



Affaldsforbrænding

Kraftvarmekravets
indflydelse på
investeringer i
affaldsforbrænding



Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.

Dato: 22.02.2017

Udarbejdet af: Alexander Boye Petersen

Kontrolleret af: Nina Detlefsen

Beskrivelse: Analysen belyser konsekvensen af at opretholde kraftvarmekravet for affaldsforbrændingsværket. Dermed undersøges, om det med affaldsforbrændings ændrede rolle i energisystemet forsat giver mening at opretholde kraftvarmekravet. Investeringer i kraftvarme sammenlignes med investeringer i kedelanlæg uden elproduktion for relevante affaldsforbrændingsanlæg.

Grøn Energis medlemmer:



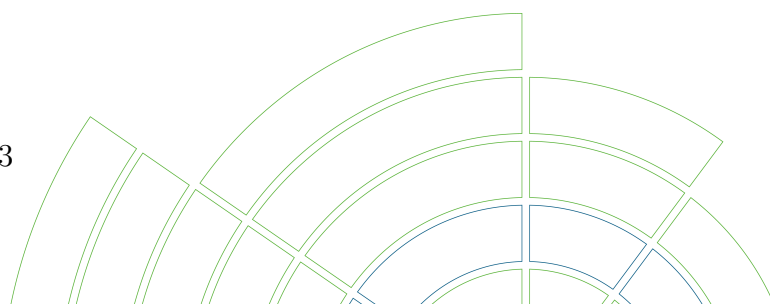
Indledning

I takt med stigende affaldsmængder er affald blevet en vigtig ressource i det danske energisystem. Efter at man i 1997 ophørte med deponering af forbrændingseget affald i Danmark, er energiindholdet i affald blevet udnyttet til produktion af el og varme. Det passer godt ind i det danske fjernvarmenet, da affaldsvarme nemt kan distribueres til forbrugerne. Samtidig opnås bedre ressourceudnyttelse sammenlignet med deponering. I 2014 blev ca. 24 % af det samlede fjernvarmeforbrug og knap 5 % af den danskproducerede el leveret af affaldsforbrændingsanlæggene (DAF, DI og Dansk Energi, 2015).

Den primære produktion af affald i Danmark er steget fra ca. 10 mio. tons i 2011 til ca. 12 mio. tons i 2014 (Ea Energianalyse, 2016). Størstedelen af affaldet indsamles til genanvendelse, og ca. 3,5 mio. tons affald anvendes til el- og varmeproduktion fordelt på henholdsvis 22 dedikerede og 4 multifyrede forbrændingsanlæg (DAF, DI og Dansk Energi, 2015). Forbrændingsanlæggene anvender både kommunalt affald og erhvervsaffald, der hver udgør ca. halvdelen af primærproduktionen. Ydermere anvender de multifyrede forbrændingsanlæg også biomasse og naturgas. Brændværdien og hermed energiudbyttet af affald varierer i forhold til dets indhold. Eksempelvis har fossilt affald højere brændværdi end organisk affald.

Kraftvarmekravet, som er beskrevet i *"Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg"*, tvinger affaldsforbrændingsværker til at samproducere el og varme, da dette historisk set har haft højere effektivitet end varmeproduktion alene (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2016). Af bekendtgørelsen fremgår det også, at affaldsforbrænding uden elproduktion kun er tilladt som spidslast. Affald genereres hele tiden, og affaldsforbrænding resulterer derfor i en kontinuerlig produktion af el. I takt med teknologiudviklingen kan nye kedelanlæg opnå en varmeeffektivitet tæt på effektiviteten af et kraftvarmeanlæg. Dermed kan effektiviseringsincitamentet være forældet.

Det danske elsystem er i høj grad baseret på store mængder fluktuerende vindkraft. I perioder med megen vind reduceres den marginale spotpris på el betydeligt, som reducerer incitamentet til at producere el fra kraftvarmeanheder. Grundet kraftvarmekravet er affaldsaktører dog tvunget til at foretage investeringer i kraftvarmeanlæg. Dette kan potentielt føre til en forringelse af driftsøkonomien, da elindtægterne ikke kan dække merudgifterne til tvungen elproduktion. Affaldsforbrændingens rolle påvirkes på grund af et ændret elsystem med fluktuerende produktion, og i fremtiden bør der stadig være fokus på at udnytte affaldsressourcen på trods af øget genbrug og genanvendelse (Regeringen, 2015).



