateringer ift. AF21:

- Fjernvarmekedler er omfattet modelberegnete lukninger i DH-Invest model.
- Udbygningen med elkedler er et modelresultat og ikke længere baseret på en antagelse om en årlig udbygning i tråd med den historiske trend.
- Det forudsættes, at grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion baseret på ledningsgas udfases frem mod 2030.
- Det forudsættes, at brugen af biomasse til fjernvarmeproduktion i højere grad begrænses på længere sigt frem mod 2050.

Termisk elproduktionskapacitet

I Figur 6 nedenfor ses forskellen mellem AF22 og AF21 i elproduktionskapaciteten i både centrale og decentrale områder.

Forskellen i udgangspunktet i 2022 skyldes opdateringen af datagrundlaget via Energiproducenttællingen. Den decentrale elproduktionskapacitet er kun marginalt lavere i AF22 ift. AF21 på lang sigt (ca. 60 MW lavere), og forskellen efter 2035 skyldes primært den større lukning af central elproduktionskapacitet i AF22, især med lukningen af Fynsværket Blok 7.



Figur 6: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for både centrale og decentrale værker ift. AF21 (MW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2022. AF22 er udvidet til 2050, mens fremskrivningsperioden i AF21 gik frem til 2040.

Store varmepumper og elkedler

Figur 7 og Figur 8 nedenfor viser udviklingen i elkapacitet for hhv. store varmepumper og elkedler ift. AF21.

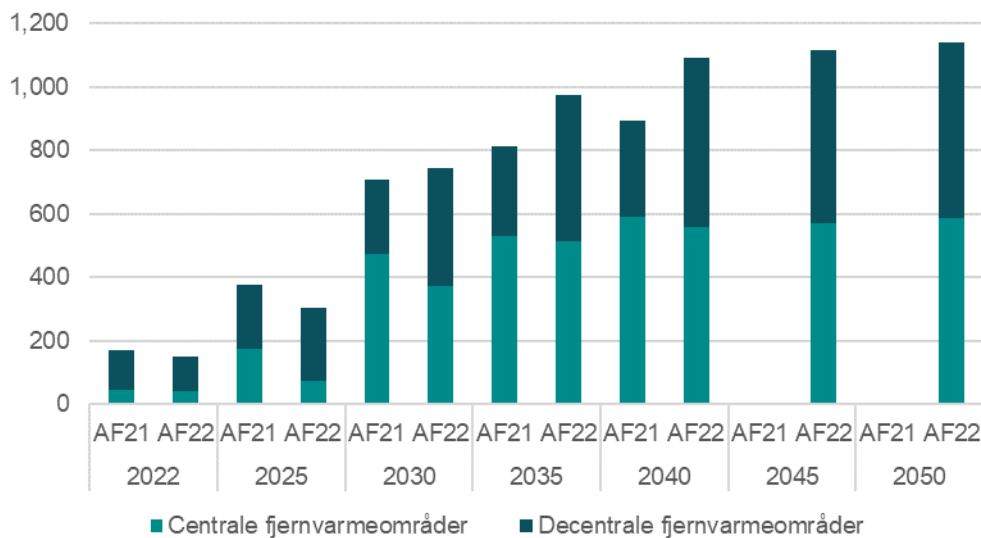
AF22 medtager en mere gradvis udbygning af store varmepumper i de centrale fjernvarmeområder. Den samlede udbygning i de centrale fjernvarmeområder på lang sigt er imidlertid på niveau med udbygningen i AF21 (ca. 600 MW ved slutningen af fremskrivningsperioden).

Udbygningen i de decentrale fjernvarmeområder i AF22 er derimod større ift. AF21, hvilket skyldes, at store varmepumper i højere grad forventes at fortrænge biomassebaseret fjernvarmeproduktion særligt på lang sigt efter 2040.



