

Indspil til strategi for fremtidens kraftvarme

Indhold

1. Policy-anbefalinger	3
Regionalt perspektiv på øget elektrificering	3
Markedsgørelse af systembærende egenskaber	3
Kapacitetsudbud.....	3
Fremme af eldrevne varmepumper og elektrificering	3
Kraftvarmekrav	4
Samfundsøkonomiske beregninger	5
Tilslutnings- og forblivelsespligt	5
2. Indledning.....	6
3. Baggrund for kraftvarmen i Danmark.....	7
3.1 Nuværende system og forventede ændringer i rammerne for fjernvarmen	9
3.2 Behovet for national regulerbar elproduktionskapacitet i takt med grøn omstilling	10
3.3 Behovet for varmegrundlast.....	13
3.4 Øvrige samfundsmæssige udfordringer i relation til kraftvarme.....	14
Utilgængelige udlandsforbindelser giver lave elpriser	14
Statens afgiftsprovenu falder og afgifterne forvrider	15
Kraftvarmekravet og store varmepumper	16
4. Udfordringer for danske kraftvarmeværker	16
4.2 Lave elpriser.....	17
4.3 Manglende betaling for systembærende egenskaber	19
4.4 Teknisk restlevetid på kraftvarmeværker	19
4.5 Grundlast varmeproduktion ved bortfald af grundbeløb	20

5. Evaluering af policy tiltag	21
5.1 Udlandsforbindelser, samt øget regionalt perspektiv	21
5.2 Markedsgørelse af systembærende egenskaber	22
5.3 Kapacitetsbetaling, -marked eller udbud.....	22
5.4 Generelle hensyn vedr. kraftvarmekrav	23
5.5 Kraftvarmekravet i centrale områder.....	24
5.6 Kraftvarmekrav og brændselsbinding decentralt.....	25
5.7 Fremme af decentrale grundlastteknologier til varmeproduktion	27
5.8 Tilslutnings- og forblivelsespligt	30
5.9 Vurdering af forslag	32
Bilag A: Fleksibelt elforbrug og udlandsforbindelser	34
Effektbalancen i Danmark og nabolande	35
Det lange perspektiv: Udlandsforbindelser og dansk kapacitet?	36

1. Policy-anbefalinger

Dette dokument præsenterer, hvilken udvikling, der er sket i kraftvarmeproduktionen over en årrække. Igennem dokumentet præsenteres, hvordan forskellige rammebetingelser udfordrer kraftvarmeverkerne. Samtidig er det også vist, at fremskrivning af kapacitet og forventet forbrugsbehov på elsidens kan være en udfordring. Derfor er der grundlæggende fornuft i at videreføre en række af de eksisterende centrale og decentrale kraftvarmeverker. Nedenstående policy-anbefalinger kan bidrage til at forbedre økonomien i kraftvarmeverkerne på en måde, der sikrer driftsøkonomi, de samfundsmæssige hensyn, miljø og forsyningssikkerhed bedst muligt.

Regionalt perspektiv på øget elektrificering

- Der er fordele i bedre udlandsforbindelser. I sig selv er flere udlandsforbindelser dog ikke nok til at sikre økonomien i at opretholde kraftvarmekapacitet.
- Tilskyndelse til tiltag, der øget elektrificering
- Regionalt perspektiv i netudbygning

Markedsgørelse af systembærende egenskaber

- Betaling af de systembærende egenskaber er det rigtige princip ift. at elsystemet betaler for de ydelser, der leveres. Dette bør fremmes, men er i sig selv ikke nok til at sikre økonomien i kraftvarmeverkerne.

Kapacitetsudbud

- For at bygge bro fra en underskudssituation til et fremtidigt marked med elpriser, der er tilstrækkelige til at sikre elforsyningssikkerheden alene, bør der udbydes strategisk reserve.
- Det er vigtigt, at udbuddet organiseres bredt og teknologineutralt, således at relevante bydere ift. ydelsen ikke afskæres.

Fremme af eldrevne varmepumper og elektrificering

- Elafgiften bør reduceres generelt, da den er højere end øvrige energifgifter, selvom miljø- og klimabelastning fra elproduktion er kraftigt faldende.
- PSO hæmmer i udstrakt grad økonomien i eldrevne varmepumper og PSO'en bør derfor flyttes væk fra elregningen og over på en anden skattebase på finansloven.
- I erkendelse af at afgiftsreformer kan have lange udsigter anbefales, at der – nu og her – oprettes en tilskudspulje til eldrevne varmepumper i den decentrale kraftvarme. Der skal kunne gives mellem 20 og 50 pct. af investeringen i anlægsstøtte.

Kraftvarmekrav

- For centrale områder opretholdes kraftvarmekravet – med undtagelse af spids- og reservelast. Dette kombineres med dispensationsmuligheden ved udviklings- og demonstrationsprojekter for ikke-brændselsbaserede løsninger, som varmepumper, såfremt samfunds- og driftsøkonomien understøtter projektet, dvs. opretholdelse af regler som i dag. I de næste 15 – 30 år ses kraftvarme som bærende, mens vi begynder at indtænke og demonstrere næste generations teknologier. Det er desuden vigtigt, at rammerne for investeringen opretholdes i afskrivningsperioden. Derfor er det vigtigt, at have dispensationsmuligheder efter ansøgning, såfremt samfundsøkonomien og driftsøkonomien er positiv og såfremt projekterne ikke forrykker selskab- og forbrugerøkonomien for andre selskaber eller værker, med levering til samme varmesystemer og som evt. har foretaget langsigtede investeringer i anlæg.
- I områder med store decentrale værker >25 MW el bibeholdes kraftvarmekravet, der dog i praksis allerede kan fraviges, hvis samfundsøkonomien og driftsøkonomien tilsiger dette. Det er desuden vigtigt, at rammerne for investeringen opretholdes i afskrivningsperioden. I disse områder bibeholdes den eksisterende mulighed for godkendelse af solvarme og store varmepumper. I områder, hvor der kun er ét selskabsforbundet produktions- og distributionsselskab og det derved kan godtgøres, at investeringen ikke undergraver allerede godkendte og ikke-afskrevne investeringer, foretaget af andre selskaber, ophæves kraftvarmebindingen. Dette sker i takt med, at der er etableret selskabsøkonomiske incitamenter til at vælge de samfundsøkonomiske bedste varmeproduktionsteknologier, dvs. typisk eldrevne varmepumper.
- I områder forsynet fra decentrale anlæg mellem 2 og 25 MW el er målet en gradvis lempelse af kraftvarmekravet og brændselsbindingen i takt med, at der er etableret selskabsøkonomiske incitamenter til at vælge de samfundsøkonomiske bedste varmeproduktionsteknologier. Hvis der ikke kan findes egnede varmekilder til f.eks. varmepumper, skal der efter dispensation kunne etableres varmeproduktion på biomasse eller andre driftsøkonomiske konkurrencedygtige brændsler, når projektet er selskabs- og forbrugerøkonomisk fordelagtigt samt udviser positiv samfundsøkonomi.. Målet er at også selskabsøkonomien generelt understøtter de samfundsøkonomisk bedste valg, således at valg af produktionsteknologier og brændsler kan gøres frit.
- Kraftvarmekravet i områder med små værker under 2 MW el foreslås gradvis ændret som for værker mellem 2 og 25 MW. Dog gives alle decentrale kraftvarmeværker under 2 MW el, der leverer til kollektive fjernvarmenet, tilladelse til etablering af en biomassekedel på op til 1 MW termisk for at beskytte mod varmeprisstigninger ved grundbeløbets bortfald. De afgiftsmæssige rammer for elektrificering skal bringes på plads parallelt.

Samfundsøkonomiske beregninger

- Samfundsøkonomi skal fortsat være styrende princip ved valg af teknologier.
- Varmeforsyningslovens krav om valg af billigste løsninger skal oprettholdes.
- Brændselsbegrænsninger kan justeres, når der er skabt selskabsøkonomiske rammer for eldrevne varmepumper – når de fossile brændsler skal ud på sigt, skal der ikke på sigt være krav om fossile brændsler. Muligheden for VE-baseret spidslast skal være til stede, hvis en model kan sikre, at det udelukkende er spidslast.
- Samfundsøkonomi bør understøtte fleksibilitet og optimerede energisystemer, men samtidig skal regneregler og forudsætninger være så klare og ensartede at beregningerne ikke misbruges.

Tilslutnings- og forblivelsespligt

- Reglerne for tilslutningspligt revideres, så de kun kan anvendes ved nyudstykkede byområder.
- Hvis der ændres ved tilslutningspligten, kan det modsat overvejes at indskrænke dispensationsmuligheden for lavenergi-huse i områder, som udlægges til fjernvarme. Det er vigtigt, at aftagepligten for blokvarmecentraler bibeholdes. Reglerne om forblivelsespligt bør på den korte bane ikke revideres, da det kan have utilsigtede konsekvenser ift. foretagne investeringer.

2. Indledning

Dette dokument er Dansk Energi og Dansk Fjernvarmes fælles input til den analyse om fjernvarmens rammer, som Energistyrelsen forventes at afslutte ultimo første halvår af 2016.

Den analyse skal samle op på flere forskellige analyser.

I november 2014 besluttede energiforligskredsen, at rammerne for fjernvarme i relation til fremtiden, herunder grundbeløbets bortfald, skulle undersøges.

Derudover har Ib Larsen-udvalget (udvalget vedr. effektivisering af fjernvarmen) anbefalet følgende analyser:

- 1) Rammerne for nye investeringsbeslutninger, herunder evt. kommunale dobbeltroller som ejer og myndighed, brug af tilslutningspligt, samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Bestemmelserne om kraftvarmebindingen indgår også i denne analyse.
- 2) Klare rammer for forrentning. Undersøgelse af hvordan rammerne for forrentning mest hensigtsmæssigt kan udformes.

Opfølgningen på energiforligskredsens aftale samt Ib Larsen-udvalgets anbefalede analyse nr. 1 samles i den samme analyse, som afsluttes i første halvår af 2016.

I forlængelse af den analyse anbefaler Dansk Energi og Dansk Fjernvarme at centraladministrationen udvikler en egentlig kraftvarmestrategi, der inddrager alle væsentlige værdistrømme for kraftvarmeværkerne.

Dansk Energi og Dansk Fjernvarme anbefaler at en sådan kraftvarmestrategi bør være styret af en række principper, såsom:

A. **økonomisk bæredygtighed**; investeringerne i kraftvarmeværker skal sikres således, at rammerne bakker op om samfundsmæssige hensyn, samfundsøkonomisk fornuftige valg, og at der sikres stabile rammer for en selskabsøkonomisk bæredygtighed. Forskellen mellem krav om samfundsøkonomi i henhold til varmforsyningsloven og selskabsøkonomi er til tider i modstrid med hinanden. Fjernvarmepriserne skal være selskabsøkonomisk konkurrencedygtige i de tilfælde, hvor de er den samfundsøkonomisk bedste løsning.

B. **miljø- og klimamæssig bæredygtighed**; kraftvarmeværkerne skal fortsat bidrage til at nå de langsigtede mål på fx klimaområdet gennem brug af bæredygtig biomasse, biogas, VE-varmekilder, m.v.

C. **høj forsyningssikkerhed**; kraftvarmeværkerne har historisk sikret en meget høj forsyningssikkerhed for både el og varme. Der bør ska-

bes incitamenter til, at kraftvarmeværkerne fortsat kan sikre den høje forsyningssikkerhed for både el og varme i et energisystem med kraftigt stigende VE-andele.

Kraftvarmeværkerne anskues i følgende kategorier igennem notatet:

- Centrale værker
- Decentrale værker over 25 MW el
- Decentrale værker på 2-25 MW el
- Decentrale værker <2 MW el

Baggrunden for ovenstående kategorisering af kraftvarmeværkerne er, at den generelle inddeling i central og decentral kraftvarme er for unuanceret. Der er stor forskel på hvilken rolle store og små decentrale værker har i energisystemet. Anbefalingerne er differentierede i forhold til værksstørrelsen, idet lempelser af kraftvarmekrav og brændselsbindinger anbefales gennemført forskelligt for kategorierne.

3. Baggrund for kraftvarmen i Danmark

Fjernvarmesystemerne har i de store byer rødder langt tilbage i tiden, da det er en praktisk og effektiv varmeforsyning i tæt bebyggelse.

