CENTER FOR RESEARCH IN ECONOMICS AND MANAGEMENT

CREAM publikasjon nr 3 - 2010

Regulering av fjernvarme

Dag Morten Dalen, Espen R. Moen og
Christian Riis

BI HANDELSHØYSKOLEN

Regulering av fjernvarme

Utredning for Olje- og energidepartementet

Dag Morten Dalen

Espen R Moen

Christian Riis

7. november 2007

CREAM – Center for Research in Economics and Management

Handelshøyskolen BI

Innholdsfortegnelse

Forord 4
1 Konklusjoner og anbefalinger 5
1.1 Opprettholde tilknytningsplikten 5
1.2 Redusere maksimalprisen på fjernvarme 6
1.2.1 Marginalt nettap 7
1.2.2 Miljøbasert el-avgift 8
1.3 Fjerne investeringsstøtten til nye varmeprosjekter 8
1.4 Innfasing av nye maksimalpriser 10
1.5 Krav til samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser 11
1.6 Høy terskel for å investere i fjernvarme 12
2 Problemstillingen 13
3 Kostnadsstruktur i el- og varmeforsyningen 17
4 Fjernvarme i Norge – kostnader og tariffer 22
5 Dagens økonomiske rammebetingelser for fjernvarme 30
5.1 Konsesjonskrav 30
5.2 Maksimalpris på varme 30
5.2.1 Prisen på elektrisk oppvarming 31
5.2.2 Tilknytningsplikt og klagerett 32
5.2.3 Nettleien 33
5.3 Investeringsstøtte 35
6 Effektiv nettutnyttelse - optimal prisstruktur 37
6.1 Marginalkostnadsregelen 38
6.2 Dekning av faste kostnader 41
6.3 Fjernvarme versus elektrisk oppvarming 44
6.3.1 Alternativ I: Elektrisk oppvarming 46
6.3.2 Alternativ II: Etablering av varmedistribusjon 47
7 En hensiktsmessig regulering av fjernvarme 50
7.1 Tilknytningsplikt 51
7.2 Maksimalpris på fjernvarme 55

7.3 Prisen på elektrisk oppvarming 59
7.3.1 Nettleien 60
7.3.2 Kraftprisen 65
7.3.3 Avgifter 68
7.4 Fjernvarme sin rolle i en ambisiøs miljøpolitikk 69
7.5 ENOVAs investeringsstøtte til fjernvarme 75
7.6 Investeringer under usikkerhet 76
7.7 Fjernvarme og forbedret kraftbalanse 77
Referanser 79

Forord

I denne rapporten vurderer vi reguleringer av fjernvarmesektoren i Norge. Utgangspunktet for analysen er hensynet til en samfunnsøkonomisk effektiv energiforsyning. Prinsippene for effektive investeringer i energiinfrastruktur identifiseres, og sentralt i rapporten står vurderinger av hvilke implikasjoner disse prinsippene har for en hensiktsmessig regulering av varmesektoren.

Utredningen er utført på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Prosjektleder har vært professor Dag Morten Dalen.

I prosjektperioden har vi hatt nyttige samtaler med representanter for Norsk Fjernvarme, NoBio, NVE og Sintef Energi. Konklusjonene i rapporten er forfatternes egne, og reflekterer ikke nødvendigvis synspunkter som støttes av disse.

I tillegg har utredningen trukket på innsikt fra prosjektet *"Regulering av parallell infrastrukturer: El, gass og fjernvarme"* utført av ECON, Handelshøyskolen BI og Møreforskning for EBL Kompetanse.

Rapporten er organisert som følger. Kapittel 1 presenterer konklusjoner og anbefalinger. Kapittel 2 introduserer problemstillingen i rapporten. Kapittel 3 gir en generell beskrivelse av kostnadsstrukturen el- og varmedistribusjonen, samt alternativene desentralisert oppvarming basert på olje og biomasse. Kapittel 4 beskriver utviklingen av fjernvarme i Norge. Vi dokumenterer kostnads- og prisnivået i fjernvarmebransjen.[1] Kapittel 5 beskriver relevante reguleringer av fjernvarme i Norge. Kapittel 6 gir en generell fremstilling av kriteriene for effektiv utnyttelse av energiinfrastruktur, og avslutter med en redegjørelse for kriteriet for effektive fjernvarmeinvesteringer. I kapittel 7 vurderes dagens regulering av fjernvarme.