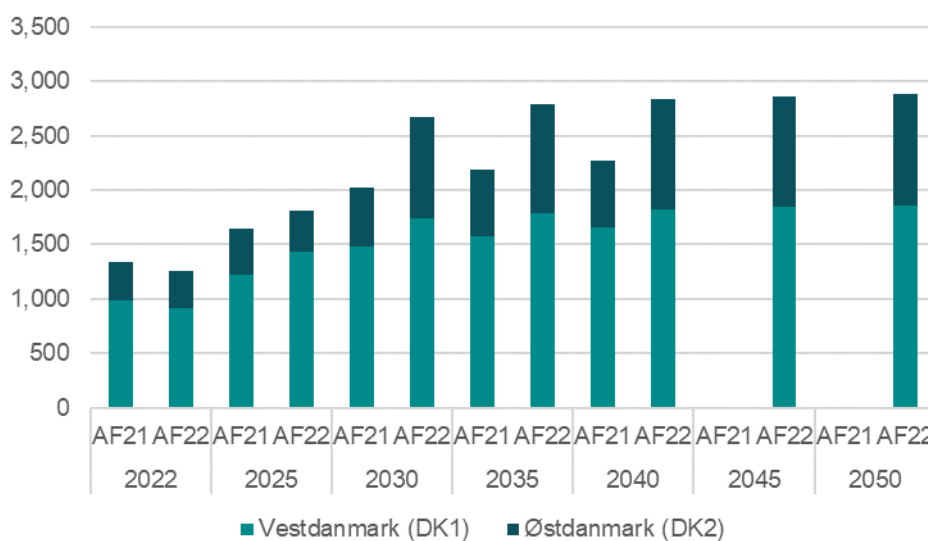
AF22 medtager også en større udbygning med elkedler ift. AF21, både i Vest- og Østdanmark. Udviklingen er især betinget af en højere grad af lukning af fjernvarmeproduktionskapaciteter i AF22 ift. AF21, herunder også fjernvarmekedler, hvilket øger behovet for investeringer i spidslastkapacitet i fjernvarmesystemerne.

Elkapacitet for store varmepumper (MW)



Figur 7: Udviklingen i elkapacitet for store varmepumper i forhold til AF21 (MW). AF22 er udvidet til 2050, mens fremskrivningsperioden i AF21 gik frem til 2040.

Elkapacitet for elkedler (MW)



Figur 8: Udviklingen i elkapacitet for store varmepumper i forhold til AF21 (MW). AF22 er udvidet til 2050, mens fremskrivningsperioden i AF21 gik frem til 2040.

Kilder

[1] Energistyrelsen, DH-Invest model. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest_modelbeskrivelse.pdf

[2] Energistyrelsen, Ramses model.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/ramses_energisystemmodel_-_til_hjemmesiden_20220426_final.pdf

[3] Erhvervsstyrelsen. <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk> (tilgået pr. 27. april 2022)

[4] Bühler, F., Petrovic, S., Karlsson, K. B., & Elmegaard, B. (2017). Industrial excess heat for district heating in Denmark. *Applied Energy*, 205, 991-1001. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.032>



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, ledningsgasforbrug 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 bilag, 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-kvotepris 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 bl.a. ikke tages hensyn til udsving i VE-produktion og forbrug. Derfor bør resultaterne særligt på kort sigt tages med forbehold. Dette forbehold er endnu mere relevant i årets Analyseforudsætninger pga. usikkerheden på el- og gasmarkedet sfa. energikrisen og situationen i Ukraine, som kun delvist er afspejlet i brændselsprisforudsætninger til AF22.

Elforbrug til store varmepumper og elkedler

Elforbruget til store varmepumper forventes at stige markant frem mod 2050 i tråd med udviklingen i kapaciteten, jf. Figur 9 nedenfor. Elforbruget forventes at stige fra ca. 0,6 TWh i 2022 til omkring 3,3 TWh i 2030 og ca. 6,1 TWh i 2050, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 5.500 fuldlasttimer.