Frengangsmdde

Formålet med denne analyse er at undersge, om det med affaldsforbrndings ændrede rolle i energisystemet fortsat giver mening at opretholde kraftvarmekravet. Dermed undersges, om det er driftsøkonomisk optimalt for eksisterende affaldsforbrndingsanlæg at udskifte kraftvarmeanlæg med kedelanlæg uden el-produktion. Dette gres ved at sammenligne investeringer i nye kraftvarmeanlæg med investeringer i nye kedelanlæg. Analysen tager udgangspunkt i de nuværende kraftvarmeanlægs kapacitet og affaldets energiindhold. Ligeledes undersges, hvordan variationer i spotprisen på el påvirker beslutningsgrundlaget for investeringstyperne. Alle investeringerne antages at foregå i 2017 uanset de nuværende anlægs levetid, dvs. vi ser på hvilken teknologi, det vil være optimalt at investere i, hvis anlægget skulle udskiftes.

Analysens forudsætninger

Analysen tager udgangspunkt i Energiproducenttællingens data fra 2014. Ud fra denne udvælges 27 kraftvarmeanlæg, som har affald og biomasseaffald som primære brændsler. Dermed udelukkes anlæg, der anvender større mængder naturgas eller træflis. Fra Energiproducenttællingen anvendes data vedrørende de enkelte anlægs kapacitet, energiindhold i affald og energiindhold i biomasseaffald. Data vedrørende nuværende el- og varmeproduktioner anvendes ikke, da der tages udgangspunkt i etablering af nye kraftvarme- og kedelanlæg. Disse er baseret på effektiviteten fra den nyetablerede Amagerforbrnding ejet af Amager Ressourcecenter. For simplificerings skyld anvendes samme effektivitet for samtlige investeringer i de 27 nye anlæg, altså både for kraftvarme- og kedelanlæg.

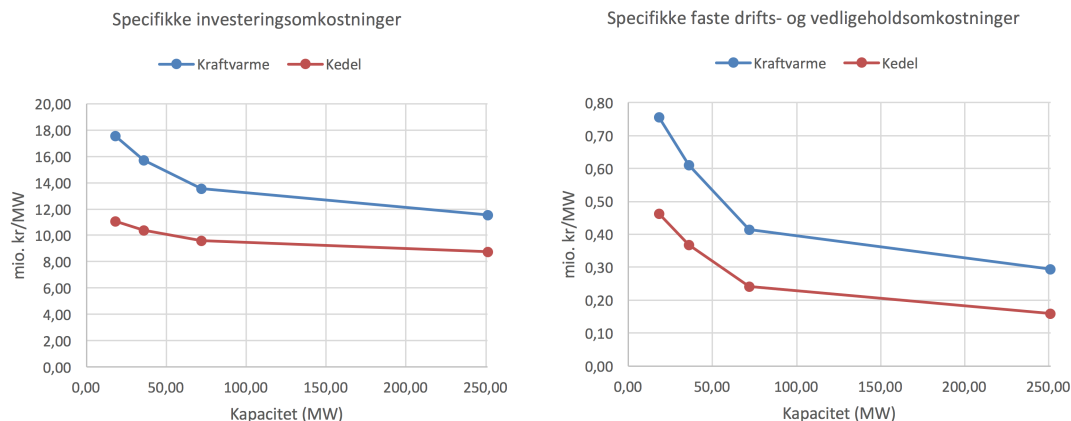
El- og varmeeffektivitet

Baseret på Amagerforbrndingens ansøgning om godkendelse fra 2011 bestemmes el- og varmeeffektiviteten til henholdsvis 22,4 % og 81,4 %, altså en samlet effektivitet på 103,8 %. Dette tager udgangspunkt i en el- og varmekapacitet på henholdsvis 55 MW el og 182 MW varme, en kapacitet på 70 ton/time og brændværdien for almindeligt affald ([Rambøll, 2011](#)). Brændværdien for affald er sat til 11,5 GJ/ton, mens brændværdien for biomasseaffald er sat til 17,0 GJ/ton, da biomasseaffald typisk har et højere indhold af træ end almindeligt forbrndingseget affald. Effektiviteten for en affaldskedel antages at have samme virkningsgrad på 103,8 %.