[1] Dette kapitlet baseres seg i stor grad på resultater prosjektet "Regulering av parallell infrastrukturer: El, gass og fjernvarme" utført på for EBL Kompetanse i samarbeid med ECON og Møreforskning.

1 Konklusjoner og anbefalinger

I denne rapporten vurderer vi dagens regulering av fjernvarme, samt varmesektorens rammebetingelser mer generelt, i lys av kriteriene for en samfunnsøkonomisk effektiv energiforsyning. Samfunnsøkonomiske analyser skiller seg fra bedriftsøkonomiske analyser blant annet ved at eksterne virkninger som miljøkostnader hensyntas.

Hovedkonklusjonene i rapporten er:

1. **Tilknytningsplikten som er hjemlet i Plan- og bygningsloven opprettholdes.**

2. **Prinsippet om maksimalprisregulering av fjernvarme opprettholdes, og prisen for elektrisk oppvarming fremstår som en hensiktmessig referanse for denne.**

3. **For å sikre samfunnsøkonomisk effektivitet senkes maksimalprisen til et nivå betydelig under dagens.**

4. **ENOVAs investeringsstøtte for fjernvarme avvikles. Myndighetene besitter langt bedre virkemidler for å utøve en ambisiøs miljøpolitikk.**

Tiltakene vil utløse et kraftig fall i lønnsomheten av nye fjernvarmeinvesteringer, og vil sannsynligvis føre til investeringsstans, i hvert fall på kort sikt. Økonomisk skjerming av fjernvarme er et lite egnet miljøpolitisk tiltak. Et økt miljøpolitisk ambisjonsnivå vil derfor ikke endre vår anbefaling om å fjerne investeringsstøtten.

Begrunnelsene for våre anbefalinger bli mer inngående underbygget i de etterfølgende kapitlene. Nedenfor omtaler vi hovedkonklusjonene.

1.1 Opprettholde tilknytningsplikten

Et fjernvarmeanlegg har karakter av å være et kollektivt gode. Når infrastrukturen først er på plass, vil nye brukere ikke ha negative innvirkninger på de eksisterende abonnentene i anlegget. Lønnsomheten av å investere i en slik infrastruktur avhenger av den samlede betalingsviljen for fjernvarme i konsesjonsområdet. Hvis denne

betalingsviljen, hensyntatt de samme kundenes tilgang til alternativ oppvarmingskilder, overstiger kostnadene, vil investeringen være lønnsom.

Problemet med kollektive goder er imidlertid at det kan oppstå problemer med å omsette betalingsvilje til faktisk betaling. En måte å løse dette problemet på er anvendelse av tilknytingsplikt.

1.2 Redusere maksimalprisen på fjernvarme

Som hovedprisnipp skal fjernvarme etableres bare når dette gir lavere samlede kostnader i energiforsyningen, hensyntatt aktuelle miljøkostnader. Fjernvarme bidrar til å overføre varmeforbruket fra hovedsakelig elektrisk kraft og olje til varme produsert sentralt med hjelp av avfall, biomasse, elektrisk kraft og olje.

Den samfunnsøkonomiske verdiskapningen til fjernvarme består av de reduserte energi- og miljøkostnader knyttet til andre oppvarmingsløsninger som ellers ville blitt benyttet. Fjernvarmeinvesteringer bør bare være bedriftsøkonomisk lønnsom dersom den totale fjernvarmekostnaden ikke overstiger disse besparelsen. For elektrisk oppvarming utgjør besparelsene reduserte kraftkostnader, reduserte kostnader i nettet og reduserte miljøkostnader av kraftproduksjonen.

