



Ea Energianalyse

Reguleringsmodeller for fjernvarmen

BAGGRUNDSRAPPORT

24-02-2012

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Indledning	5
2	Opsamling på tidligere udredningsarbejde	6
2.1	Effektivisering af fjernvarmen	6
2.2	Effektivisering i affaldssektoren	14
3	Fjernvarmesektoren – status og udfordringer	17
3.1	Energipolitiske målsætninger	17
3.2	Fremtidige udfordringer	18
3.3	Nuværende struktur	19
3.4	Værker og anlæg	20
3.5	Fjernvarmeproduktion og brændsler	21
3.6	Forskelligartede fjernvarmeforsyninger	23
3.7	Ejerforhold og organisering	24
3.8	Fjernvarmepriser	25
3.9	Datagrundlag - gruppering af værker	29
4	Affald og fjernvarme.....	35
4.1	Prisregulering af affaldssektoren.....	38
4.2	Nye rammer for affaldsreguleringen.....	41
4.3	Affaldsforbrænding i Sverige og Tyskland	43
4.4	Skæringsfladen mellem fjernvarme og affald	45
5	Udviklingstendenser i andre lande	48
5.1	Sverige	48
5.2	Tyskland	58
5.3	Prissammenligning Danmark, Sverige og Tyskland	63
6	Inspiration fra andre sektorer	65
6.1	Erfaringer fra vandsektoren	65

6.2	Erfaringer fra elsektoren	70
6.3	Erfaringer fra naturgassektoren	75
7	Regulering – formål og hensyn	78
7.1	Reguleringsprincipper.....	78
7.2	Regulering af fjernvarmesektoren i dag	82
7.3	Deling mellem el og varme	86
8	Reguleringsmodeller.....	97
8.1	Fire modeller	97
8.2	Referencemodellen	101
8.3	Omkostning+	104
8.4	Prisloft.....	109
8.5	Fri prisdannelse	112
	Referencer.....	116
	Bilag 1: Kommissorium for analysen	121
	Bilag 2: Reguleringsprincipper	126

1 Indledning

Denne rapport er anden del af afrapporteringen fra projektet ”Reguleringsmodeller for fjernvarmen”, som er gennemført i perioden april 2011 – januar 2012 af Ea Energianalyse for energi- og affaldsbrancherne og myndighederne: Dansk Fjernvarme, Dansk Energi, Energistyrelsen, Energitilsynet, RenoSam og affald danmark .

Afrapportering af projektet består udover nærværende baggrundsrapport af en sammenfattende hovedrapport, som beskriver resultaterne af analysen samt de politiske hovedspørgsmål, som analysen giver anledning til.

Baggrundsrapporten beskriver analysens delelementer mere detaljeret end hovedrapporten: tidligere udredningsarbejder, nuværende regulering, erfaringer fra andre lande og andre sektorer, formål og hensyn i reguleringen samt opstilling og analyse fire reguleringsmodeller.

2 Opsamling på tidligere udredningsarbejde

I dette afsnit gennemgås kort tidligere udredninger af effektiviseringspotentialer og reguleringsmodeller i fjernvarmesektoren og affaldssektoren:

- Energistyrelsen, Konkurrencestyrelsen, KL og Dansk Fjernvarme: Forslag til effektivisering i fjernvarmesektoren, 2007
- COWI a/s for Energistyrelsen: "Undersøgelse af incitamentsstrukturen i fjernvarmesektoren", august 2009.
- Rambøll for Energistyrelsen: "3. parts adgang til fjernvarmenettene – effektivisering og optimering af fjernvarme gennem et åbent samarbejde", 2011.
- Rambøll for Dansk Fjernvarme og Foreningen af Danske Kraftvarmeværker: "Redningsplan – Små dyre naturgasfyrede fjernvarmeværker", september 2011.
- "Forbrænding af affald" - Afrapportering fra den tværministerielle arbejdsgruppe vedrørende organisering af affaldsforbrændingsområdet, december 2010.

2.1 Effektivisering af fjernvarmen

Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen udgav i 2004 et idékatalog om effektivisering af fjernvarmesektoren. Analyser, ideer og overvejelser fra denne rapport udgjorde en del af baggrunden for regeringens globaliseringsudspil. For fjernvarmevirksomhederne blev potentialet for effektiviseringsgevinster i driften af selskaberne i rapporten opgjort til mellem 0,6 og 1,0 milliard kroner årligt. Dette skøn var dog behæftet med betydelig usikkerhed bl.a. på grund af usikkerhed om datagrundlaget.

Siden 2006 har der i kølvandet på regeringens globaliseringsudspil været arbejdet med effektivisering af fjernvarmesektoren i forskellige sammenhænge.

Effektiviseringsrapporten

Effektiviseringsrapporten, 2007

En arbejdsgruppe med deltagelse af Energistyrelsen, Konkurrencestyrelsen, KL og Dansk Fjernvarme udgav i 2007 rapporten "Forslag til effektivisering i fjernvarmesektoren" med 10 forslag til effektivisering:

1. Fjernvarmeselskabernes indberetning af regnskaber til Energitilsynet skal være i overensstemmelse med en standardiseret kontoplan.
2. Energitilsynet udvikler et sæt nøgletal til vurdering af selskabernes effektivitet.
3. Energitilsynet offentliggør fjernvarmeselskabernes nøgletal.

4. Etablering af en rådgivende opfølgning på nøgletal
5. Afskaffelse af henlæggelsesreglerne.
6. Forenkling af regnskabsregler
7. Evaluering af effektiviseringsindsatsen
8. Undersøgelse af incitamentsstrukturer i praksis.
9. Undersøgelse af tilslutningspligt
10. Undersøgelse af prisdannelse på varme fra centrale kraftvarmeværker.

Forslagene 1-4 og 6-7 kunne umiddelbart iværksættes, mens forslagene 5 og 8-10 blev genstand for et analysearbejde i en tværministeriel arbejdsgruppe. Analysearbejdet skulle se på følgende bidrag til effektivisering:

- Tilpasning af henlæggelsesreglerne eller indførelse af en alternativ regulering
- Tilpasning af fjernvarmesektorens hvile i sig selv-princip eller indførelse af alternative reguleringsregimer under hensyntagen til forskellige organisationsformer,
- Tilpasning af reglerne for tilslutningspligt herunder ophævelse eller tidsbegrænsning af fjernvarmekundernes tilslutningspligt og i stedet øget konkurrenceudsætning af fjernvarmeselskaberne,
- Prisdannelse på varme fra centrale kraftvarmeværker.

Undersøgelse af incitamentsstrukturen i fjernvarmesektoren

Den af effektiviseringsarbejdsgruppen foreslåede undersøgelse af incitamentsstrukturen i fjernvarmesektoren blev gennemført af COWI a/s for Energistyrelsen og afsluttet i 2009.

Undersøgelsen ser på hvile i sig selv-princippet og på tilslutningspligten i relation til effektivisering i varmesektoren samt prisdannelsen på centrale kraftvarmeanlæg.

Ingen samf.øk gevinst ved markedsgørelse

Rapporten konkluderer på baggrund af modelberegninger af de samfundsøkonomiske konsekvenser af en fuld markedsgørelse af de 30 % af fjernvarmesektoren, hvor der er mindst to uafhængige produktionsselskaber, at der ikke vil være nævneværdige samfundsøkonomiske gevinster ved en fuld markedsgørelse. Derfor har man valgt at analysere alternative reguleringsformer.

Hvile i sig selv og alternativer

Rapporten fastslår som udgangspunkt, at hvile i sig selv-regulering ikke i sig selv giver økonomisk incitament til effektivisering i det enkelte fjernvarmeselskab. De alternative reguleringsformer, som vurderes i rapporten, omfatter forskellige former for benchmarking, hvor fjernvarmesektoren reguleres ud

fra forskellige sammenligninger og hvor sektoren gives et økonomisk incitament til at effektivisere. Det forudsættes, at der i reguleringen fastlægges reguleringsmål samt metode til fastsættelse og monitorering af målet hos de enkelte fjernvarmeselskaber.

Der er gennemført analyser og vurderinger af alternative reguleringsformer i forhold til fjernvarmesektorens hvile i sig selv-princip. Der ses på følgende alternative modeller, som alle indebærer, at selskaberne får mulighed for at opnå overskud:

- Omkostning+, som giver selskaberne lov til at lægge et beløb oven i omkostningerne,
- Afkastmål, som giver selskaber lov til at lægge et afkast af kapitalen oven i omkostningerne,
- Prisloft, som udstikker et loft over prisen,
- Indtægtsramme, som regulerer selskabets indtægter, men tillader overskud.

Rapporten konkluderer, at en kombination af enten prisloft eller indtægtsrammer og en anvendelse af økonomiske indikatorer eller kriterier til fastlæggelse af reguleringsmålene vil være mulige for fjernvarmesektoren.

Energistyrelsen har efterfølgende opsummeret som følger:

Ovennævnte fire alternative reguleringsformers fordele og ulemper er diskuteret i forhold til den nuværende hvile i sig selv-regulering for følgende parametre: effektivisering, priser, administration og energi - og miljøpolitik. Endelig gøres der status for tiltagene i sektoren om at øge mulighederne for benchmarking (sammenligning) af nøgletal inden for sektoren.

Hvile i sig selv-regulering uden udefrakommende kontrol giver kun begrænsede økonomiske incitamenter til effektivisering af drift og vedligeholdelse, optimal udnyttelse af kapaciteten i produktions og distributionsanlæg samt optimering af investeringer i nye anlæg. Dette problem er på varmeforsyningsområdet søgt håndteret gennem Varmeforsyningslovens regler om kun at tillade at indregne nødvendige omkostninger i varmeprisen, kombineret med et centralt tilsyn. Det bemærkes derudover, at der i størstedelen af sektoren er forbrugerejerskab eller forbrugerindflydelse i fjernvarmeselskaberne, hvilket muliggør, at forbrugerønsker om effektivitet og lave priser kan indgå i selskabets ledelses beslutninger. *Prisloft og indtægtsrammeregulering* giver

teoretisk set begge økonomisk incitament til effektivisering, idet ejeren af selskabet kan opnå øget profit gennem lavere omkostninger som følge af øget effektivitet. Ved regulering med indtægtsrammer bemærkes, at der er en tilskyndelse til at begrænse fjernvarmeselskabets omkostninger ved at reducere omsætningen. *Cost-plus regulering og afkastmål* giver ikke i sig selv økonomisk incitament til effektivisering, med mindre overskudselementet/afkastmuligheden er gjort afhængig af effektiviteten.

Effektivisering og varmepriser

Varmeforsyningslovens *Hvile i sig selv-regulering* vil – i den udstrækning selskabet drives omkostningseffektivt –, sikre relativt lave fjernvarmepriser, idet reguleringen ikke tillader, at der genereres overskud over tid, og effektiviseringsgevinster skal overføres til forbrugerne.

Hvis *alternative reguleringsformer* indebærer yderligere effektiviseringer af fjernvarmeselskaberne, kan priserne imidlertid blive lavere, hvis en del af effektiviseringsgevinsten overføres til forbrugerne som lavere priser. Der er dog særlige udfordringer i de undersøgte alternative reguleringsformer. Der er usikkerheder om de fremtidige omkostninger og indtægter inden for reguleringsperioden – og dermed de fremtidige priser. Kraftvarme- og fjernvarmesektoren er underlagt internationale og stærkt svingende energipriser. Der er tale om både svingende brændselsindkøbspriser og svingende el-salgspriser fra kraftvarmeværkerne, hvilket kan udhule selskaberne økonomiske grundlag. Disse udgifter og indtægter udgør en meget stor del af selskabernes økonomiske grundlag, og det vil derfor være nødvendigt at indbygge fleksibilitet i reguleringen, så der kan tages højde for sådanne udefrakommende forhold. En for stram regulering vil enten medføre, at nødvendig vedligeholdelse udskydes og forsømmes, eller at selskaberne kan komme i store økonomiske problemer. Regulator kan derfor ikke regulere særlig stramt.

De hidtidige praktiske erfaringer fra el-netvirksomhederne med anvendelse af indtægtsrammer og prisloft er ikke entydige. Den omkostningsbaserede indtægtsrammeregulering af el-netvirksomheder, der var gældende indtil 2005, vurderes hverken at have medført effektivisering eller lavere priser. Som led i reguleringen ved prisloft og forrentningsloft, der gælder efter 2005, har Energitilsynet omvendt stillet krav om effektiviseringer i form af reducerede indtægtsrammer, altså lavere priser.

Administration

Reguleringsformerne har forskellige administrative konsekvenser for fjernvarmeselskaberne og regulator. Da fjernvarmesektoren er sammensat af selskaber med meget forskellige størrelser, omkostningsstrukturer og produktionsmæssige rammer, vil det være vanskeligt at opstille generelle mål for eksempelvis fjernvarmepriser i sektoren. Der må derfor forventes behov for individuelle mål, fx udformet som prisloft eller indtægtsrammer. De administrative konsekvenser for regulator og for sektoren ved at skulle fastlægge individuelle reguleringsmål er ikke estimeret. Konsekvenserne ved individuelle reguleringsmål er formentlig så betydelige, at de alternativt beskrevne reguleringsformer vil være administrativt væsentligt mere krævende end en fortsættelse af den nuværende hvile i sig selv-regulering, der er administrativt relativ enkel, både for regulator og for fjernvarmeselskaberne. Årsagen hertil er, at det formentlig vil være nødvendigt at opstille individuelle reguleringsmål for det enkelt FV-selskab, hvis nye reguleringsformer skal have nogen effekt.

Energi- og miljøpolitik

En blandt flere forudsætninger for, at sektoren kan følge den gældende energi- og miljøpolitik er, at sektoren har mulighed for at foretage økonomisk rentable investeringer, der er energi – og miljømæssigt begrundede. Der kan konkluderes, at ingen af de sammenlignede reguleringsformer giver specifikke incitamenter i forhold til understøttelse af energi- og miljøpolitikken

Tilslutningspligt

Ifølge rapporten har tilslutningspligten ingen betydning i størstedelen af fjernvarmeområderne, hvor forbrugerne har økonomisk fordel af at være tilsluttet fjernvarmen. I visse tilfælde er der tilslutningspligt i områder, hvor det ikke er privatøkonomisk fordelagtigt for forbrugerne og – i nogle tilfælde – heller ikke samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Tilslutningspligten har imidlertid væsentlig betydning i forbindelse med udvidelser af net og etablering af nye net, i og med at den skaber sikkerhed for, at projektet bliver samfunds- og selskabsøkonomisk rentabelt, når det realiseres. Uden denne sikkerhed vil en udbygning blive mere risikabel. Den generelle fritagelse fra tilslutningspligt for lavenergibyggeri, betyder reelt at der for lavenergibyggeri er fri konkurrence mellem teknologier der leverer rumopvarmning.

Prisdannelse på centrale værker

Rapporten peger på problemet med varmekontrakter i de centrale områder. I en række tilfælde er kontrakterne udformet så de ikke tager hensyn til svingende timepriser på elektricitet. Dette giver risiko for en samfundsøkonomisk ikke-optimal udnyttelse af muligheden for samproduktion af el og varme.

Rapporten beskriver hvordan det er muligt at opstille kontrakter som er værksspecifikke og som i højere grad sikrer en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af samproduktionen.

I Hovedstadsområdet har man taget initiativ til at etablere en fælles lastfordelingsenhed, der har til formål at optimere den samlede el- og varmeproduktion på baggrund af de aktuelle markedssignaler. Tilsvarende tiltag kan ifølge rapporten gennemføres for de øvrige centrale kraftvarmeværker. Principper samt tekniske foranstaltninger til at følge markedsudviklingen bør fastlægges i et samarbejde mellem el- og varmeleverandører på det konkrete værk.

I visse situationer med lav elpris på elmarkedet er der risiko for, at der ikke sker samproduktion, selv om den samfundsøkonomiske fordel herved mere end oversiger tabet ved den lave elpris. I disse situationer bør varmeprisen kunne forhøjes. Varmen fra samproduktionen bør udnyttes så længe den forhøjede pris er under alternativet, fx varme fra en kedel.

Det vil ifølge rapporten kunne ske under hvile i sig selv, men også under andre reguleringsformer.

Undersøgelse af 3. parts adgang til fjernvarmenettene

TPA til fjernvarmenettene

Rambøll har i et EFP-projekt for Energistyrelsen ”3. parts adgang til fjernvarmenettene – effektivisering og optimering af fjernvarme gennem et åbent samarbejde”, 2011, set på, hvilke barrierer (politiske, lovgivningsmæssige, tekniske, organisatoriske), der er for øget liberalisering i fjernvarmebranchen, samt hvilke økonomiske og miljømæssige konsekvenser, der kan være af en liberalisering.

Med hensyn til fremtidig organisering anbefaler rapporten, at selve fjernvarmenettet – som et naturligt monopol - bør ejes af forbrugernes og kommunernes fjernvarmeselskaber og at fjernvarme-netselskaber fortsat bør eje varmeproduktionsanlæg, når det er fordelagtigt. Hvile i sig selv opretholdes for fjernvarmenet. Derudover foreslås en række initiativer til styrkelse af forbrugerindflydelsen i selskaberne.

Med hensyn til den fremtidige regulering, anbefales bl.a., at kommunernes energiplanlægning styrkes, og at kommunerne igen får mulighed for at påbyde omstilling til bestemte opvarmningsformer samt at muligheden for at opretholde tilslutningspligt fastholdes. Det foreslås, at tarifferne indrettes, således at lavværdige og fluktuerende energikilder udnyttes, når det er fordelagtigt, og at de enkelte selskaber selv får mulighed for at udforme forskellige

tariffer og tidsdifferentiere. Der bør udmeldes en pris for køb af varme til nettet, som afspejler den øjeblikkelige pris på den marginale varmeproduktion på time- eller månedsbasis. Det vil give incitament til at tredjepart leverer varme, når det er fordelagtigt. Dynamisk afregning bør afprøves forsøgsmæssigt for varmekonsumenter med fjernaflæste målere.

Organisatorisk foreslås, at varmekøb i sammenhængende fjernvarmeområder med flere distributionsselskaber styres af en fælles indkøbsenhed.

Måling af effektivitet med nøgletal (benchmarking) er vigtig, men rapporten påpeger også, at det kan være vanskeligt at drage klare konklusioner på grundlag af sammenligninger, fordi forskellene kan have historiske, organisatoriske eller regulatoriske årsager.

Liberalisering frarådes

Liberalisering efter principperne fra el-liberaliseringen *frarådes*. Ifølge rapporten er de basale forudsætninger for at marked med mange producenter ikke til stede – end ikke i Storkøbenhavn. Den mest naturlige form for liberalisering vil være et friere brændselsvalg, som giver mulighed for at vælge de varmekilder der time for time har de laveste omkostninger og investere i de nye energikilder, der giver lavest pris over levetiden. Frit brændselsvalg må dog ikke underminere de samarbejder, der er indgået om transmissions og lastfordeling.

Små, dyre naturgasfyrede værker, 2011

Redningsplan – små dyre naturgasfyrede fjernvarmeværker

Rambøll har for Dansk Fjernvarme og Foreningen af Danske Kraftvarmeværker udarbejdet rapporten Redningsplan – Små dyre naturgasfyrede fjernvarmeværker, september 2011.

Udgangspunktet for undersøgelsen har bl.a. været det uacceptable forhold, at fjernvarmekunder hos de dyreste værker har en varmepris, som i en længere periode har været højere end prisen ved individuel forsyning.

Formål

På baggrund af en udvælgelse af de dyreste værker i statistikken har undersøgelsen set på, hvad forklaringen er på de høje priser, og hvordan de må forventes at udvikle sig. Det er desuden undersøgt, hvilke tiltag, der kan forbedre økonomien for værkerne, og om det ville være fordelagtigt at skrotte nogle af værkerne. Endelig belyses, hvordan statistikken kan forbedres, så den giver et mere retvisende billede af værkernes økonomi.

På basis af Energitilsynets prisstatistik 2010 er udvalgt de 30 dyreste værker. Af disse er 29 naturgasmotorer, og heraf er 8 af produktionsanlæggene privatejede (EON), mens resten er forbrugerejede.

Redningsplan

Undersøgelsen opstiller en mulig redningsplan for et typisk værk med naturgasmotor og naturgaskedel. Undersøgelsen konkluderer, at det vil være en samfundsøkonomisk fordel at bevare fjernvarmen i forhold til at nedlægge den (og erstatte den med individuelle varmepumper), men at fordelene ikke er så stor, at man med de nuværende forudsætninger ville etablere anlægget i dag. Redningsplanen består af både tekniske, organisatoriske og finansielle tiltag og indeholder bl.a. forslag om at:

Biomasse og solvarme bør tillades

- værkerne får mulighed for at etablere biomassekedel (flis) og solvarme,
- værkerne forlænger afskrivningsperioden for nettet, hvor det er relevant,
- forbrugerne aktiveres mht. at sænke returtemperatur, undlade supplerende opvarmningsformer m.v.,
- værkerne driftsoptimerer, eksempelvis automatisk regulering af fremløbstemperatur, udlicitering af overvågning og drift, samarbejde med naboværker,
- mulighed for fusion med eller samkøring med større værk med billig grundlast udnyttes,
- værkerne kan indgå i fællesskaber om handel med el og gas,
- kommunerne kan tilbyde at overtage privat ejede anlæg og finansiere restgælden med lån – og kan yde garanti til alle investeringer der gennemføres i henhold til godkendt projektforslag for forbrugerejede anlæg,
- kommunerne tilslutter egne bygninger og udnytter varmeforsyningslovens muligheder for tilslutningspligt og planlægning af udbygning, samkøring m.v.

Forbrugerindflydelse i private værker

Endelig peger undersøgelsen på barmarks-tilskud fra staten til private værker, skærpelse af tilsynet med private værker samt behovet for at undersøge om ejerskab har indflydelse på prisen, og om forbrugernes indflydelse på private værker er tilstrækkeligt sikret i lovgivningen.

Datakvalitet, benchmarks

Brancheorganisationerne kan ifølge rapporten bidrage med at bistå værkerne med enkel og konsistent indberetning af nøgletal, opstilling af sammenlignelige statistikker til benchmarks, tilbyde små værker medlemskab m.v. til favør-

pris og formidle samarbejde mellem værker. Ifølge rapporten har det været en selvstændig udfordring for analysen at skaffe konsistente data fra de undersøgte værker.

2.2 Effektivisering i affaldssektoren

Siden 2002 har der været arbejdet med at ændre lovgrundlaget for affaldsforbrændingssektoren. Flere analyser har set på effektiviseringspotentialer i affaldsforbrændingssektoren, bl.a. en analyse fra COWI for Miljøstyrelsen i 2006, som påviste et effektiviseringspotentiale (brutto) på 239-867mio kr./år (afhængig af hvordan anlæggenes miljøvenlighed værdisættes). I 2007 blev indgået en bred politisk aftale om organisering af affaldssektoren, som bl.a. indførte regnskabsmæssig udskillelse af forbrændings- og deponeringsanlæg, regnskabsaflæggelse efter årsregnskabslov samt benchmarking af forbrændings- og deponeringsanlæg.

Gennemførelse af en ny organisering af forbrændingssektoren har afventet vedtagelsen af det nye affaldsdirektiv i EU, som rummer fælles regler for import og eksport af forbrændingseget affald. Efter vedtagelsen af affaldsdirektivet blev der i 2009 nedsat en tværministeriel embedsmandsgruppe, som skulle afdække alternative organiseringsformer for affaldsforbrændingsområdet. Rapporten blev fremlagt i december 2010 og i det følgende gennemgås kort hovedanbefalingerne. Regulering af affaldssektoren er i øvrigt nærmere beskrevet i kapitel 4.

Anbefalinger fra det tværministerielle udvalg

Markedsgørelse og udbudspligt

Det tværministerielle udvalg opstiller 4 modeller for den fremtidige regulering af affaldsforbrændingen og anbefaler, at den fremtidige regulering kommer til at ske efter principperne i det såkaldte licitationsscenario. Samlet forventes licitationsscenarioet at medføre en omkostningsbesparelse for samfundet (i forhold til basisscenariet) på mindst 420 mio. kr. årligt.

Licitationscenariet tager udgangspunkt i en situation, hvor affaldsforbrænding markedsudsættes. Kommunerne har stadig anvisningsret og kapacitetsforpligtelse for husholdningsaffald, men forbrænding af dette affald skal udbydes. Kapacitetspligt og anvisningsret for forbrændingseget erhvervsaffald afskaffes.

Udbudspligten for forbrændingseget husholdningsaffald gælder uanset om kommunerne er medejere af forbrændingsanlæg eller ej.

Principperne i licitationsscenarioet fremgår af figuren neden for.

Ejerskab	Husholdningsaffald	Erhvervsaffald
Eget kommunalt anlæg* (100 pct. offentligt)	Kommunal indsamling/anvisning Udbudspligt Fri prisdannelse med afkast Ca. 37 % af forbrændingseget affald	Virksomheder allokterer Fri prisdannelse med afkast Ca. 29 % af forbrændingseget affald
Fremmed kommunalt anlæg (100 pct. offentligt)	Kommunal indsamling/anvisning Udbudspligt Fri prisdannelse med afkast Ca. 7 % af forbrændingseget affald	Virksomheder allokterer Fri prisdannelse med afkast Ca. 8 % af forbrændingseget affald
Ikke-kommunalt anlæg	Kommunal indsamling/anvisning Udbudspligt Fri prisdannelse med afkast Ca. 8 % af forbrændingseget affald	Virksomheder allokterer Fri prisdannelse med afkast Ca. 11 % af forbrændingseget affald
Note: Andelene af forbrændingseget affald er baseret på data fra 2009 *Herunder medejer af fælleskommunalt affaldsforbrændingsanlæg. Kilde: Finansministeriet med data fra Incentive Partners.		

Figur: Licitationsscenariet. Kilde: Afrapportering fra det tværministerielle udvalg vedrørende organisering af affaldsområdet.

Kapacitetsudvidelser for affaldsforbrænding vil fortsat skulle godkendes af kommunen som varmeplanmyndighed for at sikre mod overkapacitet af varme inden for fjernvarmenettet.

Der vil ikke længere være krav om dokumentation af affaldsgrundlag og statslig godkendelse heraf.

Ophævelse af hvile i sig selv

Taksten for affaldsforbrænding er markedsbestemt for både husholdnings- og erhvervsaffald. Hvile i sig selv-reguleringen ophæves, og forbrændingsanlæggene får mulighed for at optjene overskud.

Selskabsgørelse

Forbrændingsanlæg med kommunalt ejerskab skal udskilles fra øvrige kommunale aktiviteter og gøres til selvstændige anparts- eller aktieselskaber. Selskabsgørelsen skal skabe konkurrence på lige vilkår dvs. at selskaberne underlægges de samme skatteregler, og der sker en mere klar adskillelse mellem kommunens ejerrolle og myndighedsrolle. Endelig vil en selskabsgørelse skabe øget gennemsigtighed i forhold til kommuners engagement i affaldsforbrændingssektoren, samt hvilke risici kommunerne pådrager sig.

Politisk aftale

Den tidligere regering og DF, LA og Kristendemokraterne indgik i april 2011 aftale om Konkurrencepakken, som også omfatter affaldsområdet. Ifølge aftalen selskabsgøres affaldsforbrændingsanlæggene og hvile i sig selv-princippet erstattes med en markedsbaseret regulering. Samtidig ophæves den statslige godkendelse af affaldsgrundlaget. Den kommunale anvisningsret for er-

hvervsaffald til forbrænding ophæves. Kommunerne har fortsat ansvaret for, at husholdningsaffald indsamles og behandles, men der indføres kommunal udbudspligt for husholdningsaffald til forbrænding, så det konkurrenceudsættes.

Der kan i en overgangsperiode på op til 5 år gives mulighed for, at kommunalt ejede forbrændingsanlæg, der er vanskeligt stillet, kan tiltrække husholdningsaffald fra ejerkommunerne uden udbud. For disse anlæg kontrolleres det, at alt affald til anlægget forbrændes til samme pris, hvile i sig selv-prisen.

Aftalen blev af den tidligere regering ikke udmøntet i lovforslag.

3 Fjernvarmesektoren – status og udfordringer

3.1 Energipolitiske målsætninger

EU's 2020 mål

Fjernvarmesektoren såvel som de øvrige energisektorer står overfor en række nye udfordringer som følge af stærke energipolitiske fremtidsmål både i Danmark og i EU. På kort sigt gælder det opfyldelsen af EU's 2020 mål og på længere sigt de strategier, der rækker frem til 2050.

EU 2050

EU vedtog med klima- og energipakken i 2008, at EU samlet forpligter sig til en reduktion af udledningen af drivhusgasser med 20 % i 2020 i forhold til 1990. På det lange sigt har EU's stats- og regeringschefer sat en målsætning om, at den globale opvarmning skal begrænses til maksimalt 2 grader. Drivhusgasudslippet i de industrialiserede lande skal som konsekvens heraf reduceres med 80-95 % i 2050 i forhold til 1990.

Regeringen har i regeringsgrundlaget, oktober 2011, tilkendegivet, at man i EU vil arbejde for, at der fastlægges bindende mål for energibesparelser og vedvarende energi – også efter 2020 – og at EU's målsætning for reduktion af CO₂-udledningen i 2020 sættes op fra 20 pct. til 30 pct.

Nyt regeringsgrundlag
oktober 2011

Ifølge regeringsgrundlaget fra oktober 2011 "Et Danmark der står sammen" skal klimaudfordringen tages alvorligt og samtidig bruges som løftestang for innovation, jobskabelse, øget eksport af grønne teknologier, opkvalificering af arbejdsstyrken og involvering af kommuner og borgere i omstillingen.

"Vores Energi"
november 2011

Regeringsgrundlaget er fulgt op af regeringens energipolitiske oplæg "Vores Energi", som er et udspil til forhandlingerne om en energiaftale frem til 2020. Regeringsgrundlaget fastlægger følgende målsætninger for dansk klima- og energipolitik:

- Hele energiforsyningen skal dækkes af vedvarende energi i 2050. El- og varmforsyningen skal dækkes af vedvarende energi i 2035. Kul udfases fra danske kraftværker og oliefyr udfases senest i 2030.
- Det er regeringens mål, at Danmarks udslip af drivhusgasser i 2020 reduceres med 40 % i forhold til niveauet i 1990. Regeringen vil i 2012 fremlægge en klimaplan, der peger frem mod dette mål, og som også fastsætter et mål for reduktion af drivhusgasser fra ikke-kvotesektoren.
- Halvdelen af Danmarks traditionelle el-forbrug skal komme fra vind i 2020.

- Der skal udarbejdes en ny samlet strategi for etablering af smarte el-net i Danmark.
- Regeringen vil opprioritere forsknings- og udviklingsmidlerne til klima- og grønne energiteknologier.
- I EU vil regeringen arbejde for, at der fastlægges bindende mål for energibesparelser og vedvarende energi – også efter 2020 – og at EU's målsætning for reduktion af CO₂-udledningen i 2020 sættes op fra 20 pct. til 30 pct.
- Internationalt vil Danmark arbejde aktivt for en ambitiøs og bindende international klimaaftale, og sikre at Danmark lever op til sin del af ansvaret for reduktion, teknologioverførsel og klimafinansiering.

Ny klimalov

Målene skal ifølge regeringsgrundlaget skrives ind i en klimalov – inspireret af den britiske og den skotske klimalov. Samtidig skal eksisterende lovgivning søges forenklet.

Afgiftsomlægning

Regeringen vil undersøge og udarbejde konkrete forslag til finansieringen af de tiltag, der skal realisere målsætningen om 40 pct. reduktion af drivhusgasser. Regeringen vil bl.a. lægge vægt på, at forventede afgiftstab som følge af udfasningen af kul, olie og gas, reduceret energiforbrug mv. finansieres ved en omlægning af afgifterne som også foreslået i VK-regeringens Energistrategi 2050. Udbygningen af vedvarende energi finansieres som i dag ved PSO- og lignende ordninger.

Ny energiaftale

En ny energiaftale er i skrivende stund under forhandling blandt Folketingets partier på baggrund af regeringens udspil.

3.2 Fremtidige udfordringer

Med baggrund i de politiske målsætninger for hele energisektoren og i den generelle tendens indenfor alle sektorer til professionalisering og kommercialisering, står fjernvarmesektoren de kommende år overfor en lang række udfordringer:

Stigende rolle i realisering af klimamålsætningerne

Fjernvarmens får en fremtrædende (og stigende) rolle i omstillingen af energisystemet bort fra fossile brændsler og i fremtidens dynamiske energisystem, hvor anvendelse af biomasse i eksisterende centrale kraftværker kan blive et vigtigt element i forbindelse med øget brug af VE. Det vil kræve tilpasninger og omstillinger både teknisk og organisatorisk at skabe øget interaktion/integration med el-, naturgas-, VE og affald. I den forbindelse er affald en særlige udfordring - store nye affaldsforbrændingsanlæg (over 25 MW el) skal ikke godkendes på grundlag af samfundsøkonomiske kriterier og styring efter affaldsgrundlaget er opgivet.

Nye store investeringer Dertil kommer, at der er store investeringsbeslutninger forude – eksisterende anlæg kræver fornyelse og både Klimakommissionen og Varmeplan Danmark peger på, at udvidelser af fjernvarmedækningen i Danmark er samfundsøkonomisk fornuftig.

Store prisforskelle og effektiviseringspotentiale Der er store forskelle i forbrugerpriser værkerne imellem – også værker med sammenlignelige forhold og vilkår. Flere tidligere undersøgelser peger på baggrund af prisforskellene på, at der er et uudnyttet potentiale for effektiviseringer i fjernvarmesektoren. Dette stiller - i kombination med forventningerne til fjernvarmens afgørende rolle i fremtidens dynamiske energisystem - øgede krav til kapacitet, kompetencer og robusthed i branchen.

Mulig ny regulering Liberaliseringen af el- og naturgassektorerne og den ventede liberalisering af affaldssektoren har betydning for fjernvarmesektoren. Kommercielle aktører på produktionssiden har allerede i dag betydelig rolle, især i de store byer. Det kan bringe hvile i sig selv-reguleringen under pres, bl.a. som følge af den ønskede omstilling fra kul til biomasse i kombination med virkningerne af den nuværende afgiftsstruktur. På baggrund af pres fra elsektoren og de store byer drøftes muligheden for, at elproducenterne får del i varmesidens fordel ved afgiftsfritagelsen for biomasse ved omstilling fra fossile brændsler til biomassekraftvarme. Kommercielle aktører, der driver mindre værker, har udtrykt lignende ønsker og følger nøje udviklingen i de store byer.

Fra en række mindre værker har der i øvrigt været pres for at opnå frit brændselsvalg, bl.a. for at imødekomme problemerne med høje varmepriser på naturgasfyrede barmarksværker.

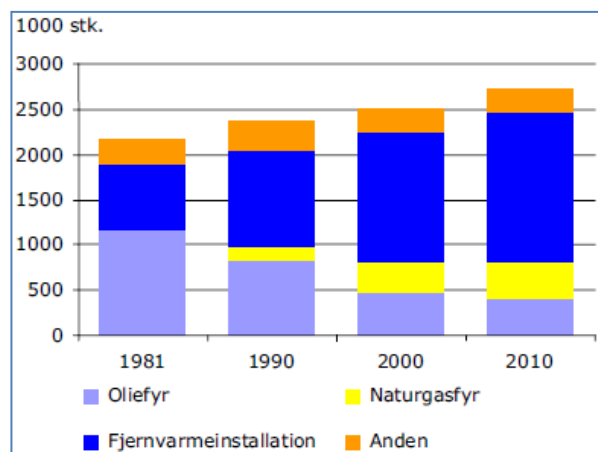
Fjernvarmen som beskatningsobjekt Endelig kan fjernvarmen måske imødesee et vist fiskalt pres. Eksempler herpå er Forårspakke 2.0 hvor den afgiftsmæssige kraftvarmefordel i de store byer blev reduceret (afgiftsharmonisering), og finanslovsaftalen for 2010 hvor den afgiftsmæssige kraftvarmefordel generelt blev sænket fra 125 % til 120 %, hvilket medførte at varmen blev yderligere afgiftsbelagt. Også i finanslovsforslaget for 2012 indgår forhøjelse af NOx-afgiften, som vil belaste varmemeforbrugerne.

3.3 Nuværende struktur

Det nuværende energisystems struktur har sit udgangspunkt i den historiske udvikling, energisektoren har undergået. For 30-40 år siden var individuel opvarmning med oliefyr den dominerende opvarmningsform. Siden da er de

store, kollektive naturgas- og fjernvarmesystemer udviklet, og fjernvarmen er fra slutningen af 1980'erne blevet den mest udbredte form for opvarmning.

Per januar 2010 var ca. 61 % af de i alt 2,8 millioner varmeinstallationer i de danske boliger fjernvarmeinstallationer. Figur 1 illustrerer udviklingen af varmeinstallationer i de danske boliger i perioden 1981-2010.



Figur 1: Udviklingen af varmeinstallationer i boliger 1981-2010. Kilde: Energistyrelsen.

Disse resultater blev blandt andet skabt gennem lokalt og kommunalt engagement samt målrettet regulering og organisation i energisektoren, blandt andet gennem den regionale og kommunale varmeplanlægning, etablering af kommunale, andels- og fælleskommunale fjernvarme- og naturgasselskaber m.v.

Udviklingen har betydet, at der er opstået et komplekst mønster af statsligt/kommunalt/privat ejerskab for de aktører, som skal arbejde sammen for at de kommende omlægninger af energisystemet skal kunne foregå på en koordineret og samfundsøkonomisk optimal måde.

I det følgende beskrives fjernvarmesektorens struktur og ejerforhold samt dens spredning, hvad angår størrelser og priser.

3.4 Værker og anlæg

Fjernvarmekunderne i Danmark modtager deres varme fra enten varmegærker eller kraftvarmegærker. Hovedparten af fjernvarmen produceres i dag på det, der kaldes kollektive varmeforsyningsanlæg, d.v.s. varmeforsyningsanlæg, der leverer varme til flere kunder. I forbindelse med disse kollektive varmeforsyningsanlæg findes en række spids- og reservelastcentraler.

Foruden de kollektive varmforsyninger, findes der et stort antal mindre værker og anlæg, som kun leverer varme til den virksomhed, institution eller boligblok, som ejer anlægget. Typisk gartnerier, fremstillingsindustri, skoler og lign. I alt er der i Danmark ca. 911 centrale og decentrale varmeværker.

