

Analyse af konkurrenceevne for eksisterende termiske anlæg til understøttelse af effekttilstrækkelighed

Added Values
Lysholt Allé 8
DK 7100 Vejle
Phone: +45 24 47 95 90
www.addedvalues.eu

Cvr. nr.: 35 04 56 27



Analyse af konkurrenceevne for eksisterende termiske anlæg til understøttelse af effektilstrækkelighed

Prepared: Torkild Christensen, Tommy Mølbak
Reviewed: Mogens B. Laursen
Approved: Ole Hede Larsen

Project no.: 23-1010

Indholdsfortegnelse

Resumé	4
1 Baggrund og metode	7
1.1 Forventet fremtidig effektmangel	7
1.2 Opgavens formål og fremgangsmåde	9
2 Tekniske og økonomiske anlægsegenskaber	11
2.1 Primære driftsegenskaber der understøtter effekttilstrækkelighed.....	11
2.2 Omkostninger for fortsat sikring af potentialet i eksisterende anlæg	12
2.3 Sekundære driftsegenskaber, som kan øge anlæggenes værdi og indtjening.....	14
3 Potentiale for gasturbine-baserede anlæg.....	16
3.1 Generelt om teknologien.....	16
3.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil	17
3.3 Vurdering af økonomi.....	18
3.4 Samlet evaluering af potentiale	20
4 Potentiale for gasmotorer	22
4.1 Generelt om teknologien.....	22
4.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil	23
4.3 Vurdering af økonomi.....	24
4.4 Samlet evaluering af potentiale	25
5 Potentiale for biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg.....	27
5.1 Generelt om teknologien.....	27
5.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil	28
5.3 Vurdering af økonomi.....	29
5.4 Samlet evaluering af potentiale	31
6 Potentiale for varmepumper og elkedler	33
6.1 Generelt om teknologien.....	33
6.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil	34
6.3 Vurdering af økonomi.....	34
6.4 Samlet evaluering af potentiale	35
7 Konklusioner	37
Bilag 1: Nøgledata for rent varmeproducerende anlæg	40

Resumé

Det danske elsystem har de seneste årtier været under en konstant forandring, der bl.a. inkluderer massiv udbygning med vindmøller og solceller, udfasning af termiske kraftvarmeverker samt etablering af nye udlandsforbindelser. Disse forandringer giver anledning til øgede og anderledes udfordringer for elforsynings-sikkerheden. Specielt forventes det, at effekt mangelsituationer kan opstå under længere perioder med lav vind- og solbaseret elproduktion. Imødegåelse af dette har på det seneste fået stor fokus af fx Dansk Fjernvarme, Energinet og Klimarådet, som bl.a. forventer, at behovet for effektstøtte vil stige markant frem mod 2030. Klimarådet konkluderer eksempelvis, at Energimyndighederne bør afklare, om den elproduktionskapacitet, der står til at lukke, kan og bør anvendes til at sikre effektbalancen og øge fleksibiliteten i elsystemet og peger dertil på brugen af kapacitetsmekanismer som et muligt tiltag.

Dansk Fjernvarme har også løbende påpeget, at der i de kommende år frem til 2032 forventeligt opstår udfordringer med effekttilstrækkelighed¹. Disse udfordringer opstår dels som følge af en hurtigere udfasning af kraftvarme end hidtil antaget, dels fordi store varmepumper og PtX-anlæg formentlig ikke er så fleksible som hidtil antaget. Den termiske kraftvarmekapacitet, som i dag er på vej mod skrotning eller mølposning, vil med de rette incitamenter i en årrække kunne bidrage til at lukke hullet mht. den manglende kapacitet.

Formålet med analysen er at belyse mulighederne for at anvende de eksisterende termiske anlæg til at understøtte effektbehovet. Der fokuseres på anlæggenes tekniske egnethed og omkostninger ved at holde dem driftsklare i forhold til etablering af ny kapacitet.

En overordnet vurdering af elsystemets behov i effekt mangelsituationer viser, at det vigtigste er anlæggenes mulighed for kontinuerligt at kunne levere kontrollerbar eleffekt, mens kravene til hurtig reguleringsevne er ret lempelige i forhold til produktkrav til systemydelse. Det vil dog være ønskeligt, at automationsniveauet er højt, så anlægsejeren kan modtage og drifte efter tidsstemplede setpunkter/styresignaler.

I omkostningsvurderingen skelnes mellem tre typer omkostninger:

1. Mobiliseringsomkostninger, som kræves for at gøre et anlæg driftsklart
2. Faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V), som er nødvendige for at holde anlægget driftsklart
3. Aktiveringsomkostninger, som er de variable omkostninger under drift.

Fire grupper af eksisterende anlæg er vurderet mht. mulighederne for og omkostninger ved at bidrage med eleffekt:

- **Gasturbine-baserede anlæg**, herunder både kombinerede el- og varmeproducerende gasturbiner (CCGT-anlæg) og elproducerende gasturbiner (OCGT-anlæg). Disse anlæg repræsenterer en stor eleffekt, bærer gode driftsegenskaber til effektstøtte, og de vil samtidig være omkostningseffektive. Det er desuden en fordel, at effekten ligger på forholdsvis få anlæg. De er attraktive på et kommende marked for effektstøtte, idet de i høj grad kan konkurrere med alternative nyinvesteringer i fx OCGT-anlæg.
- **Gasmotorer**. Disse anlæg repræsenterer en stor eleffekt, bærer gode driftsegenskaber til effektstøtte, og de vil samtidig være omkostningseffektive. Effekten er spredt på mange små anlæg. De er attraktive

¹ Effekttilstrækkelighed er defineret som den del af elforsynings-sikkerheden, som vedrører elsystemets evne til på ethvert tidspunkt at dække den samlede efterspørgsel efter el.

på et kommende marked for effektstøtte, idet de i høj grad kan konkurrere med alternative nyinvesteringer i fx OCGT-anlæg.

- **Biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg.** Disse anlæg repræsenterer en meget stor eleffekt og bærer gode driftsegenskaber, der kan understøtte effektbalancen. Nogle af anlæggene vil i fremtiden få påbygget Carbon Capture anlæg, hvilket reducerer elkapaciteten, som formentlig kortvarigt kan reaktiveres ved midlertidigt stop af Carbon Capture anlægget.
- **Varmepumper og elkedler.** Disse anlæg repræsenterer ikke en mulighed for ekstra elproduktion, men kan med deres fleksibilitet bidrage til både effektbalancen og systemydelse. Omfang og varighed af deres ydelser afhænger dog af det lokale fjernvarmesystems mulighed for at undvære varmeproduktionen. Både elkedler og varmepumper vil i effektmangelsituationer reagere på høje elpriser ved at reducere deres elforbrug i størst muligt omfang og derved understøtte effektbalancen. Elkedler og nogle typer varmepumper besidder desuden gode reguleringsegenskaber, der muliggør levering af systemydelser.

I nedenstående Tabel 1 er nøglekarakteristika og -økonomi resumeret for de eksisterende anlægstyper.

Den nuværende portefølje af kraftvarmeanlæg har således gode muligheder for at bidrage til såvel effektbalance og systemydelser frem mod 2030 og derefter. Anlæggene er meget konkurrencedygtige i forhold til investering i ny elkapacitet. Investeringsmæssigt vil det altid være en overvejelse for det enkelte varmeforsyningsselskab om der skal investeres i anlæg som kan bidrage til balancen i elsystemet eller der skal investeres i rent varmeproducerende anlæg – til sammenligning er nøgledata for disse resumeret i bilag 1.

Der foregår i disse år markante ombygninger ude på de enkelte fjernvarmelokationer. Her udgør driftsøkonomi og pladsbehov udfordringer, der hos mange selskaber forventes at føre til uigenkaldelige skrotninger.

For at undgå at miste samfundsøkonomisk attraktiv elkapacitet er det vigtigt hurtigst muligt at etablere incitamenters for at modvirke skrottningsplanerne.

	Teknik/drift	Økonomi	Omkostninger ved ny OCGT-kapacitet
CCGT	Antal anlæg: 8 – 10 Elkapacitet: 500 - 600 MWe Gode driftsegenskaber Ombygningsmuligheder	M: 0 – 1,5 Mkr/MWe F: 100 – 200 tkr/MWe/år A1: 700 – 1100 kr/MWhe A2: 1500 – 1800 kr/MWhe	M: 6 Mkr/MWe F: 50 – 80 tkr/MWe/år A2: 1400 - 1700 kr/MWhe
OCGT	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 200 MWe Gode driftsegenskaber	M: 0 – 1,5 Mkr/MWe F: 50 – 100 tkr/MWe/år A2: 1.500 – 1.800 kr/MWhe	
Gasmotorer	Antal anlæg: Ca. 350 Elkapacitet: Ca. 700 MWe Gode driftsegenskaber Ombygningsmuligheder	M: 0 – 0,75 Mkr/MWe F: 25 – 75 tkr/MWe/år A1: 1.000 – 1.500 kr/MWhe A2: 1.200 – 1.800 kr/MWhe	
Affalds-KV	Antal anlæg: Ca. 30 Elkapacitet: Ca. 400 MWe Gode driftsegenskaber	M: 0 – 150 tkr/MWe F: 1,5 – 2,5 Mkr/MWe/år A1: 250 – 450 kr/MWhe A2: 600 – 800 kr/MWhe Desuden 1.500 – 2.500 kr/MWhe (v. lastreduktion af Carbon Capture)	
Biomasse KV	Antal anlæg: Ca. 30 Elkapacitet: Ca. 1.800 MWe Gode driftsegenskaber (især i fyringssæsonen) Ombygningsmuligheder	M: 0 – 150 tkr/MWe/år F: 0,75 – 1 Mkr/MWe/år A1: 650 – 850 kr/MWhe A2: 1150 – 1.550 kr/MWhe Desuden 1.500 – 2.500 kr/MWhe (v. lastreduktion af Carbon Capture)	
Varmepumper	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 900 MWe Rimelige driftsegenskaber Bidrager med prisfleksibilitet	M: Ikke relevant her F: Ikke relevant her A: Lave	
Elkedler	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 2500 MWe Gode driftsegenskaber Bidrager med prisfleksibilitet	M: Ikke relevant her F: Ikke relevant her A: Lave	

Tabel 1 Nøgledata for de eksisterende anlægstyper (baseret på forventede markeds- og rammebetingelser i 2030)

M=Mobiliseringsomkostninger

F=Faste D&V omkostninger

A1=aktiveringsomkostninger i kraftvarmedrift

A2=aktiveringsomkostninger ved ren elproduktion

1 Baggrund og metode

Det danske elsystem har de seneste årtier været under konstant forandring. Væsentlige forandringer er bl.a. massiv udbygning med vindmøller og solceller, udfasning af termiske kraftvarmeværker samt etablering af nye udlandsforbindelser. Disse forandringer giver anledning til øgede og anderledes udfordringer for elforsyningsikkerheden. Usikkerhed om tidspunkt for idriftsættelse af PtX-anlæg, udviklingen af fleksibelt forbrug og effektbalancen i de omkringliggende lande bidrager yderligere til udfordringerne.

Energinet har med rapporten ”Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2023²” vurderet Danmarks elforsyningsikkerhed for de kommende 10 år. En af rapportens væsentlige konklusioner er, at effekttilstrækkeligheden kommer under pres fra ca. 2025 og tager til frem mod 2030. Dermed er elforsyningsikkerheden, som Energinet opgør i afbrudsminutter pr. år, under pres. Dette skyldes i høj grad, at den relative andel af styrbar elproduktionskapacitet falder over de kommende år, hvor mange brændselsfyrede anlæg tages ud af drift samtidig med, at elforbruget stiger væsentligt.

En tilhørende og korreleret konsekvens af denne tendens er, at behovet for systemydelse også forventes at stige markant i de kommende år – senest vurderet i Energinets rapport ”Outlook for ancillary services 2023-2040³”.

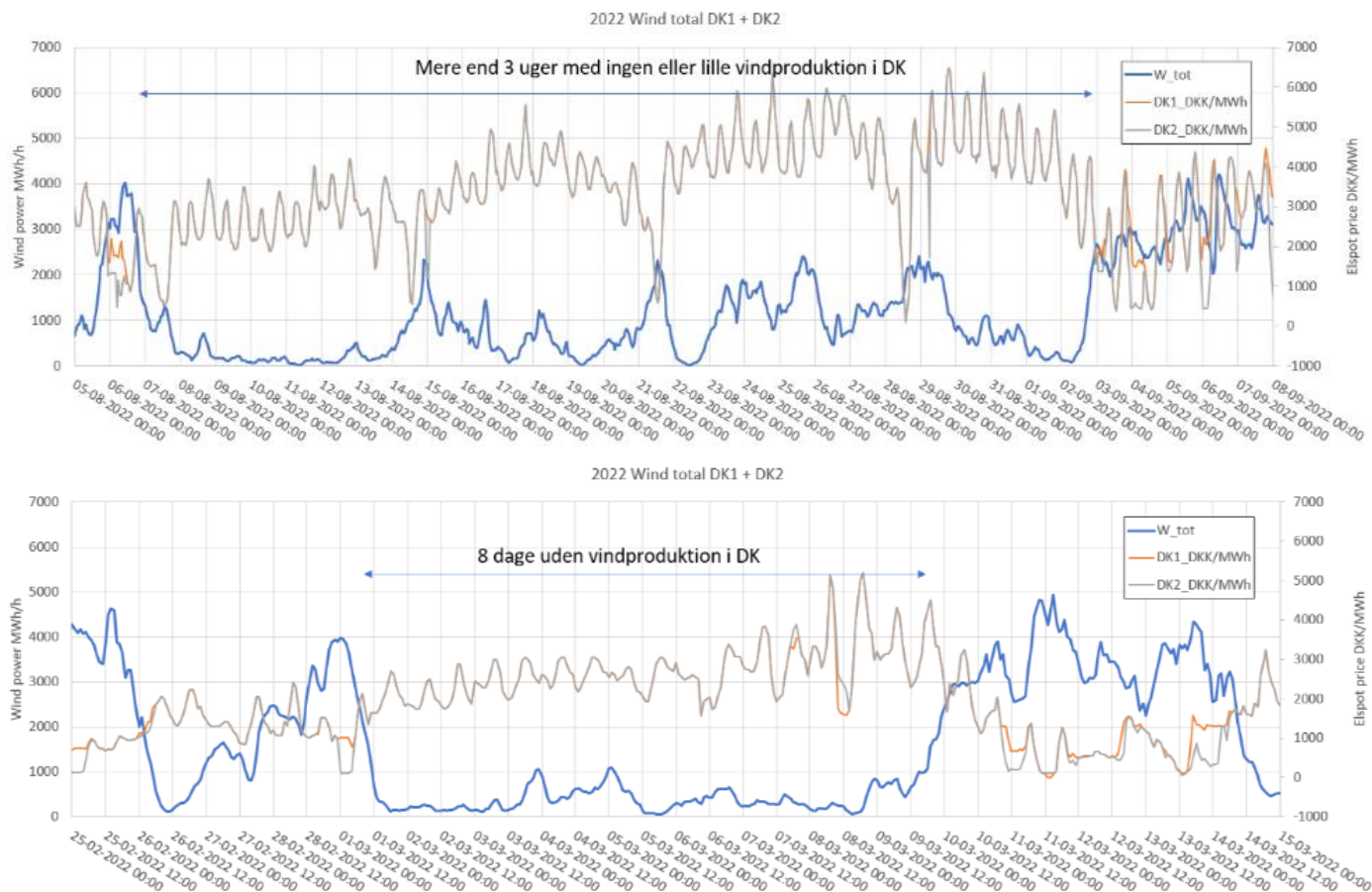
1.1 Forventet fremtidig effektmangel

Effekt mangelsituationer kan opstå og vil især udfordre effektbalancen, når der optræder såkaldt ”Dunkel-Flaute”, dvs. længere perioder med lav vind- og solbaseret elproduktion. Et historisk eksempel fra Danmark/DK1 i februar-marts og august-september 2022 er vist i Figur 1.