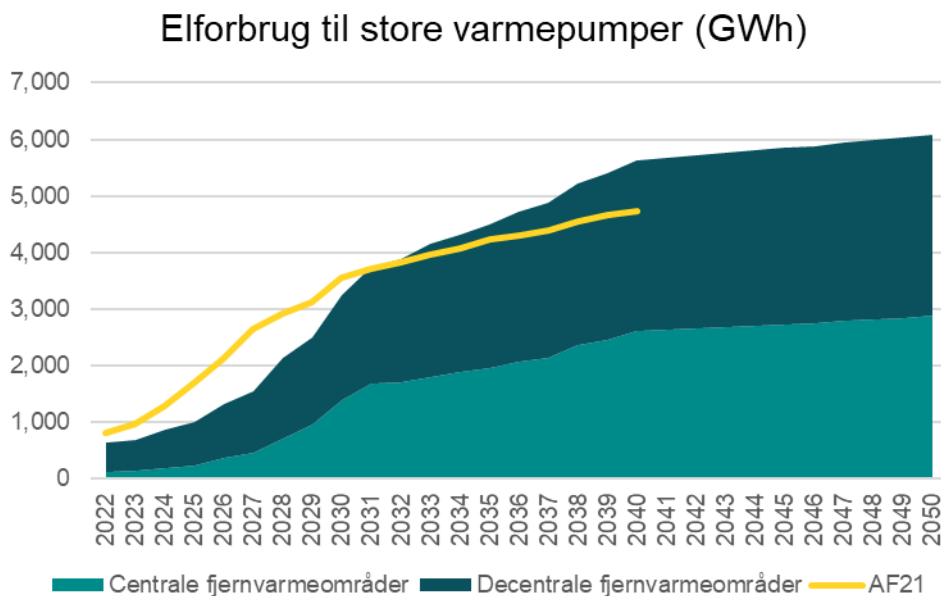
Som det kan ses i Figur 9 er elforbruget til store varmepumper i AF22 lavere på kort sigt ift. AF21, hvilket skyldes forventningen om kortsigtede høje elpriser, der forringer konkurrencedygtigheden af varmepumper.

Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen er ligeledes stigende frem mod 2050 i takt med, at kapaciteten forventes at stige, jf. Figur 10 nedenfor. Elforbruget til elkedler i 2050 er ca. 750 GWh ifølge Ramses modeberegninger, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af elkedler på ca. 300 fuldlasttimer.

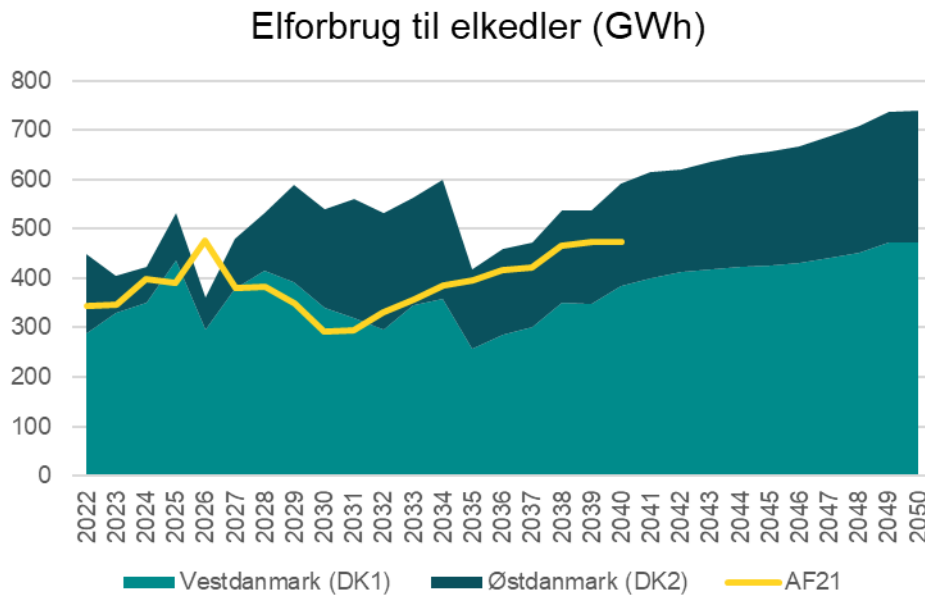
Simuleringerne i en markedsmodel som Ramses vil dog sandsynligvis undervurdere elforbruget til elkedler, da der simuleres ud fra elpriser på day-ahead markedet og der derfor generelt ikke tages højde for ubalancer og levering af systemydelse i selve driften.

Af denne baggrund beregnes elforbruget fra elkedler eksogent i AF22 pba. en antagelse om benyttelsestid. Det antages, at benyttelsestid for elkedler i

Vestdanmark er på 1.200 timer/år, mens benyttelsestid for elkedler i Østdanmark er 600 timer/år. Antagelsen er gældende for hele fremskrivningsperiode fra 2022 til 2050. Dette resulterer i et samlet elforbrug til elkedler i 2050 på ca. 2,7 TWh. 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. Antagelsen forventes derfor at give et bedre billede af elkedlers drift på kort sigt. Den langsigtede udvikling i benyttelsestiden for elkedler er imidlertid behæftet med stor usikkerhed og forventes bl.a. at afhænge af øvrige udviklinger i elsystemet, herunder omfanget af specialregulering i fremtiden.



Figur 9: Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF21 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.