Omkostninger

Investeringsomkostninger samt drift- og vedligeholdelsomkostninger stammer fra Ea Energianalyses rapport *"El, varme og affaldsforbrnding"* fra 2016, hvor data vedrørende kraftvarme- og kedelanlæg er blevet opdateret i forhold til Energistyrelsens Teknologikatalog ([Ea Energianalyse, 2016](#)). Omkostningerne skalerer i forhold til anlæggets størrelse fra små anlæg med en kapacitet på 5 ton/time, svarende til 18 MW, til store anlæg med en kapacitet på 70 ton/time, svarende til 250 MW. Der er skalafordele ved at investere i et større anlæg i

forhold til et mindre, som kan ses på figur 1. Investeringsomkostningerne til nye anlæg annualiseres ved en diskonteringsrente på 4 % og en levetid på 20 år. Det årlige antal driftstimer er antaget til at være 8.000 timer.



Figur 1: Specifikke investeringsomkostninger og specifikke drift- og vedligeholdelseskostninger for varierende kapacitet inden for kraftvarme- og kedelanlæg, der anvender affald som brændsel.

CO₂-kvoter

Da affald indeholder betydelige fossile, ikke-bionedbrydelige fraktioner, udleder afbrænding af affald også CO₂. Affaldsforbrændingsanlæg er derfor inkluderet i CO₂-kvoteordningen under EU, hvor anlæg må købe kvoter for at udlede CO₂. For at et anlæg er inkluderet i CO₂-kvoteordningen, skal kapaciteten være over 20 MW. Mængden af CO₂-kvoter, der betales af affaldsforbrændingsanlægget, afgøres af fordelingen af el- og varmeproduktion, idet omkostninger til CO₂-kvoter fra elproduktion generelt deles mellem affaldsforbrændingen og affaldsproducenten. Dette er en antagelse, da *"Bekendtgørelse om CO₂ kvoter tildelt varmeproduktion"* ikke skelner mellem el- og varmeproduktion ([Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2012](#)). Affaldsproducenten antages at kunne betale for dele af omkostningerne til CO₂-kvoterne ud fra det synspunkt, at forureneren betaler. Typisk betaler kraftvarmeværket 60 % og affaldsproducenten de resterende 40 % af omkostningerne til CO₂-kvoter bundet til elproduktion. Ifølge den ovennævnte bekendtgørelse bestemmes affaldsmængden til varmesiden som varmeproduktionen delt med 1,25. Den resterende del af affaldsmængden går altså til elproduktion. I Danmark bestemmes mængden af CO₂ udledt fra affaldsforbrænding ved hjælp af en emissionsfaktor på 28,24 kg CO₂/GJ affald. Der anvendes desuden en CO₂-kvotepris på 50 kr./ton CO₂.

Afgifter og tariffer

Affaldsforbrændingsanlæg skal betale en affaldsvarmeafgift på 19,6 kr./GJ på den leverede varmeproduktion. Derudover er der en indfødningsstarif på 0,3 øre/kWh på elproduktionen for at levere el til nettet ([Energinet.dk, 2017](#)). Tillægsafgiften og CO₂-afgiften pålægges affaldsproducenten og kan derfor undlades af denne analyse. For simplificeringens skyld er NO_x- og SO_x-afgifter udeladt, da deres størrelser vil være relativt små i forhold til de samlede omkostninger.