Energistyrelsen opdaterer årligt Analyseforudsætninger til Energinet som et vigtigt fundament for en lang række simuleringsmodeller til prognostisering af fremtidens el- og varmeforsyning, og herunder også grundlaget for vurdering af effekttilstrækkelighed, systemydelse, mv. Dansk Fjernvarme har gennem de seneste år noteret en række store ændringer fra år til år i Energistyrelsens analyseforudsætninger, eksempelvis den til rådighed værende kraftvarmeværkskapacitet frem mod 2030, samt forventningerne til driftsfleksibiliteten i PtX-anlæg og store varmepumper i fjernvarmesektoren.

² [redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2023.pdf \(energinet.dk\)](#)

³ [outlook-for-ancillary-services-2023-2040.pdf \(energinet.dk\)](#)



Figur 1 Zoom på hhv. en 8 dages periode og en 3 ugers periode med lav vind produktion (onshore + offshore) i 2022. Kilde: Energidataservice.dk.

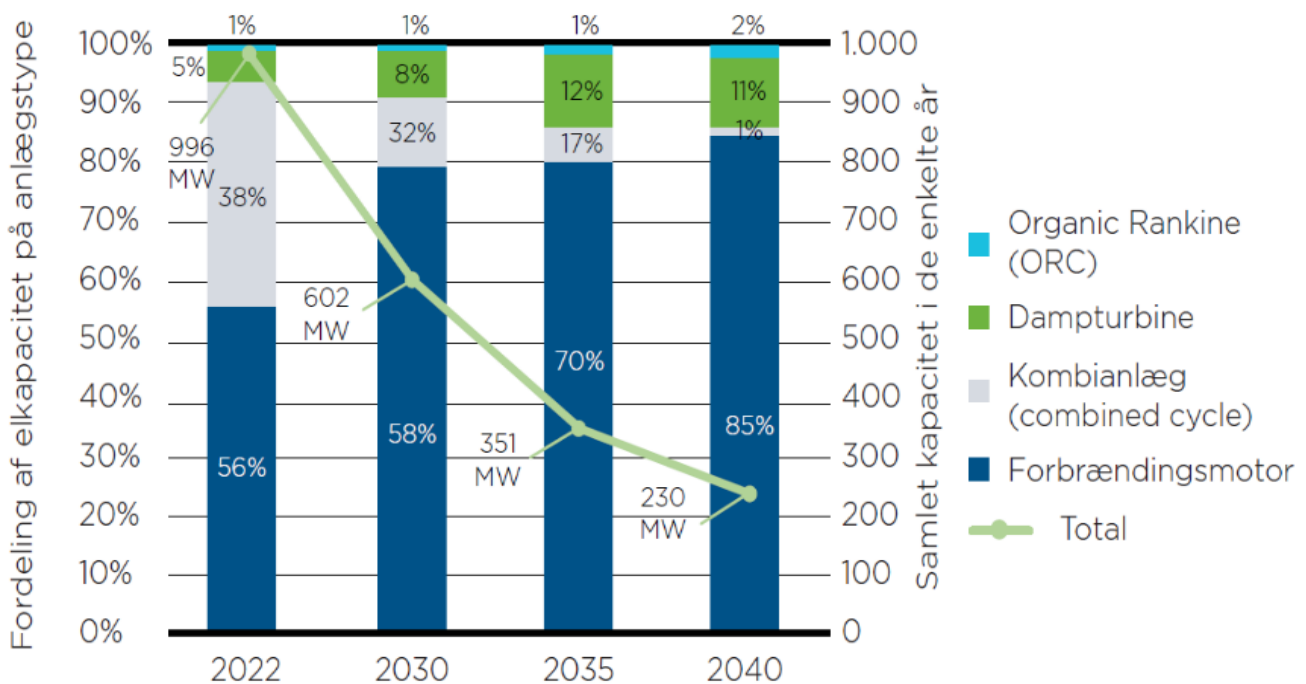
Dansk Fjernvarme har løbende påpeget, at de kommende år frem til 2032 er kritiske mht. effekttilstrækkelighed⁴, dels som følge af en hurtigere udfasning af kraftvarme end hidtil antaget, og dels fordi store varmepumper og PtX-anlæg formentlig ikke er så fleksible som hidtil antaget. Den hurtigere udfasning af kraftvarmeanlæg er belyst i Dansk Fjernvarmes undersøgelse af udviklingen af kapaciteten på termiske værker frem mod 2040⁵ og yderligere bekræftet i Dansk Fjernvarmes medlemsundersøgelse i maj 2023⁶. Begge undersøgelser viser, at den hurtigere udfasning yderligere vil fremrykke udfordringen med effekttilstrækkelighed. Den forventede udvikling ifølge medlemsundersøgelsen er vist i Figur 2. Derfor er det ekstra presserende at få vurderet mulighederne for at anvende eksisterende kraftvarmekapacitet til at understøtte effekttilstrækkeligheden. Den primære årsag til hurtigere udfasning er dårlig økonomi for de pågældende anlæg. Klimarådet konkluderer eksempelvis i rapporten "Sikker elforsyning med sol og vind"⁷ fra maj 2023, at Energimyndighederne bør afklare, om den elproduktionskapacitet, der står til at lukke, kan og bør anvendes til at sikre effektbalancen og øge fleksibiliteten i elsystemet og peger dertil på brugen af kapacitetsmekanismer som et muligt tiltag.

⁴ Effekttilstrækkelighed er defineret som den del af elforsyningsikkerheden, som vedrører elsystemets evne til på hvert tidspunkt at dække den samlede efterspørgsel efter el.

⁵ [Udviklingen i kapacitet på termiske værker \(danskfjernvarme.dk\)](https://www.danskfjernvarme.dk/udviklingen-i-kapacitet-pa-termiske-vaerker)

⁶ [Medlemsundersøgelse: Udvikling i kapacitet på decentrale kraftvarmeværker | Danskfjernvarme](https://www.danskfjernvarme.dk/medlemsundersogelse-udvikling-i-kapacitet-pa-decentrale-kraftvarmevaerker)

⁷ [Analyse - Sikker elforsyning med sol og vind.pdf \(klimaraadet.dk\)](https://www.klimaraadet.dk/analyse-sikker-elforsyning-med-sol-og-vind.pdf)



Figur 2 Forventet udvikling i regulerbar gasfyret elproduktionskapacitet (højre akse), og den tilhørende forventede teknologifordeling (venstre akse). Kilde: Dansk Fjernvarme

1.2 Opgavens formål og fremgangsmåde

Dansk Fjernvarme har derfor igangsat dette analysearbejde, som skal:

1. Identificere de primære driftsegenskaber, som kan imødegå den øgede risiko for effektutilstrækkelighed.
2. Vurdere, om den forventede mølposede eller skrottede elkapacitet teknisk og økonomisk set alligevel kan holdes i rimelig standby et antal år længere frem mod eller efter 2030.
3. Afdække konkurrenceevnen for de eksisterende termiske anlæg i forhold til nye anlæg med hensyn til understøttelse af effekttilstrækkelighed.

Formålet med dette notat er at belyse de eksisterende termiske anlægs konkurrenceevne på dette område. Der fokuseres på omkostningerne ved at holde eksisterende kapacitet driftsklar frem for at etablere ny kapacitet. Som generelt benchmark anvendes et nyt OCGT anlæg, der vurderes at være det mest relevante alternativ, hvilket også anføres af Klimarådet i deres betragtninger omkring den fremtidige elforsyningsikkerhed i rapporten "Sikker elforsyning med sol og vind"⁸ fra maj 2023.

Da de eksisterende anlæg pga. fremskreden alder står med vidt forskellige udfordringer, fås der reelt kun et sandfærdigt billede af anlægstilstand – og dermed af potentialet – ved at undersøge hvert enkelt anlæg. Det er ikke muligt på kort tid at komme rundt til et stort antal anlægsejere, så vurderingen af de forskellige teknologier gennemføres på grundlag af en omfattende erfaringsbase, som suppleres med konkrete

⁸ [Analyse - Sikker elforsyning med sol og vind.pdf \(klimaraadet.dk\)](#)

interviews med 5 repræsentative anlægsejere. Den erfaringsbase som projektet er baseret på, kan kort opsummeres til:

- **Elproducerende anlæg.** Vidensgrundlaget går tilbage til etableringen af mange af produktionsanlæggene i 90'erne og frem til de senest etablerede biomassefyrede anlæg i 10'erne. Typemæssigt dækker erfaringerne over både udtagsanlæg med mulighed for hel- og delvis kondensdrift samt over modtryksanlæg, og herudover for begges vedkommende forskellige former for by-pass drift. Erfaringerne dækker ligeledes over de i denne sammenhæng relevante brændsler, dvs. både gasfyrede, affaldsfyrede og biomassefyrede kraftvarmeanlæg. Erfaringerne inkluderer alle relevante del-elementer af anlæggenes livscyklus, dvs. både design, modning, projektering, idriftsættelse og driftsoptimering.
- **Elforbrugende anlæg.** Vidensgrundlaget går tilbage til etableringen af mange af elkedlerne i 90'erne og frem til de senest etablerede elkedler og varmpumper i 20'erne. Typemæssigt dækker varmepumpeerfaringerne over anlæg med forskellige varmekilder, herunder både naturlige varmekilder og overskudsvarmekilder, og anlæg med forskellig teknologibase, herunder fx forskellige kompressortyper og kølemidler. Erfaringerne for både elkedler og varmepumper inkluderer alle relevante delelementer af anlæggenes livscyklus, dvs. både design, modning, projektering og idriftsættelse.
- **Anlægsporteføljer.** Udover det enkelte anlægs egenskaber er den sammenhæng, som anlægget indgår i, betydende for mulighederne for effektstøtte. Det væsentligste er erfaringerne med design og optimering af "moderne" forsyningskoncepter, hvor samspillet og synergierne på tværs af anlæg er stærkt i fokus, idet forsyningsikkerhed, økonomi og driftsfleksibilitet udover klima spiller en stor rolle. Herunder er inkluderet detaljeret viden om integration og udnyttelse af fjernvarmelagre, som kan spille en vigtig rolle når effektstøtte inkluderer fjernvarmeproduktion.

Analysen inkluderer en række forskellige teknologier, som opdeles i forskellige kategorier:

- Gasturbinebaserede anlæg (CCGT og OCGT)
- Gasmotoranlæg
- Affalds- og biomassefyret kraftvarme
- Varmepumper og elkedler

Dermed vil der være nogle få anlæg som falder uden for kategori, eksempelvis Skærbækværket blok 3, som er en gasfyret kedel med damp turbine. Dermed kan der være specialtilfælde, som ikke er med i denne analyse, men som stadig repræsenterer et muligt bidrag til effektilstrækkelighed.

Der vil være betydelig usikkerhed om de forskellige anlægstypers fremtid, der afhænger af såvel lokale som landsdækkende politiske prioriteringer og ikke mindst driftsøkonomien, hvor afgiftsforhold har stor betydning. I nærværende analyse tages der ikke yderligere stilling til de enkelte anlægstypers sandsynlige fremtid, idet prognoser herfor baseres på Dansk Fjernvarmes tidligere analyse og medlemsundersøgelse som beskrevet i afsnit 1.1.

2 Tekniske og økonomiske anlægsegenskaber

Vurderingen af konkurrenceevnen for den eksisterende termiske kapacitet er sammensat af flere delelementer:

- 1) Først og fremmest er det nødvendigt, at det enkelte anlægs driftsegenskaber kan imødekomme de behov, der er til understøtning af effekttilstrækkelighed og evt. levering af systemydelser. Hvis ikke egenskaberne er til stede, er anlægget ikke egnet.
- 2) De anlæg, som har de nødvendige driftsegenskaber, vil have forskellige omkostninger til opretholdelse af anlæggets rådighed og til sikring af, at det kan aktiveres. For et givent anlæg vil den specifikke omkostning udgøre et nøgletal – typisk angivet i Mkr/MWe/år.
- 3) Yderligere vil det være forskelligt fra anlæg til anlæg, hvilke indtjeningsmuligheder, der er på spot- og systemydelsesmarkederne.

2.1 Primære driftsegenskaber der understøtter effekttilstrækkelighed

Overordnet set er effekttilstrækkeligheden især udfordret af udbygningen med vedvarende elproduktion, som i høj grad er stokastisk og dermed ikke med sikkerhed er til stede, når effektbehovet er højt. Manglende produktion fra vindmøller er den største udfordring, da den installerede vindkapacitet er væsentligt større end solcellekapaciteten. Vindproduktionens betydning forstærkes af, at de fjernvarmemæssige spidsbehov forekommer i vinter- og skulderperiode, og dermed vil afhængigheden til høj elproduktion være sammenfaldende med lav solcelleproduktion. Yderligere er der perioder på året, hvor solceller systematisk forårsager, at andre anlæg får en u hensigtsmæssig driftsprofil med startup og store lastgradienter i spidslasttimerne.

Som tidligere indikeret, kan effektmangel betinget af u hensigtsmæssige vejrforhold i høj grad forudsiges, mens effektmangel betinget af tekniske fejl rammer uventet og hårdt. De eksisterende elmarkeder håndterer så vidt muligt begge situationer. Ved situationer betinget af ringe vind og sol, der kan forekomme i dage til flere uger, vil effektmangelen oftest allerede vise sig i prognoserne og dermed spotmarkedet dagen før driftsdøgnet, og der vil være god tid til at få anlæggene i drift og til at foretage de løbende lastreguleringer. Ved uventede tekniske fejl, såsom udfald af produktionsenheder eller netkomponenter, stilles væsentligt højere krav til reguleringsegenskaber, hvilket afspejles i kravene til systemydelser. Ikke alle anlæg er lige egnede til levering af systemydelser.

For at anlæggene kan understøtte effekttilstrækkeligheden i vejr betingede driftssituationer, skal de altså have følgende driftsegenskaber:

- Moderat opstartstid [h] er tilstrækkelig. Denne betyder mindre i denne sammenhæng, da det er tilstrækkeligt at kunne starte op med nogle timers varsel.
- Høj og sikker eleffekt [MWe] er meget vigtig. Denne er afgørende, og effekten skal selvfølgelig kunne leveres kontinuerligt og i princippet uden tidsbegrænsning.
- Moderat reguleringshastighed [MWe/h] er tilstrækkelig i et effektstøttemarked. Hvis anlægget også skal deltage i systemydelsesmarkederne, er reguleringshastighed vigtig.
- Fleksibel elproduktionseffekt [MWe] er vigtig. Denne kan betyde noget, da evnen til uafhængigt at kunne ændre elproduktion eller elforbrug er en vigtig egenskab, fx når fjernvarmeafsætningen er begrænset.

Kravene til reguleringssegenskaber i et effektstøttemarked bør altså være ret lempelige fx sammenlignet med produktkravene til systemydelse. Det vil dog være ønskeligt, at automationsniveauet er højt, så anlægget kan driftes efter tidsstemplede setpunkter.

Mulighederne for at understøtte effekttilstrækkelighed vil udover selve anlægsegenskaberne også være påvirket af de omgivelser, som anlægget indgår i, herunder mulighederne for at lagre fjernvarme og mulighederne for at støtte med fjernvarmeproduktion fra alternative anlæg. Lagring, fx akkumulatortanke, giver på den ene side mulighed for at producere elbaseret fjernvarme ved lave elpriser og nedregulere den elbaserede fjernvarme under effektmangel, hvor elpriserne er høje.