Figur 10: Elforbrug til elkedler i forhold til AF21 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

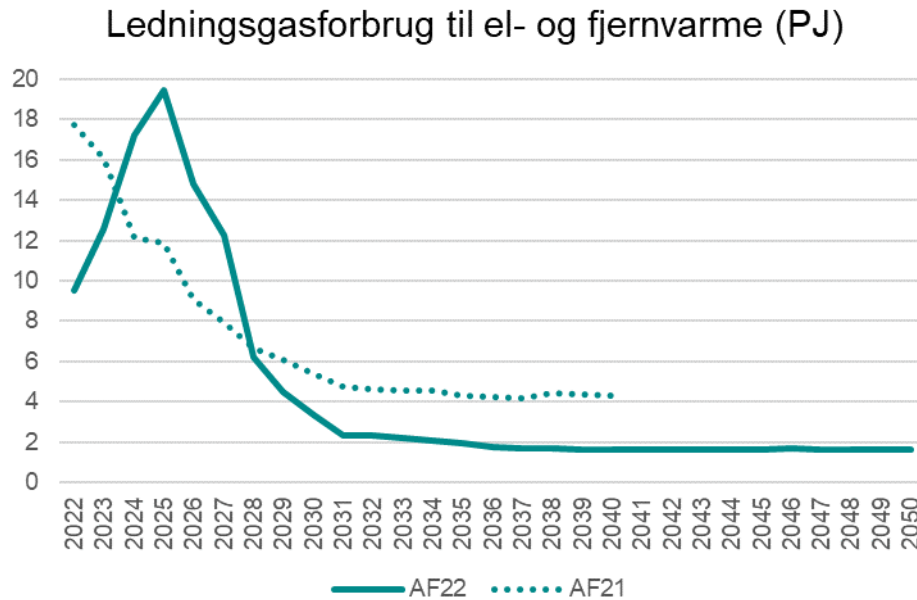
Ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Ledningsgasforbruget (dækkende over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net) forventes generelt at være faldende frem mod 2030, og det er samtidigt på et markant lavere niveau ift. AF21.

Det forudsættes i AF22, at grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion baseret på ledningsgas vil blive udfaset frem mod 2030. Ledningsgassen antages stadig at blive anvendt til spidslastproduktion efter 2030, hvor ledningsgas forudsættes at være 100 pct. grøn. Det bemærkes, at simuleringen af el- og fjernvarmesystemet i Ramses er baseret på et normalår, hvilket bl.a. medfører, at der ikke tages højde for ekstreme vintre, der kan øge behovet for spidslastproduktionen i fjernvarmesystemerne. Det bemærkes desuden, at usikkerheden omkring den kortsigtede udvikling i ledningsgasforbrug er særlig stor pga. usikkerheden på el- og gasmarkedet sfa. energikrisen og situationen i Ukraine.

Stigningen i ledningsgasforbruget på kort sigt skyldes primært en forbedret konkurrencesituation for decentrale kraftvarme- og fjernvarmeproducerende enheder, som ikke er omfattet CO₂-kvoteomkostning. Dette forudsættes dog at være kortvarigt, og driften forudsættes at reduceres markant frem mod 2030. Det bemærkes i den forbindelse, at den kortsigtede udvikling i ledningsgasforbruget er betinget af de nuværende brændselsprisforudsætninger, herunder især naturgaspris, som ikke afspejler de seneste udviklinger på det europæiske gasmarked. Følsomhedsberegninger med forskellige brændselsprisforudsætninger vil formentlig resultere i et andet billede på kort sigt.

Figuren nedenfor viser udviklingen i forbruget i perioden frem mod 2050 sammenlignet med AF21.



Figur 11: Udviklingen i ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF21 (PJ, nedre brændværdi). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Sammensætning af fjernvarmeproduktion