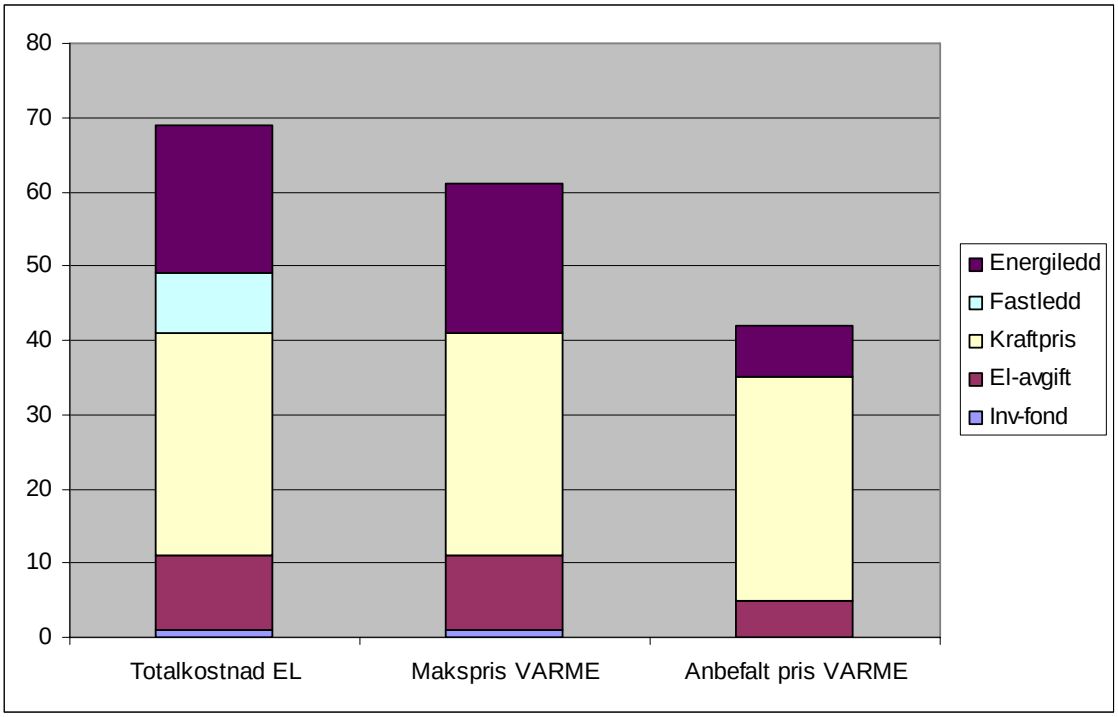
Analysen av disse komponentene begrunner etablering av følgende maksimalpris på fjernvarme:

(1) Marginale nettaps- og effektkostnader i elnettet +

(2) Kraftprisen (basert på gj.snittlig spotpris) +

(3) Miljøbasert el-avgift

Følgende figur illustrerer den anbefalte maksimalprisen sammenlignet med dagens praksis:



Figur 1: Skisse av forslag til ny maksimalpris. Eks. mva.

I dagens praksis er det kun fastleddet som tas ut av beregningsgrunnlaget, mens de øvrige komponentene, inklusiv avgifter inngår.

1.2.1 Marginalt nettap

Det samfunnsøkonomiske argumentet for å fjerne fastleddet tilsier samtidig at energileddet er for høyt som referanse for prising av fjernvarme. Energileddet reflekterer i dag store faste nettkostnader. For å illustrere prinsippet, er energileddet i søylen til høyre justert ned fra om lag 20 øre/kWh til 7 øre/kWh, men det understrekes at dette ikke er basert på kvantitative analyser fra vår side. Det må utarbeides et opplegg for å beregne variable nettaps- og effektkostnader på en måte som lar seg implementere i reguleringen. Denne komponenten vil variere fra området til området, men ligge betydelig under dagens nivå på energileddet.

1.2.2 Miljøbasert el-avgift

El-avgiften er til dels en fiskal avgift som ikke er forankret i miljøkostnadene ved kraftproduksjonen. Den miljøbaserte el-avgift som foreslås innberegnet i maksimalprisen bør kun reflektere kostnadene ved naturinngrep knyttet til vannkraftproduksjonen. Miljøkostnadene ved at det nordiske kraftsystemet støttes av forurensende kraftverk tas hensyn til gjennom kvoteplikt og eventuelt særavgifter, som igjen over tid vil bakes inn i kraftprisene. Utslipp av klimagasser er et kollektivt globalt problem. Hvis norske myndigheter vurderer dagens klimapolitikk som for mild, og av den grunn ønsker ensidig å implementere strengere tiltak, vil en generell "skattelegging" av norsk elforbruk være dårlig egnet som virkemiddel. I figuren er derfor den miljøbaserte el-avgiften justert ned til 5 øre/kWh, men i prisnippet bør det foretas separat verdsetting av miljøkostnadene ved ekspandert vannkraftutbygging og kun belaste produsentene av norsk vannkraft.