ANTAL KRAFTVARMEVÆRKER OG FJERNVARMEVÆRKER I DANMARK

Kollektiv varmforsyning (byer):

- 16 centrale kraftvarmeværker
- 285 decentrale kraftvarmeværker
- 130 decentrale fjernvarmeværker

Privat varmforsyning (virksomheder og institutioner):

- 380 kraftvarmeværker
- 100 fjernvarmeværker

I alt:

- 665 kraftvarmeværker
- 230 fjernvarmeværker

Figur 2: Antal kraftvarmeværker og fjernvarmeværker i Danmark ifølge Energistyrelsens hjemmeside.

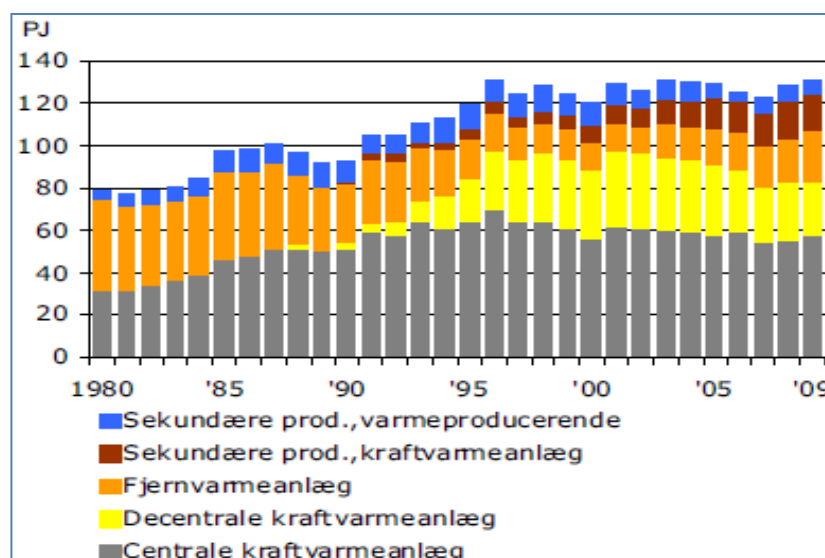
Som det fremgår af Figur 2, bliver den kollektive varmforsyning produceret på 431 centrale og decentrale værker, mens den private varmforsyning produceres på 480 værker. Opdelt på produktionsformen er 681 af værkerne kraftvarmeværker (heraf 16 centrale og 665 decentrale) mens 230 er rene fjernvarmeværker.

De godt 900 produktionsenheder ejes af ca. 500 selskaber¹. Fjernvarmesektorens ejerforhold behandles i det efterfølgende.

3.5 Fjernvarmeproduktion og brændsler

I Figur 3 ses udviklingen i fjernvarmeproduktionen fordelt på værkstyper i perioden 1980-2009.

¹ (COWI 2009)



Figur 3: Fjernvarmeproduktion fordelt efter produktionsanlæg. Kilde: Energistyrelsen.

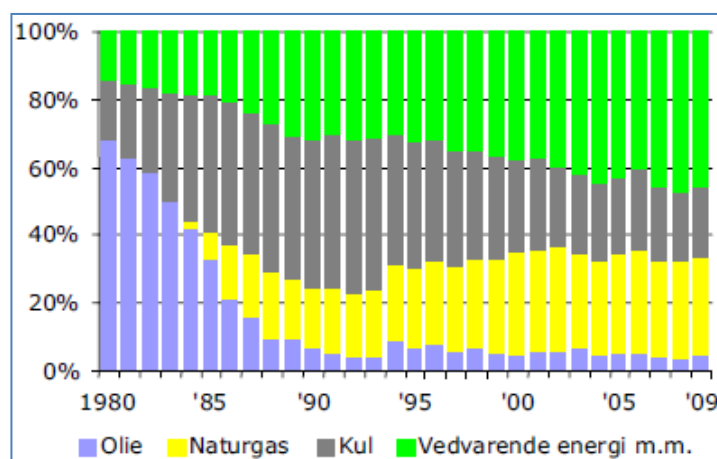
Det fremgår af figuren, at ca. af 45 % af fjernvarmen blev produceret på de centrale kraftvarmewærker i 2009. En tilsvarende andel af fjernvarmeproduktionen foregår på fjernvarmewærker og decentrale kraftvarmewærker, mens den resterende andel produceres sekundære kraftvarme- og varmeproducerende anlæg², dvs. producenter, hvor hovedproduktet ikke er energi. Sekundære producenter er typisk industrivirksomheder, gartnerier og affaldsbehandlingsvirksomheder, som leverer varme i form af overskudsvarme.

Over 60 % af fjernvarmen produceres som kraftvarme.

Ifølge Energitilsynet leveres 60 % af fjernvarmen af de 55-60 største værker. 40 % af fjernvarmen leveres således af de resterende ca. 850 værker og anlæg.

I Figur 4 er udviklingen i brændselsforbruget til fjernvarmeproduktion i perioden 1980-2009 illustreret.

² Sekundære producenter blev tidligere benævnt "private producenter".



Figur 4: Relativt brændselsforbrug til fjernvarmeproduktion i 1980-2009. Kilde: Energistyrelsen.

I 2009 var brændselssammensætningen til fjernvarmeproduktion fordelt på 46 % vedvarende energi, 29 % naturgas, 21 % kul og 5 % olie.

3.6 Forskelligartede fjernvarmeforsyninger

Fjernvarmesektoren består i dag af meget forskellige fjernvarmeforsyninger, hvad angår bl.a. størrelse, organisering og varmemarked. Der kan sondres mellem følgende områder:

1. Centrale kraftvarmeområder
2. Mellemstore byområder
3. Mindre byer med egen fjernvarme- eller kraftvarmeforsyning
4. Blokcentraler

Områderne beskrives kort i det følgende.

Centrale kraftvarmeområder

I de centrale kraftvarmeområder, som er store byområder, produceres fjernvarmen primært på centrale kulfyrede kraftvarmeværker og på affaldsforbrændingsanlæg. Enkelte steder anvendes der desuden store mængder overskudsvarme fra industrivirksomheder.

I de centrale kraftvarmeområder foregår handlen med varme typisk mellem producenter og distributionsselskaber. Fjernvarmenettet mellem produktionsled og kunder ejes typisk af distributionsselskabet/fjernvarmeselskabet.

I Hovedstadsområdet og Trekantsområdet foregår handlen dog mellem producenter og transmissionsselskaber³. Der handles almindeligvis via længerevarende kontrakter. I Hovedstadsområdet foregår lastfordelingen gennem en central enhed, der på basis af omkostningsbaserede bud optimerer ud fra den samlede el- og varmeøkonomi⁴. Såfremt forsyningen af varme er udskilt i en transmissionsdel og en distributionsdel, ejes fjernvarmenettene mellem produktionsled og distributionsled af transmissionsselskabet, mens nettene mellem distributionsled og kunderne ejes af distributionsselskabet.

Endvidere ejer både transmissionsselskaber og distributionsselskaber som oftest egen produktionskapacitet i form af anlæg til spids- og reservelastproduktion. Disse anlæg anvender typisk naturgas og gasolie.

De øvrige områder

I de mellemstore byområder produceres varmen typisk på naturgasbaserede decentrale kraftvarmeværker, affaldsværker og industrivirksomheder, mens den i de mindre byer sædvanligvis produceres på lokale, biomassefyrede fjernvarmeværker eller kraftvarmeanlæg. Disse to typer områder har det til fælles, at hovedparten af produktionsanlæg og distributionsanlæg ikke er udskilt på flere selskaber, men at de ejes af samme selskab – fjernvarmeselskabet.

Blokvarmecentraler forsyner en relativt lille lukket kreds af storbrugere eller én storforbruger fx en industrivirksomhed, hospital, skole, idrætsanlæg, rækkehusbebyggelse eller etageboliger. Blokvarmecentraler adskiller sig bl.a. fra de øvrige systemer ved deres lukkethed, og at varmen ikke i samme omfang handles.

3.7 Ejerforhold og organisering

Ejerskabet til de kollektive varmeforsyningsanlæg er præget af en række forskellige aktører. Anlæggenes ejes typisk af kommunerne, kommercielle energiselskaberne eller forbrugerne.

Der er stor spredning i selskabsstørrelser – og fjernvarmesektoren har ikke i samme omfang som andre sektorer været gennem sammenlægninger og fusioner. I kraft af kommunalreformen er der dog sket nogen strukturændringer i form af fusioner, overtagelser, administrationsaftaler, etablering af multifunktionsselskaber m.v.

³ Henholdsvis transmissionsselskaberne CTR og VEKS i Hovedstadsområdet og TVIS i Trekantsområdet.

⁴ Se mere på <http://varmelast.dk>

Udover det direkte ejerskab, kan kommunerne også være indirekte involveret i driften af ikke-kommunale selskaber ved at have stillet kommunegaranti for lån til anlæg eller ved at have repræsentanter i selskabernes bestyrelser. I en række tilfælde er kommunalpolitikere eller kommunale embedsmænd repræsenteret i de ikke-kommunale kollektive varmemforsyningsanlægs bestyrelser⁵.

Dansk Fjernvarme er brancheorganisation for 405 fjernvarmeværker fordelt over hele landet. Af disse er ca. 40 kommunale forsyninger med ca. 50 % af fjernvarmeleverancen. Ca. 350 er andelsselskaber med knap 50 % af varmeleveringen. Der er ca. 10 private selskaber, der kun leverer en lille del af al fjernvarme.

3.8 Fjernvarmepriser

Både Energitilsynet og Dansk Fjernvarme offentliggør statistik over udviklingen i priserne på fjernvarme.

Energitilsynets fjernvarmestatistik

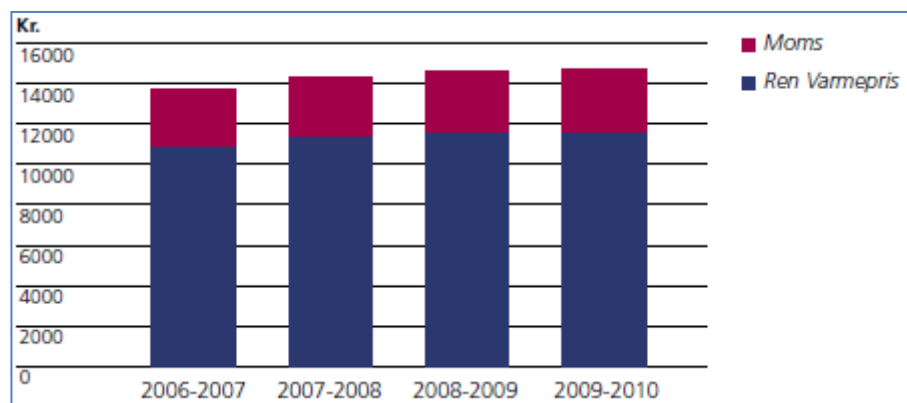
De kollektive varmemforsyningsanlæg m. fl. skal, i henhold til varmemforsyningsloven, anmelde tariffer, omkostningsfordeling mv. og grundlaget herfor til Energitilsynet. Priserne anmeldes elektronisk. Ca. 3 gange årligt offentliggør Energitilsynet fjernvarmepriserne angivet pr. MWh og som samlet beløb for en standard lejlighed med et årligt forbrug på 15 MWh (standardareal 75 m²) og for et standard enfamiliehus med et årligt forbrug på 18,1 MWh (standardareal 130 m²). Priserne er inkl. moms.

Energitilsynet har til sin beretning fra 2010 analyseret statistik på energiområdet, herunder priser for fjernvarme. Det skal bemærkes, at statistikken udelukkende er baseret på den del af Dansk Fjernvarmes medlemmer, som har indrapporteret data⁶.

Den gennemsnitlige pris for opvarmning af et standardhus på 130 m² i fyringssæsonerne i perioden 2006/07 - 2009/10 fremgår af Figur 5.

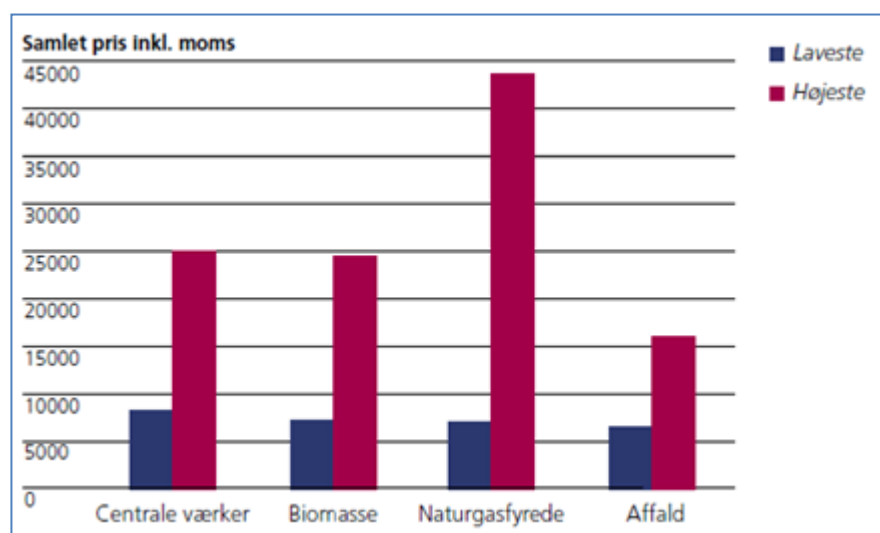
⁵ Mortensen (2004)

⁶ Dansk Fjernvarmes seneste årsstatistik 2009/2010 indeholder data for 246 værker/medlemmer. I Energitilsynets prisstatistik for 2011 optræder 456 fjernvarmeselskaber, hvoraf de 405 af er medlemmer af Dansk Fjernvarme.



Figur 5: Gennemsnitlige fjernvarmeudgifter i DKK inkl. moms. Kilde: Energitilsynet.

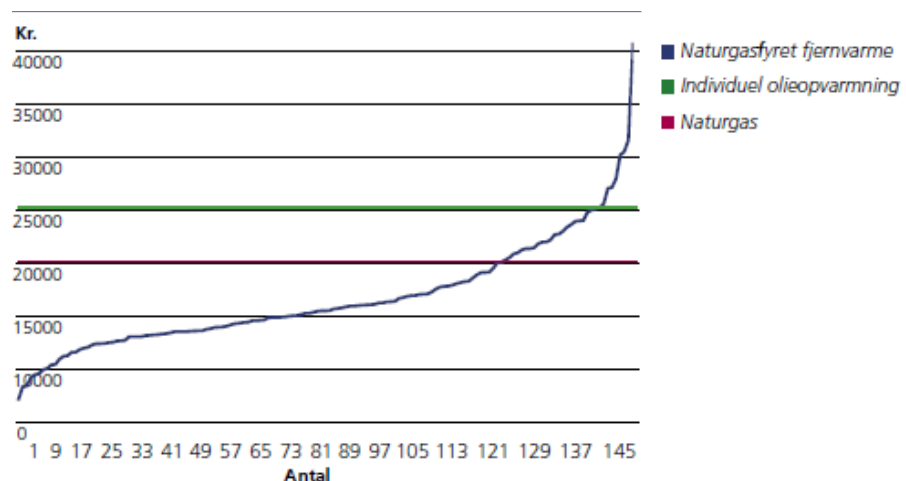
Energitilsynet fandt, at der er betydelig spredning i varmepriserne de værker med de laveste og højeste varmepriser. Særligt er spredningen størst blandt naturgasfyrede værker, som også hvilket fremgår af Figur 6.



Figur 6: Højeste/laveste pris for opvarmning af et standardhus på 130 m² fordelt på værktyper efter brændsler i DKK inkl. moms. Kilde: Energitilsynet.

Som illustreret i Figur 6 fandt Energitilsynet, at den højeste pris i 2009/10 fandtes blandt de naturgasfyrede værker. De affaldsfyrede værker havde den laveste maksimale pris såvel som den laveste spredning mellem højeste og laveste pris.

Ved en nærmere undersøgelse af prisspredningen for de naturgasfyrede værker, ses det i Figur 7, at ca. 20 % af de naturgasfyrede værker har en højere gennemsnitspris end individuel naturgasopvarmning.



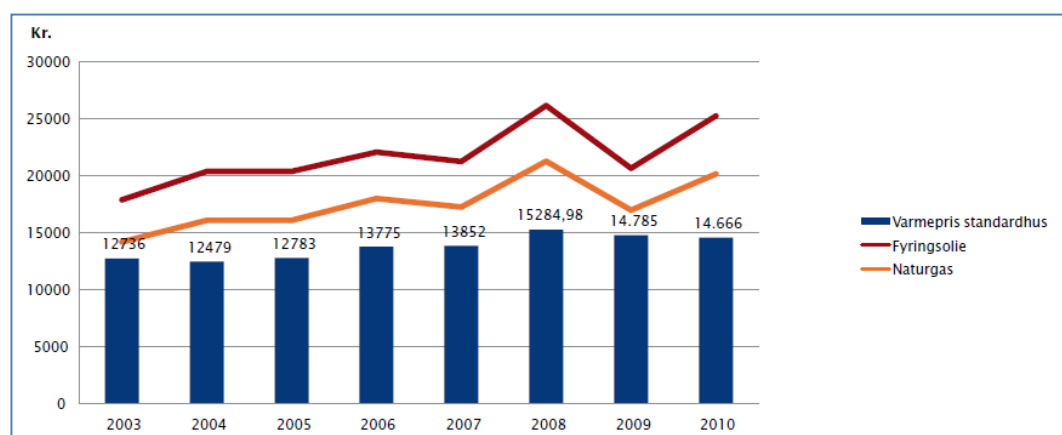
Figur 7: Prisspredning blandt naturgasfyrede værker i 2009/2010 ift. individuel olie (grøn)- og naturgasopvarmning (rød) ved opvarmning af standardhus på 130 m². Kilde: Energitilsynet.

Hverken værkernes varmeproduktion eller kapacitet fremgår af Figur 7, men ifølge Energitilsynet er barmarksværker blandt de værker, der har de højeste fjernvarmepriser, bl.a. fordi de er relativt små og har forholdsvis få forbrugere tilknyttet.

Dansk Fjernvarmes Benchmarkingstatistik 2009/10

Ifølge Dansk Fjernvarmes statistik har fjernvarmen fortsat den laveste varmepris sammenlignet med individuel opvarmning med olie eller naturgas.

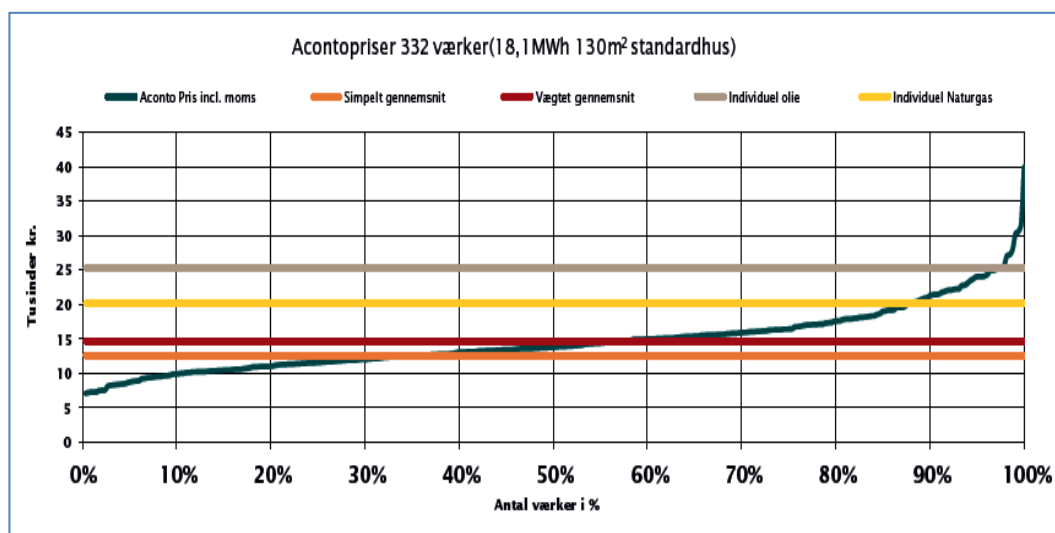
For 2010/2011 udgør den gennemsnitlige acontopris for fjernvarme ca. 14.650 kr. pr. år inkl. moms for et hus på 130 m², der har et årligt forbrug på 18,1 MWh. Prisen for at opvarme et tilsvarende hus med naturgas er 20.200 kr., mens prisen ved olieopvarmning udgør ca. 25.300 kr.



Figur 8: Varmepris for standardhus, Dansk Fjernvarme, 2010.

Vægtes varmeprisen i forhold til hvor meget fjernvarme, der produceres på værkerne, er den gennemsnitlige vægtede varmepris steget fra 2009/10 til 2010/11 med ca. 100 kr/18,1 MWh varmemeforbrug. Denne stigning skyldes, at de centrale værker, der har oplevet en prisstigning, leverer en meget stor del af varmemeforbruget i forhold til de decentrale værker.

Som også Energitilsynets statistik viser, dækker gennemsnitspriserne over meget store individuelle forskelle mellem værkerne. Figuren neden for viser spredningen i acontopriser inkl. moms for 2010/11. Som det ses, har mere end 15 % af værkerne varmepriser, der overstiger individuel forsyning med naturgas eller olie.



Figur 9: Varmepriser inklusiv moms 2010/11 for 332 værker, Dansk Fjernvarme, 2010.

Ifølge Dansk Fjernvarme har værker, der anvender biobrændsler, generelt de laveste gennemsnitspriser. Ud over forskellige brændselspriser er der en række forhold, der resulterer i prisforskelle:

- Etableringsår
- Afskrivningspolitik
- Tidligere års over-/underdækning
- Tilslutningspris
- Myndighedspålæg om fyringsform og brændselstype
- Den valgte elafregningsform

Nogle af punkterne har det enkelte varmegærks ledelse direkte bestemmende indflydelse på, mens andre af punkterne er samfundsbestemte. Det er således ikke muligt at forklare prisforskelle alene ved at se på enkelte af elementerne.

3.9 Datagrundlag - gruppering af værker

Som det er beskrevet i kommissoriet for dette projekt har det været ambitionen at beskrive fjernvarmesektoren med hensyn til struktur, ejerforhold, spredning i størrelser, priser m.v. På baggrund af analysen skulle der gives et bud på, hvad og hvor problemerne/udfordringerne i sektoren er, og der skulle ske en inddeling af værkerne i grupper med ensartede karakteristika.

Til brug for denne beskrivelse og gruppering af fjernvarmeværkerne, har Ea Energianalyse i projektet indgået i et datasamarbejde med Energitilsynet. Ea Energianalyse har anvendt udtræk fra Energitilsynets database med det formål at opstille de omkostninger, der indgår i forskellige værkers varmepriser på et sammenligneligt grundlag.

De omkostningsbaserede priser beregnes årligt på baggrund af et indsendt budget. På baggrund af de efterfølgende indsendte regnskabstal overføres over/underdækning til det efterfølgende års varmepriser. Foruden budget og regnskabstal forefindes der i databasen også tekniske data, som værkerne indberetter, herunder anlægskarakteristika og driftsdata.

Der er adskillige mulige årsager til at fjernvarmepriserne i forskellige systemer er forskellige, herunder:

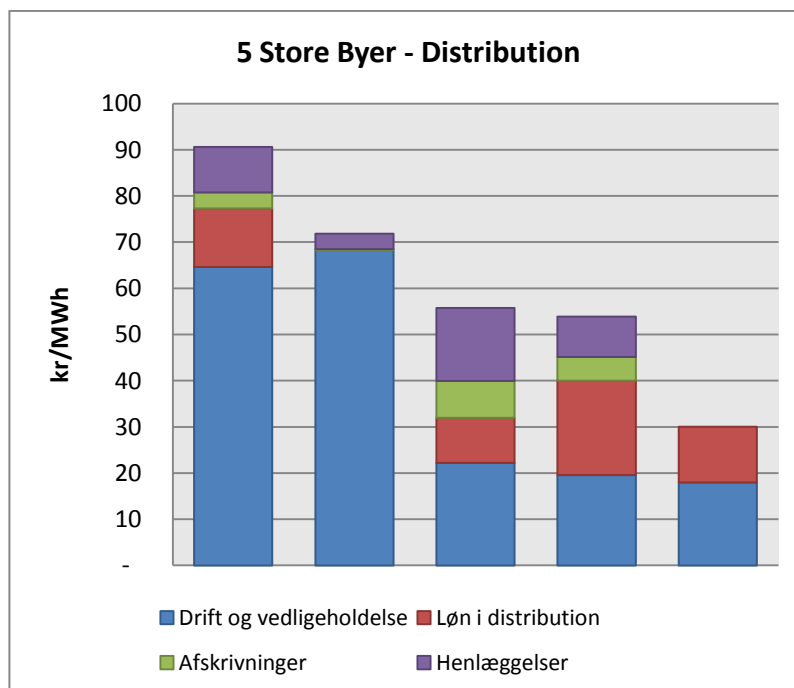
- Forskellige regnskabs periodiseringer, hvilket især komplicerer muligheden for sammenligningen af inputomkostninger for brændsel og CO2 kvoter.
- Forskellige brændselsindkøbsstrategier, fx naturgas på korte og lange kontrakter.
- Varierende grad af udførelse af arbejde in-house eller ved udlicitering.
- Forskellig praksis i forhold til hvilke udgifter, der driftføres (dvs. at udgiften afregnes, når den afholdes) og hvilke udgifter der aktiveres for derefter at fordeles over en længere årrække gennem afskrivninger.
- Forskellige afskrivningsperioder for sammenlignelige anlæg, herunder forskellig anvendelse af mulighed for årlig ændring af afskrivningsperioderne.
- Tekniske forskelle såsom brændsel og produktionsteknologi.
- Forskellige skalafordele i anlægs- og driftsorganisation afhængigt af stort eller lille varmemarked.
- Varierende densitet i varmemarkedet med hensyn til forbrug per forbrugssted, ledningskilometer per energiforbrug, ledningskilometer per forbrugssted, ledningsdimensionering, mv.

- Varierende omkostningsniveauer i udførelse af vedligeholdende arbejder og reinvesteringer - afhængigt eksempelvis af behov for afspærring, befæstning mv.

Det, som egentligt bør identificeres ved en sammenligning, er selskaber der performer dårligt på baggrund af, at der træffers beslutninger i selskaberne, som er til ugunst for varmemeforbrugerne. Dette omfatter de tre centrale typer af problemstillinger:

- Værker, der drives ineffektivt som følge af passivitet, kompetence-gab, evt. kombineret med passivt ejerskab og monopolstatus.
- Værker, der drives med kommerciel dagsorden for omkostningsmaksimering, hvorved identifikation af faktiske omkostninger kan være svært gennemskuelige – muligvis med vilje.
- Værker, der drives efter - for forbrugeren - uhensigtsmæssige principper. Det kan være for hurtig afskrivning af investeringer, hvilket reelt kan betyde at selskabet låner penge af varmemeforbrugerne. Eller der kan ske henlæggelser til projekter, der enten ikke gennemføres, udsættes eller gennemføres netop fordi der med henlæggelserne til investeringen er oparbejdet kapital i selskabet.

Uddrag fra analysen om gruppering af værker



Figur 10: Eksempel på variation i kontering af omkostninger samt omkostningsniveauet per MWh varme leveret i 5 store byer.

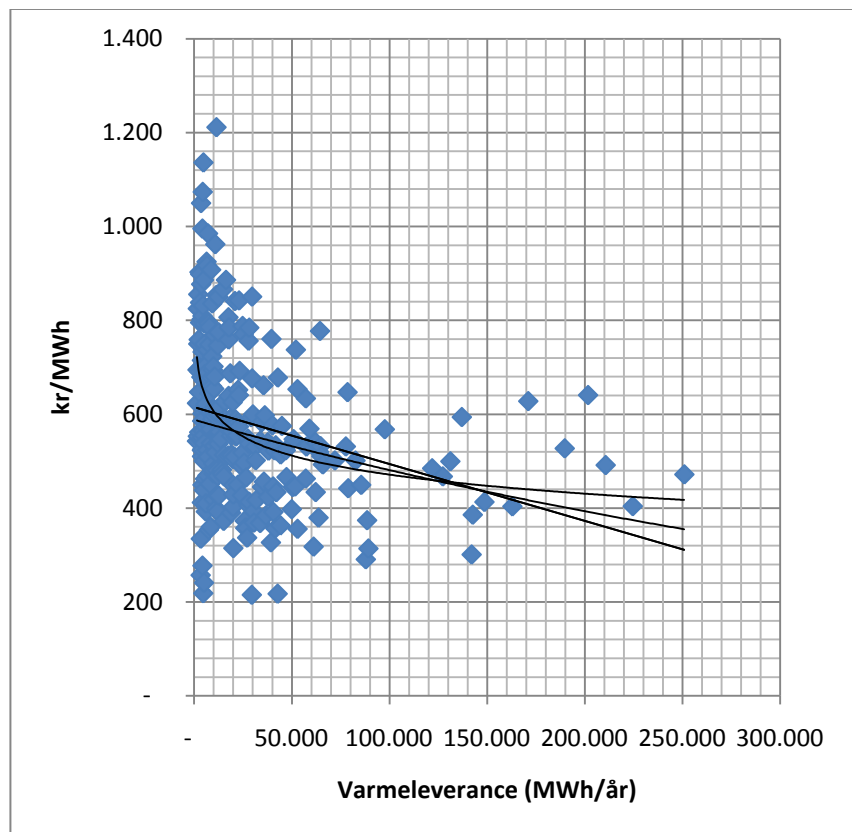
Som et element i de indledende analyser med at gruppere værker hensigtsmæssigt, blev variationer i omkostningerne i fem store byer vurderet. Antagelsen var, at dette begrænsede datasæt fra relativt solide organisationer ville give et rimeligt grundlag for analyse. Figur 10 viser et uddrag af dette som angår distributionsomkostningerne. Omkostningerne er i figuren fordelt i forhold kategorierne i Energitilsynets indberetningsskema. Billedet tegner sig naturligvis anderledes når de samme omkostninger opstilles per ledningskilometer, forbrugspunkter eller tilsluttet opvarmet areal. Det ses, at der er en faktor 3 til forskel mellem selskabernes omkostninger.

Som et eksempel på de udfordringer der er ved en nærmere analyse ses det, at et af selskaberne slet ikke specificerer lønomkostninger til distribution. Det kan ikke uddrages om dette skyldes at arbejdet outsources eller om det blot konteres under drift og vedligehold. Ligeledes har nogle af selskaberne tilsyneladende fuldt afskrevet deres net og driftsfører reinvesteringer, imens andre har omfattende afskrivninger og henlæggelser. Da afskrivningsperioder løbende kan justeres, kan det ikke på baggrund af disse data vurderes om niveauet her er højt eller lavt på de enkelte selskaber uden at se også på balanceposterne og deres historiske udvikling.

Projektet har desuden velvilligt fået mulighed for at få indsigt i de store byers interne benchmarking for 2010, under lovning om anonymitet. Denne benchmark bekræfter tendenserne i ovenstående figur. Der er ikke umiddelbart belæg for at vurdere om de højere omkostninger i nogen byer skyldes omkostninger der i varmeforsyningslovens forstand er unødvendige. Dette skyldes, at det ikke var muligt at entydigt isolere de underliggende aktiviteter som tallene afspejler og heterogeniteten i både konteringspraksis og i de underliggende systemer gør dette udfordrende.

Forbrugerejede selskaber

Der blev også analyseret sammenhænge inden for de forbrugerejede selskaber. Figur 11 er et simpelt forsøg på at identificere sammenhængen imellem størrelsen på de forbrugerejede værker og deres samlede varmeomkostninger.

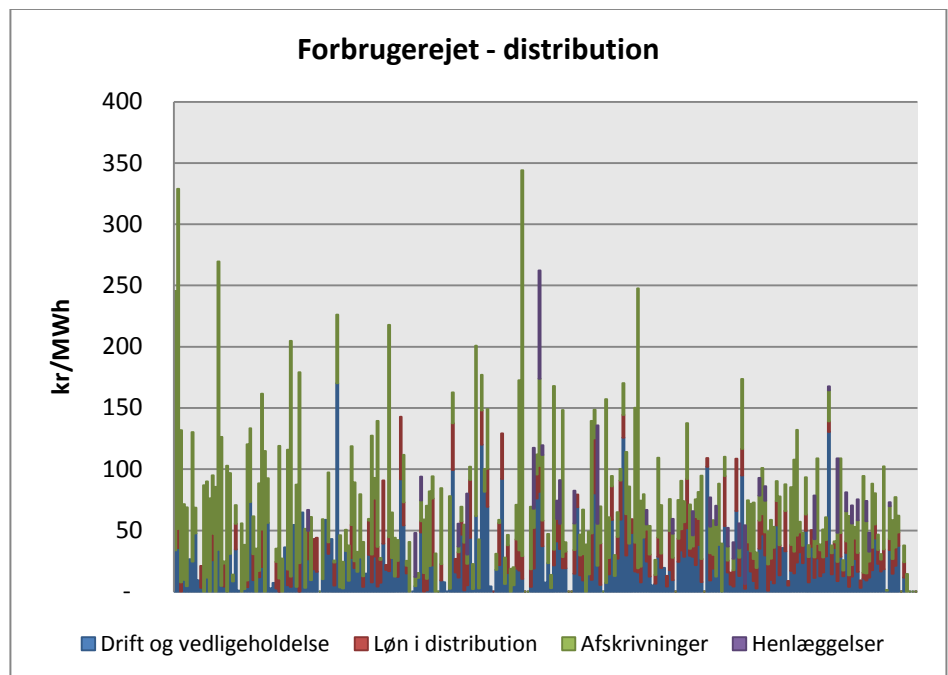


Figur 11: Eksempel på sammenhæng imellem omkostningerne hos forbrugerejede selskaber og deres årlige varmeleverance i MWh.

Figuren viser en lille men ikke signifikant tendens til at de større forbrugerejede værker leverer varme til lavere omkostninger end de mindre. Omvendt ligger de allerlaveste omkostninger på nogle relativt små selskaber. Spredningen er omkostninger er især stor på de helt små selskaber.

Spadestikket dybere

Som ved de større byer er der også her søgt at analysere data for de forskellige aktiviteter hos de forbrugerejede selskaber. Figur 12 viser forskellen i de opgivne omkostninger til distributionsdelen i de fleste forbrugerejede selskaber. Der er ofte en faktor 3 – 5 eller mere i forskel mellem selskaberne, og det er særdeles vanskeligt på den baggrund at fremlægge en kvalitetsvurdering af bagvedliggende årsager til omkostningsforskelle mellem selskaberne.



Figur 12: Samlede distributionsomkostninger i forbrugerejede selskaber opdelt på størrelse sorteret fra mindst (venstre) til højest (højre).

Skønt der på baggrund af tilgængelige data faktisk kunne korrigeres for nogle af de betydende faktorer, har det ikke været muligt i kontekst af dette projekt at nå frem til et tilfredsstillende datagrundlag til brug for analyser.

Det inhomogene og nogle gange usammenlignelige datagrundlag medfører bl.a., at tilsynet med fjernvarmeværkerne med den nuværende regulering kræver omfattende resurser og i sidste ende må baseres enten på stikprøver med mere dybtgående dataanalyse af enkelte værker, eller på baggrund af klagesager. Dette har den klare ulempe, at fjernvarmeværker, der af omstændighederne er 'heldigt bestykket', ikke vil have tvingende incitamenter til at være effektive med så lave varmepriser som var muligt.

Alternativet er, at der må gøres en yderligere indsats for at forbedre datagrundlaget og øge sammenligneligheden af data. Det bemærkes i den forbindelse, at Dansk Fjernvarme netop har afsluttet et projekt med titlen "Varmeværkernes konteringspraksis" udført af revisionsfirmaet BDO. Det er Dansk Fjernvarmes opfattelse, at der med en række tilretninger af foreningens standardkontoplan inklusiv konteringsvejledning er et brugbart setup. Udfordringen bliver ifølge foreningen at få den frivillige standardkontoplan implementeret effektivt. Samtidig skal det sikres, at fx divergerende afskrivningspraksis håndteres hensigtsmæssigt. Ved implementeringen bør der være fokus på at

få et stort og validt datagrundlag med den mindst mulige indsats. Dansk Fjernvarmes standardkontoplan tager udgangspunkt i årsregnskabslovens regler.

Der er i dag ikke i lovgivningen krav om, at virksomhederne skal anvende samme regnskabspraksis eller konteringsmetoder, ligesom der kan ske fejl under virksomhedernes konkrete udførelse af indberetningen. Disse forhold betyder, at det er vanskeligt at anvende data til en umiddelbar sammenligning af virksomhedernes økonomiske forhold. Det er fx ikke muligt at afgøre, hvorvidt synlige forskelle på værkernes omkostninger skyldes forskel i effektivitet, forskel i bogføring eller fejl og mangler i bogføringen.

Det har derfor ikke været muligt at opfylde den i kommissoriet beskrevne opgave med at inddele fjernvarmeværkerne i grupper med ensartede karakteristika. Denne gruppering skulle anvendes i den senere analyse af reguleringsmodeller, hvilket således heller ikke har været muligt.

Hvis man ønsker at kunne sammenligne eller blot inddele de danske fjernvarmeselskaber i en meningsfuld gruppering, er det nødvendigt, at der stilles krav om anvendelse af samme regnskabspraksis og konteringsmetoder. Dette kan fx sikres via indførelse af standardiserede kontoplaner, som det er set i andre brancher, fx vandsektoren.

4 Affald og fjernvarme

Den danske affaldssektor består af 27 affaldsforbrændingsanlæg:

- 20 kommunalt ejede anlæg:
 - 15 ejet af kommunale fællesskaber
 - 3 ejet af enkeltkommuner
 - 2 ejet gennem kommunalt-private ejerskaber.
- 7 ikke-kommunale anlæg:
 - 4 privatejede (af DONG Energy eller Vattenfall)
 - 3 forbrugerejede

Miljøbeskyttelsesloven regulerer overordnet rammerne for affaldshåndtering i Danmark, og det er i henhold til lovens kapitel 4 kommunerne der har ansvaret for at sikre den nødvendige forbrændingskapacitet. Kommunerne anviser det forbrændingsegnede affald til et eller flere konkrete anlæg. For husholdningsaffaldet har kommunerne desuden ansvaret for indsamling af affaldet. Virksomheder har pligt til at benytte det eller de forbrændings- og deponeringsanlæg, som kommunen anviser til, men kan også – som følge af affaldsdirektivet - vælge at eksportere forbrændingseget affald til nyttiggørelse i udlandet.

