

Opdatering af

Analyse af den gasfyrede

decentrale kraftvarmesektor i Danmark

Kunderapport

Marts 2025

Kolofon

Titel:	Opdatering af Analyse af den gasfyrede decentrale kraftvarmesektor i Danmark
Rapportkategori:	Kunderapport
Forfatter:	Niels Bjarne Rasmussen
QA:	Helle Gottschalk Nygaard
Dato for udgivelse:	31.03.2025
Copyright:	Dansk Gasteknisk Center a/s
ISBN-nr.:	978-87-7795-449-8
Sagsnummer:	D-0246
Sagsnavn:	Analyse om den gasfyrede decentrale kraftvarmekapacitet
Emneord:	analyse, gasfyret, kraftvarme, kapacitet, brint, nødkøling, spotpris, markeder, skrotning

Indholdsfortegnelse	Side
1. Indledning	5
1.1. Metode.....	5
1.2. Sammenfatning og konklusion.....	6
2. Energi Producent Tælling, EPT2021-23.....	9
2.1. Kategorier.....	9
2.1.1. Motorbaserede NG	11
2.1.2. Motorbaserede biogas.....	12
2.1.3. Gasturbiner	14
2.1.4. Kombianlæg	15
2.2. Kapaciteter og produktion	16
3. Interview og erfaringsindsamling	19
3.1. Restlevetid (KV-leverandører og -værker)	21
3.1.1. Bergen Engines.....	21
3.1.2. Anonym 1 motorleverandør	23
3.1.3. Motorleverandør.....	23
3.1.4. Anonym 2	23
3.1.5. Vildbjerg Tekniske Værker	24
3.1.6. Ringkøbing Fjernvarmeværk	24
3.2. Stilstandsomkostninger, Driftsomkostninger, Tarifstruktur (KV-værker)	24
3.2.1. Stilstandsomkostninger.....	25
3.2.2. Driftsomkostninger – kippris/marginalpris.....	26
3.2.3. Varighedskurver for elspotpris, 2021-23	31
3.2.4. Evidas nye tarifstruktur	32
3.2.5. Investeringer	33
3.3. Om bypass af varmedel – nødkøling.....	34
4. Om brint som brændstof til motorer	37
4.1. Motorleverandør Bergen engines.....	37

4.1.1.	100 % Naturgas, 100 % biogas eller en blanding mellem de 2 gasser:.....	37
4.1.2.	Metan som brændstof	37
4.1.3.	Trinløs regulering mellem brint og metan	37
4.1.4.	Brint som brændstof	38
4.1.5.	Et fast blandingsforhold mellem metan og brint.....	38
4.2.	Anonym motorleverandør	38
4.3.	Motorleverandør.....	38
4.4.	Motorleverandør Jenbacher	39
4.5.	Sammenfatning om brint som brændstof	39
5.	Fremtidig kapacitet	40
5.1.	Forskellige markeder og samspillet mellem dem	40
5.2.	Skrotning	42
5.3.	Forslag til ny struktur for rådighedsbetaling	44
Bilag 1. Beregning af pris for minimumrådighedsbud på systemydelser		47

1. Indledning

Energistyrelsen og DGC har indgået aftale om, at DGC opdaterer kunderapporten fra juli 2013 om "Analyse af den gasfyrede kraftvarmevaresektor" (decentrale kraftvarmeværker). Heri inkluderes Evidas nye transporttariffer.

I tillæg hertil blev forespurgt om en teoretisk analyse af de tekniske muligheder for at omstille eksisterende gasmotorer og turbineanlæg til anvendelse af brint, skønnede omkostninger og el- og varmeeffekt.

Emneoverskrifterne for opgaven er:

- Værkernes levetider og servicecyklus
- Stilstandsomkostninger
- Tarifstruktur for gas (Evida)
- Skøn over fremtidig kraftvarmekapacitet
- Bypass af varmedelen i kraftvarmeværker
- Mulighed for at konvertere kraftvarmeanlæg til brintdrift

1.1. Metode

Energiproducenttælling

En analyse af Energi Producent Tælling (EPT) fra årene 2021, 2022 og 2023 er blevet anvendt til at give en status for den installerede og aktive effekt af decentral kraftvarme (KV) omfattende naturgasfyrede motorbaserede KV-anlæg, gasturbiner og kombianlæg samt biogasbaserede KV-anlæg, alle med anvendelse af naturgas eller biogas som hovedbrændsel.

Restlevetid

En nøgleparameter for vurdering af den fremtidige kapacitet af decentral kraftvarme er restlevetiden for de eksisterende kraftvarmeanlæg. I rapporten fra 2013 blev restlevetiden vurderet ud fra en statistisk årlig driftstid og installationsåret. Denne metode viser sig uhensigtsmæssig på nuværende tidspunkt, idet den årlige driftstid nu varierer mellem 0 og 4000 timer pr år, hvilket umuliggør samme metode som i tidligere rapport. I stedet er restlevetiden vurderet fortrinsvis ud fra interviews af motorleverandører og anlægsejere for KV-anlæg.

Interviews

En række parter er blevet interviewet med henblik på at få en vurdering af forskellige parametre som restlevetiden for decentrale KV-anlæg, stilstandsomkostninger, driftsomkostninger, betydning af Evidas tarifstruktur m.v. Desuden blev spurgt ind til muligheden for bypass af varmedelen for KV-værker, muligheden for konvertering til brint samt et skøn over den fremtidige kraftvarmekapacitet.

Interviewene koncentrerede sig om De "Fire Store" motorleverandører til KV-anlæg, en række KV-værker, Dansk Fjernvarme og Danske Commodities. Kontakterne blev fundet ud fra internt kendskab til relevante kontakter, hvorefter interviewene førte til yderligere relevante kontakter.

Varighedskurver

Varighedskurver for elspotpriser i årene 2021-23 blev dannet ud fra data downloadet fra Energinet.dk. Heraf kan timefordelingen af elspotpriserne over hvert af årene ses.

1.2. Sammenfatning og konklusion

Følgende gasfyrede anlæg blev taget i betragtning i opgaven: Motorbaserede, gasturbinebaserede og kombianlæg. Energi Producent Tællingen (EPT-2021-23) blev lagt til grund for en status for den installerede og aktive effekt af decentral kraftvarme (KV).

Biogasmotorer er kategorien med den største produktion af el, selv om det er kategorien med lavest installeret effekt. Biogasmotorer har i gennemsnit lige knapt 50 % driftstid. Naturgasmotorer har den største installerede effekt og den største uudnyttede effekt til rådighed. Driftstiden for alle kategorier tilsammen er kun ca. 10 %, og for naturgasbaserede anlæg er driftstiden væsentlig mindre end 10 %. Samlet set er der derfor et stort uudnyttet potentiale. Fra 2011 til 2023 er elkapaciteten for gasfyrede anlæg reduceret med ca. 10 %, mens produktionen af el er reduceret med ca. 2/3.

Restlevetiden skal deles op i en teknisk restlevetid og en økonomisk restlevetid. Den tekniske restlevetid er stort set uendelig, idet langt de fleste motorer kan opgraderes teknisk i mange årtier. Den økonomiske restlevetid er afgørende og er først og fremmest afhængig af, hvilke økonomiske omgivelser anlægsejeren skal navigere i. Heri indgår alle indtægter og udgifter for drift og vedligehold samt lovgivningsmæssige krav og afgifter for KV-anlægget.

Stilstandsomkostninger er de omkostninger, som anlægsejeren under alle omstændigheder skal betale, selv om anlægget ikke er i drift i løbet af året. Data fra 5 forskellige anlæg viser en meget stor spredning, og et vægtet gennemsnit giver ca. 140.000 DKK/MW_{el}/år (fortrinsvis mellem 100.000 og 200.000).

Tidligere havde man en såkaldt kippris, som er den spotpris for el, hvor man skiftede mellem gaskeddrift og KV-drift på det enkelte anlæg. Ved høj elpris kørte man med KV-anlægget, og med lav elpris med gaskedlen. Det har ændret sig, idet de fleste anlæg nu har en hel palette af forskellige varmeproducerende anlæg. Det omfatter solvarme, gaskedler, elkedler, varmepumper og kraftvarmeanlæg. Flere har også biomassebaserede varme- og KV-anlæg.

I stedet for kippris opererer man nu med et beregningsprogram, som viser hvilke(t) anlæg man skal køre med afhængigt af elspotpris, gaspris, solindfald, varmebehov og lagerbeholdning af varme. Den afgørende parameter er lavest mulig varmepris.

Varighedskurver for elspotprisen viser, at (i 2023) ligger prisen i langt de fleste timer mellem 300 og 1000 DKK/MWh_{el}, og at det i dette prisinterval er mest hensigtsmæssigt at køre med varmepumpe. Ved meget lave spotpriser (under -200 DKK/MWh_{el} (negativ)) kan man opnå negative varmepriser med elkedler og varmepumper. Ved meget høje elpriser kan man opnå negativ varmepris med KV-anlægget.

Evidas ændring i tarifstruktur har isoleret set ikke de store konsekvenser for værkerne. Imidlertid er der stort set samtidig sket en forøgelse af CO₂-afgiften for værkerne, hvilket er en forbrugsafhængig udgift. Værkerne mærker derfor disse to ændringer tilsammen som forøgelse af både faste og variable udgifter.

Det var vanskeligt at indhente svar på prisen for hovedrenovering af motorer. Svarene giver et relativt stort spænd på 1-2 mio. DKK/MW_{el}.

Bypass af varmedelen på et KV-anlæg kan være ønskeligt, hvis der i en krisesituation er brug for elektriciteten, men ikke brug for varmen. KV-værker med solvarme og/eller varmepumper kan have tekniske installationer i forbindelse med disse, som vil kunne anvendes (evt. efter til-/ombygning) til nødkøling af overskudsvarme. En rådgiver med erfaring i nødkøling har angivet prisen 0,6 mio. DKK for et nyt anlæg til bortkøling af 4 MW varme.

Vedrørende spørgsmålet om brint som brændstof til KV-motorer kom en række svar ind med større eller mindre detaljeringsgrad. Det ser ud til, at spørgsmålet om brint som brændstof er stillet lidt tidligt i forhold til den kommercielle interesse for dette. Analysen om dette spørgsmål kan derfor blive mere fyldestgørende på et senere tidspunkt. Det følgende er en sammenfatning af svarene vedrørende brint som brændstof.

- Alle fire "store" motorleverandører har motorer eller er ved at udvikle motorer, som kan køre på 100 % brint eller en fast blanding af brint og metan/naturgas
- Kun nogle leverandører kan tilbyde en glidende overgang fra ét brændstof til et andet
- Drift med brint kan betyde en nedgang i last til 75 % af naturgasdrift
- Det har ikke været muligt at indhente priser på brintmotorer
- Sikkerhedsgodkendelse og sikkerhedsaspekter er ikke berørt i analysen, men vil selvfølgelig blive relevante i forbindelse med konkrete brintfyrede anlæg

Det er meget vanskeligt at forudsige den fremtidige kapacitet af decentral gasfyret kraftvarme. Ud fra interviews med alle de ovennævnte parter er det bedste gæt en opdeling af værker efter fire kategorier herunder:

Kategori 1 – 30 % -- Motoren kører til den står af og skrottes derefter

Kategori 2 – 40 % -- Service udføres til næste hovedrenovering, derefter Kategori 1

Kategori 3 – 20 % -- Hovedrenoverer motorer og fortsætter i markedet

Kategori 4 – 10 % -- Udskifter motorer når nødvendigt

Dansk Fjernvarme har gennemført en medlemsundersøgelse (Maj 2023), som tyder på, at ca. 40 % af den regulerbare kapacitet, som var til rådighed i 2022, vil være taget ud af drift i 2030, og 80 % af kapaciteten vil sandsynligvis være taget ud i 2040.

Såfremt det ønskes at bevare en større del af den regulerbare kapacitet, kan der etableres ordninger, som understøtter det. Ved interviews og besøg hos de ovennævnte parter fremkom forslag til en mulig ny struktur for rådighedsbetaling til KV-værker. Stilstandsomkostninger for et KV-anlæg blev fundet til ca. 140.000 DKK/år/MW_{el}. Hvis KV-værker fik dette beløb i betaling for at stå 100% til rådighed, ville man forøge chancen for rådighedskapacitet i fremtiden. Betalingen kunne alternativt være minimum 15-20 DKK/MW_{el} pr. time, som værket står til rådighed, hvilket man forholdsvis nemt kunne indføre under den nuværende ordning i regulerkraftmarkedet.

Omkostningerne ved en sådan betaling for at stå til rådighed ville være mindre end 1% af den gennemsnitlige spotpris for el over et år, og skrotningsrisikoen ville reduceres betydeligt.

2. Energi Producent Tælling, EPT2021-23

Energi Producent Tællingen eller EPT er en statistik over energiproducenter i Danmark udgivet af Energistyrelsen. Den er baseret på indberetninger fra energiproducenterne til Energistyrelsen via EnergiData Online, og den er opdelt på årsbasis.

I statistikken indgår en række parametre, fx anlægsstørrelse, produktionskapacitet, energiforbrug, energiproduktion m.v. I princippet er det en statistik over energikonvertering stort set fra en hvilken som helst energiform til henholdsvis el og varme, dog ikke højtemperaturvarme. I statistikken indgår, hvor meget el og varme der leveres til el- og fjernvarmenet.

2.1. Kategorier

Til brug i dette projekt er EPT for årene 2021 til 2023 anskaffet i form af et Excel regneark. De forskellige kategorier af energiproducenter, som bruger gas, fremgår af nedenstående tabel.

Tabel 1 EnergiProducent-Tælling for årene 2021-2023 (alle tre tællinger inkluderet)			
Kategori	Antal (bruger gas)	Kapacitet	Indgår i rapport
Dampkedel	3 stk. (triple tælling)	mange MW	nej (ingen elproduktion)
Dampturbine	9 stk. (triple tælling)	mange MW	nej (ikke decentral)
Forbrændingsmotor	Hundreder	mange MW	inkluderes
Gasturbine	24 bruger gas (triple tælling)	adskillige MW	inkluderes
Kedel	hundreder	mange MW	nej (ingen elproduktion)
Kombianlæg	30 stk. (triple tælling)	mange MW	inkluderes
Nødstrømsanlæg	4 stk. (triple tælling)	få MW	nej
Varmepumpe Kombi	4 stk. (triple tælling)	få MW	nej
Varmepumpe Luft	2 stk. (triple tælling)	1 MW	nej

Opgaven omfatter decentral kraftvarme. Foruden de naturgasbaserede decentrale anlæg er her også inkluderet biogasbaserede gasmotorer samt delvist gasoliebaserede forbrændingsmotorer og gasturbiner. Der er i alt registreret 8.545 anlæg for de tre år, hvor de fleste tæller tredobbelt. Der er derfor knapt 3.000 forskellige anlæg i statistikken. Dampturbiner er centrale værker og indgår ikke. Dampkedler og kedler producerer ikke el og indgår ikke.

Anlæggene er sorteret efter brændsel på følgende måde:

Hver af brændselsandelene Naturgas (NG), Biogas (BG) eller Gasolie (GO) beregnes. Hvis et af brændslerne NG, BG eller GO er over 50 %, indikeres dette brændsel som værende brændslet for dette KV-anlæg. Der skelnes ikke mellem naturgas og opgraderet biogas (bionaturgas), idet bionaturgassen leveres gennem naturgasnettet, og certifikater for bionaturgas indgår ikke i analysen.