I 1979 lavede man varmeforsyningsloven med henblik på at fremme kollektive varmesystemer, dvs. fjernvarme og naturgas. Det underliggende formål med dette var at sikre større samproduktion af el og varme for at øge energieffektiviteten og mindske miljøbelastningen.

Dette grundlæggende forhold med fokus på fremme af kraftvarmeproduktion er stadig gældende som princip i varmeforsyningsloven:

§ 1. Lovens formål er at fremme den mest samfundsøkonomiske, herunder miljøvenlige, anvendelse af energi til bygningers opvarmning og forsyning med varmt vand og inden for disse rammer at formindske energiforsyningens afhængighed af fossile brændsler.

Stk. 2. Tilrettelæggelsen af varmeforsyningen skal i overensstemmelse med de i stk. 1 nævnte formål ske med henblik på at fremme samproduktionen af varme og elektricitet mest muligt.”

LBK nr 1307 af 24/11/2014

Udbygning med fjernvarme- og naturgasnettene foregik gennem de kommunale varmeplaner, der blev udarbejdet i løbet af 1980'erne

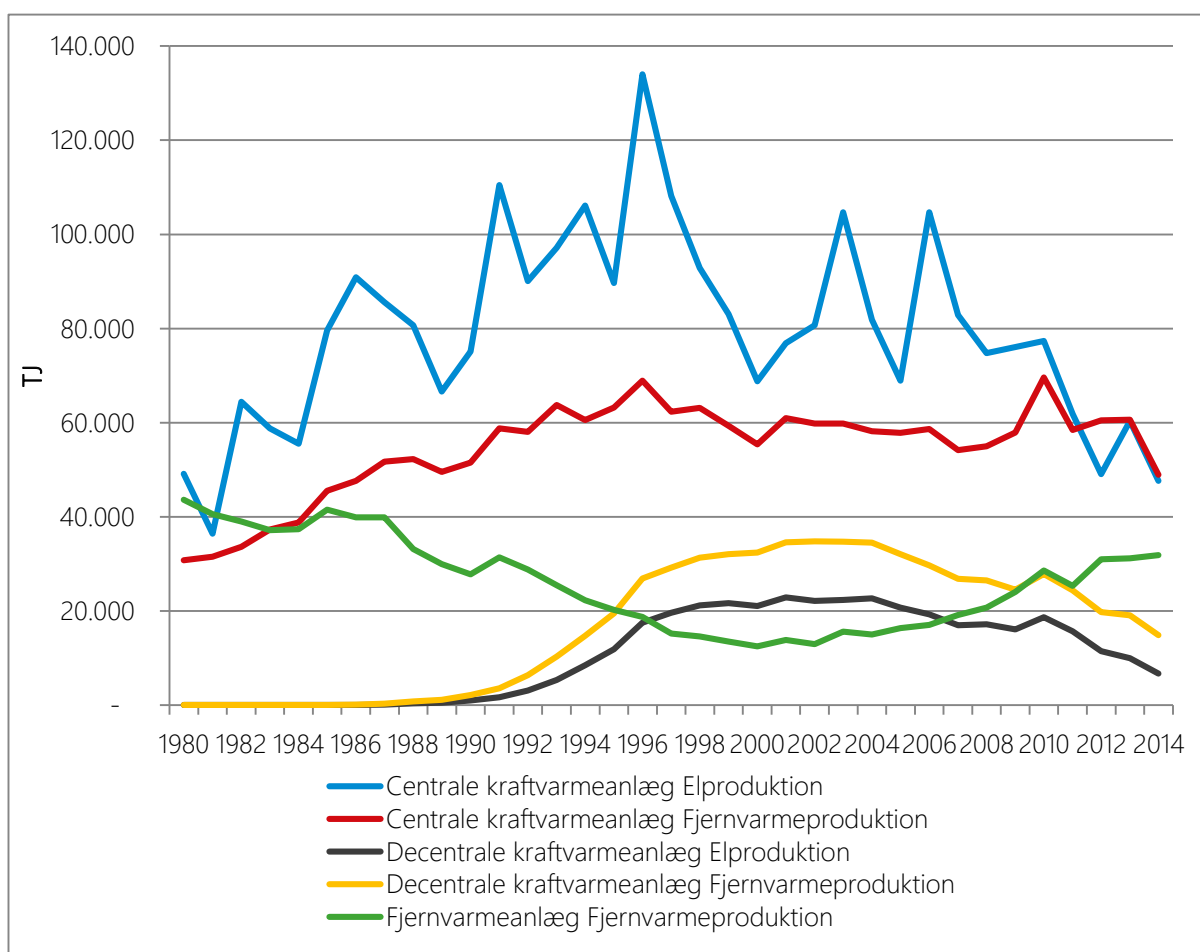
Igennem 1990'erne skete desuden en stor konvertering af decentrale fjernvarmeanlæg til kraftvarme på naturgas på basis af forudsætningskrivelser fra Energistyrelsen til de enkelte varmeværker. Dette førte til en markant stigning i samproduktionen af el og varme. Det betyder, at der i dag er stor kraftvarmekapacitet.

I dag står vi en situation, hvor fjernvarmen stort set er udbredt i byerne. Samtidig er kravet om effektiv udnyttelse af energi (primært kul og naturgas) i form af kraftvarme blevet suppleret med et ønske om overgang til CO₂ neutrale energikilder. Dette har medført en betydelig udbygning af vindmøller til el-produktion og en stadig større brug af biomasse ved produktion af kraftvarme og fjernvarme samt fx også solvarme ved fjernvarmeproduktion.

Men de økonomiske rammer, herunder lave elpriser, har i de senere år gjort at samproduktionen af el og varme er faldet markant, mens fjernvarmeproduktionen på kedler er steget, jf. figur 1.

Der er derfor behov for en generel justering af kraftvarmekravet, hvor man samlet sørger for, at det er tidssvarende i forhold til de planer, der er for et CO₂-neutralt energisystem, hvor fjernvarmen med de nuværende elpriser i mindre grad samproduceres med el til elnettet, men fremadrettet i højere grad bruger el til fjernvarmeproduktion.

Faldet i samproduktionen af el og varme over de senere år rejser det grundlæggende spørgsmål om der er brug for kraftvarmeverker i fremtiden? – og hvis der er, hvordan det så sikres, at der fortsat er kraftvarmeverker?



Figur 1: El- og fjernvarmeproduktion på centrale kraftvarmeverker, decentrale kraftvarmeverker og fjernvarmeanlæg. Kilde: Energistyrelsen 2015

3.1 Nuværende system og forventede ændringer i rammerne for fjernvarmen

Rammebetingelserne for kraftvarme er sammensat af en række forhold, hvoraf der for en del af forholdene er kendte eller meget sandsynlige ændringer i rammebetingelserne i de kommende år.

Følgende forhold er meget væsentlige for kraftvarmens fremtidige rammer:

- Regulering (regler vedr. områdeafgrænsning, kraftvarmekrav, brændselsvalg, samfundsøkonomi, tilslutnings- og forblivelsespligt, etc.)
- Tilskud og afgifter for diverse anlæg og mulige ændringer
- Brændsels-, el- og kvotepriser og forventede ændringer
- Grundbeløbet og bortfald af dette
- At el- og varmeproduktion formentlig skal være fossilfri mellem 2030 og 2050

Nedenfor er værkernes bidrag til centrale samfundshensyn samt økonomiens følsomhed ift. centrale rammebetingelser kort ridset op.

	Centrale	Store decentrale	Små decentrale
Samfundshensyn			
Varmepriser	Generelt lave	Moderate	Meget lave til meget høje
Elforsyningssikkerhed og systemydelse	Meget vigtige og fleksible	Vigtige og fleksible	Fleksible, men lille kapacitetsbidrag
Miljø, klima og fossil uafhængighed	Bidrager med en stor andel biomasse	Bidrager med en stor andel biomasse, delvis bibeholdelse af naturgas	En del biomasse, stort potentiale for sol og varmepumper
Rammer			
Grundbeløb 1	Ingen betydning	Stor betydning	Stor betydning
Grundbeløb 2	Ingen betydning	Ingen betydning	Stor betydning med hensyn til bibeholdelse af kraftvarmeanlæg
Elpriser	Stor betydning	Moderat betydning	En vis betydning
Kraftvarmekrav/brændselsbinding	Vigtigt	Vigtigt for selskaber, der allerede har investeret i kraftvarmekapacitet.	P.t. fordyrende, men forudsætning for grundbeløb. Lempelse vil p.t. lede til mange biomassekedler

Tabel 1: Centrale rammevilkår for kraftvarmen under ændring

Disse rammebetingelser påvirker incitamenterne til at etablere ny samt opretholde eksisterende kraftvarmekapacitet, men er ikke en udtømmende liste.

3.2 Behovet for national regulerbar elproduktionskapacitet i takt med grøn omstilling

I det følgende gennemgås behovet for regulérbar elproduktionskapacitet i en 10-årig periode, men med perspektiver trukket op for en periode på 15-20 år.

Den eksisterende elproduktionskapacitet er opgjort i nedenstående tabel.

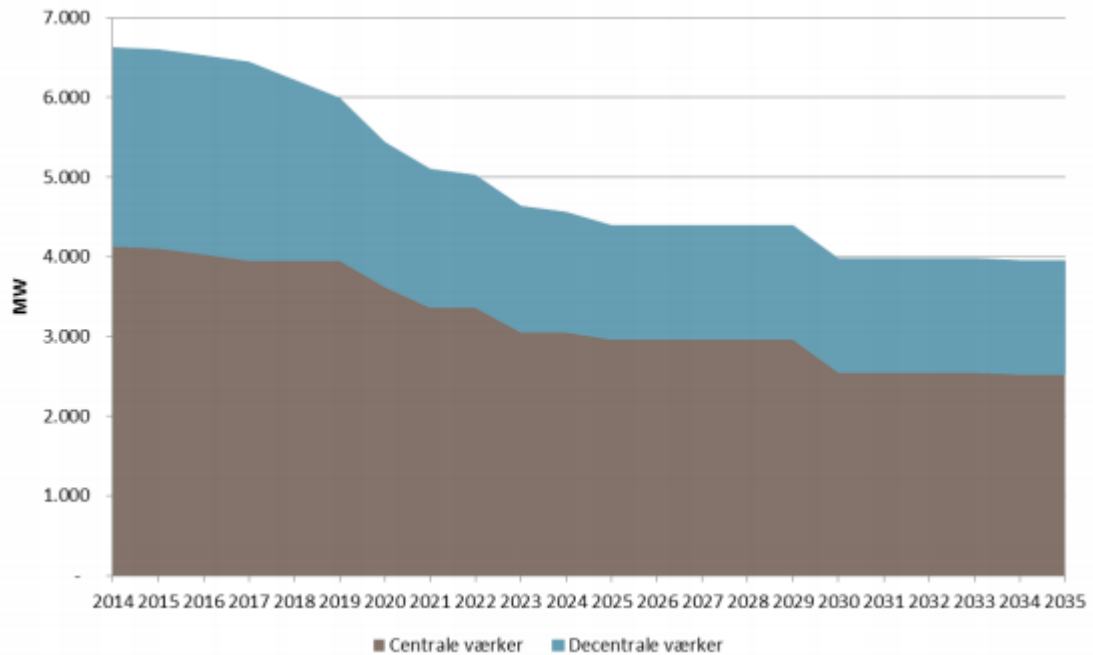
MW	Øst-DK	Vest-DK	I alt
Centrale værker	2.210	2.170	4.380
Decentrale, erhvervs- værker og lokale værker	645	1.845	2.490
Betinget driftsklar kapacitet	665	380	1.045
I alt	3.520	4.395	7.915
Herudover: Konserveret (ikke driftsklar) kapacitet	345	885	

Tabel 2: Maks. kapacitet centralt og decentralt. Kilde: Energinet.dk analyseforudsætninger, oktober 2015

Energinet.dk forventer dog en reduktion i den decentrale produktionskapacitet fremadrettet. Dette er bl.a. en konsekvens af konverteringer til ren varme- og grundbeløbets bortfald. Der er således lagt en reduktion i kapaciteten ind i Energinet.dk's analyseforudsætninger, der ligger til grund for udarbejdelse af systemplaner, effektbalancer m.v. For Øst-Danmark er der

tale mere end en halvering af den decentrale kapacitet, mens der for Vest-Danmark er regnet med en nedgang på ca. en tredjedel af kapaciteten allerede i 2020¹.