> **Den eksakte reduksjonen i varmeprisen som dette forslaget innebærer er usikkert, og innenfor rammen av prosjektet har det ikke vært rom for å foreta egne beregninger av marginalkostnadene i nettet og miljøkostnaden ved vannkraftutbygging. Allikevel fremstår en betydelig prisreduksjon i størrelsesorden 30 til 50 prosent som realistisk.**

1.3 Fjerne investeringsstøtten til nye varmeprosjekter

Gjennom perioden 1999-2006 har staten utbetalt 781 mill. kroner i investeringsstøtte til varmeprosjekter. Denne støtten har utløst investeringer på totalt 5,35 mrd. kroner. En målrettet miljøpolitikk bør ikke stimulere til overgang fra elektrisk eller oljebasert oppvarming gjennom særskilte investeringsstøtteordninger for fjernvarmeanlegg. Tilknytningsplikten, kombinert med varmeselskapenes foreslåtte anledning til å fastsette varmepriser på nivå prisen på elektrisk oppvarming, er tilstrekkelig til å sikre varmebransjen miljøtilpassede rammebetingelser.

Hvis fjernvarme kan dekke kundenes oppvarmingsetterspørsel til en lavere samfunnsøkonomisk kostnad enn de eksisterende alternativene, vil den foreslått reguleringen sikre at prosjektet også er bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Hvis den foreslåtte reguleringen av varmebransjen gir for lav lønnsomhet av en fjernvarmeinvestering, vil anlegget med stor sannsynlighet også være samfunnsøkonomisk ulønnsomt å gjennomføre. Dette skyldes at miljøproblemene ved bruk av elektrisk kraft eller oljebasert fyring allerede er korrigert for gjennom miljøpolitiske virkemidler som CO2-kvoter og særavgifter.

Hvis myndighetene mener disse virkemidlene ikke er dimensjonert kraftig nok, vil et mer treffsikkert tiltak være å endre dimensjoneringen direkte gjennom å øke særavgiftene på de aktivitetene som skaper miljøproblemene, eller påvirke det samlede utslippene av klimagasser direkte gjennom etablerte kvotesystemer. Hvis myndighetene mener at miljøbelastningen ved oljefyring er stor, vil høye særavgifter (eller direkte forbud) være et effektivt tiltak. Det vil ha som sideeffekt å styrke lønnsomheten av fjernvarme, og andre miljøvennlige oppvarmingsløsninger.

Hvis myndighetene forsøker å løse en for svak dimensjonering av de miljøpolitiske virkemidlene med særskilt investeringsstøtte til fjernvarme, er det, for det første, usikkert om det har den ønskede miljøeffekten, og, for det andre, risikerer myndighetene å bidra til at det beste alternativet ikke velges.

Når ENOVAs investeringsstøtte utformes slik at anlegget skal komme opp på en forventet avkastning som gjør at investorene er villig til å investere i anlegget, har myndigheten ikke lenger noen garanti for at varmeanlegget faktisk er det samfunnsøkonomisk mest gunstige alternativet.

Det beste argumentet for investeringsstøtte er knyttet til teknologiutvikling. Selskap som lykkes med å utvikle ny og mer miljøvennlig energiforsyningsteknologi skaper ofte verdier utover det som materialiserer seg som profitt i selskapet. Slike positive

eksterne virkninger av FoU-innsats er et argument for økonomisk støtte. Ren investeringsstøtte til etablering av kjent varmeteknologi faller ikke i denne kategorien.

Støtten som gis bør ha en langt mer avgrenset funksjon som forsknings- og utviklingstøtte til ny energiteknologi.

1.4 Innfasing av nye maksimalpriser

Fjerning av investeringsstøtte, kombinert med reduserte maksimalpriser, vil høyst sannsynlig medføre stans i fjernvarmeinvesteringene. Hvis det skjer, følger det av vår analyse at fjernvarme per i dag ikke er et samfunnsøkonomisk lønnsomt alternativ.

Det kan endre seg lengre frem i tid. Det er flere usikkerhetsfaktorer for lønnsomheten av fjernvarme. Disse er prisene på elektrisk kraft, klima, miljøpolitikken i Norge og internasjonalt og teknologiutviklingen. En innstramming av klimapolitikken, kan med dagens europeiske energisystem gi betydelig økte priser både på olje og elektrisk kraft. Slår dette til, vil posisjonen til fjernvarme styrkes.