Hvis alle tre er 0, er et andet brændsel (4. brændsel) brugt. Hvis ingen brændsler er brugt, indikeres -1. Hvis indikationen for det enkelte anlæg er 0 eller -1, anvendes data for det samme anlæg fra 2011, hvis det findes i denne tidligere statistik. Data fra 2011 indgår i den tidligere rapport fra 2013.

Muligheden, at alle tre brændsler er under 50 %, men kun disse er anvendt, vil være meget sjælden og kan negligeres. Det samme gælder for to brændsler præcis 50 %, hvilket i praksis er umuligt.

Efter denne sortering er der stadig en større mængde anlæg, som ikke har brugt brændsel i 2021-23, og som ikke har registreret brændselstype i 2011. Her måtte tys til interne erfaringer fra DGC's arbejde med emissionsmålinger gennem mange år. Herved blev de sidste motorer kategoriseret bortset fra ganske få.

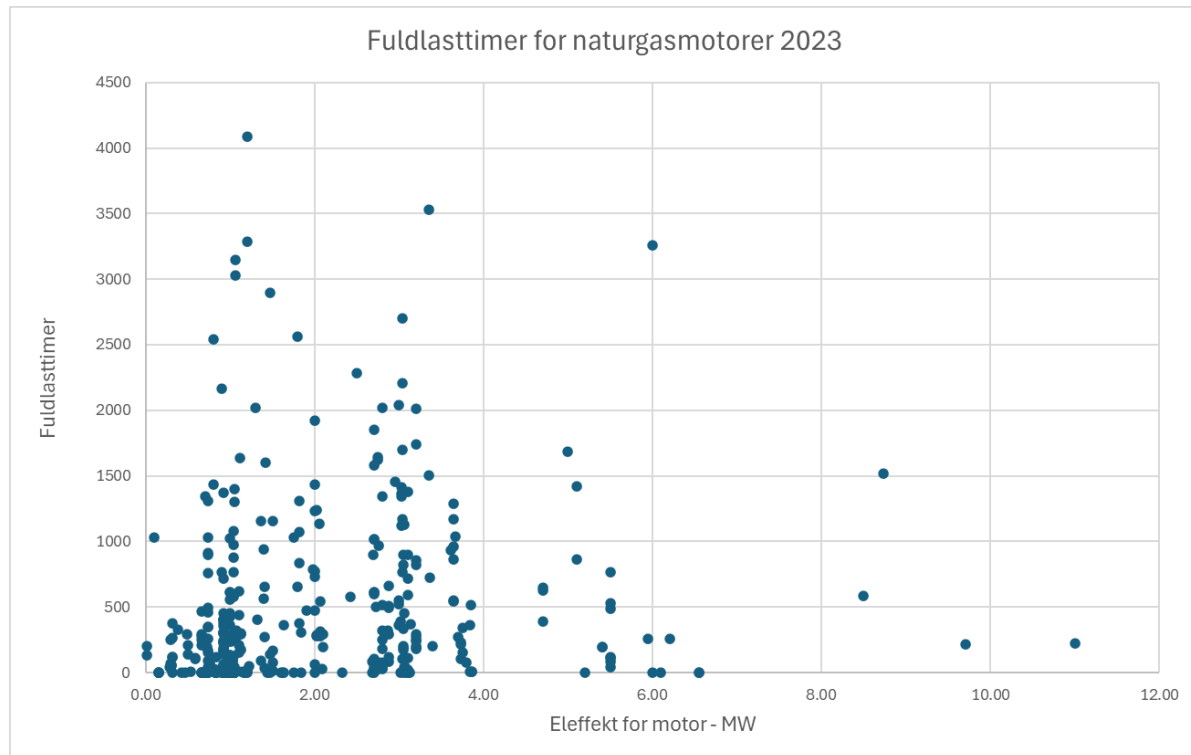
Følgende kategorier er blevet optalt for årene 2021 til 2023:

- Forbrændingsmotorer
 - Naturgas
 - Biogas
 - Gasolie
- Gasturbiner
 - Naturgas
 - Gasolie
- Kombianlæg
 - Naturgas

I det følgende er kun året 2023 medregnet i statistikken, idet det viser sig, at der stort set ikke er sket nogen ændring i antallet af anlæg i ovenstående kategorier i årene 2021 til 2023. Desuden er 2022 et usædvanligt år pga. de meget høje energipriser. I statistikken indgår ikke anlæg, som er skrottet i det enkelte år eller tidligere.

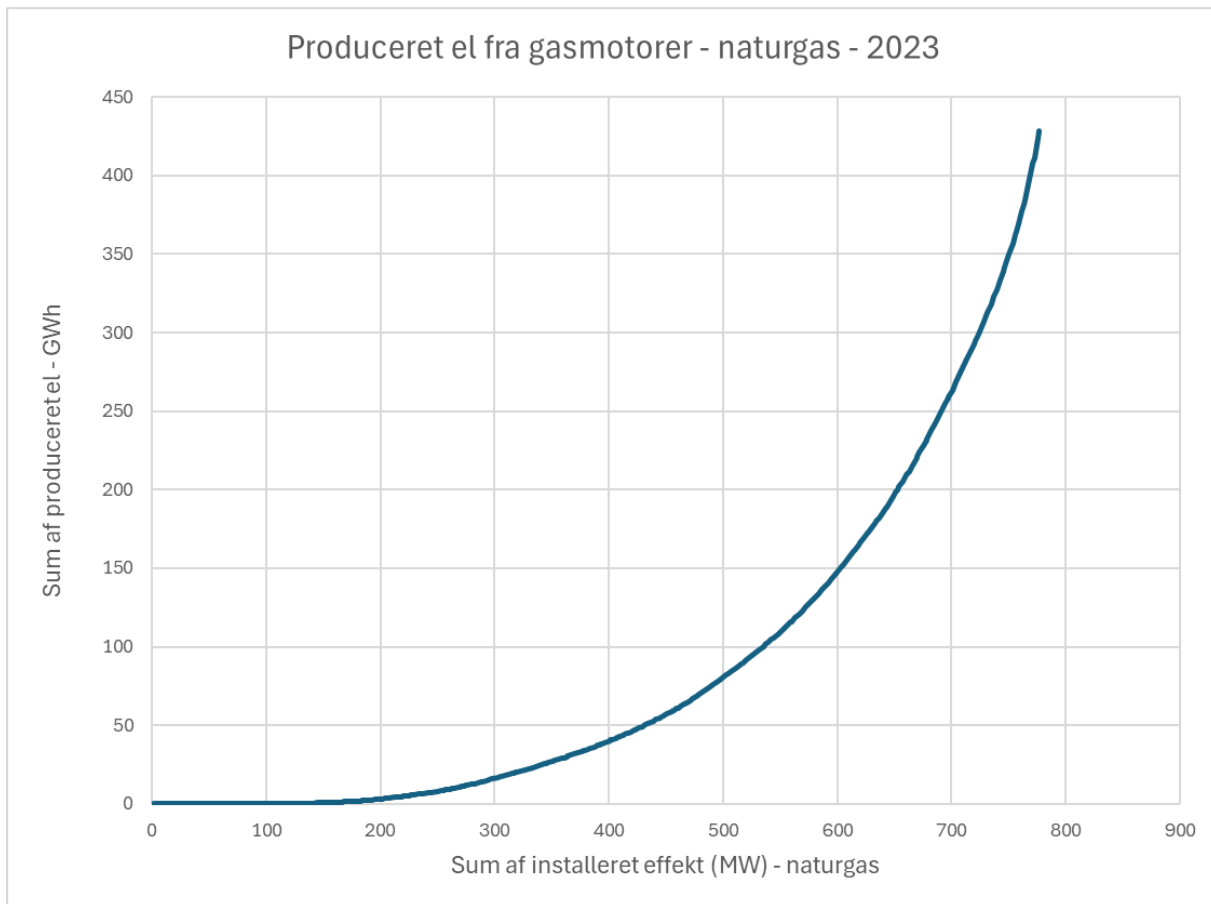
2.1.1. Motorbaserede NG

Figur 1 viser beregnede fuldlasttimer for naturgasmotorer i 2023 som funktion af el-effekten fra anlægget. Det ses, at en meget stor del af anlæggene ligger under 500 driftstimer.



Figur 1 Fuldlasttimer for naturgasmotorer i 2023 som funktion af el-effekten fra anlægget

De samme motorer blev sorteret efter fuldlasttimer i 2023 og derefter summeret op, både for el-effekt i MW og for produceret el i GWh. Figur 2 viser resultatet. De første knap 100 MW af anlæggene blev aldrig startet i 2023, dvs. de anlæg, som havde nul driftstimer. Den første halvdel af den installerede effekt med lavest antal driftstimer (knap 400 MW) har kun leveret ca. 10 % af produktionen (ca. 40 GWh), mens den anden halvdel har leveret resten. Der er derfor et stort potentiale af uudnyttet el-effekt, som kunne aktiveres i krisesituationer med mangel på elproduktion eller brud på elkabler.

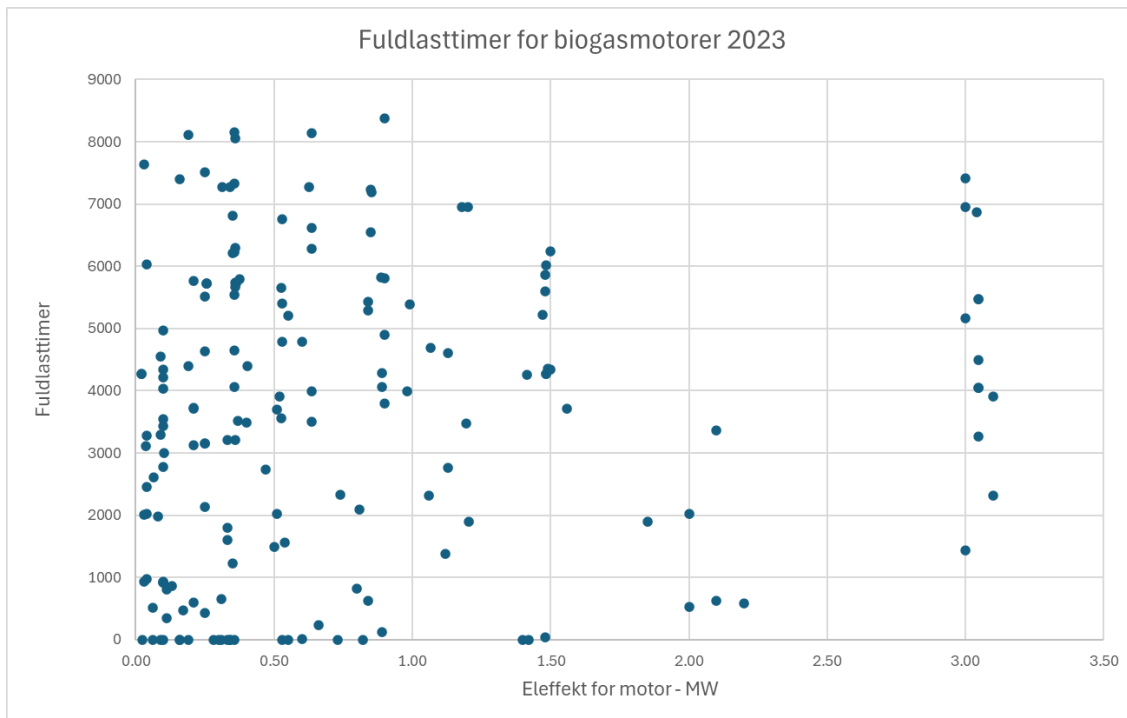


Figur 2 Summen af produceret el i 2023 som funktion af sum af installeret el-effekt for naturgasmotorer

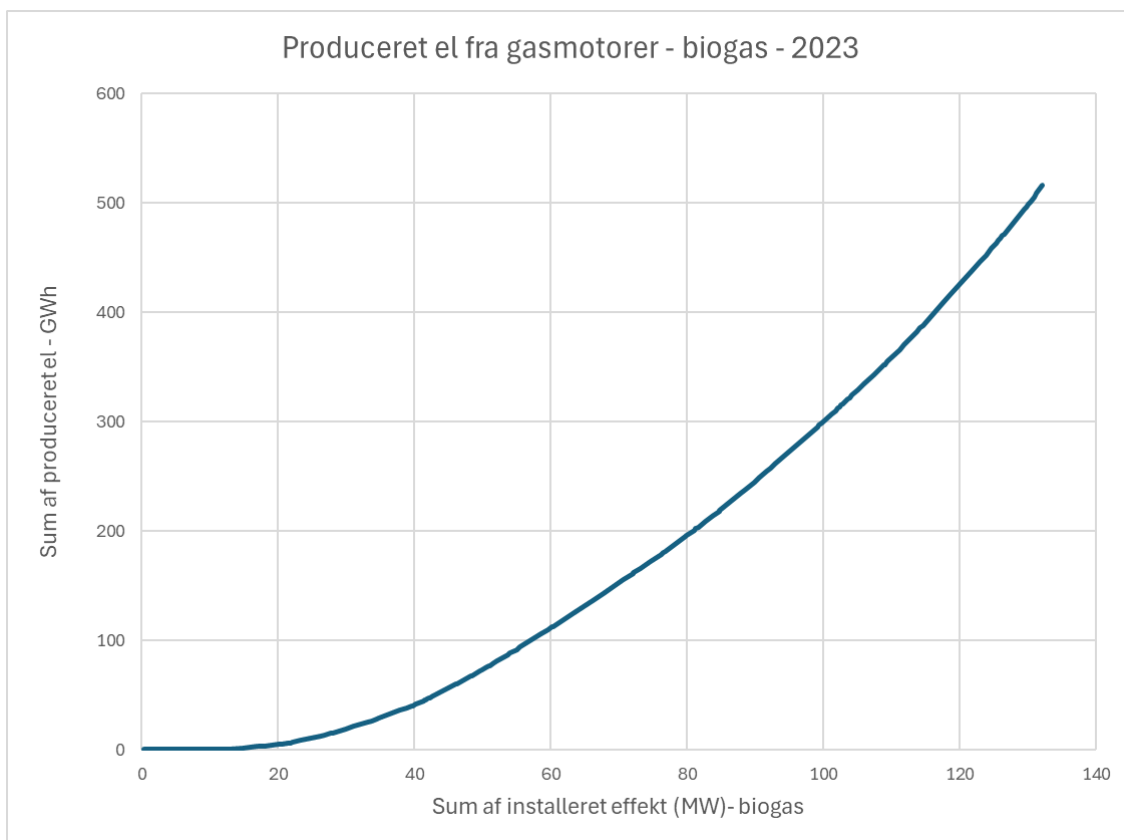
2.1.2. Motorbaserede biogas

Figur 3 og figur 4 viser de tilsvarende data for biogasmotorer. Det ses, at biogasmotorerne ligger meget mere spredt over diagrammet, idet der er næsten lige så mange motorer over 4.000 driftstimer årligt som under 4.000 timer. Tilsvarende er summen af den producerede effekt for biogasmotorer mere lineær som funktion af summen af installeret effekt. Det ses, at den producerede el fra biogasmotorer overgår produktionen fra naturgasmotorer, selvom den installerede effekt er ca. 6 gange mindre.

Der er kun et mindre potentiale for rådighedskapacitet for biogasmotorer, idet størstedelen af disse blot kører med den gas, der nu er til rådighed fra biogasanlægget. Der er dog et mindre antal biogasmotorer, som står stille hele året, hvilket muligvis skyldes, at biogasproduktionen fra disse biogasanlæg nu opgraderes til naturgasnettet, og motorerne står blot standby til mulig produktion af el, hvis det bliver gunstigt.