De markedsmæssige udfordringer for kraftvarmeværkerne fører til udfasning i højt tempo. I 2015 var der ca. 7 GW regulérbar el-kapacitet i Danmark, dvs. på termiske værker, hvoraf 2,5 GW var decentral kapacitet. Frem mod 2030 forventes den samlede regulerbare kapacitet reduceret til omkring 4 GW ifølge Energinet.dk's fremskrivning.



Figur 2: Udvikling i elproduktionskapacitet centralt og decentralt. Kilde: Energinet.dk analyseforudsætninger, oktober 2015

Tempoet for udfasning, og om det bliver mere eller mindre, vil blive afgjort af de samlede rammer for kraftvarme i Danmark.

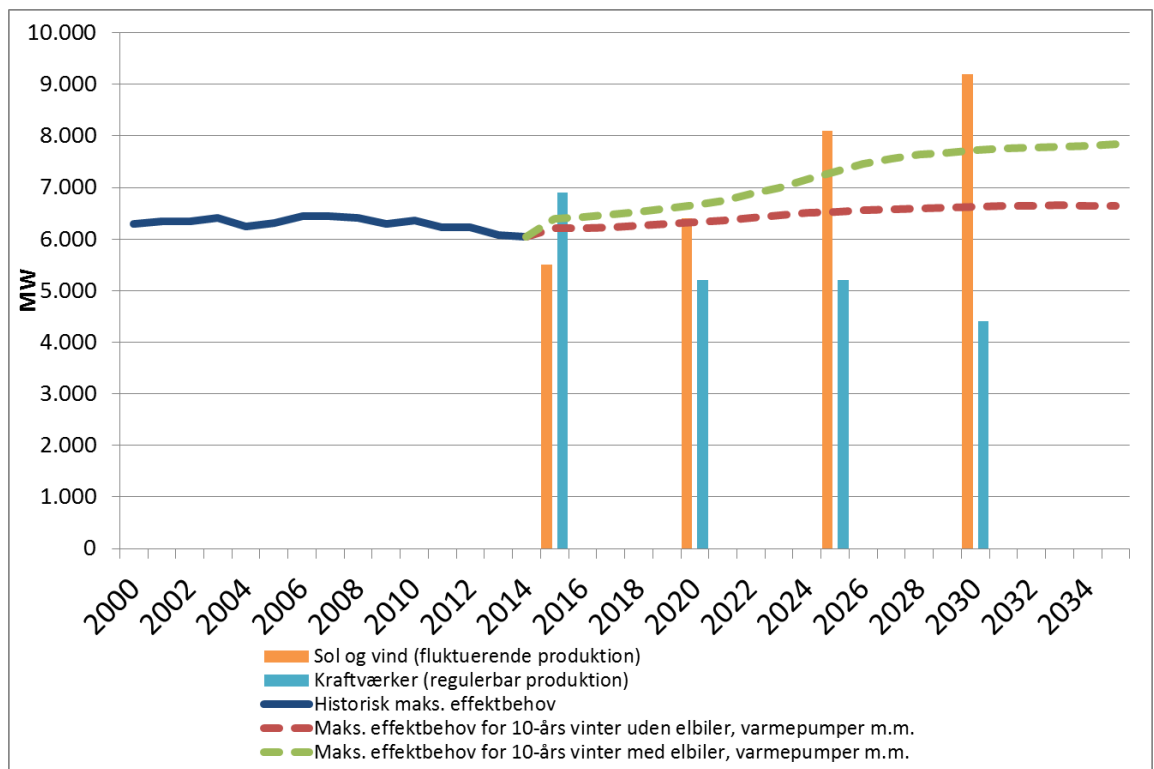
Det nyeste arbejde med fremskrivning af kapaciteten er opgjort i forbindelse med markedsmodel 2.0. Fremskrivningen af denne kapacitet er vist i figur 3, der viser Energinet.dk's fremskrivninger af forventet kraftværkskapacitet og vedvarende energiproduktionskapacitet frem til 2030. Figuren viser også udviklingen i elforbruget, hvis energisystemet udvikler sig den grønne vej med elektrificering af jernbanen, flere varmepumper og flere elbiler, er dækningsprocenten fra de danske kraftværker ca. 78 pct. i 2020 og ca. 71 pct. i 2025.

Figuren illustrerer hvordan strukturen i det danske elsystem forventes at ændre sig over de næste 15 år. Figuren viser også, at der sker et markant fald i kraftværkskapaciteten i forhold til elforbruget.

¹ Energinet.dk's analyseforudsætninger, maj 2014

Energistyrelsen gennemførte et projekt kendt som Konsensusanalysen i 2015. Formålet var bl.a. at etablere en definition af forsyningssikkerhed samt at etablere en ny metode for vurdering af forsyningssikkerhed. Denne metode tager udgangspunkt i sandsynligheden for, at der er tilstrækkelig elproduktion til at dække forbruget, enten i Danmark importeret fra udlandet.

På trods af nye beregningsmetoder, så ændrer det dog ikke ved forholdet, at et så stort fald i kraftværkskapaciteten kommer til at påvirke dansk forsyningssikkerhed. Energinet.dk konkluderede i forbindelse med Systemplan 2014, at *"Med de nuværende forventninger til udlandsforbindelser, VE-udbygningen samt forbrugsudviklingen forventes målsætningen om gennemsnitlig 5 minutters afbrud at være overholdt i 2025, hvis den indenlandske produktionskapacitet til den tid svarer til ca. 75 procent af det maksimale forbrug."*²

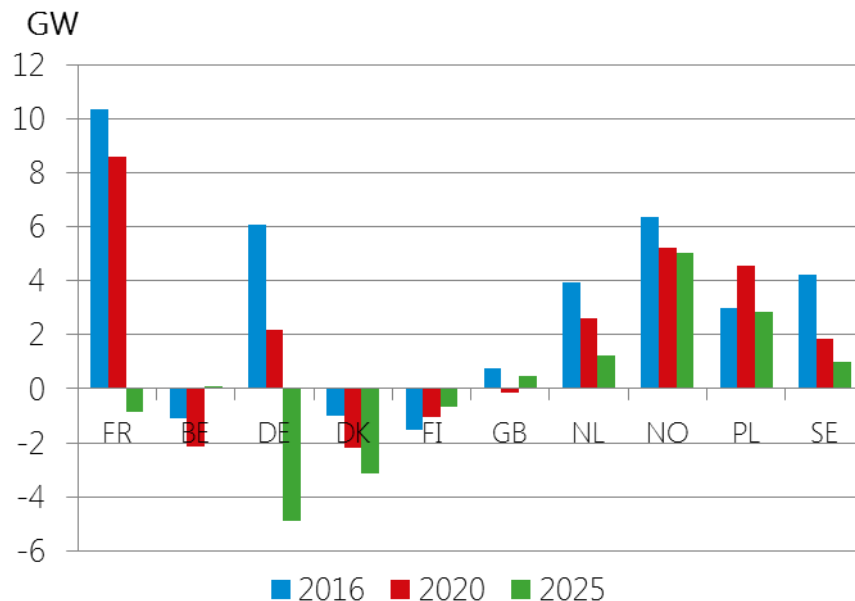


Figur 3: Forventet udvikling i elproduktionskapacitet på fluktuerende og regulerbar kapacitet samt maks. el-effektbehov Note: Højt og lavt elforbrug er hhv. med og uden Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler. Kilde: Energinet.dk. Slutrapport for markedsmodel 2.0, september 2015 og Analyseforudsætninger, oktober 2015.

Et europæisk studie af ENTSOE viser, at effektoverskuddene reduceres kraftigt i Danmark og i andre europæiske lande omkring os. I Danmark er der

² Energinet.dk, Systemplan 2014

i 2016 et effektunderskud³ på ca. 1 GW el, hvilket rundt regnet forventes tredoblet frem mod 2025, så det udgør i omegnen af -3 GW⁴.



Figur 4: Tilgængelig kapacitet aftrukket spidslast (2016-2025).

Kilde: ENTSOE. System Adequacy Forecast 2015.

Tal fra ENTSOE's Best estimate-scenariet hvor TSOens forventning til nybygget kapacitet er indregnet.

Tyskland går ifølge ENTSOE fra 6 GW overskudskapacitet i 2015 til 5 GW effektunderskud i 2025. Der er store fordele i, at landene ikke tænker forsyningsstrategier i siloer og at periodevise effektunderskud kan udjævnes over landegrænser. Men det kan også resultere i forsyningsproblemer, hvis alle lande planlægger store effektunderskud, der skal dækkes af udlandsforbindelser.

Grundlæggende er udlandsforbindelserne rigelige, men der er betydelige usikkerheder i forbindelse med hastigheden for udfasningen af kraftværkskapacitet i Danmark og omkringliggende lande. Dermed er forholdet mellem indenlandsk regulérbar kapacitet og forbrug snart frem mod 2025 – og i årene derefter er der en ikke uvæsentlig risiko for kapacitetsmangel.

3.3 Behovet for varmegrundlast

Den øgede elproduktion fra vindmøller samt stærkere kabelforbindelser til udlandet har medført færre og færre driftstimer på kraftvarmeanlæggene samt lukninger af anlæg.

³ Effektunderskud tolkes her som værende lig ENTSOEs begreb 'remaining capacity'. ENTSOE beregner remaining capacity som forventet, tilgængelige elproduktionskapacitet fratrukket spidslastforbruget på en særlig kold vinterdag. Der er også korrigeret for muligheder for fleksibelt forbrug.

⁴ Kilde til tallene er ENTSOE. Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. Best estimate-scenariet.

Behovet for kraftvarmeanlæg i fremtiden vil bestå af værker, der kan levere store mængder kapacitet, som typisk kendes et døgn i fremtiden, og dermed ikke behøver at være hurtigt regulerbare. Derudover er der behov for kraftværker til at levere systembærende egenskaber.

I de fleste decentrale områder er kraftvarmeanlæggene med de nuværende elpriser for tiden blevet sekundære, dvs. de færre driftstimer som følge af priserne på elmarkedet medfører, at den primære varmeproduktion til fjernvarme ikke længere kan påregnes at komme fra eksisterende kraftvarmeanlæg. Nye varme grundlastenheder kan med den nuværende regulering kun være kraftvarmeanlæg, der med nuværende rammer må forventes at have få driftstimer, overskudsvarme og varmepumper samt eksisterende spidslastkedler. Solvarme og elpatroner kan i udgangspunktet ikke være grundlastenheder pga. få driftstimer samtidigt med stort varmebehov. I centrale områder kan kraftvarmeanlæg, herunder også affaldsvarme og direkte anvendelig overskudsvarme levere grundlast-varme. Kedler kan kun etableres som spidslast og reserveanlæg samt til udvidelser af forsyningsområdet.

Da rammevilkårene udover kraftvarme i realiteten ikke medfører mulige alternativ varme-grundlastproduktion de fleste steder udover decentrale varmepumper, som driftsøkonomisk har brug for mere attraktive rammer, haster det med at få justeret rammerne for grundlast varmeanheder, fx eldrevne varmepumper, så teknologien bliver økonomisk attraktiv og kan udnyttes de steder, hvor der forefindes varmekilder.

I en samlet vurdering af el- og varmesiden giver det god mening at bibeholde en stor del af de eksisterende kraftvarmeværker ud fra et forsynings sikkerhedsperspektiv. Imidlertid vil noget kapacitet også blive udfaset i de kommende år. Det centrale er, at det ikke bliver for meget og for hurtigt.