El- og varmepris

Til analysen anvendes en konstant spotpris på 200 kr./MWh, som ligger tæt på gennemsnitsprisen for Vestdanmark fra 2016 på 198,5 kr./MWh. Varmeprisen varierer fra værk til værk og kan beregnes på baggrund af varmeproduktionen og omkostningerne, som beregnes i analysen. Varmeomkostningerne afhænger af det enkelte værks omkostningseffektivitet, men reguleres ud fra det laveste af tre alternativer: 1) et prisloft bestemt af Energitilsynet; 2) en pris, der bestemmes af omkostningerne og 3) substitutionsprisen, altså prisen for varme fra et alternativt anlæg. I analysen udregnes den omkostningsbaserede varmepris.

Overordnede forudsætninger

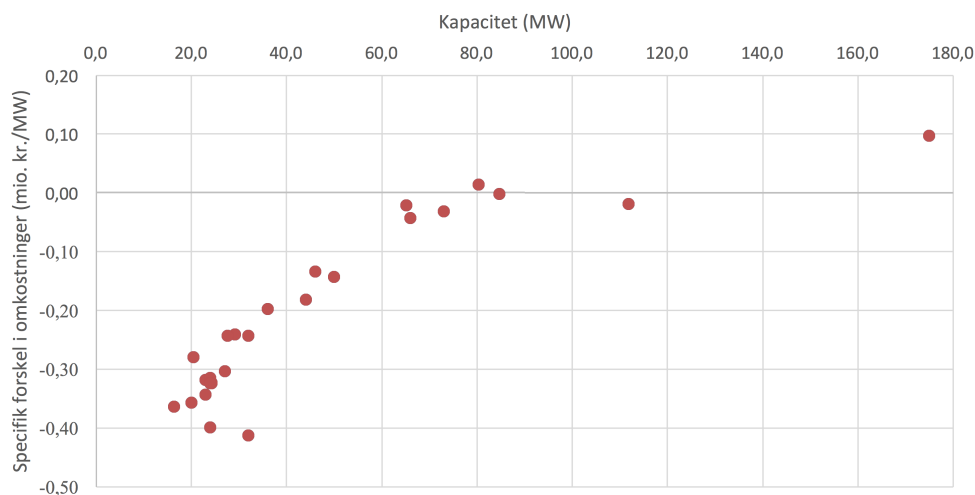
De overordnede forudsætninger i analysen, er opsummeret i følgende tabel 1.

Brændværdi affald	11.5	GJ/t	Diskonteringsrente	4.0	%
Brændværdi biomasseaffald	17.0	GJ/t	Levetid	20	år
Kraftvarme, effektivitet	103.8	%	Spotpris	200.0	kr./MWh
- Elektrisk effektivitet	22.4	%	Variable D&V omkost.	130.0	kr./t
- Varme Effektivitet	81.4	%	CO₂-kvotepris	50.0	kr./t CO ₂
Kedel, effektivitet	103.8	%	Operationstimer	8,000	timer

Tabel 1: De overordnede forudsætninger anvendt i analysen.