Kommunerne har tillige godkendelsesmyndigheden efter varmforsyningsloven for etablering eller renovering af kraftvarmeanlæg med en el-effekt under 25 MW samt anlæg til fremføring af varmt vand/damp fra bl.a. affaldsforbrændingsanlæg. Energistyrelsen skal som led i kommunens behandling af projektforslaget godkende, at det fornødne affaldsgrundlag er til stede i området, hvorfra anlægget forventes at modtage affald. Er anlægget over 25 MW el skal anlægget også godkendes af Energistyrelsen efter elforsyningsloven. Både i elforsyningsloven og i varmforsyningsloven er der krav om, at Energistyrelsen som led i godkendelsesproceduren tager stilling til affaldsgrundlaget for projektet.

Bl.a. på baggrund af drøftelserne i EU om liberalisering af affaldsområdet igangsatte den tidligere regering i 2002 et arbejde om liberalisering og ny organisering af den danske affaldssektor. I 2004 blev konsulentrapporten "Fordele og ulemper ved liberalisering af affaldsforbrænding og deponering" fremlagt for en arbejdsgruppe nedsat af regeringen.

Rapporten fremlagde to scenarier for den fremtidige organisering i henholdsvis et Fuldkommen konkurrence scenarie og et Licitationscenarie, hvor drift og vedligehold udliciteres, mens ejerskabet og anvisning til både behandlingsform og behandlingssted fastholdes som i udgangssituationen. Rapportens observationer var, at der på forbrændingsanlæg er mulighed for at høste effektiviseringsgevinster, men at der også er en samfundsøkonomisk ulempe på grund af den højere risikopræmie når ansvaret for affald og anlæg skilles ad. Rapporten konkluderer på den baggrund, at: "Alt i alt opnår man sandsynligvis ikke den store samfundsøkonomiske gevinst ved at udlicitere forbrændingsopgaven eller at give affaldsstrømmene, ejerskabet og prisfastsættelsen fri."

I sin afrapportering til regeringen, fremlagde arbejdsgruppen en vurdering af tre scenarier for den fremtidige organisering af affaldsforbrændingen i Danmark:

1. Konkurrence om alt affald til forbrænding. Kommunerne varetager indsamling af husholdningsaffald og er forpligtet til at udbyde forbrændingsopgaven.
2. Konkurrence om erhvervsaffald til forbrænding. Kommunen anviser erhvervsaffaldet til behandlingsform og varetager indsamling og behandling af husholdningsaffald.
3. Effektivisering gennem incitamentsregulering. Hvile i sig selv erstattes med andre instrumenter.

Arbejdsgruppen konkluderede ikke på rapportens scenariегennemgang, og noterede: *Der er ikke enighed blandt medlemmerne om, hvilken form for organisering, som vil være mest effektiv på forbrændingsområdet. Medlemmerne er dog enige om, at der ved en eventuelt ændret organisering skal gennemføres overgangsordninger, der giver rimelige vilkår for såvel affaldsproducenter som anlæg.*

I 2007 indgik Regeringen en bred aftale i Folketinget om organisering af affaldssektoren, der på mange punkter fulgte arbejdsgruppens anbefalinger. Bl.a. ophæves kommunernes anvisningsret for virksomhedernes affald til genanvendelse, og der etableres et landsdækkende affaldsdatasystem fra 2010. På forbrændingsområdet blev det aftalt, at en ny organisering skulle afvente vedtagelsen af affaldsrammedirektivet. Dog blev det aftalt, at selskaber der råder over forbrændings- og deponeringsanlæg skal erlægge funktionsopdelte regnskaber der følger årsregnskabsloven. Endvidere oprettes obligatorisk

benchmarking for alle anlæg, hvor resultaterne skal offentliggøres. Endelig fremgår det, at aftalen skal evalueres i forligskredsen i 2012.

I februar 2008 indgik regeringen en bred energipolitisk aftale, hvor hvile i sig selv-reguleringen for afbrænding af affald (dog ikke husholdningsaffald) på de centrale kraftværker blev ophævet. Efterfølgende har kraftværksselskaberne dog sat arbejdet med medforbrænding af affald på de centrale værker i bero.

Affaldsrammedirektivet

De overordnede rammer for håndtering af affald i EU landene er udstukket i affaldsrammedirektivet. Direktivet blev endeligt vedtaget i november 2008, og skulle implementeres i national lovgivning senest 12. december 2010. Direktivet implementeres i den danske lovgivning via miljøbeskyttelsesloven og affaldsbekendtgørelsen.

Direktivet indeholder bl.a. målsætninger for genbrug i 2020, og en klassifikation af effektive forbrændingsanlæg som nyttiggørelsesanlæg. Landene skal i henhold til direktivet åbne for import og eksport af affald til behandling på nyttiggørelsesanlæg. Landene kan dog modsætte sig import af kommunalt affald hvis landet ikke har tilstrækkelig national kapacitet.

Affaldsforbrændingsanlæg varetager en miljøopgave, samtidig med at de producerer energi. Miljøopgaven er baggrunden for, at forbrænding af affald i dag er omfattet af Miljøbeskyttelsesloven, og de principper, der følger heraf.

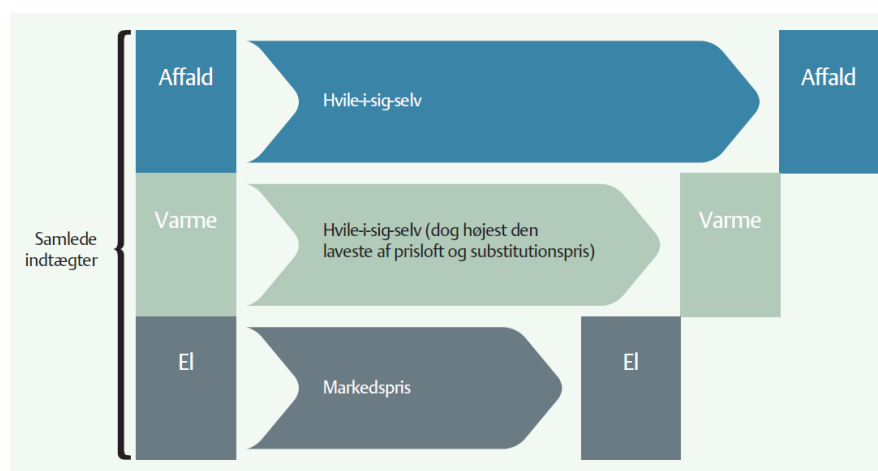
Forbrændingsegnet affald er et ikke homogent brændsel. Transaktionsomkostningerne til handel med affald er blandt andet på baggrund af en tæt styring (transportforordningen) højere end ved andre faste brændsler.

Designet af dagens forbrændingsanlæg er i høj grad baseret på, at nye anlæg er i kontinuerlig drift i typisk mere end 90 % af årets timer. Dagens design af moderne affaldskraftvarmeværkerne indebærer betydelige anlægsinvesteringer, som giver relativt høje kapitalomkostninger selv med en lang afskrivningstid. Det øger naturligvis også investors risiko, og det har derfor også stor betydning, hvilke garantier og hvilken sikkerhed, der kan stilles ved lånoptagning.

Affaldsforbrændingsanlæggene i Danmark leverer i en europæisk sammenhæng lave modtagegebyrer og producerer samtidig relativt billig fjernvarme.

4.1 Prisregulering af affaldssektoren

Indtægtsgrundlaget for affaldssektoren i Danmark er i dag reguleret forskelligt for de tre produkter, den producerer: Affaldsforbrænding, varme og el. Nedenstående figur, udarbejdet af Finansministeriet, viser indtægtsgrundlaget for affaldsforbrændingsanlæggene:



Figur 13: Indtægtsgrundlaget for affaldsforbrændingsanlæg i Danmark. Kilde: Finansministeriet et al.

Som det fremgår af figuren er selve affaldsforbrændingen reguleret efter et hvile i sig selv-princip, jævnfør Miljøbeskyttelseslovens §48. Med andre ord skal den pris, anlæggene opkræver for at modtage affald svare til omkostningerne ved at behandle affaldet.

Salg af varme fra affaldsforbrændingsanlæg er også reguleret ved hvile i sig selv-princippet, dog med en begrænsning i form af et prisloft og en substitutionspris. Selskabet må opkræve den laveste af de tre priser (den omkostningsbestemte varmepris, prisloftet eller substitutionsprisen, se nærmere neden for).

Salg af el foregår efter elliberaliseringen på det frie marked, og forbrændingsanlæggene kan få markedspris.

Under den nuværende regulering har der været ringe incitamenter for kommercielle aktører til at investere i affaldsforbrændingskapacitet. Der er ikke

mulighed for at optjene overskud under hvile i sig selv-reguleringen, og den kommunale anvisningsret kan stille ikke-kommunale anlæg dårligt, når de skal tiltrække affald, der giver indtægter fra affaldstakster og salg af el og varme.

Tre metoder for prisbestemmelse

Affaldsforbrændingsanlæggene må ifølge varmemforsyningsloven som nævnt højst kræve den mindste af de tre følgende varmeafregningspriser:

1. Prisen fastsat i medfør af varmemforsyningslovens § 20, dvs. den omkostningsbestemte varmepris, eller
2. Det i Transport- og Energiministeriets bekendtgørelse 234 af 23/3 2006, § 5 fastsatte prisloft.⁷
3. Substitutionsprisen, jfr. vejledning nr. 44 af 08/06/2006 om bekendtgørelse om fastsættelse af prislofter og maksimalpriser for fjernvarme fra affaldsforbrændingsanlæg, kapitel 6.4.

Omkostningsbestemt
pris

Den omkostningsbestemte varmepris baseres på forbrændingsanlæggets nødvendige omkostninger, fratrukket indtægter. Omkostningerne inddeles overordnet set typisk i tre kategorier:

- Omkostninger som dedikeres til affaldsforbrænding, eksempelvis modtagelse og forbehandling af affald samt visse afgifter.
- Omkostninger som dedikeres til fjernvarme, eksempelvis varmeinstallationer og visse afgifter.
- Fællesomkostninger.

Fællesomkostninger fordeles herefter mellem affald og varme, i et aftalt forhold, fx 50%/50%. Det aftalte forhold kan dog være meget forskelligt fra anlæg til anlæg.

Prisloft

Prislofter udmeldes årligt fra Energitilsynet, og princippet for fastlæggelsen af prisloftet er gennemsnitsprisen for opvarmet vand produceret på et fjernvarmeværk, der alternativt ville være blevet etableret i det pågældende område i overensstemmelse med de energipolitiske retningslinjer. Prisloftet for damp produceret på affaldsforbrændingsanlæg fastsættes efter et konkret skøn.

Der udmeldes tre prislofter gældende for henholdsvis centrale områder, decentrale områder baseret på naturgas og decentrale områder baseret på an-

⁷ Ændret ved bekendtgørelse nr. 713 af 3. februar 2009

det end naturgas. Prislofterne gældende for 2012 er henholdsvis 75 kr./GJ, 106 kr./GJ og 70 kr./GJ.

Prislofterne beregnes på basis af faktiske prisstatistikker for fjernvarme leveret an fjernvarmenet. Først udelades de to dyreste og to billigste værker i hver kategori, hvorefter prisloftet baseres på de 50 % billigste af de resterende værker. For det enkelte fjernvarmeområde udtrykker prislofterne et teoretisk statistisk beregnet alternativ til affaldsvarmen.

Substitutionspris

Hvor prisloftberegningen set fra det enkelte varmeområdes side er en teoretisk størrelse, så udtrykker substitutionsprisen en konkret beregning på basis af de eksisterende lokale substitutionsmuligheder. Ved beregning af substitutionsprisen skal de gennemsnitlige omkostninger ved at erstatte hele varmeproduktionen fra affaldsforbrændingen beregnes. Såfremt affaldsforbrænding udgør en meget stor del af varmegrundlaget lokalt, vil substitutionsprisen derfor ofte indeholde omkostninger på egentlige spidslastanlæg. Substitutionsprisen er derfor ofte højere end det generaliserede prisloft.

Nye prislofter

L 154, som blev vedtaget af Folketinget den 28. maj 2010, indeholder en ændring af varmforsyningslovens § 20 stk. 4 om prissætning af affaldsvarme. Med ændringen får bestemmelsen flg. ordlyd:

”Stk. 4. Klima- og energiministeren kan fastsætte regler om et prisloft for opvarmet vand eller damp fra affaldsforbrændingsanlæg. I reglerne lægges vægt på at understøtte en økonomisk og miljømæssig effektivisering af affaldssektoren, og på at sikre, at varmemeforbrugerne alene skal bære de omkostninger, der kan henføres til varmeproduktionen. Klima- og energiministeren kan endvidere fastsætte regler om fordelingen af omkostningerne til behandling af affald og produktion af varme på affaldsforbrændingsanlæg.”

Hjemlen til prisloftreguleringen for affaldsforbrændingsanlæg bliver således udvidet for at kunne rumme andre prisloftsmodeller end den nuværende substitutionsmodel.

Af bemærkningerne til lovforslaget fremgår, ”at en prisloftsmodel, der som den nuværende giver store konkurrencemæssige fordele gennem mulighed for højere varmesalgspriser til forbrændingsanlæg, der leverer varme til fjernvarmenet, der ellers ville være forsynet af et decentralt naturgasforsynet kraftvarmeværk, vil føre til konkurrenceforvridning mellem anlæg beliggende ved

forskellige typer af fjernvarmenet. Derudover kan den gældende prisloftsmodel have nogle utilsigtede miljøeffekter. Det økonomiske incitament vil nemlig være størst til at etablere forbrændingsanlæg, hvor der fortrænges dyr, men effektiv, naturgas, hvilket er i modstrid med den miljømæssigt fordelagtige fortrængning af kul".

Den fremtidige prisregulering skal dels fremme en økonomisk effektivisering af sektoren, og der skal ved udarbejdelsen af en ny prisloftsmodel tages hensyn til mulig fremtidig ændring af miljøbeskyttelsesloven, som følger af en eventuelt kommende konkurrenceudsættelse i sektoren. En substitutionsmodel, hvor affaldsforbrændingsanlæggets priser reguleres på basis af de lokale forhold, vil fx kunne vurderes mindre passende i en situation, hvor affaldsforbrændingsanlæggene skal sammenlignes eller konkurrere med hinanden.

Reglerne skal endvidere understøtte miljømæssigt hensigtsmæssige løsninger og fx sikre, at der ikke er en økonomisk fordel ved at fortrænge naturgas frem for kul eller lignende forhold, som giver forkerte incitamenter set ud fra den gældende klima- og miljøpolitik.

Endeligt skal reglerne tilstræbe at sikre, at varmemeforbrugerne alene skal bære de omkostninger, der kan henføres til varmeproduktionen. Der skal således sikres, at affaldsforbrændingssektoren ikke har incitamenter til at lade varmemeforbrugerne bære omkostninger, der rettelig hører hjemme hos elforbrugerne eller omkostninger, der kan henføres til affaldshåndtering og affaldsbortskaffelsen.

4.2 Nye rammer for affaldsreguleringen

Rammevilkårene for affaldsforbrændingssektoren er under forandring, blandt andet som følge af implementeringen af det tidligere nævnte affaldsrammedirektiv, som trådte i kraft i december 2008, og skulle være implementeret i dansk lovgivning senest december 2010. Direktivet har ført til en liberalisering af forbrændingsegnet erhvervsaffald i det omfang det handles over grænserne i EU. Forbrændes det indenfor landets grænser har kommunerne dog fortsat anvisningsret.

I december 2010 udsendte en tværministeriel arbejdsgruppe rapporten "Forbrænding af affald - Afrapportering fra den tværministerielle arbejdsgruppe vedrørende organisering af affaldsforbrændingsområdet" om affaldssektorens fremtidige organisering..

Som beskrevet i kapitel 2 anbefaler det tværministerielle udvalg, at den fremtidige regulering af affaldsforbrændingen sker efter principperne i udvalgets licitationsscenario. Dette scenario tager udgangspunkt i en situation, hvor affaldsforbrænding markedsudsættes. Kommunerne har stadig anvisningsret og kapacitetsforpligtelse for husholdningsaffald, *men forbrænding af dette affald skal udbydes*. Kapacitetspligt og anvisningsret for forbrændingseget erhvervsaffald afskaffes.

Udbudspligten for forbrændingseget husholdningsaffald gælder uanset om kommunerne er medejere af forbrændingsanlæg eller ej. Kapacitetsudvidelser for affaldsforbrænding vil fortsat skulle godkendes af kommunen som varmeplanmyndighed for at sikre mod overkapacitet af varme inden for fjernvarmenettet. Der vil ikke længere være krav om dokumentation af affaldsgrundlag og statslig godkendelse heraf.

Ophævelse af hvile i sig selv

I licitationsscenariet er taksten for affaldsforbrænding markedsbestemt for både husholdnings- og erhvervsaffald. Dermed lægges der op til en ophævelse af hvile i sig selv-reguleringen, og forbrændingsanlæggene får mulighed for at optjene overskud. Da taksten for affaldsforbrænding vil blive fastsat i et marked med konkurrence øges samtidigt risikoen for et affaldsselskaberne kan generere underskud.

Selskabsgørelse

Forbrændingsanlæg med kommunalt ejerskab skal udskilles fra øvrige kommunale aktiviteter og gøres til selvstændige anparts- eller aktieselskaber. Selskabsgørelsen skal skabe konkurrence på lige vilkår dvs. at selskaberne underlægges de samme skatteregler, og der sker en mere klar adskillelse mellem kommunens ejerrolle og myndighedsrolle. Endelig vil en selskabsgørelse skabe øget gennemsigtighed i forhold til kommuners engagement i affaldsforbrændingssektoren, samt hvilke risici kommunerne pådrager sig.

Det er den tværministerielle gruppes vurdering, at markedskræfterne i licitationsscenariet vil føre til, at de mest omkostningseffektive værker vil tiltrække mere affald – og at værkerne på lang sigt vil tilpasse deres kapacitet efter deres effektivitet, så de mest effektive anlæg også bliver de største. Samlet set vurderes det at føre til lavere affaldsbehandlingsomkostninger. Analysen er foretaget for år 2020.

Indfasningsperiode

Såfremt den fremtidige regulering af affaldsforbrændingen bliver licitationsscenariet, foreslår det tværministerielle udvalg, at der overvejes en indfasningsperiode, indtil kravet om udbud af det forbrændingsegnet hushold-

ningsaffald sættes i kraft. Det kan skabe en mere glidende overgang, som giver kommunerne mulighed for at forberede sig teknisk til udbud af det forbrændingsegnede husholdningsaffald.

Konkurrencepakken

Som tidligere nævnt indgik den tidligere regering i april 2011 en konkurrencepakkeaftale med DF, LA og KD, som bl.a. indebærer at principperne fra licitationsscenariet skal implementeres.⁸ Aftalen nåede dog ikke at blive udmøntet i lovgivning inden regeringsskiftet.

4.3 Affaldsforbrænding i Sverige og Tyskland

Sverige

Affaldsforbrændingsområdet i Sverige minder på mange måder om det danske. Der er i Sverige i dag ca. 30 affaldsforbrændingsanlæg, der håndterer ca. 4,5 mio. tons affald, heraf ca. 50 % fra de svenske husholdninger. Langt de fleste anlæg er kommunalt ejede. Der er – så vidt vides – ikke krav om selskabsgørelse.

I Sverige har man i øjeblikket en betydelig overkapacitet på forbrændingsanlæg, som forventes at stige de kommende år. Dog er en del af den planlagte kapacitetsudbygning sat i bero.

Kommunerne har ansvaret for husholdningsaffald, mens virksomhederne selv har økonomisk ansvar for at deres affald håndteres efter reglerne i miljøbeskyttelsesloven *Miljöbalken*. Efter oplysninger fra Avfall Sverige, forbrændes ca. 50 % af husholdningsaffaldet. Den resterende del genbruges eller behandles biologisk, som hovedregel ved kompostering.

I henhold til miljøloven har kommunerne ansvar for indsamling og behandling af husholdningsaffald med undtagelse af affald der er omfattet af producentansvar, herunder emballage, returpapir, dæk, biler, elektronik etc.

De svenske kommuner har igennem årene investeret betydeligt i forskellige former for affaldsbehandlingsanlæg. Siden midten af 1990'erne er det kommunale ansvar dog gradvist faldet. Dels som følge af indførelse af producentansvar, og dels som følge af at det kommunale ansvar for erhvervsaffald er bortfaldet. Konsekvensen har været, at flere forskellige aktører i dag har ansvar for indsamling og bortskaffelse af husholdningernes og virksomhedernes Affald. Dette har igen førte til at parallelle indsamlingssystemer er bygget op. Samtidig med, at producenterne har fået ansvar for en del af affaldshåndte-

⁸ Aftale om Konkurrencepakken mellem regeringen (Venstre og Det Konservative Folkeparti), Dansk Folkeparti, Liberal Alliance og Kristendemokraterne. 11. april 2011.

ringen, er kommunerne underlagt stadig strengere krav til udsortering af brændbart affald og håndtering af restaffald fra husholdningerne.

Mange kommuner har i de senere år udbygget deres lokale indsamlingsordninger for husholdningsaffald med betydelig mulighed for kildesortering af fx madaffald og andre fraktioner. Producenter af emballage og returpapir betjener sig af et landsdækkende system med genindvindingsstationer for indsamling fra husholdningerne.

Der er ikke prisregulering af affaldsforbrændingsanlæg i Sverige, men affaldsområdet skal som hovedregel gebyrfinansieres. Ifølge de svenske prisstatistikker leverer de affaldsfyrede anlæg, ligesom i Danmark, som hovedregel billigere varme end gennemsnittet.

Den svenske regering besluttede i sommeren 2011 at udføre en særlig udredning af affaldsområdet, herunder af udfordringerne med parallelle indsamlings- og håndteringsordninger. Udredningen afleveres til regeringen den 1. juni 2012.

Tyskland

Tyskland er sandsynligvis det land i Europa (verden) med de mest gennemarbejdede systemer for udsortering og genbrug af affald. I henhold til tyske statistikker, genbruges over 70 % af affaldet fra husholdningerne. En del af det affald der registreres som genbrugt, ledes dog sandsynligvis til forbrænding i form af udsorteret og neddelte brændselspiller.

Tyskland var først med regulering af producentansvar gennem sin "Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz". I henhold til denne lov har producenter direkte ansvar for deres produkters livscyklus. Efter nogle indledende kaotiske år, blev selskabet Der Grüne Punkt – Duales System Deutschland etableret. Virksomheder med producentansvar tilmelder sig selskabet, der efter et hvile i sig selv-princip indsamler emballage og andet markeret med grüne punkt.

Ligesom i Sverige, har kommunerne ansvaret for bortskaffelse af husholdningsaffald, mens producenter har ansvar for indsamling og genbrug af deres produkter. Der er hermed – ligesom i Sverige – etableret parallelle indsamlingssystemer.

Affaldsforbrænding for husholdningsaffald og andet forbrændingseget affald der ikke genbruges, er relativt udbredt i Tyskland, selvom de affaldsmængder der ledes til forbrænding er væsentligt lavere per indbygger end i Danmark.

Størstedelen af affaldsforbrændingsanlæggene er (sandsynligvis) kommunalt ejede. Et studie fra 2007 vurderer, at størstedelen af de ca. 70 forbrændingsanlæg leverer varme og elektricitet. Varmen er i form af damp eller varmt vand til et fjernvarmenet eller til industri. Kun ni af anlæggene producerer udelukkende elektricitet og bortkøler varmen.

Der er (så vidt vides) ingen prisregulering af affaldsforbrændingsanlæg i Tyskland, men affaldsområdet skal ligesom i Danmark og Sverige gebyrfinansieres.

4.4 Skæringsfladen mellem fjernvarme og affald

Som tidligere beskrevet, reguleres affaldsforbrænding i dag under hvile i sig selv-princippet, hvor de tre økonomiske hovedstrømme er affaldsgebyrer og indtægter fra salg af varme og elektricitet.

Med udgangspunkt affaldsrammedirektivet er godt 40 % af det forbrændingsegnede affald i Danmark nu liberaliseret, og såfremt anbefalingerne fra den tværministerielle rapport følges, vil hvile i sig selv i praksis være afskaffet for hele affaldsmængden.

En sådan fremtidig situation kan principielt håndteres ad to veje med hensyn til fastlæggelse af varmepriserne.

- a. Fortsættelse af det eksisterende grundprincip med en omkostningsfordeling mellem affald, fjernvarme (og elektricitet). Herved vil det enkelte forbrændingsanlægs modtagegebyr blive defineret af de konkrete omkostninger samt af de fordelingsnøgler der besluttes.
- b. Omdefinere affald som et kommercielt brændsel på samme måde som øvrige brændsler. Herved vil affaldsprisen (en negativ pris) indgå i anlæggets samlede omkostninger.

I princippet kan begge modeller fungere i et liberaliseret affaldsmarked, men der kan forudses betydelige vanskeligheder med at udlede fordelingsnøgler på et objektivi grundlag. Selvom man vælger model b., er det stadig nødvendigt at beregne fordelingsnøgler, nu blot mellem varme og elektricitet.

12-punktsmodel

Affald danmark samt Dansk Energi har udviklet en metode til prissætning af varme fra affaldsforbrændingsanlæg baseret på metode b, den såkaldte 12-punktsmodel. Ifølge denne model skal forbrændingsanlægget opdeles i 2 forretningsområder, varme og elektricitet. Anlæggets samlede omkostninger

opdeles på 12 poster, der hver især forsynes med en fordelingsnøgle til hvert forretningsområde. Det er naturligvis ikke entydigt hvordan sådanne fordelingsnøgler bør beregnes – se nærmere herom i kapitel 8. For at reducere den regulatoriske uklarhed kan det blive nødvendigt med klare retningslinjer.

Med denne model er det afgørende, at der eksisterer en pris på affald, der er fastlagt i en konkurrencesituation. Det må forventes, at der vil opstå regionale priser på de forskellige affaldsfraktioner, på samme måde som for halm og træflis. Det bør drøftes, i hvilket omfang disse priser bør offentliggøres. Under alle omstændigheder er det nødvendigt at regulator følger prisudviklingen på brændslet affald, for at kunne sammenligne og analysere påvirkningen på varmepriserne.

Udfordringer ved de to modeller

Ved valg af model a. i et liberaliseret affaldsmarked, vil ændringer i affaldsmarkedet ikke påvirke varmeprisen – i hvert fald ikke på kort sigt. Det betyder, at såfremt der ikke kan opnås de budgetterede modtagegebyrer må forbrændingsanlægget enten effektivisere driften (hvis muligt) eller drives videre med betydelige tab. I den yderste konsekvens kan det naturligvis medføre selskabets konkurs. Dette kan blive en alvorlig trussel mod sektorens evne til at tiltrække kapital.

Denne nye risiko vil i betydeligt omfang kunne undgås i model b, hvor lavere indtægter på affaldssiden, afhængig af delenøgler mellem el- og varmesiden, kan videreføres til varmemeforbrugerne i form af højere varmepriser. Dette er helt parallelt med den risiko varmemeforbrugerne tager ved prisudsving på andre brændselsmarkeder. Ulempen ved denne model er, at selskabet derved kun har begrænset incitament til at opnå høje modtagegebyrer, og til at effektivisere driften. Herved kan forbrændingsanlæg i princippet føre priskrig mod hinanden, til ugunst for varmemeforbrugerne.

Med model b. er det afgørende, at der eksisterer en pris på affald, der er fastlagt i en åben konkurrencesituation. Det må alligevel forventes, at der vil opstå regionale priser på de forskellige affaldsfraktioner, på samme måde som for halm og træflis. Fordele og ulemper ved at sådanne priser offentliggøres for etablering af prisreferencer skal afklares. Under alle omstændigheder er det nødvendigt at regulator følger prisudviklingen på brændslet affald, for at kunne sammenligne og analysere påvirkningen på varmepriserne. Det skal dog bemærkes i forbindelse med model b, at affald betragtet som brændsel som følge af reglerne i Transportforordningen ikke er karakteriseret ved samme frie bevægelighed som fx kul, olie eller træpiller.

5 Udviklingstendenser i andre lande

5.1 Sverige

Data for den svenske fjernvarmeforsyning har vist sig at være af god kvalitet og let tilgængelig. Den svenske regulator, Energimarknadsinspektionen, udgiver årligt en beskrivelse og analyse af varmesektoren, indeholdende blandt andet markeds- og prisudvikling. I 2011 udgav de også en analyse af fjernvarmeselskabernes indtægts- og omkostningsudvikling. Nærværende beskrivelse af de svenske erfaringer er baseret på dette materiale samt en ny statslig udredning om konkurrence i den svenske fjernvarmesektor, benævnt TPA-udredningen. Supplerende er der gennemført interviews med Svensk Fjärrvärme, Fastighetsägarna samt Energimarknadsinspektionen.

Fjernvarmesektoren i Sverige

I 2009 udgjorde det samlede varmebehov i Sverige 284 PJ. 55 % af varmebehovet blev dækket af fjernvarme, produceret af ca. 200 fjernvarmeselskaber. Det øvrige varmebehov dækkes af naturgas (1 %), elektricitet (14 %), olie/petroleumsprodukter (3 %) og VE og andet (18 %), varmepumper (9 %).

Mere end halvdelen af varmen, der produceres på fjernvarmeværker, er produceret på kraftvarmeværker, og andelen af elektricitet produceret på kraftvarmeværker, inkl. industriel kraftvarme, er langsomt voksende og lå i 2007 lige under 10 procent.

Nye markeder uden for boligopvarmningssektoren vokser, men er stadig meget små. Et eksempel på sådan et nyt marked er lavtemperaturprocesvarme, fortrinsvis i fødevarerindustrien.

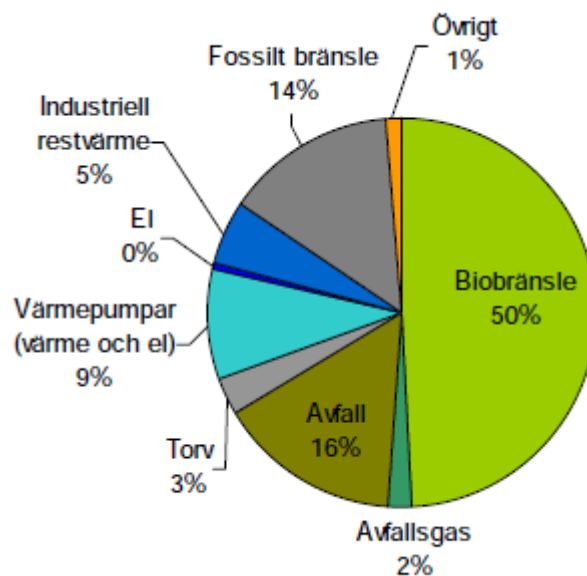
Fjernvarmeleverance
2009

I 2009 udgjorde fjernvarmeleverancen i Sverige ca. 156 PJ. Tabellen neden for viser fjernvarmeleverancen fordelt på sektorer i 2009:

Sektor	PJ	Procent
Husholdninger	111	61
Service mv.	54	30
Industri	17	9

Tabel 1: Fjernvarmeleverancen i Sverige fordelt på sektorer i 2009. Kilde: Euroheat & Power.

Figur 14 viser fjernvarmeproduktionens brændselsfordeling i 2009. Som det fremgår, bliver en væsentlig del af fjernvarmen i Sverige produceret på biomasse og affald.



Figur 14: Fjernvarmeproduktionens bränselsfordeling 2009. Kilde: TPA-udredningen.

Den svenske fjernvarmeregulering

Fjernvarmesektoren i Sverige er udviklet i kommunalt regi, og frem til 1996 var alle selskaber kommunalt ejede. De kommunalt ejede fjernvarmeselskaber blev drevet på baggrund af kommunal varmeplanlægning gennem et hvile i sig selv-princip, der minder om det vi kender i Danmark. Dertil kom, at fjernvarmekunderne i visse tilfælde havde tilslutningspligt.

I 1996 blev der givet mulighed for fri prissætning på alle fjernvarmeværker og der blev indført obligatorisk selskabsdannelse som gjorde, at værkerne kunne drives på forretningsmæssig vis ("affärsmässighet"). Som følge heraf solgte mange kommunale selskaber ("bolag") deres fjernvarmeværker til private aktører.

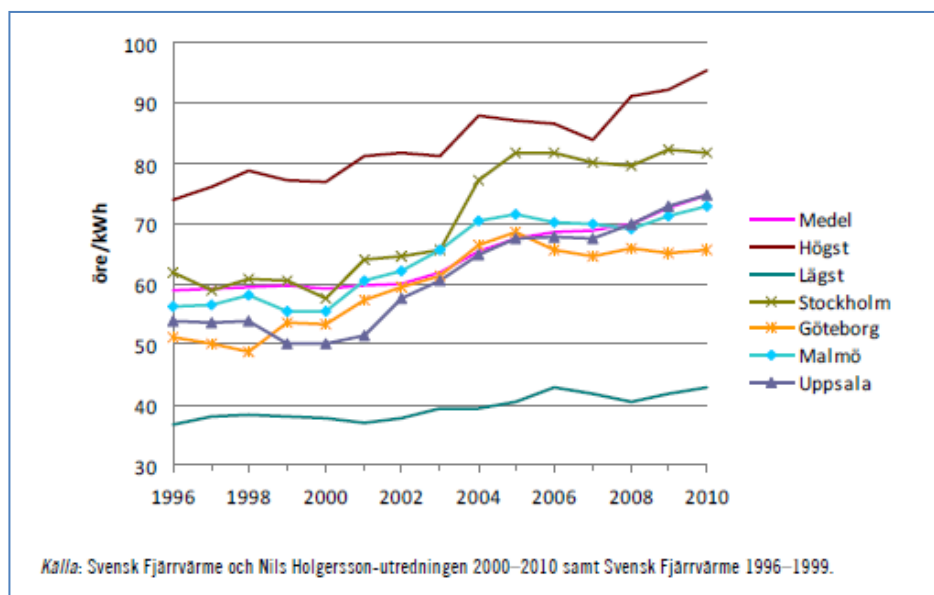
I dag er 65 % af de svenske fjernvarmeværker fortsat kommunalt ejede, mens de resterende 35 % er privat ejede, primært af de tre store aktører Fortum, Vattenfall og E.ON.

Fjernvarmepriser

Siden indførelsen af fri prissætning i 1996 og frem til 2010 er den gennemsnitlige fjernvarmepris i Sverige ifølge TPA-udredningen fra 2011⁹ steget med ca. 27 %. I samme periode er priserne i de større byer, hvor fjernvarmeselskaberne drives af private aktører, steget med mere end den gennemsnitlige stig-

⁹ Den statslige udredning "Fjärrvärme i konkurrens", betænkning af TPA-udredningen, Statens Offentliga Utredningar (SOU), 2011.

ning. Således er fjernvarmeprisen i Stockholm (Fortum) steget med 32 %, i Malmö (Vattenfall) med 30 % og i Uppsala (E.ON.) med 39 %. De nævnte prisstigninger er alle inflationskorrigerede. Figur 15 viser prisudviklingen.



Figur 15: Prisudvikling for alle svenske kommuner med fjernvarme 1996-2010, fastprisberegnet med basisår 2010. Fra TPA-udredningen med data fra Svensk Fjärrvärme og Nils Holgersen-udredningen.

Som det fremgår af figuren, sker det største spring i prisstigningerne i de første år af 2000-tallet, hvilket blandt andet hænger sammen med, at der her skete en grøn skatteomlægning i Sverige, hvor man flyttede en del af beskatningen fra arbejde til energibeskatning.

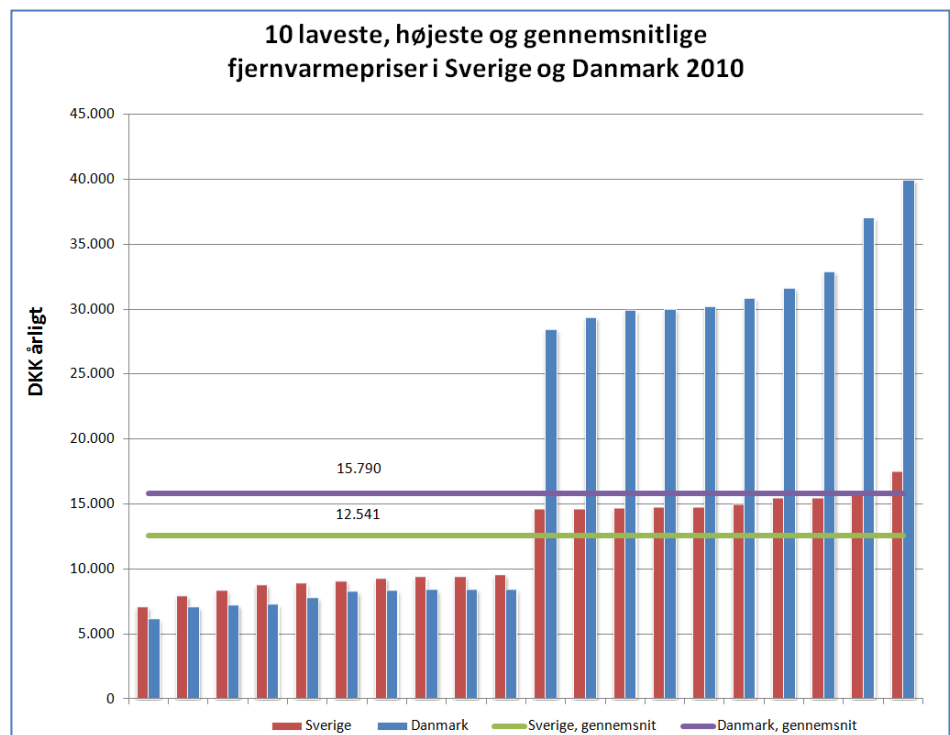
I de kommunalt ejede selskaber, som udgør 65 % af selskaberne, har man ifølge Energimarknadsinspektionen som hovedregel ikke oplevet store prisstigninger som følge af liberaliseringen.

Energimarknadsinspektionen har studeret udviklingen i de svenske fjernvarmeselskabers omkostninger og indtægter i perioden 2007-2009. Gennemsnitsprisen for fjernvarme var i 2009 169 danske kr./GJ (i Danmark er den til sammenligning ca. 225 kr./GJ). Der eksisterer en betydelig forskel på den billigste og den dyreste fjernvarmepris registreret i Sverige i 2010. Ved en prismåling for et standardhus (sv: "småhus") var den procentvise forskel mellem højeste og laveste hus 58 %:

	Flerbostadshus	Småhus
Gennemsnitlig varmepris	169	182
Laveste pris	97	100
Højeste pris	210	238
Antal observationer	253	233

Tabel 2: Gennemsnitlig fjernvarmepris i Sverige 2010 i danske kr./GJ (omregnet fra svenske øre/kWh med kurs 81,6). Tal fra Avgiftsgruppen og Svensk Fjärrvärme. Kilde: Energimarknadsinspektionen.