3.4 Øvrige samfundsmæssige udfordringer i relation til kraftvarme

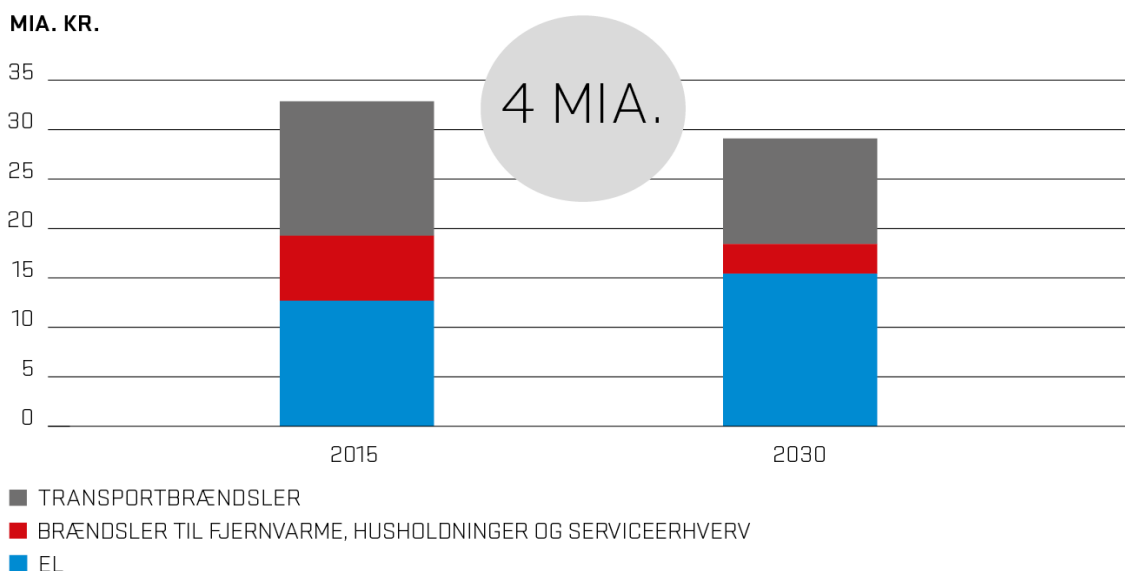
Utilgængelige udlandsforbindelser giver lave elpriser

De danske udlandsforbindelser fra Jylland mod Tyskland er kun tilgængelige i en meget lille andel af årets timer. I 2015 var den gennemsnitlige rådighed 13 procent. Dermed kan danske ejere af kraftvarmeværker ikke indfri det fulde potentiale for eksport af el mod syd og højere priser. Med idriftsættelsen af Cobra-kablet til Holland, som forventes i 2017 og en eventuel ny forbindelse til Storbritannien, forventet 2022, så er det forventningen, at danske elproducenter har mulighed for at konkurrere på nye markeder, hvor priserne er højere end i Norden.

De utilgængelige udlandsforbindelser er ikke alene et problem for kraftvarmeværker, men er også et samfundsmæssigt problem. Det betyder, at der er begrænset mulighed for eksport af el fra vedvarende energikilder på tidspunkter, hvor vi har mulighed for at eksportere, som skaber samfundsmæssige gevinster for Danmark.

Statens afgiftsprovenu falder og afgifterne forvrider

Provenuet fra danske energiafgifter har igennem de sidste 20-30 år været støt stigende. Det betyder, at der i 2015 var et provenu på rundt regnet 20 mia. kr. fra energiafgifter på el og brændsler til opvarmning. Oprindeligt har energiafgifterne både haft et adfærdsregulerende og fiskalt sigte, men med tiden er det adfærdsregulerende element blevet overhalet af udviklingen, så afgifterne forvrider udviklingen i en forkert retning. Det bedste eksempel er, at elafgiften er høj af historiske årsager fordi elproduktion tidligere var forbundet med stor CO₂-udledning og en del spild af overskudsvarmen. Det er imidlertid ikke længere tilfældet og el er en meget miljøvenlig energibærer, men det historisk betingede høje afgiftsniveau hænger ved. Derfor er der ud fra et adfærdsregulerende synspunkt rigtig gode argumenter for at reducere elafgiften. Samlet set er provenuet fra energiafgifterne faldende, hvoraf en del skyldes energieffektiviseringer og en del skyldes fx udfasning af fossile brændsler.



Figur 5: Estimeret ændring i provenu fra energiafgifter. Kilde: Dansk Energis beregninger på baggrund af tal fra Skatteministeriet og Energistyrelsen.

Det er nødvendigt med en reform af energiafgifterne. Det er formentlig ikke hensigtsmæssigt, at energiafgifterne i takt med at energiforsyningen er blevet grøn, skal levere provenu på samme niveau som hidtil. Dermed bør finansieringen af samfundets omkostninger i stigende grad hentes fra andre skattebaser.

Kraftvarmekravet og store varmepumper

Der er et kraftvarmekrav i de centrale områder, der betyder at store varmepumper i centrale områder kun kan godkendes gennem dispensation fra Energistyrelsen. En ophævelse af kraftvarmekravet ville på den ene side kunne øge muligheden for at indfase varmepumper uden at skulle søge dispensation, mens det på den ene side vil udhule det økonomiske grundlag for kraftvarme i de centrale områder. Der er således for både aktørerne og samfundet modsatrettede hensyn forbundet med store varmepumper i centrale områder, som bør belyses.

Imidlertid er det typisk også sparsomt med kilderne til varmepumper i de centrale områder, hvorimod der i decentrale områder formentlig generelt er flere naturlige kilder. Udnyttelse af overskudsvarme med eller uden brug af en varmepumpe kan dog i visse tilfælde give mening, idet udnyttelse af varmen kan medvirke til et energisystem med høj effektivitet. For at systemet samtidig skal blive mere energieffektivt ved udnyttelse af overskudsvarme, kræver det dog at udnyttelsen ikke leder til tab andre steder ved fx at lede til mere kondens elproduktion, da der så ikke er vundet noget ved udnyttelsen ud fra en systembetragtning. Udnyttelse af varme fra fx store institutioner, butikcentre samt datacentre, kan måske i fremtiden bidrage med grundlastvarme til store byer. Derfor er det vigtigt at bibeholde dispensationsmuligheden for samfundsøkonomisk gode projekter, således at fremtidens varmeteknologier kan demonstreres i dag.

Der er på den måde behov for at sikre en tidsmæssig hensigtsmæssig indfasning af varmepumper, der formentlig starter med "fuldskala-udrulning" i mindre fjernvarmeområder, mens det i store varmeområder i en årrække vil være udvalgte udviklingsprojekter, der kan blive indpasset og teknologien blive demonstreret i større skala. HOFORs demonstrationsprojekt med geotermi og havand/spildevand som kilder består af 2x5 MW varmekapacitet, som forventes i drift i hhv. 2017 og 2018. Spidslasteffekten i hovedstadsområdet er over 2.000 MW varme. Så der skal pågå et stort udviklingsarbejde før varmepumper måske kan bidrage til varmeforsyningen i København i større omfang – imidlertid vil selv mindre varmepumpeprojekter tage en del af grundlasten fra eksisterende kraftvarmeværker.

Det handler om en balanceret indfasning af store varmepumper i centrale byer over en længere årrække i takt med at nogle af de eksisterende kraftvarmeværker bliver overflødige pga. udviklingen i elsystemet, således at kraftvarmekravet med tiden kan ophæves.

4.Udfordringer for danske kraftvarmeværker

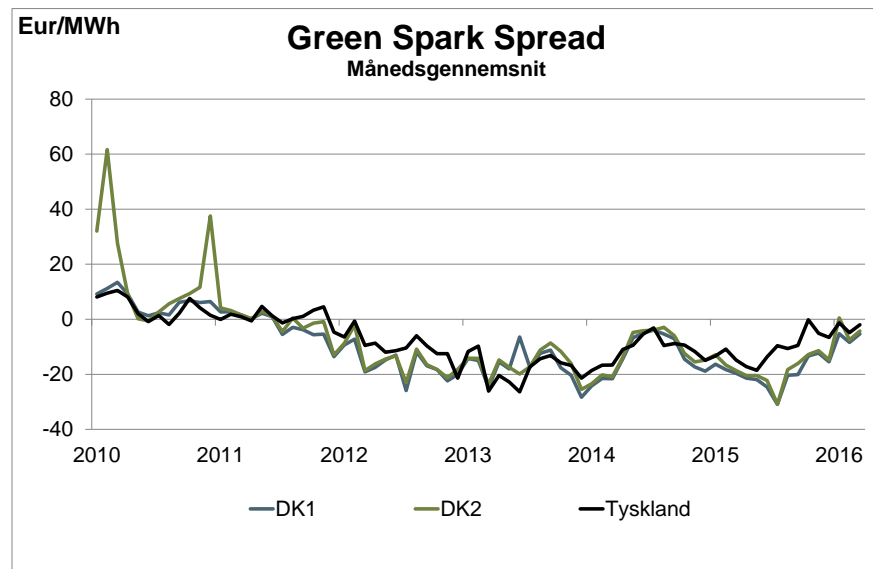
I arbejdet med input til samlet kraftvarmestrategi er identificeret følgende udfordringer for de danske kraftvarmeværker, hvoraf en del også afspejler sig direkte som samfundsmæssige problemer.

4.2 Lave elpriser

I 2015 endte elprisen på 171 og 183 kr./MWh i hhv. DK1 og DK2. I 2010 var den tilsvarende 346 og 424 kr./MWh. Markedsprisen for el i Danmark er således faldet markant i de senere år.

I sig selv er lave elpriser ofte et udtryk for et sammenfald af flere faktorer, dvs. fx også lave brændselspriser, som ikke i sig selv påvirker økonomien i kraftvarmeværkerne negativt. Derfor er det relevant at se på forskellige spreads, som er udtryk for forskellen mellem elprisen og de variable omkostninger til D&V, brændsel samt CO₂-kvoter.

I de senere år er forskellen mellem elpris og de variable omkostninger indskrænket betragteligt for danske kraftvarmeværker. I følgende figur er det illustreret for et naturgasfyret værk.

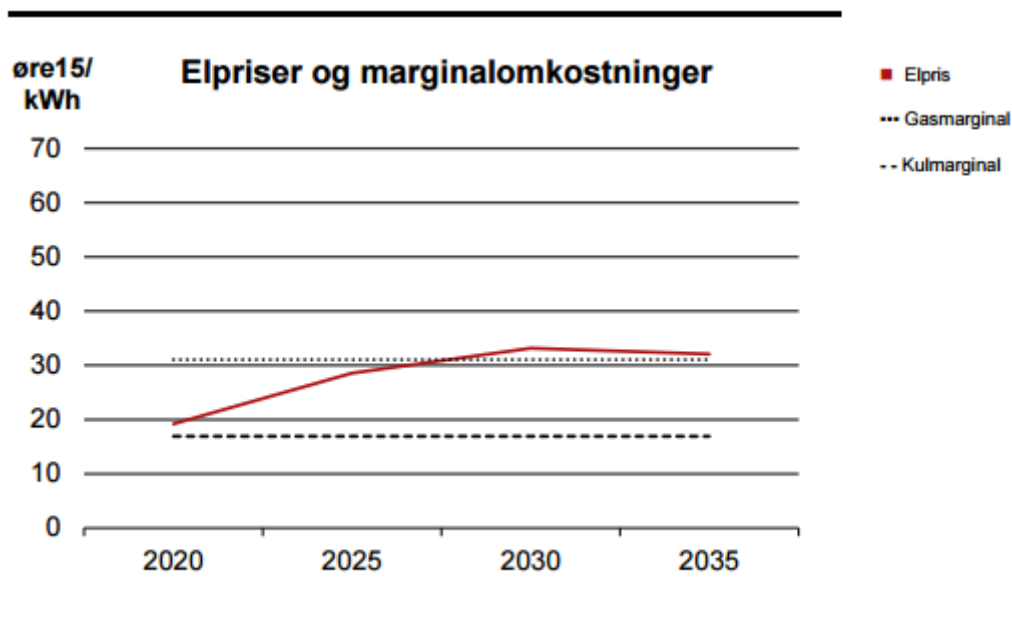


Figur 6: Spreads for naturgasfyrede værker.

Dermed er økonomien for kraftvarmeværkerne væsentligt forringet i de senere år.

Med betydelige usikkerheder viser Dansk Energis fremskrivninger af elpriser, at spreads ift. kulmarginalen er meget lave i de næste 10 år og ikke tilstrækkelige til at dække værkernes faste omkostninger, hvorefter elpriserne stiger lidt. Det er dog ikke sikkert at niveauet efter 2025 er tilstrækkeligt til at sikre levetidsforlængelser.

Udsigterne til at elpriserne som et gennemsnit stiger tilstrækkeligt til at kunne dække omkostningerne til gasmarginalen samt faste omkostninger er meget lange og vil umiddelbart først indtræffe efter 2030. Imidlertid er forekomsten af timer med ekstreme priser afgørende for gasværkerne, der typisk ikke kører i grundlast. Men selv relativt få timer med meget høje priser kan hjælpe gasværkernes økonomi betydeligt.



Figur 7: Spreads ses som forskellen mellem elprisen og hhv. gas- og kulmarginalen. Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel, Analyse nr. 20, januar 2016

Indtægterne fra elsalg er således kraftigt reduceret og fremtidsperspektiverne for en markant forbedring er noget usikre. Lavere priser og lave spreads i elmarkedet betyder også, at kraftvarmeanlæggene kører mindre. Det øger behovet for tvangskørsler med højere varmepris til følge. Den økonomiske værdi af samproduktion reduceres.