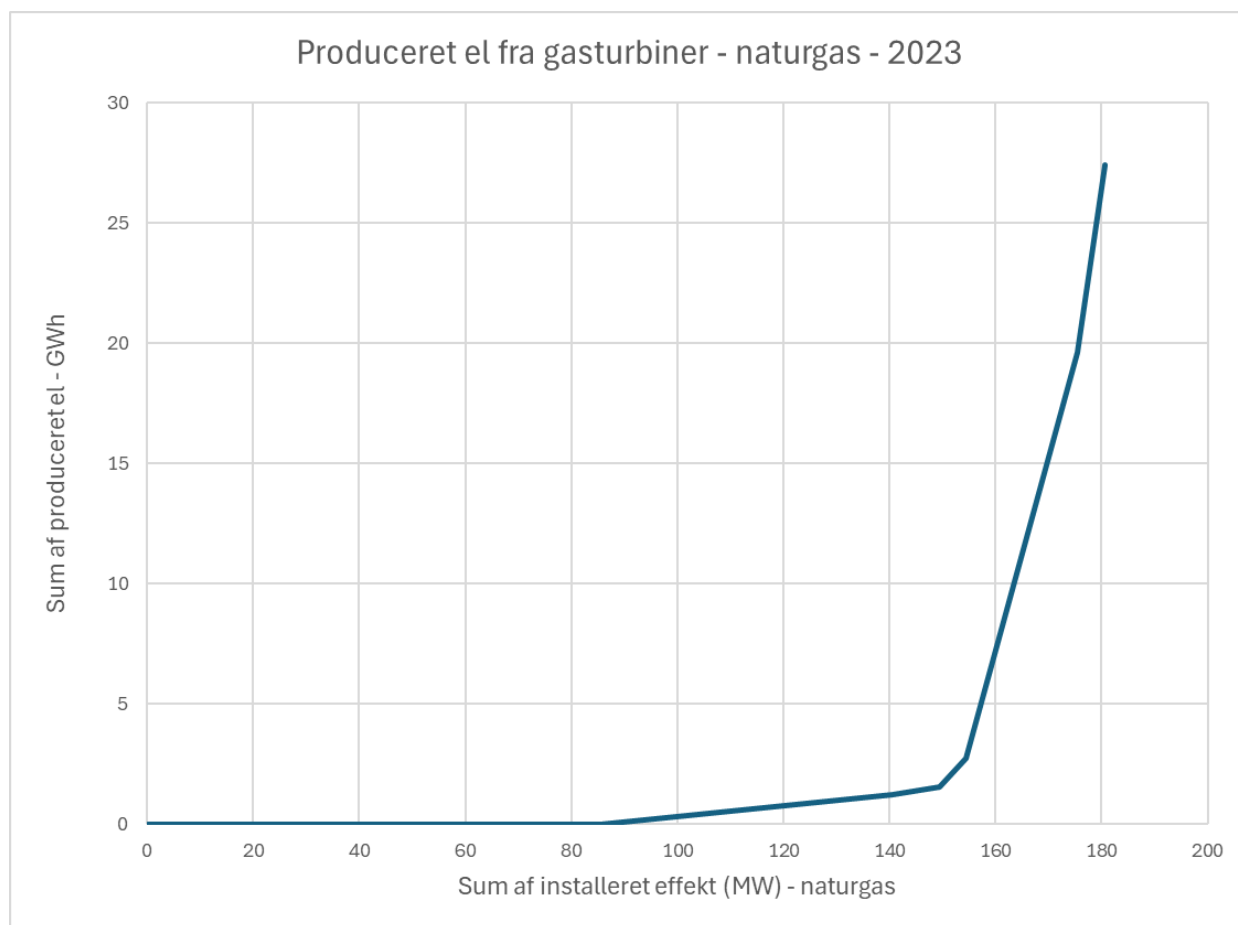


Figur 3 Fulldlasttimer for biogasmotorer i 2023 som funktion af el-effekten fra anlægget



Figur 4 Summen af produceret el i 2023 som funktion af sum af installeret el-effekt for biogasmotorer

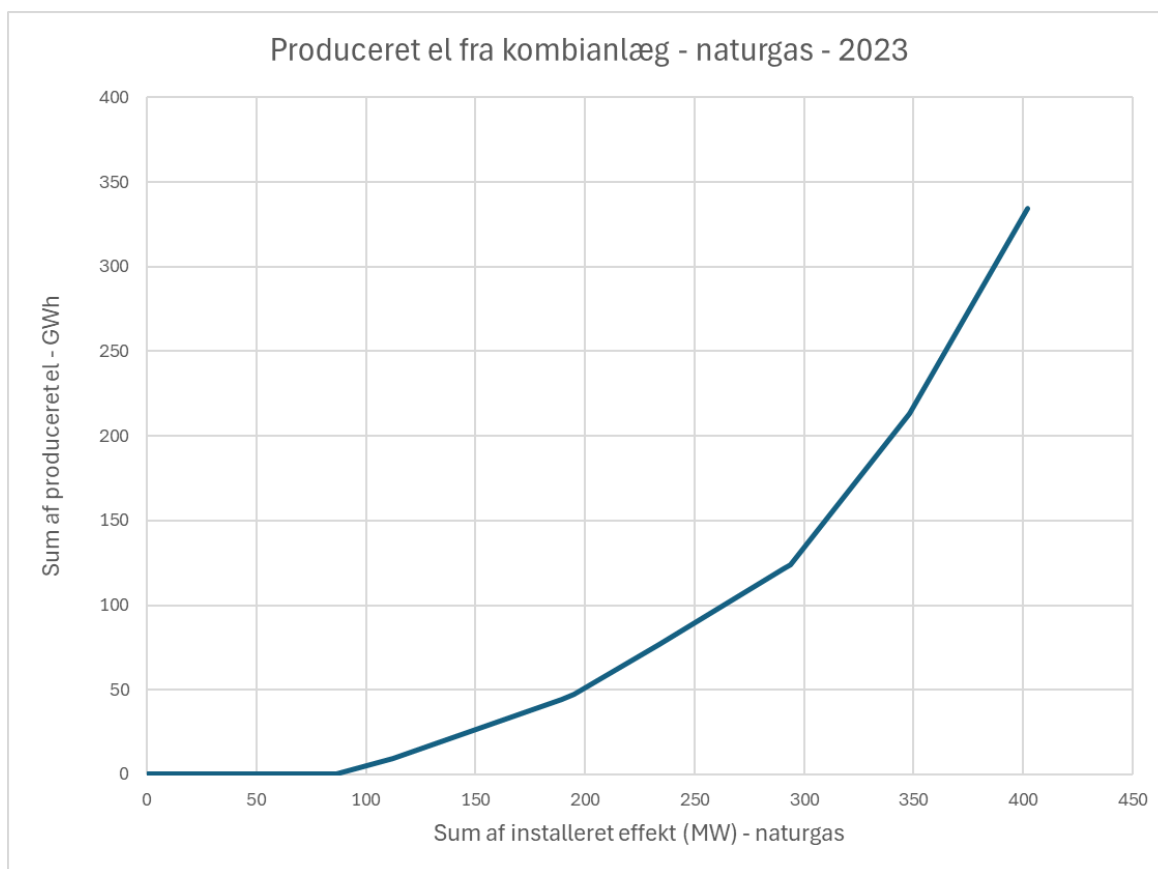
2.1.3. Gasturbiner



Figur 5 Summen af produceret el i 2023 som funktion af sum af installeret el-effekt for gasturbiner fyret med naturgas

Gasturbiner fyret med naturgas har samlet set en meget lille produktion, også i forhold til den installerede effekt. Hvis gasturbinerne derfor bibeholdes, er der et væsentligt potentiale for rådighedskapacitet for elproduktion.

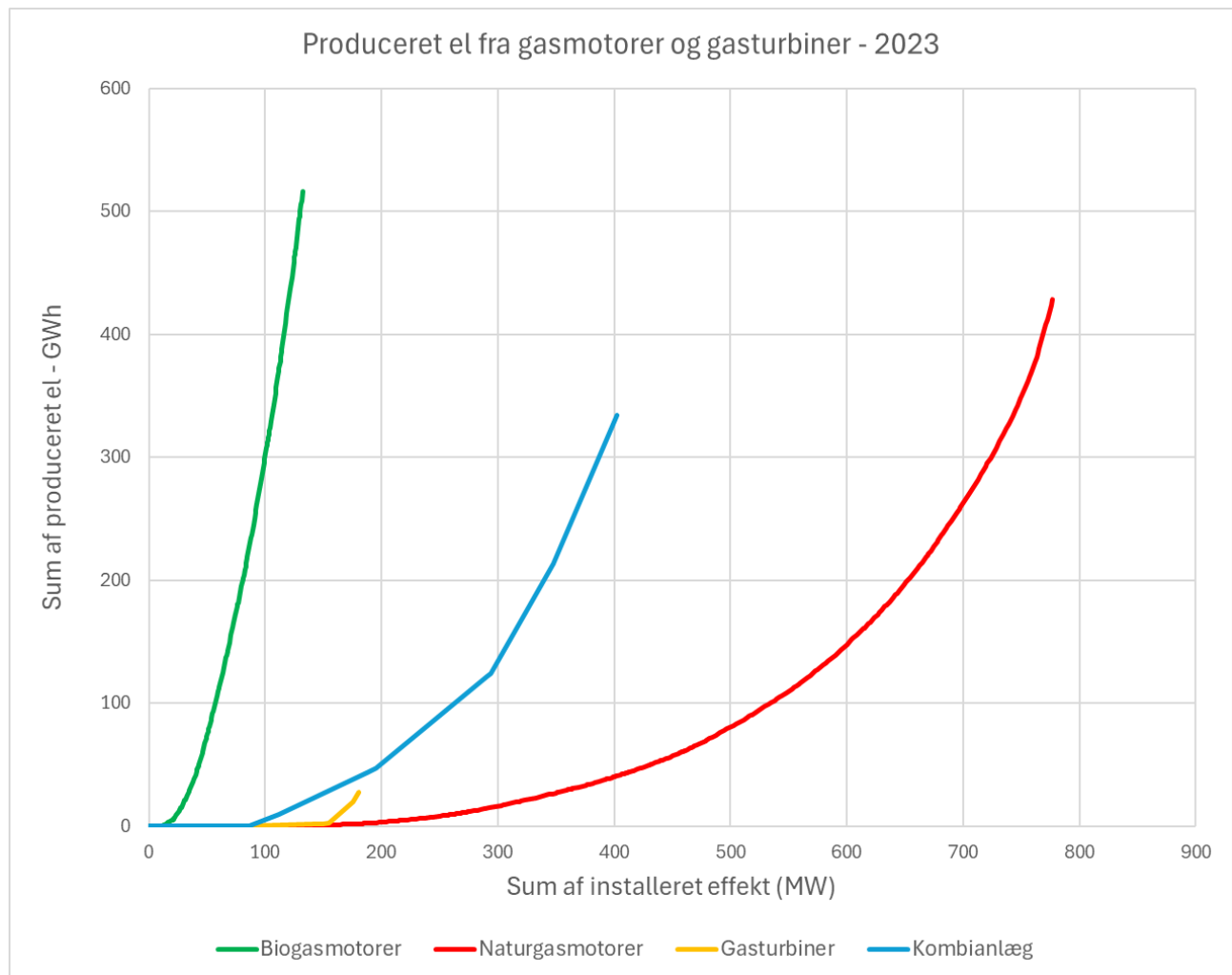
2.1.4. Kombianlæg



Figur 6 Summen af produceret el i 2023 som funktion af sum af installeret el-effekt for kombianlæg fyret med naturgas

Kombianlæg fyret med naturgas antages fortrinsvis at være combined cycle-anlæg. Der er her ligeledes et uudnyttet potentiale, dvs. en rådighedskapacitet for elproduktion.

2.2. Kapaciteter og produktion



Figur 7 Summen af produceret el i 2023 som funktion af sum af installeret el-effekt for gasmotorer fyret med naturgas og biogas samt gasturbiner og kombianlæg fyret med naturgas

Figur 7 viser et samlet diagram for de fire kategorier vist på de tidligere figurer. Det ses, at biogasmotorer samlet set har den største produktion, selv om de har den laveste installerede el-effekt. Naturgasmotorer har den største samlede el-effekt, og der er et stort potentiale for yderligere produktion, hvis det er nødvendigt.

Tabel 2 viser elproduktionen fra gas i 2023 for gasmotorer, gasturbiner og kombianlæg. Antallet af anlæg for hver af kategorierne er stort set uændret fra 2021 til 2022 og 2023. Der er derfor ikke tendens til skrotning af anlæg i denne periode. Det er dog ikke sikkert, at dette vil holde fremover, som nævnt i senere kapitler. Driftstiden for alle kategorierne tilsammen er i gennemsnit kun 10 %

af fuldtid vægtet efter kapaciteten (875 timer af 8760 timer). For biogasmotorer er driftstiden knapt 50 % af fuldtid, og resten er under eller væsentligt under 10 % af fuldtid.

Man skal gøre sig klart, at de værker, som kan stille sig til rådighed for opregulering af elproduktionen, ikke er de værker, som har daglig eller regelmæssig drift af KV-enheden, idet de ikke kan byde ind med yderligere produktion, når de er i drift. Det er de værker, der aldrig eller næsten aldrig kører, som kan være til rådighed for opregulering. Som det fremgår af senere afsnit, vil et manglende økonomisk incitament for at stå til rådighed betyde en forøget risiko for skrotning.

Tabel 2 Elproduktion fra gas i 2023 for gasmotorer, gasturbiner og kombianlæg

		Elproduktion fra gas 2023 (kilde EPT 2021-23)					
		Naturgasmotorer	Biogasmotorer	Naturgasturbiner	Naturgas kombi	Sum	
Antal	2021	388	179	7	10		
	2022	389	177	7	10		Ændring
	2023	388	175	7	10		2011-23
Installeret el-effekt (MW)		777	132	181	402	1492	-10%
Gns. effekt/enhed (MW)		2.0	0.76	26	40		
Produktion (GWh)		428	516	27	334	1306	-67%
Fuldlasttimer gns.		551	3904	152	831	875	-63%
% effekt = 0 timer		12	6.4	47	21		
% effekt < 100 timer		28	8.0	83	21		
% effekt < 500 timer		62	9.5	86	49		
% effekt < 2000 timer		95	11.1	100	87		
		Elproduktion fra gas 2011 (kilde DGC-rapport 2013)					
		Naturgasmotorer	Biogasmotorer	Naturgasturbiner	Naturgas kombi	Sum	
Antal	2011	610	170	16	9		
Installeret el-effekt (MW)		971	69	139	487	1666	
Gns. effekt/enhed (MW)		1.6	0.41	8.7	54		
Produktion (GWh)		1969	264	334	1414	3980	
Fuldlasttimer gns.		2027	3828	2401	2903	2389	

Tabel 3 viser ændringen af installeret effekt fra 2011 til 2023. Samlet set er reduktionen af kapaciteten ca. 10 %, hvilket er en beskeden reduktion i forhold til, hvad man kunne have forventet pga. ringere økonomiske betingelser for kraftvarmeanlæg. Produktionen af el er derimod reduceret væsentligt, nemlig ned til ca. 1/3 i forhold til 2011 (se tabel 2). Skrottede anlæg er ikke inkluderet i tællingen.