I sammenligning med spredningen af de danske fjernvarmepriser, er prisforskellene i Sverige dog knap så bemærkelsesværdige. Som det fremgår af Figur 16, er forskellen på højeste og laveste fjernvarmepris betydeligt større i Danmark, hvor også den gennemsnitlige fjernvarmepris er højere.



Figur 16: Sammenligning af spredningen på fjernvarmepriser i Danmark og Sverige for et standard enfamiliehus (18,1 MWh/år). På figuren ses de 10 højeste og de 10 laveste fjernvarmepriser i begge lande sammenholdt med den gennemsnitlige fjernvarmepris. Kilder: Energimarknadsinspektionen, 2011 og Dansk Fjernvarme.

Sammenligning af varmepriser

Figuren viser forskellen i prisspredningen mellem de to lande. Fjernvarmepriser i Sverige og Danmark er imidlertid ikke direkte sammenlignelige. I forbindelse med projektet "Rammeværkets betydning for affaldsforbrændingens konkurrenceevne"¹⁰ undersøgte Ea Energianalyse i 2010 de væsentligste

¹⁰For mere information se: http://ea-energianalyse.dk/projects-danish/1024_rammevaerkets_betydning_for_affaldsforbraendingens_konkurrenceevne.html

rammebetingelser for fjernvarmeproduktion i udvalgte lande i Europa, herunder Sverige. De væsentligste afgifter og tilskud er opsummeret i tabellen neden. Alt i alt er afgifterne på fossile brændsler lavere i Sverige sammenlignet med Danmark, mens tilskud til biomassebaseret kraftvarmeproduktion er højere. Tilskuddet er i Sverige baseret på et certifikatmarked, i modsætning til Danmarks garanterede tilskudssats. Udover de viste afgifter og tilskud er værker med en kapacitet på over 20 MW indfyret effekt underlagt det Europæiske kvotemarked.

		Danmark	Sverige
Tilskud biomassebaseret elproduktion (decentral) (DKK/MWh el)		150**	228**
Tilskud kraftvarmeproduktion (DKK/MWh el)		0	0
Affaldsafgift (omregnet til kr./ton)		350****	0
Elafgift (øre/kWh)		80	28
Energiafgift på brændsel til varmeproduktion (DKK/GJ)	Kul	57,3	0
	Naturgas	57,3	0
CO ₂ -afgift på fossile brændsler til kraftvarmeproduktion (DKK/GJ)	Kul	14,8	12,8***
	Naturgas	8,9	6,5***

Tabel 3: Afgifter og tilskud anvendt i beregningerne. **Tilskud der bliver lagt oveni markedsprisen for el. ***Energiafgiften lægges på al brændsel anvendt ved kraftvarmeproduktion. ****Affaldsafgifterne beregnes i praksis ikke pr. ton affald. De viste værdier er omtrentlige estimater, angivet i 2010-priser.

De forskellige rammebetingelser fører til forskellige marginale varmeproduktionspriser, som det fremgår af tabellen neden for. El-, brændsels- og CO₂-kvotepriser er her baseret på Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2010. Der er tale om beregninger for kraftværker med konkrete virkningsgrader, og priserne er således ikke udtryk for gennemsnitlige varmepriser. Alligevel viser varmepriserne en tydelig tendens for forskellen imellem Danmark og Sverige, idet der er regnet på de samme teknologier i både Danmark og Sverige.

	Danmark	Sverige
Naturgas KV decentral	94	56
Kul KV central	63	29
Biomasse KV central	57	42
Biomasse KV decentral	23	13
Biomasse kedel decentral	48	48

Tabel 4: Marginale varmepriser¹¹ for fjernvarmeproduktion med forskellige teknologier. . I centrale biomasseområder er træpiller antaget som brændsel, mens træflis anvendes på mindre decentrale kraftværker.

Som det fremgår af Figur 16 og af Tabel 4 er niveauet for varmepriserne generelt lavere i Sverige end i Danmark, hvilket kan tilskrives de forskellige rammebetingelser:

- Der er lavere afgifter på kraftvarmeproduktion baseret på fossile brændsler. Forskellen ligger mellem ca. 34-38 kr./GJ
- Tilskud til biomassebaseret kraftvarmeproduktion er baseret på et certifikatmarked. Markedsprisen for certifikaterne har historisk været ca. 50 % højere end det danske elproduktionstilskud for biomasse.
- Større elproduktionstilskud har større betydning for værker med høj elvirkningsgrad, som fx ved træpillefyring på centrale værker.
- Der er ingen forskel på rammebetingelserne for ren varmeproduktion baseret på biomasse.

Årsager til spredning

På trods af, at spredningen i de svenske fjernvarmepriser ikke i en dansk kontekst fremstår voldsomme, har den i Sverige vakt undren og debat. Energi-marknadsinspektionen angiver forskelle i lokale forudsætninger som årsag til prisforskellene: Forudsætninger for varmeproduktionen (i områder med en stor andel industriel restvarme er varmepriserne fx meget billige), forskelle i den lokale efterspørgsel, kundegruppernes sammensætning samt distributionsnettenes tilstand. Effektiviseringer i driften menes ikke nødvendigvis at komme kunderne til gode, eftersom der er fri prissætning og fjernvarmeselskabet således ikke behøver sænke varmeprisen overfor kunderne i takt med at omkostningerne til at drive selskabet falder.

Prisdannelse

Prisdannelsen på fjernvarme i Sverige bestemmes ifølge Svensk Fjärrvärme og Fastighetsägarna på følgende tre grundlag:

¹¹ Faste omkostninger til drift og vedligehold er medtaget (meget lidt). Kapitalomkostninger er ikke medtaget. Desuden er der taget hensyn til gratiskvoter.

- **Konkurrerende alternativer** – Hvad er prisen på alternative opvarmningsformer i det pågældende område?
- **Hvile i sig selv** – Nogle kommuner vælger stadig at basere fjernvarmepriserne på det omkostningsbaserede hvile i sig selv-princip på de kommunalt ejede værker.
- **Frivillig benchmark** – offentliggørelse af fjernvarmepriser fører i nogle tilfælde til en frivillig sammenligning mellem kommunernes varmekpriser – drevet af ønsket om at levere en billigere varmekpris end nabokommunen.

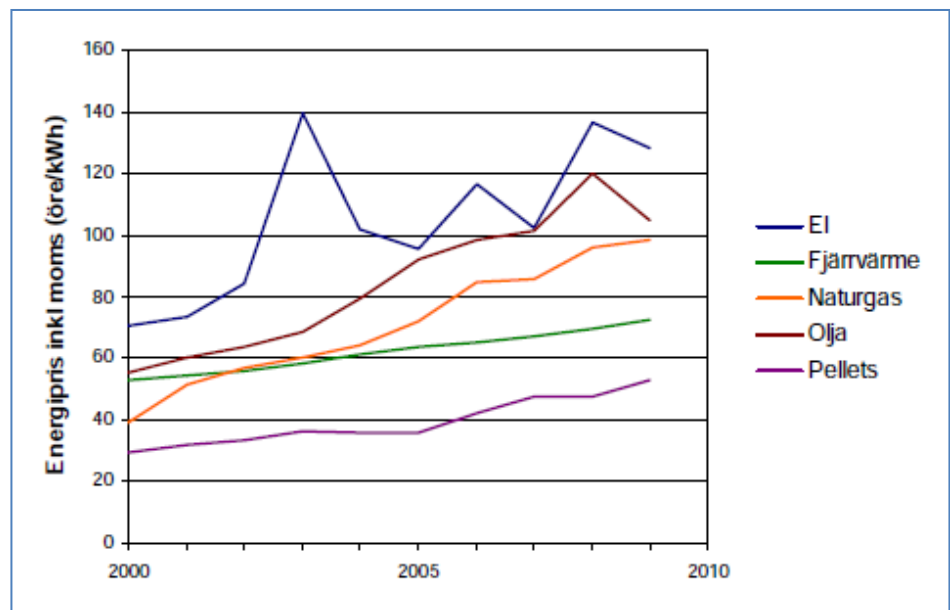
Forbrugerens stilling

Ifølge Energimarknadsinspektionen er de svenske fjernvarmekunder svagt stillet overfor deres leverandør på grund af en kombination af flere årsager:

- 1) Den frie prissætning, der tillader fjernvarmeselskabet selv at sætte varmekprisen.
- 2) Fordi man som fjernvarmekunde ikke kan skifte leverandør på grund af fraværet af konkurrence på leverandørsiden og den tilstedeværende leverandør således opnår monopol på varmekleverancen.
- 3) Fordi det eneste alternativ kunden har til fjernvarme er at skifte til individuel opvarmning, hvilket i nogle tilfælde er omkostningsfuldt (se Figur 17 og Figur 18)
- 4) Fordi fjernvarmeselskabet i mange tilfælde drives af profitmaksimerende selskaber.

Kombinationen af disse fire forhold har gjort, at Energimarknadsinspektionen har fundet, at fjernvarmekunderne er for svagt stillet overfor deres leverandører og ikke er tilstrækkeligt sikret mod høje varmekpriser. Denne vurdering har ført til justeringer af reguleringen af fjernvarmeselskaberne i Sverige, som beskrives neden for.

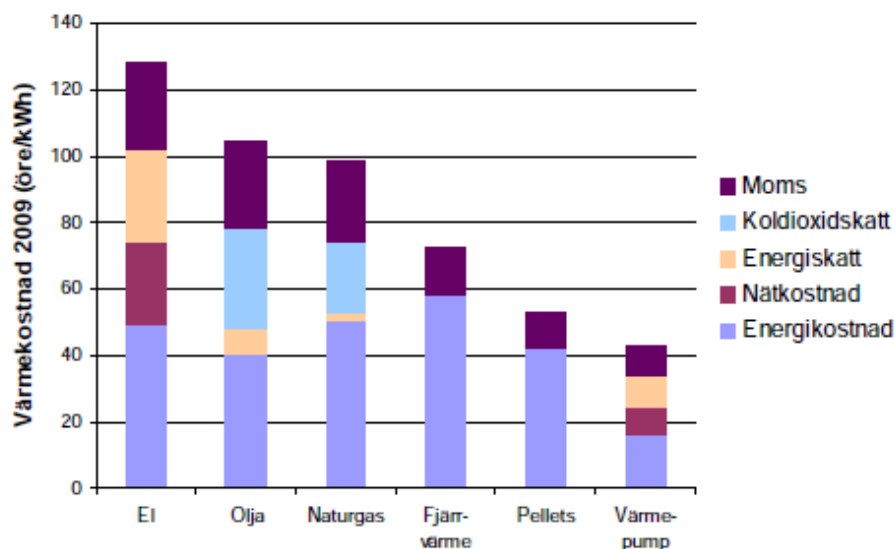
Figur 17 viser prisudviklingen på fjernvarme sammenlignet med alternative opvarmningsformer i Sverige i perioden 2000-2009.



Figur 17: Prisudvikling i Sverige for fjernvarme og alternative opvarmningsformer i perioden 2000-2009. Kilde: Energimarknadsinspektionen.

Som det fremgår af figuren, er der som Energimarknadsinspektionen påpeger i punkt 2, væsentlig prisforskel på fjernvarme og fx el. Det er således ikke i alle tilfælde økonomisk attraktivt for forbrugeren at skifte fra fjernvarme til alternative opvarmningsformer som følge af prisstigningerne på fjernvarme. Det kan tværtimod argumenteres for, at fjernvarmepriserne kan stige ganske betragteligt, før et skift til elvarmen eller fossile brændsler vil være attraktivt for forbrugeren.

I Figur 18 ses de gennemsnitlige varmeomkostninger opdelt på energiomkostninger og skatter/afgifter til fjernvarme sammenlignet med alternative opvarmningsformer.



Figur 18: Gennemsnitlige omkostninger for fjernvarme og alternative opvarmningsformer i Sverige i 2009, eksklusiv kapitalomkostninger og omkostninger til drift og vedligehold. Kilde: Energimarknadsinspektionen. Elafgiften i Sverige i 2011 er ca. 23 danske øre/kWh mens den i Danmark er 80 øre/kWh.

Af figuren fremgår, at afgifter på fossile brændsler og el udgør mellem 40 og 60 % af de samlede omkostninger, mens fjernvarme og træpiller kun er momsbelagt. Det er tydeligt, at træpiller og varmepumper udgør de reelle alternativer til fjernvarmen i Sverige. Det skal i den forbindelse bemærkes, at såfremt kapitalomkostninger og D&V omkostninger medregnes, er forskellen mellem fjernvarme, træpiller og varmepumper ikke længere så markant.

Ny fjernvarmelov 2008

Siden dereguleringen af den svenske fjernvarmesektor i 1996, har sektoren frem til 1. juli 2008, hvor en ny fjernvarmelov (Fjärrvärmelag 2008:263) trådte i kraft, udelukkende været reguleret gennem Konkurrenceloven (Konkurrenslag 2008:579 – tidligere 1993:20). Baggrunden for fjernvarmelovens tilblivelse var en erkendelse af, at fjernvarmesektoren i praksis er præget af monopoler, idet de tilsluttede fjernvarmekunder ikke har realistiske alternative varmforsyningsmuligheder i.

Også tidligere offentlige udredninger ("Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden" fra 2005, "Skäligt pris på fjärrvärme" fra 2004 og "Tryggare fjärrvärmekunder – Ökad transparens och åtskillnad mellan el- och fjärrvärmeverksamhet" fra 2003) har behandlet konkurrenceforholdene for fjernvarme i Sverige.

Formålet med fjernvarmeloven

Formålet med den svenske fjernvarmelov er at øge forbrugerbeskyttelsen samt at opnå en større indsigt i de forskellige fjernvarmeselskaber. Loven er

ikke meget håndfast, men de vigtigste elementer i loven omhandler krav om korrekt, tydelig og lettilgængelig prisinformation, regler vedrørende fjernvarmekontraktindhold, mulighed for forbrugere og fjernvarmeselskaber til at søge mægling hos et fjernvarmenævn og krav til fjernvarmeselskaber om, at de skal forhandle om evt. tredjepartsadgang, hvis de bliver anmodet om det (men de skal ikke nødvendigvis give adgang). Med loven blev blandt andet indført et krav om, at fjernvarmevirksomheden skal offentliggøre sine fjernvarmeaktiviteter økonomisk adskilt fra øvrige aktiviteter. Siden 2009 har fjernvarmeselskaberne desuden også skullet offentliggøre udgifter til drift og vedligehold.

Udredning om tredjepartsadgang

I april 2011 udkom TPA udredningen, om forudsætningerne for at indføre tredjepartsadgang i det svenske fjernvarmenet og derigennem skabe øget konkurrence på fjernvarmeområdet. Udredningen blev udført af den statsligt udpegede udreder og var iværksat af regeringen og statsrådet. Baggrunden for iværksættelsen af TPA-udredningen var dels de prisstigninger, man oplevede i visse områder som følge af elliberaliseringen og den fri prissætning på fjernvarmen, dels et stærkt pres fra Fastighetsägarna, som i Sverige er en magtfuld sammenslutning af forbrugere, og dels de i tidligere udredninger identificerede problemstillinger omkring forbrugernes svage stilling overfor varmeleverandørerne.¹²

I TPA-udredningen foreslås et nyt regelværk for svenske fjernvarmeselskaber, der indebærer, at der gives forudsætninger for konkurrence på fjernvarmemarkederne.

Udredningen foreslår, at samtlige fjernvarmenet åbnes for adgang for andre aktører end netejerne. For at gøre konkurrencen effektiv samtidig med, at forbrugerne beskyttes mod urimelig prissætning, foreslås det, at der indføres krav om separation mellem de forskellige virksomheder; distribution, produktion og salg. Desuden foreslås det, at der indføres indtægtsrammeregulering af distributionen af fjernvarme. For at undgå unødvendige meromkostninger for fjernvarmeselskaber, skal separationskravet først gøres gældende, når en ny aktør udfordrer det eksisterende fjernvarmeselskab på det lokale marked. Udredningen, som indeholder et konkret lovforslag, er i øjeblikket i høring.

¹² Interview med sekretær for udredningen, Henrik Gåverud fra Energimarknadsinspektionen.

Det er i den forbindelse oplyst, at udredningen var en stramt formuleret opgave, hvor en model for tredjepartsadgang skulle analyseres. Således er andre alternativer til den svenske fjernvarmeregulering ikke nærmere analyseret¹³.

5.2 Tyskland

Kildegrundlaget for beskrivelsen af den tyske fjernvarmesektor er ikke på samme måde let tilgængeligt, som det er tilfældet i Sverige. Data opgøres på delstatsniveau og graden af regulering varierer fra delstat til delstat. Der er ikke gjort mange forsøg på at samle erfaringerne fra alle delstaterne til et samlet billede af den tyske fjernvarmesektor. Derfor er data i dette afsnit baseret på indberetninger til Euroheat & Power og IEA samt materiale og e-mail korrespondance med den tyske regulator Bundeskartellamt. Derudover er der gennemført telefoninterview med den tyske Forbrugerorganisation Verbraucherzentrale Bundesverband¹⁴.

Den tyske fjernvarmesektor

I 2009 var fjernvarmeproduktionen – og leverancen i Tyskland henholdsvis ca. 517 PJ og 284 PJ, hvilket betyder et tab på ca. 45 %.

Det samlede endelige varmeforbrug inklusive individuel opvarmning i Tyskland i 2008 var 437 PJ, fordelt på 165 PJ i husholdningerne, 140 PJ i servicesektoren og 132 PJ i industrien.

Ses der på leverancen af fjernvarme var den i 2007 fordelt, som vist i Tabel 5.

Sektor	Andel
Husholdninger	50 %
Service mv.	44 %
Industri	6 %

Tabel 5: Fjernvarmeleverancen i Tyskland i 2007 fordelt på sektorer. Kilde Euroheat & Power.

Som det fremgår af tabellen, var husholdningerne den største aftager af fjernvarme i 2007. Ca. 5 mio. husstande med fjernvarme i 2009, hvilket svarer til 13 % af markedet for opvarmning, og gør fjernvarme til den tredje mest udbredt opvarmningsform i husholdningerne efter naturgas (48 %) og olie (30 %). Omkring 80 % af fjernvarmeselskaberne i Tyskland er kommunalt ejede, mens de sidste 20 % er privatejede med Vattenfall, RWE, E.ON. og EnBW som de dominerende aktører.

¹³ Interview med sekretær for udredningen, Henrik Gåverud

¹⁴ Telefoninterview med Holger Krawinkel, Verbraucherzentrale Bundesverband.

Tabellen neden for viser fjernvarmeproduktionens brændselsfordeling i 2009:

Brændsel	PJ	Andel
Kraftvarme		90 %
- Kul og kulprodukter	213	46 %
- Naturgas	204	44 %
- Brændbart VE	9	2 %
- Affald mv.	37	8 %
VE	10	2 %
Kul og kulprodukter	4	1 %
Naturgas	36	7 %
Olie og petroleumsprodukter	4	1 %

Tabel 6: Fjernvarmeproduktionens brændselsfordeling i Tyskland i 2006. Kilde: Euroheat & Power.

Udviklingsperspektiver

Udvidelsen af fjernvarmen i Tyskland i de senere år sker i særdeleshed ved en fortætning af eksisterende fjernvarmeområder og etablering af fjernvarme i større boligbyggerier i form af blokvarmecentraler.

Frem mod 2030 vurderes det, at fjernvarmeforbruget kan tredobles (opgjort som det endelige forbrug). De største potentialer findes inden for etablering af fjernvarme ved udvikling af ny byområder (ca. 210 PJ), i servicesektoren (ca. 115 PJ og i industrien (100 PJ).

Der vurderes endvidere at være et stort potentiale for øget kraftvarme-produktion og anvendelse af vedvarende energi i fjernvarmesektoren, som man fra politisk hold ønsker at indfri.

Konkurrenceforhold og forbrugerbeskyttelse

Den tyske fjernvarmesektor er en ikke-reguleret sektor. Andre forsyningssektorer som fx gas, vand og elnet er underlagt en form for regulering, men ikke fjernvarmesektoren. Der er således som i Sverige fri prissætning. Begrundelsen herfor er en formodning om, at fjernvarme-forsyningerne er nødt til at sikre konkurrencedygtige priser for at bibeholde og udvide deres kundegrundlag. Kun ca. 12 % af fjernvarmesalget i Tyskland er af omfattet af tilslutnings- og aftagepligt. Dette vurderes i en undersøgelse af en række europæiske landes fjernvarmesektorer ikke at have væsentlig effekt på konkurrencen.

Prissætningen på fjernvarme i Tyskland foregår således i forhandling mellem kunden og leverandøren, og er underlagt visse regler for prisændringer. Kontrakterne skal indeholde en prisændringsklausul, som skal tage hensyn til både udviklingen i omkostningerne for produktion og distribution af fjernvarme

samt til omkostningerne i relation til alternative opvarmningsformer. Beregningsfaktorerne skal fremstilles gennemsigtigt og det skal fremgå separat, hvordan ændringer i brændselspriserne påvirker fjernvarmepriserne.

Prisspredning

I en rapport udarbejdet af den tyske fjernvarmebrancheforening (AGFW) i Ecoheat4EU-regi, vurderes det, at markedet for fjernvarme er meget prisfølsomt, da fjernvarme er i direkte konkurrence andre former for opvarmning, herunder især naturgas- og oliekedler. Dette står imidlertid i modsætning til de tyske konkurrencemyndigheders vurdering, som peger på at fjernvarmeselskaberne i deres egenskab af i mange tilfælde at være de facto monopoler kan tillade sig en prissætningsadfærd, som ikke vil være muligt i et frit marked.

Nedenstående tabel viser spredningen på de tyske fjernvarmepriser i 2010 opdelt efter tilslutningseffekt.

Tilslutningseffekt	15 kW	160 kW	600 kW
Gennemsnitspris, DKK/GJ	151	146	142
Højeste gennemsnitspris, DKK/GJ	171	169	131
Laveste gennemsnitspris, DKK/GJ	132	131	119

Tabel 7: Gennemsnitspris for fjernvarme i de tyske delstater (inkl. moms) baseret på undersøgelse foretaget af AGFW (den tyske brancheorganisation for fjernvarme) i 2010. Kilde: AGFW, 2011.

Varmeproduktionsomkostninger

I forbindelse med tidligere omtalte projekt "Rammeværkets betydning for affaldsforbrændingens konkurrenceevne"¹⁵ undersøgte Ea Energianalyse i 2010 de også de væsentligste rammebetingelser for fjernvarmeproduktion i Tyskland. De væsentligste afgifter og tilskud er opsummeret i tabellen neden. Alt i alt er afgifterne på fossile brændsler lavere i Tyskland sammenlignet med Danmark, mens tilskud til biomassebaseret kraftvarmeproduktion er højere. I Tyskland gives tilskud til elproduktion fra VE i form af differentierede faste afregningspriser, som justeres for nye anlæg år for år. Afregningsprisen afhænger af flere faktorer, herunder den præcise teknologitype (det er muligt at opnå bonus for visse tekniske egenskaber) og størrelsen på anlægget. Mindre anlæg modtager generelt en højere pris. Den viste tarif gælder for biomasseanlæg opført i 2010 med en elektrisk effekt mellem 5 - 20 MW, og strømmen kræves produceret i kraftvarme. Anlæg over 20 MW el får kun tilskud for de første 20 MW. Op til 5 MW opnås højere tilskud i flere trin. Nye

¹⁵For mere information se: http://ea-energianalyse.dk/projects-danish/1024_rammevaerkets_betydning_for_affaldsforbraendingens_konkurrenceevne.html

kraftvarmeværker får derudover et tilskud på ca. 111 DKK/MWh el i en periode på maksimalt 6 år eller 30.000 fuldlasttimer¹⁶.

Udover de viste afgifter og tilskud er værker med en kapacitet på over 20 MW indfyret effekt underlagt det Europæiske kvotemarked.

		Danmark	Tyskland
Tilskud biomassebaseret elproduktion (decentral) (DKK/MWh el)		150**	572*
Tilskud kraftvarmeproduktion (DKK/MWh el)		0	111
Affaldsafgift (omregnet til kr./ton)		350****	0
Energiafgift på brændsel til varmeproduktion (DKK/GJ)	Kul	57,3	0
	Naturgas	57,3	11,4***
CO ₂ -afgift på fossile brændsler til kraftvarmeproduktion (DKK/GJ)	Kul	14,8	0
	Naturgas	8,9	0

*Tabel 8: Afgifter og tilskud anvendt i beregningerne. * Fast afregningspris **Tilskud der bliver lagt oveni markedsprisen for el. ***Energiafgiften lægges på al brændsel anvendt ved kraftvarmeproduktion. ****Affaldsafgifterne beregnes i praksis ikke pr. ton affald. De viste værdier er omtrentlige estimater, angivet i 2010-priser.*

De forskellige rammebetingelser fører til forskellige marginale varmeproduktionspriser, som det fremgår af tabellen forneden. El-, brændsels- og CO₂-kvotepriser er her baseret på Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2010. Der er tale om beregninger for kraftværker med konkrete virkningsgrader, og priserne er således ikke udtryk for gennemsnitlige varmepriser. Alligevel viser varmepriserne en tydelig tendens for forskellen imellem Danmark og Tyskland, idet der er regnet på de samme teknologier i både Danmark og Tyskland.

¹⁶ Baseret på satser for afgifter og tilskud i 2010.

	Danmark	Tyskland
Naturgas KV decentral	94	37
Kul KV central	63	5
Biomasse KV central	57	63
Biomasse KV decentral	23	-6
Biomasse kedel decentral	48	48

Tabel 9: Marginale varmepriser¹⁷ for fjernvarmeproduktion med forskellige teknologier. . I centrale biomasseområder er træpiller antaget som brændsel, mens træflis anvendes på mindre decentrale kraftværker. Negative værdier betyder, at varmeproduktionen i princippet er gratis, da de marginale indtægter overstiger de marginale udgifter.

Generelt er niveauet for varmepriserne lavere i Tyskland end i Danmark, hvilket kan tilskrives de forskellige rammebetingelser:

- Der er lavere afgifter på kraftvarmeproduktion baseret på fossile brændsler. Forskellen ligger mellem ca. 28-58 kr./GJ varme.
- Tilskud til biomassebaseret kraftvarmeproduktion er baseret feed-in-tariffer, som afhænger af den præcise teknologi. Ved højere elpriser vil forskellen for varmeproduktionsomkostning for biomassebaseret kraftvarme imellem Tyskland og Danmark derfor blive mindre. Store centrale biomassekraftværker modtager kun et lille tilskud for de første MW
- Der er ingen forskel på rammebetingelserne for ren varmeproduktion baseret på biomasse.

Igangværende udredning

De tyske konkurrencemyndigheder på forbundsniveau (Bundeskartellamt) igangsatte i september 2009 en undersøgelse af konkurrenceforholdene i sektoren, der omfatter 30 varmeforsyninger. Undersøgelsen omfatter blandt andet en granskning af prisforskellene mellem forskellige fjernvarmeselskaber. Undersøgelsen er foranlediget af utilfredse fjernvarmekunder, som har henvendt sig til myndighederne med krav om en undersøgelse af priserne. I den tyske "Bürgerliches Gesetzbuch" kan man ifølge paragraf 315 som borger og aftager af ydelser fra de naturlige monopolselskaber, som flere af forsyningssektorerne hører under, rejse krav om en synliggørelse/transparens af fx fjernvarmeselskabets drift. Dette krav rejst af fjernvarmekunderne har ifølge Holger Krawinkel ført til den igangværende undersøgelse af fjernvarmeselskabernes omkostningseffektivitet og prissætning.

Baggrunden er ifølge Bundeskartellamt, at forsyningselskaberne indenfor deres distributionsnet har monopol på levering af fjernvarme, og at denne

¹⁷ Fast D&V er medregnet (meget lidt), kapitalomkostning er ikke. Desuden er der taget hensyn til gratiskvoter.

position i nogle tilfælde er retsligt understøttet via tilslutningspligt- og aftalepligt. Dette varierer dog fra delstat til delstat. Denne situation giver mulighed for prissætningsadfærd, som ikke være ville mulig med fri konkurrence. Fjernvarmekunder har ifølge konkurrencemyndigheden af juridiske og af praktiske grunde sjældent mulighed for at skifte leverandør eller opvarmningsform, hvorfor de fortjener særlig beskyttelse.

Bundeskartellamt håber med undersøgelsen at skabe mere gennemsigtighed, hvad angår fjernvarmesektorens priser og struktur. Konkurrencemyndighedens hjemmel til at foretage undersøgelsen findes i den generelle konkurrencelovgivning.

Undersøgelsen færdiggøres efter planen senere i år og ventes at føre til en diskussion af, om fjernvarmesektoren skal reguleres som andre forsyningsselskaber/naturlige monopoler. Ved henvendelse til Bundeskartellamt juni 2011 er det oplyst, at undersøgelsen endnu ikke er færdiggjort, og det har ikke været muligt for konkurrencemyndigheden at oplyse foreløbige konklusioner på undersøgelsen.

5.3 Prissammenligning Danmark, Sverige og Tyskland

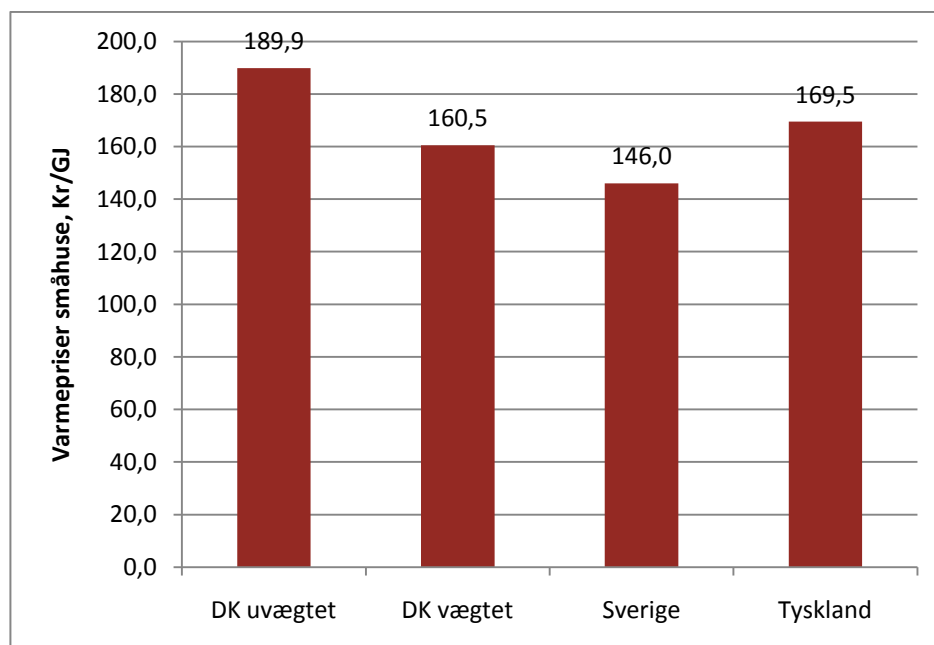
Sammenlignes de i sammenhængen beregnede varmeproduktionsomkostninger for Danmark, Sverige og Tyskland er det tydeligt, at niveauet for de marginale varmepriser, beregnet alene på baggrund af varmeproduktionsomkostningerne for kraftværker med konkrete virkningsgrader, er markant lavere i Tyskland end det er tilfældet i Danmark og Sverige, med undtagelse af de centrale biomasseværker. Sammenligningen, som altså ikke er et udtryk for de gennemsnitlige varmepriser, fremgår af Tabel 10.

	Danmark	Sverige	Tyskland
Naturgas KV decentral	94	56	37
Kul KV central	63	29	5
Biomasse KV central	57	42	63
Biomasse KV decentral	23	13	-6
Biomasse kedel decentral	48	48	48

Tabel 10: Marginale varmepriser¹⁸ for fjernvarmeproduktion med forskellige teknologier. I centrale biomasseområder er træpiller antaget som brændsel, mens træflis anvendes på mindre decentrale kraftværker. Baseret på egne beregninger.

¹⁸ Faste omkostninger til drift og vedligehold er medtaget (meget lidt). Kapitalomkostninger er ikke medtaget. Desuden er der taget hensyn til gratiskvoter.

Figuren nedenfor viser de gennemsnitlige fjernvarmepriser i de tre lande, opkrævet hos forbrugerne.



Figur 19: Gennemsnitlig varmepris opkrævet hos forbrugerne i de tre lande. For Tyskland er det den gennemsnitlige varmepris fra værker med en tilslutningseffekt på 160 kW.

Som det fremgår, er den gennemsnitlige uvægtede varmepris højest i Danmark, hvor også varmeproduktionsomkostningerne er de højeste. Forskellen mellem Danmark og Sverige godt 40 kr. /GJ og mellem Danmark og Tyskland ca. 20 Kr./GJ. Sammenlignes disse forskelle med de teoretisk beregnede forskelle der er styret af rammeværket (afgifter og tilskud), variable priser i Tabel 10, ses det at rammeværket kan forklare meget af forskellen til Sverige, mens de Tyske varmepriser sandsynligvis ligger højest når afgifter ikke indregnes. Det skal understreges, at denne sammenligning med teoretiske priser kun er overslagsmæssig. Analyserne i denne rapport giver ikke detaljeret grundlag for at konkludere, i hvilken grad rammebetingelserne for fjernvarme har indflydelse på prisforskellene.

6 Inspiration fra andre sektorer

Oplysninger om udviklingen i vandsektoren er primært indhentet gennem lovgivningen samt materiale fra og interviews med brancheorganisationen DANVA¹⁹ og efterfølgende hørt af Forsyningssekretariatet, som er regulator på området.

6.1 Erfaringer fra vandsektoren

Vandsektoren minder på flere måder om fjernvarmesektoren, i det der er tale om en decentraliseret, heterogen sektor bestående af 222 vandforsyninger og 104 spildevandsselskaber²⁰ af forskellig størrelse og med forskellige ejerskabsforhold. Cirka 63 % af selskaberne er kommunalt ejede mens resten er privatejede. Således er kommunerne i vid udstrækning både ledere, ejere og myndighed for vandforsyningsselskaberne. Vandsektoren er måske i endnu højere grad end fjernvarmesektoren præget af heterogenitet i og med, at sektoren dels er opdelt i vand og spildevand og desuden er underlagt nogle andre kvalitets- og miljøkrav end fjernvarmeforsyningen. Kommunernes forskellige krav til forsyningerne betyder, at vilkårene for at drive en vandforsyning kan være meget forskelligartede fra selskab til selskab. Samtidig kan vandforsyningernes status som naturlige monopoler siges at være mere entydig, i kraft af at der ikke findes alternativer til rent vand, mens rumopvarmning kan tilvejebringes med mange forskellige energikilder.

Regulering af vandsektoren frem til 2009

Den danske vandsektor er traditionelt blevet reguleret gennem hvile i sig selv-princippet ligesom fjernvarmesektoren. Vandforsyningerne har imidlertid i eget regi siden 2001 gennemført frivillige procesbenchmarkings med henblik på at effektivisere driften. Procesbenchmarking vil i dette tilfælde sige at kortlægge arbejdsgange og anvendte ressourcer og sammenligne dem med andre.

Benchmarkingen er opstået ud fra et ønske fra forsyningerne selv om at sammenligne sig og udveksle erfaringer. Til brug for benchmarkingen blev der i DANVA's regi udviklet en vejledende standard kontoplan, som mange af forsyningsselskaberne i dag anvender. Denne frivillige kontoplan er ifølge sektoren selv indført uden særlige indvendinger eller problemer fra forsyningerne. DANVA vurderer, at velviljen blandt andet skyldes, at initiativet er kommet fra

¹⁹ interviews med projektleder Jan Egelund og konsulent Bertel Ifversen fra DANVA's benchmarkingafdeling

²⁰ Antallet af selskaber som er underlagt Forsyningssekretariatets statslige benchmarkingsystem (Forsyningssekretariatet, 2011).

sektoren selv og blev udarbejdet indenfor sektoren og derfor har virket motiverende og ikke som et pålæg.

I 2010 deltog ca. 120 ud af de i alt 184 forsyningsvirksomheder i de frivillige benchmarkingsamarbejder organiseret af DANVA. Hvilke samarbejdskonstellationer, der dannes, bestemmes via nøgletalsanalyser og workshops, hvor kommuner eller forsyninger, der fx har forskellige udfordringer men samme strukturelle betingelser, finder sammen om frivillige benchmarks på udvalgte arbejdsprocesser. Fx viste det sig i 2004 i et benchmarking-samarbejde omkring renovering af vandledninger mellem Gentofte, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk og Søllerød kommuner, at den billigste pris for en meter renoveret vandledning lå 59 % lavere end den dyreste.

Ifølge DANVA findes den ideelle vandforsyning ikke, eftersom hver forsyning har styrker og svagheder. Gennem procesbenchmarking på opdelte arbejdsprocesser mener man således at kunne opnå resultater der er bedre, end dem der ses hos de bedste forsyninger.

Inspireret af generelle liberaliseringstendenser i Europa og af liberaliseringen af andre sektorer, begynder Regeringen i 2002/2003 at tale om en effektivisering af vandsektoren gennem privatisering og incitament-baseret prisregulering.

I 2003 bad regeringen Konkurrencestyrelsen vurdere effektiviseringspotentialer i sektoren. Konkurrencestyrelsen vurderede, at der var et potentiale for effektivisering på op til 40 % af driftsudgifterne. Dette mål blev kritiseret af brancheorganisationen DANVA, som mente at så store effektiviseringer ville gå ud over kvalitet, sundhed og forsyningssikkerhed. DANVA argumenterer yderligere for, at de enkelte forsyninger er underlagt så forskellige strukturelle og politiske forhold, at et gennemsnitligt fælles effektiviseringsmål ikke giver mening.

I 2004 arbejder Det Økonomiske Råd videre med effektiviseringstankerne og anbefaler privatisering og resultatbenchmarking af vandsektoren.

I 2005 udgiver en embedsmandskommission i forlængelse af ovenstående et idékatalog til effektivisering af sektoren med bl.a. prisloftregulering, benchmarks og selskabsdannelse.

Det førte i 2007 til et politisk kompromis, som i 2009 førte til vedtagelsen af en ny lov. Det politiske kompromis indeholder blandt andet tanker om prisloft, benchmarking og indførelsen af en statslig regulator. En del af kompromis'et var bevarelsen af en non-profit struktur ved at kræve, at et overskud i det enkelte selskab skal reinvesteres i sektoren.