Fjernvarmeforsyningsselskaberne vil have en klar fordel i denne sammenhæng, da de næsten altid har akkumulatortank(e) og relevant alternativ produktionskapacitet via deres forpligtelse til at opretholde et nød- og reservelastberedskab.

2.2 Omkostninger for fortsat sikring af potentialet i eksisterende anlæg

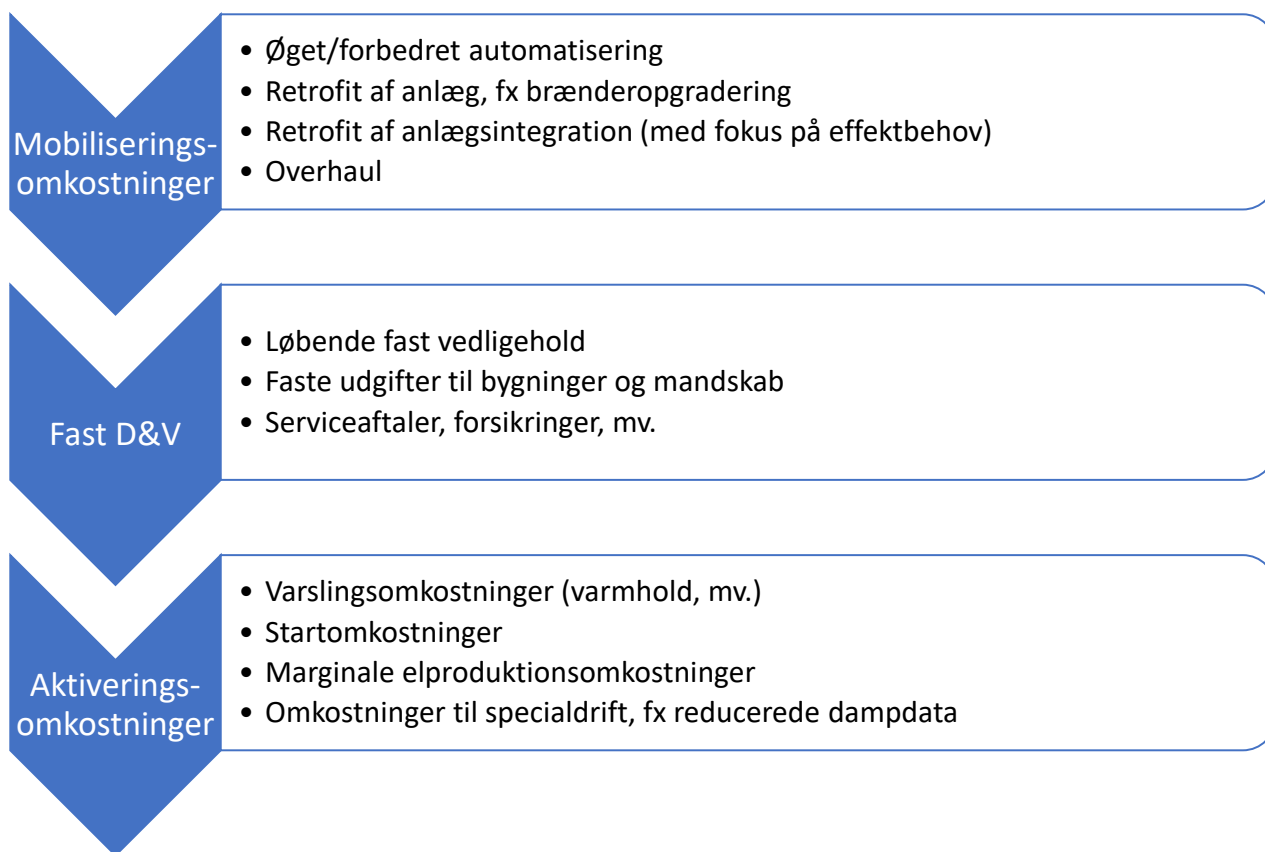
Som skitseret i Figur 3 kan omkostningerne opdeles i tre hovedkategorier.

De tre omkostningskategorier skal ses som en generel opdeling, som kan anvendes for eksisterende anlæg:

Mobiliseringsomkostninger [kr/MWe excl. moms]: Først og fremmest skal anlægget gøres klar til at kunne aktiveres til effektstøtte. Retrofit kan både indeholde opgradering af selve anlægget, fx opgradering af brændere for at opfylde miljøkrav, og indeholde retrofit af integrationen til andre anlæg, fx give adgang til en akkumulatortank. Mobiliseringsomkostninger kan altså betragtes som klargøringsomkostninger og opgives her i kr/MWe, dvs. relativt til den elektriske kapacitet.

Faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger (Fast D&V) [kr/MWe/år excl. moms]: Dette er nødvendige omkostninger for at holde anlægget driftsklar uanset om anlægget driftes eller ej. Fast D&V kan altså betragtes som stand-by omkostninger, som inkluderer alle omkostninger mhp. at være start-klar med kort varsel, og opgives her i kr/MWe/år, dvs. relativt til den elektriske kapacitet.

Aktiveringsomkostninger [kr/MWhe excl. moms]: Dette er de variable omkostninger under drift, og er afhængig af markeds- og rammebetingelser, herunder især brændselspriser. Yderligere vil anlægsejeren kunne vælge at forøge anlæggets levetid ved at køre skånedrift, fx via reducerede dampdata, og dette kan medføre øgede marginalomkostninger på elproduktionen, da elvirkningsgraden kan falde. Aktiveringsomkostningen svarer altså til elproduktionsmarginalen, og opgives derfor i kr/MWhe, hvor variabel D&V og diverse markedspriser og afgifter er medtaget. Desuden modregnes den estimerede fjernvarmebetaling i aktiveringsomkostningen, så aktiveringsomkostningen repræsenterer den rene elmarginal.



Figur 3 Forskellige typer af omkostninger for at kunne realisere et potentiale

Det tidsmæssige forløb mellem mobilisering, fast D&V og aktivering vil være meget variabelt fra anlægsejer til anlægsejer. Den kan være fordelagtigt at tage eventuelle mobiliseringsomkostninger på et tidligt tidspunkt, så ejer så tidligt som muligt kan høste mulige markedsgevinster. I andre tilfælde kan det være hensigtsmæssigt at vente med mobilisering, indtil kapacitetsmekanismen rent faktisk er til stede.

Anvendte økonomiske vurderinger for de forskellige teknologier, fx specifikke kapitalomkostninger (CAPEX), baseres primært på egne markedserfaringer, da Energistyrelsens teknologikataloger⁹ ikke nødvendigvis er opdateret i forhold til markedernes seneste udvikling. For god ordens skyld nævnes også Energistyrelsens værdier d.d. i parentes, hvor det er relevant. Som udgangspunkt er nøgletal og priser estimerede 2030 tal regnet i faste 2023 kroner.

For de af teknologierne, som er relevante, estimeres aktiveringsomkostningen, dvs. marginalprisen på elproduktion, på baggrund af forventede markeds- og rammebetingelser i 2030 med reference til Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet 2023"¹⁰ og på baggrund af forventede teknologikarakteristika med reference til Energistyrelsens teknologikataloger⁹. Herunder regnes desuden med en gennemsnitlig variabel fjernvarmebetaling/pris på 150 – 250 kr/MWhq (ab værk og excl. moms), som ca. svarer til de variable omkostninger, som varmepumper og rene varmeproducerende biomassekedler kan producere til i 2030 – se evt. bilag 1.

⁹ [Teknologikataloger | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

¹⁰ [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Generelt skal det selvfølgelig altid vurderes, hvordan man kan og må investere, hvis man er et ”hvile i sig selv selskab” under varmforsyningsloven.

For et varmforsyningsselskab vil det være et reelt alternativ at investere i rent varmeproducerende anlæg i stedet for kraftvarmeanlæg. Omkostningerne til at mobilisere effekt for de sidstnævnte typer anlæg vil i en slutvurdering derfor kun skulle omfatte den andel af omkostningerne som kan henføres til elkapaciteten. I nærværende analyse er de samlede omkostninger for elafhængige anlæg vurderet, og for fuldstændighedens skyld er de tilsvarende omkostningselementer for rent varmeproducerende anlæg (gaske- del, biomassefyret kedel, affaldsfyret kedel og eldrevne varmepumper) medtaget i bilag 1.

2.3 Sekundære driftsegenskaber, som kan øge anlæggenes værdi og indtjening

Alle operationelle anlæg vil have gode tekniske muligheder i det ordinære spotmarked, hvor der ikke stilles store krav til opstartstider og reguleringsevne. I day-ahead markedet er der mindst 10 timer fra kontrahering til start af anlægget. Udover indtjening i spotmarkederne og en fremtidig betaling for at understøtte effektilstrækkeligheden vil anlæggene have mulighed for at øge indtjeningen via levering af andre produkter på elmarkederne, herunder systemydelse, systembærende egenskaber, systemgenstart mv. Disse supplerende indtjeningsmuligheder skal ses i sammenhæng med de øvrige anlæg, som disponeres af anlægsejeren (ofte forsyningsselskabet), da der ofte er synergimuligheder på tværs af anlæg, fx mht. at byde ind på et symmetrisk systemydelsesprodukt.

Nogle af de afgørende egenskaber for at kunne deltage i de øvrige ovennævnte markeder udover elspotmarkedet er:

- Opstartstid og -omkostninger er afgørende for mange ydelser.
- Lav minimumlast er afgørende for at kunne stille fleksibilitet til rådighed.
- Høje lastgradienter/regulerbarhed er afgørende for at få adgang til hurtige ydelser.

For alle produktionsteknologier vil det være en økonomisk afvejning, om et anlæg bydes ind på spotmarkederne og/eller de øvrige markeder for bl.a. systemydelse. Dette skyldes, at alle ydelser typisk forbruger komponentlevetid i forskelligt omfang og dermed også i varierende grad fremskynder større renoveringsomkostninger.

Potentialet for øget indtjening på systemydelsesmarkederne vil være meget afhængigt af det konkrete anlægs opstartstider og reguleringssegenskaber. Egenskaber skal holdes op mod produktkravene på de forskellige markedspladser, som ovenikøbet forventes at blive skærpet af Energinet i fremtiden, som fx i DK1:

- mFRR (manuel regulerkraft): Responstidskravet reduceres fra 15 min til 12½ min
- aFRR (automatisk regulerkraft): Responstidskravet reduceres fra 15 min til 5 min
- FCR (frekvensaktiveret effekt): Responstidskravet bibeholdes på 30 sek

For nogle anlæg vil de skærpede krav forringe mulighederne på systemydelsesmarkederne, og samtidig er Energinets forventninger til fremtidens systemydelsesbehov volumenmæssigt voksende. Dette vil kunne forbedre incitamentet til at holde nogle af de eksisterende anlæg i live i længere tid under forudsætning af, at Energinet foretager lokale, danske indkøb til at dække det øgede behov. Dette er dog en meget lokal afvejning hos den enkelte anlægsejer, men Dansk Fjernvarmes medlemsundersøgelse indikerer ikke, at der er tendenser til, at anlægsejerne reagerer på det øgede systemydelsesbehov ved at holde anlæggene i live i

længere tid. Som tidligere nævnt er tendensen faktisk omvendt i undersøgelsen: Skrotning/mølpøsning fremrykkes i tid.

3 Potentiale for gasturbine-baserede anlæg

Gasturbinebaserede anlæg dækker både kombinerede el- og varmeproducerende gasturbiner (herefter kaldet CCGT-anlæg) og elproducerende gasturbiner (herefter kaldet OCGT-anlæg). Der findes 8-10 Combined Cycle gasturbinebaserede anlæg (CCGT) i Danmark med tilsammen 500 – 600 MWe. Anlæggene er i en eller anden grad til rådighed på elmarkedet, eller de kan bringes til at være til rådighed med rimelige økonomiske midler. Desuden er der et antal open cycle gasturbiner (OCGT), hvor en væsentlig andel er ejet af industri, og disse kan potentielt også bringes i spil til elmarkedet. Samlet er der ca. 700 – 800 MWe gasturbine-baseret kapacitet i Danmark ifølge energiproducenttællingen fra 2022¹¹.

Disse anlæg har med de rette incitamenter gode muligheder for at mobilisere en forholdsvis stor elektrisk effekt til at understøtte et fremtidigt marked for effekttilstrækkelighed. Det er dog afgørende, at de teknisk og økonomisk kan konkurrere med alternativerne.

3.1 Generelt om teknologien

I den generelle beskrivelse af gasturbineteknologien er det nødvendigt at skelne mellem OCGT- og CCGT-anlæggene, da de to anlægstyper har grundlæggende forskellige driftsegenskaber.

OCGT-anlæggene (de "rene gasturbineanlæg") er primært til industriel anvendelse, hvor der stilles høje krav til rådighed og hurtig opstart. OCGT-anlæggene er kendetegnet ved at kunne starte og nå fuldlast på typisk ca. 15 minutter og ved at de kan køre uafbrudt ved fuldlast, så længe gasforsyningen er til stede. De er typisk ikke bundet af afsætningsmæssige flaskehalse på fjernvarmesiden.

De forsyningsejede gasturbineanlæg er generelt CCGT-anlæg og kendetegnet ved ofte at have en bunden varmeproduktion til elproduktionen. Proceskoblingen består i, at gasturbinens forbrændingsgas ledes direkte videre ind i en afgaskedel, som udnytter restvarmen i røggassen før afkast i skorstenen. Dermed er brændstofudnyttelsen også over det dobbelte sammenlignet med OCGT-anlæggene. Den produktion af varme, som følger med elproduktionen på CCGT-anlæg, skal kunne afsættes enten i fjernvarmenettet, lagres i akkumulatortank eller bortkøles "over tag" til omgivelserne. CCGT-anlægget tvangsstoppes, hvis ikke disse varmemæssige afsætningsmuligheder er til rådighed. Generelt er det kun affaldsforbrændingsanlæg, som har indbygget bortkøling "over tag", da de er forpligtet til at bortskaffe affald. CCGT-anlæg kan derfor som udgangspunkt ikke køres ved høj last over længere tid, hvor fjernvarmebehovet er reduceret – dvs. om sommeren og i den varme del af skulderperioden, dvs. den varmeste del af hhv. forår og efterår.

Enkelte CCGT-anlæg er designet med kedelbypass, hvilket vil sige, at gasturbinens forbrændingsgas kan føres uden om afgaskedlen direkte til skorsten som varm gas. Dermed kan fjernvarmeproduktionen afkobles fra elproduktionen i de perioder, hvor det ønskes. Disse anlæg kører i denne modus i realiteten som OCGT-anlæg. Kedel-bypass har stor positiv betydning i forbindelse med sikringen af effekttilstrækkelighed. Som uddybet senere er der i Danmark CCGT-anlæg, som er ombygget til at kunne køre kedel-bypass. De kan derfor levere effektstøtte i alle årets timer. Det fremtidige behov for eleffekt kan nødvendiggøre, at endnu flere ombygges til at kunne bortkøle varmen, når den ikke kan afsættes.

Som udgangspunkt vil gasturbineanlæg pga. gaspris, CO₂-belastning og anlægsvirkningsgrad i fremtiden være spidslastanlæg. De er derfor generelt stoppet og kolde i det øjeblik, hvor effektstøtte efterspørges.

¹¹ [Data: Oversigt over energisektoren | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Ved opstart af gasturbine skal anlæggene igennem en række sekvenser, før brændertænding foretages. Dette varer typisk nogle minutter. Efter brændersætning vil et OCGT-anlæg nå fuldlast på i størrelsesorden et kvarter.