Lave elpriser reducerer incitamentet til reinvesteringer, reducerer driftstiden på kraftvarmeanlæggene og øger indirekte varmesidens omkostninger til kraftvarmekapacitet. Grundbeløbet har dog opvejet de lave elpriser for de centrale værker i en periode.

Den manglende adgang til udlandsforbindelser er også medvirkende til at priserne, som de danske elproducenter kan afregne til, er lavere end de burde, hvis markederne var mere reelt velforbundne og dermed mere velfungerende.

4.3 Manglende betaling for systembærende egenskaber

De danske kraftværker har traditionelt leveret systembærende egenskaber (reaktiv effekt, inert, etc.) som resultat af krav i Energinet.dk's tekniske forskrifter med hjemmel i Elforsyningsloven. I takt med at kraftvarmeværkerne ikke længere er grundlastenheder, så er disse ydelser ikke længere naturlige biprodukter af driften, som hidtil har været 'gratis'. Kraftværkslukning stiller spørgsmålstejn ved hvordan disse egenskaber bedst tilvejebringelses fremadrettet, og en markedsføring af systembærende egenskaber bør undersøges nøje. Energinet.dk gør stort set ikke indkøb af disse ydelser i dag, primært fordi deres tilvejebringelse sker som krav i lovgivning og tilslutningsbestemmelser. Samtidig giver Energinet.dk egne investeringer i synkronkompensatorer forrang frem for kommercielt ejende aktiver.

Den manglende betaling for systemydelser gør sammen med de lave elpriser, at mange større kraftvarmeværker planlægges som modtryksværker i stedet for udtagsværker, hvorved fleksibiliteten i forhold til elsystemet ikke er optimal. Såfremt det fremadrettet ønskes, at værkerne er så fleksible som muligt, bør der betales for ydelserne.

4.4 Teknisk restlevetid på kraftvarmeværker

Med udgangspunkt i Energifaftalen fra 2012 fik Dansk Gasteknisk Center (DGC) til opgave at analysere den danske gasfyrede kraftvarmekapacitet. Det mundede ud i en rapport fra 2013. DGC opgjorde på daværende tidspunkt, at der var installeret ca. 1.000 MWe kapacitet på de naturgasfyrede motorbaserede kraftvarmeværker, knap 500 MWe på combined-cycle-anlæg og ca. 140 MWe på simple-cycle-gasturbineanlæg, dvs. ca. 1.650 MW el i alt.

Installationsåret er ikke specielt relevant for den tekniske restlevetid af anlæggene, hvilket i højere grad afgøres af, hvornår anlæggene er hovedreoveret, og hvornår de står overfor den næste hovedreovering.

Da DGC udarbejdede denne rapport havde en del af værkerne servicekontrakter, der allerede indeholdt betaling for hovedreovering. Imidlertid er denne kontrakttype mere eller mindre udfaset af motorfabrikanterne siden. Således vil forestående hovedreoveringer skulle betales af værkerne, hvilket nærmest svarer til nyinvesteringer i et anlæg.

DGC vurderede, at en samlet elkapacitet på 370 MWe ville skulle hovedreoveres inden 2020 og yderligere 350 MWe fra 2020 til 2025. På den baggrund vurderede DGC, at omtrent 210 MWe vil bortfalde frem til 2019 og yderligere ca. 200 MWe vil bortfalde fra 2020 til 2025 pga. forestående hovedreovering. DGCs vurdering var dog uden hensyntagen til økonomiske rammebetingelser. Et sandsynligt scenarie er derfor, at det meste kapacitet holdes driftklar til og med grundbeløbets bortfald ved udgangen af 2018,

men at der i stedet "spares" på driftstimerne, hvis hovedrenoveringen nærmer sig.

DGC vurderede samtidig, at de ca. 300 MWe, som findes på anlæg under 5 MW indfyret, ville forblive i drift, fordi de kunne overgå til treledstariffen. Imidlertid er der sidenhen truffet politisk beslutning om, at man ikke ville forsøge at renotificere statsstøttegodkendelsen af treledstariffen. De værker, der har været på treledstarif er siden overgået til grundbeløb til og med 2018, hvorefter støtten til disse vil bortfalde. Dermed er det sandsynligt, at en ganske betydelig del af de 300 MWe også vil blive udfaset efter 2018.

Det er dermed sandsynligt, at i omegnen af 700 MWe decentral gasfyret el-produktionskapacitet vil blive udfaset frem mod 2025.

4.5 Grundlast varmeproduktion ved bortfald af grundbeløb

Med udgangen af 2018 bortfalder det store grundbeløb og med udgangen af 2019 bortfalder det lille grundbeløb også. Dermed forsvinder den mekanisme, der har sikret stabile varmepriser i forbindelse med overgangen til markedsvilkår for de decentrale kraftvarmeværker. Det vil alt andet lige betyde stigende varmepriser.

Beregninger viser, at prisen på fjernvarme fra decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker vil stige med ca. 4.500 kr./år ift. dagens priser for en standardforbruger. Dette er naturligvis under forudsætning af en række betingelser, fx vil der nok være en række selskaber, der henlægger midler til ny grundlast varmeproduktionsenheder i øjeblikket. Dermed er det ikke sikkert, at alle rammes med meget store varmeprisstigninger ved grundbeløbets ophør, da henlæggelserne og investeringerne vil udjævne niveauforskellen i opkrævet varmepris før og efter grundbeløbet.

I følgende figur er varmeprisen vist for en standardforbruger tilknyttet et centralt naturgasfyret kraftvarmeværk før og efter grundbeløbets bortfald. Derudover viser figuren to mulige alternativer til at fortsætte varmeproduktionen på gaskedler, dvs. etablering af røggaskondensering på naturgasmotoren eller etablering af en eldreven varmepumpe. Begge alternativer vil dog også lede til varmeprisstigninger i forbindelse med grundbeløbets bortfald, hvis der ikke gives støtte til teknologiskiftet.

Nedenfor er skitseret hvad prisen vil være før og efter grundbeløbet med de mulige alternativer uden støtte.



Figur 8: Varmepriisstigning med lovlige alternativer for alm. husstand før og efter grundbeløbets bortfald uden indregnede henlæggelser til nye projekter. Fliskraftvarme er også lovligt, men ikke muligt ved små anlæg pga. skala. Kilde: Dansk Energis beregninger.

Manglende beslutningsevne om de fremtidige rammevilkår for fjernvarmeselskaber skaber usikkerhed om den fremtidige omstilling fra kraftvarme til ny grundlast varmeproduktion i det omfang kraftvarmekapaciteten kan undværes.

Så længe der ikke er klarhed over rammevilkårene vil der fortsat være incitament til biomassekedler, som stille og roligt overtager rollen som varmegrundlast i mange decentrale områder. Derfor haster det med at få forbedret selskabsøkonomien i de samfundsøkonomisk bedste resultater.

5. Evaluering af policy tiltag

5.1 Udlandsforbindelser, samt øget regionalt perspektiv

I de kommende år udbygges udlandsforbindelserne med Cobra og Vinking Link. De bedre udlandsforbindelser kan medføre en forbedring af elprisen, men det er usikkert hvor meget. Der er således tale om et bidrag til en bedre forretning for kraftvarmeværkerne, men det står dog også klart, at

udlandsforbindelserne i sig selv ikke kan bidrage med den fornødne forbedring af økonomien i kraftvarmeværkernes økonomi. Derfor kan udlandsforbindelser kun virke understøttende ift. forbedrede rammer for kraftvarmen, men ikke stå alene.

5.2 Markedsgørelse af systembærende egenskaber

Indtægter herfra ved bedre markedsgørelse af systembærende egenskaber. Internationale erfaringer på feltet er meget begrænsede. Der ligger store usikkerheder i hvordan disse kan og vil blive udformet, og dermed hvilken mulighed værkerne har for at sælge disse ydelser. Energinet.dk investeringer i synkronkompensatorer er fortsat hemmeligholdt, men disse kunne give en indikation af prisen ved en alternativ tilvejebringelses form.

Betaling af de systembærende egenskaber er også det rigtige princip ift. at elsystemet betaler for de ydelser, der leveres.

Konklusionen er, at forbedring af disse afregningsmuligheder vil være positivt, men der vil med stor sandsynlighed blive tale om et bidrag til at sikre værkernes samlede økonomi.

5.3 Kapacitetsbetaling, -marked eller udbud

I 2015 udbetaltes i alt 1,15 mio. kr./MW el til decentrale værker i grundbeløb for at være driftsklar og står til rådighed på elmarkedet. Dette bortfalder for de fleste værker med udgangen af 2018. Dertil får værkerne op til 640.000 kr. per værk om året til og med 2019 i det såkaldte grundbeløb 2 (8-øren). I 2015 udgjorde denne støtte i gennemsnit 220.000 kr./MW el for værker under 5 MW el.

EU's statsstøtte lovgivning begrænser medlemsstaternes muligheder for give kapacitetsstøtte efter samme model som grundbeløbet. Det skyldes hovedsagligt, at støtten er bestemt regulatorisk og ikke i forhold til et konkurrencemæssigt udbud af kapacitet.

Løsningen kan meget vel være at forsyningssikkerheden på el siden sikres gennem et kapacitetsmarked, hvor der skabes en markedspris for kapacitetsbehovet. Denne model betragtes som en god løsning ved varige effektunderskud. Erfaringer fra Storbritanniens kapacitetsmarked viser priser omkring 190.000 DKK/MW. Et alternativ, som kan bygge bro fra en underskudssituation til et fremtidigt marked med elpriser, der er tilstrækkelige til at sikre elforsyningssikkerheden alene, er en såkaldt strategisk reserve. Reserven er typisk et ældre kraftværk, som står overfor lukning, men som staten køber som en fysik forsikring med strømafbud for at kunne dække

den sidste spidslast. Energinet.dk har afholdt udbud på en strategiske reserve på 200 MW på Sjælland i 2015, men udbuddet blev annulleret, og prisen derfor ukendt. Betragtes som en billig løsning ved begrænsede kapacitetsbehov. Principperne for et sådan udbud bør være den bredeste mulige deltagerbase, så der opnås flest mulige budgivere og lavest mulig pris.

Det er endvidere vigtigt, at udbuddet organiseres teknologineutralt, således at der gives mulighed for at alle de teknologier, der kan levere den relevante ydelse ikke afskæres fra at byde ind, herunder også fleksibelt forbrug. På den vis sikres fair konkurrence.

Udbuddet bør organiseres, så alle budgivere får en fornuftigt tidsperiode til forberedelse og der skal sikres gennemsigtighed i processen.

5.4 Generelle hensyn vedr. kraftvarmekrav

Danmark har brug for indenlandsk styrbar elproduktionskapacitet af en vis størrelse. Der bør derfor være de rigtige incitamenter til, at aktører ønsker at vedligeholde hhv. tilvejebringe en fornøden kraftvarmekapacitet igennem afregning på elmarkedet og afregning af tilhørende systemydelse. Fjernvarme fra kraftvarmeverker skal kunne afregnes på vilkår, der giver konkurrencedygtige varmepriser jf. varmforsyningslovens prisbestemmelser samt stabile vilkår for afskrivning af afholdte investeringer. Kraftvarmekravet blev etableret for at sikre høj energieffektivitet. Fokus på klimaændringer og CO₂-neutralt energisystem har i de senere år vist sig i visse situationer at være svært forenelig med kraftvarmeløsninger, da den øgede elproduktion fra vindmøller og solceller udkonkurrerer samt fjerner behovet for kraftvarme i det omfang, der hidtil har været til stede i Danmark.

Et kraftvarmekrav skal på den ene side afbalancere elsystemets (samfundets) behov for elproduktionskapacitet og på den anden side varmesystemets behov for varmeproduktionskapacitet. På vej mod et fossilfrit samfund bør kraftvarmekravet derfor på længere sigt måske kun opretholdes i det omfang, der etableres brændselsbaserede løsninger og hvor det er samfunds- og driftsøkonomisk fornuftigt.

Teknologier som store varmepumper kan i fremtiden til en vis grad hjælpe på at udligne store udsving i elproduktionen fra vindmøller ved at bruge el på at nyttiggøre mindre tilgængelige varmekilder. Dermed mindskes et givet kraftvarmeverks varmemarked, men samtidig øges elforbruget, hvilket i mindre omfang bidrager til at styrke kraftvarmeverkets økonomi. Det er derfor vigtigt, at anvendelsen af store varmepumper udvikles og modnes i et tempo, der tilpasses de faktiske forhold og teknologiens nuværende modenhed. I varmeområder med kraftvarmekrav bør relevante demonstrationsprojekter derfor kunne opnå dispensation. Varmepumperne skal helst ind som grundlast varmeproduktionskilde i en takt, hvor der produceres mindre varme på kraftvarmeanlæggene og de pågældende kraftvarmeanlæg er udtjente, idet de kan opretholde og forbedre det samlede energisystems effektivitet.