Vandsektorreformen (2009)

I maj 2009 blev den danske vandsektorreform vedtaget. Reformen skal ses i sammenhæng med den generelle europæiske udvikling mod en liberalisering af forsyningssektorerne. Da den danske vandsektor består af mange små, offentligt ejede eller forbrugerejede forsyningselskaber, stiler den danske model ikke mod en egentlig liberalisering men mod en kombination af statslig prisfastsættelse med kommunal regulering af vandselskaberne.

Reformens fire elementer

Vandsektorreformen kom således til at bestå af fire elementer:

1. Indførelse af en statslig regulator
2. Obligatorisk selskabsdannelse
3. Prisloftregulering
4. Statslig resultatbenchmarking (yardstick)

Regulator

Som uafhængig statslig regulator blev Forsyningssekretariatet oprettet i efteråret 2009. Forsyningssekretariatet med dets ansatte udspringer af Konkurrencestyrelsen og blev placeret her.

Foruden at forestå administrationen af den gældende lovgivning har Forsyningssekretariatet haft til opgave at udarbejde en model for den resultatbenchmarking, der skal anvendes til at regulere sektorens prislofter.

Obligatorisk selskabsdannelse

Forsyningselskaberne blev med vandsektorreformen underlagt obligatorisk selskabsdannelse med virkning fra januar 2010. Obligatorisk selskabsdannelse har til hensigt at organisere offentlige virksomheder under samme regler som private selskaber. Tanken bag selskabsdannelse er traditionelt, at ejerskab forventes at påvirke operatørens interesse i at effektivisere driften og ejerens interesse i at kontrollere operatørens effektivisering.

Selskabsdannelsen har blandt andet til formål at gøre vandforsyningerne mere transparente og sammenlignelige og samtidigt adskille dem fra kommunalpolitiske særinteresser og konflikter. Sektoren selv fortæller, at selskabsdannelsen generelt er blevet positivt modtaget, og at mange forsyningselskaber ser en fordel i at være adskilt fra kommunen.

En udfordring kan imidlertid være, at kommunerne får svært ved at forpligte forsyningsselskaberne til at bidrage til at opnå kommunens mål om service, kvalitet, miljø osv.

Prisloftregulering

Der blev som nævnt indført prisloftregulering for vandsektoren fra januar 2010.

Forsyningssekretariatet kunne ikke nå at udmelde prislofter for 2010, hvorfor selskaberne dette år fortsatte under hvile i sig selv-reguleringen. Prisloftet for 2011 blev fastsat af forsyningssekretariatet individuelt for hvert enkelt vand-selskab med udgangspunkt i de historiske driftsomkostninger i perioden 2003-2005 korrigeret for omkostningsudviklingen samt et generelt effektiviseringskrav. Fra 2012 tilføjes et individuelt effektiviseringskrav baseret på vand-selskabets benchmarkingresultat.

Den første udfordring for prisloftregulering i vandsektoren er, at metoden er udviklet til profitmaksimerende virksomheder. Grundincitamentet til at effektivisere driften ligger i prisloftmodellen i muligheden for at maksimere overskuddet (forskellen mellem omkostninger og prisloft) og beholde det. Dette er imidlertid ikke tilladt vandforsyningsselskaberne, som er forpligtede til at re-investere eventuelt overskud i virksomheden og således ikke kan akkumulere overskud. Uden mulighed for egentlig profitmaksimering risikerer man at motivet til effektivisering af driften mindskes eller bortfalder. Denne risiko søger man med vandsektorreformen at undgå ved at pålægge selskaberne individuelle effektiviseringskrav.

Den nye prisregulering for vandsektoren kan illustreres som fem 'kasser', der tilsammen danner prisen. Der benchmarkes og effektiviseres kun på kasse 1, som er omkostninger til drift og vedligehold:

1. **Drift og vedligehold (D&V):** Udgifter afholdt i perioden 2003-2005 fremskrives til 2011 og danner sammen med et generelt effektiviseringskrav prisloftet. Fra 2012 tilføjes et individuelt effektiviseringskrav, som fastsættes via resultatbenchmarking. Forskellen mellem prisloft og omkostninger betegnes 'ekstraordinær effektiviseringsgevinst'. Gevinsten må ikke tages ud af firmaet og heller ikke akkumuleres, men skal bruges med det samme og reinvesteres i sektoren. Pengene kan enten bruges på prisnedsættelser, forbedringer af D&V eller investeringer i teknologiudvikling, herunder indbetaling til Vandsektorens Teknologiudviklingsfond. Selskaber med en ekstraordinær effektivise-

ringsgevinst får pt. pålagt et stort effektiviseringskrav – dem uden et lille.

2. **Miljø- og servicemål (M&S):** Udgifter til 'miljø og servicemål' kan lægges oveni D&V omkostningen. Det kan fx være særlige service- eller miljømål. Fx København og Vejle kommuners ønsker om at man skal kunne bade i havnebassinet/fjorden.
3. **1:1:** Denne kasse omfatter udgifter, selskaberne ikke kan ændre på og dermed ikke kan effektivisere. Fx skat, afgifter, tjenestemandspensioner mv.
4. **Finansielle poster:** Denne kasse består af renter mv.
5. **Investeringer:** Historiske afskrivninger frem til 2010 gives som tillæg. Mange selskaber får ikke brugt dette historiske tillæg. Der lægges op til, at selskaberne femover skal optage lån, da den årlige afskrivning på nye investeringer lægges oveni prisloftet.

Vandforsyningernes brancheorganisation DANVA er utilfreds med prisloftmodellen og arbejder for at få den afskaffet. Problemet kerner er, ifølge DANVA, at man som basis for prisloftet fremskriver udgifter fra en periode (2003-2005), hvor der ikke var krav til standardkontering og man derfor ikke har enslydende opgørelser, og hvor selskabsdannelsen ikke var trådt i kraft – obligatorisk selskabsdannelse sker først i 2010. Mange forsyninger har fx haft svært ved at skille udgifter afholdt af henholdsvis forsyning og kommune ad. Desuden lå perioden 2003-2005 før strukturreformen og kommunesammenlægningen, hvilket har betydet at data i nogle tilfælde har skullet hentes i ikke eksisterende kommuner. Endelig skal data hentes fra en periode, der ligger længere tilbage end de 5 års arkiveringspligt. DANVA vurderer, at det giver en meget upræcis fremskrivning af omkostningerne. Forsyningssekretariatet har i kommenteringen af nærværende kapitel gjort opmærksom på, at de er enige i, at den pågældende udgangsperiode (2003-2005) er problematisk, og at de har gjort miljøministeren opmærksom på dette.

Første regnskab efter implementeringen af selskabsdannelsen foreligger først efter regnskabsåret 2010 er gjort op. Som det tegner nu, ligger nogle selskaber 50 % over loftet, nogle 50 % under. Gennemsnittet ligger i 2011 10 % under prisloftet.

Derudover vurderer DANVA, at modellen med at pålægge selskaber med en ekstraordinær effektiviseringsgevinst et stort effektiviseringskrav skaber et utilsigtet incitament, der modvirker en ekstraordinær indsats i selskaberne.

Statslig benchmarking

Statslig benchmarking, i form af resultatbenchmarking, skal indføres i vandsektoren i 2012 og bruges til at justere prislofterne. De nye prislofter for 2012

samt effektiviseringskrav er udsendt til selskaberne. Benchmarkingen skal foretages af Forsyningssekretariatet, som ligeledes skal udarbejde en model herfor. Ved resultatbenchmarking sammenlignes selskaberne med en DEA-model. Metoden ligner langt hen ad vejen den, der bruges i el-sektoren.

Samtidig med resultatbenchmarking indføres der med vandsektorreformen krav om procesbenchmarking. Ved procesbenchmarking sammenlignes i højere grad arbejdsprocesser og organisering, som så bliver brugt som et ledelsesværktøj til at identificere mulige rationaliseringer.

Procesbenchmarkingen skal ikke anvendes til at regulere efter, men forsyningerne skal dokumentere at de anvender procesbenchmarking. Deltagelse i DANVA's eksisterende frivillige benchmarking er i den forbindelse blevet godkendt som gyldig procesbenchmarking i forhold til lovkravet.

6.2 Erfaringer fra elsektoren

Elsektoren er på samme måde som fjernvarmesektoren præget af naturlige monopoler på transmissions- og distributionssiden. Transporten af el fra producenter til forbrugere sker gennem transmissionsnettet ejet af Energinet.dk, regionale transmissionsvirksomheders net og distributionsnettet ejet af netvirksomhederne.

Der er ca. 80 netvirksomheder som driver distributionsnettet (under 132 kV). Disse ejes af kommuner, forbrugerejede andelsselskaber og kommercielle aktører.

Transmissionsnettet er reguleret via hvile i sig selv-princippet, hvilket betyder, at Energinet.dk kun må indregne nødvendige omkostninger til effektiv drift samt en forrentning af egenkapitalen der sikrer realværdien af denne i deres tariffer. De regionale transmissionsvirksomheder og netvirksomhederne reguleres via indtægtsrammer.

Indtægtsrammeregulering - netselskaber

Indtægtsrammereguleringen af netselskaberne blev introduceret i 2000 som led i elliberaliseringen.

Ordningen fra 2000 blev revideret med virkning fra og med 1. januar 2005, hvor indtægtsrammereguleringen af netselskaberne og de regionale og transmissionsselskaber blev omlagt til at være indtægtsbaseret. Reguleringen omfatter ikke de transmissionsnet, der ejes af Energinet.dk, idet disse net reguleres efter hvile i sig selv-princippet.

Den ny regulering af netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder bygger på kombinationen af et pris/indtægtsloft og et forrentningsloft.

Pris/indtægtsloft

Pris/indtægtsloftet: Virksomhedernes indtægter bindes til den indtægt, regnet i faste priser, som de ville have opnået på baggrund af net- og transmissionsstarifferne pr. 1. januar 2004. Priserne kan forhøjes for at sikre forrentning og afskrivning af kapital, der finansierer visse nyinvesteringer.

Netvirksomhederne kan udover de nødvendige omkostninger til effektiv drift således også indregne nødvendige omkostninger til nødvendige nyinvesteringer. Nødvendige nyinvesteringer kan som nævnt forhøje indtægtsrammen for den enkelte netvirksomhed med det beløb, der svarer til forrentning og afskrivning af finansieringen. Hvis nyinvesteringen erstatter eksisterende anlæg, kan indtægtsrammen forhøjes med det beløb der svarer til forrentning, afskrivning, samt drift og vedligehold af værket.

Begrebet ”nødvendige nyinvesteringer” er i elforsyningslovens § 70, stk.3 defineret således:

Nødvendige nyinvesteringer omfatter investeringer i nye anlæg, der indgår som en integreret del af virksomhedens net med tilhørende tekniske anlæg, der tilfører det samlede anlæg nødvendig og væsentligt øget kapacitet og ydeevne. Endvidere omfatter nødvendige nyinvesteringer væsentlige ændringer i den overordnede netstruktur, der er nødvendige for at sikre forsyningssikkerheden, kabellægning af luftledninger, der gennemføres af hensyn til forsyningssikkerheden, og kabellægning af luftledninger, der er godkendt i henhold til § 21, stk. 1.

Forrentningsloft

Indtægtsloftet er kombineret med et **forrentningsloft**. Forrentningsloftet svarer til den forrentning, der tidligere var tilladt for virksomhedernes frie kapital. Overskridelse af forrentningsloftet (merforrentning) fører til en varig nedsættelse af indtægtsrammen med det beløb, merforrentningen opgøres til. Virksomhederne kan således forbedre deres forrentning, forudsat det kan gøres, uden at pris/indtægtsloftet overskrides.

Effektiviseringskrav

Fra og med 2008 har Energitilsynet udmeldt individuelle effektiviseringskrav på basis af en benchmarking, der omfatter såvel økonomisk effektivitet som kvalitet i leveringen.

Energistyrelsen beskriver i et notat til Ea Energianalyse²¹ reguleringsmodellen således:

”Indtægtsrammen er fastsat ud fra de enkelte virksomheders indtjening i 2004 ved uændret aktivitet, regnet i faste priser. Det betyder, at 2004 indtægten pristalsreguleres og herudover ændrer sig med ændringer i den transporterede mængde elektricitet. Indtægtsrammen forøges med udgifter til forrentning og afskrivning af såkaldte nødvendige nyinvesteringer, herunder kabellægning af luftledninger, mens drift og vedligeholdelse og løbende opgradering af nettet skal afholdes inden for indtægtsrammen. Energitilsynet benchmarker årligt virksomhederne for økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen og pålægger de mindre effektive virksomheder effektiviseringskrav, der udmøntes i en procentvis reduktion af indtægtsrammen.

Forrentningsloftet er fastsat til den lange byggerente plus 1 procentpoint. Forrentning beregnes ud fra virksomhedernes overskud på den bevillingspligtige aktivitet, før skat og finansielle poster, sat i forhold til værdien selskabernes netaktiver, plus 2 pct. i omsætningskapital, og ikke som for andre virksomheder af den investerede kapital. Spørgsmålet er om det giver de rette incitamenter til investeringer og effektiv drift, og om det er en rimelig forrentning af den indskudte kapital, som for de ikke kommunalt ejede virksomheder kan investeres frit i andre aktiviteter.”

Erfaringer med indtægtsrammereguleringen

Energitilsynets og Energistyrelsen erfaringer med indtægtsrammereguleringen efter 2005 var ifølge COWI's incitamentsrapport fra 2009, at pris-/indtægtsloftet i de først år var styrende for prisudviklingen, og at forrentningsloftet fremover forventes at blive styrende for prisudviklingen. Baggrunden er, at en række virksomheder har øget deres overskud. Overskuddet er øget som følge af omkostningseffektivisering, bortfald af historiske omkostninger (bl.a. pensionsforpligtelser) og pga. øgede indtægter i forbindelse med aktivitetsudvidelser. Aktivitetsudvidelsen er en følge af udvikling af transporten af el (som følge af stigning i elforbruget) samtidig med at omkostningerne ikke er vokset i samme takt.

Erfaringerne med reguleringen fra 2005-2009 viste, at der var behov for præcisering af reglerne. Der var klagesager, som rejste tvivl om fortolkningen af reglerne. Energitilsynets formand påpegede i brev af 4. juli 2008 til klima- og energiministeren endvidere nogle huller i reguleringen. Klagesagerne drejede

²¹ Energistyrelsen: Økonomisk regulering af netvirksomhederne, notat af 19. maj 2011.

sig bl.a. om definition af nødvendige nyinvesteringer og om hvorvidt investeringer, der er idriftsat inden den nye regulering træder i kraft den 1. januar 2005, skal kunne begrunde en forhøjelse af indtægtsrammerne.

Af lovforslag L3 fremsat den 8. oktober 2008 fremgik, at "eksemplerne på klagesagerne illustrerer selskabernes ønske om at forbedre deres forrentning gennem forhøjelse af indtægtsrammer, dels ved at udvide begrebet "nødvendige nyinvesteringer" til også at omfatte større vedligeholdelsesarbejder, der indebærer en vis levetidsforlængelse, dels ved at inddrage forrentning og afskrivning af ældre anlæg."

Lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning blev efterfølgende i 2009 ændret, bl.a. for at præcisere de opståede uklarheder og lukke visse huller i de gældende regler, med henblik på at fastholde det forbrugerhensyn, der var et bærende princip i den tidligere ELFOR-aftale fra marts 2004 og den politiske aftale af samme dato. Ændringerne i elforsyningsloven havde virkning fra fremsættelsen. Ændringen indebar en skærpelse af reglerne om nedbringelse af forrentning, der ligger ud over forrentningsloftet, hvilket forventes for en række virksomheder at føre til reduktioner i indtægtsrammerne.

Af Energitilsynets årsberetninger fremgår, at tilsynet har udmeldt effektiviseringskrav på i alt 45 mio. kr. for 2008 og yderligere ca. 79 mio. kr. for 2009. Kravene udmøntes som reduktioner af de berørte virksomheders indtægtsrammer. De får således umiddelbart en virkning på selskabernes priser. Reguleringen omfatter i alt 112 selskaber (14 regionale transmissionsselskaber, 65 distributionsselskaber og 33 transformerforeninger).

Ifølge Dansk Energi har reguleringen siden 2004 medført omfattende effektiviseringer i selskaberne. Netselskaberne har sparet ca. 25 pct. af driftsomkostninger over de sidste år. Indtægtsrammereguleringen har tilskyndet til omkostningseffektiviseringer, og netselskaberne har gennemført dem.

Fokus på høj forrentning

Ifølge Energistyrelsen²² vækker de erfaringer man hidtil har gjort sig med indtægtsrammereguleringen af elsektorens netvirksomheder dog bekymring for, "at de regulerede virksomheder i stigende grad retter fokus mod at opnå højst mulig forrentning indenfor indtægtsrammen. Den kan opnås ved, at selskaberne begrænser vedligeholdelsesindsatsen og indsatsen for at opgradere og effektivisere nettene, herunder indsatsen for at fremme intelligente løsninger,

²² do

og ved at gå efter investeringer, der kan give mulighed for forhøjelse af indtægtsloftet.”

I og med at drift og vedligeholdelse altid skal afholdes indenfor indtægtsrammen synes reguleringsmodellen således ”at mangle incitamenter til at fremme samfundsøkonomisk optimeret vedligeholdelse og udvikling af nettene [...] ligesom hensynet til rimelige forbrugerpriser konstant udfordres.”

Ikke-regulerede selskaber

Endelig peger Energistyrelsen på, at der i kølvandet af den økonomiske regulering af netvirksomhederne er vokset en række drifts- eller servicevirksomheder frem, som ikke er underlagt den økonomiske regulering.

Forsyningspligt

I elsystemet er det ikke kun de naturlige monopoler, transmission og distribution, som er reguleret. En særlig regulering omfatter tilbuddet om forsyningspligt. Alle kunder kan vælge en elleverandør, men forsyningspligt-systemet sikrer, at der er et tilbud til alle – også dem, som ikke har valgt leverandør.

Tilbuddet om forsyningspligt kan betragtes som en form for forbrugerbeskyttelse. I et nyetableret elmarked kan det være vanskeligt at være kunde og forsyningspligt-tilbuddet med en reguleret elpris kan sikre at de svage kunder ikke ender med at betale alt for meget. Efter mere end otte år med muligheden for selv at vælge elleverandør er det imidlertid mere end 90 % af elkunderne blandt almindelige husholdninger, som stadig får el fra forsyningspligt-tilbuddet. Der er således ikke alene tale om svage forbrugere.

Reguleringen af prisen af forsyningspligt-tilbuddet er udformet således at prisen skal kendes for et kvartal af gangen. Og prisen offentliggøres umiddelbart før kvartalets start. Som et element i beregningen af elprisen (som i praksis er et loft over elprisen) anvender Energitilsynet det som kan kaldes en mekanisk prissikring. Dette betyder, at der prissikres hver dag for det følgende kvartal.

Denne regulering og praksis er nærmere belyst og evalueret i rapporten ”Udviklingen i elpriserne”²³. Rapporten fremlægger konkrete forslag til, hvordan prissætningen af forsyningspligt-tilbuddet efter forfatterens opfattelse kan forbedres med henblik på at sikre kunderne lavere priser.

²³ Udarbejdet af Ea Energianalyse for Energistyrelsen, 2011.

6.3 Erfaringer fra naturgassektoren

Historik

Etableringen af det danske naturgassystem skete ud fra et politisk ønske om at sikre Danmark en så høj grad af forsyningssikkerhed som muligt baseret på egne ressourcer såsom naturgas og naturgasfyrte kraftvarme. I 1984 modtog de første kunder naturgas fra den danske del af Nordsøen, og siden har Danmark været nettoeksportør af naturgas.

Historisk har der været et stærkt statsligt engagement i naturgassektoren med statens ejerskab til DONG. Distributionen af naturgas blev oprindeligt varetaget af 5 kommunalt ejede naturgasselskaber. Siden er to af disse – Naturgas Syd og Naturgas Sjælland i hhv. 1999 og 2001 overtaget af DONG, hvorved DONG's markedsandel steg fra 22 % til 73 %. Derudover findes i dag HMN Naturgas (tidligere HNG og MidtNord) og Naturgas Fyn.

Naturgas dækker i dag en fjerdedel af det danske energiforbrug og leveres via det landsdækkende ledningsnet til mere end 360.000 kunder. Herudover er der en betydelig eksport af naturgas til Sverige og Tyskland.

Gasselskaberne havde i de første år en ret anstrengt økonomi, der sammen med hensynet til statens investeringer betød, at der i reguleringen af hele energisektoren blev lagt vægt på at beskytte gasprojektets økonomi. Dette gjaldt fx udformningen af afgifter, som tilskyndede til brug af naturgas.

I 2001 blev liberalisering af naturgassektoren påbegyndt, og det danske gasmarked blev fuldt liberaliseret 1. januar 2004 med frit leverandørvalg for alle kunder. Markedsåbningen fik store konsekvenser for DONG, der hurtigt mistede kunder på det danske gasmarked i takt med at aktører som Statoil og Shell erobrede danske kunder. To år efter markedet blev åbnet var DONG's danske markedsandel faldet til 60 % (som handelsselskab).

Regulering

Produktion og handel med naturgas er som nævnt dereguleret, og produktion, transmission og distribution er unbundet.

Transmission

På transmissionssiden varetager Energinet.dk den overordnede transport af både elektricitet og naturgas. Energinet.dk er ejet af staten. Transmissionssystemet er på samme måde som distributionssystemerne et naturligt monopol, som derfor ikke er konkurrenceudsat. Energinet.dk er ikke som el og naturgasdistributionsselskaberne underlagt en egentlig effektivitetsregulering, idet

ejeren – Klima- og energiministeren – skal sørge for, at selskabet drives effektivt. Men selskabets priser og øvrige adgangsvilkår er fastsat efter metoder, der er godkendt af Energitilsynet.

Distribution

De tre regionale naturgasselskaber ejer hver en del af det danske distributionsnet. Distributionsselskaberne er som nævnt naturlige monopoler, og er underlagt indtægtsrammeregulering, som fastsætter selskabernes årlige maksimalt tilladte indtjening.

Energitilsynet udmelder hvert fjerde år foreløbige indtægtsrammer til selskaberne forud for den kommende 4-årige reguleringsperiode. Indtægtsrammerne fastsættes under hensyn til selskabernes driftsomkostninger fratrukket effektiviseringskrav, afvikling af gæld og en rimelig forrentning af investeringer. Efterfølgende korrigeres de foreløbige indtægtsrammer, og det afgøres hvorvidt selskaberne har overholdt disse. Effektiviseringskravet består af et individuelt krav til det enkelte selskab under hensyn til selskabets effektiviseringspotentiale og under hensyntagen til forsyningssikkerheden. Kravene fastsættes som procentsatser af omkostningsrammen, ekskl. afskrivninger, inden pris- og lønregulering.

Ifølge naturgasforsyningsloven skal forsyningspligtige naturgasselskaber fastsætte forbrugerpriser under hensyntagen til nødvendige omkostninger til gasindkøb, lønninger, tjenesteydelser, administration, driftsomkostninger og afskrivninger samt til kapitalomkostninger, dvs. renter af fremmedkapital samt forrentning af indskudskapital. Endvidere skal priserne fastsættes efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger, de enkelte forbrugerkategorier giver anledning til.

Det fremgår nærmere af naturgasforsyningslovens 37b, stk. 1, at det overskud, de forsyningspligtige naturgasselskaber kan indkalkulere i priserne, skal være rimeligt i forhold til omsætningens størrelse og selskabets omkostnings-effektivitet.

Selskabernes priser og øvrige adgangsbetingelser er fastsat efter metoder, som Energitilsynet godkender. I den forbindelse har de regulerede selskaber pligt til at anmelde en række oplysninger til Energitilsynet, herunder tariffer og metoder til fastsættelsen af tariffer.

Erfaringer

Det har ikke været muligt i dette analysearbejde at finde evalueringer eller opsamling af erfaringer fra reguleringen af naturgassektoren.

Det er desuden nok begrænset, hvad der kan læres af reguleringen af naturgassektoren. For naturgassen er grundlaget for deres indtægtsrammer ikke en værdisætning af deres net, men afskrivningerne på den gæld, selskaberne havde ved indgåelsen af Sankthansaftalen i 2005.

7 Regulering – formål og hensyn

7.1 Reguleringsprincipper

Overordnet set er der to grundprincipper, når det drejer sig om økonomisk regulering af de naturlige monopoler:

- *Omkostningsregulering*, hvor selskabet kan videreføre sine dokumenterede omkostninger til forbrugerne. Omkostningsregulering tager udgangspunkt i det regulerede selskabs omkostninger til drift, vedligehold og nødvendige investeringer. Ved omkostningsregulering søges at bestemme prisen, der må opkræves fra forbrugerne, ud fra dækning af omkostningerne. Udfordringen består typisk i at definere præcist de "nødvendige omkostninger".
- *Prisregulering*, hvor prisen til forbrugeren fastlægges på grundlag af eksempelvis historiske priser. Ved prisregulering tages der udgangspunkt i den pris, det regulerede selskab opkræver fra forbrugerne, eller den indtægt selskabet har - uafhængigt af omkostninger. Ved prisregulering sættes typisk et konkret loft for den pris, selskabet må opkræve (fx per solgt enhed) eller et loft for, hvor stor en indtægt selskabet må have.

Disse to grundprincipper kan kombineres med en række instrumenter, der søger at sikre effektivisering, forbrugerbeskyttelse, investeringer etc. Her er benchmarking, årlige effektiviseringskrav, tvungen selskabsdannelse og forrentningsprocent for egenkapital typiske værktøjer.

I det følgende gennemgås kort følgende reguleringsprincipper: Hvile i sig selv, Omkostning+, Prisloft/indtægtsrammer og Fri prisdannelse. I bilag 2 findes en nærmere beskrivelse af pris- og omkostningsregulering samt andre reguleringsinstrumenter som benchmarking, obligatorisk selskabsdannelse og TPA.

Hvile i sig selv

Hvile i sig selv-princippet benyttes typisk til at regulere de naturlige monopolars priser overfor forbrugerne. Princippet betyder typisk, at kun de *nødvendige* udgifter kan indregnes i forbrugerprisen. Med andre ord må den pris, som selskabet opkræver, kun dække de faktiske, nødvendige omkostninger. Ofte vil der dog være mulighed for at få indregnet en vis forrentning af indskudskapitalen.

Fordele og ulemper

Hvile i sig selv-princippet er blandt andet indført for at beskytte forbrugerne i forhold til de naturlige monopoler, som fjernvarmenettene udgør. Fordelene

ved princippet er da også, at det umiddelbart sikrer forbrugerne lave priser, fordi selskaberne ikke kan generere overskud over tid. Eventuelle gevinster ved effektiviseringer vil tillige direkte tilkomme forbrugerne. I dag er reguleringen udformet, så virksomhederne har mulighed for en fleksibel økonomistyring, som de bl.a. anvender til at sigte mod en stabil varmepris. Virksomhederne har derfor forskellig regnskabspraksis. Det har den ulempe, at det er vanskeligt også for forbrugerne at sammenligne virksomhederne på tværs. En vurdering af om reglerne er overholdt kan derfor kun ske efter en egentlig gennemgang af regnskaber mv.

Hvile i sig selv-princippet ikke noget direkte incitament til omkostningseffektivitet hos selskaberne, da disse har mulighed for at få dækket deres omkostninger via forbrugerpriserne i det omfang de kan dokumentere, at det er nødvendige omkostninger. I selskaber med sammenfald mellem ejerkreds og aftagerkreds vil ejerkredsens have en egeninteresse i lave priser, som indirekte medfører et incitament til effektivisering.

Omkostning+

Omkostning+ reguleringen er som hvile i sig selv en omkostningsregulering, men hvile i sig selv-princippet fraviges ved, at det regulerede selskab kan indregne de nødvendige omkostninger plus et fast eller variabelt beløb oveni dette i sin pris til forbrugeren. Omkostning+ beløbet kan fx være kapitalafkastet i forbindelse med investeringer, også kaldet rate-of-return regulering eller afkastmål. Kapitalafkastet skal være af en størrelse der sikrer, at investorers vilje til at udvide eller forny selskabets aktiver opretholdes.

Fordele og ulemper

Ulempen ved omkostning+ regulering er, at det ligesom den rene hvile i sig selv-regulering ikke giver incitament til at effektivisere driften af anlæggene, fordi selskaberne kan dække høje driftsomkostninger gennem opkrævning af højere forbrugerpriser. For kommercielle kraftvarmeproducenter vil eksponeringen mod det liberaliserede elmarked dog give effektiviseringsincitament. En måde at løse dette på kan være, at regulator lader plus-tillægget være afhængigt af effektiviteten.

En anden ulempe er, at under rate-of-return regulering risikerer man at tilskynde overinvesteringer hvis de indtægter, selskaberne tillades, er baseret på størrelsen af kapitalinvesteringer. Spekulation i overestimering af kapitalafkastet ved selv mindre kapitalinvesteringer kan give selskaberne betydelig ekstraintjening, og det kan være vanskeligt for regulatoren fuldt ud at identificere overinvesteringer.

Prislofter/indtægtsrammer

Prisloft- og indtægtsrammeregulering er i sagens natur prisregulering.

Ved prisloftregulering udstikkes et specifikt loft for, hvilke priser fjernvarmeselskaberne må opkræve forbrugerne. Fjernvarmeselskaberne har herefter mulighed for selv at beholde forskellen mellem omkostningerne og prisloftet eller de kan sænke priserne i forhold til dette loft. Prisloftet kan fastsættes efter forskellige værdier, fx historiske priser eller indtægter, substitutionsprisen, eller ved hjælp af benchmarking.

Erfaringer med prislofter indenfor andre forsyningssektorer, som fx vandsektoren viser, at det er vanskeligt at vinde accept af, at der kan tjenes profit på en kollektiv forsyning. Derfor vil modellen ofte være, ligeledes som i vandsektoren, at overskuddet i et eller andet omfang skal reinvesteres i selskabet eller sektoren.

Indtægtsrammeregulering kan ansues som et loft for et selskabs indtægter, som typisk er bestemt af selskabernes historiske indtægter tillagt inflation. Loftet gives ofte som en ramme for en flerårig periode, hvor indtægterne for den samlede periode ikke må overstige rammen. Selskaberne kan efter denne model ligeledes umiddelbart selv beholde forskellen mellem deres samlede omkostninger og indtægtsrammen, såfremt dette beslutes.

Fordele og ulemper

Fordelen ved prisregulering er, at de regulerede selskaber gives et økonomisk incitament til at effektivisere og optimere driften, så de opnår størst mulig fortjeneste. Regulator kan endvidere ved gradvist at sænke prisloftet for det enkelte selskab skabe yderligere incitament til effektiviseringer.

Ulempen ved denne type regulering kan være den usikkerhed, der hersker om fremtidige omkostninger (som brændselspriser) og indtægter (fx elsalgspriser) indenfor reguleringsperioden. Usikkerhederne kan udhule selskabernes økonomiske grundlag i det omfang, at produktionsomkostningerne overstiger prisloftet. En indbygget fleksibilitet i forhold til usikre forhold bør derfor indbygges i reguleringen.

Formålet med prislofts- og indtægtsrammemodellen er at give incitament til effektiviseringer i sektoren, idet selskabet kan tjene på at holde de samlede udgifter nede og derved øge deres profit.

En udfordring kan være, at selskaberne bliver tilskyndet til at begrænse produktionen for at mindske de samlede omkostninger, og dermed er tilbageholdende overfor ny kundetilgang og udvidelse af fjernvarmeområderne. Desuden har prisloftreguleringen den ulempe, at usikkerhed om de fremtidige omkostninger samt efterspørgslen indenfor reguleringsperioden kan give risiko for, at indtægtsrammen ikke dækker de samlede produktionsomkostninger.

På produktionssiden må det forventes at prisloftregulering bliver forholdsvis tung, da det er nødvendigt med et prisloft for hver produktionsteknologi. Endvidere vil prisloftet skulle indekseres med udviklingen i brændselsmarkeder og i elmarkedet.

Marked - fri prisdannelse

På flere infrastrukturområder bl.a. el og naturgas er der indført et frit marked på produktion og handel. Tilsvarende kunne tænkes for produktion og handel med varme. Fjernvarmenettene vil fortsat være et naturligt monopol, som af hensyn til forbrugerbeskyttelse og samfundsøkonomi ikke konkurrenceudsættes - i lighed med el- og naturgasnettene. Nettene skal derfor fortsat underlægges prisregulering i form af enten omkostnings- eller prisloft/indtægtsrammeregulering.

Forhandling mellem producent og forbruger

Etablering af et egentligt marked for fjernvarmeproduktion må anses for at være en teoretisk mere end en praktisk mulighed med den struktur, som er i fjernvarmesektoren i dag. Bl.a. Rambøll har vurderet, at selv ikke i det storkøbenhavnske fjernvarmesystem med flere store producenter vil det være muligt at skabe et reelt marked. Liberalisering på varmeproduktionsområdet vil derfor få karakter af, at der indføres mulighed for fri prissætning for produktion af fjernvarme, hvor prisen fastsættes i en forhandling mellem producenten og forbrugeren eller grupper af forbrugere. Samtidig ophæves tilslutningspligt og forblivelsespligt.

TPA

Fri prisdannelse for varmeproduktion forudsætter, at der indføres tredjepartsadgang (TPA) til nettene. TPA forstås i denne sammenhæng som det at give parter, uden økonomisk og juridisk tilknytning til nettene, ret til at benytte nettene på forud godkendte og offentliggjorte vilkår og tariffer, som gælder alle kvalificerede kunder, og som anvendes objektivt og ikke-diskriminerende. I denne sammenhæng er der tale om retten til at føde varme ind i et fjernvarmenet og ikke en eksklusiv aftale mellem producent og forbruger. TPA forudsætter samtidig, at der sker unbundling mellem produktion og net.

Se i øvrigt bilag 2 om reguleringsprincipper for en grundigere beskrivelse af TPA.

Fordele og ulemper

Fordelen ved fri prisdannelse er, at den giver konkurrence og dermed incitament til effektivisering. Samtidig må muligheden for profit på varmeproduktionen vurderes at begrænse risikoen for overinvesteringer.

Ulemperne er, at det kan blive vanskeligt at beskytte forbrugerne mod urimelige avancer på varmen. Det vil kræve en regulator/konkurrencemyndighed med de særlige beføjelser og resurser at sikre mod risikoen for, at producenter misbruger deres dominerende stilling. Erfaringer fra bl.a. Sverige viser, at det er relativt vanskeligt og sjældent at føre og vinde sager om misbrug af dominerende stilling i form af urimeligt høje priser. Derfor yder konkurrencelovens almindelige bestemmelser formentlig ikke en god beskyttelse.

Dertil kommer, at de fordele og ulemper, som er forbundet med prisreguleringen af netselskaberne også gør sig gældende i modellen for fri prisdannelse.

7.2 Regulering af fjernvarmesektoren i dag

Kollektive varmforsyningsanlæg, herunder fjernvarmeforsyning og affaldsforbrændingsanlæg, reguleres efter varmforsyningsloven. Kraftvarmeanlæg med en el-effekt op til 25 MW er omfattet af varmforsyningsloven. Anlæg med el-effekt over 25 MW skal godkendes efter elforsyningsloven (varmedelen af anlægget dog også efter varmforsyningsloven), og er omfattet af varmforsyningslovens prisbestemmelser.

For store affaldsforbrændingsanlæg (over 25 MW) betyder det, at de ikke godkendes på grundlag af samfundsøkonomiske kriterier selvom deres økonomi især bestemmes på områder, der fortsat er omfattet af hvile i sig selvregulering. Hertil kommer, at statslig styring efter affaldsgrundlaget er under udfasning.

Efter varmforsyningsloven har kommunalbestyrelsen, i samarbejde med forsyningsselskaber og andre berørte parter, ansvar for at udføre planlægning for varmeforsyningen i kommunen. Det overordnede formål med planlægningen er:

- At fremme den samfundsøkonomisk billigste opvarmningsform,
- At fremme den mest miljøvenlige opvarmningsform, herunder fremme samproduktion af varme og elektricitet,

- At mindske energiforsyningsafhængighed af olie og andre fossile brændstoffer.

Projektbekendtgørelsen

En hvilken som helst aktør kan tage initiativ til at igangsætte et varmeprojekt. Når et fjernvarmeværk eller -net skal etableres eller ændres væsentligt skal der udarbejdes et projektforslag til kommunalbestyrelsen. Projektforslaget skal udarbejdes i overensstemmelse med bestemmelserne i projektbekendtgørelsen (BEK 1295 af 13. december 2005). Reglerne stiller en række krav om bl.a. brændselsvalg og samproduktion af el og varme.

Projektforslaget skal indeholde beregninger af de samfunds-, bruger- og selskabsøkonomiske, miljømæssige og energimæssige forhold. Kommunalbestyrelsen skal godkende det samfundsøkonomisk bedste alternativ.

Hvile i sig selv's oprindelse

Prisregulering

Oprindelsen af hvile i sig selv-princippet er i Konkurrencestyrelsens konkurrenceregulering fra 2005 beskrevet på følgende måde: Hvile i sig selv udspringer af to kommunalretlige grundsætninger. For det første må udførelsen af forsyningsopgaver ikke indebære en indirekte beskatning af brugerne. Det vil sige, at kommunen ikke må øge sine indtægter gennem forsyningsvirksomheden. Dette ville være en skat på forbruget af forsyningsydelsen. For det andet må udførelsen af forsyningsopgaver ikke indebære en indirekte subsidiering af brugerne. Kommunen må altså ikke give tilskud til brugerne af forsyningsydelsen.

Som udgangspunkt gælder hvile i sig selv for al kommunal forsyningsvirksomhed, også når princippet ikke er direkte lovhjemlet i sektorspecifik regulering. På nogle områder er princippet blevet lovbestemt. Dette er tilfældet for de kommunale trafikhavne, varme og vand samt ved kommunal affalds- og spildevandshåndtering. Princippet har dog ikke et entydigt indhold og bliver udlagt forskelligt. På det statslige område er der også en række aktivitetsområder med fuld gebyrfinansiering og hvile i sig selv. De fleste forsyningsområder er overladt til kommunal varetagelse, så hvile i sig selv er mindre anvendt på det statslige område.