Tabel 3 Ændring i installeret effekt fra 2011 til 2023 for gasmotorer, gasturbiner og kombianlæg

Ændring i installeret effekt 2011-23 (kilde DGC-rapport 2013 og EPT 2021-23)							
	Naturgasmotorer	Biogasmotorer	Naturgasturbiner	Naturgas kombi	Sum		
Install. el-effekt (MW) 2011	971	69	139	487	1666		
Install. el-effekt (MW) 2023	777	132	181	402	1492		-10%
Ændring (MW)	-194	ikke medregnet	42	-85	-237		
Forudsagt ændring (MW)	-283	ikke medregnet	-48	-74	-405		

3. Interview og erfaringsindsamling

I forbindelse med indhentning af data til projektet er en række motorleverandører og kraftvarmeværker blevet kontaktet, og to KV-værker er besøgt. Der er indkommet mange data, meninger og holdninger til de gældende forhold for KV-værker.

Internt i DGC er der trukket på erfaringer gennem mange års emissionsmålinger og anden rådgivning for KV-værker. På den måde er der indhentet kontakter til værker og leverandører, og disse kontakter har igen henvist til yderligere kontakter. I alt 4 leverandører og 8 KV-værker er kontaktet for indhentning af data. Desuden er Danske Commodities og Dansk Fjernvarme kontaktet.

I nedenstående tabel fra 2011 fremgår det, at "De fire store" leverandører af gasmotorer til det danske marked udgør over 90 % af produktionskapaciteten for el. Der er ikke sket store forskydninger af dette siden 2011 og heller ikke store udskiftninger af motorer, og disse udgør derfor stadig langt størstedelen af produktionskapaciteten. Ved interview af motorleverandører til kraftvarme er der derfor fokuseret på disse fabrikater.

Følgende emner er der specielt spurgt ind til ved interview og besøg:

- Restlevetid
- Stilstandsomkostninger
- Evidas tarifstruktur
- Hvilke markeder kan værkerne byde ind på?
- Anvendes kippris-/marginalprisberegninger?
- Mulighed for konvertering af motorer til brint?
- Pris for bortkøling af varme

Tabel 4 Antal installerede motorer, deres elkapacitet og naturgasforbrug mv. Tabellen viser kun anlæg, der alene er naturgasfyrede. Reference: Energiproducenttællingen 2011.

Motorfabrikat	Model	Antal værker	Antal gasmotorer	Elkapacitet [MW _e]	Naturgasforbrug [TJ]	η _{el}
Caterpillar	34	3	3	1,1	11,9	34,7
	35	72	108	106,8	2.373,7	36,1
	36	19	30	98,4	1.468,0	37,1
	cm34	2	3	18,0	550,6	42,7
Caterpillar, i alt		96	144	224,3	4.404,2	
Jenbacher	56	1	1	0,1	7,5	31,3
	200	1	1	0,3	11,0	27,9
	300	106	157	128,2	2.806,4	36,7
	400	11	13	15,7	382,2	39,9
	600	24	38	93,9	2.215,3	39,5
Jenbacher, i alt		143	210	238,2	5.422	
Rolls-Royce	K	49	76	216,9	4.533,2	40,3
	B	4	4	23,8	519,7	44,1
Rolls-Royce, i alt		53	80	240,7	5.052,9	
Wärtsilä	25	14	22	53,1	973,8	38,7
	28	4	6	26,9	271,9	39,2
	32	2	3	19,2	206,9	40,1
	34	8	11	63,9	1.296,7	41,5
	175	2	3	2,5	1,1	33,9
	220	3	3	15,5	420,7	41,5
Wärtsilä, i alt		33	48	181,1	3.171,1	
Ovenstående i alt		325	482	884	18.051	
Øvrige motorer i alt		75	128	87	1.155	
"De fire store" udgør		81 %	79 %	91 %	94 %	
Total, alle		400	610	971,0	19.206	36,9

3.1. Restlevetid (KV-leverandører og -værker)

Følgende spørgsmål blev stillet vedrørende restlevetid:

- 1) Er det muligt at bestemme restlevetiden for et motorbaseret KV-anlæg?
- 2) Ud fra den tidligere rapport (fra DGC 2013) kan det forstås sådan, at en hovedrenoveret motor er så god som ny?
- 3) Hvis den så også bliver opgraderet til nyeste teknologi, har den vel i princippet lige så lang teknisk levetid som en ny motor?
- 4) Er det mere et spørgsmål om den økonomiske levetid fremfor en teknisk levetid, nemlig hvor længe det kan betale sig at holde motoren kørende ud fra de økonomiske rammebetingelser?

Adskillige besvarelser er indsat nedenfor. Det fremgår af besvarelserne, at mekanisk kan man "nulstille" motorerne og for de fleste også styringen på disse. Men beslutningen om at opgradere motorerne afhænger i høj grad af det økonomiske landskab, man skal navigere i. Det ser mest ud til, at under de nuværende forhold vil adskillige motorer kun køre, så længe de kan holde, hvorefter de bliver skrottet.

Det er ikke muligt at opgøre restlevetiden på samme måde som i rapporten fra 2013. Man kan ikke skønne en driftstid, som det blev gjort i 2013, idet der er meget stor spredning på den årlige driftstid. Selv hvis man spurgte alle 800 anlæg om deres skønnede restlevetid, ville det ændre sig med hver ny ændring i de økonomiske rammebetingelser. Som det fremgår af besvarelser fra motorleverandører, er der i princippet en uendelig levetid for motorerne, hvis de bliver hovedrenoveret og opdateret. Det er de økonomiske rammebetingelser, som bestemmer restlevetiden, eller sagt med andre ord: Hvis man vil have KV-værkerne til at stå til rådighed for elproduktion i fremtiden, må man betale for denne rådighed, så de har råd til at holde maskinerne køreklare, ellers må det forventes, at de bliver skrottet.

3.1.1. Bergen Engines

Bergen Engines har sendt følgende svar på spørgsmålene.

*1) **Bergen Engines-gasmotoren** har i sig selv ingen udløbsdato, forudsat at den vedligeholdes i overensstemmelse med det vedligeholdelsesprogram (RMS), der er specifikt for den pågældende motortype. I henhold til de tidsintervaller, der er defineret i RMS, udskiftes alle sliddele, hvilket sikrer, at motoren forbliver i god stand, efterhånden som driftstimerne akkumuleres.*

KV-anlægget omfatter desuden andre komponenter, der kræver løbende vedligeholdelse, herunder:

- *Generator*
- *Røggasvekslere*
- *Pumper*
- *Skorsten*
- *Ventilatorer*
- *Kompressorer.*

Vedligeholdelsen af disse komponenter kan variere betydeligt og afhænger af flere faktorer såsom:

a. Restlevetiden for generatoren afhænger blandt andet af maskinrumsluftens renhed og overholdelsen af de lovpligtige eftersyn. Hvis indsugningsluften ikke renses tilstrækkeligt, kan rotor og stator blive tilsmudset, hvilket reducerer køleeffekten på disse komponenter. Løbende vedligeholdelse er desuden afgørende for at forebygge isolationsskader m.m. i generatorens rotor- og statorviklinger.

b. Kølevandskvaliteten. For komponenter såsom motorblok, rørsystemer, røggasvekslere og pumper, der er i kontakt med kølevand, har kølevandskvaliteten en afgørende indflydelse på deres restlevetid. Hvis der ikke opretholdes fokus på dette område, kan korrosion hurtigt opstå, hvilket kan beskadige eller fuldstændig ødelægge komponenter.

c. Nogle af de vigtigste faktorer ved vedligeholdelse af pumper, kompressorer og ventilatorer er som følger: Inspektion for lækager, slid, overophedning og unormale vibrationer. Tidlig identifikation af disse fejlkilder kan markant forlænge komponenternes restlevetid. Skulle et nedbrud alligevel opstå, kan det i de fleste tilfælde udbedres til en overkommelig pris for anlæggene.

2) Det korte svar er 'Ja'.

3) Ja. Udviklingen inden for gasmotorteknologi er nået langt siden begyndelsen af 1990'erne. Gennem hele perioden og frem til i dag er der sideløbende med udviklingen af nye Bergen gasmotorer blevet designet opgraderingskit, der gør det muligt at opgradere "ældre" gasmotorer til den nyeste teknologi.

4) Ja. Afgiftspolitikken og tilskudsordningerne, der afsættes fra politisk side, har afgørende betydning for 'restlevetiden', det er der ingen tvivl om! CO₂-afgiften for større KV-anlæg og nu den nye

tarifafgift, der indføres for KV-anlæg fra årsskiftet, rammer hårdt. Dette bekræftes blandt andet af tilbagemeldinger fra (anonym) Kraftvarmeværk.

3.1.2. Anonym 1 motorleverandør

I princippet kan et motoranlæg rent teknisk "nulstilles" på sliddele ved hovedrenovering. Ældre anlæg bliver med tiden dog typisk teknologisk forældede, hvor b.la. styringer helt skal udskiftes med nyt, da ældre udstyr her ikke længere kan opgraderes. Det gælder PLC og lignende. Nogle motormodeller kan heller ikke leve op til de nyere krav for indkoblingstid på nettet i det fleksible elmarked uanset renovering.

3.1.3. Motorleverandør

I princippet er der ingen endestation for de motorer, vi har stående på de danske kraftvarmeværker, set i forhold til maksimale driftstimer eller alder. De fleste har rundet omkring 50.000 timer, og kigger vi mod udlandet på tilsvarende motorer med samme alder, ser vi mere end det dobbelte antal driftstimer.

De motorer, vi leverer og har leveret til dette segment, er medium speed (primært 750 rpm) motorer. Disse motorer er designet til mange driftstimer og har en bemærkelsesværdig højere virkningsgrad end eksempelvis en væsentligt billigere highspeed motor.

Motortypen 34SG, som der er flest tilbage af på markedet i Danmark, er en vigtig del af vores produktportefølje. Set ud fra et mekanisk synspunkt vurderer vi, at der er mange år endnu, inden Wärtsilä som virksomhed vælger ikke at supportere denne motortype.

Set ud fra et automationsperspektiv er der altid en slutdato på kontrol- og overvågningssystemer. Grundet forældelse af elektronik og generel udvikling herpå betyder det, at det på et tidspunkt vil være nødvendigt at udføre en opgradering af sådanne systemer, da reservedele ikke længere er tilgængelige. Omkostningerne hertil afhænger meget af hver enkelt installation. Sidste år udførte vi opgradering af kontrolsystemer flere steder i Danmark.

3.1.4. Anonym 2

Teknisk restlevetid: Hvis motoranlægget er i teknisk god stand, er det i høj grad op til den økonomiske restlevetid for anlægget. For lille akkumuleringstank kan have betydning, eller teknisk udfordring med akkumuleringstank kan have væsentlig betydning for et motoranlægs rentabilitet.

Økonomisk restlevetid: Ældre motoranlæg kører ofte med lavere virkningsgrader, hvilket kan betyde forringet økonomisk indtjening. Det vil dog ofte ikke være af væsentlig betydning. Usikkerhed i fremtidige elmarkeder kan have stor betydning for, om der vælges levetidsforlængelse af motoranlæg, akkumuleringsstank, varmetafter etc. Helt enig i, at det vil være økonomisk fremfor teknisk levetid, som er styrende.

Andre årsager til ophør for motoranlæg: Fortsat drift af KV-anlæg vil også afhænge af fortsat aftale med kunden, som aftager varmen eller ejer motoranlægget. Bortfald af aftale kan medføre demontering af KV-anlægget.

3.1.5. Vildbjerg Tekniske Værker

1) Ja – I øjeblikket regner jeg vores restlevetid frem til næste hovedrenovering.

2),3) Ja.

4) Helt enig – vores motorer kører ikke mange timer, da vi har flere andre grundlastenheder. Vi bruger primært vores motor som varmeproducerende enhed fra november til februar – ellers holder de stille og venter på at kunne tjene penge i regulerkraftmarkedet. Det er derfor vigtigt, at vores betaling for ydelserne i regulerkraftmarkederne kan betale vores faste omkostninger.

3.1.6. Ringkøbing Fjernvarmeværk

2),3) Mekanisk er motoren nok lige så god som ny. Jeg tror, man skal være opmærksom på, at man skal levetidsforlænge det elektriske. Generatoren har også en levetid. Den skal muligvis vikles om.

4) Ja, hvis der havde været en konstant drift på dem, som man kunne regne med, var det nemmere at kalkulere med. Vi skal selv holde hånden under dem økonomisk, og derfor bliver det et valg, man skal træffe; at vælge om de skal skrottes eller holdes i live. Vi har service på den store motor, og de to små får ikke planlagt service længere. De må køre, til de går i stykker. Når en motor har en effekt på 650 kW, så skal der mange timer til, før man kan betale for en servicemand.

3.2. Stilstandsomkostninger, Driftsomkostninger, Tarifstruktur (KV-værker)

Kraftvarmeværkerne har en række indtægter og udgifter, som skal balanceres, og værkerne er forpligtet til at tilbyde varme til forbrugerne så billigt som muligt. Denne opgave er løst på vidt forskellig vis i alle dele af landet, til dels afhængigt af lokale forhold.

Afhængigt af driftsudgifter og stilstandsudgifter pr. MWh og pr. år (delt op på driftstimer) kan man finde en mindstepris for el til et KV-værks rentable drift. Man kan så beregne, hvilken årlig betaling KV-værket skal have for at blive i drift i et givet antal timer om året.

Indtægterne for et KV-anlæg er fortrinsvis:

- Betaling for el
- Betaling for varme
- Betaling for at stå til rådighed for elproduktion
- Evt. andre indtægter

Udgifterne for et KV-værk er fortrinsvis:

- Kapitaludgifter for investering
- Driftsudgifter pr. m³ gas
- Driftsudgifter pr. MWh el
- Kapacitetsudgifter for gas pr. år
- Servicekontrakter for KV-anlæg og andre installationer
- Stilstandsvarme til motorer
- Forsikring af anlæg
- Evt. andre udgifter

Følgende spørgsmål blev stillet til en række værker vedrørende omkostninger og investeringer:

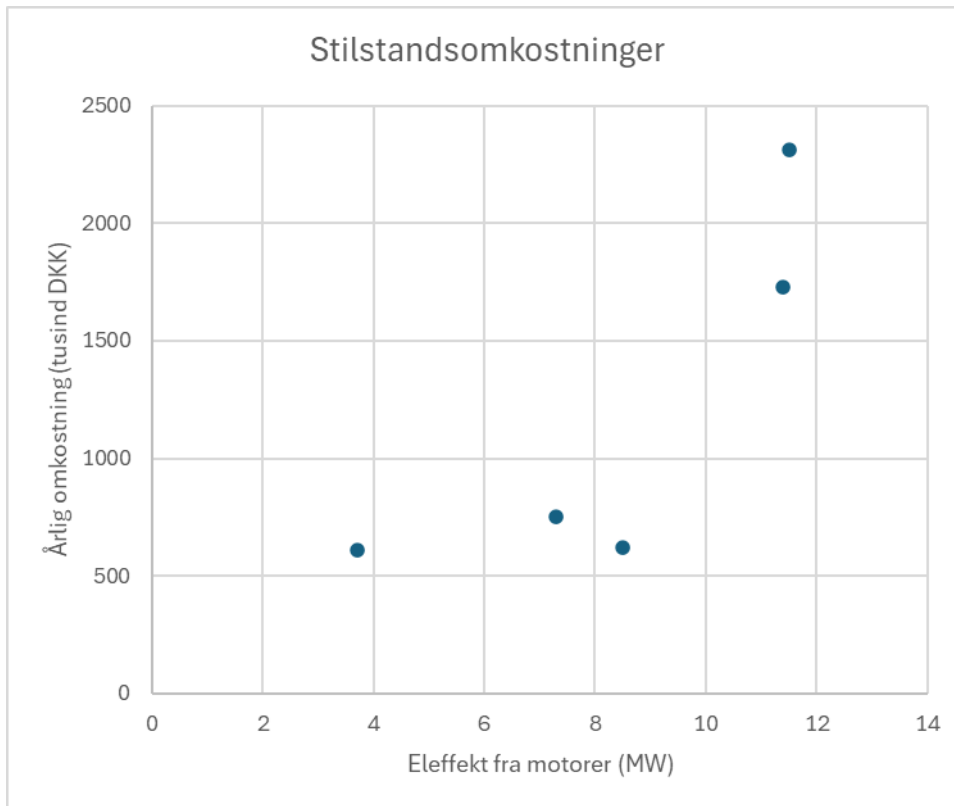
- Har du mulighed for at give information om omkostninger til lovpligtige eftersyn, service, levetidsforlængelse (hovedrenovering), forsikring, stilstandsforbrug og kapacitetsbetaling til både gas og el? Gerne for flere værker hvis muligt, kr./år.
- Er der nogen værker, der "sparer" på timerne, så de undgår hovedrenovering? Hvad er den typiske pris for hovedrenovering/(overhaling)?
- Er der nogen værker, som planlægger at investere i en ny motor?
- Hvad betyder Evidas nye tarifstruktur? Er der nogen værker, der skrotter deres anlæg på grund af ændringerne?