Hovedanliggende i vår analyse har vært å utlede rammebetingelser som sikrer en effektiv utvikling av markedet for oppvarming i Norge. Det sentrale i så måte er de fremtidige investeringsbeslutningene som fattes av energiselskapene. For allerede etablerte varmeanlegg er situasjonen en annen. Her er det allerede foretatt store irreversibel investeringer i infrastruktur, og disse er det lønnsomt for samfunnet å utnytte så lenge de variable energikostnadene i anleggene ikke overstiger de variable kostnadene i alternativene.

Eksisterende anlegg bør derfor gis rammebetingelser som sikrer at samfunnet fremdeles kan nyte godt av investeringene. Det kan gjøres på flere måter. En økonomisk restrukturering der varmeselskapene tvinges ned til de foreslåtte lave varmeprisene vil sannsynligvis gi konkurser i varmebransjen som åpner for ny drift med nedskrevne anlegg. Dette er imidlertid et urimelig alternativ, der ny reguleringspraksis får svært negative konsekvenser med tilbakevirkende kraft for varmebransjen.

Eksisterende anlegg bør derfor tillates å videreføre eksisterende prisavtaler. Disse prisavtalene, selv om altså prisene er høyere enn alternativkostnadene, har ikke de samme uheldige konsekvensene siden investeringsbeslutningene er ugjenkallelige. Det avgjørende er at nye anlegg ikke etableres med tilsvarende prisrammer. Nye anlegg bør bare komme til dersom de finner lønnsomhet uten investeringsstøtte og med den foreslåtte maksimalprisen.

1.5 Krav til samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser

I henhold til energiloven plikter selskap som har anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjon å delta i energiplanleggingen. I forskrift er dette presisert nærmere, og gir blant annet det enkelte nettselskap med områdekonsesjon plikt til å utarbeide en offentlig energiutredning. Målet med utredningen er å sikre koordinering av kommunal planlegging (areal, plan- og bygning) og beslutninger hos energiselskaper og sentrale myndigheter (inkl. regulator), for på den måten å sikre effektiv energiforsyning.

I det enkelte område vil aktuelle energiløsninger kunne være mange, og vurderingene av hva som er de beste alternativene til dels kompliserte. Dagens rammebetingelser gir for sterke investeringsinsentiver for fjernvarme. Dette kan forsøkes løst ved å stille strenge krav til dokumentasjon av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et fjernvarmeanlegg. De bedriftsøkonomiske insentivene til å investere stagges ved å skjerpe kravene for konsesjon. Hvis et selskap oppnår konsesjon, vil dagens rammebetingelser gi for høye varmepriser, men dette er et mindre problem dersom myndighetene med rimelig sikkerhet har fastslått at fjernvarmealternativet er det samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet.

Slike analyser krever at det brukes tilstrekkelig med ressurser på å vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av ulike lokale energiløsninger, og myndighetene bør etablere systemer for uavhengig kvalitetssikring av analysene. En mulighet er å

etablere et system etter samme mal som statens kvalitetssikring av egne investeringsprosjekter.

Selv om de statlige investeringsmidlene i fjernvarmeprosjektene er mer beskjedne enn det som ligger inne i store statlige investeringsprosjekter, gjør tilknytningsplikten og den tilhørende prisreguleringen krav på en tilsvarende kontroll med konsesjonstilsagn.

1.6 Høy terskel for å investere i fjernvarme

Sverige og Danmark trekkes ofte frem på grunn av sin omfattende satsing på fjernvarme. Historien bak det store innslaget av fjernvarme i disse landene starter på 1960- og 70-tallet. I Sverige med omfattende kommunal boligbygging i de store byene og i Danmark med bl.a. energikrisene på 70-tallet. Dette er et dårlig utgangspunkt for å motivere en tilsvarende satsing i Norge 40-50 år senere.

Lønnsomheten av de store irreversible investeringene i fjernvarmeanlegg er kritisk avhengig av teknologi, økonomi og klima de neste 30 årene. Det er betydelig usikkerhet knyttet til energimarkedene i et 30-års perspektiv.