For CCGT-anlæg vil opkørsel til fuldlast derimod vare mellem ½ time og 12 timer alt afhængig af dets tilstand ved initiering af opstart. Gasturbinen på CCGT-anlæg skal først rampes op til minimumlast, som holdes i minutter til timer alt afhængig af, hvor kold afgaskedlen er. Tiden er bestemt af temperatur og tryk i afgaskedlen og dermed af den forudliggende stoptid på anlægget. Efter opstart skal gasturbinen køres ved lav last for at sikre langsom opvarmning af kedelstål, således at tykvæggede/trykbærende komponenter ikke overbelastes. Når alle driftsparametre meldes "OK", frigives gasturbinen til videre oprampning mod fuldlast. Herved øges også lasten på dampturbinen. Når CCGT-anlægget er på fuldlast, kan det forblive i drift, indtil fjernvarmesiden "løber fuld" og ikke kan aftage mere.

Det fremgår således også, at et CCGT-anlæg vil have forlænget opstartstid, hvis det har stået stille mere end nogle få døgn. I værste fald øges tiden til op mod 12 timer ved en koldstart, hvor kedlen er på omgivelsestemperatur og trykløs. Umiddelbart er dette af mindre betydning i spotmarkedet pga. den lange varslings-tid.

Ovenstående viser, at OCGT-anlæg er særdeles effektive til at imødegå effektutilstrækkelighed, samt at et CCGT-anlæg med kedelbypass besidder de samme positive egenskaber. CCGT-anlæg uden kedelbypass kan kun yde effektstøtte i perioder, hvor den tilhørende varmeproduktion kan afsættes til fjernvarmesystemet. CCGT-anlæggene repræsenterer en betydelig samlet elkapacitet fordelt på få tilgængelige anlæg, som kan komme elmarkedet til gavn.

3.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil

For CCGT-anlæggene er der en række forhold, som har betydning for anlæggenes evne til at understøtte effekttilstrækkelighed:

- CCGT-anlæggene er typisk bygget til det fjernvarmeaftag, der er i området. Derfor vil anlægget kun om vinteren kunne køre uafbrudt i flere dage. I den varmere del af året vil anlæggene efter få timers fuldlastdrift ofte løbe i afsætningsvanskeligheder på fjernvarmesiden.
- En anlægsejer har indrapporteret, at det teknisk set har været muligt at indbygge kedelbypass på et CCGT-anlæg oprindeligt designet uden bypass. Derved er anlægget blevet særdeles attraktivt for Energinet året rundt. Selve ombygningen til kedelbypass, inklusive flytning af procesudstyr osv. væk fra den "nye røggasvej" beløb sig til i størrelsesorden 30 Mkr (2020 priser) for et anlæg på ca. 38 MWe (i OCGT-mode). Omkostningen for denne form for ombygning afhænger meget af individuelle forhold og kan ikke uden videre skaleres.
- Af specielle problemstillinger har flere CCGT ejere rapporteret, at bypass-gasspjældet ikke er helt tæt, med den konsekvens at afgaskedlen alligevel langsomt opvarmes over dage. Det vil i realiteten føre til stop af anlægget, når fjernvarme ikke længere kan afsættes. Sådan et problem forventes dog teknisk løsbart. En anden ejer har nævnt, at kedlen om sommeren står uden påfyldt vand, og at et utæt gasspjæld derfor giver yderligere komplikationer pga. manglende køling. Eksemplerne er nævnt her for at illustrere, at "djævelen ofte ligger i detaljen", og at mange anlæg skal luges igennem for flaskehalse, før de står velrustede til kontinuert at levere maksimal eleffekt.

- Virkningsgraderne på tværs af anlæg, både CCGT og OCGT, vil variere, og typisk vil nyere anlæg have højere virkningsgrad. For de industrielle OCGT-anlæg er der primært tale om rene elproducerende anlæg, og disse vil typisk kunne køre med elvirkningsgrader på 35 % - 45 % afhængig af type og alder (i henhold til ENS Teknologikatalog). For CCGT-anlæggene vil elvirkningsgraden typisk være lavere isoleret set for gasturbinen, men højere for det samlede anlæg, inklusive damp turbine, erfaringsmæssigt i intervallet 45 % - 55 %. C_m værdien for et CCGT-anlæg vil således ofte ligge omkring 1,0.
- De aktuelle driftstimer varierer ligeledes meget på tværs. For CCGT-anlæggene afhænger det meget af de lokale varmforsyningsalternativer som findes i området. Generelt vurderes fuldlasttimerne til at ligge i intervallet 0 – 4000 timer/år. OCGT-anlæggene er en mere ubekendt størrelse, men umiddelbart vurderes de til at ligge i samme størrelsesorden.

Generelt set blev de danske gasturbiner idriftsat for ca. 30 år siden, og de har været driftet på vidt forskellig vis. Nogle anlæg er stadig i drift og dermed løbende vedligeholdt og opgraderet, mens andre har stået stille i en længere årrække. I realiteten skal de tekniske og økonomiske forhold undersøges på de enkelte anlæg. Herunder er givet nogle eksempler på de forskellige problemstillinger:

- Gasturbinerne skal generelt, dvs. både for CCGT og for OCGT, igennem et major overhaul for ca. hver 50.000 driftstimer, som dog kan variere en del for forskellige fabrikater og for forskellige driftsprofiler (antal starter versus driftstimer). Herefter står anlæggets væsentligste tekniske dele som nye. Derimellem ligger mindre, dog ret kostbare inspektioner. Det er generelt, når gasturbinen står overfor major overhaul, at ejer konkret overvejer at skrotte/mølpose anlægget.
- Nogle af anlæggene kan ikke overholde de nuværende emissionskrav uden opgradering af brændere. Det formodes dog, at sådanne anlæg kan få driftstilladelse til få timer om året uden brænderopgradering.
- Diverse maskinkomponenter kan også stå foran opgradering, eksempelvis generator, gear, maskintransformere, pumper osv. Omkostningerne hertil afhænger helt af det enkelte anlægs tilstand.
- Automatiseringsniveauet er på nogle anlæg så lavt, at kun få erfarne i driften er i stand til at starte anlægget. Sådanne anlæg kan i yderste konsekvens kræve nyt kontrolanlæg.
- Et anlæg, som konstant skal stå driftsklar til effektunderstøttelse, skal kontinuert have tilstrækkelig gaskapacitet reserveret. Mange anlægsejere har i forvejen en gaskontrakt til spidslastkedler og opstartsbrændere på andre kedelanlæg. Det formodes, at denne gas kan "omdirigeres" til gasturbinen. Alternativt skal sikker gasleverance også indtænkes i økonomien.

3.3 Vurdering af økonomi

CCGT-anlæggenes samlede konkurrenceevne til at understøtte effekttilstrækkeligheden kræver vurdering af omkostningselementerne defineret i afsnit 2. Vurderingerne er foretaget med udgangspunkt i erfaringer og interviews med nuværende anlægsejere:

- **Mobiliseringsomkostninger:**

For både CCGT og OCGT anlæg er der forskel på tværs af anlæg, fx kan der være anlæg, som kræver opgradering af brænderudstyr, opgradering af kontrolanlæg, samt mindre vedligehold af andet udstyr. Samlet vurderes omkostningen til dette at ligge i intervallet 0 – 0,5 Mkr/MWe. Et major overhaul vil yderligere øge omkostningen med 0,5 – 1 Mkr/MWe, men flere af anlæggene har stadig et betydeligt antal driftstimer frem til næste major overhaul. Samlede mobiliseringsomkostninger anslås således til 0 – 1,5 Mkr/MWe for både CCGT og OCGT, da denne type omkostninger primært relaterer sig til gasturbine-delen af anlæggene.

- **Faste D&V omkostninger:**

Generelt består eventuelle faste vedligeholdelsesposter af service, forsikring, gaskontrakt og mandskab. Gaskontrakten er ofte opbygget således, at den under alle omstændigheder vil være gældende til spids- og reservelastkedler.

For CCGT anlæg vurderes disse poster ud fra interviews til ca. 100 – 200 tkr/MWe/år (ENS teknologikatalog angiver fast D&V til ca. 200 tkr/MWe/år).

Fast D&V for OCGT anlæg vil typisk være lidt lavere pga. et simplere anlæg, og vurderes derfor til at ligge i intervallet 50 – 100 tkr/MWe/år (ENS teknologikatalog angiver fast D&V til ca. 140 tkr/MWe/år).

- **Aktiveringsomkostninger:**

Den brændselsbestemte omkostning er dominerende og inkluderer gaspris, energifgift, CO₂-afgift og CO₂-kvotepris. Hertil kommer variable D&V-omkostninger (ENS teknologikatalog angiver variable D&V til 40 kr/MWhe). Desuden afhænger den marginale elproduktionsomkostning af el-virkningsgrad.

For CCGT anlæg antages i CCGT-mode ca. 45 % – 55 % og i OCGT-mode ca. 35 % – 40 % som elvirkningsgrader, og elomkostningen afhænger af hvorvidt fjernvarmen kan afsættes og dermed bære en andel af de brændselsbestemte omkostninger. Med forventede 2030 priser for gas, afgifter, kvoter, mv., vil marginalen for elproduktion anslået ligge i intervallet 700-1.100 kr/MWhe i fuld CCGT-mode, dvs. med fuld afsætning af fjernvarme. Hvis anlægget kan køre i OCGT mode uden fjernvarmeproduktion stiger elmarginalen til 1.500-1.800 kr/MWhe. Som allerede nævnt vil de fleste CCGT anlæg skulle bygges om for at kunne sidstnævnte.

For OCGT anlæg antages elvirkningsgrader i intervallet 35 % - 45 %, og dermed vil den samlede elproduktionsmarginal ligge i intervallet 1.200 – 1.800 kr/MWhe.

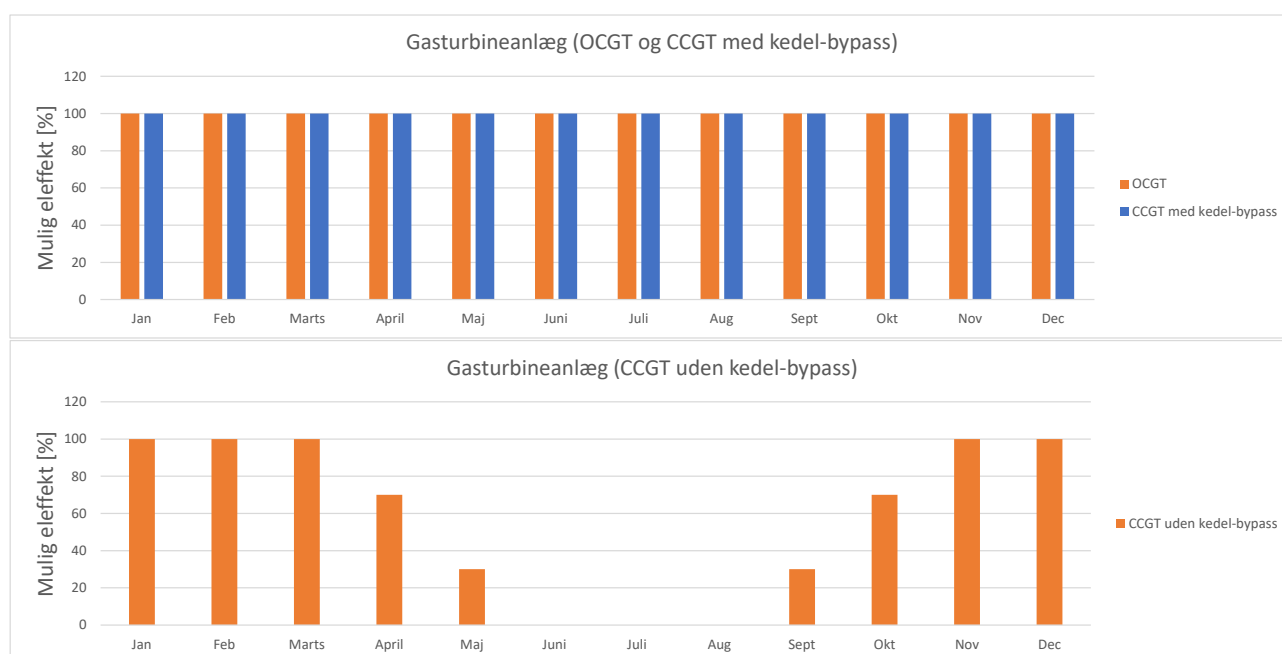
Sammenlignes mobiliseringsomkostningerne for eksisterende anlæg med prisen for investering i et nyt OCGT-anlæg, som typisk koster over 6 Mkr/MWe (ENS teknologikatalog: ca. 4,5 Mkr/MWe), er der mange penge at spare ved at udnytte eksisterende anlæg. Faste D&V omkostninger vil formentlig være lidt lavere for et nyt OCGT-anlæg, men disse omkostninger er i forvejen ret lave og ofte ubetydelige for eksisterende CCGT-anlæg. Endelig vil aktiveringsomkostningerne for et nyt OCGT-anlæg i gennemsnit være højere end for et eksisterende CCGT-anlæg. Så alt i alt vil de eksisterende gasturbineanlæg udgøre et særdeles attraktivt alternativ til nyanlæg.

Mht. de sekundære egenskaber, som kan styrke økonomien yderligere, vil de eksisterende CCGT-anlæg formentlig være lidt dårligere stillet end nye OCGT-anlæg. Men generelt har begge anlægstyper gode muligheder for at deltage i systemydelsesmarkederne.

3.4 Samlet evaluering af potentiale

Figur 4 viser tilnærmelsesvist de forskellige gasturbineanlægskoncepters muligheder for levering af elektrisk effekt [% af nominel mærkeeffekt] hen over årets måneder. Øverste figur viser den mulige eleffekt for OCGT og CCGT med kedel-bypass, som jf. forklaringerne i foregående afsnit er særdeles attraktivt. Nederste figur viser samme data for CCGT uden mulighed for kedelbypass, men her opdelt efter hvor lang tid leveringen kan opretholdes. Her er det begrænsningerne på varmeafsætning, som definerer hvor længe, anlægget kan holdes i drift (få timer ved højere last hhv. flere dage ved lavere last).

Det er væsentligt at bemærke, at figurerne er generaliserede og tegnet ud fra en række antagelser, primært at mange af de decentrale kraftvarmeværker stort set er 100 % dækket ind med anden varme fra solfångere, overskudsvarme, affaldsafbrænding, osv. i sommerperioden. I sommerperioden vil CCGT-anlæg, som vist på figuren, således i bedste fald kunne være få timer i drift men ofte slet ikke.



Figur 4 Anslået estimat på et gasturbineanlægs evne til at levere elektrisk effekt [% af nominel el-last] hen over årets måneder. Øverste figur viser data for OCGT og CCGT med indbygget kedel-bypass. Nederste figur viser data for CCGT uden kedelbypass.

Gasturbineanlæggenes potentiale til effektstøtte kan dermed sammenfattes til følgende:

- Teknisk og driftsmæssigt kan anlæggene generelt fint understøtte behovet for effekttilstrækkelighed.
- Den væsentligste tekniske begrænsende faktor for CCGT er varmeafsætningen, som reducerer anlæggenes potentielle el-energileverance (El-effekt og varighed af effektstøtte) i perioder med begrænsning i varmeafsætning. Anlæg med indbygget kedelbypass kan levere fuld effekt alle årets timer. Anlæg uden kedelbypass, som kan ombygges til bypassdrift (prisindikation 30 Mkr for ombygning af 38 MWe), kan efterfølgende stå til rådighed med fuld el-effekt i alle årets timer. Uden bypass er det primært om vinteren og i forårs- og efterårsmånederne, at anlæggene kan bidrage.
- Flere af anlæggene forventes generelt skrottet, når de står overfor næste kostbare major overhaul, med mindre anlægsejer kan se et økonomisk potentiale i at renovere og køre anlægget videre. Der er

en række forhold, som i den forbindelse også skal adresseres af anlægsejer, f.eks. omkostninger til opgradering af kontrolanlæg, tilstand på maskinkomponenter, emissionsforhold og driftstilladelser, gaskontrakt.