3.2.1. Stilstandsomkostninger

En række værker er blevet spurgt om årlige stilstandsomkostningerne for KV-anlægget. Disse omkostninger omfatter:

- Serviceomkostninger
- Forsikring
- Gastarif kapacitet
- Stilstandsvarmeforbrug (DKK/år)
- Eventuelt andet

På nedenstående figur 8 ses disse omkostninger opgjort for et antal KV-anlæg.



Figur 8 Årlige stilstandsomkostninger for en række kraftvarmeværker

Der er stor spredning på stilstandsomkostningerne for værkerne. En vægtet middelværdi kan beregnes til ca. 142.000 DKK/MW_{el}/år (ud fra et snævert statistisk materiale). Som nævnt senere i kap. 5, ville en betaling af et beløb i denne størrelsesorden til de værker, som reelt står til rådighed for opregulering af elnettet, formodentlig kunne holde opreguleringskapaciteten intakt.

3.2.2. Driftsomkostninger – kippris/marginalpris

Driftsomkostningerne for KV-anlæggene er afgørende for beslutningen, om KV-anlægget skal producere varme i et givent tidsrum, eller om andre enheder skal anvendes. De marginale udgifter og indtægter kan opdeles på følgende måde:

Marginale udgifter baseret på kørsel af motorbaseret enhed:

- Gasforbrug
- Elforbrug
- En række emissionsafgifter
- Gasafgift
- Elafgift

Indtægter:

- Betaling for el
- Betaling for varme
- Eventuelle tilskud

Driftsomkostningerne og indtægterne for KV-anlægget såvel som for andre varmeproducerende enheder indgår i beregningen af, hvilke(n) enhed(er) som skal sættes i drift for produktion af varmen. De mest avancerede fjernvarmeværker har beregningsprogrammer (regneark), som kan vise time for time, hvordan man kan optimere varmeprisen.

Følgende spørgsmål blev sendt til en række værker og leverandører:

”Tidligere brugte værkerne ofte en kippris til at styre valget mellem kedel og KV-anlæg til produktionen af varme. Nu er der en meget større palette at vælge mellem; sol, varmepumper, elkedler, biomasse osv. foruden naturgaskedlen og KV-anlægget. Bliver kippris brugt i dag? Tager man så alle muligheder i betragtning? Hvad er en typisk kippris for KV-værket?”

Anonym1

Der bruges ”kippris” på de fleste KV-værker, hvor spotprisen følges nøje i markedet grundet store variationer i udbud/efterspørgsel pga. elproduktion fra sol og vind. Alle ”produktionshåndtag” tages med i betragtning for at kunne producere varmen billigst muligt til enhver tid.

Generelt er bevågenheden dog blevet meget større for at sikre indtjening på gasmotorerne i de forskellige elmarkeder, der findes at deltage i.

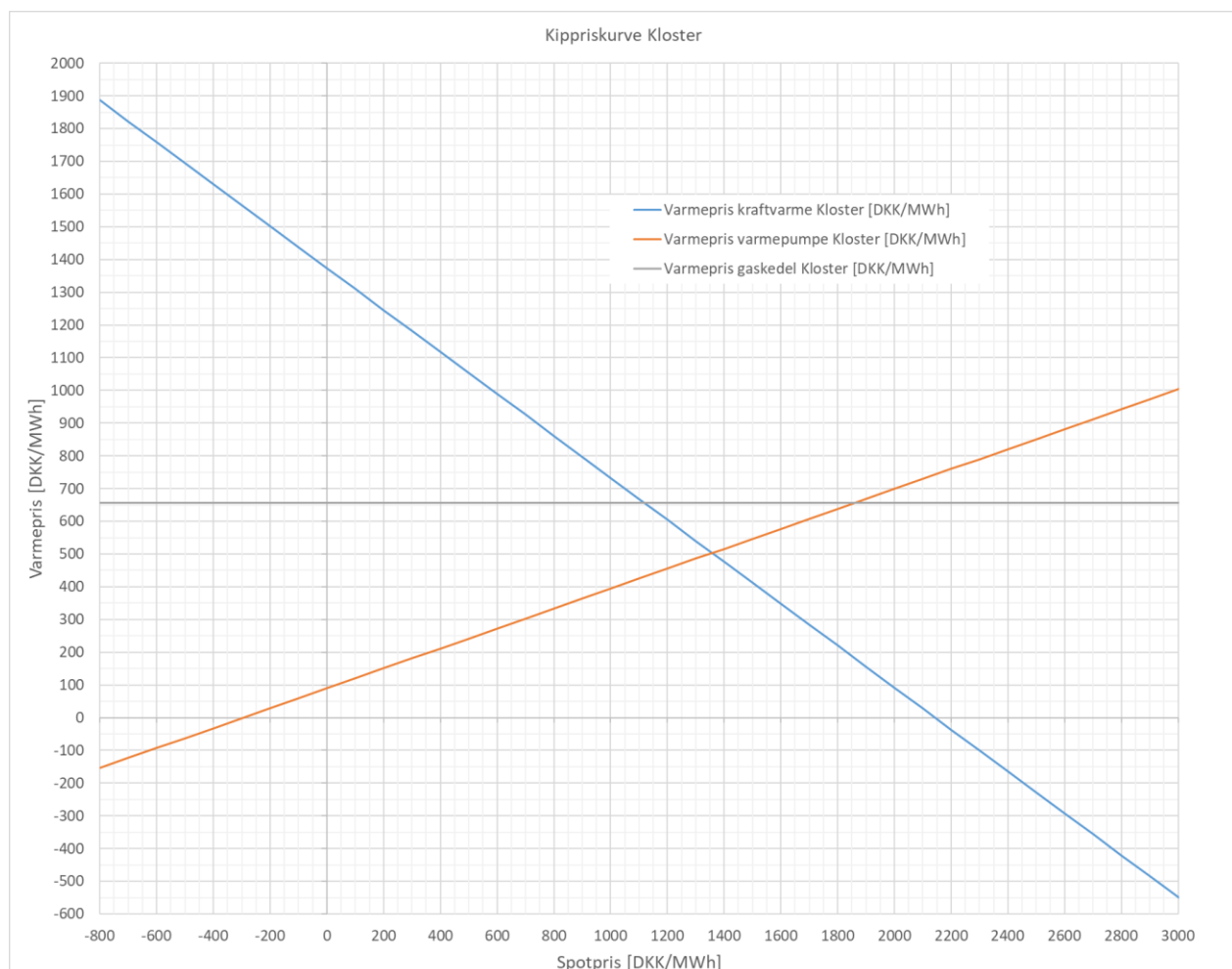
Anonym 2

Vi anvender multiple kippriser ift. styring af alle muligheder. Er ikke sikker på, at alle anvender kippriser for alle scenarier, da det kræver lidt mere at håndtere for at opnå rette optimum ift. produktionsplanlægning – men tænker, at det i en eller anden grad vil være styret på denne vis fortsat.

Ringkøbing

Ja, det bliver i allerhøjeste grad anvendt. Jeg kan sende dig et kippris-regneark.

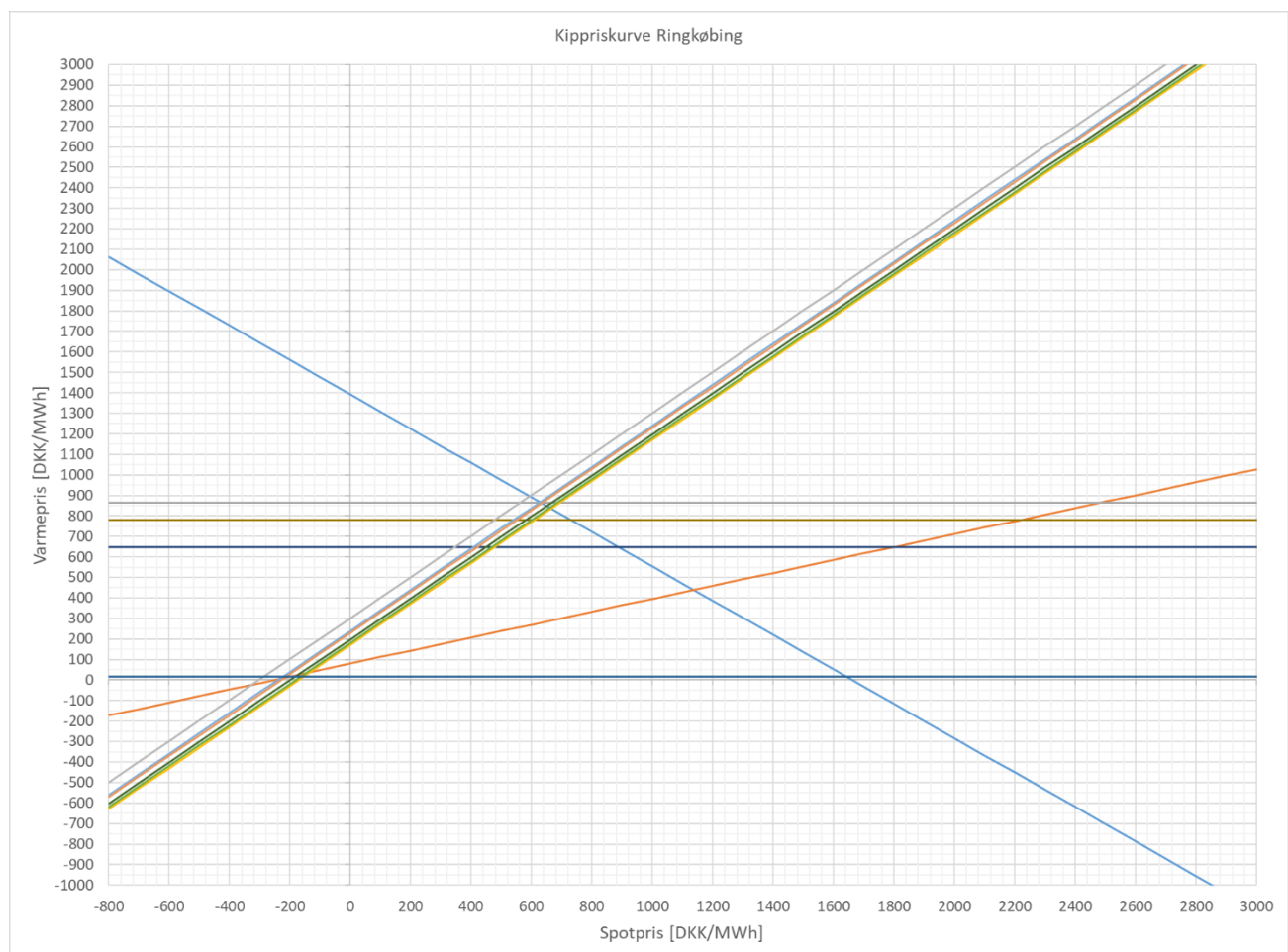
Herunder er indsat eksempler på udskrifter fra regneark, hvor varmeproduktionsprisen er beregnet med anvendelse af forskellige produktionsenheder, og hvor de enkelte driftsomkostninger og -indtægter inkluderes i beregningerne. Tidligere havde man kun en gaskedel og et kraftvarmeanlæg i diagrammet med et enkelt kippunkt, der hvor varmeprisen var den samme for de to anlæg. Nu er billedet langt mere kompliceret.



Figur 9 Eksempel på beregning af varmepris produceret med gaskedel, KV-anlæg og varmepumpe (Ringkøbing Fjernvarmeværk, gaspris 4,00 DKK/m³)

Ved en el-spotpris på ca. 1.350 DKK/MWh vil der i tilfældet på figur 9 være samme varmepris ved varmepumpe og KV-anlæg. Ved meget høje spotpriser eller ved meget lave priser kan man opnå negativ varmepris.

Figur 10 herunder viser tilsvarende beregninger ved et fjernvarmeværk, hvor der foruden gaskedler, varmepumpe og KV-anlæg er elkedler og et solvarmeanlæg. Den samlede produktionskapacitet overstiger langt, hvad værket har brug for, men de forskellige muligheder gør, at man kan melde kapacitet ind på forskellige markeder og dermed optimere varmeprisen uanset spotprisen for el. Det koster i investering, men det giver mulighed for lavere driftsomkostninger på varmen, hvilket er hoveddrivkraften for fjernvarmeværker.