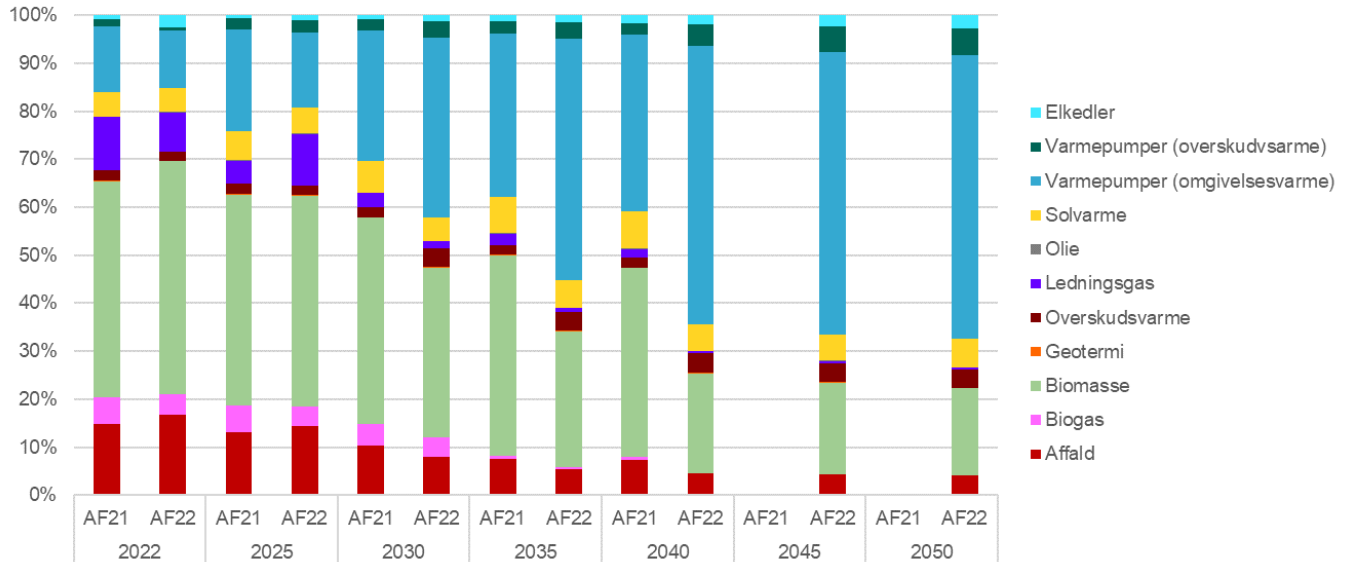
I Figur 12 og Figur 13 nedenfor ses udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

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, faldende til ca. 35 pct. i 2040 og til 30 pct. i 2050. Den samlede fjernvarmeproduktion på fast biomasse forventes at falde fra ca. 75 PJ i 2022 til ca. 30 PJ i 2040 og 25 PJ i 2050, og reduktionen forventes at finde sted i de centrale såvel som decentrale fjernvarmeområder.

I forhold til AF21 ses der generelt en større udbygning med varmepumpe, særligt i de decentrale fjernvarmeområder. Dertil indgår et voksende bidrag fra industriel overskudsvarme, herunder overskudsvarme fra PtX-anlæg, hovedsageligt i de centrale fjernvarmeområder.

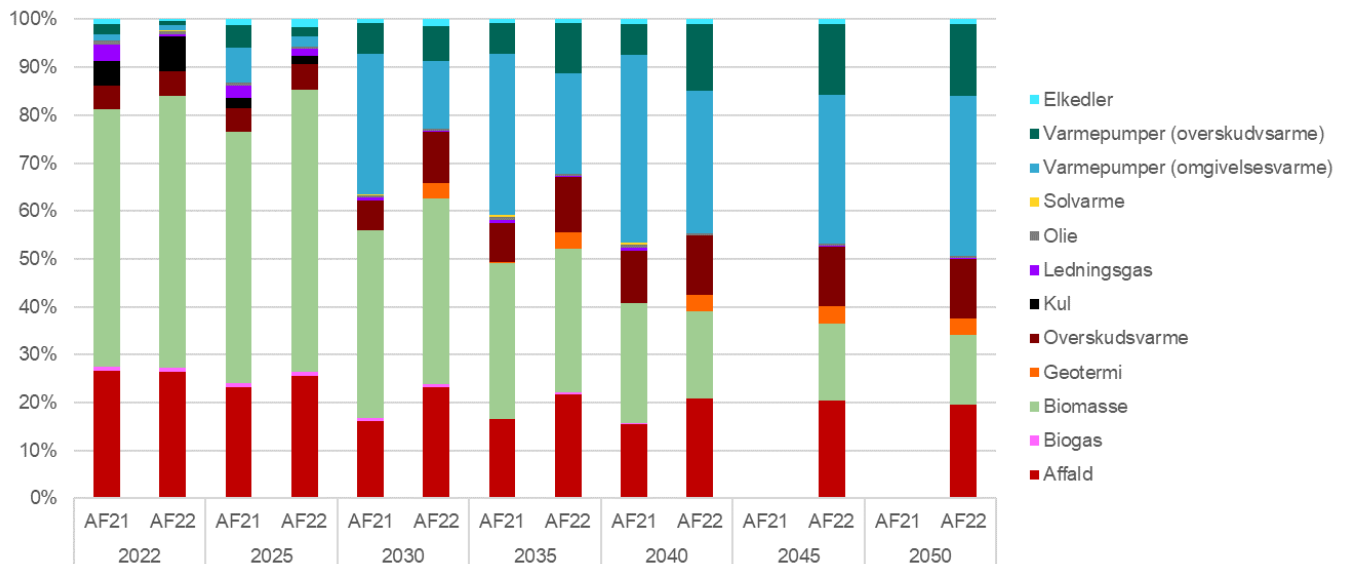
I alternativforløbet til AF22 bliver en marginalt større andel af den biomassebaserede fjernvarmeproduktion fortrængt af geotermi, som det kan ses i Figur 14.