Samfundsøkonomiske hensyn skal fortsat være styrende og de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger bør sikre, at der ikke overinvesteres i elkapacitet, der udkonkurrerer kraftvarmekapacitet, som allerede er etableret på et samfundsøkonomisk sundt grundlag.

De samfundsøkonomisk bedste løsninger er i øjeblikket pga. lave brændselspriser ofte fossile løsninger på fx naturgas. Dette passer dårligt med de nationale klima- og miljømål, og der bør ske enten en prioritering af fiskale hhv. klima/miljøhensyn eller en justering af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, således at fiskale og klima-/miljømål trækker i samme retning. Det er også fortsat vigtigt, at få præciseret de samfundsøkonomiske elpriser for beregning af fx projekter med varmepumper eller elpatroner, så de ikke beregnes med en gennemsnitlig elpris, hvis de er mere fleksible.

Der bør være plads til vedvarende varmeproduktionskilder som solvarme og overskudsvarme i fremtidens varmeforsyning. I kraftvarmeområder bør samfundsøkonomiske kriterier sikre, at disse understøtter den samlede fjernvarmeforsynings økonomi og kraftvarmeverkets fleksibilitet i forhold til elsystemet.

Værker samt transmissions- og distributionsselskaber, der allerede har investeret i (grøn omstilling af) kraftvarmekapacitet i tiltro til gældende rammebetingelser, skal beskyttes mod udhuling af deres investeringer i en given afskrivningsperiode. Såfremt dette ikke sikres aftalemæssigt eller regulatorisk bør overgangsordninger med økonomisk kompensation sikre dette.

I områder hvor der kan sikres samfundsøkonomisk optimale løsninger, der tilgodeser hele fjernvarmesystemet, dvs. både produktion, transmission og distribution, uden at investeringerne undergraver allerede foretagne samfundsøkonomisk rentable investeringer, der endnu ikke er afskrevet, bør der gives større valgfrihed ved at kraftvarmekravet lempes.

Valgfrihed af teknologi og brændsler bør fremmes, når ovenstående hensyn er taget.

5.5 Kraftvarmekravet i centrale områder

Kraftvarmekravet i de centrale områder sikrer varmegrundlaget og bidrager dermed samlet til kraftvarmeverkernes økonomi. Kravet bidrager således både til at opretholde elproduktionskapacitet samt samproduktion af el og varme, der er et af hovedformålene med varmeforsyningsloven.

Kraftvarmekravet lægger endvidere en dæmper på udviklingen mod ren biomassevarme, der følger at skæve incitamenter i tilskuds- og afgiftssystemet til fordel for varme fra biomassekedler. Uden et kraftvarmekrav ville nye anlæg således udelukkende blive bygget som rene varmeanlæg uden elproduktion, idet elpris og elproduktionstilskud tilsammen ikke finansierer merinvesteringen i kraftvarmekapacitet. De centrale kraftvarmeanlæg, der bliver bygget i dag, har dog en relativt høj andel varmeproduktion ift. el.

På langt sigt kan det tænkes, at behovet for kraftvarmekapacitet også er dalende i de centrale områder. Derfor er det vigtigt, at den nuværende dispensationsmulighed i projektbekendtgørelsen, som tillader udviklings- og demonstrationsprojekter, bibeholdes. Der kan være brug for at etablere udviklings- og demonstrationsprojekter, således at teknikken til at udnytte de tilstedeværende varmekilder, som fx havvand afprøves. Forskellige projekter for udnyttelse af overskudsvarme fra fx fjernkøling bør tilsvarende kunne afprøves og dermed kunne opnå dispensation. Imidlertid må krav om samfundsøkonomi fortsat være et gældende princip. Det kan give mening at specificere, hvordan køleprojekter skal behandles i samfundsøkonomiske beregninger, fx at give retningslinjer for, hvor stor en del af omkostningerne i fjernkøleprojekter med varmeudnyttelse, der skal henregnes til varmeudnyttelsen.

På langt sigt kan man vurdere, hvad der er teknisk og økonomisk optimalt i forhold til elforsyningen og varmforsyningen i de store byer. På det tidspunkt må behovet for kraftvarmekravet revurderes. Indtil da anbefales kraftvarmekravet opretholdt i centrale fjernvarmeområder.

5.6 Kraftvarmekrav og brændselsbinding decentralt

I de decentrale områder er kraftvarmekravet lempeligere end i de centrale områder, dvs. den reelle binding er snarere krav om samfundsøkonomi og bestemte brændsler. I decentrale kraftvarmeområder er der frit brændselsvalg, hvis produktionskapaciteten etableres som kraftvarme, hvilket en række værker har besluttet at benytte sig af. Mindre kraftvarmeværker kan dog ikke få god økonomi i biomassekraftvarme, da der er en vis skalafordel. Disse værker kan frit etablere solvarme og eldrevne varmepumper, da hverken sol eller el betragtes som brændsler. Man kan desuden etablere ren varmeproduktion uden elproduktionskapacitet, hvis det er det mest samfundsøkonomisk fordelagtige.

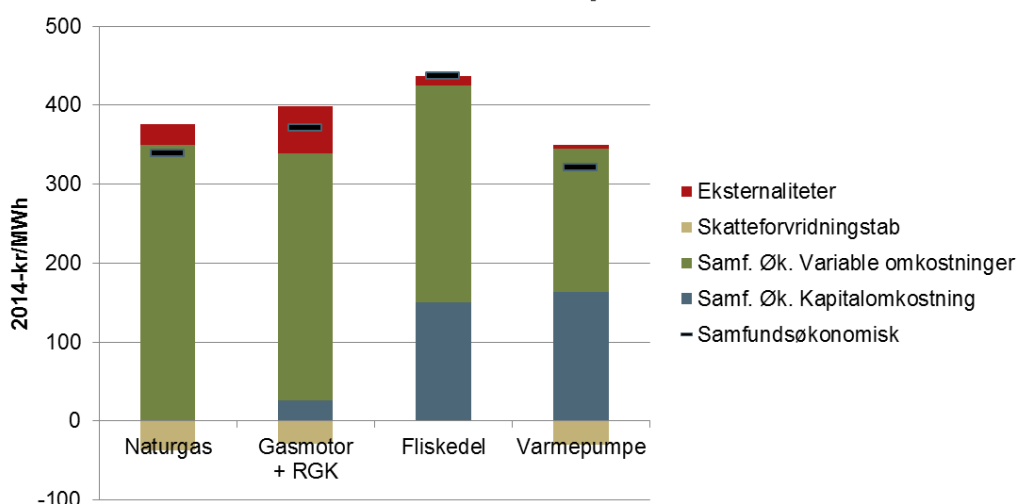
Store decentrale værker kan opleve samme skaleringsproblemer som centrale værker i forhold til at lave varmepumpeløsninger af en tilstrækkelig størrelse til at dække en betydelig del af grundlasten. Dertil kommer, at der ikke alle steder vil være velegnede naturressourcer eller overskudsvarme at bruge som varmekilde for varmepumpen. De steder, hvor der ikke er egne varmekilder til varmepumpen, kan der regnes på luft til vand-alternativet, men hvis den samlede COP og business-case ikke er attraktiv, er det mest hensigtsmæssigt, at værkerne efter dispensation investerer i andre produktionsteknologier.

Overskudsvarme fra industrien burde i langt højere grad finde vej til fjernvarmen, end det er tilfældet i dag. Situationen i dag er imidlertid ofte, at der ikke er plads til en samtidig betaling for elomkostninger inkl. afgifter og PSO

til drift af en varmepumpe samt evt. betaling for varmen inkl. overskudsvarmeafgift til virksomheden og samtidig opnå en varmepris, der kan konkurrere med alternativer som fx biomassefyret kraftvarme. I de tilfælde hvor virksomheden ønsker at forære varmen bort til fjernvarmen, medfører rammebetingelserne, at der pålægges en afgift på investeringen i udnyttelsen af overskudsvarmen. I de situationer, hvor varmekilden til varmepumpen er overskudsvarme, der kræver et temperaturløft med en varmepumpe, vil det således være relevant at se på anlægstilskud samt lempelser af PSO eller elafgift, der samlet set gør businesscasen rentabel.

Der er p.t. et misforhold mellem de bedste samfundsøkonomiske og de bedste selskabsøkonomiske løsninger. Med de beregningsforudsætninger, som i udgangspunkt skal anvendes til samfundsøkonomiske beregninger fra Energistyrelsen er en eldrevne varmepumpe som grundlast varmeproduktionsteknologi bedre end både en eksisterende naturgaskedel, en naturgasmotor, hvorpå der eftermonteres røggaskondensering samt en nyetableret fliskedel.

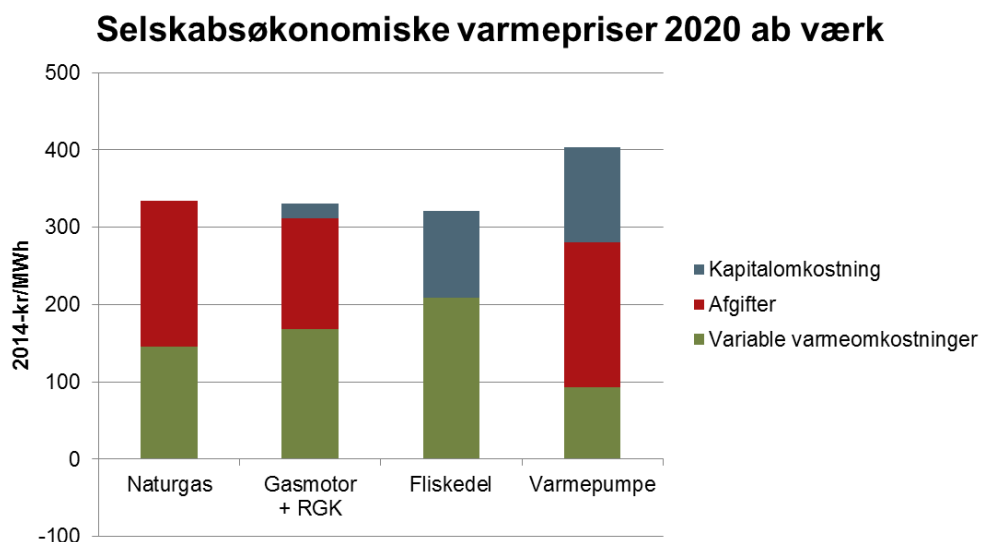
Samfundsøkonomiske varmepriser 2020 ab værk



Figur 9: Samfundsøkonomiske omkostninger til grundlast varmeproduktion i 2020 med ENS 2014 samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Imidlertid er en varmepumpe uden støtte selskabsøkonomisk dyrere end både en fliskedel og en naturgaskedel med de nuværende lave gaspriser. Det skal siges, at såfremt gasprisen udvikler sig på et højere niveau, som fx forudsat i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, så er både naturgaskedel og naturgasmotor med røggaskondensering en dyrere produktionsteknologi end en varmepumpe. Dertil kommer, at der i økonomien for naturgaskedlen og gasmotoren, ikke er indregnet investeringsomkostninger, som ved nyetablering. Hvis gaskedlen eller gasmotoren skulle fungere som grundlast over en længere årrække, ville der skulle nyinvesteres i anlæg på et tidspunkt, hvilket gør disse løsninger mindre

samfundsøkonomisk attraktive. Det selskabsøkonomiske konkurrenceforhold mellem en fliskedel og en eldreven varmepumpe ændres ikke ved at bruge Energistyrelsens fremskrivning af priser i stedet for futures brændselspriser.



Figur 10: Selskabsøkonomiske omkostninger til grundlast varmeproduktion i 2020 med futures brændselspriser fra februar 2016

Hvis kraftvarmekravet og brændselsbindingerne ophæves i den decentrale kraftvarme uden at rette op på de selskabsøkonomiske rammer, vil det ende i samfundsøkonomisk dårlige valg, såsom fliskedler. Der er derfor god grund til at sikre de rette selskabsøkonomiske rammer før en evt. ændring af kraftvarmekravet i projektbekendtgørelsen.