Den samlede vurdering er, at de eksisterende gasturbineanlæg (CCGT og OCGT) samlet set er attraktive med hensyn til effektstøtte, og at de kan konkurrere med alternative nyinvesteringer i fx OCGT-anlæg.

4 Potentiale for gasmotorer

Der findes i Danmark ca. 350 anlæg, som er mere eller mindre driftsklare, med samlet set op mod ca. 700 MWe kapacitet. Heraf er ca. 300 anlæg med en samlet effekt på ca. 600 MWe ejet af forsyningsselskaber, mens den resterende del er ejet af industri. Langt de fleste af disse anlæg er idriftsat i 90'erne og i starten af 00'erne. Anlæggene har henover de sidste år ikke haft mange driftstimer, enten pga. høje gaspriser og/eller høje CO₂-omkostninger og/eller pga. lave elpriser. Typisk har anlæggene ligget på omkring 500-700 ækvivalente fuldlasttimer¹² pr. år. Disse overordnede tal fremgår af energiproducenttællingen fra 2022¹³. En opdateret detaljeret opgørelse over anlæggenes egenskaber og tilstand findes ikke, men formentlig vil en stor del af den ovennævnte portefølje kunne bringes i spil til at understøtte effekttilstrækkelighed.

Disse anlæg har med de rette incitamenter gode muligheder for at mobilisere en forholdsvis stor elektrisk effekt til at understøtte et fremtidigt marked for effekttilstrækkelighed. Det er dog afgørende, at de teknisk og økonomisk kan konkurrere med alternativerne.

4.1 Generelt om teknologien

De danske gasmotoranlæg er kendetegnet ved at være kraftvarmeanlæg, dvs. oprindeligt designet til kombineret el- og fjernvarmeproduktion, hvor el- og varmeproduktion er bundet sammen.

De fleste anlæg vil dog kunne ombygges til at kunne bypasse fjernvarmevekslerdelen, og da denne udgør en væsentlig andel af den samlede varmeproduktion (ca. 50 %) vil der kunne etableres en mere fleksibel varmeproduktion. Dermed vil de kunne producere fuld elkapacitet samtidig med, at der kun produceres en delmængde (ca. 50 %) af fuld fjernvarmekapacitet. Den resterende tvungne fjernvarmeproduktion kommer fra diverse køleaggregater, som altid skal være i drift, samt fra en nødvendig dellast på fjernvarmeveksler for at sikre tilstrækkelig fremløbstemperatur.

Som udgangspunkt vil gasmotoranlæggene pga. gaspris, elpris, CO₂-belastning og anlægsvirkningsgrad i fremtiden være spidslastanlæg, evt. regulerkraftanlæg til opregulering. De er derfor generelt stoppet og kolde i det øjeblik, hvor effektstøtte efterspørges. Langt de fleste anlæg er dog udstyret med varmeholdelsesmulighed (fjernvarme) og vil med dette udgangspunkt forholdsvis hurtigt kunne producere med fuld elkapacitet. Opstart af gasmotoranlæg (varmstart) til nominel last kan derfor typisk gennemføres på 10-15 minutter. Dette er generelt fuldt tilstrækkeligt i spotmarkedet og dermed også til effektstøtte, men mange af disse anlæg vil komme i problemer med de skærpede krav til systemydelser. Mindre forbedringer på automationssiden vil dog i nogle tilfælde kunne reducere opstartstiden.

Disse egenskaber gør gasmotoranlæggene velegnede til at yde længerevarende eleffektstøtte. Hvis der yderligere etableres bypass-mulighed, vil mulighederne blive endnu bedre også i perioder med begrænset fjernvarmeafsætning.

¹² Ækvivalente fuldlasttimer er en omregning af start/stop og dellastdrift til tilsvarende fuldlasttimer og bruges typisk til at fastsætte service- og vedligeholdelsesintervaller

¹³ [Data: Oversigt over energisektoren | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

4.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil

For gasmotoranlæggene er følgende forhold af betydning for anlæggenes evne til at understøtte effekttilstrækkelighed:

- Gasmotoranlæggene er typisk bygget til det fjernvarmeaftag, der er i området. Derfor vil anlægget kun om vinteren kunne køre uafbrudt i flere dage. I den varmere del af året vil anlæggene efter få timers fuldlastdrift ofte løbe i afsætningsvanskeligheder på fjernvarmesiden.
- For at kunne drifte i vekslerbypass skal langt de fleste anlæg ombygges, hvilket kræver en nærmere undersøgelse af hvert specifikt anlæg. Dels skal pladsforhold være i orden, så der kan etableres nye kanaler, spjæld, mv., og dels skal motorleverandører formentlig inddrages for at vurdere de nye varme- og flowforhold i det eksisterende anlæg.
- Typisk har gasmotoranlæg væsentligt lavere elvirkningsgrad end fx CCGT-anlæg. Ældre anlæg har elvirkningsgrader i størrelsesordenen 35 % – 40 %, mens nyere anlæg ligger lidt højere på 40 % – 45 %. Konkurrenceevnen på elproduktionsmarginalen vil således være ringere end CCGT; men dog nogenlunde på niveau med OCGT. C_m værdien for et gasmotor anlæg vil således ofte ligge omkring 0,8.
- De aktuelle driftstimer varierer ligeledes meget på tværs af varmforsyningerne, og det afhænger bla. meget af de lokale varmforsyningsalternativer som findes i området. Generelt vurderes fuldlasttimerne til at ligge i intervallet 0 – 4000 timer/år.

Generelt set blev de danske gasmotorer idriftsat for 20-30 år siden, og de har siden været driftet på vidt forskellig vis. Nogle anlæg er stadig i drift og dermed løbende vedligeholdt og opgraderet, mens andre har stået stille i en længere årrække. I realiteten skal de tekniske og økonomiske forhold undersøges på de enkelte anlæg. Herunder er der eksempler på forskellige problemstillinger:

- Motorerne skal generelt igennem et større overhaul hver 40 – 80.000 driftstimer, hvorefter anlæggets væsentligste tekniske dele står som nye. De konkrete overhals varierer på tværs af fabrikater, men det er typisk, at ejer konkret overvejer at skrotte/mølpøseanlægget, når det nærmer sig et større overhaul.
- Diverse maskinkomponenter kan også stå foran opgradering, eksempelvis generator, gear, maskintransformere, pumper osv. Omkostningerne hertil afhænger helt af det enkelte anlægs tilstand.
- Automatiseringsniveauet er typisk lavet, så anlægget via fjernadgang kun kan startes og stoppes. Det vil således kræve en ombygning af styringssystemet, hvis anlæggene fx skal kunne ellastreguleres. Dette har også indflydelse på indtjeningsmuligheder på systemydelse. Fx vil mange anlæg komme i problemer med 12½ min kravet på manuel regulerkraft. Dette kan enten løses ved at modificere automationen, eller alternativt kan man indmelde den effekt, som kan nås indenfor tidskravet (fx 12½ min for mFRR) og så acceptere merlasten op til nominel effekt som ubalance.
- Et anlæg, som konstant skal stå driftsklar til effektunderstøttelse, skal kontinuert have tilstrækkelig gaskapacitet reserveret. Mange anlægsejere har i forvejen en gaskontrakt til spidslastkedler og opstartsbrændere på andre kedelanlæg, og denne gas kan formentlig ”omdirigeres” til gasmotoren.

4.3 Vurdering af økonomi

Motoranlæggenes samlede konkurrenceevne til at understøtte effekttilstrækkeligheden kræver vurdering af omkostningselementerne defineret i afsnit 2. Vurderingerne er foretaget med udgangspunkt i erfaringer og interviews med nuværende anlægsejere:

- **Mobiliseringsomkostninger:**

Der er forskel på tværs af anlæg. Nogle anlæg driftes stadig i betydeligt omfang med 2000 – 3000 ækvivalente fuldlasttimer om året, da de stadig bidrager betydeligt til varmforsyningen. Disse anlæg er generelt vedligeholdt og endda opgraderet, så de umiddelbart er egnede til effektstøtte. Andre anlæg har stort set stået stille i flere år, da de kun afventer skrotning. Disse vil skulle ”genoplives” i større eller mindre grad. En større overhaul koster ca. 0,5 Mkr/MWe, og herudover kan komme diverse udgifter, fx til styring. Samlede mobiliseringsomkostninger anslås således til 0 – 0,75 Mkr/MWe. Herudover kommer eventuelle omkostninger til by-pass drift.

Ud over overhaul af eksisterende motoranlæg er det en mulighed at udskifte selve motoranlægget og genbruge bygning, varmeintegration, mv. Prisen for investering i en ny gasmotor inkl. alt er typisk over 5 Mkr/MWe (ENS teknologikatalog: ca. 3,5 Mkr/MWe), hvoraf selve motoranlægget (drivtoget) udgår ca. 60%, dvs. ca. 3,0 Mkr/MWe. Ved investering i nyt motoranlæg vil aktiveringsomkostningerne i gennemsnit være lavere end for et eksisterende.

- **Faste D&V omkostninger:**

Generelt består de faste D&V omkostninger af service, forsikring, gaskontrakt og mandskab. Gaskontrakten er ofte opbygget således, at den under alle omstændigheder vil være gældende til spids- og reservelastkedler. Denne omkostningspost er i Energistyrelsens teknologikatalog angivet til ca. 50 tkr/MWe/år (Fast D&V), men i praksis vil den variere fra anlæg til anlæg, samlet vurderet til 25 – 75 tkr/MWe/år

- **Aktiveringsomkostninger:**

Den brændselsbestemte omkostning er dominerende og inkluderer gaspris, energifgift, CO₂-afgift og CO₂-kvotepris. Hertil kommer variable D&V-omkostninger (Energistyrelsens teknologikatalog angiver variable D&V til 45 kr/MWhe). Desuden afhænger den marginale elproduktionsomkostning af el-virkningsgrad (35 % – 45 %), og hvorvidt fjernvarmen kan afsættes og dermed bære en andel af de brændselsbestemte omkostninger. Med forventede 2030-priser for gas, afgifter, kvoter, mv., vil marginalen for elproduktion anslået ligge i intervallet 1.000-1.500 kr/MWhe i fuld kraftvarme mode, dvs. med fuld afsætning af fjernvarme. Hvis anlægget kører i delvis by-pass mode, dvs. med mindst mulig fjernvarmeproduktion stiger elmarginalen til 1.100-1.700 kr/MWhe. Hvis anlægget kan køre med fuld bortkøl stiger elmarginalen yderligere til 1.200-1.800 kr/MWhe. Mange anlæg vil kunne køre delvis by-pass uden ombygning, mens langt de fleste eksisterende anlæg skal ombygges for at kunne køre fuldt bortkøl.

Sammenlignes mobiliseringsomkostningerne for eksisterende motoranlæg med prisen for investering i et nyt OCGT-anlæg, som typisk koster over 6 Mkr/MWe (ENS teknologikatalog: ca. 4,5 Mkr/MWe), er der mange penge at spare ved at udnytte eksisterende motoranlæg. Faste D&V omkostninger vil desuden formentlig være lidt lavere for et gasmotoranlæg end for et nyt OCGT-anlæg. Modsat vil

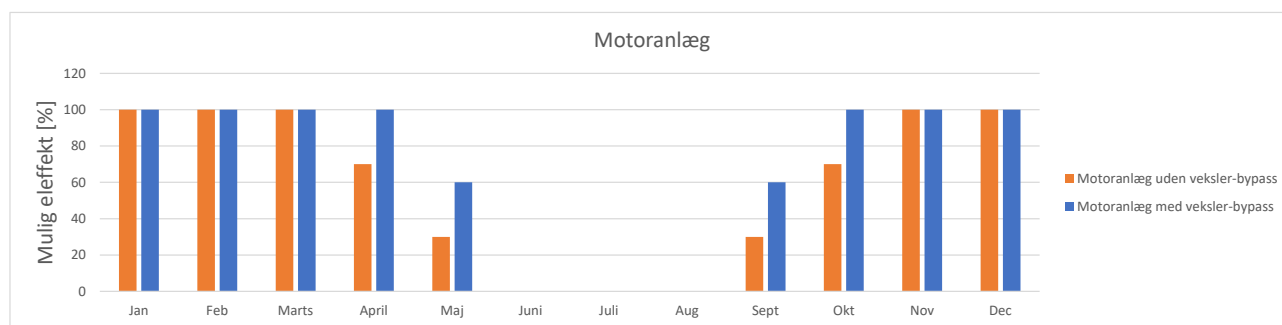
aktiveringsomkostningerne for et nyt OCGT-anlæg vil i gennemsnit typisk være lidt lavere end for et eksisterende gasmotor-anlæg. Så alt i alt vil de eksisterende gasturbineanlæg udgøre et attraktivt alternativ til ny-anlæg.

Med hensyn til de sekundære egenskaber, som kan styrke økonomien yderligere, vil de eksisterende anlæg formentlig være lidt dårligere stillet end nye anlæg, men begge anlægstyper har gode muligheder for at deltage i systemydelsesmarkederne.

4.4 Samlet evaluering af potentiale

Figur 5 viser tilnærmelsesvist et gasmotoranlægs muligheder for levering af elektrisk effekt [% af nominal mærkeeffekt] hen over årets måneder.

Det er væsentligt at bemærke, at figuren er generaliseret og tegnet ud fra en række antagelser, primært at mange af de decentrale kraftvarmeværker stort set er 100 % dækket ind med anden varme fra solfangere, overskudsvarme, affaldsafbrænding, osv. i sommerperioden.



Figur 5 Anslået estimat på et motoranlægs potentiale til levering af elektrisk effekt [% af nominal el-last] hen over årets måneder.

Motoranlæggenes potentiale til effektstøtte kan dermed sammenfattes til følgende:

- Teknisk og driftsmæssigt kan anlæggene generelt fint understøtte behovet for effekttilstrækkelighed.
- Den marginale elproduktionsomkostning er generelt højere end for fx CCGT-anlæg.
- Den potentielle effekt til effektstøtte er principielt stor, men elkapaciteten er fordelt på mange små anlæg, hvilket gør mobilisering af stor kapacitet lidt mere omfattende. Omvendt kan mange små anlæg kompensere for den manglende lastregulerbarhed af det enkelte anlæg, men dette kræver dog igen, at anlæggenes drift koordineres detaljeret.
- En begrænsende faktor for motoranlæggenes er varmeafsætningen, som reducerer anlæggenes potentielle el-energileverance (eleffekt og varighed af effektstøtte). Anlæg, som ombygges til vekslerbypass, kan levere højere støtte også i perioder med begrænsninger i fjernvarmeafsætning.
- Flere af anlæggene forventes generelt skrottet, når de står overfor næste kostbare overhaul, med mindre anlægsejer kan se et økonomisk potentiale i at renovere og køre anlægget videre. Der er en række forhold, som i den forbindelse også skal adresseres af anlægsejer, eksempelvis omkostninger til opgradering af kontrolanlæg, tilstand på maskinkomponenter, emissionsforhold og driftstilladelser, gaskontrakt.