Figur 10 Eksempel på beregning af varmepris produceret med gaskedler, KV-anlæg, varmepumpe, solvarme og elkedler (Ringkøbing Fjernvarmeværk, gaspris 4,00 DKK/m³)

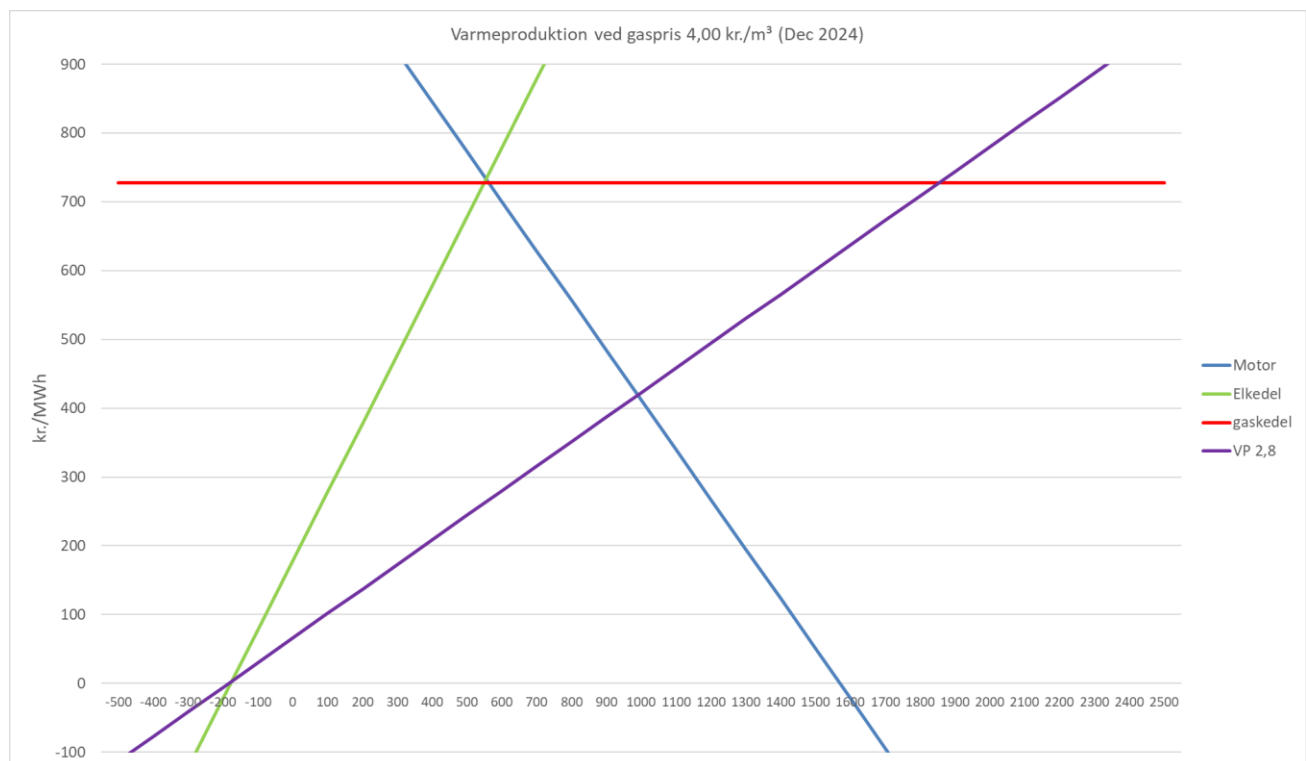
Vildbjerg

Ja, vi bruger kippris eller marginalprisen, som vi kalder det, hver dag, hvor vi sammenligner alle vores enheder.

Figur 11 herunder viser beregningen af varmeprisen for et fjernvarmeværk med henholdsvis gaskedel, elkedel, varmepumpe og et KV-anlæg. Det ses, at ligesom i de foregående eksempler vil en spotpris under -200 DKK/MWh (negativ pris) give mulighed for negativ varmepris ved anvendelse af elkedler og varmepumpe.

Ved at gå lodret op (eller ned) i diagrammerne fra en given spotpris kan man se den prioriterede rækkefølge for produktionen af varme (start af enheder) i den givne situation. Mange fjernvarmeanlæg anvender sådanne diagrammer, time for time, til at styre varmeproduktionen. For et årti siden var der næsten kun KV-anlæg og gaskedler at tage hensyn til. Men de mest fremsynede værker har investeret i først og fremmest varmepumper, men også solvarme og elkedler.

Solvarme kan i øvrigt ikke nedlukkes, og værket skal derfor sørge for, at der er afsætning på solvarmen i alle tilfælde – enten til forbrugerne, lager eller som bortkøling.



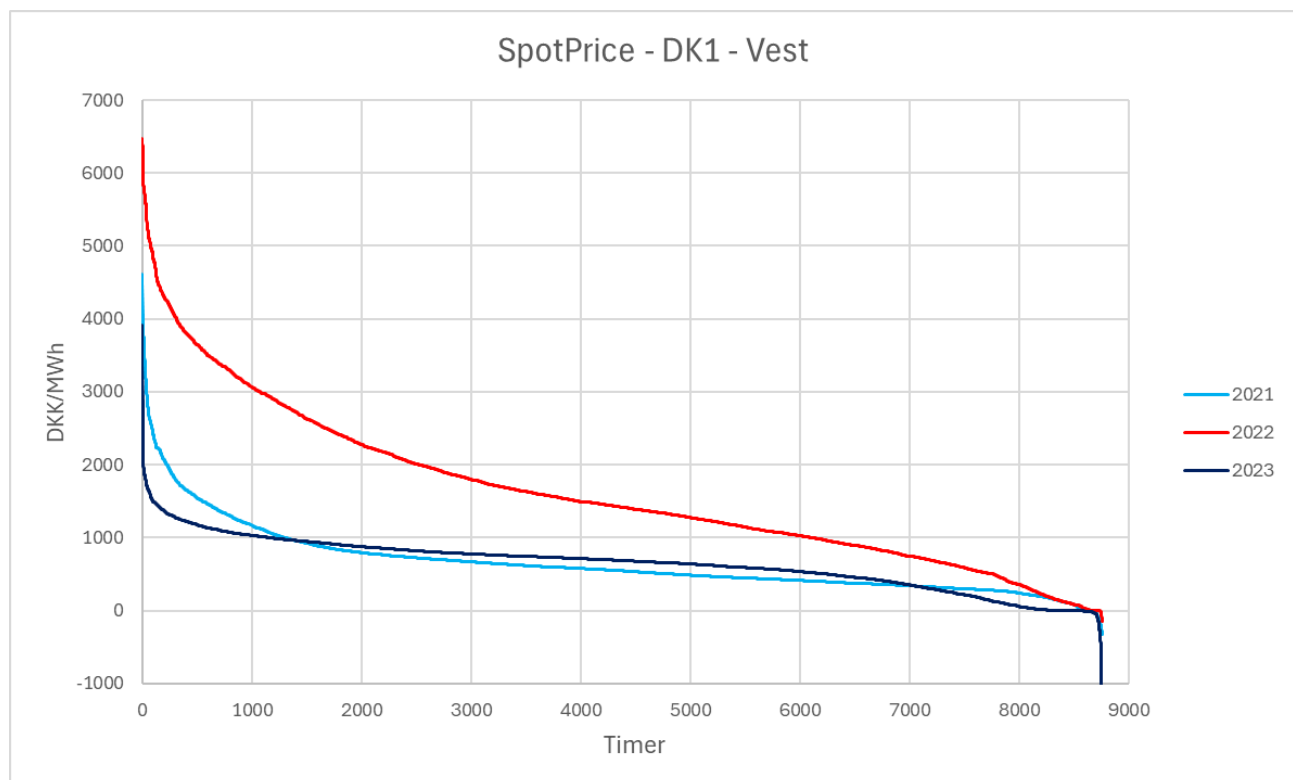
Figur 11 Eksempel på beregning af varmepris produceret med gaskedler, KV-anlæg, varmepumpe og elkedel (Vildbjerg Tekniske Værker)

3.2.3. Varighedskurver for elspotpris, 2021-23

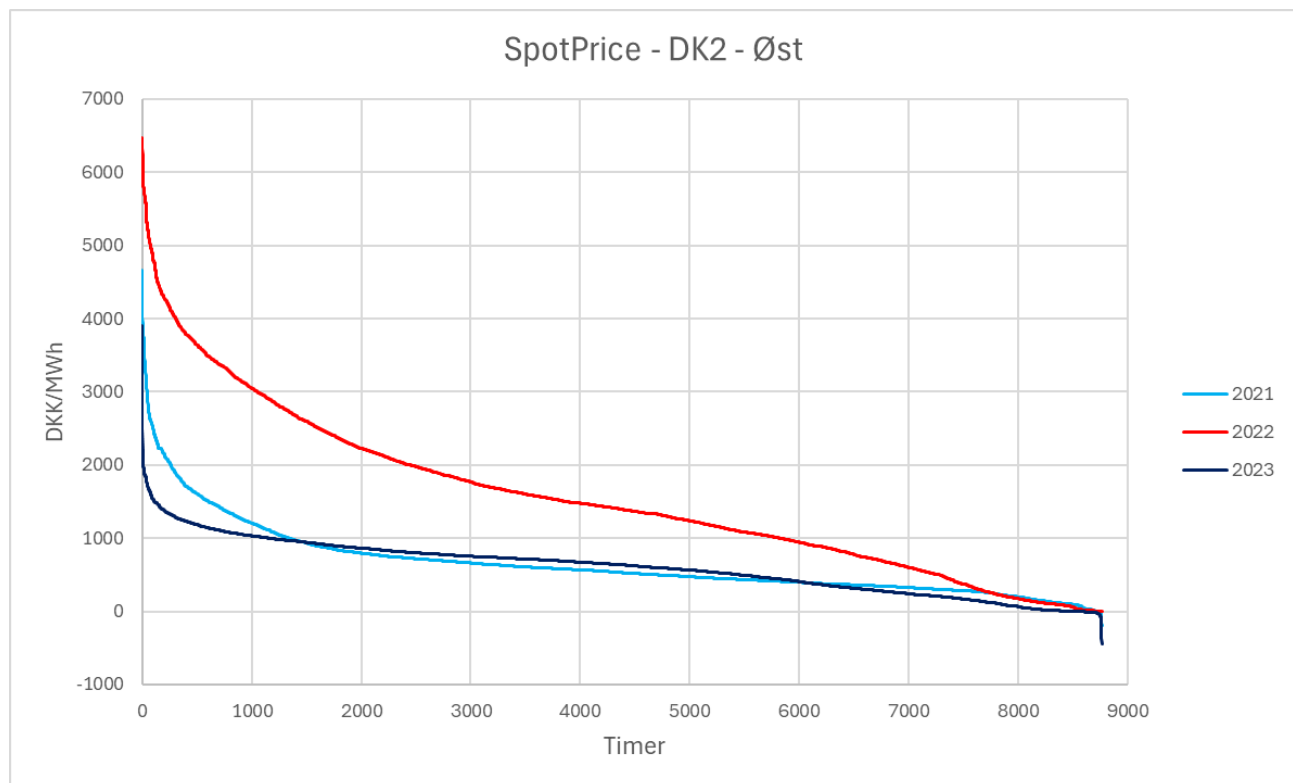
En varighedskurve for elpriser fås ved at dele året op i enkelte timer og finde prisen for hver enkelt time. Man starter med den dyreste time, sætter den ind i diagrammet på kurven (pris og placering) og kalder den time nr. 1, dernæst den næst dyreste time, time nr. 2, og så fremdeles indtil alle 8.760 timer er talt op. Et punkt på kurven (x,y) fortæller, at i x timer af året var prisen på el over prisen y på kurven.

Herunder er vist varighedskurver for el-spotprisen i årene 2021, 2022 og 2023 for både Vestdanmark og Østdanmark. Det ses, at 2022 skiller sig ud pga. de meget høje elpriser dette år. Året 2023 er nok det mest repræsentative år. Data er fra Energinets hjemmeside.

Hvis man tager udgangspunkt i 2023, kan man se, at langt størstedelen af timerne ligger med en pris på mellem 300 og 1.000 DKK/MWh for spotprisen. Ser man nu på kurverne fra det foregående afsnit, kan man se, at det er mest rentabelt at køre med varmepumper i dette prisinterval, forudsat man ikke har solvarme, som altid vil komme først. Selv hvis man kun har en gaskedel og et KV-anlæg, vil KV-anlægget kun sjældent komme i spil som grundlast ved lave spotpriser. I det tilfælde vil KV-anlægget kunne byde ind på regulerkraftmarkedet eller som sekundær varmeproducent.



Figur 12 Varighedskurve for spotprisen på el i Vestdanmark i årene 2021-23



Figur 13 Varighedskurve for spotprisen på el i Østdanmark i årene 2021-23

3.2.4. Evidas nye tarifstruktur

Den nye tarifstruktur fra Evida betyder en omlægning af tarifferne for KV-værker. I princippet skulle omlægningen betyde, at de faste udgifter bliver forøget, mens de forbrugsafhængige udgifter skulle reduceres. Som det fremgår af interviews, har Evidas ændring i tarifstruktur derfor isoleret set ikke de store konsekvenser for værkerne. Imidlertid er der stort set samtidig sket en forøgelse af CO₂-afgiften for værkerne, hvilket er en forbrugsafhængig udgift. Værkerne mærker derfor disse to ændringer tilsammen som forøgelse af både faste og variable udgifter.

Følgende spørgsmål blev stillet til en række KV-værker:

”Hvad betyder Evidas nye tarifstruktur? Er der nogen værker, der skrotter deres anlæg på grund af ændringerne?”

Herunder er gengivet korte svar fra enkelte værker:

Anonym

Ikke i første omgang – men nogle anlæg kan nok meget nemt komme i klemme, og det kan betyde, at disse ældre og mindre anlæg, som i forvejen måtte stå til en investering ift. levetidsforlængelse, kan ende med at skrottes.

Vildbjerg

De anlæg, som ikke kører meget, vil selvfølgelig overveje det. Vi ser stadig vores motorer som en del af varmeproduktionen i vintermånederne, så vi overvejer det ikke i Vildbjerg.

Ringkøbing

Den nye struktur gør, at det skal flyttes fra drift og over på stilsandsomkostninger. Det giver mindre incitament til at beholde maskinerne, da tarifstrukturen er baseret på et peak flow af gas. Det er dyrt at køre få timer. CO₂-afgiften gør, at vi kommer til at køre mindre, da det gør vores marginale pris (KIP pris) højere.

Anonym

Hvis værkets beregninger for marginalpris er korrekte, vil en omlægning af tarifstrukturen – isoleret set og med det nuværende forbrug – ikke få væsentlige konsekvenser for værket.

3.2.5. Investeringer

Følgende spørgsmål blev stillet til en række KV-værker:

"Er der nogen værker, der "sparer" på timerne, så de undgår hovedrenovering? Hvad er den typiske pris for hovedrenovering/(overhaling)?

Er der nogen værker, som planlægger at investere i en ny motor?"

Ringkøbing Fjernvarmeværk gav følgende svar:

Ja, det gør vi på de små ("sparer" på timerne, så de undgår hovedrenovering).

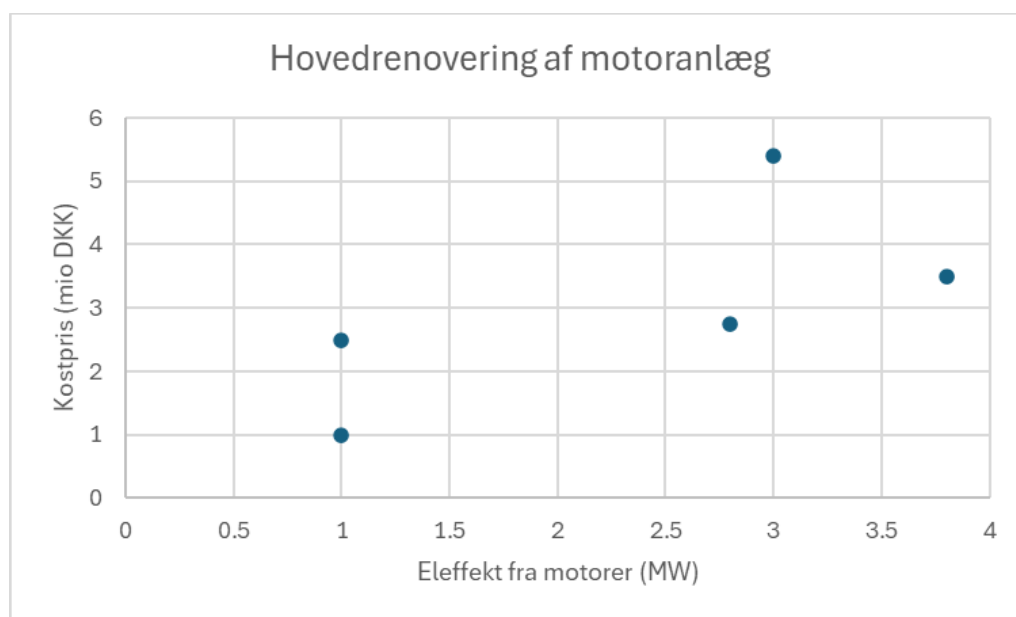
I Støvring er der installeret tre nye (motorer), og Hvide Sande har installeret en ny. Ellers har jeg ikke hørt om nogen.