5.7 Fremme af decentrale grundlastteknologier til varmeproduktion

I planlægningsøjemed bør samfundsøkonomiske beregninger afspejle de reelle ulemper og fordele (cost-benefits) som investeringerne giver anledning til. Ideelt set har det ofte været nævnt, at bidrag til øget forsyningssikkerhed burde værdisættes mere eksplicit. Forsyningssikkerhed er dog til dels implicit afspejlet i brændselspriser. En anden parameter for mere eksplicit værdisætning kunne være bidrag, der understøtter stabiliteten i elsystemet. Herunder kan det være nyttigt i højere grad at værdisætte fleksibiliteten i elforbrug, således at teknologier som varmepumper og elpatroner, der kan agere fleksibelt ikke behøver at regne samfundsøkonomi med gennemsnitlige elpriser.

Selskabsøkonomisk kan man for at undgå de værste varmeprisstigninger ved grundbeløbets bortfald se på forskellige virkemidler.

1. Tilladelse til biomassekedler til flere værker

Der vil være en lille selskabsøkonomisk gevinst for værker, der får tilladelse til at opføre en biomassekedel.

Virkemidlet har tidligere været brugt med succes ift. 85 små værker med meget høje varmepriser. Disse værker har på den baggrund været i stand til i kombination af etablering af en biomassekedel samtidig med andre optimeringer at nedbringe varmeprisen. Afgiftsprovenueeffekten for de første omstillinger var tilmed begrænset, da der var tale om relativt få og meget små værker.

Med den nuværende naturgaspris vil tiltaget dog have meget begrænset effekt på den samlede varmepris for forbrugerne. Beregninger viser, at flis kedlen vil give varmepriser, der ligger ca. 3-800 kr./standardforbruger per år under prisen ved at fortsætte med en naturgaskedel efter grundbeløbets bortfald. Værkerne vil derudover ikke betale afgift til staten i nævneværdigt omfang. Afgiftsbetalingen bliver således ca. 400 kr./standardforbruger/år, hvilket stammer fra de 10 pct. naturgasspidslast, som fortsat vil være nødvendigt.

I følgende er vist hvor mange decentrale kraftvarmeværker, der er.

		Antal	Elkapacitet (MW)	Varmeproduktion (TJ)
Decentrale kraftvarmeværker	>25 MW	12	694	5.130
	2-25 MW	169	1.060	17.748
	<2 MW	119	132	2.235
Lokale kraftvarmeværker	>25 MW	Anonymiseret pga. meget få forekomster		
	2-25 MW	Anonymiseret pga. meget få forekomster		
	<2 MW	146	69	729

Tabel 3: Oversigt over alle decentrale og lokale kraftvarmeværker. Kilde: Dansk Energis beregninger efter energiproducenttællingen.

En betydelig del af disse værker fyrer dog allerede med biomasse eller biogas – og har dermed ikke en brændselsbinding til naturgas. Derudover har 85 værker allerede fået tilladelse til at etablere en 1 MW biomassekedel. De fleste af de 85 værker er under 2 MW.

Hvis der åbnes for at etablere 1 MW biomassekedler på alle decentrale kraftvarmeværker under 2 MW el, svarer det til en tilladelse, der vedrører yderligere samlet set ca. 50MW el produktionskapacitet fordelt på ca. 45 værker, når man tager højde for, at en del af disse værker allerede har fået tilladelse til en biomassekedel jf. tilladelsen til 85 værker. Den producerede

varmemængde på de 45 værker er i omegnen af 0,7 PJ, og det maksimale øgede biomasseforbrug ved den løsning, hvis en 1 MW-kedel kan klare stort set hele varmeproduktionen, er i samme størrelsesorden.

2. Reduceret elafgift/PSO til store varmepumper og elkedler

Beregninger viser, at elafgiften skal sænkes med 29 øre/kWh for at en varmepumpe akkurat er konkurrencedygtig med en fliskedel med forudsætningerne fra Energistyrelsens teknologikatalog, som imidlertid risikerer at overvurdere den faktiske investeringsomkostning i biomassekedler.⁵ Der er således behov for en betragtelig reduktion af elafgiften på 38,3 øre/kWh, men det skal også ses i sammenhæng med PSO-betalingen på omtrent 26 øre/kWh, der også kan betragtes som en afgift. Hvis fliskedlerne er billigere end forudsat i Energistyrelsens teknologikatalog skal omtrent hele elafgiften fjernes for at varmepumpen kan konkurrere med fliskedlen; alternativt skal PSO'en fjernes og elafgiften reduceres med ca. 11 øre/kWh.

Hvis man både inkluderer PSO og elafgift i statens provenu, vil betalingen til staten fortsat være på lige over 2.000 kr./standardkunde/år, selvom elafgiften lempes med fx 29 øre/kWh. Dette skal ses i relation til afgiftsbetalingen for en løsning med en fliskedel som grundlast, der tilsvarende ville betale 400 kr./standardkunde/år til staten. Der er således fortsat statsfinansielt rum for at gøre eldrevne varmepumper fuldt ud konkurrencedygtige med fliskedler i fjernvarmen. Det skal undersøges nærmere om en afgiftslempe skal være generelt eller kan gå specifikt på varmepumper eller bare el til opvarmning. Disse forhold vil have stor betydning for provenueffekten ved tiltaget.

Et tiltag, der virker på samme måde, som reduceret elafgift, men med mindre effekt, vil være at flytte PSO'en væk fra elregningen og over på en anden skattebase på finansloven.

3. Ændret fortolkning af elpatronloven

Konkurrenceforholdet for varmepumper kan forbedres betydeligt ved en ændret tolkning af elpatronloven, således at der ikke skal svares elafgift af den del af varmeoutputtet, der stammer fra VE-inputtet til den eldrevne varmepumpe. Det er vurderingen, at en ændret tolkning forholdsvis enkelt kan skabe markant bedre rammer for eldrevne varmepumper.

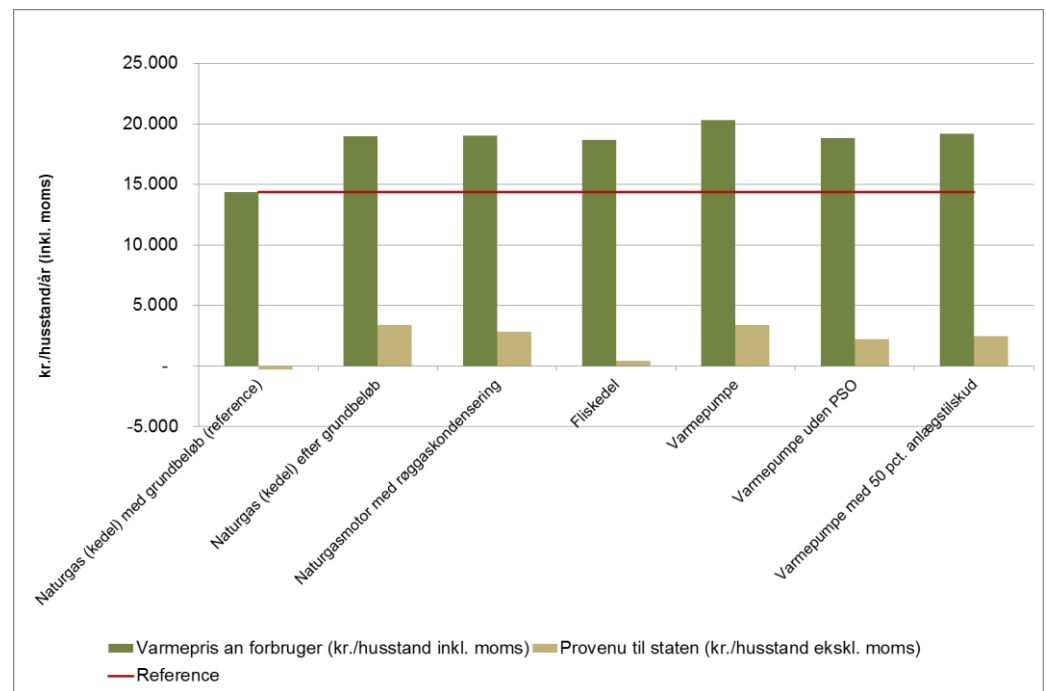
4. Anlægstilskud til eldrevne varmepumper

I lyset af de lange udsigter for afgiftsnedsettelse har Dansk Energi og Dansk Fjernvarme tidligere anbefalet et anlægstilskud til eldrevne varme-

⁵ Baseret på en PSO på 26 øre/kWh samt anlægsomkostninger på fliskedler på 6 mio. kr./MW, jf. ENS teknologikatalog. Hvis anlægsinvesteringen til fliskedler er mindre, hvilket der har været visse indikationer på, er konkurrenceforholdet anderledes. En anlægsinvestering på 4,7 mio.kr./MW i biomassekedler er formentlig mere realistisk ud fra konkrete erfaringer.

pumper i decentrale fjernvarmeområder. Det var anbefalingen at give mellem 20 og 50 pct. af investeringen i anlægsstøtte. Tilskudsprocenten skal være i den højere ende af intervallet for at konkurrencedygtigheden tangerer en flis kedel. Hvis et anlægstilskud er nemmere at implementere end afgiftslempelser, bør det igangsættes her og nu, da der ikke er tid til at vente. Anlægstilskuddet kan evt. etableres supplerende ift. fjernelse af PSO og kan evt. også delvist afløses af energisparetilskud fra energiselskabernes spareindsats. Anlægstilskuddet kan ophøre, når de afgiftsmæssige rammebetingelser er bragt på plads.

I nedenstående er varmeprisstigningerne ved bortfaldet af grundbeløbet vist. Det bliver umuligt helt at undgå varmeprisstigninger. Men forskellige slags støtte til eldrevne varmepumper (evt. også kombinationer) kan samlet give bedst økonomi for varmeforbrugerne og statskassen.



Figur 11: Varmeprisstigning for alm. husstand før og efter grundbeløbets bortfald uden indregnede henlæggelser til nye projekter med øget mulighed for biomassekedler eller støtte til varmepumper. Kilde: Dansk Energis beregninger.

5.8 Tilslutnings- og forblivelsespligt

Der er i forbindelse med fjernvarmeanalyserne lagt op til at undersøge tilslutnings- og forblivelsespligten.

Umiddelbart vil ophævelse af tilslutnings- og forblivelsespligt ikke have de store økonomiske konsekvenser, såfremt fjernvarmen er konkurrencedygtig med andre opvarmningsformer. Tilslutningspligten har primært betydning


























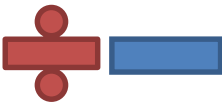




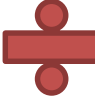

for nyudstyknings og hvis naturgasområder konverteres til fjernvarme. Det kan være et vigtigt planlægningsmæssigt værktøj, som kan sikre driftsøkonomi med høj tilslutningsprocent, såfremt området er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at udlægges til fjernvarme. Samfundsøkonomien forbedres via tilslutningspligten. I eksisterende fjernvarmeområder har tilslutningspligten ikke længere den store betydning. Hvis der ændres ved tilslutningspligten, kan det modsat overvejes at indskrænke dispensationsmuligheden for lavenergi-huse i områder som udlægges til fjernvarme. Det er vigtigt, at af-tagepligten for blokvarmecentraler bibeholdes.

Ved ophævelse af forblivelsespligt er der risiko for en nedadgående spiral, hvis først økonomien i fjernvarmeselskabet er presset og fjernvarmen dermed ikke er helt konkurrencedygtigt med andre opvarmningsformer, idet forbrugere vil have incitament til at forlade selskabet og overlade drift og vedligehold til færre forbrugere.

På den anden side er det et sundt princip at fjernvarmen i sig selv skal være samfunds- og selskabsøkonomisk attraktiv i forhold til alternativer. Dermed kan det på sigt overvejes om reglerne om forblivelsespligt skal revideres, men det må afhænge af nærmere analyser af økonomiske konsekvenser for allerede foretagne investeringer.

5.9 Vurdering af forslag

Nedenfor er de forskellige policy-tiltags økonomiske betydning vist for de enkelte kategorier af kraftvarmeværker.