Den samlede vurdering er, at de eksisterende motoranlæg samlet set er attraktive med hensyn til effektstøtte, og at de kan konkurrere med alternative nye investeringer.

5 Potentiale for biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg

I Danmark er der ca. 60 biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg med i alt ca. 2.200 MWe. Heraf er ca. 400 MWe fordelt på ca. 30 anlæg baseret på affald, fordelt på ca. 20 værker. Af de resterende ca. 1.800 MWe biomassefyrede anlæg er den største del centrale kraftvarmeværker, ca. 1.350 MWe fordelt på 6 anlæg. Anlæggene har de seneste år været intensivt i drift. De fleste af anlæggene er idriftsat i 80'erne og 90'erne, dog er nogle få idriftsat i 10'erne. Disse overordnede tal fremgår af energiproducenttællingen fra 2022¹⁴.

5.1 Generelt om teknologien

De decentrale kraftvarmeværker (biomasse, affald) er kendetegnet ved typisk at være modtryksværker, hvor el- og fjernvarmeproduktionen er bundet (låst) i forhold til hinanden. Dette står i modsætning til de centrale kraftvarmeværker, der ofte er udtagsanlæg, hvor el- og fjernvarmeproduktionen er afkoblet fra hinanden indenfor PQ-diagrammet (normaldriftsområdet). Kapaciteten for de affaldsfyrede anlæg er ofte designet efter, at de primært skal køre fuldlast. Det vil sige, at de om sommeren, hvor fjernvarmeafsætningen er minimal, enten skal bortkøle fjernvarme eller køre reduceret affaldslast. Kapaciteten for de biomassefyrede anlæg er derimod normalt tilpasset den øvrige kapacitet og fjernvarmebehovet i forsyningsområdet.

Med el- og fjernvarmeproduktion bundet til hinanden er modtryksværkerne kun mindre egnede til at yde længerevarende eleffektstøtte udenfor den koldeste periode, da de på et tidspunkt ikke længere kan afsætte varmeproduktionen. Derimod er affaldsværkerne næsten altid udstyret med sommerkølere, som muliggør fortsat drift ved høj last om sommeren.

Generelt er kedlerne på biomasse- og affaldsfyrede anlæg ristefyrede, hvilket betyder, at kedlens minimumlast er relativ høj, specielt for de affaldsfyrede. Dette har den konsekvens, at kedlernes driftsområde ofte er begrænset, hvilket dermed også reducerer driftsfleksibiliteten for det samlede anlæg. Den relativt høje minimumslast har dog mindre betydning ved opreguleringsbehov i perioder med effektutilstrækkelighed.

Flere af anlæggene forventes de kommende år at få påbygget (amin-baseret) Carbon Capture proces. Capture-processen er dampforbrugende, og da det forventes, at de fleste vil anvende damp fra samme anlæg, vil dette medføre mindre dampmængde tilført dampturbinen. Dermed reduceres kraftvarmeværkets elektriske effekt, og samtidig øges værkets fjernvarmeeffekt. Capture-processen er således med til at forstærke effektmanglen helt generelt. Den konkrete reduktion af eleffekten vil afhænge af anlæggets specifikke design, herunder primært hvor dampen kan udtages i anlægget, samt af CO₂-afsætningsforholdene, herunder hvilket tryk gassen skal komprimeres til. Som konkret regneeksempel vil et amin-baseret anlæg med 50 % Capture-grad kunne resultere i en reduktion på 25 – 40 % af eleffekten. På et kraftværk med ca. 20 MW elektrisk bruttoeffekt vil eleffekten under disse forhold blive reduceret til 12 – 15 MWe afhængig af Capture-design og kompressionsforhold. Det er vigtigt at understrege, at ovennævnte er et eksempel, og at implementering af Capture på eksisterende anlæg skal designes specifikt til det enkelte anlæg, så fx dampudtag optimeres mhp. mindst mulig eleffekttab. Lastreduktion af capture-anlægget kan i begrænset omfang

¹⁴ [Data: Oversigt over energisektoren | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

bidrage til effektstøtten under antagelse af, at den forøgede CO₂-udledning kan accepteres i en kortere periode, samt at CO₂-aftager ikke kompromitteres pga. manglende leverance.

Det fremtidige behov for eleffekt kan nødvendiggøre, at flere anlæg ombygges til at kunne bortkøle varmen, når den ikke kan afsættes.

5.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil

Da biomasse- og affaldsfyrede anlæg grundlæggende er baseret på samme kedelteknologi, er deres drifts-karakteristika overordnet set temmelig ens. Anlægstypernes forskelle skyldes især, at affald er mere uhomogent både mht. fysik og brændværdi, og at der af miljøhensyn skal holdes en højere fyrrumstemperatur. Dette sætter således en begrænsning på affaldsanlæggenes minimumlast. Typisk er kontinuert minimumlast på de affaldsfyrede kedler begrænset ca. 70 % last, mod ofte ca. 25 % på de biomassefyrede anlæg. Generelt er anlæggenes regulerings hastighed lav og opstartstiden lang, men dette betyder mindre i denne sammenhæng.

Pga. store forskelle i markeds- og rammebetingelserne for de to brændsler, er deres typiske driftsprofiler ret forskellige.

De affaldsfyrede anlæg vil stort set hele året køre højest mulig indfyret last, da anlægsejer er forpligtet til af bortskaffe affald, og da modtageprisen på affald (negativ brændselspris) giver en stor konkurrencemæssig fordel på elmarkedet. Dette betyder, at affaldsanlæg i vinterperioden og i store dele af forårs- og efterårsmånederne kører nominel elproduktion. Dog vil der, hvis muligt, typisk skiftes til turbinebypass, når elpriserne er lave. I sommermånederne vil anlægskapaciteten typisk overstige fjernvarmeforbruget hvilket betyder, at elproduktionen i denne periode er begrænset af størrelsen på akkumulatortank(e) og kapaciteten på bortkølerne. Muligheden for at bygge ekstra kølekapacitet til bortkøling af fjernvarme vil ikke rykke væsentligt på forholdene, dels pga. den allerede dominerende fuldlastsituation og dels pga. af, at kølekapaciteten i forvejen er dimensioneret til sommersituationer.

Virkningsgraderne på tværs af anlæg vil variere, og typisk vil nyere anlæg have højere virkningsgrad. De vil typisk kunne køre med elvirkningsgrader på 20 % - 25 % afhængig af type og alder (ENS Teknologikatalog: ca. 22 %). Varmevirkningsgraden afhænger meget af, hvorvidt anlægget er udstyret med røggaskondensering, men den typiske C_m værdi for et affaldsfyret kraftvarmeanlæg vil ofte ligge omkring 0,25.

De aktuelle driftstimetaler varierer på tværs og afhænger bla. af forbrændingskapacitet i forhold til fjernvarme-forbrug om sommeren, men vurderes generelt til at ligge ret højt, og i intervallet 6000 – 8000 timer/år.

De biomassefyrede anlæg har et driftsmønster, som i højere grad er bestemt af volatiliteten på elspotmarkedet, så de vil køre med væsentlig mere varierende kedellast og elproduktion. I vintermånederne vil de meget af tiden køre fuldlast pga. det høje fjernvarmebehov – dog vil der, hvis muligt, typisk skiftes til turbinebypass, når elpriserne er lave. I forårs- og efterårsmånederne vil der typisk i gennemsnit køres mellem-last pga. det reducerede fjernvarmebehov og konkurrencen overfor andre anlæg, fx varmepumper. I sommerperioden vil nogle anlæg være stoppet, da fjernvarmebehovet udfyldes af mere omkostningseffektive alternativer, fx affaldsfyrede, solvarme, varmepumper, overskudsvarme, mv. Generelt gælder, at potentialet for mere elproduktion er begrænset af akkumulatortankens størrelse.

Da affalds- og biomassefyrede anlæg driftes med forholdsvis lave damptemperaturer er dampturbinen ikke udsat for krybebelastning, og dermed er levetiden for dampturbinen væsentlig længere sammenlignet med højtemperatur kraftvarmeanlæg. Dampturbinen og generator skal dog efterses og vedligeholdes (overhaul) med jævne mellemrum.

Virkningsgraderne på tværs af anlæg vil variere, og typisk vil nyere anlæg have højere virkningsgrad. De vil typisk kunne køre med elvirkningsgrader på 25 % - 30 % afhængig af type og alder (ENS Teknologikatalog: ca. 30 %). Varmevirkningsgraden afhænger meget af, hvorvidt anlægget er udstyret med røggaskondensering, men den typiske C_m værdi for et biomassefyret kraftvarmeanlæg vil ofte ligge omkring 0,35.

De aktuelle driftstimer varierer ligeledes meget på tværs, men vurderes generelt til at ligge i intervallet 3000 – 5000 timer/år.

5.3 Vurdering af økonomi

De biomasse- og affaldsfyrede anlægs samlede konkurrenceevne til at understøtte effekttilstrækkeligheden kræver vurdering af omkostningselementerne defineret i afsnit 2. Følgende vurderinger er foretaget med udgangspunkt i erfaringer:

- **Mobiliseringsomkostninger:**

For både affalds- og biomassefyrede anlæg kan der være eksempler på, at det er nødvendigt at gennemføre en overhaul på turbine og generator for at opretholde elkapaciteten. Typisk rammes en major overhaul for hver 100.000 driftstimer, og omkostningen til dette kan være op til ca. 150 tkr/MWe afhængig af anlægstype og anlægsstørrelse. Desuden vil der forekomme mindre overhals ind imellem de store. Mobiliseringsomkostningerne vil altså variere på tværs af de konkrete anlæg, og anslås således til 0 – 150 tkr/MWe.

Desuden vil der være en potentiel omkostning til implementering af dynamisk laststyring af Carbon Capture anlægget. Omkostningen er sandsynligvis allerede afholdt ved bygning af capture-anlægget.

- **Faste D&V omkostninger:**

Generelt består disse af nødvendig fast D&V, herunder service, forsikring og mandskab.

De faste D&V omkostninger er for de affaldsfyrede anlæg vurderet til ca. 3 - 5 Mkr/MWe/år (ENS teknologikatalog angiver fast D&V til ca. 2 Mkr/MWe/år). Traditionelt indeholder denne post også udskiftning af de store sliddele, fx i kedlen, som jo så reelt er variable D&V omkostninger. Deciderede faste D&V omkostninger er derfor anslået til at kunne halveres i forhold til dette, dvs. 1,5 – 2,5 Mkr/MWe/år. Denne post indeholder store usikkerheder og forskellige forsyningsselskaber anlægger forskellige principper i deres skelnen mellem fast og variabel D&V.

De biomassefyrede anlæg har lavere faste D&V omkostninger, her vurderet til ca. 1,5 – 2 Mkr/MWe/år (ENS teknologikatalog angiver fast D&V til ca. 1 Mkr/MWe/år). På samme måde som for de affaldsfyrede anlæg indeholder denne post også udskiftning af større sliddele, og derfor er de deciderede faste D&V omkostninger anslået til at kunne halveres i forhold til dette, dvs. 0,75 – 1 Mkr/MWe/år.

- **Aktiveringsomkostninger:**

For de affaldsfyrede anlæg vil marginalprisen for elproduktion med forventede 2030-priser for brændsel, afgifter, kvoter, mv. anslået ligge i intervallet $\pm 50 - +150$ kr/MWhe i fuld kraftvarme mode og med røggaskondensering i drift, dvs. med fuld afsætning af fjernvarme. Hvis anlægget kører uden røggaskondensering, stiger elmarginalen til $0 - 200$ kr/MWhe. Hvis anlægget kan køre med fuld bortkøling stiger elmarginalen yderligere til $300 - 500$ kr/MWhe. Anlæg med røggaskondensering vil kunne udkoble denne del, mens bortkølingskapacitet varierer betydeligt for de forskellige anlæg. Usikkerheden på aktiveringsomkostningerne er selvfølgelig stor specielt pga. usikkerheden omkring det fremtidige affaldsmarked, herunder modtageprisen for anlæggene -ovennævnte estimer er baseret på en modtagepris på ca. 400 kr/T, dvs. en brændselspris på ± 400 kr/T.

Med den ovenfor nævnte reduktion på ca. 2 Mkr/MWe/år i faste D&V omkostninger vil marginalprisen typisk stige med ca. 300 kr/MWhe i variabelt D&V ved 7.000 årlige driftstimer. Dette svarer således til $250 - 450$ kr/MWhe i fuld kraftvarme, $300 - 500$ kr/MWhe med stoppet røggaskondensering og $600 - 800$ kr/MWhe ved fuld bortkøling.

For affaldsfyrede anlæg med Carbon Capture vil effekten i perioder kunne øges ved lastreduktionen på Carbon Capture anlægget. Marginalprisen for el via Carbon Capture aflastning er dog meget usikker, idet den afhænger både af certifikatværdi på den biogene CO₂, lagringsomkostninger på CO₂ og fremtidig CO₂-kvotepris (fossil andel). Under en række forskellige antagelser er marginalprisen estimeret til at ligge i intervallet $1500 - 2500$ kr/MWhe.

For biomassefyrede anlæg er marginalprisen for elproduktion med forventede 2030-priser for brændsel, afgifter, kvoter, mv., anslået til at ligge i intervallet $400-600$ kr/MWhe i fuld kraftvarme mode og med røggaskondensering i drift, dvs. med fuld afsætning af fjernvarme. Hvis anlægget kører uden røggaskondensering, stiger elmarginalen til $500-700$ kr/MWhe. Hvis anlægget kan køre med fuld bortkøling stiger elmarginalen yderligere til $900-1300$ kr/MWhe. Anlæg med røggaskondensering vil kunne udkoble denne del, mens ingen af de eksisterende anlæg vil kunne køre fuld bortkøling, dvs. dette kræver ombygning.

Med den ovenfor nævnte reduktion på ca. 1 Mkr/MWe/år i faste D&V omkostninger vil marginalprisen typisk stige med ca. 250 kr/MWhe i variabelt D&V ved 4.000 årlige driftstimer. Dette svarer således til $650 - 850$ kr/MWhe i fuld kraftvarme, $750 - 950$ kr/MWhe med stoppet røggaskondensering og $1150 - 1550$ kr/MWhe ved fuld bortkøling.

For de biomassefyrede anlæg gør de samme betragtninger som for Carbon Capture anlæg på affaldsfyrede anlæg sig gældende.