Ved interview med flere værker og motorleverandører blev der givet udtryk for, at mange værker kun kører med de ældre motorer indtil de står af, og der bliver ikke investeret i hovedrenovering

eller større service. Når disse motorer ikke kan mere, bliver de skrottet. Med den nuværende markedsstruktur er der ikke dækning for større vedligehold på gamle motorer.

I tilfælde af at hovedrenoveringen betales uden for servicekontrakten, skal der lånes til denne, og afskrivning og renter skal fordeles på driftstimerne.

Spørgsmålet om prisen på hovedrenovering blev givet til motorleverandørerne, hvoraf to svarede. Disse svar fremgår af nedenstående diagram. Svarene giver et relativt stort spænd på ca. 1-2 mio. DKK/MW_{el} for hovedrenovering.



Figur 14 Pris på hovedrenovering af motorer (eksempler)

3.3. Om bypass af varmedel – nødkøling

Bypass af varmedelen i et kraftvarmeanlæg kan foregå ved etablering af en såkaldt nødkøler. En sådan bruges ofte ved fjernvarmeanlæg, som har solvarme. Her kan man ikke skrue ned for varmeproduktionen, idet man ikke kan forhindre solindstrålingen, og om sommeren er der derfor brug for at køle overskydende varme væk, når varmetanken er fuld. Afhængig af køleeffekten kan nødkøleren alternativt anvendes til køling af overskudsvarmen fra et kraftvarmeanlæg i en krisesituation, hvor anlægget skal køre uden varmebehov.

Andre fjernvarmeanlæg har konstrueret deres solfangeranlæg, så de kan bruge solfangerne til køling om natten for at slippe af med overskudsvarme under en længere periode med høj sol. Det system vil kunne anvendes delvist til bortkøling af overskudsvarme fra KV-anlægget. Dog vil den

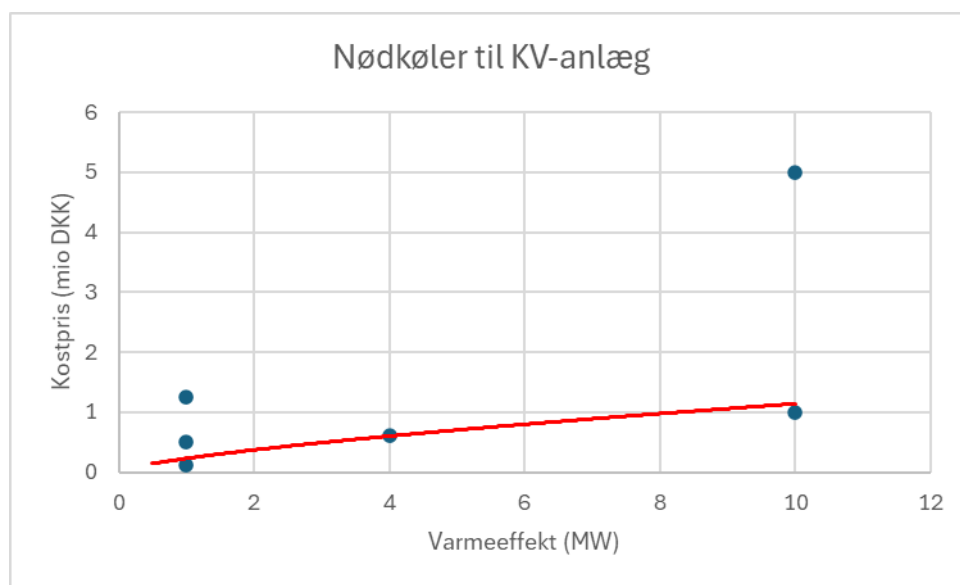
mulige bortkølingseffekt sædvanligvis være væsentligt mindre end behovet for køling af den fulde varmemængde.

Hvis fjernvarmeanlægget har en varmepumpe, er der mulighed for at anvende varmevekslerne for varmeoptag i et sådant anlæg til at bortkøle overskudsvarme fra et KV-værk i drift uden varmebehov. Her vil kapaciteten sædvanligvis kunne matche behovet for køling.

Hvis værket hverken har solvarme eller varmepumpe, vil en eventuel nødkøling af varme fra KV-værket oftest skulle nyetableres, hvis der er behov for bortkøling. Ved forespørgsel hos rådgivere og KV-værker er der fremkommet flere meget forskellige bud på etableringsomkostninger for et sådant anlæg. Se figur 15.

Det er her valgt at følge en rådgiver med erfaring i nødkøling, som har angivet prisen 0,6 mio. kr. for et 4 MW anlæg til bortkøling. Hvis man anvender en sædvanlig scalingfactor for energianlæg på 0,7 vil et groft estimat for prisen på et nødkølingsanlæg være følgende (se kurve i diagram).

$$\text{kostpris (mio. kr.)} = 0,6 \times (\text{MW}_{\text{bortkøling}}/4\text{MW})^{0,7}$$



Figur 15 Forskellige bud på kostprisen for etablering af nødkøling på et KV-værk

Hvis man etablerer en nødkøler for at bortkøle overskydende varme om sommeren på et KV-anlæg, hvor man har akut behov for produktion af el, men har fyldt varmekapaciteten op, skal investeringen i en sådan nødkøler betales. Dette kunne gøres på flere måder. Følgende forslag er indkommet fra KV-værker.

-
- Der kunne indgå et tilskud fra Energinet/Energistyrelsen ved etableringen.
 - Der kunne betales et rådighedsbeløb til KV-værker med nødkøler for at kunne producere uafhængigt af varmebehovet.
 - Der kunne etableres en ekstra "bruger" defineret som nødkøleren, hvor Energinet/Energistyrelsen betaler for "varmeforbruget" i denne køler på linje med alle andre varmekunder på det pågældende net.
 - Eventuelt kombinationer af ovenstående.

4. Om brint som brændstof til motorer

Vedrørende spørgsmålet, om kraftvarmeverkerne kan skifte til brug af brint eller en blanding af brint og naturgas, blev følgende spørgsmål stillet til en række motorleverandører:

”Hvad er mulighederne for hel eller delvis konvertering til brint, dvs. KV-anlæg som kan køre med både 100 % brint og 100 % metan og evt. en blanding af de to?”

Der kom en række svar ind med større eller mindre detaljeringsgrad. Det ser ud til, at spørgsmålet om brint som brændstof er stillet lidt tidligt i forhold til den kommercielle interesse for dette. Analysen om dette spørgsmål kan derfor blive mere fyldestgørende på et senere tidspunkt.

4.1. Motorleverandør Bergen engines

4.1.1. 100 % Naturgas, 100 % biogas eller en blanding mellem de 2 gasser:

I Danmark har vi motorer, der enten kører eller har kørt på 'ren' biogas, eller motorer, der har været i stand til at skifte mellem naturgas og biogas under drift. Der findes også en tredje variant, som kan køre på en blanding af naturgas og biogas med trinløs regulering under drift.

Dog er de fleste af disse anlæg i dag omlagt til naturgas, da de biogasanlæg, som tidligere leverede gas til dem, er blevet opkøbt af Nature Energy eller lignende selskaber, der opgraderer biogassen og injicerer den i naturgasnettet.

4.1.2. Metan som brændstof

Rent metan er også en mulighed for både nye og eksisterende motortyper, forudsat at gassen er tryksat til 4-6 bar(g), afhængig af motortypen.

Drift på metan for eksisterende gasmotorer, der er specificeret til naturgas, vil kræve en mekanisk ombygning, hvor kompressionsforholdet sænkes, hvis motorens elektriske output skal opretholdes på samme niveau som ved naturgasdrift.

Derudover skal motorens kontrolsystem og gasrampen opgraderes.

4.1.3. Trinløs regulering mellem brint og metan

Alt er muligt, men uden at involvere ingeniører fra motorfabrikken vil jeg mene, at en vilkårlig blanding af henholdsvis metan og brint vil være en udfordring, da de to gasser har meget forskellige egenskaber. Hvis gasserne blandes, vil energitætheden og forbrændingskarakteristika ændre sig markant.

4.1.4. Brint som brændstof

Nye Bergen gasmotorer, der i dag bygges på Bergen-fabrikken, er 'H₂-ready' og kan driftes med op til 15 vol.% brint (H₂) i naturgassen, uden at der skal foretages ændringer i motorens mekaniske udstyr eller kontrolsystem.

Fra 2025 kan fabrikken levere B36:45 gasmotorer, der kan køre på 100 % brint.

Det skal bemærkes, at det ikke er alle ældre motorplatforme, der kan opgraderes til brintdrift.

- *K25:30 gasmotoren kan ikke.*
- *B35:40 gasmotoren kan. Vil dog kræve en opgradering.*
- *B36:45 gasmotoren kan. Findes p.t. ikke i Danmark, men kan driftes på en blanding af brint (op til 15 vol.%) i naturgassen.*

(I Danmark er det overvejende Bergen Engines K25:30-gasmotoren, der er opstillet rundt på værkerne. Kun 4 stk. af typen: B35:40, som kan opgraderes til brint, er i drift i Danmark).

4.1.5. Et fast blandingsforhold mellem metan og brint

Denne løsning vil kunne håndteres i en ny motor. En mulig løsning kunne være en motor, der er designet til 100 % metandrift, med mulighed for iblanding af brint op til en vis procentdel.

4.2. Anonym motorleverandør

Der fås enkelte modeller i dag, som kan køre på 100 % Brint, ellers er der typisk tale om 10-25 % iblanding i naturgassen. Retro-fit kit til nyere naturgasmotoranlæg fås allerede (10-25 % iblanding)

4.3. Motorleverandør

Konvertering af eksisterende motorer til drift på en blanding af brint og naturgas er afhængig af en kommerciel interesse. Nuværende fokus er på udvikling og test af nye motorer.

Følgende er uddrag af en pressemeddelelse fra Wärtsilä:

Teknologikonzernen Wärtsilä udvikler forbrændingsprocessen i sine gasmotorer for at sætte dem i stand til at forbrænde 100 % brintbrændstof. Wärtsilä har forsket i brint som brændstof i 20 år og har testet sine motorer med blandinger af op til 60 % brint og 40 % naturgas. Denne udvikling er en del af virksomhedens strategi om at fremtidssikre sin motorteknologi i overensstemmelse med den globale tendens til dekarbonisering af energi- og marinemarkederne.

Ud over brint er andre potentielle vedvarende brændstoffer bliver undersøgt til fremtidige anvendelser, og Wärtsilä-motorer er allerede i stand til at forbrænde 100 % syntetisk CO₂-neutralt metan og metanol.

4.4. Motorleverandør Jenbacher

Nyere Jenbacher motorer konstrueres til naturgas, men er bygget til at kunne opgraderes eller ombygges til at bruge brint som brændsel. Dette gælder både et skift til brint og til at kunne veksle mellem 100 % naturgas og 100 % brint eller en blanding af de to. De kan også skifte med en glidende overgang. Ved en 100 % drift på brint må regnes med en reduktion af last ned til 75 % elproduktion i forhold til naturgasdrift.

Ældre motorer kan også opgraderes og ombygges, men her er det spørgsmålet, hvornår det bedre kan betale sig at udskifte motoren i stedet for ombygning. På de ældste motorer (dvs. 5-8 år tilbage) kan det ikke betale sig at ombygge.

4.5. Sammenfatning om brint som brændstof

- Alle fire "store" motorleverandører har motorer eller er ved at udvikle motorer, som kan køre på 100 % brint eller en fast blanding af brint og metan/naturgas
- Kun nogle leverandører kan tilbyde en glidende overgang fra ét brændstof til et andet
- Drift med brint kan betyde en nedgang i last til 75 % af naturgasdrift
- Det har ikke været muligt at indhente priser på brintmotorer
- Sikkerhedsgodkendelse og sikkerhedsaspekter er ikke berørt i analysen, men vil selvfølgelig blive relevante i forbindelse med konkrete brintfyrede anlæg

5. Fremtidig kapacitet

Ud fra interviews og diskussioner med kraftvarmeværker fremgår det, at samfundet ikke skal forvente, at der står stor elproduktionskapacitet til rådighed i mange år endnu, hvis der ikke gives kostægte betaling for at stå til rådighed. Det betyder, at det skal være el-kunderne, som skal betale for el-reservekapacitet og ikke varmekunderne. Ved flere interviews blev der sat spørgsmålstegn ved lovligheden af at lade varmekunderne betale for elkundernes reservekapacitet (Varmeforsyningsloven blev nævnt). Nogle værker mener, at det kan være ulovligt for det enkelte værk at lade varmekunderne betale for at holde en kraftvarmeenhed til rådighed for elproduktion, hvis man ikke får tilstrækkelig betaling for denne rådighed, idet det enkelte værk er forpligtet til at minimere varmeprisen.

Hvis samfundet ønsker at beholde den nuværende el-kapacitet af KV-værker eller endog forøge den, må man betale, hvad det koster. I øjeblikket kører man på lånt tid, indtil en stor del af de tilbageværende værker skrotter deres motorer, når en hovedrenovering er nødvendig. Samtidigt ved man ikke, hvad der reelt er til rådighed, idet en del værker kan "stå til rådighed" uden at kunne køre.

5.1. Forskellige markeder og samspillet mellem dem

Følgende spørgsmål blev sendt til en række værker og til relevante personer med ekspertise i markederne for elproduktion:

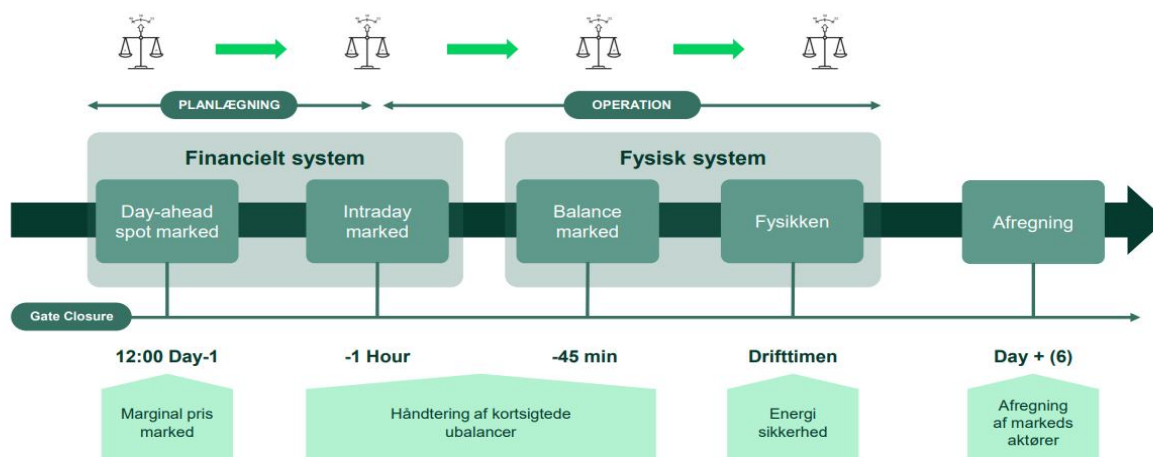
"Hvilke markeder kan KV-værker byde ind på? Hvordan fungerer de for KV-værkerne?"