	Centrale værker	Decentrale værker >25 MW el	Decentrale værker 2-25 MW el	Decentrale værker <2 MW el
Regionalt perspektiv på øget elektrificering				
Markedsgørelse af systembærende egenskaber				
Reduceret elafgift/PSO til store varmepumper og evt. elkedler				
Anlægsstøtte til eldrevne varmepumper				
Tilladelse til biomassekedler på små værker				
Kapacitetsudbud (strategisk reserve)				
Lempelse af kraftvarmekravet og brændselsbindinger				
Lempelse af tilslutnings- og forblivespligt				

Tabel 5: Vurdering af tiltagets betydning for værkstypen. Grønt plus: Positiv effekt for værkerne, blå streg: neutral effekt for værkerne, rødt minus: negativ effekt for værkerne. Note: Udfaldet for centrale værker kan være anderledes, såfremt de ejes sammen med distributionen – de vil i højere grad ligne værker >25 MW.

Nedenfor er vist hvordan de forskellige policy-tiltag bidrager til opfyldelse af de principper, der i indledningen blev præsenteret som styrende for arbejdet med input til en kraftvarmestrategi.

	Økonomisk bæredygtighed, samfund og selskab	Miljø- og klimamæssig bæredygtighed	Høj elforsynings-sikkerhed	Høj varmforsyningssikkerhed
Regionalt perspektiv på øget elektrificering				
Markedsgørelse af systembærende egenskaber				
Reduceret elafgift/PSO til store varmepumper og evt. elkedler				
Anlægsstøtte til el-drevne varmepumper				
Tilladelse til biomassekedler på små værker	Samf. Selsk.			
Kapacitetsudbud på el (strategisk reserve)	Samf. øko. neutral eller positivt			
Lempelse af kraftvarmekravet og brændselsbindinger	Store Små			
Lempelse af tilslutnings- og forblivelsespligt	Samf. Selsk.			

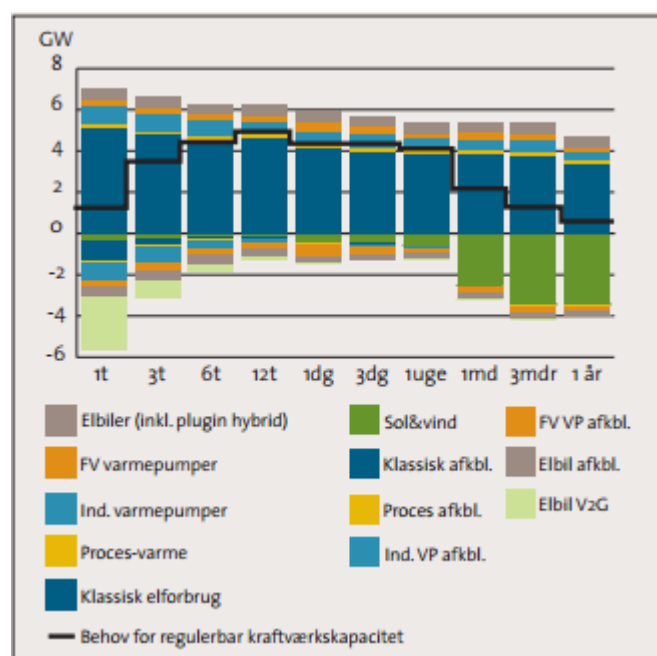
Tabel 6: Vurdering af tiltagets betydning i forhold til styrende principper.

Grønt plus: Positiv effekt for værkerne, blå streg: neutral effekt for værkerne, rødt minus: negativ effekt for værkerne.

Bilag A: Fleksibelt elforbrug og udlandsforbindelser

Hvis der planlægges efter en effektbalance med lille sikkerhedsmargen, stiller det større krav til fleksibiliteten i forbruget. I et perspektivscenarium som Energinet.dk har udarbejdet, kaldet Energikoncept 2030, er der lavet simuleringer for effektbehovet i 2035, når der tages højde for, at der faktisk forekommer længere perioder, hvor der er meget lidt produktion fra sol og vind.

En del af behovet for produktionskapacitet kan reduceres ved at forbruget indrettes fleksibelt, dvs. mulighed for at afbryde elbiler samt varmepumper i husholdninger og på fjernvarmeverker i kortere eller lidt længere perioder.



Figur A1: Figuren viser i scenarie 2035 det maksimale behov for residual produktion af el (elforbrug minus vind/sol produktion) ved forskellige periode-længder. Beregningen er baseret på 10-års vind/sol tidsserievariation. Positiv del af søjler viser elforbruget og negativ del viser vind/sol og afbrydeligt forbrug. Det resulterende behov for kapacitet er vist med sort linje. Elbiler V2G kan levere el tilbage til nettet ved behov. Kilde: Energinet.dk, Energikoncept 2030, maj 2015

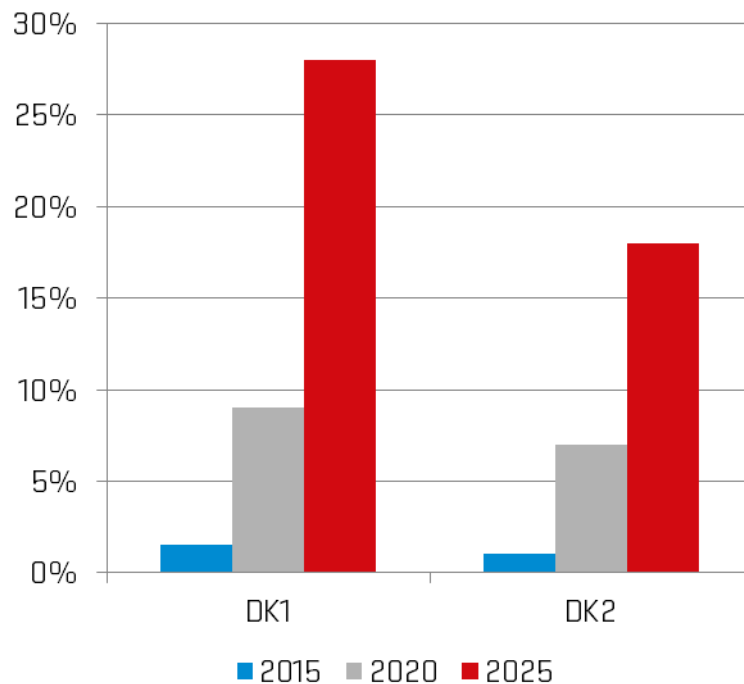
Analysen viser, at selv med stor fleksibilitet i forbruget vil der i et længere tidsperspektiv på ca. 20 år fra nu være et effektbehov fra kraftværker på ca. 5.000 MW. Energinet.dk's fremskrivning viser, at der vil være ca. 4.000 MW til rådighed i 2035. Der vil således selv med fleksibelt forbrug være et indenlandsk effektunderskud på ca. 1.000 MW. Hvis forbruget er mindre fleksibelt

end forudsat, vil effektunderskuddet være endnu større. En del af dette underskud kan klares med de rigelige udlandsforbindelser, hvilket dog forudsætter, at der er tilgængelig produktionskapacitet i vores nabolande/-regioner. Hvis disse regioner er ramt af lav sol og vindproduktion samtidig, er der et forsyningsproblem.

Effektbalancen i Danmark og nabolande

Et fald i kraftværkskapaciteten er ikke i sig selv et forsynings sikkerhedsproblem, da Danmark har stærke udlandsforbindelser. For at kunne regne med udlandsforbindelserne i et forsynings sikkerhedsperspektiv er det dog vigtigt at anskue udviklingen i effektbalancen i vores nabolande.

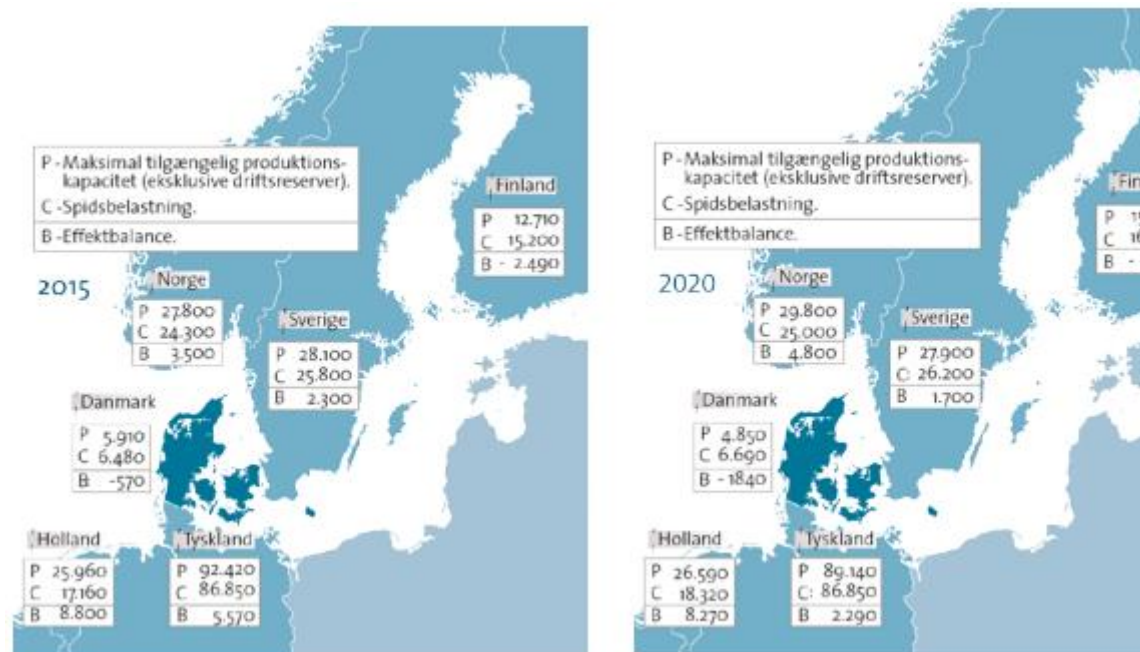
Energistyrelsen beregner, at Danmarks produktionskapacitet er mindre end elforbruget i ca. 1-3 pct. af timerne i 2015. Det tal stiger til ca. 28 og 17 pct. af timerne for hhv. DK1 og DK2 i 2025. Det er ikke i sig selv et problem, men viser en udvikling af, at Danmark bliver mere og mere afhængig af udlandsforbindelser til at dække elforbruget.



Figur A2: Andel af årets timer hvor dansk produktionskapacitet er mindre end elforbruget (2015-2025)

Kilde: Energistyrelsen, 'Elforsynings sikkerhed i Danmark 2015'.

Energinet.dk har i Systemplan 2014 også belyst effektbalancen. Analysen viser, at Danmark allerede har et effektunderskud og dette mere end tredobles frem mod 2020. Sverige og Tyskland har p.t. effektoverskud, men disse reduceres kraftigt frem mod 2020. Norges effektoverskud ventes at stige i perioden.



Figur A3: Effektbalancer i vinterperioden 2015 og 2020 Kilde: Energinet.dk, Systemplan 2014

Det lange perspektiv: Udlandsforbindelser og dansk kapacitet?

I forbindelse med de mere langsigtede perspektiver frem mod 2030 og 2035 har Energinet.dk følgende opsamling på Energikoncept 2030: *"I mere ekstreme og lange perioder (måneder) med forholdsvis lav produktion fra vindkraft ligger energiforbruget til elproduktion inden for den mængde energi, som kan leveres fra de danske gaslagre... Det vil sige, at der er tilstrækkelig med energi i disse lagre til at sikre forsyningssikkerheden, såfremt der er kraftværkskapacitet. Kapacitet fra vores udlandsforbindelser er en omkostningseffektiv løsning; men for at være robust over for den usikkerhed, der langsigtet kan være omkring kapacitet i udlandet, er det samtidig vigtigt med fleksibilitet til med relativt få års reaktionstid at kunne etablere supplerende billig spidslast-elproduktionskapacitet i Danmark."*⁶

Således er konklusionen fra Energinet.dk, at der relativt hurtigt skal kunne etableres ny elproduktionskapacitet, som kan forsynes med fx naturgas fra de relativt store lagre, vi har til rådighed. Andre brændsler med mulighed for lagring, som fx biomasse – og i princippet også kul – kan ligeledes bidrage til at undgå situationer med effektmangel i en periode.

⁶ Energinet.dk, Systemplan 2015

I det perspektiv er det værd at vurdere, om det er mest samfundsmæssigt hensigtsmæssigt at sikre opretholdelse af mere af den eksisterende kraftvarmekapacitet end fremskrivningerne umiddelbart tilsiger, eller om det er bedre at afvente udviklingen og samtidig være klar til at etablere ny spidslastkapacitet. Der er et potentielt samfundsøkonomisk tab ved en for stor eller for hurtig udfasning af eksisterende kapacitet.