Nye energiteknologier kan gjøre fjernvarme til et dårlig alternativ. Det skjer løpende utvikling innen isoleringsteknologi, nye former produksjon av elektrisk kraft (vind, bølge, sol, C02-frie gasskraftverk). Samtidig spår klimaforskerne mildere og våtere klima i Norge. Hvis det slår til, vil kapasiteten i vannkraftsystemet øke, og oppvarmingsbehovet avta.

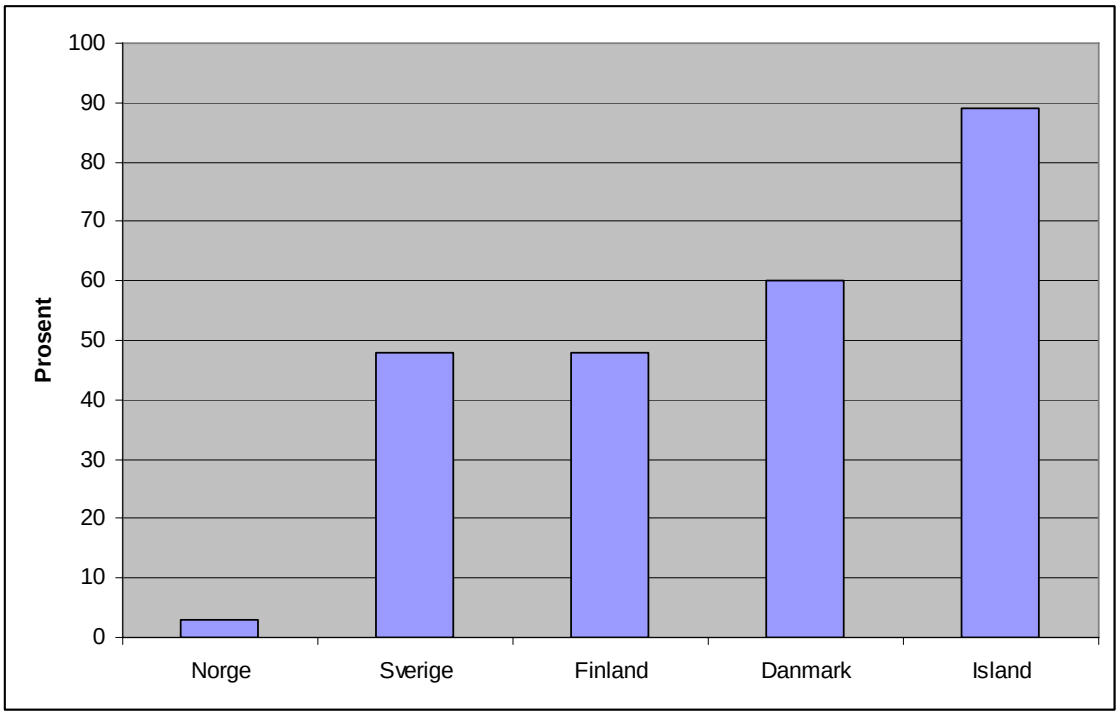
Dette er ikke uforenelig med lønnsomme fjernvarmeinvesteringer, men kombinasjonen av usikkerhet om det fremtidige markedet og behov å store irreversible investeringer tilsier både bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske høye terskler for å utløse investeringene i dag.

2 Problemstillingen

Bedrifter og husholdninger i Norge har tradisjonelt dekket sitt oppvarmingsbehov med elektrisitet, olje og biobrensel. Det totale varmeforbruket i 2005 var 67,5 TWh, hvorav 62 TWh ble dekket av disse tre energikildene (33 TWh med elektrisitet, 17 TWh med olje og 12 TWh med biobrensel).[2] Fjernvarme har i nasjonal sammenheng en marginal plass, med et samlet forbruk på 2,5 TWh i 2005. En stor del av fjernvarmeforbruket finner sted på Østlandet og i de største byene. Viken Fjernvarme i Oslo er den største aktøren med en samlet produksjon på om lag 1 TWh. I Trondheim forsynes over 5000 husholdninger og 500 bedrifter med fjernvarme, og denne produksjonen dekker om lag 30 prosent av oppvarmingsforbruket i byen. Investeringene i nye anlegg og ekspansjon av eksisterende anlegg har økt de senere årene. Veksten går sammen med økte utbetalinger av statlig investeringstøtte.