Ringkøbing Fjernvarmeværk svarede med følgende liste over mulige markeder: *Spot+FCR, Spot, mFRR, aFRR, Intraday. Sådan set alt, hvis de er kvalificerede til det. De er ikke så mange, som kan overholde krav til aFRR. Vi har også skulle sluge en kamel for at være med i mFRR, da de skulle kunne gå på 100 % på 12,5 min.*

Elmarkedet er delt ind efter to slags ydelser. I Spotmarkedet og Intradaymarkedet, hvilket er det finansielle system, byder man ind og handler sig til muligheden for at producere og anvende el med en frist på et døgn og ned til 1 time før det aktuelle leveringstidspunkt. I de fysiske systemydelser har man på forhånd budt ind på, under hvilke forhold man vil producere eller bruge el, og elsystemet igangsætter eller stopper (opregulerer eller nedregulerer) derefter automatisk de enkelte enheder, dvs. fx kraftvarmeværker eller elkedler.

Nedenstående illustration viser hovedtrækkene af elmarkedet, som kraftvarmeværker kan byde ind på.

Elmarkedet – handel og balance – Normaldrift



Figur 16 Skematisk illustration af elmarkedet [Danske Commodities]

Spotmarkedet er et marked, hvor man kl. 12 dagen før den aktuelle dag finder balancen mellem udbud og efterspørgsel i den enkelte time af døgnet, således at spotprisen bestemmes. Alle, der har budt på at producere for spotprisen eller derunder, kan så producere i den/de timer af døgnet, hvor buddet gælder.

Intraday-markedet er et marked mellem købere og sælgere af el, hvor der indgås separate aftaler, og hvor ubalancer i prognoserne for vind og sol og forbrug af el delvist udjævnes. Aftalerne indgås og handles op til en time før levering.

Balancemarkedet eller regulerkraftmarkedet er der, hvor yderligere ubalancer udjævnes fra ½ time ned til sekunder før levering (aktivering fra 12,5 min. ned til 0,7 sek. før levering). Dette gælder både opregulering og nedregulering, hvor et fjernvarmeværk kan byde ind med at være til rådighed for opregulering eller nedregulering af elproduktionen fx med et kraftvarmeværk eller en elkedel. Her byder man ind separat både for at stå til rådighed og for blive aktiveret, herunder at producere (opregulering) eller at forbruge el (nedregulering).

Man kan i princippet deltage i alle dele af markedet, hvis man er kvalificeret til det, men man kan selvfølgelig ikke byde den samme ydelse ind på flere markeder på samme tid. Hvis man fx kører fuld produktion på spotmarkedet, kan man ikke samtidigt være til rådighed for yderligere

produktion, da man ikke kan producere mere. Timeinddelingen bliver om kort tid ændret til kvartersinddeling, hvilket giver udfordringer for kraftvarmeanlæg.

I systemydelser byder man både prisen ind for at stå til rådighed, dvs. at *kunne* producere el, men også uafhængigt heraf byder man prisen ind for at *blive* aktiveret. De to bud behøver ikke prismæssigt at have noget med hinanden at gøre. Buddene er i DKK/MW/h.

Typer af systemydelser



	Respons	Fastholdelse	Styring	DK1	DK2
FFR	0.7-1.3s	5-30s	Frekvens		✓
FCR	30s	15m	Frekvens	✓	
FCR-D	5-30s	15m	Frekvens		✓
FCR-N	150s	15m	Frekvens		✓
aFRR	(1)5m	1h	Online signal	✓	✓
mFRR	15m	1h	Plan	✓	✓

Figur 17 Typer af systemydelser i Danmark Vest og Øst [Danske Commodities]

5.2. Skrotning

Der indgår flere parametre i overvejelserne om skrotning af kraftvarmeanlæg:

1. Den direkte dag til dag marginalpris på el, som skal dække udgifterne ved driften. Denne er kun afhængig af de marginale priser ved udgifter og indtægter. Denne har ikke direkte indflydelse på eventuel skrotning, medmindre driften er med til at dække stilstandsomkostninger.

2. Udgifter, som er på måneds- eller årsbasis uafhængigt af driften, dvs. stilstandsomkostninger, skal medregnes ved beslutningen om skrotningen af motoren. Disse udgifter bør betales af dem (dvs. de forbrugere), som ønsker motorerne bevaret i elkapaciteten.
3. Hvis en hovedrenovering er på trapperne, eller der regnes med en betydelig driftstid, skal afskrivning af hovedrenovering medregnes i udgifterne, hvilket fremmer risikoen for skrotning.
4. Investeringer, som er foretaget tidligere, skal ikke indgå i overvejelserne om eventuel skrotning, idet udgifter hertil (renter og afdrag) under alle omstændigheder skal betales. Eventuel salgspris kan indgå her.

Fra interview:

Vildbjerg. *Foruden et større værk driver vi to mindre varmegærker, hvor motorerne formentlig bliver skrottet i 2025 eller 2026.*

Forskellige svar fra flere værker går i forskellige retninger og kan opdeles i følgende kategorier:

1. Nogle planlægger at køre med motoren til den står af og ikke længere fungerer. Nødtørftig service som olieskift o.l. udføres, men intet andet.
2. Andre planlægger at køre med service indtil næste hovedrenovering, hvorefter de går over til ovenstående metode eller skrotter anlægget direkte.
3. Atter andre vil udføre hovedrenovering af motorerne, når det kræves og derefter fortsætte i markedet.
4. Endelig er der værker, som vil udskifte motorer, når de gamle er udtjente og derefter fortsætte i markedet.

Det er nogenlunde samme rækkefølge af værker, som man kunne sætte op for, hvor avanceret de går ind i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet med deres forskellige enheder.

Dansk Fjernvarme har gennemført en medlemsundersøgelse (Maj 2023), som tyder på, at ca. 40 % af den regulerbare kapacitet, som var til rådighed i 2022, vil være taget ud af drift i 2030, og 80 % af kapaciteten vil sandsynligvis være taget ud i 2040.

Det er meget vanskeligt at give et bud på, hvordan kraftvarmegærkerne fordeler sig i de fire kategorier ovenfor. Så de følgende tal er kun et bedste gæt ud fra få interviews blandt kraftvarmegærker, leverandører og Dansk Fjernvarme. Det er samtidigt under forudsætning af de nuværende økonomiske betingelser.

Hvis betalingen for at stå til rådighed forbedres, kan det ændre billedet væsentligt til gunst for kategori 3 og 4.

Bedste gæt:

Kategori 1 – 30 % -- Motoren kører til den står af og skrottes derefter

Kategori 2 – 40 % -- Service udføres til næste hovedrenovering, derefter Kategori 1

Kategori 3 – 20 % -- Hovedrenoverer motorer og fortsætter i markedet

Kategori 4 – 10 % -- Udskifter motorer når nødvendigt

5.3. Forslag til ny struktur for rådighedsbetaling

Det følgende skal ikke ses som et fyldestgørende forslag til reduktion af skrotningsrisikoen i fremtiden, men som en sammenfatning af diskussioner ved besøg og interviews hos KV-værker, motorleverandører, Dansk Fjernvarme og Danske Commodities.

Den nuværende markedsstruktur med rådighedsbud og aktiveringsbud er indrettet til at optimere prisen på el til de øjeblikkelige forhold med stabile tilstande i omverdenen. Den er ikke indrettet til at tage højde for krisesituationer med nedbrud af elnettet eller til fremtidige forhold med langt større vindandel, som medfører mere varierende spotpriser og større behov for reservekapacitet. Hvis man ønsker motorerne til rådighed i fremtiden, bør der være et rådighedsbeløb (fx tidligere nævnte omkring 140.000 DKK/år/MW_{el} til rådighed), fordi det er de stilstandsomkostninger, der er for et motorbaseret kraftvarmeanlæg. Det kunne fx være måneds-eller kvartalsopdelt. Rådigheden for det enkelte værk skulle så tjekkes med stikprøvekontrol med en klækkelig bøde, hvis man dumper (ikke kan producere) ved tjekket (fx et antal mdrs. rådighedsbetaling).

Oven i rådighedsbeløbet skal man have betaling for at køre, idet marginalomkostningerne skal dækkes, dvs. gas, transport, el, CO₂-afgift, energiafgift, NO_x-afgift, CH₄-afgift osv. En sådan ændring i markedsstrukturen vil reducere udsvingene i elpriserne, idet buddene for at køre vil reduceres, og den faste betaling for at stå til rådighed vil forøges.

Den nuværende markedsstruktur er på nogle områder uhensigtsmæssig. Et eksempel:

Hvis et KV-værk byder ind med 1 kr./MWh i rådighedsbeløb, vil det altid få det aktuelle slutbud i betaling for at stå til rådighed (det højeste bud, som accepteres). Hvis det derefter bliver spurgt om at byde ind for at køre, kan værket sætte en urealistisk høj pris og kommer derfor aldrig til at køre. Dvs. at værket kan have noget gammelt skrammel stående, som ikke kan køre, men som kan trække penge ind for "rådighed", som ikke er til stede. Dataene fra EPT kunne antyde, at noget sådant sker, idet et stort antal motorer og turbiner står "til rådighed", men har aldrig kørt i 2023.

Hvis de bliver tvunget til at holde maskinerne køreklar og får betaling for det (rådighedsbeløbet), vil de kunne køre til en lavere spotpris, og kapaciteten ville reelt være til rådighed til krisetider.

Fra adspurgte værker er der kommet forskellige forslag til, hvordan man i højere grad kunne sikre en fremtidig pålidelig kapacitet af elproducerende kraftvarmeværker. Her skal man tænke på, at værker, som stiller KV-enheden til rådighed, ikke samtidigt kan indgå i den almindelige drift, idet de i så fald ikke er til rådighed for yderligere produktion af el.

Ét forslag går ud på, at man laver rullende 3-årige aftaler med værker, som vil stille deres KV-værker til rådighed. Betalingen kunne være de før omtalte 140.000 DKK/MW_{el}/år, hvor man så er forpligtet til at være 100 % til rådighed med stikprøvekontrol. I interviewene blev det oplyst, at i UK får man op til knapt 500.000 DKK/MW_{el}/år for at stå 100 % til rådighed.

Et andet forslag er at bibeholde det nuværende system for rådighedsbetaling, hvor man byder ind med et beløb for at stå til rådighed, men hvor der er et mindste bud på fx 15-20 DKK/MW_{el}/time, og værker med mindste bud får under alle omstændigheder denne betaling. Hvis et værk derefter vælger at stå til rådighed næsten alle årets timer, vil betalingen ligeledes være ca. 140.000 DKK/MW_{el}/år, men værket kan vælge ikke at være til rådighed i visse perioder og i stedet byde ind på andre markeder med højere betaling.

Stikprøvekontrollen kunne foregå ved, at alle værker på et individuelt tilfældigt tidspunkt hvert kvartal bliver udtaget til stikprøve for at kontrollere værkets evne til at køre og være til rådighed. Ved stikprøven skal man køre en time til det højeste af spotpris eller opreguleringspris, uanset hvad man har krævet i sit aktiveringsbud. På den måde bliver man tvunget til at have sit anlæg funktionsklar og til rådighed og ikke bare nasse på andres bud med et urimeligt højt bud på et udueligt anlæg. Til gengæld får man betalt sine stilstandsomkostninger pga. mindstebuddet på fx 15-20 kr./MW_{el}/time, som alle med mindstebud får.

Den samlede pris for at indføre ovenstående for 1,5 GW_e decentrale værker kan beregnes til mindre end 1 % af den gennemsnitlige spotpris for el. En del af dette bliver i forvejen betalt af den nuværende ordning med rådighedsbetaling. Så ændringen af ordningen ville få minimal betydning for elforbrugerne. Se Bilag 1 for beregningen.

Hvis sådanne forslag bliver gennemført, vil man forøge chancen for en vis rådighedskapacitet, og de enkelte værker kunne regne med at få stilstandsomkostningerne dækket, og de kunne planlægge eventuelle opgraderinger og vedligeholdelse derefter.

Med det nuværende system er værkerne ikke sikre på at kunne få de årlige stilstandsomkostninger dækket, og de overvejer derfor skrotning af KV-enheden for ikke at påføre varmekunderne unødige omkostninger.

Den samlede kapacitet på decentral kraftvarme, som på papiret er til rådighed, men som i 2023 aldrig kørte, er ca. 273 MW installeret eleffekt. Heraf er ca. 93 MW naturgasmotorer og 9 MW biogasmotorer.

Resten er gasturbiner og gasfyrede kombiværker. Disse sidste værker kan formodentlig ikke indgå i kapaciteten med kort reaktionstid, men kunne indgå i en strategisk elkapacitet, som i krisesituationer kunne aktiveres på spotmarkedet.

Energinet er via lovgivningen forpligtet til at sørge for den billigst mulige el til elforbrugerne. Varmeværkerne er via lovgivningen forpligtet til at sørge for den billigst mulige varme til varmekunderne. Disse to forpligtelser matcher ikke med ønsket om forsyningssikkerhed for el og varme i en krisesituation. Man er nødt til at have en overkapacitet på begge forsyninger.

En sådan overkapacitet koster penge og vil ikke blive etableret automatisk på det liberale marked. Det kan kun ske ved lovgivning, hvor hver forbrugergruppe må betale for den respektive overkapacitet. Som det er nu, får vi billigst mulig el og varme, men har samtidigt stor risiko for mangel på el i krisesituationer.

Bilag 1. Beregning af pris for minimumrådighedsbud på systemydelser

Det følgende er en beregning af kostprisen for at sætte en minimumsbetaling for rådighedsbud på systemydelser i elmarkedet.

Forudsætninger:

- Der regnes med 1,5 GW_{el} decentral kraftvarme, som kan indgå i systemydelser med rådighedsbetaling.
- Der regnes med en minimumsbetaling på 16 DKK/MW_{el}/time i rådighedsbud.
- Der regnes med et gennemsnitligt elforbrug året rundt på 4 GW i Danmark.
- Ud fra spotprisen på el i 2021 og 2023 er beregnet en lineær gennemsnitlig spotpris på 626 DKK/MWh.

Bemærkninger:

1,5 GW_{el} decentral kraftvarme er højt sat, idet en del af denne kapacitet indgår i daglig produktion og kan derfor ikke samtidigt være til rådighed for ekstra produktion. Men for at være sikker på at beregne de maksimale omkostninger regnes med 1,5 GW_{el}.

4 GW i gennemsnit over året giver 35 TWh/år, hvilket svarer til 126 PJ/år. Dette stemmer fint overens med det årlige elforbrug i Danmark.

Den gennemsnitlige spotpris på 626 DKK/MWh kunne ændre sig en smule, plus eller minus, hvis spotprisen blev vægtet med timeforbruget, men ikke meget.

Beregninger:

Rådighedspris: 1.500 MW i 8.760 timer a 16 DKK/MW/h giver en samlet pris på 210 mio. DKK.

Sum elspotpris: 4.000 MW i 8.760 timer a 626 DKK/MWh giver en samlet pris på 21,9 mia. DKK/år.

Rådighedspris/Sum elspotpris = 1 %

Kostprisen for at sætte en minimumsbetaling for rådighedsbud på systemydelser i elmarkedet ville derfor maksimalt være 1% af den gennemsnitlige elspotpris. Den reelle udgift ved forhøjelsen af minimumsbud for rådighed til fx 16 DKK/MW_{el}/h vil være væsentligt mindre, idet der i forvejen bliver betalt et vist beløb i den nuværende ordning (marts 2025).