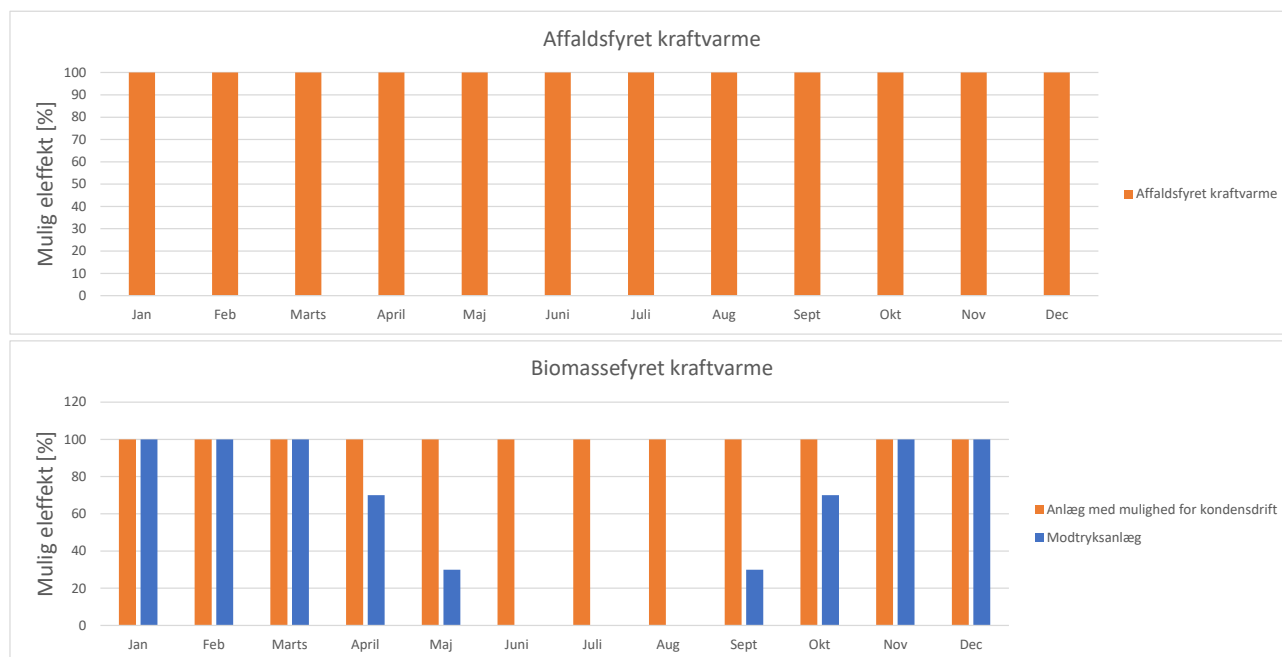
Sammenlignes mobiliseringsomkostningerne for eksisterende affalds- og biomassefyrede kraftvarmeværker med prisen for investering i et nyt OCGT-anlæg, som typisk koster over 6 Mkr/MWe (ENS teknologikatalog: ca. 4,5 Mkr/MWe), er der en stor fordel. Faste D&V omkostninger vil være væsentlig højere for de affalds- og biomassefyrede anlæg, men inkluderer så også en værdifuld og stor fjernvarmevarmekapacitet (anlæg med lave C_m værdier). Endelig vil aktiveringsomkostningerne for et nyt OCGT-anlæg i gennemsnit være højere end for et eksisterende affalds- og biomassefyred anlæg. Så alt i alt vil de eksisterende affalds- og biomassefyrede kraftvarmeanlæg udgøre et attraktivt alternativ til nyanlæg.

Med hensyn til de sekundære egenskaber, som kan styrke økonomien yderligere, vil de eksisterende anlæg formentlig være lidt dårligere stillet end nye OCGT anlæg, men begge anlægstyper har muligheder for at deltage i systemydelsesmarkederne.

5.4 Samlet evaluering af potentiale

Anlæggenes elproduktionsevne i procent af værkets nominelle el-effekt er estimeret måned for måned i Figur 6.

Bygges Carbon Capture proces på anlægget, vil elproduktionskapaciteten i Figur 6 kunne reduceres med yderligere ca. 25 – 40 %. Eksempelvis vil anlægget om sommeren således i den ny normallast med Carbon Capture kun yde ca. 60 - 75 % af oprindelig designmæssig nominel effekt. Det er imidlertid med *Aftale om langsigtede rammevilkår for CO2-fangst i forsyningssektoren*¹⁵ aftalt, at der stilles krav om, at CC-anlæg skal kunne afkobles af hensyn til elforsyningsikkerheden, hvilket vil betyde at den oprindelige effekt kan effektueres ved behov.



Figur 6 Anslået estimat på kraftvarmeværkers potentiale til at levere elektrisk effekt [% af nominel el-last] hen over årets måneder. For både affaldsfyrede og biomassefyrede anlæg er antaget, at evt. Carbon Capture anlæg kan stoppes i tilfælde af effektstøtte.

De affaldsfyrede decentrale kraftvarmeværkers potentiale til effektstøtte kan dermed sammenfattes til følgende:

- De affaldsfyrede anlæg repræsenterer et væsentligt bidrag til effektstøtte, herunder også om sommeren, da de ofte er udstyret med bortkølekapacitet .
- Med yderligere køle- og lagringskapacitet kan potentialet øges på de anlæg som fx over længere tid ikke kan komme af med fjernvarmen. Med denne investering kan de affaldsfyrede kraftvarmeværker

¹⁵ [Grøn handling: Ny aftale skal gøre det muligt at fange CO2 fra danskernes affald \(kefm.dk\)](#)

bringes til at levere ekstra effekt i en ubegrænset periode. Det vil være nødvendigt at inddrage myndighederne i dette.

De biomassefyrede decentrale kraftvarmeværkers potentiale til effektstøtte kan sammenfattes til følgende:

- De biomassefyrede anlæg repræsenterer et væsentligt bidrag til effektstøtte.
- Udtagsanlæggene vil kunne køre i både delvis kondensdrift og fuld kondensdrift, så de kan bidrage med fuld eleffekt hele året rundt.
- For modtryksanlæggene er det primært i fyringssæsonen og delvist i skulderperioderne, hvor hele varmeproduktionen kan afsættes, at de biomassefyrede kraftvarmeværker kan bidrage med kontinuert effektstøtte.
- Varmeakkumulatorkapaciteten på en given lokation er generelt ikke overdimensioneret i forhold til det driftsmæssige lagerbehov. Der kræves derfor bygget yderligere lagerkapacitet før fjernvarmebunden ellast kan øges gennem længere tid i perioder udenfor den koldeste periode. Men uanset hvor megen ekstra lagerkapacitet, der bygges indenfor rimelighedens grænser, så er drift ved ekstra høj kedellast begrænset til ½ - 1 dag.

Den samlede vurdering er, at de eksisterende biomassekraftvarmeanlæg og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg teknisk set udgør et betydeligt bidrag til effektstøtte. Udenfor den koldeste del af fyringssæsonen vil elproduktionen være begrænset af de lokale køle- og varmelagringsmuligheder. I fremtiden vil mange af anlæggene formodentlig være udstyret med Carbon Capture, hvilket med midlertidigt stop af Carbon Capture processen dog ikke vil påvirke anlæggets mulighed for at bidrage med effektstøtte.

6 Potentiale for varmepumper og elkedler

Kapaciteten for kollektive varmepumper bliver hastigt udbygget, og udbygningen forventes at vokse drastisk også de kommende år. Det samme gælder for elkedler.

Disse anlæg repræsenterer ikke en mulighed for at tilbyde ekstra elproduktion, men en mulighed for at understøtte effektbalancen med nedregulering og fleksibilitet. Derfor er det relevant også at vurdere deres muligheder for, at bidrage til fremtidens effekttilstrækkelighed og fleksibilitet.

Der findes et større antal kollektive varmepumper i Danmark. For nuværende er der installeret ca. 200 MWe svarende til ca. 600 MWq med en gennemsnitlig COP på 3. Energistyrelsen forventer, at denne kapacitet stiger til ca. 900 MWe frem mod 2030. I 2022 var den gennemsnitlige udnyttelsesgrad for varmepumperne ca. 40 %. Tilsvarende er der pt. installeret over 2000 MWe kollektive elkedler. Kapaciteten forventes at vokse til ca. 2500 MWe frem mod 2030. I 2022 var den gennemsnitlige udnyttelsesgrad for elkedlerne ca. 10 %. Bemærk her, at driften af elkedler primært var initieret af specialreguleringsmarkedet, som ikke længere eksisterer. Disse overordnede tal fremgår dels af Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet 2023 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m."¹⁶ og dels af energiproducenttællingen.

Varmepumper vil så vidt muligt udvise stor prisfleksibilitet og derved understøtte effektbalancen. Elkedler og nogle typer varmepumper besidder desuden gode reguleringsegenskaber, der muliggør levering af systemydelse.

6.1 Generelt om teknologien

Varmepumper og elkedler har grundlæggende kun tilfælles, at de er elforbrugende ved produktion af fjernvarme. Dermed er den væsentlige konkurrenceparameter, nemlig elprisen, ens for de to teknologier. Pga. den store forskel i COP for de to teknologier er konsekvensen på den marginale fjernvarmepris selvfølgelig vidt forskellig. De forskellige teknologier har vidt forskellige grundlæggende driftsegenskaber. Fx kan elkedler i modsætning til de konventionelt byggede varmepumper lastreguleres særdeles hurtigt.

Varmepumper og elkedler kan levere elektrisk effektstøtte ved forbrugsreduktion, dvs. ved stop eller lastreduktion. Både varmepumper og elkedler vil i effektmangelsituationer oftest være stoppede på grund af høje elpriser. De belaster dermed ikke effektbalancen, men kan i situationen heller ikke bidrage yderligere. I vinter og skulderperioder er tidsperioden begrænset af akkumulatortankens størrelse og alternative varmeproduktionsmuligheder i forhold til forbruget.

Varmepumper koblet i system for at forbedre COP spænder teknisk vidt, da både varmekilde, varmepumpeteknologi, kølemiddel og systemintegrationen varierer på tværs af de enkelte anlæg. Disse tekniske egenskaber har afgørende betydning for varmepumpernes potentiale på systemydelsesmarkeder, men omvendt spiller det tekniske design reelt kun en ringe rolle ved effektutilstrækkelighed, hvor anlægsresponstid ikke er afgørende.

¹⁶ [AF23 - Baggrundsnotat - Termisk kapacitet mm.docx \(ens.dk\)](#)

6.2 Vurdering af driftsegenskaber og driftsprofil

Varmepumpernes driftskaraktistika er, som beskrevet ovenfor, ikke en barriere for at kunne bidrage til effektstøtte. Selvom de enkelte varmepumper er meget forskellige mht. lastregulerings-hastighed, så vurderes langt de fleste at have tilfredsstillende start/stop-tid og lastreguleringsevne til at kunne bidrage til effektstøtte. På systemydelse er billedet anderledes. Mange varmepumpekoncepter består af flere tryktrin med flere koblede kompressorer, som evt. både omfatter skrue- og stempelkompressorer. Kombineret med større mængde kølemiddel (fx i luftbaserede varmepumper) kan varmepumpers driftsfleksibilitet ofte være ringe, med mindre driftsfleksibilitet er specifikt adresseret i anlæggets designfase. Generaliseret kan det siges, at varmepumpeanlæg bygget med få store enkeltkompressorer er lettere at flytte hurtigt i last end samme anlægsstørrelse bygget af flere små kompressorer. Under alle omstændigheder kræves en specifik fokus på anlægsdesign, hvis varmepumpeanlæggene skal være i stand til at levere en større mængde systemydelser på mFRR-, aFRR- og FCR-markederne.

På trods af de gunstige driftsegenskaber er varmepumpernes muligheder for at understøtte effekttilstrækkelighed begrænsede, dels fordi deres fortsatte varmeproduktion kan være en forudsætning for at opretholde varmeforsyningen, og dels fordi fjernvarmesiden ved en typisk COP på 3 populært sagt rammes 3 gange hårdere end det, der vindes på el-siden. Til gengæld besidder elkedler og mange varmepumper gode reguleringsegenskaber til at bidrage med fleksibilitet.

Generelt er driften af varmepumper bundet op mod elspotmarkedets prisvariationer, da elprisen er den dominerende faktor på variable omkostninger. I vinterhalvåret fra ca. oktober til marts, hvor fjernvarmebehovet er højt, er varmepumperne overvejende på fuldlast, da de er grund- og mellemlast. I effektbehovssituationer (med høje elpriser) er de som udgangspunkt stoppet eller på teknisk minimum. Hvis de af hensyn til varmebehovet alligevel ligger i højlastområdet, kan de kortvarigt, indtil den tilhørende varmeakkumulatortank har ca. 5 – 10 timers rest-varmevolumen, reducere last og således bidrage med reduktion af elforbruget. De 5 – 10 timer er defineret af anlægsejers egne krav til forsyningsikkerhed via akkumulatortank.

I forårs- og efterårsmånederne ligger varmepumperne gennemsnitligt på mellemlast, og de vil derfor kunne nedreguleres marginalt af samme årsager som ovenfor nævnt.

I sommerperioden, hvor fjernvarmebehovet er lille, vil varmepumperne ofte være stoppet eller på delast, da områdets fjernvarmeproduktion typisk er dækket af solvarme, affaldsforbrænding, industriel overskudsvarme, mv.

Elkedlerne er pga. deres væsentlig højere elomkostning i markant mindre grad i drift.

6.3 Vurdering af økonomi

Varmepumpers og elkedlers samlede konkurrenceevne til at understøtte effekttilstrækkeligheden kræver vurdering af omkostningselementerne defineret i afsnit 2. Vurderingerne er foretaget med udgangspunkt i erfaringer:

- **Mobiliseringsomkostninger:**

De fleste varmepumper og elkedler forventes under alle omstændigheder at være driftsklare, og der er således ingen mobiliseringsomkostninger forbundet med at levere effektstøtte via

nedregulering i spotmarkederne. Mange af de eksisterende varmepumper kan imidlertid ikke opfylde produktkravene til systemydelse.

- **Faste D&V omkostninger:**

Da anlæggene under alle omstændigheder forventes at deltage aktivt i elmarkederne, vil der ikke være behov for allokering af faste D&V omkostninger i forbindelse med levering af effektstøtte.

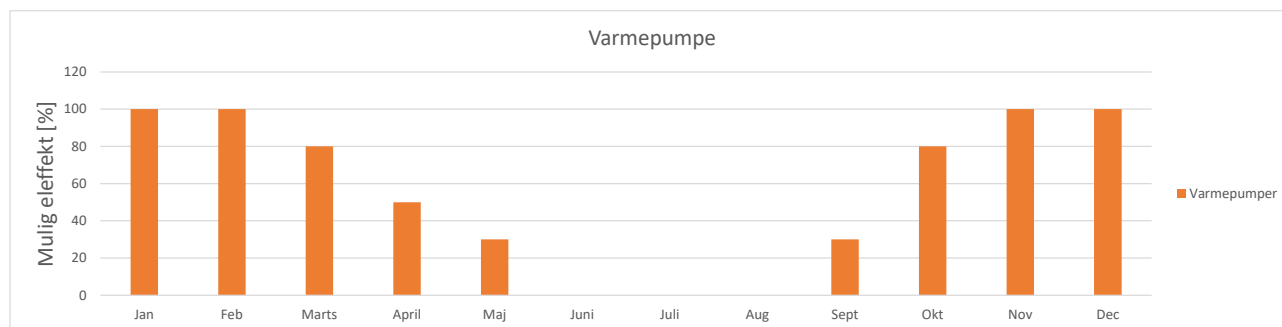
- **Aktiveringsomkostninger:**

Anlæggene vil så vidt muligt allerede være i lavlast eller stoppet, når elpriserne er høje i forbindelse med effektmangel. Kun i fjernvarmeområder, hvor varmeproduktionen fra varmepumper og elkedler ikke kan erstattes af varme fra andre produktionsanlæg eller varmelagre, vil de fortsat skulle holdes i drift. For fjernvarmeområder, hvor varmeproduktionen kan undværes i kortere eller længere tid, vil marginalomkostningen ved nedregulering være negativ eller meget lav på grund af høje elpriser. Forudsat reservevarme på lager og/eller alternativ varmeproduktion, vil varmepumper og elkedler derfor være meget konkurrencedygtige på levering af effektstøtte og fleksibilitet.

6.4 Samlet evaluering af potentiale

Figur 7 viser varmepumpers tilnærmelsesvise muligheder for at reducere forbruget af elektrisk effekt [% af nominal mærkeeffekt] hen over årets måneder.

Det er væsentligt at bemærke, at figuren er generaliseret og tegnet ud fra en række antagelser, primært at mange af de fjernvarmeområder stort set er 100 % dækket ind med anden varme fra solfangere, overskudsvarme, affaldsafbrænding, osv. i sommerperioden.