I varmemforsyningslovens § 20 stk. 1 er defineret, hvilke udgifter der kan indregnes i varmeprisen:

Hvile i sig selv princippet som beskrevet i Varmeforsyningsloven § 20

Stk. 1:

"Inden for de i § 20 a nævnte indtægtsrammer kan kollektive varmemforsyningsanlæg, industrivirksomheder, kraftvarmeværker med en eleffekt over 25 MW samt geotermiske anlæg m.v. i priserne for levering til det indenlandske marked af opvarmet vand, damp eller gas bortset fra naturgas indregne nødvendige udgifter til energi, lønninger og andre driftsomkostninger, efterforskning, administration og salg, omkostninger som følge af pålagte offentlige forpligtelser, herunder omkostninger til energispareaktiviteter efter §§ 28 a, 28 b og 29, samt finansieringsudgifter ved fremmedkapital og underskud fra tidligere perioder opstået i forbindelse med etablering og væsentlig udbygning af forsyningsystemerne, if. dog stk. 7.11

Betingelsen for at en udgift kan indregnes er dels, at udgiften er listet i bestemmelsen refereret ovenfor, **og** at der er tale om en *nødvendig* udgift. Det er ikke entydigt beskrevet i varmeforsyningsloven, hvad der forstås ved en nødvendig udgift, og der lægges således op til at denne del af bestemmelsen kan være en vurderingssag.

På myndighedssiden er det Energitilsynet, der fører tilsyn med, at varmeforsyningslovens prisbestemmelser bliver overholdt. Energitilsynet har beføjelse til at udstede pålæg om ændringer i varmepriserne, hvilket fremgår af varmeforsyningslovens § 21.

Forrentning

Foruden nødvendige omkostninger kan der i varmeprisen også indregnes driftsmæssige afskrivninger, henlæggelser til nyinvesteringer og forrentning af indskudskapital (varmeforsyningsloven § 20, stk. 2). Fastlæggelsen af forrentningsniveauet sker ud fra en konkret vurdering, og det har i en principiel sag herom vist sig at kræve en omfattende sagsbehandling i Energitilsynet og hos Energiklagenævnet at træffe afgørelse i denne type sager²⁴.

Mulighed for overskud på VE

Det fremgår desuden af varmeforsyningslovens § 20b, at kollektive varmeforsyningsanlæg, der udelukkende er baseret på vedvarende energi (geotermi, solvarme, biogas eller biomasse) samt industrielle kraftvarmeanlæg der leverer overskudsvarme til et kollektivt fjernvarmenet, kan indregne et overskud i varmeprisen. Denne lempelse er indført med henblik på at fremme udbygningen af vedvarende energi og for at sikre indpasning af industriel kraftvarme i

²⁴ Energitilsynets afgørelse af 30. november 2009 og Energiklagenævnets afgørelse af 9. november 2010 vedrørende EnergiGruppen Jylland Varme a/s.

fjernvarmesektoren. Der ligger i bestemmelsen en hjemmel til at fastsætte prislofter for varme for de omtalte anlæg.

Forbrugerbeskyttelse

Hvile i sig selv-modellen sikrer i princippet forbrugerne mod misbrug af det naturlige fjernvarmemonopol i det omfang der er omkostningsbaseret pris-sætning uden tillæg af urimeligt overskud. Forbrugernes beskyttelse imod ineffektiv ledelse og drift er dog begrænset.

Tilslutningspligt

Tilslutningspligt²⁵ betyder, at en kommunalbestyrelse kan pålægge bebyggelser at tilslutte sig det kollektive varmenet, forstået på den måde at forbrugeren forpligtes til at betale tilslutningsbidrag og/eller et fast årlig bidrag til forsyningsselskabet. Der er således ikke nogen aftagepligt forbundet med tilslutningspligten. Man kan altså godt etablere en alternativ varmekilde og aftage varme derfra, såfremt bidragene til den kollektive forsyning betales.

Tilslutningspligt kan både pålægges ny og eksisterende bebyggelse. For eksisterende bebyggelse træder forpligtelsen dog først i kraft 9 år efter, at kommunalbestyrelsen har truffet beslutning om tilslutningspligt. Kommunalbestyrelsen kan i særlige tilfælde tilslutte en eksisterende ejendom til det kollektive varmforsyningsanlæg inden udløbet af 9 års fristen. Det gælder, hvis der er forsyningsmulighed fra varmforsyningsanlægget, og hvis ejendommen i øvrigt skal have udskiftet væsentlige varmeinstallationer.

Forblivelsespligt

Kommunalbestyrelserne kan også pålægge ejendomme, der allerede er tilsluttet fjernvarme eller naturgas, at de skal forblive tilsluttet hertil. Dette kaldes forblivelsespligt. Proceduren og retsvirkningerne er de samme som for almindelig tilslutningspligt, med virkning fra det tidspunkt hvor kommunalbestyrelsen har truffet beslutning om forblivelsespligt.

Udtrædelsesgodtgørelse

Forbrugerne kan i visse tilfælde opnå dispensation fra en kommunalt pålagt tilslutningspligt eller forblivelsespligt. Tilslutningsbekendtgørelsens § 17 forpligter kommunerne til at meddele dispensation i forbindelse med nybyggeri, der opføres som lavenergibygninger. Dispensation kan også gives i tilfælde af nedrivning af en eksisterende bygning med tilslutningspligt og opførelse af en ny lavenergibygning. I visse tilfælde, kan fjernvarmeselskabet opkræve forbrugeren en udtrædelsesgodtgørelse, når kundeforholdet afbrydes. Reglerne for udtrædelsesgodtgørelse reguleres for andelsselskaber af de foreningsretlige regler og for øvrige selskaber af aftaleretlige og forbrugerretlige regler.

²⁵ Tilslutningspligten står beskrevet i bekendtgørelse om tilslutningspligt mv. til kollektive varmforsyningsanlæg – BEK nr. 31 af 29/01/2008.

I forbindelse med konkrete afgørelser omkring udtrædelsesgodtgørelse, har Energitilsynet tilkendegivet, at udtrædelsesgodtgørelse kun kan kræves, hvis selskabet ikke er ”økonomisk veldrevet” og ikke er under løbende udbygning. Klagesager, der omhandler hvor vidt betingelserne for opkrævning af udtrædelsesgodtgørelse er opfyldt, behandles i hver enkelt sag af Ankenævnet på Energiområdet²⁶.

Brændselsvalg

Ved etablering eller udvidelse af fjernvarmeforsyning i et område er der regler for, hvilke brændsler, der kan vælges. Er der tale om kraftvarmeproduktion er der i realiteten frit brændselsvalg, mens det for varmeproduktion (uden samproduktion af el) er typen af fjernvarmeforsyning, der bestemmer brændselsvalget. Her er man begrænset til at anvende afgiftsbelagte brændsler, medmindre anlægget ligger uden for naturgasområder eller centrale kraftvarmeområder. Reglerne er sammenfattet i Tabel 11.

Produktionsform	Tilladt brændsel
Kraftvarmeanlæg	Naturgas, biomasse, affald, biogas, lossepladsgas og anden forgasset biomasse. Der kan kun godkendes anvendelse af et rent varmeproducerende anlæg, hvis det drejer sig om spids- og reservelast anlæg (med meget begrænset driftstid).
Områder med ren fjernvarme baseret på naturgas (decentralt)	Naturgas, mineralsk olie
Områder med ren fjernvarme baseret på andet end naturgas (decentralt)	Biomasse, affald, biogas, lossepladsgas og andet forgasset biomasse

Tabel 11: Kriterier for brændselsvalg ved udbygning af fjernvarmen. Kilde: Energistyrelsen

Kommunalbestyrelsen kan kun godkende anvendelsen af afgiftsfrie brændsler til ren varmeproduktion i to situationer:

- Enten hvis spids- og reservelastkedlerne udbygges, fordi der er tale om et øget varmebehov. Det gælder dog ikke, hvis anlægget dimensioneres til at kunne dække mere end det øgede varmebehov.
- Eller hvis kedlerne etableres i tilknytning til en eksisterende kraftvarmeproduktion med biogas, lossepladsgas og lignende - dvs. hovedbrændslet er i forvejen afgiftsfritaget.

7.3 Deling mellem el og varme

En særlig udfordring for monopolregulering er at undgå krydssubsidiering og overnormale profitter i overgangen mellem monopolaktiviteter og kommerci-

²⁶ Ankenævnet på Energiområdet er et privat ankenævn oprettet af Dansk Energi, DONG, HNG/NGMN, Naturgas Fyn og Dansk Fjernvarme og Forbrugerrådet. Nævnet behandler klagesager fra private forbrugere i relation til energiselskaberne på el-, naturgas- og varmeområdet. <http://www.energianke.dk/>

elle aktiviteter. Dette er særlig relevant på fjernvarmeområdet som gennem kraftvarme et tæt forbundet med den markedsgjorte elsektor. Da affaldssektoren er under hel eller delvis liberalisering, vil der også her opstå tilsvarende skilleflader, hvor omkostninger, fortjeneste og risici skal fordeles.

Krydssubsidiering

Krydssubsidiering kan således være et problem, hvor en virksomhed agerer på flere markeder, og hvor kunderne på disse markeder har forskellig mulighed og incitament til at tilvælge konkurrerende virksomheder. En klassisk definition af krydssubsidiering er:

A cross-subsidy is said to exist if a group of consumers would be better off seeking alternative provision. More specifically, a group cross-subsidizes all other consumers if it faces prices which exceed its standalone costs. (Faulhaber, 1975).

Ovennævnte definition er i den økonomiske litteratur udlagt som følger:

Consider a firm producing just two goods, A and B. A cross-subsidizes B if and only if the price of A is greater than its stand-alone cost and the price of B is less than its incremental cost. The stand-alone cost of A is the cost that the firm would incur producing A, but not B. The incremental cost of B is the additional cost of producing B given that the firm is already producing A.

Anvendt i en kraftvarmesammenhæng, vil der være tale om krydssubsidiering fra det regulerede varmeområde til det liberaliserede elområde, såfremt varmemprisen bliver højere end den ville være uden samtidig elproduktion, og såfremt elektriciteten sælges til under de marginale omkostninger²⁷. Indenfor rammerne af denne definition er der stadig relativt brede muligheder for at fordele sine omkostninger og indtægter mellem el- og varmesiden, og i princippet også affaldssiden.

Det må i denne sammenhæng antages, at der med hensyn til elprisen (over anlæggets levetid) er tale om langsigtede marginalomkostninger, altså hvor også kapitalomkostninger skal dækkes. I de enkelte tidsperioder er de kortsigtede marginalomkostninger (uden faste omkostninger) den relevante størrelse.

²⁷ De marginale omkostninger er defineret som omkostningerne ved at øge elproduktionen uden samtidig at øge varmesalget, hvilket dog for mange kraftvarmeværker ikke umiddelbart er muligt. Med andre ord, kan der være vanskeligheder ved at definere den marginale omkostning ved elproduktion på et kraftvarmeværk.

Verdensbankens rapport 2003	I forbindelse med liberaliseringen af energimarkederne i Europa, og de østeuropæiske landes overgang til markedsvilkår, finansierede Verdensbanken i 2003 et studie af reguleringsprincipper for kraftvarmeproduktion. Studiet fokuserer på fordeling af omkostninger mellem el- og varmesiden og behov for tydelige regelsæt. Endvidere gennemgås de samfundsøkonomiske fordele og potentialer for kraftvarme i Europa. En del af baggrunden for studiet var, at kraftvarme i mange lande blev truet af reguleringsmæssig uklarhed, samt det forhold, at hele kraftvarmefordelen især i østlande ofte blev tillagt el siden (af konkurrencehensyn). Der var derfor en generel bekymring for, at uklarhed og dårlig varmeøkonomi kunne skade fortsat udvikling af kraftvarme.
Fordelingsmetoder	Det anføres i rapporten, at der er et bredt rum for forskellige metoder og fordelingsnøgler, uden at der herved er tale om krydssubsidiering. De hovedprincipper som gennemgås er blandt andet: Energiproduktionsmetoder, hvor omkostningerne fordeles på basis af energioutput samt eventuel energikvalitet. Ved det rene energioutput, svarer fordelingsnøglen til el/varmeforholdet. En særlig variant af energimetoderne er Exergimetoden, hvor energistrømmenes energikvalitet indgår. Herved tilknyttes en langt større del af omkostningerne til elproduktionen. Omkostninger ved alternativ produktion. Efter denne metode fastlåses el- eller varmeomkostningen til omkostningen ved alternativ el- eller varmeproduktion. Metoden kan anvendes til både faste og variable omkostninger. Ved denne metode allokeres hele kraftvarmefordelen til el siden henholdsvis varmesiden. Alternativt energiforbrug. Efter denne metode fordeles omkostningerne efter forholdstal bestemt af virkningsgraden ved alternativ produktion (Ved en alternativ elvirkningsgrad på 40 % og alternativ varmekvirkningsgrad på 80 %, fordeles omkostningerne i forholdet 40 %: 80 % = 1 : 2, hvor el siden får allokaret dobbelt så mange omkostninger som varmesiden) Deling af fordel og risiko. Med denne metode tages der udgangspunkt i omkostningen ved alternativ varmeproduktion. Prisen kan dog gøres afhængig af, i hvilket omfang varmesiden er villig til at tage risiko i elmarkedet, og herved lade varmepriserne fluktuere med elpriserne.
Opsamling af verdensbankens udredning	Ovennævnte metoder knytter sig især til de variable omkostninger, men de kan også inspirere til fordelingsnøgler for faste omkostninger. Et hovedbud-

skab i rapporten er, at fordelingsnøgler der baserer sig på alternativ varme eller alternativ elproduktion udtrykker to ekstremer, og at der er et utal af muligheder for omkostningsfordeling indenfor dette spektrum. I rapporten anbefales metoder, der tager udgangspunkt i alternativ varmeproduktion, angiveligt på baggrund af den høje risiko i liberaliserede elmarkeder. Det vurderes ikke, i hvilket omfang disse metoder dels kan give anledning til overnormale profitter i elmarkedet, og dels kan reducere kraftvarmens konkurrenceevne.

Cowi-rapporten 2009

I Cowis rapport fra 2009 om incitamentstrukturen stilles spørgsmålstegn ved, om de centrale kraftvarmeværker i Danmark med de eksisterende aftaler har det rette incitament til at samproducere el og varme, og det fastslås at: "Faste fordelingsnøgler for omkostningerne aftalt i forbindelse med de oprindelige aftaler kan være forældede og afspejler ikke nødvendigvis den aktuelle markeds- og driftssituation". I rapporten opstilles endvidere nogle prismål, der vil give det rette samfundsøkonomiske incitament. Ved anvendelse af disse prismål bestemmes den variable varmepris af den alternative elproduktionssomkostning.

Omkostninger til varmeproduktion

For de centrale kraftvarmeværker, er der i Danmark tradition for at anvende faste delenøgler for fordelingen af omkostningen mellem el- og varmesiden, den såkaldte delte kraftvarmefordel. Det er ikke her vurderet, om denne tradition i alle tilfælde falder udenfor ovennævnte definition af krydssubsidiering. Det er dog vanskeligt at se, at den delte kraftvarmefordel kan rummes inden for en meget stram tolkning af hvile i sig selv-princippet, hvor det regulerede område (varmesalg) ikke kan give anledning til overskud.

For at komme tættere på definitionen af nødvendige omkostninger ved en virksomheds prissætning af kraftvarme, kan der opstilles følgende krav:

- a. Varmeprisen skal være lavere, end hvis varmemeforbrugerne selv havde etableret forsyning (Stand alone costs).
- b. Elsalgprisen skal være højere end de marginale omkostninger ved elproduktionen (kan kun entydigt defineres ved udtagsanlæg).
- c. Forskellen mellem risiko i elmarkedet og risiko på varmesiden skal indgå ved fastlæggelse af nødvendigt afkast på kapitalomkostninger.
- d. Varmepriserne må ikke give anledning til at virksomheden kan indtjene overnormale profitter.

- e. Eventuelt tabt indtægtsmulighed i elmarkedet som følge af varmeleverancen skal indgå i prissætningen af varme.
- f. Fordelingen af de marginale omkostninger mellem el- og varme må ikke give skæve driftsincitamenter på kraftvarmeværket.
- g. Fordelingen af omkostninger bør, hvor det er muligt og relevant, bidrage til et effektiviseringsincitament for ejeren af kraftvarmeværket.

En række af ovenstående punkter er især relevante i en situation hvor varme-
produktion fortsat omkostningsreguleres, og hvor varmeproducenten er en
kommerciel aktør. De er dog også relevante under prisregulering til vurdering
og indeksering af prislofter for produktion.

Punkterne a. og b. er en konsekvens af problemstillingen vedrørende kryds-
subsidiering, men kan være vanskelige at kvantificere.

Punkt c. håndterer, at risikoen ved etablering af varmeproduktionskapacitet
og elproduktionskapacitet er væsentlig forskellig i udgangspunktet. Afhængig
af hvilken reguleringsmodel der gælder for varmesiden fremadrettet, kan
denne risiko på varmesiden øges eller mindskes.

Punkt d. kan ses som en operationalisering af de øverste tre punkter: Hvis en
virksomhed indtjener overnormale profitter igennem længere tid, er det fordi
konkurrencen eller reguleringen ikke har fungeret efter hensigten.

Punkt e. definerer en tabt indtægtsmulighed som en faktisk omkostning for
en kommerciel virksomhed. Denne omkostning (*opportunity cost*) bør dækkes
af den part der giver anledning til den.

Punkt f. sikrer at incitamentet til at producere elektricitet på kraftvarmevær-
ket ikke forvrides af uhensigtsmæssige fordelingsnøgler. Et sådant skævt inci-
tament vil give anledning til samfundsøkonomisk tab.

Punkt g. skal medvirke til, at virksomheden der ejer kraftvarmeværket har
incitament til at effektivisere driften.

Faste og variable om-
kostninger

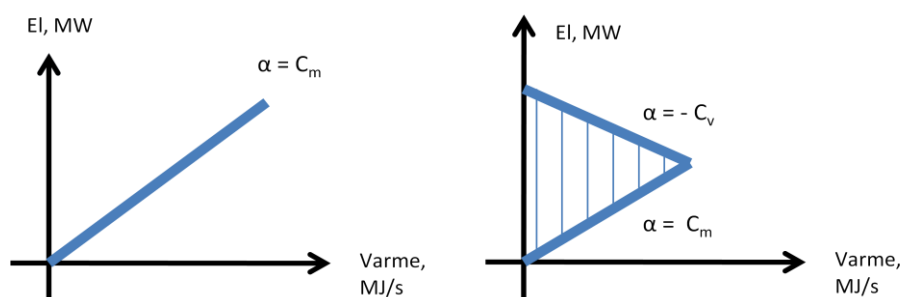
Helt overordnet bør der i delingen af omkostningerne mellem el- og varmesiden skelnes mellem investeringsomkostninger og andre faste omkostninger på den ene side, og så de variable omkostninger på den anden. For de variable omkostningers vedkommende er det i henhold til ovenstående punkt f. afgørende at delingen ikke fører til et skævt driftsincitament. Såfremt ejeren af kraftvarmeværket ikke gennem omkostningsdelingen ser den sande værdi af varmen ud fra en samlet betragtning, er der fare for at kraftvarmeværket er i drift på de forkerte tidspunkter. Denne værdi vil typisk afhænge af de alternative varmeproduktionsomkostninger i det pågældende fjernvarmeområde.

Ejeren af værket bør derfor ikke kunne få overskud ved kraftvarmeproduktion, når varmeproduktionsomkostningen fratrukket elindtægten er lavere end den alternative varmeomkostning i området. Omvendt bør ejeren af værket modtage kompensation når el produceres med tab, fx ved tvangskørselsbetaling.

Denne løsning opnås, når varmsiden aldrig betaler mere for kraftvarmen end de alternative omkostninger, for så vidt angår de variable omkostninger²⁸. Udfordringen ved en omkostningsregulering er at sikre, at omkostningsfordelingen giver netop denne løsning.

To grundtyper af kraftvarmeanlæg

For at vurdere de ægte marginale omkostninger ved at producere elektricitet er det nødvendigt at sondre imellem de to grundlæggende forskellige typer af kraftvarmeværker som benævnes henholdsvis modtryksværker og udtagsværker. Et modtryksværk er fx en gasmotor, gasturbine eller damp turbine, hvor der er et fast forhold mellem el- og varmeproduktion. Et udtagsværk er derimod karakteriseret ved, at der kan produceres elektricitet uden samtidig varmeproduktion, fordi der er adgang til alternativ køling (havvand) foruden returløbet fra fjernvarmesystemet. De fleste centrale kraftvarmeanlæg er udtagsværker. Figur 20 viser de to grundlæggende kraftvarmetyper.



Figur 20: Idealiseret illustration af mulig samproduktion.

t.v.: modtryksanlæg hvor der er bunden samproduktion af el og varme. Hældningen benævnet C_m udgør forholdet imellem el og varmeproduktion.

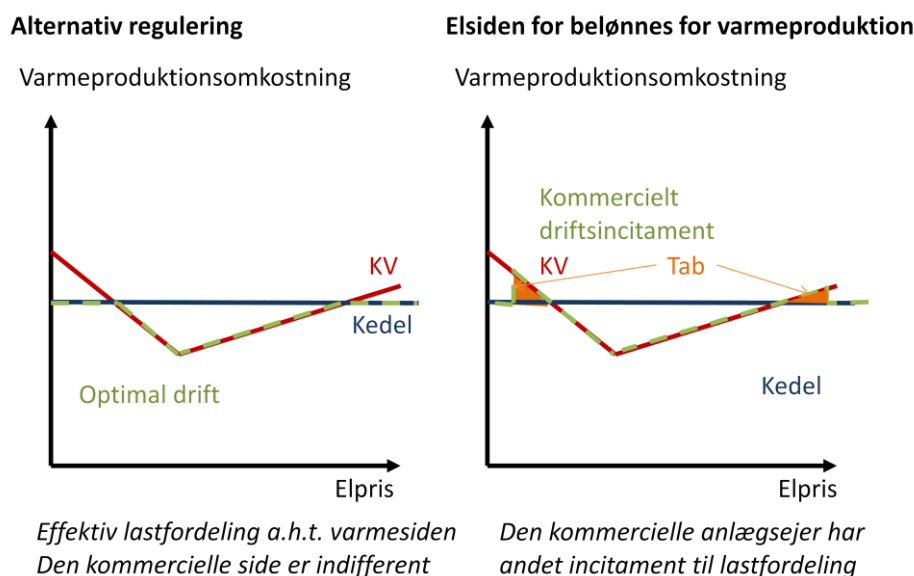
t.h.: udtagsværker hvor el-varmeforholdet kan reguleres. Hældningen $-C_v$ udtrykker den tabte elproduktion ved fastholdt brændselsinput, imens hældningen C_m udtrykker el-varmeforholdet ved fuld kraftvarmeproduktion.

Marginale omkostninger på udtagsanlæg

På Figur 21 ses varmeproduktionsomkostningerne på et udtagsanlæg, sammenlignet med den alternative omkostning i området, eksempelvis en kedel. Figuren viser, at varmeomkostningerne på udtagsværket falder med stigende elpriser, indtil et bestemt punkt nås (kippunktet), hvor kurven knækker. Kippunktet er præcis det punkt, hvor elprisen overstiger kraftvarmeværkets mar-

²⁸ Dette er også en konklusion i COWI-rapporten fra 2009 for de centrale udtagsanlæg.

ginale omkostninger uden varmeleverance (kondensomkostninger). Herefter stiger varmeproduktionsomkostningen med stigende elpriser, idet værdien af den tabte elproduktion begynder at dominere.



Figur 21: Driftsincitamenter ved varmeproduktion på udtagsanlæg.

Figureerne viser varmeproduktionsomkostningen som funktion af elprisen på et udtagskraftvarmeværk sammenlignet med omkostningen på en varmekeedel. I figuren til venstre ses en optimal prissætning svarende til værkets marginalomkostninger. Da den kommercielle kraftværksejer her er indifferent ift. om varme produceres eller ej, kan varmeproduktionen lastfordeles effektivt uden skæve driftsincitamenter. I figuren til højre antages en varmepris hvor kraftværksejeren får mere end dækket sine variable omkostninger gennem delt kraftvarmefordel. Hermed får han incitament til at holde anlægget i drift både når elprisen er lavere og når den er højere end skæringspunkterne i den venstre figur, hvilket udløser et tab samlet set. Det er afgørende for optimal drift, at figurens to skæringspunkter kendes, og indgår i beregningen af nødvendige omkostninger til varmeproduktion i et omkostningsreguleret scenarie. Dette kan opnås relativt simpelt på følgende vis:

Deling af variable omkostninger på udtagsværker

Elprisen der bestemmer kraftvarmeværkets kippunkt (K) skal kendes, og den alternative varmeproduktionsomkostning skal kendes. Når elprisen er lavere end (K), betaler varmesiden alle marginale omkostninger fratrukket elindtægten. Kraftvarmeværket er her kun i drift af hensyn til varmen.

Når elprisen overstiger (K), kan de nødvendige varmeproduktionsomkostninger beregnes som værdien af den tabte elproduktion = $C_v \cdot \text{elprisen}$. Når elpri-

sen stiger så meget, at disse omkostninger overstiger den alternative varme-produktionsomkostning vil varmesiden ikke betale mere, og kraftvarmeværket overgår derfor til ren elproduktion.

Ovenstående principper er velkendte, og betegnes ofte som *merbrændselsprincippet* (1) og *tvangskørsel* (2). En deling af de variable omkostninger mellem el og varme som beskrevet, medfører at varmesiden skal kende sine alternative varmeomkostninger, og beordre kraftvarmeværket i drift når det kan producere til under dette alternativ. Ejeren af værket får lige præcis dækket sine omkostninger ved lave elpriser, og kan tjene penge når elpriserne er høje, præcis som hvis værket var et anlæg uden varmeproduktion.

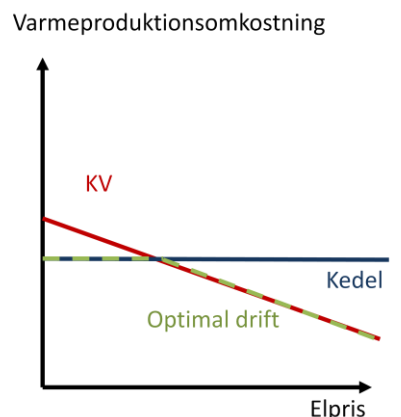
Deling af variable omkostninger på modtryksværker

Modtryksværker har på samme måde som udtagsværker en minimumselpris, hvor det ikke længere kan betale sig at producere. Der er dog ikke nogen afgrænsning opadtil. Værket bør derfor være i drift i alle de timer, hvor elprisen overstiger denne minimumspris.

To umiddelbare løsninger der giver de rigtige driftsincitament er enten 1: At afregne al produktion som tvangskørsel (svarende til ovenstående princip for udtagsanlæg når elprisen er lav), eller 2: At afregne til den alternative varme-produktionsomkostning for al varmeproduktion. Disse to løsninger giver begge den samme varmepris i lige præcis det afgørende punkt hvor elprisen overstiger minimumselprisen. Problemet med den første løsning er, at det ikke giver et selvstændigt incitament til omkostningseffektivitet i øvrigt på værket (alle omkostninger kan videreføres til varmesiden). Problemet med den anden løsning er, at varmeprisen bliver høj, og der kan opstå overnormale profitter for ejeren af kraftvarmeværket.

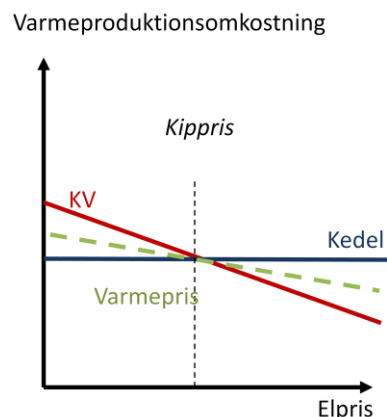
En mulighed er derfor en mellemløsning, hvor varmesiden og el siden på passende vis deler risiko og fortjenestemulighed i elmarkedet. Der aftales en grundvarmepris, sandsynligvis baseret på kedeldrift. Når kraftvarmeværket er i drift gives et fradrag fra grundvarmeprisen svarende til de øgede indtægter i elmarkedet. Dette fradrag multipliceres dog med en Incitamentsfaktor mindre end 1 (fx 0,8), for at sikre et fælles incitament for at holde omkostningerne nede. Denne delenøgle for overskud på den variable del, skal naturligvis ses i sammenhæng med fastlæggelse af delenøgle for de faste omkostninger, således at der opnås tilstrækkeligt incitament til at etablere værket, men samtidig undgås overnormale profitter ved kommercielt elsalg på baggrund af en reguleret varmeside.

Som ved tvangskørsel



*Varmesiden lastfordeler effektivt
Den kommercielle side er indifferent*

Brændselsdeling



*Kommercielle selskab har incitament til
korrekt lastfordeling. El og varmesiden er
begge eksponeret ift. elmarkedet.*

Figur 22: Driftsincitamenter ved varmeproduktion på modtryksanlæg.

Figureerne viser varmeproduktionsomkostningen som funktion af elprisen på et modtryksværk sammenlignet med omkostningen på en varmekedel. Begge billeder viser den optimale lastfordeling, hvor kedlen overtager varmeproduktionen ved lave elpriser, og kraftvarmeenheden overtager produktionen ved høje elpriser. I billedet til højre afregnes grundvarmepriis fratrasket kraftvarmeenhedens nettomkostninger multipliceret med en faktor (Incitamentsfaktor) mindre end 1. I begge billeder opnås et korrekt incitament til at holde værket i drift. I højre billede opnås endvidere, at ejeren af kraftvarmeenheden har incitament til at omkostningsminimere driften, da faktoren mindre end 1 medfører at varmesiden og elsiden deler risiko i elmarkedet. Det er dog vigtigt, at der mellem varmesiden og elsiden er åbenhed om de faktiske driftsomkostninger på både kedel og kraftvarmeenhed.

Faste omkostninger og
kraftvarmefordelen

Fællesomkostninger og investeringsomkostninger deles med en fordelingsnøgle, der på passende vis afspejler den risikoforskel, der er mellem det frie elmarked og det regulerede varmemarked.

Foruden sikring af effektive driftsincitamenter som beskrevet oven for, kan det være ønskeligt, at omkostningsreguleringen tiltrækker kommercielle investeringer i varmeproduktionsanlæg. I dette tilfælde er det nødvendigt at indregne en rimelig forrentning af nødvendig kapitalanvendelse.

Ved at fastlægge en omkostningsfordeling på de marginale omkostninger på udtagsanlæg som nævnt ovenfor, er det kommercielle selskabs profit upåvir-

ket af varmeafsalgningen. Kraftværksejerens incitament for at etablere og drive kraftvarmeværket skal hermed væsentligst søges i den risikoafdækning, der ligger i varmesidens bidrag til de faste omkostninger. For modtryksanlæg er dette anderledes, da varmesiden kan dække en del af de variable omkostninger uden at der herved opstår skæve incitamenter. Dette kan i øvrigt være i tråd med, at modtryksanlæg i høj grad etableres af hensyn til varmeleverancen, mens udtagsanlæg i høj grad etableres med sigte på elmarkedet.

Den kommercielle investor bør i et omkostningsreguleret scenarie se:

- Lav pris risiko på varmedelen. Dækning af variable omkostninger ved varmeproduktion.
- Lav risiko hvis forudsætningerne på varmesiden ændres. De aftalte faste omkostninger der dækkes af varmesiden bør derfor være robuste overfor det faktiske varmesalg.
- Kendt princip for fastsættelse af tilladt forrentning

Obligationslignende afkast

Risikoen ved en varmeproduktionsinvestering vil med anvendelse af kendt teknologi samt ovenstående elementer være sammenlignelig med en obligationsinvestering med et fast forventet afkast. Dette gælder, når der er meget høj sandsynlighed for, at varmeaftageren kan og vil betale for varmen.

Hertil kommer dog en regulatorisk risiko, såfremt der er usikkerhed om definitionen af nødvendige omkostninger, herunder tilladt forrentning. Det vil altså være ønskeligt med en tydelig definition af, hvilken andel af de faste omkostninger der kan dækkes af varmesiden. Den øvrige del dækkes af investor selv, på de vilkår han nu kan opnå. Regulatorisk risiko for nye projekter kan minimeres ved, at delenøgle og tilladt forrentning godkendes inden investeringen foretages.

Såfremt regulator fremlægger klare retningslinjer for den acceptable forrentning på kapital til et kraftvarmeprojekt hvor varmesiden gennem delenøgler bidrager med finansiering, har den kommercielle investor mulighed for at tilpasse sin egen risiko-afkastprofil ved at justere andelen af fremmedkapital (gearing). Dette vedrører for så vidt ikke varmeforbrugeren.

Deling følger markedssituationen

Et kraftvarmeanlæg producerer to produkter. Historisk er varmeproduktet ofte blevet omtalt som et spildprodukt. Kraftværkerne blev etableret af hensyn til elmarkedet, så hvorfor ikke udnytte "spildvarmen". Det er sandsynligt, at store mængder vedvarende elproduktion uden "spildvarme" (såsom vindkraft) i fremtiden reducerer behovet for etablering af termiske værker. Dette

giver anledning til nedenstående betragtning som grundlag for fordeling af fælles- og kapitalomkostninger på el og varmesiden.

Såfremt elpriserne i fremtiden som hovedregel bliver bestemt af de termiske kondensanlæg, kan der forventes "normale" profitter ved at etablere kondensværker. Varmesidens nødvendige andel af investeringen bør derfor i princippet kun være meromkostningerne til at anlæggene etableres med kraftvarmemulighed.

Hvis der derimod forventes lavere elpriser der domineres af vindkraftanlæg og andet der finansieres udenfor elmarkedet²⁹, vil det ikke kunne betale sig at etablere termiske kondensværker. De "nødvendige" omkostninger er her præcis den del af kraftvarmefordelen, der er nødvendig for at der etableres kraftvarmeanlæg. Det vil sige, at det er ved investeringstidspunktet at dele-nøglen mellem el og varme fastlægges og godkendes. Med andre ord, hvis kraftværket i høj grad etableres af hensyn til varmesiden (forventning om lave elpriser i en årrække), vil en passende andel af kraftvarmefordelen naturligt skulle tilfalde værket. I denne sammenhæng vil der også kunne sammenlignes med den situation at varmesiden selv etablerer et anlæg (stand alone), såfremt dette er en mulighed.

²⁹ Når der i betydeligt omfang etableres VE anlæg med tilskud, er der fare for at gennemsnitsprisen i elmarkedet sænkes til et niveau der ikke gør rent kommercielle investeringer bæredygtige.

8 Reguleringsmodeller

Grundprincipper i monopolregulering

Overordnet set er der i projektet, som nævnt i foregående kapitel, fundet to grundprincipper, når det drejer sig om økonomisk regulering af naturlige monopol: Omkostningsregulering, hvor selskabet kan videreføre sine dokumenterede omkostninger inklusiv et fastlagt overskud til forbrugerne, og prisregulering, hvor prisen til forbrugeren fastlægges af regulator, eksempelvis med et loft baseret på historiske priser.

Disse to grundprincipper kan kombineres med en række instrumenter der søger at sikre effektivisering, forbrugerbeskyttelse, investeringer etc. Her er benchmarking, årlig effektiviseringskrav, tredjepartsadgang, tvungen selskabsdannelse og forrentningsprocent for egenkapital værktøjer der kan tages i anvendelse. Ved benchmarking er det nødvendigt at tage hensyn til betydende forskelle, herunder vedrørende produktionsteknologi, varmenettets alder, tilstand samt eventuelt vandtemperatur m.v.

De to grundprincipper har hver deres styrke og svaghed: Med omkostningsregulering opnås i princippet en god beskyttelse af forbrugeren mod for høje priser. En væsentlig udfordring er dog, at reguleringen ikke i sig selv indeholder et incitament til effektivisering. Med prisregulering opnås det ønskede effektiviseringsincitament, men samtidig er der mulighed for at selskabet kan opnå et betydeligt overskud ved at drive forretning i et monopolområde, hvilket kan opleves som dårlig forbrugerbeskyttelse. Begge disse hovedprincipper kræver en kompetent regulator med tilstrækkelige resurser.

8.1 Fire modeller

I dette projekt er der opstillet fire hovedspor eller modeller for den fremtidige regulering af fjernvarmesektoren, som kort beskrives neden for. I hver model beskrives, hvorledes et bestemt reguleringsparadigme kunne implementeres. Modellerne tænkes ikke som færdige pakker, der kan vælges imellem, men som beskrivelser af hvorledes reguleringstilgangen kunne implementeres på tværs af forskellige systemer i forhold til produktion, transmission/distribution og administration. Det belyses endvidere, hvordan fordele vil kunne maksimeres og ulemper begrænses under de respektive reguleringsparadigmer. Hermed er det hensigten at skabe et oplyst grundlag på hvilket beslutninger om en fremtidig fjernvarmeregulering kan træffes.

Reference

Hvile i sig selv er det bærende princip for referencemodellen, og varmen prissættes efter nødvendige omkostninger jævnt før varmemforsyningsloven. Udfordringen ved at definere hvile i sig selv vedrører især detaljen i "nødvendige omkostninger", herunder ved produktion af kraftvarme, samt ved produktion af varme ved affaldsforbrænding.

Omkostning+	Omkostning+ modellen bygger ligesom hvile i sig selv, på en omkostningsregulering. Forskellen er, at der i reguleringen gives mulighed for, at der kan udtrækkes overskud af de regulerede aktiviteter. Der kan argumenteres for, at den gældende danske regulering på visse punkter snarere administreres som omkostning+ end hvile i sig selv.
Prisloft	I denne model skiftes grundlæggende reguleringsform til en prisreguleringsmodel. Der fastlægges prislofter for såvel netaktiviteter som produktion.
Fri prisdannelse	I denne model accepteres fri prisdannelse og aftalefrihed for så vidt gælder varmeproduktion, medens der fastholdes en omkostnings- eller prisloftregulering for netdelen, der er et naturligt monopol. Det antages dog, at den fri prisdannelse først gennemføres efter positiv tilkendegivelse fra et flertal af de tilknyttede varmemeforbrugere.