Decentral fjernvarmeproduktion



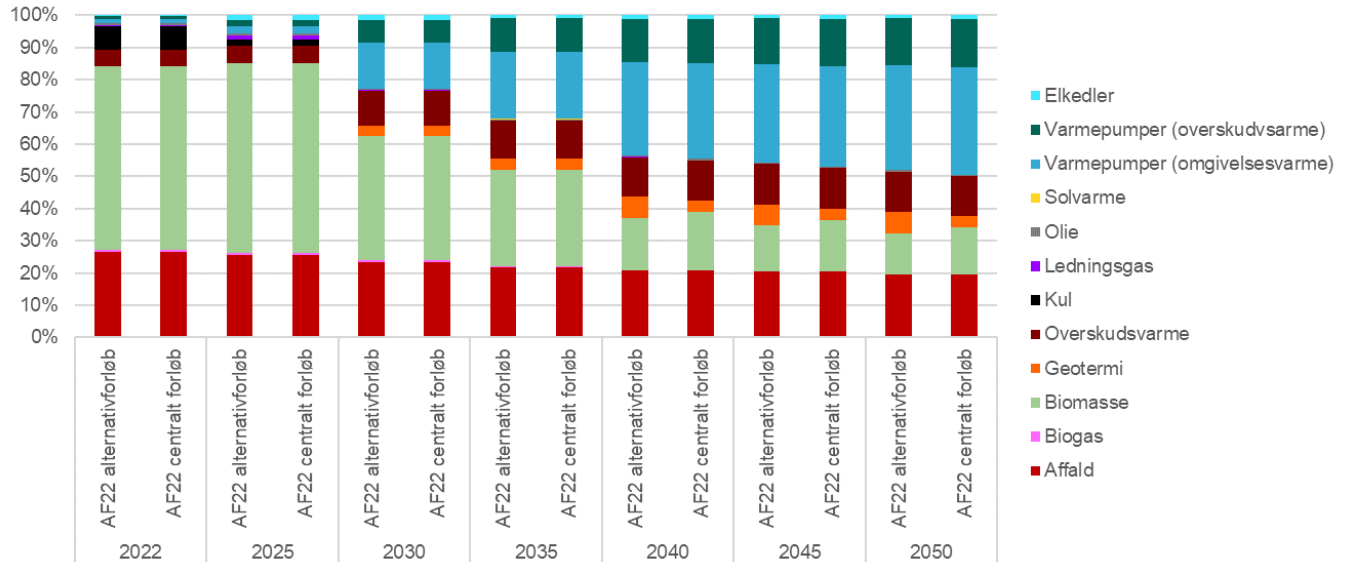
Figur 12: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i decentrale fjernvarmeområder fordelt efter typer. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. "Overskudsvarme" dækker over den direkte anvendelse af overskudsvarme til fjernvarme og overskudsvarmen fra PtX-produktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Central fjernvarmeproduktion



Figur 13: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i centrale fjernvarmeområder fordelt efter typer. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. "Overskudsvarme" dækker over den direkte anvendelse af overskudsvarme til fjernvarme og overskudsvarmen fra PtX-produktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Central fjernvarmeproduktion - alternativforløb



Figur 14: S sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i centrale fjernvarmeområder fordelt efter typer. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. "Overskudsvarme" dækker over den direkte anvendelse af overskudsvarme til fjernvarme og overskudsvarmen fra PtX-produktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.