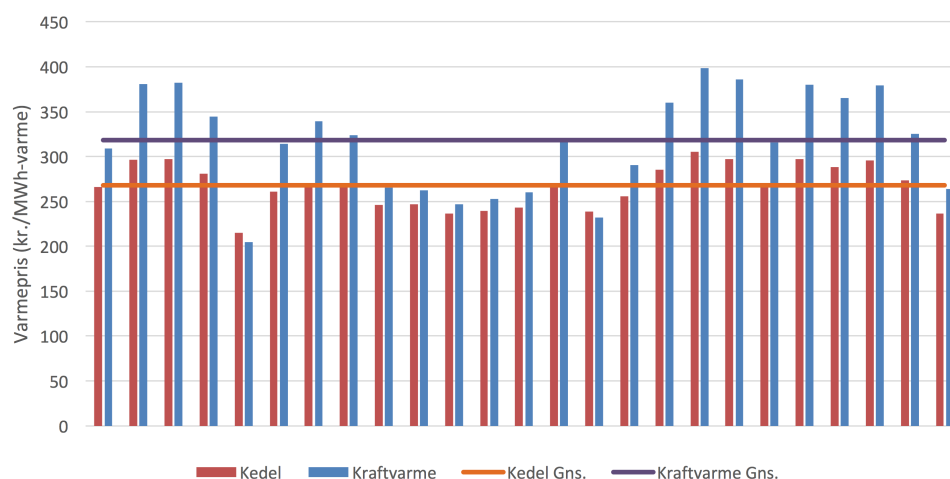
Resultater

Ved at beregne omkostninger og indtægter for henholdsvis kraftvarme- og kedelanlæg for nye anlæg, som svarer til størrelsen på alle 27 anlæg, kan den totale forskel i omkostninger mellem et kraftvarmeanlæg og et kedelanlæg bestemmes. Den specifikke omkostningsforskel som funktion af kapaciteten kan ses på figur 2. Negative værdier indikerer, at omkostningerne til kraftvarmeanlæg er højere end til kedelanlæg.



Figur 2: Forskel i specifikke omkostninger for investeringer i kraftvarme- og kedelanlæg. Negative værdier indikerer, at de samlede omkostninger for investering i kraftvarmeanlæg er højere end for kedelanlæg.

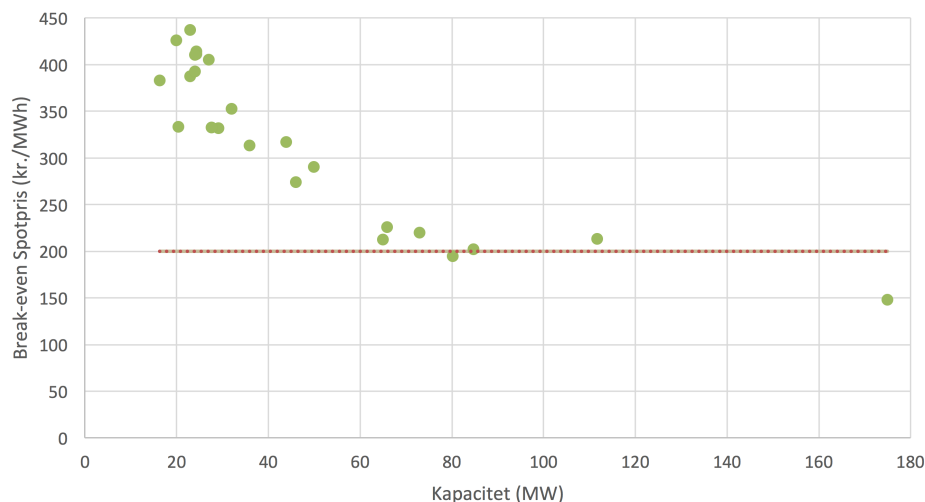
I figur 2 ses det, at værker med en kapacitet mellem ca. 20 MW og 50 MW vil have betydelige negative omkostninger sammenlignet med større værker. De drager altså ikke tilstrækkelig fordel af elindtægterne til at kunne udligne meromkostningerne ved investering i kraftvarme. Jo mindre kapacitet på anlægget, des større er den specifikke forskel i omkostninger mellem kraftvarme- og kedelanlæg. Af de 27 værker i analysen har kun to værker på henholdsvis 80 MW og 175 MW en positiv forskel. Her vil kraftvarme altså være at foretrække frem for en varme-kedel rent driftsøkonomisk. Disse har skalafordele ved at have stor kapacitet og derved lavere specifikke omkostninger til investeringer samt drift og vedligehold.



Figur 3: Varmepriis for 25 kraftvarme- og kedelanlæg. To anlæg er udeladt, da de har en stor kapacitet i forhold til energiindholdet i brændslet, som gør varmepriisen meget høj.

Ved at dele varmeproduktionen med de totale omkostninger kan varmepriisen for de enkelte anlæg bestemmes. Dette kan ses i figur 3, hvor varmepriisen ved investering i et kedelanlæg gennemsnitligt er ca. 50 kr./MWh-varme lavere end varmepriisen for affaldskraftvarme. Det ses ligeledes, at varmepriisen varierer betydeligt mellem værkerne i forhold til dets omkostningseffektivitet. Af figuren ses, at varmepriisen for de fleste værker er markant lavere ved ren kedelproduktion sammenlignet med varmepriisen ved kraftvarmeproduktion. For de to anlæg, hvor kraftvarmeproduktion er det billigste, er det kun meget lidt billigere end kedelproduktion.