	Reference	Omkostning+	Prisloft	Fri prisdannelse
Reguleringsprincip	Dagens regulering (hvile i sig selv)	Mulighed for overskud udover forrentning af indskudskapital.	Prisloft for produktion og net samt effektiviseringskrav	Fri prisdannelse for produktion, hvis forbrugerne ønsker det. Netdelen omkostnings- eller prisreguleres.
Benchmarking	Ja	Ja	Ja	Ja, for netdelen
Nødvendige omkostninger	Som i dag	Begrebet "opportunity costs" tilføjes til varmeforsyningslovens § 20 Stk. 1. Der udmeldes skærpede retningslinjer for deling mellem el og varme.	Erstattes af prisloft for både produktion og net.	Kun for net, hvis omkostningsregulering vælges her.
Prisloft	Nej	Nej	Prislofter baseret på historiske priser samt effektiviseringskrav. Aftalefrihed mellem varme-producenter og -aftagere inden for prisloftet	Gælder produktion hvor der ikke vælges fri prisdannelse. Gælder net, hvis dette vælges.
Adgang til kapital	Henlæggelser, kommunegaranti, lånekapital	Reduceret mulighed for henlæggelser, øget adgang til privat kapital	Ingen henlæggelser, øget adgang til privat kapital	Ingen henlæggelser til produktion, øget adgang til privat kapital. Henlæggelser til net, hvis de omkostningsreguleres.
Fordeling el/varme	Relativt vide rammer for aftaler om deling af omkostninger	Snævre rammer for deling af variable og faste omkostninger	Som hovedregel ikke relevant da historiske priser er udgangspunkt.	Som hovedregel ikke relevant da historiske priser er udgangspunkt.
Profit	Obligationslignende forrentning af indskudskapital samt ved omkostningsdeling. Rene VE anlæg må give overskud.	Obligationslignende afkast på net samt den del af produktion som tilskrives varmesiden. Fri profit på eldelen.	Fri profit op til prisloftet indenfor henholdsvis net og produktion	Fri profit for produktion For netdelen afhængig af valg af omkostnings- eller prisregulering.
Mulighed for tilslutningspligt	Ja	Ja	Ja	Nej
Selskabsmæssig adskillelse af produktion og net	Nej	Nej	Ja	Ja
Tredjepartsadgang (TPA)	Nej ⁽¹⁾	Nej	Ja, single buyer model	Ja

Tabel 12: Reguleringsmodeller. Bemærkninger: ⁽¹⁾ Selvom varmeforsyningsloven giver mulighed for alle til at foreslå projekter, er det uklart om varmeselskabet skal aftage varmen fra tredje-part på rimelige betingelser.

Vurderingskriterier

For alle modeller beskrives modellernes egenskaber på de parametre, som fremgår af tabellen oven for. Afslutningsvis evalueres modellerne på baggrund af nedenstående vurderingskriterier:

Forbrugerens stilling	Forbrugerens stilling vurderes hovedsagelig på basis af reguleringsmodellens evne til at sikre lave varmepriser. Her ses der såvel på modellens incitamenter til effektivisering af investeringer og drift, men også beskyttelse mod misbrug af dominerende stilling. I denne sammenhæng tænkes ikke alene på kommercielle selskabers ønske om indtjening, men også kommunale selskabers mulige politiske dagsordner, der ikke i alle tilfælde er i den enkelte varmemeforbrugers interesse. Et særligt element med en vis betydning for nogle forbrugere kan være valgfrihed, herunder valgfrihed til selv at bestemme opvarmningsteknologi.
Samfundsøkonomi	Vurdering af, at reguleringen ikke i sig selv forvrider den samfundsøkonomiske rationelle handling. Et eksempel herpå kan være omkostningsreguleringen og prisreguleringen, hvor der kan være incitament til enten at overinvestere eller at underinvestere i udbygning og vedligeholdelse af fjernvarmenet. Et andet eksempel er prisreguleringen, hvor forskellige aktører kan jage bestemte prislofter, og herved foretage investeringer der ikke er samfundsøkonomisk efficiente.
Grøn omstilling af energisektoren	Her vurderes om reguleringen fremmer – eller er en hindring for – den ønskede grønne omstilling af energisektoren i Danmark. Grøn omstilling skal her ses såvel på kort sigt i form af omstilling til biomasse på de centrale værker, investering i biogas m.v., samt på mellemlang sigt ved udvidelse af fjernvarmenetene, samt på lang sigt gennem investeringer i det fleksible og dynamiske energisystem.
Forsyningssikkerhed	Modellerne vurderes med hensyn til, om de rummer de rigtige investeringsincitamenter og dermed sikring af forsyningssikkerheden i systemerne på langt sigt.
Regulerbarhed	Det femte kriterium omhandler reguleringsmodellens regulerbarhed, særligt hvad angår administrationsbyrde og ressourcebehov. Her tænkes såvel på resurseforbrug hos Energitilsyn og ankenævn som resurseforbrug og fleksibilitet hos de selskaber som reguleres. Endelig skal reguleringen tage hensyn til anden regulering og afgørelser, så der både sikres overordnet konsistens og

samtidig historisk forankring, hvor der tages hensyn til eksisterende bindinger og historik.

8.2 Referencemodellen

Reguleringsprincip

Referencemodellen bygger på dagens regulering – hvile i sig selv – suppleret med forbedret dataindsamling, benchmarking og styrket regulator. Baggrunden for denne styrkelse er, at Energitilsynet i dag er afskåret fra at gennemføre effektiv benchmarking af varmesektoren, fordi der ikke findes harmoniserede kontoplaner, afskrivningsprincipper m.v. Derfor er Energitilsynet i dag henvist til at gennemføre stikprøvekontroller. Dertil kommer, at den nuværende regulering ikke har forhindret store forskelle i varmepriser mellem værkerne.

Fordelen ved en nuværende regulering er set fra varmeselskabernes side, at der består en betydelig fleksibilitet med hensyn til fordeling af omkostninger, allokering af omkostninger på konti, valg af regnskabsperioder m.v. Selskaberne benytter denne fleksibilitet til bl.a. at udjævne forskelle i varmepriserne fra år til år.

Nødvendige omkostninger

Varmeselskaberne kan som udgangspunkt kun indregne de nødvendige omkostninger i forbrugernes varmepris – som beskrevet i varmeforsyningsloven: ”energi, lønninger og andre driftsomkostninger, efterforskning, administration og salg, omkostninger som følge af pålagte offentlige forpligtelser, herunder omkostninger til energispareaktiviteter samt finansieringsudgifter ved fremmedkapital og underskud fra tidligere perioder opstået i forbindelse med etablering og væsentlig udbygning af forsyningssystemerne”.

Derudover kan der også indregnes driftsmæssige afskrivninger, henlæggelser til nyinvesteringer og forrentning af indskudskapital.

Da kun nødvendige omkostninger kan indregnes i prisen, er forbrugerne i princippet sikret mod omkostningsmaksimering. Omvendt tilskynder omkostningsbaserede priser ikke i sig selv til øget effektivitet, da alle (nødvendige) omkostninger kan væltes over på prisen.

Omkostningsbaserede priser medfører lav risiko og billig adgang til fremmedkapital, men det vil være svært at få adgang til privat kapital – især hvor varmen er den primære del af forretningen. Investeringer finansieres primært med kommunegaranti eller ved henlæggelser. Der kan være risiko for at kravet om kun indregning af nødvendige omkostninger kan medføre konservativ

investeringsstrategi for kraftvarmeværkerne pga. usikkerhed om hvorvidt omkostninger kan godkendes som nødvendige.

Adgang til kapital

Der kan henlægges til nyinvesteringer. Der kan henlægges over 5 år op til 75 % af investeringen. Som dokumentation skal Energitilsynet have tilsendt en investeringsplan.

Med hensyn til henlæggelser og afskrivninger er der visse steder i sektoren den praksis, at man henlægger til nyinvesteringer og/eller justerer afskrivningsperioder, således at man oparbejder kapital i selskabet. Låneafdragsperioden har i nogle tilfælde væsentlig længere varighed end afskrivningsperioden. Dette kan medføre risiko for omfordeling mellem kunder. Dertil kommer, at varmeselskaberne i mange tilfælde kan låne til en billigere rente end forbrugerne, hvilket betyder at henlæggelser ikke i alle tilfælde er i forbrugernes interesse.

Fordeling el/varme Skilleflade mellem marked og monopol

En særlig udfordring for monopolregulering er som nævnt at undgå krydssubsidiering og overnormale profitter i overgangen mellem monopolaktiviteter og kommercielle aktiviteter. Dette er særlig relevant på fjernvarmeområdet som gennem kraftvarme et tæt forbundet med den markedsgjorte elsektor. Da affaldssektoren er under hel eller delvis liberalisering, vil der også her opstå tilsvarende skilleflader, hvor omkostninger, fortjeneste og risici skal fordeles.

Med en tolkning af den klassiske definition af krydssubsidiering, vil der være tale om krydssubsidiering mellem det regulerede varmeområde og det liberaliserede elområde, såfremt varmeprisen bliver højere end den ville være uden samtidig elproduktion, **og** såfremt elektriciteten afregningsmæssigt produceres til under sine marginale omkostninger³⁰. Indenfor rammerne af denne definition er der stadig relativt brede muligheder for at fordele sine omkostninger og indtægter mellem el- og varmesiden, og i princippet også affaldssiden.

Selv om varmemforsyningsloven er præcis med hensyn til hvilke typer omkostninger, der kan indregnes i varmeprisen, så sker fastlæggelsen af fordelingen af omkostninger på el og varme i meget høj udstrækning ved skøn. Det kan indebære uklarhed hos selskaberne samt administrativ belastning for regulator, som må sagsbehandle på mange enkeltsager

³⁰ De marginale produktionsomkostninger er defineret som omkostningerne ved at øge elproduktionen uden samtidig at øge varmesalget, hvilket dog for mange kraftvarmeværker ikke umiddelbart giver mening. Med andre ord, kan der være vanskeligheder ved at definere den marginale omkostning ved elproduktion på et kraftvarmeværk.

For de kraftværksejede kraftvarmeværker er der i Danmark tradition for at anvende faste delenøgler for fordelingen af omkostninger mellem el- og varmesiden, den såkaldte delte kraftvarmefordel. El- og varmeselskaberne i de centrale kraftvarmeområder har indbyrdes aftalt, hvordan den økonomiske fordel ved samproduktion af el og varme (sammenlignet med separat el- og varmeproduktion) fordeles. Praksis har været, at varmesiden har fået hele nettofordelen ved kraftvarmeproduktionen de første 9-12 år af et kraftværks levetid. Herefter er nettofordelen delt mellem parterne.

Denne praksis stammer fra en tid, hvor både el og varme blev reguleret efter hvile i sig selv. I forbindelse med liberaliseringen af elsektoren blev det af hensyn til varmemeforbrugerne indført, at de indgåede aftaler kunne videreføres. Der er ikke fastlagt konkrete modeller for, hvordan delingen bør foretages – blot skal fordelingen for varmesiden være ”omkostningsbestemt”. Det er ikke her vurderet, om praksis i alle tilfælde falder uden for ovennævnte definition af krydssubsidiering. Det er dog vanskeligt at se, at den delte kraftvarmefordel kan falde inden for rammerne af en meget stram tolkning af hvile i sig selv-princippet.

Biomasseomstilling

Der er ikke i dag hjemmel i varmemeforsyningsloven til, at elselskaberne får andel i afgiftsfordelen ved omstilling til biomasse på de centrale kraftværker – og en sådan deling indgår heller ikke i referencemodellen. Elselskaberne har uden deling af denne fordel ringe incitament til omstilling, idet afgiftsfordelen tilfalder varmemeforbrugerne, samtidig med at indtjeningsmuligheden i elmarkedet reduceres. Med dagens regelsæt er det derfor sandsynligt, at en omstilling til biomasse på de centrale værker kun finder sted, hvis kraftværkerne helt eller delvist overføres til varmesiden.

Det har været drøftet politisk, om der for at skabe incitament til omstilling kunne ske deling af varmesidens afgiftsfordel ved anvendelse af biomasse frem for afgiftsbelagte brændsler. Udfordringen er at finde en hensigtsmæssig model for en sådan deling. En anden mulighed er naturligvis at øge pristillægget på el produceret på biomasse og reducere afgiftsfordelen på varmesiden tilsvarende.

Profit

Der kan med Energitilsynets godkendelse ske en forrentning af varmeselskabernes indskudskapital.

VE-omstilling er søgt fremmet med varmforsyningslovens bestemmelse om, at geotermiske anlæg, solvarmeanlæg og biogas- eller biomassebaserede varme- eller kraftvarmeværker, som leverer opvarmet vand, damp eller gas (bortset fra naturgas) til et kollektivt varmforsyningsanlæg, indkalkulere et overskud.

I og med, at der ikke kan hjemtages profit – rene VE-anlæg dog undtaget – er der begrænset risiko for misbrug af dominerende stilling. Dog kan en kommerciel ejer have incitament til at øge omkostningerne ved køb af ydelser af koncernforbundne selskaber (transfer pricing). Den nuværende regulering har ikke i alle tilfælde forhindret dette, fx ved at selskaber reguleret efter varmforsyningsloven køber ydelser hos koncernforbundne serviceselskaber. Energitilsynet har fået hjemmel til at indhente information fra de uregulerede selskaber, såfremt en sådan dokumentation findes. Udfordringen for reguleringen er at gennemskue, om ydelserne prissættes på markedsbestemte vilkår.

Princippet om, at værkerne må forrente indskudskapitalen kræver en stram

Mulighed for tilslutningspligt

Selskabsmæssig adskillelse samt TPA

Referencescenariet bygger på dagens *hvile i sig selv* regulering.

Der indføres en **forbedring** af den måde, hvorpå **data skabes og indsamles**. Dette indebærer bl.a., at der indføres en standardkontoplan og sker en harmonisering med hen- syn til praksis for afskrivninger m.v., herunder periodisering. Dette vil muliggøre, at Energitilsynet kan gennemføre en **effektiv og detaljeret benchmarking** og føre skærpet tilsyn. Energitilsynet får også mulighed for at gennemføre sanktioner mod værker, der ikke lever op til standard.

udmøntning, for at der ikke her vil kunne ske oparbejdning af overskud.

Lovgivningens mulighed for tilslutningspligt opretholdes i referencemodellen.

Der indføres ikke krav om selskabsmæssig adskillelse af produktion og net.
Der indføres ikke nødvendigvis adgang til TPA.

8.3 Omkostning+

Modellen er på samme måde som referencemodellen baseret på omkostningsregulering. Der lægges dog vægt på muligheden for at netejer og ejer af produktionsanlæg kan udtrække en reguleret forrentning af kapital for både produktion og net. Da der er stor sikkerhed for indtjeningen i det regulerede område, vurderes der at være gode muligheder for at tiltrække privat kapital på trods af at der fastlægges et relativt lavt forrentningsloft.

Hertil kommer, at tabte indtægter i elmarkedet som følge af dispositioner der gavner varmesiden, kan indregnes i varmeprisen som "Opportunity costs", såfremt denne metode vælges. Ligesom i referencemodellen styrkes også grundlaget for indsamling af sammenlignelige data til benchmarking.

Der indføres obligatoriske ensartede kontoplaner og entydige principper for allokering på konti, afskrivninger og henlæggelser. Indberetningsperioder ensortes. Der indføres endvidere benchmarking, hvor de værker, der afviger mest løbende, gennemgås af energitilsynet.

Nødvendige omkostninger

Der lægges vægt på reguleringsmæssigt at ligestille ejerskabsformer og at kunne tiltrække privat kapital hvor dette ønskes lokalt. Som ovenfor nævnt udvides begrebet nødvendige omkostninger til også at dække opportunity costs for så vidt angår produktion. Dette betyder, at nettoomkostninger der forringer indtjeningen på de konkurrenceudsatte områder men som gennemføres for at øge den samlede nytte, kan godkendes som nødvendige omkostninger. Dette kan eksempelvis blive relevant ved de centrale kraftvarmeværkers omlægning fra kul til biomasse. Konkret betyder dette, at kraftværket i en årrække kan få samme nettoindtjening efter en omlægning som man ville have haft før omlægningen, hvilket ofte vil give et tilstrækkeligt incitament. Hvorvidt muligheden for at forrente ombygningsinvesteringen bør være indeholdt i beregningen af Opportunity cost er der ikke endeligt taget stilling til i denne rapport.

Der udarbejdes tydelige retningslinjer for hvordan faste og variable omkostninger for produktionsanlæg kan fordeles mellem det regulerede område og de konkurrenceudsatte områder. Hertil kommer, at der udarbejdes strammere retningslinjer for, hvordan variable og faste omkostninger kan fordeles mellem el og varme.

Adgang til kapital

Imedens der gennem prisloftet gives bedre adgang til privat kapital, indskrænkes mulighederne for at foretage henlæggelser. Dette er ud fra en tanke om, at henlæggelser svarer til at optage lån hos varmemeforbrugene, uden at de tydeligt og bevidst har givet tilsagn om dette. Der kan derfor kun i helt særlige tilfælde gives godkendelse af investeringsplaner der kan berettige henlæggelser.

Fordeling el/varme

Som tidligere beskrevet er det en udfordring at håndtere krydsfeltet mellem monopolaktiviteter og kommercielle aktiviteter. På fjernvarmeområdet ligger

dette krydsfelt især mellem varme og elektricitet, men kan også ligge mellem varme og det liberaliserede affaldsområde. Opgaven er at sikre tilstrækkeligt incitament til at der investeres i kraftvarmeproduktion, uden at varmesalget derved giver anledning til overnormale profitter, og uden at kontraktudformningen forvrider elmarkedets prissignal.

Som drøftet i kapitel 7, er der forskellige muligheder for deling af omkostningerne mellem el og varme uden at der er tale om egentlig krydssubsidiering. Det drøftes også i kapitlet hvordan deling af de variable omkostninger negativt kan påvirke en kommerciel varmeproducents incitament til kun at producere når elprisen tilsiger det. Med andre ord, såfremt udformningen af kontrakten mellem el- og varmesiden har betydning for værkets drift, bør deling af værkets omkostninger mellem el- og varmesiden i højere grad have fokus på de faste- end på de variable omkostninger.

Der kan tænkes andre modeller end deling af faste omkostninger, der ikke forvrider elmarkedets prissignal i lastfordelingen. Et eksempel herpå kan være, at det aftales mellem el- og varmesiden at der ikke lastfordeles efter gældende kontrakter men efter en særlig rutine beregnet på grundlag af "samlet optimering". Dette er eksempelvis aftalt mellem parterne i Hovedstadsområdet.

I Omkostning+ scenariet i denne rapport tænkes fordelingen mellem el- og varme dog udmøntet som beskrevet nedenstående:

Fordeling el/varme faste omkostninger	Kapitalomkostninger og andre faste omkostninger fordeles mellem el- og varmesiden på en måde, som planlægningsmæssigt sikrer ejeren af kraftvarmeenheden en tilstrækkelig god økonomi til at nødvendige investeringer foretages, men dog uden at der opnås overnormale profitter på basis af det regulerede varmemarked. Delenøglen gælder i investeringens levetid.
Fordeling el/varme variable omkostninger	For udtagsanlæg er det udgangspunktet at kun de variable omkostninger indregnes i varmeprisen for at undgå forvriddninger af prissignalet i elmarkedet. De variable omkostninger beregnes på følgende måde: • Når elprisen er så høj, at værket ville have været i drift selv uden varmeproduktion, fastsættes den variable omkostning på basis af den tabte elproduktion efter Cv-metoden (Opportunity cost). Når varmeprisen herved overstiger prisen på det lokale alternativ, ophører varmeleverancen fra anlægget.

- Når elprisen er lavere end ovenstående fastsættes den variable omkostning til varmeproduktion som anlæggets samlede variable driftsomkostninger fratrasket elsalg.

Modtryksanlæg

For motorer og andre modtryksanlæg, kan den variable varmepris beregnes som samtlige omkostninger fratrasket elindtægter og andre indtægter. Et alternativ til denne metode, der giver et bedre incitament til omkostningseffektivitet er at elindtægter *der ligger over en fastsat grundværdi* multipliceres med en faktor mindre end 1 (fx 0,8) inden fradrag. Grundværdien aftales lokalt, og er netop den elpris der bestemmer hvornår motorvarmen er billigere end det lokale alternativ. Når elprisen ligger herunder, skal motoren ikke være drift. I en eventuel endelig præcisering af nødvendige omkostninger for modtryksanlæg i en omkostnings+ regulering, kan man forestille sig at der vil være flere muligheder for omkostningsfordeling som aktøren kan vælge imellem når investeringen foretages.

Fordeling el/varme faste omkostninger

Kapitalomkostninger og andre faste omkostninger fordeles mellem el- og varmesiden på en måde, som planlægningsmæssigt sikrer ejeren af kraftvarmeenheden en tilstrækkelig økonomi til at nødvendige investeringer foretages, men uden at der opnås overnormale profitter på basis af det regulerede elmarked. Delenøglen tænkes at følge detaljerede udmeldte retningslinjer i en bekendtgørelse, og skal gælde i investeringens levetid.

Biomasseomstilling

Gennem mulighed for anvendelse af opportunity costs, kan de centrale kraftværker nu omstille fra kul til biomasse med uforandret økonomi, inklusiv indregning af passende forrentning af investeringen til ombygningen. Inden investeringen foretages, godkender regulator fordelingsnøgler for de faste omkostninger. Det er sandsynligt, at fordelingsnøglen for ombygningen vil være anderledes end for kraftværket i øvrigt.

Profit

Der lægges i modellen op til, at der kan udtrækkes en begrænset og reguleret profit ved kommercielle aktørers engagement i drift af varmenet og ved varmeproduktion. Muligheden for at indlægge forrentning udvides til at dække både egen- og fremmedkapital. Hovedprincippet er, at der gennem klare retningslinjer er lav risiko på området, hvorved der kun kan indregnes en lav rente på kapital. Rente udmeldes af regulator på basis af renteutviklingen i samfundet i øvrigt.

Kommercielle produktionsanlæg vil ikke kunne udtrække væsentligt overskud på basis af at varmesiden tilskrives en væsentlig del af de variable omkostnin-

ger. Der sættes hermed snævre grænser for hvilke delenøgler mellem el- og varme der kan godkendes.

Den kommercielle aktørs incitament for at investere og drive kraftvarmeværker skal hermed primært søges i deling af de faste omkostninger. Herved opnår producenten også en større sikkerhed for indtjening fra varmesiden, idet økonomien i højere grad er uafhængig af varmesalget.

Mulighed for overskud:	Reference	Omkostning+
Net og produktion	Forrentning af indskudskapital	Forrentning af bogførte værdi (dog ikke tilkøbt goodwill)
Net og produktion	Lånerenter kan føres på prisen	Lånerenter må dækkes af forrentning på bogførte værdi
Net og produktion	Prissætning mellem koncernforbundne selskaber til markedspris giver mulighed for overskud.	Prissætning mellem koncernforbundne selskaber til markedspris giver mulighed for overskud.
Produktion	En vis del af faste og variable omkostninger tillægges varmesiden, hvorved det kommercielle el-selskabs omkostninger reduceres.	En "nødvendig" del af faste omkostninger tillægges varmesiden Aftales forud for investeringen. Der er ikke overskud på variabel del på udtagsanlæg, men i begrænset omfang på modtryksanlæg (Gasmotorer m.v.).
Produktion	Prisberegningen begrænset til faktiske omkostninger inklusiv lånerenter og forrentning af indskudskapital	Udvidelse til opportunity costs, relativt til en godkendt reference.

Tabel 13: Mulighed for overskud ved fjernvarme. Sammenligning mellem referencemodellen og omkostning+ scenariet

Mulighed for tilslutningspligt

Lovgivningens mulighed for tilslutningspligt opretholdes i referencemodellen.

Selskabsmæssig adskillelse samt TPA

Der indføres ikke krav om selskabsmæssig adskillelse af produktion og net.
Der indføres ikke adgang til TPA.

Omkostning+ scenariet er ligesom referencescenariet en videreudvikling af dagens *hvile i sig selv* regulering.

De vigtigste ændringer er at såkaldt "Opportunity Costs" indskrives på listen overomkostninger der kan indregnes i varmeprisen for kraftvarmeanlæg. Hertil kommer, at der udarbejdes strammere retningslinjer for hvordan variable og faste omkostninger kan fordeles mellem el- og varme.

Endelig indføres en *forbedring* af den måde, hvorpå *data skabes og indsamles*. Dette indebærer, ligesom i referencescenariet, at der indføres en standardkontoplan og sker en harmonisering med hensyn til praksis for afskrivninger m.v., herunder periodisering. Dette vil muliggøre, at Energitilsynet kan gennemføre en *effektiv og detaljeret benchmarking* og føre skærpet tilsyn. Energitilsynet får også mulighed for at gennemføre sanktioner mod værker, der ikke lever op til standard.

8.4 Prisloft

Prisreguleringen udmøntes som prislofter, fx baseret på de seneste 5 års registrerede priser. Der skal for alle selskaber gennemføres en regnskabsmæssig opsplitning mellem net og produktion til brug for udmøntning af effektiviseringskrav og indeksering af produktionspriser. Det er afgørende at selskabernes forskellige afskrivningsprofiler, hensættelser m.v. normeres til brug for benchmarkøvelser. Det er sandsynligt, at afskrivninger generelt bør ændres til at følge årsregnskabsloven. Hvor der er lokale forskelle i afskrivninger skal det gøres enkelt for regulator beregningsmæssigt at normere til en fælles standard.

Selskaberne samles så vidt muligt i homogene grupper for henholdsvis net og produktion (peer-groups). Et selskab kan herved ligge i én gruppe for netdelen, og en anden for produktionsdelen. Det må påregnes, at en række selskaber for enten netdelen eller produktionsdelen ikke kan indpasses, herunder sandsynligvis de største selskaber.

De udmeldte prislofter underkastes effektiviseringskrav baseret på selskaberne i bedste fraktil. De individuelt regulerede selskaber underkastes lignende krav relativt set. Effektiviseringskravet for disse selskaber kan eventuelt støttes med inddragelse af svenske og tyske varmeselskaber hvis muligt, samt efter individuelle vurderinger. Priser (inklusive effektiviseringskrav) godkendes for perioder af 5 års varighed.

Termiske produktionsanlæg, inklusiv affaldsforbrændingsanlæg er en særlig udfordring, idet priserne her er afhængige af udviklingen i el- og brændselsmarkederne. Produktionspriser indekseres derfor med afgifter, tilskud, brændsels- og CO₂ priser, affaldsprisindeks samt elpriser.

Omlægning fra kul til biomasse og fra naturgas til biogas eller biomasse vil medføre at anlægget skifter peer-group. Dette skal godkendes i henhold til projektbekendtgørelsen som hidtil, og indmeldes til regulator. Regulator udmelder herefter det relevante prisloft.

Tredjepartsadgang (TPA) til nettene lovfæstes, evt. Efter et "Single buyer" princip hvor det eksisterende varmeselskab opkøber varmen og videresælger til forbrugerne. Der vil blive krævet opdeling i produktion og distribution (selskabsmæssig adskillelse) for de varmesystemer hvor der eksempelvis gennem TPA er betydelig konkurrence på produktionssiden, og hvor en betydende varmeproducent ønsker det. Se i øvrigt bilag 2 om reguleringsprincipper for en nærmere beskrivelse af TPA.

Nødvendige omkostninger

Begrebet "nødvendige omkostninger" vil stadig eksistere, men vil især være relevant for benchmarkingøvelserne. Også for de selskaber som ikke indgår i nogen gruppe, kan det være nødvendigt at vurdere omkostninger for at fastlægge prisloftet. Det er i denne sammenhæng vigtigt at notere, at prisloftet naturligvis repræsenterer de grundlæggende omkostninger ved varmeproduktion og varmetransport.

En udfordring ved at basere prislofter på historiske priser for så vidt angår netdelen, er især forskelle i nettets alder og tilstand, og dermed i behovet for nye investeringer. Det kan være en udfordring at sikre, at de nødvendige vedligeholdende netinvesteringer foretages. En netejer kan have incitament til at udskyde investeringer ud over hvad der er optimalt set fra varmekundernes side som et virkemiddel til at holde sig under prisloftet, eller som et virkemiddel til at udtage profit.

Vedligeholdende investeringer sikres derfor ad to veje: Dels kan prisloftet justeres med et sæt af nøgleindikatorer³¹, og dels skal netselskabets langsigtede investeringsplan for nettet godkendes og følges. Ved godkendelsen sammenligner regulator investeringsplanen med nøgletal for øvrige netselskaber samt med egne vurderinger. Såfremt netselskabet falder væsentligt

³¹ Key Performance Indicators kan for fjernvarmenet omfatte bl.a. leveringssikkerhed, garantitemperaturer, nettab, ventetider ved fejl etc.

uden for "normalområdet" kræves en redegørelse. I yderste instans, kan sel-skabet blive pålagt at korrigere investeringsplanen. Ved netudvidelser øges indtægtsgrundlaget proportionalt, hvilket sikrer incitament til udbygning af fjernvarmenettet.

Krav om fuld offentlighed for varmepriser (produktion og net) på årsniveau fastholdes, og regulator har ansvar for vedligeholdelse af en national varmepristavle. Det kan besluttes, at denne pristavle også giver også adgang til relevante internationale offentliggjorte priser, herunder i Sverige og evt. i Tyskland. Internationale priser gøres så vidt muligt sammenlignelige med danske gennem normering af afgifter/tilskud.

Adgang til kapital

Med prisreguleringen er der nu betydelig mulighed for at optjene overskud, såfremt drift og investeringer kan effektiviseres. Dette vil tiltrække privat kapital samt give incitament til strukturudvikling hvis omkostninger herved kan nedbringes. Der bør ikke være mulighed for at foretage henlæggelser. Da der ikke er garanti for at alle nødvendige omkostninger kan videreføres til forbrugere, kan det blive vanskeligere at få kommunegaranti, hvis der er fare for at omkostningerne kommer tæt på prisloftet.

Fordeling mellem el og varme

Det er som tidligere nævnt en udfordring ved kraftvarmeproduktion, at varmeproducenten opererer på en række forskellige markeder. Ved udarbejdelse af prislofter for produktion, er det derfor, efterhånden som tiden går og de historiske priser fra før reguleringsreformen mister betydning, nødvendigt at fastlægge rimelige fordelinger mellem el og varme, for anlæg der er underlagt effektiviseringskrav og som ikke direkte kan benchmarkes med andre. Som grundlag for disse fordelinger, vil normtal bl.a. baseret på benchmarkede anlæg samt på rimelighedsvurderinger være retningsgivende. Da der er større risiko for producenter ved en prisregulering end ved en omkostningsregulering, kan det være rimeligt at acceptere et højere afkast på varmedelen.

Biomasseomstilling

Gennem fastlæggelse af prisloftet for de forskellige produktionstyper kan en betydelig del af incitamentet for private aktørers omstilling til biomasse og anden VE bestemmes. Det vil dog stadig være den grundlæggende økonomi der styres af brændselspriser samt afgifter og tilskud der har afgørende betydning. Såfremt der er positiv økonomi for alle de lokale interessenter samlet set, vil prisloftreguleringen give god mulighed for den omstilling der ønskes.

Profit

Der vil være mulighed for at udtrække profit ved kommercielle aktørers engagement i drift af varmenet og ved varmeproduktion. Der er større profitmulighed men samtidig større risiko end i omkostning+ modellen.

Da en væsentlig del af varmeproduktionen i Danmark, og næsten 100 % af nettene ejes af forbrugere eller af kommuner, vil effektiviseringer som hovedregel blive udmøntet i lavere priser. Disse lavere priser kan forventes at dominere prislofternes nedadgående tendens. Medmindre kommercielle selskaber kan drive produktion og evt. net med lavere omkostninger end forbrugere og kommuner, vil deres profitmulighed efterhånden komme under pres. Det er derfor usikkert, i hvilket omfang en prisloftregulering i praksis vil tiltrække private investorer til fjernvarmeområdet.

Mulighed for tilslutningspligt

Lovgivningens mulighed for tilslutningspligt opretholdes.

Selskabsmæssig adskillelse samt TPA

Der indføres krav om selskabsmæssig adskillelse af produktion og net såfremt dette ønskes af en væsentlig producent. Der indføres TPA.

Med prisloftscenariet indføres **prislofter** for både net og produktion. På ændringstidspunktet tages udgangspunkt i seneste års priser, når prisloftet for den kommende periode skal fastlægges. Der gennemføres for alle selskaber en regnskabsmæssig opsplitning mellem net og produktion.

Som i reference- og Omkostning+ scenarierne indføres forbedring af data og **effektiv benchmarking**. Selskaberne inddeles i sammenlignelige grupper (peer groups), og der opstilles effektiviseringskrav på baggrund af selskaber med bedste benchmarks. For selskaber uden for peer groups opstilles lignende krav.

Loftet for produktionspriser indekseres på baggrund af prisudvikling i brændselsmarkeder, afgifter og tilskud, CO₂ priser m.v. **Tredjepartsadgang** til nettet lovfæstes tydeligt, evt. efter "single buyer" princippet.

8.5 Fri prisdannelse

Der tages i denne model ikke stilling til om distribution og transmission af varme skal fortsætte omkostningsreguleringen som beskrevet i referencemodellen og omkostning+ modellen, eller om der skal ændres til prisregulering som beskrevet i prisloftmodellen.

Reguleringsprincip for produktion

For de områder som lokalt vælger det, ophører prisreguleringen helt. Der kan dog argumenteres for, at myndighederne bør have skærpet overvågning af misbrug af dominerende stilling i henhold til konkurrenceloven. De områder

som ikke aktivt vælger fri prisdannelse overgår til prisloftregulering på produktionsdelen.

Fri prisdannelse tænkes her som fuld aftalefrihed mellem producenter og grupper af forbrugere. Forbrugerne bevarer dog muligheden for at lade sig repræsentere ved én varmeopkøber. Der skal være klare regler mod diskriminering af enkelte forbrugere³², men dog mulighed for rimelig prisdifferentiering. Prisdifferentiering kan være nødvendig for at undgå bortkobling fra nettet, eller for at tiltrække nye storforbrugere. Fri prisdannelse kan medføre at storforbrugere med god forhandlingskraft opnår væsentligt lavere varmepriser end mindre forbrugere.

For områder med prisloftregulering vil prisloftet fx baseres på de seneste 5 års registrerede priser. Der skal for alle selskaber gennemføres en regnskabsmæssig opsplitning mellem net og produktion til brug for udmøntning af effektiviseringskrav og indeksering af produktionspriser. Selskaberne samles så vidt muligt i homogene grupper. De udmeldte prislofter underkastes effektiviseringskrav baseret på selskaberne i bedste fraktil. De individuelt regulerede selskaber underkastes lignende krav relativt set. Priser (inklusive effektiviseringskrav) godkendes for perioder af 5 års varighed. Prislofter indekseres med afgifter, tilskud, brændsels- og CO₂ priser, affaldsprisindeks samt elpriser.

Tredjepartsadgang (TPA) til nettene lovfæstes, evt. Efter et "single buyer" princip hvor det eksisterende varmeselskab opkøber varmen og videresælger til forbrugerne. Der vil blive krævet opdeling i produktion og distribution (selskabsmæssig adskillelse) for de varmesystemer hvor der eksempelvis gennem TPA er betydelig konkurrence, og hvor en betydende varmeproducent ønsker det. For områder, der vælger fri prisdannelse, vil "single buyer" komme under pres.

Krav om fuld offentlighed for varmepriser fastholdes for alle selskaber. Regulator har ansvar for vedligeholdelse af en pristavle. For selskaber med fri prisdannelse offentliggøres priser for net, samt den samlede pris til forbrugerne.

Adgang til kapital

Med prislofter og fri prisdannelse er der nu betydelig mulighed for at optjene overskud på varmeproduktion, såfremt drift og investeringer kan effektiviseres. Dette kan tiltrække privat kapital samt give incitament til strukturudvikling hvis omkostninger herved kan nedbringes. Der bør ikke være mulighed for

³² Eksisterende konkurrenceregler er muligvis tilstrækkelige

at foretage henlæggelser. Da der ikke er garanti for at alle nødvendige omkostninger kan videreføres til forbrugerne, kan det blive vanskeligere at få kommunegaranti.

Fordeling mellem el og varme

For de områder der vælger fri prisdannelse er dette spørgsmål ikke længere relevant. For de øvrige områder henvises til prisloftmodellen.

Biomasseomstilling

For områder med fri prisdannelse vil det være den grundlæggende brugerøkonomi der styres af brændselspriser samt afgifter og tilskud der har afgørende betydning. Såfremt der er positiv økonomi for alle de lokale interessenter samlet set, vil der være god mulighed for at foretage den omstilling der ønskes.

Profit

Der vil være mulighed for at udtrække profit ved kommercielle aktørers engagement i varmeproduktion. Der er ligesom i prisloftmodellen større profitmulighed men samtidig større risiko end i omkostning+ modellen. For de prisloft-regulerede områder er det usikkert i hvilket omfang der i praksis kan tiltrækkes private investorer. For de områder der vælger fri prisdannelse vurderes risikoen dog at være væsentligt mindre, idet man her ikke er underlagt et prisloft baseret på generelle effektiviseringer udenfor eget område, men kun er underlagt priskonkurrence fra eventuelle andre producenter.

Accept af langsigtede varmekontrakter mellem netselskabet og en producent, hvilket er en forudsætning for betydelige investeringer, kan komme under pres. Dette skyldes at lange kontrakter effektivt kan udelukke konkurrence fra en udbyder, der ellers har et bedre og billigere produkt. Da lange kontrakter omvendt kan være en nødvendighed for at få produktionsinvesteringer, kan der stilles krav om at TPA skal tillades, såfremt eksisterende producent ikke lider "urimeligt tab". Det kan i denne sammenhæng være nødvendigt at opdele kontrakter i faste og variable omkostninger, hvor der kan tillades lange kontrakter for så vidt angår den faste del. Nødvendigheden af en sådan mulighed skal ses i lyset af fjernvarmens lokale natur.

Mulighed for tilslutningspligt

Lovgivningens mulighed for tilslutningspligt ophæves.

Selskabsmæssig adskillelse samt TPA

Der indføres krav om selskabsmæssig adskillelse af produktion og net såfremt dette ønskes af en væsentlig producent. Der indføres Tredjepartsadgang (TPA).

Der indføres **fri prisdannelse** for varmeproduktion i de områder hvor der kan opnås enighed om det mellem de lokale interessenter. Enighed kan eksempelvis lovgivningsmæssigt kræves dokumenteret ved en tilkendegivelse fra et flertal af varmemeforbrugerne. Der etableres **tredjepartsadgang** til nettene samt loft for evt. udtrædelsesgodtgørelse.

Prisloftregulering vurderes at være en god overgangsordning på vejen mod den fri prisdannelse (Se prisloftscenariet). Fri prisdannelse kendes i dag fra bl.a. Sverige.

Net underlægges omkostnings- eller prisloftregulering, og der indføres forbedring af data og effektiv benchmarking som i de øvrige scenarier.

Referencer

AGFW (2011): *Fernwärme Preisübersicht 2011*. AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., oktober 2011.

Bak (2011): *Økonomisk regulering af netvirksomhederne – et hurtigt notat*. Kristine Bak, Energistyrelsen, notat til Ea Energianalyse, maj 2011.