Figur 7 Anslået estimat på varmepumpers potentiale for reduktion af elektrisk effektforbrug [% af nominal varmelast] hen over årets måneder. Effektstøtten kan kun bibeholdes i relativt kort tidsrum indtil fjernvarmesiden igen efterspørger effekt, hvis der ikke findes alternative varmeproduktionsmuligheder. En tilsvarende graf for elkedler er ikke vist, da den reelt vil ligge på 0 % de fleste timer i alle årets måneder.

Varmepumpers og elkedlers potentiale til effektstøtte kan dermed sammenfattes således:

- Varmepumper og elkedler vil i effektmangelsituationer såvidt muligt nedregulere på grund af høje elpriser. De belaster dermed ikke effektbalancen, men kan heller ikke bidrage med yderligere reduktion af elforbruget.
- Varmepumper kan i vintermånederne, dog kun stoppes eller nedreguleres indtil varmesiden sætter en begrænsning pga. eksempelvis næsten tom akkumulatortank eller manglende alternative

varmeproduktionsmuligheder. Med en COP på ca. 3 ”mister” varmforsyningselskabet hurtig varme-
produktion i forhold til det bidrag, som lastreduktionen på elforbruget, giver.

- Om sommeren og i skulderperioder kører varmepumperne gennemsnitligt ved lavere last og kan derfor kun i mindre grad bidrage yderligere ved effekttilstrækkelighed.
- Elkedlernes potentiale for yderligere nedregulering ved effekttilstrækkelighed er væsentlig ringere end varmepumpernes, da de generelt står som spidslastkapacitet og således ikke er i drift. Dette understøtter dog i forvejen effektbalancen.

Den samlede vurdering er, at varmepumper og elkedler under alle omstændigheder i høj grad vil bidrage til effektbalancen ved at agere prisfleksibelt i spotmarkederne og i muligt omfang bidrage med systemydelser. I effektmangelsituationer med meget høje spot- og regulerkraftpriser vil varmepumper og elkedler således være stoppede medmindre fjernvarmeområdet ikke kan undvære deres varmeproduktion.

7 Konklusioner

I nedenstående Tabel 2 er nøglekarakteristika og nøgleøkonomi resumeret for de eksisterende anlægstyper.

	Teknik/drift	Økonomi	Omkostninger ved ny OCGT-kapacitet
CCGT	Antal anlæg: 8 – 10 Elkapacitet: 500 - 600 MWe Gode driftsegenskaber Ombygningsmuligheder	M: 0 – 1,5 Mkr/MWe F: 100 – 200 tkr/MWe/år A1: 700 – 1100 kr/MWhe A2: 1500 – 1800 kr/MWhe	M: 6 Mkr/MWe F: 50 – 80 tkr/MWe/år A2: 1400 - 1700 kr/MWhe
OCGT	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 200 MWe Gode driftsegenskaber	M: 0 – 1,5 Mkr/MWe F: 50 – 100 tkr/MWe/år A2: 1.500 – 1.800 kr/MWhe	
Gasmotorer	Antal anlæg: Ca. 350 Elkapacitet: Ca. 700 MWe Gode driftsegenskaber Ombygningsmuligheder	M: 0 – 0,75 Mkr/MWe F: 25 – 75 tkr/MWe/år A1: 1.000 – 1.500 kr/MWhe A2: 1.200 – 1.800 kr/MWhe	
Affalds-KV	Antal anlæg: Ca. 30 Elkapacitet: Ca. 400 MWe Gode driftsegenskaber	M: 0 – 150 tkr/MWe F: 1,5 – 2,5 Mkr/MWe/år A1: 250 – 450 kr/MWhe A2: 600 – 800 kr/MWhe Desuden 1.500 – 2.500 kr/MWhe (v. lastreduktion af Carbon Capture)	
Biomasse KV	Antal anlæg: Ca. 30 Elkapacitet: Ca. 1.800 MWe Gode driftsegenskaber (især i fyringssæsonen) Ombygningsmuligheder	M: 0 – 150 tkr/MWe/år F: 0,75 – 1 Mkr/MWe/år A1: 650 – 850 kr/MWhe A2: 1150 – 1.550 kr/MWhe Desuden 1.500 – 2.500 kr/MWhe (v. lastreduktion af Carbon Capture)	
Varmepumper	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 900 MWe Rimelige driftsegenskaber Bidrager med prisfleksibilitet	M: Ikke relevant her F: Ikke relevant her A: Lave	
Elkedler	Antal anlæg: Ukendt Elkapacitet: Ca. 2500 MWe Gode driftsegenskaber Bidrager med prisfleksibilitet	M: Ikke relevant her F: Ikke relevant her A: Lave	

Tabel 2 Nøgledata for de eksisterende anlægstyper (baseret på forventede markeds- og rammebetingelser i 2030)

M=Mobiliseringsomkostninger

F=Faste D&V omkostninger

A1=aktiveringsomkostninger i kraftvarmedrift

A2=aktiveringsomkostninger ved ren elproduktion

Det mest oplagte alternativ til de eksisterende anlæg er nyinvestering i OCGT-anlæg, da der med denne type anlæg forholdsvis nemt kan etableres en betydelig elproducerende kapacitet uden bunden fjernvarmeproduktion. Derfor er omkostninger ved etablering og drift af nyt OCGT-anlæg anført til sammenligning.

Tabel 2 og den samlede vurdering af de forskellige eksisterende anlægstyper viser, at de eksisterende termiske kraftvarmeanlæg repræsenterer en betydelig elproduktionskapacitet og er særdeles konkurrencedygtige i forhold til nyanlæg af OCGT gasturbiner. Varmepumper og elkedler bidrager med stor fleksibilitet, idet de ved høje elpriser i effektmangelsituationer i videst muligt omfang vil reducere elforbruget

Investeringsmæssigt vil det altid være en overvejelse for det enkelte varmforsyningsselskab om der skal investeres i anlæg som kan bidrage til balancen i elsystemet eller der skal investeres i rent varmeproducerende anlæg – til sammenligning er nøgledata for disse resumeret i bilag 1.

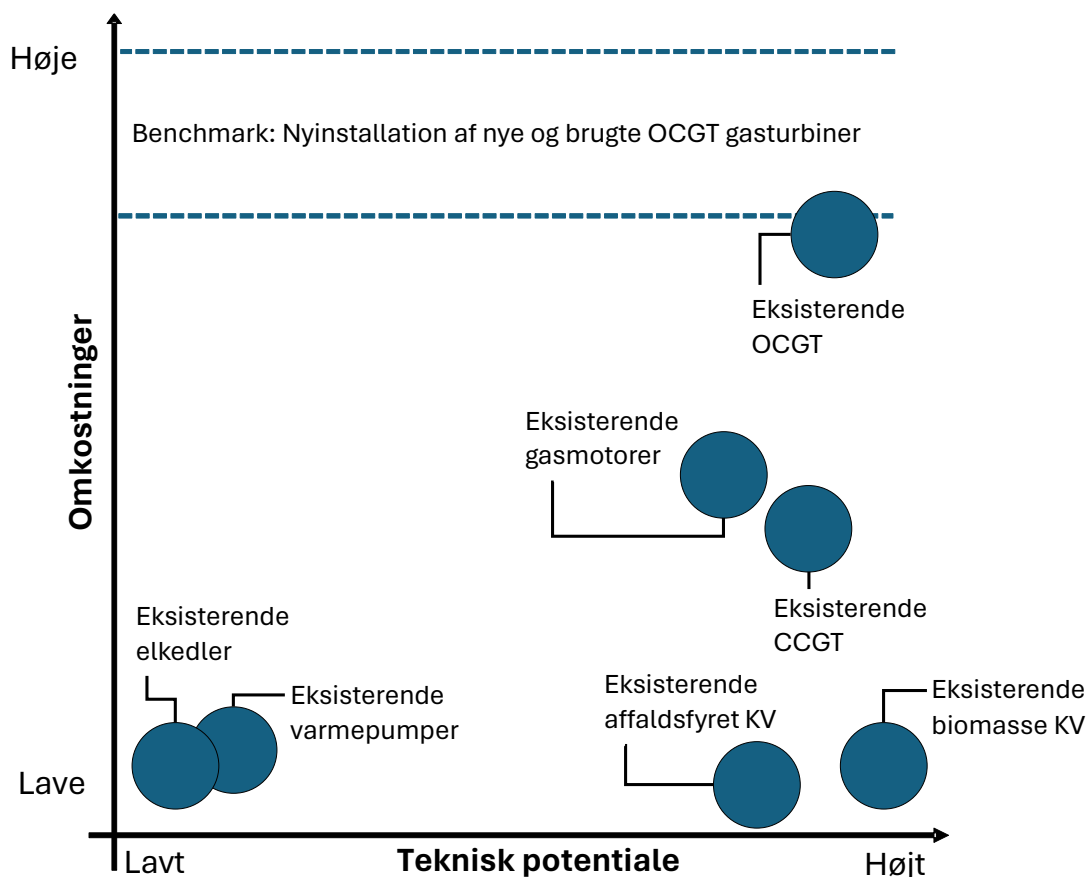
Hvorvidt de termiske anlægs nominelle eleffekt kan være til rådighed i fremtidige effektmangelsituationer afhænger af to overordnede faktorer:

- **Tilgængeligheden:** Mange af anlæggene forventes de kommende år taget ud af drift, og det er derfor nødvendigt snarligt at sikre incitamenter til at holde anlæggene driftsklare. Omkostningerne til sikring af tilgængeligheden varierer dog meget fra anlæg til anlæg pga. forskellig alder/tilstand og pga. forskelligheder i forsyningsalternativer. Dette giver store forskelle i både mobiliserings- og faste D&V omkostninger på de enkelte anlæg. Nogle anlæg kan holdes driftsklare for relativt små omkostninger, mens andre må inkludere omkostninger til fx levetidsforlængelse eller opgradering.
- **Driftsfleksibiliteten i det lokale fjernvarmesystem.** Alle de termiske anlæg kan isoleret set opfylde anlægskravene for kontinuert deltagelse i spotmarkederne, men driftsbindinger i forhold til det lokale fjernvarmesystem kan medføre begrænsninger. På nogle af anlæggene vil der følge en bunden fjernvarmeproduktion med elproduktionen, og dette kan være en begrænsning, hvis ikke varmeproduktionen kan afsættes eller lagres. Hvor det er teknisk muligt, kan en løsning være at ombygge anlægget, så der opnås en større grad af uafhængig elproduktion. En anden løsning kan være mere lagerkapacitet på fjernvarmesiden. Under alle omstændigheder vil forsyningsejede anlæg have fordele på dette område sammenlignet med industrielle anlæg, da de industrielle anlæg typisk ikke inkluderer fjernvarmelagre og alternativ produktionskapacitet.

Grafisk kan den samlede evaluering resumeres som illustreret i Figur 8, hvor indplaceringen skal ses som en meget overordnet betragtning på tværs af følgende faktorer:

- **Teknisk potentiale** (y-aksen) vægtes positivt ved en kombination af følgende:
 - Mængden af el-kapacitet er høj
 - Evnen til at levere elenergi over længere tid er høj
 - Evnen til at levere el uden tvungen fjernvarme er høj
 - Komplexiteten i forbindelse med mobilisering er lav
- **Omkostninger** (x-akse) vægtes positivt ved en kombination af følgende:
 - Mobiliseringsomkostningerne er lave
 - Faste D&V omkostninger er lave
 - Aktiveringsomkostningerne er lave

Helt generelt skal fremhæves, at indplaceringen i Figur 8 er en meget generel kategorisering/kvalificering, hvor der fx ikke er skelnet imellem modtryksanlæg og udtagsanlæg, og hvor der ikke er differentieret mellem de enkelte konkrete anlæg vedr. bortkølemuligheder, opgraderingsbehov, automatisering, mv. Nyinstallation af OCGT anlæg er indplaceret som et bånd, da elkapaciteten på nyinvesteringer kan være vilkårlig stør.



Figur 8 Overordnet sammenstilling af de forskellige alternativer, der kan anvendes til realisering af elkapacitet til effektsstøtte.

Samlet set er der altså rigtig gode muligheder for at mobilisere omkostningseffektiv effektstøtte sammenlignet med nyinstalleret OCGT, hvor også brugte OCGT er en mulighed.

For at undgå at miste samfundsøkonomisk attraktiv elkapacitet er det derfor vigtigt hurtigst muligt at etablere incitamentet for at modvirke skrotningsplanerne.

Bilag 1: Nøgledata for rent varmeproducerende anlæg

Formålet med dette bilag er at etablere et konsistent datagrundlag for de rent varmeproducerende anlæg, som varmforsyningerne har som alternativ, hvis de ikke nødvendigvis skal investere i elproducerende kapacitet.

Datagrundlaget for rent varmeproducerende anlæg vil fx skulle bruges, hvis der ønskes en vurdering af, hvad omkostningerne for elkapaciteten i kraftvarmeanlæg er, idet der så skal kompenseres for den varmekapacitet som følger med. Indførelse af en kapacitetsmekanisme forudsætter opgørelse af CONE (Cost Of New Entry), som angiver prisen for at implementere mere elkapacitet på forskellig vis, herunder både nye anlæg og eksisterende anlæg. I en sådan beregning for et kraftvarmeanlæg er det fair, at implementeringen af elkapaciteten ikke skal belastes af omkostningerne for den medfølgende varmekapacitet. I en modregning af et tilsvarende rent varmeproducerende alternativ er det således vigtigt, at modregningen tager udgangspunkt i et datagrundlag, hvor der er konsistens på tværs. Sikring af konsistensen forstærkes af, at der er vidt forskellige omkostningsstrukturer på de forskellige teknologier. Derfor etablerer dette bilag omkostningsgrundlaget for de rene varmeproducerende anlæg med udgangspunkt i omkostningsgrundlaget for de tilsvarende kraftvarmeanlæg.

Principper for etablering af et konsistent omkostningsgrundlag:

- Generelt er mobiliserings- og faste D&V omkostninger opgivet som hhv. kr/MWe og kr/MWe/år. Disse omregnes til specifikke varmerelaterede tal via C_m -værdierne opgivet.
- Et rent varmeproducerende anlæg vil dog være væsentligt billigere i specifikke omkostninger, bla. fordi det er væsentlig simplere, uden turbine mv., og idet kraftvarmeanlæggene er dampproducerende og driftes ved højere tryk og temperatur.
- For rent varmeproducerende kedler baseret afbrænding af biomasse og affald regnes med et omkostningsomfang på 50 % i forhold til de tilsvarende kraftvarmeanlæg.
- For rent varmeproducerende kedler baseret på afbrænding af gas regnes med et omkostningsomfang på 10 % i forhold til de tilsvarende kraftvarmeanlæg (CCGT og gasmotorer), da teknologispringet her er meget stort.
- Aktiveringsomkostninger [kr/MWhq] for rent varmeproducerende anlæg estimeres på grundlag af samme forudsætninger som kraftvarmeanlæggene, dvs. markeds- og rammebetingelser fremskrevet til 2030.

For de rene varmeproducerende kedler er datagrundlaget samlet i nedenstående tabel.

	Mobiliseringsomkostninger [Mkr/MWq]	Fast D&V [tkr/MWq/år]	Aktiveringsomkostninger [kr/MWhq]
Gaskedel	0 – 0,10	6 - 8	600 – 900
Luftbaseret varmepumpe	0 – 0,005	15 - 20	150 - 250
Biomassekedel	0 – 0,026	130 - 175	150 - 250
Affaldskedel	0 - 0,019	190 - 310	100 - 200

Tabel 3 Oversigt over omkostningsestimater for eksisterende rent varmeproducerende anlæg.