Figur 4 spotprisens betydning for indtægterne fra salg af el. Analysen viser, hvilken værdi spotprisen for det enkelte værk skal have, for at break-even mellem de to investeringer opnås. Ved break-even spotprisen er de samlede omkostninger for kraftvarmeinvesteringen lig med de samlede omkostninger for kedelinvesteringen. For værker med en kapacitet omkring 20 MW skal den anvendte spotpris i analysen på 200 kr./MWh ca. fordobles til en spotpris på 400 kr./MWh for, at omkostninger ved kraftvarme- og kedelanlæg er de samme. Jo større anlægget er, desto mindre skal spotprisen øges for, at break-even punktet opnås. Spotprisen har altså stor betydning for det driftsøkonomisk optimale valg af fremtidige produktionsteknologier til affaldsforbrænding.



Figur 4: Break-even spotpris for de 25 anlæg undersøgt i analysen. To anlæg er udeladt, da de har en stor kapacitet i forhold til energiindholdet i brændslet, som gør break-even spotprisen meget høj. Den stiplede linje indikerer spotprisen anvendt i analysen.

Konklusion

Formålet med analysen var at undersøge hvorvidt det er driftsøkonomisk mest rentabelt, at fortsætte med investering i kraftvarmeanlæg eller om kedelanlæg uden elproduktion er mere rentabelt. Dette er med til at belyse konsekvensen af et kraftvarmekrav for affaldsforbrændingsværker. Hvis kraftvarmekravet ophæves må værkerne stadig gerne bygge affaldskraftvarme men er ikke længere tvunget til det. Analysen viser at det vil kun være rentabelt for værker af en vis størrelse.

Med udgangspunkt i 27 relevante anlæg i Danmark viser analysen, at det driftsøkonomisk vil være mere optimalt at investere i kedelanlæg frem for kraftvarmeanlæg for størstedelen af værkerne. Dette gør sig særligt gældende for mindre værker med en kapacitet under 50 MW. Skalafordele for større værker gør, at samproduktion af el og varme kan betale sig grundet lavere specifikke investeringsomkostninger. En stigning i spotprisen på el har dog stor betydning for rentabiliteten for værkerne, da en fordobling vil gøre kraftvarme fordelagtigt for størstedelen af værkerne, som er medtaget i denne analyse.

Overordnet vil mange små og mellemstore værker drage fordel af, at kraftvarmekravet ophæves, da de derved kan investere i den driftsøkonomisk mest optimale teknologi. Tilsvarende vil store værker stadig have mulighed for at vælge kraftvarme. I takt med at effektiviteten på de to teknologier nærmer sig hinanden, svinder incitamentet for fastholdelse af kraftvarmekravet. Da affald er et kontinuerligt brændsel, vil der stadig være behov for affaldsforbrænding i fremtidens Danmark, hvorfor værkerne, som er i konkurrence med alternative produktionsteknologier, har brug for at kunne producere billigst muligt.

Litteratur

DAF, DI OG DANSK ENERGI (2015): „BEATE Benchmarking af affaldssektoren 2015 (data fra 2014) Forbrænding,“ .

EA ENERGIANALYSE (2016): „El, Fjernvarme og Affaldsforbrænding,“ .

ENERGI-, FORSYNINGS- OG KLIMAMINISTERIET (2012): „BEK nr. 1181 af 12/12/2012,“ .

——— (2016): „BEK nr. 825 af 24/06/2016,“ .

ENERGINET.DK (2017): „<http://www.energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/Sider/Aktuelle-tariffer-og-gebyrer.aspx>,“ .

RAMBØLL (2011): „Amagerforbrændingen, Ansøgning om godkendelse efter miljø beskyttelseslovens § 33 af nyt forbrændingsanlæg,“ .

REGERINGEN (2015): „Danmark uden affald II,“ .