Baldwin and Cave (1999): *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. Baldwin, R. and Cave, M., Oxford University Press, Oxford, 1999

BGP Engineers (2010): *Performance of piping systems in district heating networks in Netherlands*. BGP Engineers, marts 2010.

Dansk Fjernvarme (2011):

<http://www.danskfjernvarme.dk/Faneblade/OmOs.aspx>

DANVA (2004): *En ve bevægelse- DANVA's benchmarking 2004*. Dansk Vand- og spildevandsforening, november 2004.

DANVA (2003): *Vand – effektivt og godt! Benchmarking 2003*. Dansk Vand- og spildevandsforening, 2003.

Ea Energianalyse (2011a): *Hvordan skal fjernvarmesektoren reguleres – status og udfordringer*. Rapport fra workshop den 4. februar 2011. Ea Energianalyse, februar 2011.

Ea Energianalyse (2011b): *Udviklingen i elpriserne - Hvorfor er husholdningernes elpriser steget mere end erhvervenes? Og hvad kan der gøres ved det?*. Mikael Togeby, Anders E. Larsen og Niels Peter Nimb, Ea Energianalyse, februar 2011.

Ea Energianalyse (2010): *Fremtidsbilleder og virkemidler. Sektoranalyse – El- og varmeforsyning*. Ea Energianalyse, marts 2010.

Ea Energianalyse (2009): *Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem*. Ea Energianalyse, oktober 2009.

Energimarknadsinspektionen (2011a): *Uppvärmning i Sverige 2011*, EI R2011:06, juni 2011

Energimarknadsinspektionen (2011b): *Analys av fjärrvärmeföretagens intäkts- och kostnadsutveckling*, EI R2011:08, August 2011.

Energimarknadsinspektionen (2008): *Uppvärmning i Sverige, 2008*.

Energistyrelsen (2010): *Energistatistik 2009*. Energistyrelsen, september 2010.

Energistyrelsen (2009): *Undersøgelse af incitamentsstrukturen i fjernvarmesektoren*. Udarbejdet af COWI for Energistyrelsen, August 2009.

Energistyrelsen (2007): *Forslag til effektivisering i fjernvarmesektoren*. Rapport fra en arbejdsgruppe nedsat af Energistyrelsen som opfølgning på regeringens globaliseringsudspil om en mere effektiv infrastruktur. Energistyrelsen, 2007.

Energistyrelsen (2004): *Varmeforsyning i Danmark – hvem hvad hvor og hvorfor*. Energistyrelsen, oktober 2004.

Energitilsynet (2011): *Resultater og udfordringer 2010*. Energitilsynet, Maj 2011.

Ecoheat4EU (2011): *Anbefalingsrapport for DANMARK*. Ecoheat4EU, Intelligent Energy Europe, 2011.

Euroheat & Power (2011): *District Heating and Cooling country by country/2011 survey*. Euroheat & Power, April 2011.

Euroheat & Power (2009): *District Heating and Cooling country by country/2009 survey*. Euroheat & Power, May 2009.

Finansministeriet et al (2010): *Forbrænding af affald. Afrapportering fra den tværministerielle arbejdsgruppe vedrørende organisering af affaldsforbrændingsområdet*. Finansministeriet, Miljøstyrelsen, Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen og Energistyrelsen, december 2010.

Klimakommissionen (2010): *Grøn energi – vejen mod et dansk energisystem uden fossile brændsler*. Klimakommissionen, september 2010.

Konkurrencestyrelsen & Energistyrelsen (2004): *Effektivisering af fjernvarmesektoren – Idekatalog*. Konkurrencestyrelsen og Energistyrelsen, 2004.

Konkurrencestyrelsen & Energistyrelsen (2004b): *Baggrundsrapport til projektet "Effektivisering af fjernvarmesektoren"*. Konkurrencestyrelsen og Energistyrelsen, september 2004.

Larsson (2009): *Krav om udtrædelsesgodtgørelse*. Artikel i Fjernvarmen af Fuldmægtig i Konkurrencestyrelsen Mariann Larsson, oktober 2009.

Munksgaard et al (2004): *Efficiency gains in Danish district heating. Is there anything to learn from benchmarking?* Jesper Munksgaard, Lise-Lotte Padde, Peter Fristrup, Artikel i Energy Policy nr. 33, maj 2004

Näringsdepartementet (2011): *Utredningen om tredjepartstillträde till fjärrvärmens näten överlämnar i dag betänkandet "Fjärrvärme i konkurrens"* SOU 2011:44. Pressemeddelelse fra det svenske Näringsdepartementet, 29. april 2011.

Rambøll (2010): *Varmeplan Danmark 2010*. Rambøll og Aalborg Universitet september 2009.

Regeringen (2011): *Energistrategi 2050 – fra kul, olie og gas til grøn energi*. Regeringen, februar 2011.

Regeringen (2011b): *Vores Energi*. Regeringen, november 2011.

SOU (2011): *Fjärrvärme i konkurrans*. Statens Offentliga Utredningar, Sverige, 2011.

SOU (2004): *Skäligt pris på fjärrvärme – Delbetänkande av Fjärrvärmeutredningen*. Statens Offentliga Utredningar, Sverige, 2004.

SOU (2005): *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*. Statens Offentliga Utredningar, Sverige, 2005.

Sørensen (2010): *The Danish Water Sector Reform – Economic Efficiency and Central-Local relations*. Eva Moll Sørensen, AKF, juli 2010.

Sørensen (2005): *Indtægtsrammeregulering I den danske elreform*. Eva Moll Sørensen, AKF, November 2005.

Van der Zee (2011): *District heating companies welcome new Dutch heat act*. Article by Tijdo van der Zee in International Magazine on District heating and Cooling (Hot/Cool) no. 1, 2011.

Interviews:

Bak (2011): Personlige samtaler med Kristine Bak, Energistyrelsen, i perioden maj til oktober 2011.

Dahl (2011): Personlig samtale med Peter Dahl, Svensk Fjärrvärme, 22. august 2011.

DONG (2011): Personlig samtale med Ulrik Stridbæk, Lars Hansen og Lykke Mulvad, Dong Energy, 20. juni 2011.

Egedal og Ifversen (2011): Personlig samtale med Jan Egedal og Bertel Ifversen, DANVA, 20. september 2011

E.ON. (2011): Personlig samtale med Tore Harritshøj, Henrik Rasmussen og Thomas Andersen Trahne, E.ON. Danmark, 9. september 2011

Forsling (2011): Personlig samtale med Per Forsling fra Fastighetsägarna, 22. august 2011.

Gåverud (2011): Personlig samtale med Henrik Gåverud og Tony Rosten fra Energimarknadsinspektionen, 22. august 2011

Krawinkel (2011): Telefonsamtale med Holger Krawinkel, 7. juli 2011.

Hansen (2011): Telefonsamtale med Henrik Hansen, Vattenfall, 20. september 2011.

Larsen (2011): Personlig samtale med Anders E. Larsen, Energitilsynet, 22. maj 2011

Olsen (2011): Personlig samtale med Ole Jess Olsen, Energiklagenævnet, 30. august 2011

Logvivning:

Varmeforsyningsloven: LBK nr. 347 af 17/05/2005

Lov om elforsyning: LBK nr. 516 af 20/05/2010

Vandsektorloven: Lov nr. 469 af 12/06/2009 om Vandsektorens organisering og økonomiske forhold.

BEK 143: Bekendtgørelse nr. 143 af 09/02/2010 om prisloftregulering m.v. af vandsektoren.

BEK 690: Bekendtgørelse nr. 690 af 21/06/2011 om tilslutning m.v. til kollektive varmforsyningsanlæg.

BEK 1295: Bekendtgørelse nr. 1295 af 13/12/2005 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg.

Fjärrvärmelag (svenske fjernvarmelov): SFS 2008:263

Bilag 1: Kommissorium for analysen

Baggrund

Reguleringen af fjernvarmesektoren bygger i store træk på de principper, som blev lagt med den første lov om varmeforsyning i 1979. I det omfang, der har været behov for at håndtere nye problemstillinger, er det sket ved justeringer – eller knopskydning – uden at de grundlæggende principper er ændret.

Siden varmeforsyningslovens indførelse er der sket store strukturelle, teknologiske og økonomiske ændringer i energisektoren:

- De "store systemer" – naturgas og central og decentral kraftvarme er udbygget. Varmeplanlægningen er de facto afskaffet og erstattet af konkrete projektgodkendelser - og er nu på vej til at blive afløst af en kommunal strategisk energiplanlægning.
- El- og gassektorerne er liberaliseret, der er indført et konkurrencemarked, og kunderne er stillet frit med hensyn til valg af leverandør.
- Ultimo 2010 blev markedet for erhvervsaffald liberaliseret, og i april 2011 vedtog regeringen (plus DF, LA og KD) en konkurrencepakkeaftale, som bl.a. indebærer at også husholdningsaffald markedsudsættes gennem en såkaldt "licitationsmodel".

Mens markedsgørelse og strukturudvikling har været på dagsordenen især i el- og gassektorerne, har fjernvarmesektoren bevaret sin status som monopolvirksomhed. Og selv om der er tegn på begyndende strukturtilpasning med driftssamarbejder, fusioner og introduktion af kommercielle aktører, er sektoren fortsat karakteriseret ved at stort antal små og mellemstore værker med andels- eller kommunalt udgangspunkt.

En del af værkerne er allerede i dag udfordret med hensyn til at operere effektivt og holde omkostningsniveauet nede. Det afspejler sig bl.a. ved, at forskellene i varmepriser mellem ellers sammenlignelige værker kan være endog meget store. For en række af disse værker vil det også være en udfordring at skulle operere i et stadigt mere kommercielt system med store professionelle aktører i den øvrige del af energisektoren og under en kompleks regulering, som fordrer en høj grad af ressourcer hos værkerne.

Udfordringerne for fjernvarmesektoren bliver ikke mindre i de kommende år. Der er bred politisk enighed om, at Danmark skal være uafhængig af fossile

brændsler, og Klimakommissionen anbefaler i sin rapport fra september 2010 en lang række initiativer for at nå dette mål. Regeringen har i februar 2011 med udgivelsen "Energistrategi 2050" spillet ud med forslag til, hvordan man vil følge op på rapporten. Regeringen har desuden bebudet et hovedeftersyn af reguleringen af energiforsyningen i Danmark for at sikre, at de lovgivningsmæssige rammer understøtter omstillingen til fossil uafhængighed og fremmer overgangen til et intelligent net. Der er lagt op til at dette eftersyn bliver opdelt på sektorer, startende med elsektoren.

Udfasningen af fossile brændsler og omstillingen til et VE-baseret energisystem vil kræve store investeringer og omlægninger – også i fjernvarmesektoren. Der er derfor grund til at se nærmere på, om den nuværende regulering af sektoren er hensigtsmæssig – dels for at løse de udfordringer, der allerede i dag findes for sektoren og dels for at ruste sektoren til de økonomiske og teknologiske omlægninger, som forestår.

Formål

Fjernvarmesektoren er ikke en homogen størrelse. Analysen har til formål at identificere de problemer og behov, som findes i forskellige dele af sektoren, hvor værkerne grupperes efter størrelse, ejerforhold, teknologi, brændselsanvendelse, varmepris m.v.

Grupperingen af værker med sammenlignelige udfordringer vil være grundlag for at se på, hvilke reguleringsmekanismer der vil egne sig til de specifikke dele af sektoren.

Analysen har ikke til formål at pege på den bestemt reguleringsform. Analysen skal afdække fordele og ulemper ved forskellige reguleringsformer i forhold til de problemer og behov, som findes blandt forskellige grupper af værker.

Indhold

1. Rammer og udfordringer

Rammer og udfordringer med hensyn til miljø og klima, økonomi, teknologi m.v. beskrives på kort (2020) og lang (2050) sigt. Der tages udgangspunkt i EU's og de danske energipolitiske målsætninger, regeringens Energistrategi 2050 og de omstillinger, som er nødvendige for at nå de langsigtede mål om uafhængighed af fossile brændsler og en høj grad af forsyningssikkerhed. Beskrivelsen giver eksempler på konkrete udfordringer i den danske fjernvarmesektor.

2. Fjernvarmesektoren – en heterogen sektor.

Fjernvarmesektoren og affaldssektoren beskrives med hensyn til struktur, ejerforhold, spredning i størrelser, priser m.v. Der gives et bud på, hvad og hvor problemerne/udfordringerne i sektoren er, og værkerne inddeles i grupper med ensartede karakteristika.

3. Hvad sker internationalt, regulering og struktur

Udviklingstendenser i nabolandene – Sverige, og Tyskland - beskrives. I det omfang, det er muligt at skaffe tilgængelig viden, medtages også nye reguleringstendenser i Holland. Det vurderes på baggrund heraf, hvordan reguleringen i disse lande ville virke i en dansk kontekst.

4. Inspiration fra andre sektorer

Struktur og regulering af andre infrastruktursektorer gennemgås: el og gas, vand og transport med henblik på at afdække gode og dårlige erfaringer.

5. Regulering – formål og hensyn

På baggrund af udfordringerne for fjernvarmesektoren beskrives de hensyn, som en kommende regulering bør fremme.:

- 1) Forbrugerbeskyttelse,
- 2) Økonomi: samfundsøkonomi, effektivitet (herunder tariffer, der understøtter disse hensyn),
- 3) Konkurrencedygtige varmepriser for forbrugerne,
- 4) Omstilling til biomasse og anden VE,
- 5) Samspil og helhedsorientering: Integration af fjernvarmen og affaldsressourcen i det dynamiske energisystem. Fjernvarmens rolle i den kommunale strategiske energiplanlægning.
- 6) Fremme af samfundsøkonomiske investeringer, herunder i affaldsforbrændingsanlæg

6. Opstilling af reguleringsmodeller.

De forskellige reguleringsprincipper anvendt i energilovgivningen beskrives indenfor følgende hovedkategorier:

- Hvile i sig selv
- Indtægtsrammeregulering
- Prisloftregulering
- Liberalisering og markedsgørelse
- Evt. andre

På baggrund af beskrivelsen af reguleringsprincipperne opstilles 3 modeller for den fremtidige regulering, hvoraf ét af modellerne er en referencemodel,

som bygger på den nuværende regulering. De to øvrige modeller har til formål at udforske mulighederne for alternativer. Anvendelse af den almindelige lovgivning (fx forbrugerbeskyttelsesloven, markedsføringsloven, kommunalfuldmagten) inddrages. Der skelnes mellem regulering af varmeproduktion og regulering af net. Der lægges vægt på, at reguleringen er så enkel og ubureaukratisk som muligt.

7. Analyse af reguleringsmodeller i relation til de konkrete grupper af fjernvarmeværker.

Fordele og ulemper ved de forskellige reguleringsmodeller i forhold til grupperne af fjernvarmeværker analyseres. Der peges på, hvilke typer regulering, der egner sig bedst til hvilke grupper af værker på baggrund af de hensyn, som reguleringen skal varetage. Herunder lægges der vægt på, at også koblingen mellem affaldssektoren og varmesektoren grundigt belyses.

	Gruppe A		Gruppe B		Gruppe C	
	Fordele	Ulemper	Fordele	Ulemper	Fordele	Ulemper
Model 1: Reference						
• Produktion						
• Net						
Model 2: xxxx						
• Produktion						
• Net						
Model 3: xxxx						
• Produktion						
• Net						

8. Konklusion - overvejelser, der bør indgå ved revision af lovgivningen.

På baggrund af analysen konkluderes, hvilke reguleringsprincipper, man med fordel kan arbejde videre med - og hvilke, der bør ses bort fra.

Organisering og tidsplan

Projektet gennemføres af Ea Energianalyse med bistand vedrørende tilgængelige data, eksisterende materiale og kontaktpersoner fra projektdeltagerne Dansk Energi, Dansk Fjernvarme, Energistyrelsen og Energitilsynet. Som led i projektet foretages interviews med nøglepersoner i fjernvarmeforsyningen i Sverige og Tyskland, i de øvrige infrastruktursektorer og i fjernvarmesektoren. Endvidere ydes juridisk bistand fra Energistyrelsen i det omfang, det findes nødvendigt.

Projektet gennemføres i perioden 1. april 2011 – 1. oktober 2011.

Der nedsættes en følgegruppe for projektet med deltagelse af
Kim Mortensen, Dansk Fjernvarme
Jesper Koch, Dansk Energi
Flemming G. Nielsen, Energistyrelsen
Kamma Holm Jonassen, Energitsynet
Leif Mortensen, affald danmark
Jacob Hartvig Simonsen, Renosam
Medlemmerne kan efter behov supplere sig.

Følgegruppens opgave er at bidrage med inspiration og sparring til konsulenten. Følgegruppen holder 3 møder: opstartsmøde primo april, midtvejsmøde ultimo juni, samt et afsluttende møde ultimo september inden afrapportering 1. november 2011.

Budget

Analysen gennemføres inden for en budgetmæssig ramme på 650.000 DKK fordelt på følgende måde:

Dansk Fjernvarme:	250.000 DKK
Dansk Energi:	150.000 DKK
affald danmark & Renosam:	150.000 DKK
Energistyrelsen:	50.000 DKK
Energitsynet:	50.000 DKK*

* Energitsynets bidrag medfinansierer gennemførelse af punkt 5. i kommissoriet

Bilag 2: Reguleringsprincipper

I dette bilag beskrives kendte reguleringsprincipper med henblik på regulering af såkaldte naturlige monopoler, som fjernvarmenettene er et eksempel på.

Overordnet set er der to grundprincipper, når det drejer sig om økonomisk regulering af de naturlige monopoler: Omkostningsregulering, hvor selskabet kan videreføre sine dokumenterede omkostninger til forbrugerne, og prisregulering, hvor prisen til forbrugeren fastlægges på et andet grundlag, eksempelvis historiske priser. Disse to grundprincipper kan kombineres med en række instrumenter der søger at sikre effektivisering, forbrugerbeskyttelse, investeringer etc. Her er benchmarking, årlig effektiviseringskrav, tvungen selskabsdannelse og forrentningsprocent for egenkapital typiske værktøjer.

De to grundprincipper har hver deres styrke og svaghed: Med omkostningsregulering opnås typisk god forbrugerbeskyttelse, men reguleringen indeholder ikke direkte et incitament til effektivisering. Med prisregulering opnås et effektiviseringsincitament, men samtidig er der mulighed for at selskabet kan opnå et betydeligt overskud ved at drive forretning i et monopolområde, hvilket kan ses som dårlig forbrugerbeskyttelse. Begge hovedprincipper kræver ofte en stærk regulator.

Naturligt monopol

Et naturligt monopol opstår i det øjeblik hvor ét enkelt selskab kan forsyne et marked billigere end flere konkurrerende selskaber. Dette optræder når stor-driftsfordele bevirker at den minimale effektive skala for forsyning af godet er en stor andel af det samlede marked. Det gælder fx distributionssektorer som vand, el, gas og også fjernvarmesektoren (Baldwin & Cave, 1999). Selskaber i disse sektorer optræder som regulerede monopoler opererer udenfor markedet og er ikke udsat for konkurrence.

Omkostningsregulering

Omkostningsregulering tager udgangspunkt i det regulerede selskabs omkostninger til drift, vedligehold og nødvendige investeringer. Ved omkostningsregulering søges at bestemme prisen, der må opkræves fra forbrugerne, ud fra dækning af omkostningerne. Udfordringen består typisk i at godkende de "nødvendige omkostninger".

Hvile i sig selv-princippet

Bestemmelsen

Hvile i sig selv-princippet benyttes typisk til at regulere de naturlige monopolars priser overfor forbrugerne, herunder fjernvarmesektorens. Princippet henleder typisk til, at kun de *nødvendige* udgifter kan indregnes i forbrugerprisen. Med andre ord må den pris, som selskabet opkræver, kun dække de faktiske, *nødvendige* omkostninger. Typisk vil der dog være mulighed for at få indregnet forrentning af indskudskapitalen.

Fordele og ulemper

Hvile i sig selv-princippet er blandt andet indført for at beskytte forbrugerne i forhold til de naturlige monopoler, som fjernvarmenettene udgør. Fordelene ved princippet er da også at det umiddelbart sikrer forbrugerne lave priser, fordi selskaberne ikke kan generere overskud over tid. Eventuelle gevinster ved effektiviseringer vil tillige direkte tilkomme forbrugerne. (Cowi, 2009)

Til gengæld giver hvile i sig selv-princippet ikke noget direkte incitament til omkostningseffektivitet hos selskaberne, da disse har mulighed for at få dækket sine omkostninger via forbrugerpriserne i det omfang de kan dokumentere, at det er *nødvendige* omkostninger (Cowi, 2009).

For forbrugerejede værker vil bestyrelsen typisk formidle forbrugernes ønske om effektivisering.

Omkostning+ regulering /afkastloft

Omkostning+ regulering kan ses som en udvidelse af hvile i sig selv-princippet og er et udtryk for at det regulerede selskab kan indregne de *nødvendige* omkostninger plus et fast eller variabelt beløb oveni dette i sin pris til forbrugeren. Plus-beløbet kan fx være kapitalafkastet i forbindelse med investeringer, også kaldet rate-of-return regulering eller afkastmål. Kapitalafkastet skal være af en størrelse der sikrer, at investorers vilje til at udvide eller forny selskabets aktiver opretholdes.

Fordele og ulemper

Ulempen ved omkostning+ regulering er, at det ligesom den rene hvile i sig selv-regulering ikke giver incitament til at effektivisere driften af anlæggene, da selskaberne ved at de blot kan dække høje driftsomkostninger gennem opkrævning af højere forbrugerpriser (Baldwin and Cave, 1999). En måde at overkomme dette på kan være, at regulator lader plus-tillægget være afhængigt af effektiviteten. (Cowi, 2009)

En anden ulempe er, at under rate-of-return regulering risikerer man at tilskynde overinvesteringer fordi de indtægter selskaberne tillades er baseret på størrelsen af kapitalinvesteringer. Spekulation i overestimering af kapitalafka-

stet ved selv mindre kapitalinvesteringer kan give selskaberne betydelig ekstraintjening, og det kan være vanskeligt for regulatoren fuldt at identificere overinvesteringer. (Baldwin and Cave, 1999)

Endelig er omkostning+ regulering administrativt tungt med den kontinuerlige prisfastlæggelse. (Baldwin and Cave, 1999)

Prisregulering

Ved prisregulering tages der udgangspunkt i den rene pris, det regulerede selskab opkræver fra forbrugerne, eller den indtægt selskabet har - uafhængigt af omkostninger. Ved prisregulering sættes typisk et konkret loft for den pris, selskabet må opkræve (fx per solgt enhed) eller et loft for, hvor stor en indtægt selskabet må have.

Prislofter

Ved prisloftregulering udstikkes et specifikt loft for, hvilke priser fjernvarmeselskaberne må opkræve forbrugerne. Fjernvarmeselskaberne har herefter mulighed for selv at beholde forskellen mellem omkostningerne og prisloftet eller de kan sænke priserne i forhold til dette loft. Prisloftet kan fastsættes efter forskellige værdier, fx historiske priser eller indtægter, substitutionsprisen, eller ved hjælp af benchmarking. (Cowi, 2009)

Imidlertid viser erfaringer med prislofter indenfor andre forsyningssektorer, som fx vandsektoren, at det er vanskeligt at vinde accept af at der kan tjenes profit på en kollektiv forsyning. Derfor vil modellen ofte være, ligeledes som i vandsektoren, at overskuddet i et eller andet omfang skal reinvesteres i selskabet eller sektoren. (Sørensen, 2010)

Indtægtsrammer

Indtægtsrammeregulering kan ansues som et loft for et selskabs indtægter, som typisk er bestemt af selskabernes historiske indtægter tillagt inflation. Loftet gives ofte som en ramme for en flerårig periode, hvor indtægterne for den samlede periode ikke må overstige rammen. Selskaberne kan efter denne model ligeledes umiddelbart selv beholde forskellen mellem deres samlede omkostninger og indtægtsrammen, såfremt dette besluttet. (Cowi, 2009)

I reguleringen af elnet anvender man begrebet indtægtsregulering. hvor indtægtsrammen er lig selskabernes indtægter i et bestemt år (2004), regnet i faste priser. Nærlæses loven, står der imidlertid at *"som led i denne regulering sikres det, at tarifferne i faste priser regnet som et gennemsnit ikke stiger i forhold til tarifferne pr. 1. januar 2004, idet kapital, der finansierer nødvendige*

nyinvesteringer, dog fortsat skal kunne forrentes og afskrives.”(Lov om elforsyning, § 70 stk. 2). Denne formulering fortæller, at det ikke er indtægten, der reguleres, men tariffen – således er den såkaldte indtægtsrammeregulering på elnetområdet snarere en prisloftregulering.

Fordele og ulemper

Fordelen ved prisregulering er, at de regulerede selskaber gives et økonomisk incitament til at effektivisere og optimere driften, så de opnår størst mulig fortjeneste. Regulator kan endvidere ved gradvist at sænke prisloftet for det enkelte selskab skabe yderligere incitament til effektiviseringer. (Baldwin and Cave, 1999)

Ulempen ved denne type regulering kan være den usikkerhed, der hersker om fremtidige omkostninger (som brændselspriser) og indtægter (fx elsalgspriser) indenfor reguleringsperioden. Usikkerhederne kan udhule selskabernes økonomiske grundlag i det omfang, at produktionsomkostningerne overstiger prisloftet. En indbygget fleksibilitet i forhold til usikre forhold bør derfor indbygges i reguleringen. (Cowi, 2009)

Formålet med prislofts- og indtægtsrammemodellen er at give incitament til effektiviseringer i sektoren, i det selskab kan tjene på at holde de samlede udgifter nede og derved øge deres profit. Udfordringen bliver derfor åbenlys, hvis selskabet ikke får mulighed for at profitmaksimere og kan derved miste incitamentet til at effektivisere.

Andre udfordringer kan være, at selskaberne bliver tilskyndet til at begrænse produktionen for at mindske de samlede omkostninger, og dermed er tilbageholdende overfor ny kundetilgang og udvidelse af fjernvarmeområderne. Desuden har prisloftreguleringen den ulempe, at usikkerhed om de fremtidige omkostninger samt efterspørgslen indenfor reguleringsperioden kan give risiko for, at indtægtsrammen ikke dækker de samlede produktionsomkostninger. (Cowi, 2009)

Opsummering af fordele og ulemper ved de to typer regulering

Nedenstående tabel opsummerer fordele og ulemper ved henholdsvis omkostningsregulering og prisregulering.

	Omkostningsregulering	Prisregulering
Fordele	Sikrer forbrugerne mod uforholdsmæssigt høje priser. Ved mulighed for at indregne kapitalafkast i prisen tilskyndes investorer til at foretage nyinvesteringer og vedligehold.	Giver incitament til effektivisering fordi der kan genereres overskud.
Ulemper	Tilskynder ikke til effektiviseringer af driften. Ren hvile i sig selv tilskynder ikke nødvendigvis til nyinvesteringer og vedligehold. Tilskynder ikke til omkostnings-effektive investeringer. Ved mulighed for at indregne kapitalafkast opstår risiko for overinvesteringer eller overestimering af kapitalafkast. Administrativt tungt for regulator.	Risiko for strategiske spekulationer for at maksimere prisloftet på bekostning af service og kvalitet. Svært at sikre de nødvendige investeringer. Hvordan sanktioneres effektivt? Udfordring at nå til enighed om prissætningen mellem forsyningsvirksomheden og regulator.

Tabel 14: Fordele og ulemper ved forskellige reguleringstyper.

Øvrige reguleringsmæssige redskaber

I tillæg til en omkostningsregulering eller prisregulering er der forskellige andre redskaber, regulator kan tage i anvendelse for at forbedre reguleringen.

Benchmarking

Benchmarking kan bruges i sammenhæng med flere af de nævnte reguleringsformer, herunder hvile i sig selv. Benchmarking er et udtryk for, at man sammenligner virksomheder ved hjælp af et eller flere nøgletal. Sammenligningen bruges til at pejle sig frem til den eller de virksomheder der leverer det bedste nøgletal og herefter enten bruger dette som fælles mållinje for alle virksomheder eller til at definere et nyt og mere ambitiøst mål for alle virksomheder.

Der findes mange forskellige benchmarking metoder. Her nævnes Best Practise og Yardstick metoden, som begge findes i forskellige varianter.

Best practise /procesbenchmarking	Best practise benchmarking eller procesbenchmarking henvender sig meget mod selve produktionsprocessen, hvor der foretages en ingeniørmæssig vurdering af effektiviteten i produktionen med fokus på et eller flere nedslagspunkter. Regulatoren sammenligner måske både danske og udenlandske selskaber og kommer frem til, hvordan man optimalt kan drive et selskab af en given karakter. (Cowi, 2009). Best practise benchmarking eller procesbenchmarking er blandt andet anvendt i vandsektoren (Sørensen, 2010).
Yardstick/resultatbenchmarking	Yardstick benchmarking eller resultatbenchmarking er en mere økonomisk metode til at udpege det mest effektive selskab at måle de andre op imod. Ved yardstick benchmarking bliver bestemte økonomiske nøgletal indsamlet fra alle selskaber, hvorefter regulatoren beregner et benchmark – fx gennemsnitsomkostningerne. Dette benchmark kan så efterfølgende bruges som en målestok for alle selskaber, fx i form af et prisloft eller en indtægtsramme. (Cowi, 2009)
Fordele og ulemper	Fordelen ved procesbenchmarking er at selskaberne gives et incitament til at effektivisere driften og søge at optimere produktionsmetoder og organisationsformer. Ulempen er, at det kan være vanskeligt at opnå enighed om, hvad der kan opfattes som optimal drift. Desuden optimeres der ikke yderligere end den bedst eksisterende praksis, der bliver anvendt som målestok, og nye og mere effektive produktionsmetoder bliver ikke medtaget. (Cowi, 2009) Filosofien bag Yardstick benchmarking er, at ved hele tiden at lade det mest effektive selskab definere benchmarket vil de mest effektive selskaber også bliver presset til at effektivisere yderligere efterhånden som de bliver indhentet på effektiviteten af de øvrige selskaber. (Cowi, 2009) En ulempe ved Yardstick metoden er på samme måde som ved best practise metoden, at man kun optimerer i forhold til de allerede eksisterende teknologier og organisering, og produktionsmetoder, og at der også her kan opstå uenighed om, hvad der økonomisk set er optimal drift. (Cowi, 2009) Endelig er det en udfordring ved benchmarking at finde frem til sammenlignelige måleparametre. Ofte er de forskellige selskaber ikke homogene i størrelse, anlægstype, ejerskab, tilslutning og rammevilkår og ofte opgøres økonomiske poster på forskellig vis fra selskab til selskab. En fælles standardiseret kontoplan med et overskueligt antal poster/målepunkter kan være en hjælp til at overkomme denne udfordring.

Obligatorisk selskabsdannelse

Obligatorisk selskabsdannelse har til hensigt at organisere offentlige virksomheder under samme regler som private selskaber. Metoden ses ofte som første skridt mod privatisering. Tanken bag selskabsdannelse er traditionelt, at ejerskab forventes at påvirke operatørens interesse i at effektivisere driften og ejerens interesse i at kontrollere operatørens effektivisering. I en offentlig virksomhed har operatøren ikke samme interesse i at effektivisere driften og ejeren (typisk kommunen) har ingen særlig interesse til at kontrollere operatøren. Et modargument kan være, at kommunen kan have en interesse i at varmepriserne holdes lave, dels for at tiltrække borgere og dels for hensyn til ejendomsskatten. Kommuner er tillige storforbrugere af varme og kan desuden have interesse i at opnå forrentning af indskudskapital, hvis en sådan eksisterer.

Fordele og ulemper

Obligatorisk selskabsdannelse høster ikke privatiseringens fordele, men indførelse af de processer der anvendes i private selskaber gør dem måske mere transparente og sammenlignelige. Private selskaber har desuden en anden armslængde til politiske særinteresser og konflikter, og man har muligheden for at udpege en direktør og en bestyrelse med forretningserfaring.

En udfordring kan dog være, at kommunerne for svært ved at forpligte forsyningsselskaberne til at bidrage til at opnå kommunens mål om service, kvalitet, miljø osv.

Tredjepartsadgang (TPA)

Tredjepartsadgang til distributionsnettet nævnes ofte i forbindelse med konkurrenceudsættelse af forsyningssektorer. Den simple forståelse er at adgangen til distributionsnettet åbnes op for flere producenter/leverandører og at der derved skabes konkurrence på produktionssiden. Der er imidlertid mange forskellige definitioner og forståelser af tredjepartsadgang i forskellig litteratur og studier. Blandt andet kan henvises til TPA-arbejdsgruppen i Dansk Fjernvarme, som sideløbende med denne analyse udarbejdet er særskilt notat om tredjepartsadgang.

Adgang til distributionsnettet

Desuden bør skelnes mellem tredjepartsadgang til at føre varme ind i et net og tredjepartsadgang til en bestemt kunde eller en afgrænset kundegruppe.

I denne rapport forstås tredjepartsadgang i forlængelse af ovenstående relativt snævert som det at give parter, uden økonomisk og juridisk tilknytning til nettene, ret til at benytte nettene på forud godkendte og offentliggjorte vilkår og tariffer, som gælder alle kvalificerede kunder, og som anvendes objektivt og ikke-diskriminerende. Når der i dette projekt tales om reguleret tredjepartsadgang er der, med mindre andet er angivet, tale om retten til at føde varme ind i et fjernvarmenet.

En bredere fortolkning findes i Rambølls rapport fra marts 2011 ”3. parts adgang til fjernvarmenettene”, hvor tredjepartsadgang defineres som:
”... at varmeproduktionen indenfor det potentielle forsyningsområde bør ske til de lavest mulige omkostninger. Det vil sige, at konkurrencedygtig varmeproduktion skal få adgang til kunderne og få højere prioritet end den mindre effektive varmeproduktion.”

I denne forståelse er det altså ikke alene et spørgsmål om at give adgang til distributionsnettet for tredjepart men også en prioritering af den mest konkurrencedygtige varmeproduktion. Dette vil formentlig også være resultatet af indførelse af det snævre begreb, eftersom kommunerne i forvejen er forpligtede til at vælge at aftage varme fra det samfundsøkonomisk bedste alternativ. Det skal dog i den forbindelse bemærkes, at det samfundsøkonomisk bedste alternativ ikke i alle tilfælde nødvendigvis er det selskabsøkonomiske alternativ.

Single buyer

En anden forgrening af tredjepartsadgang er single-buyer princippet. Dette princip handler ikke umiddelbart om adgang til nettet, men er baseret på at alle forbrugere har forhandlingsret med alle producenter. Netselskabet bliver i denne model som ”single-buyer” til et mellem-forhandlerled mellem forbruger og producent. Netselskabet skal aftage produktionen til den pris forbrugeren har forhandlet med producenten, såfremt den er lavere end netejers pris. Herefter er der en af to ting: A) netejeren videresælger varmen til den forhandlende kunde, inkluderende en transporttarif, eller B) netejeren køber energien til den lavere pris og fordeler fordelene ved den lavere produktionspris på alle forbrugere.

Langvarige kontrakter og TPA

En særlig problemstilling i forhold til tredjepartsadgang er tilstedeværelsen af mangeårige kontrakter mellem producenter og forbrugere. Mangeårige kontrakter varmeselskaber og producenter imellem kan lukke markedsadgangen for nye producenter, uanset tredjepartsadgang. Omvendt er det vanskeligt at forestille sig nyinvesteringer i fjernvarmeværker uden indgåelse af en langva-

rig kontrakt for levering. Dette modsætningsforhold mellem tredjepartsadgang og investeringer i konkurrerende alternativer til den eksisterende produktion vil i mange tilfælde udgøre en barriere for indførelse af TPA.

Unbundling

Ved indførelse af tredjepartsadgang vil der typisk kræves selskabsmæssig adskillelse mellem produktion og distribution (unbundling). I overvejelserne om indførelse af tredjepartsadgang i den svenske fjernvarmesektor er der foreslået en model, hvor kravet om unbundling først træder i kraft i det øjeblik, hvor en tredjepart træder ind i nettet. Således undgår man at pålægge små værker i mindre områder uden reel konkurrence unødvendige omkostninger.

Det er vigtigt at bemærke, at tredjepartsadgang ikke i sig selv sikrer konkurrence på produktionssiden, men er en forudsætning for, at konkurrence kan finde sted.

Opsummering af fordele og ulemper ved andre reguleringsredskaber.

Nedenstående tabel opsummerer fordele og ulemper ved de nævnte reguleringsredskaber.

	Fordele	Ulemper
Benchmarking	Gode betingelser for at håndtere heterogenitet ved gennemtænkt benchmarking. Et redskab til at tilpasse den økonomiske regulering det enkelte selskabs effektiviserings-potentiale.	Udfordring at håndtere selskabernes forskellighed – risiko for konflikter. Ressourcekrævende at håndtere heterogenitet. Vil miljøpåvirkninger eller andre kvalitetsforhold blive indregnet i benchmarking og hvordan?
Obligatorisk selskabsdannelse	Professionalisering af forretningsførelse. Armslængde til politiske interesser og konflikter. Transparens og sammenlignelighed til brug for benchmarking.	Kommunens evne til at forpligte selskaberne til at bidrage til at opnå kommunens mål om service, kvalitet og miljø kan være tvivlsom.
Tredjepartsadgang	Muliggør konkurrence på markedet ...	Vanskeliggør langtidskontrakter Medfører øget risiko ved investeringer ...

Tabel 15: Opsummering af fordele og ulemper ved reguleringsprincipper.

Regulering af naturlige monopoler i Danmark

En række sektorer i Danmark, typisk forsyningssektorerne, har traditionelt været karakteriseret som værende naturlige monopoler. Det drejer sig om:

- Fjernvarmesektoren
- Elsektoren
- Naturgassektoren
- Vandsektoren
- Affaldssektoren

Alle disse sektorer har før 2000 i forskelligt omfang været reguleret via hvile i sig selv-princippet. Fælles for sektorerne er også, at man har en statslig regulerende myndighed med ansvaret for reguleringen.

I tråd med den stigende liberaliseringstendens i EU og den nuværende regerings ønske om at konkurrenceudsætte forsyningssektorerne, har det længe været til diskussion at ophæve hvile i sig selv-princippet og lade forsyningssektorerne udsættes for konkurrence i retning af en liberalisering. Udviklingen i reguleringen af sektorerne er siden 2000 gået forskellig retning i forskelligt tempo.

I vand, el- og naturgassektorerne er der gradvist sket en liberalisering og kommercialisering af produktion og handel, mens den kommunale struktur og hvile i sig selv-reguleringen i stor udstrækning er bevaret for fjernvarme- og affaldssektorerne. Affaldssektoren er dog midt i en proces der peger i retning af stigende kommercialisering.