Målt i forbruk per innbygger er fjernvarmeforbruket i Norge svært lavt sammenlignet med andre nordiske land. Av naturlige årsaker skiller Island seg ut med svært høyt fjernvarmeforbruk, men også i Sverige og Danmark spiller fjernvarme en langt viktigere rolle i varmeforsyningen enn i Norge. I Danmark er om lag 60 prosent av alle husstandene tilknyttet et fjernvarmeanlegg, og disse anleggene dekker 60 prosent av Danmarks oppvarmingsforbruk (Jacobsen m.fl., 2004). Figuren nedenfor viser fjernvarmens andel av energiforbruket som går til oppvarmingsformål i Norden.

[2] I følge informasjon publisert på Norske Fjernvarme sin hjemmeside (www.fjernvarme.no).



Figur 2: Fjernvarmens andel av energiforbruket til oppvarmingsformål.

Kile: Cicerone, nr. 6, 2004

Det er nok en rekke forhold som ligger bak disse forskjellene. Potensielle forklaringsfaktorer er bosetningsmønster og typer bolighus, prisen på alternative energikilder til oppvarming og politiske beslutninger. Selv om Sverige har et stort forbruk av fjernvarme i husholdningene, er forbruket først og fremt konsentrert til blokkbebyggelsen. I 2005 gikk det med om lag 31 TWh til oppvarming av svenske småhus. Kun 4 TWh av dette ble dekket av fjernvarme. Til sammenligning var energiforbruket til oppvarming av flerbostadshus 26 TWh, men her ble hele 23 TWh dekket av fjernvarme.[3] Store byer med høyere andel blokk- og leilighetsbebyggelse har et større potensial for bruk av fjernvarme.

Norge har et annet bosettingsmønster, og dette endrer det økonomiske potensialet for fjernvarme sammenlignet med Sverige. Rørbasert distribusjon av varmt vann er forbundet med betydelige stordriftsfordeler, og disse utnyttes bedre ved konsentrert bosetting. Mens boligblokker utgjør i underkant av 25 prosent av samlet bygningsareal

[3] Hentet fra ”Historien om svensk fjernvarme”. Fordrag holdt av Sven Werner på Enovas varmekonferanse, januar 2007.

i Sverige, er den tilsvarende andelen i Norge omlag 8 prosent. De store boligbyggeprogrammene i svenske byer på 1960-tallet ble gjennomført i kommunal regi, og kommunene valgte i stor utstrekning varmesystemer basert på fjernvarme (Westin og Lagergren, 2002).

Prisen på elektrisk oppvarming varierer til dels betydelig mellom de nordiske landene. Både Sverige og Danmark har gjennomgående hatt høyere priser enn i Norge. Dels skyldes dette avgiftspolitikken, men også at norske forbrukere tidligere nødt godt av tilgang på billig vannkraft. Danmark og Sverige har hatt større innslag av varmebasert produksjon av elektrisk kraft som kull, olje/gass og kjernekraft. Før etableringen av et nordisk kraftmarked var disse forskjellene betydelige. I Danmark var mye av varmeforsyningen tidligere dekket av desentraliserte oljefyrte kjeler. Høye oljepriser på 1970-tallet utløste politiske tiltak, som blant annet besto av utbygging av fjernvarmeanlegg med tilknytningsplikt. Særlig i Danmark ga produksjon av elektrisk kraft muligheter for samproduksjon av kraft og varme.

Introduksjonen av kjernekraft i Sverige og statlige energieffektiviseringsprogrammer resulterte dessuten i overskuddskapasitet i elkraft-produksjonen gjennom 1980- og deler av 1990-tallet. Denne tilgangen på billig kraft stimulerte lokale varmesystemer basert på elektrisk kraft, og fjernvarmeselskapene investerte i kjeler basert på elektrisk oppvarming (Westin og Lagergren, 2002).

Spørsmålet som besvares i denne rapporten er hvorvidt de regulatoriske virkemidlene som påvirker økonomien i fjernvarmebransjen sikrer samfunnsøkonomiske effektive energiløsninger for oppvarming. Problemstillingen er særlig aktualisert av oppmerksomheten som nå rettes mot miljøvennlig energiforsyning. Bruk av fjernvarme er ansett som en miljøvennlig form for oppvarming. Selv om el, gass og olje historisk har vært viktige for varmeproduksjon, rettes utviklingen nå først og fremst mot bruk av avfall, biomasse og spillvarme fra industri og kraftproduksjon i varmeproduksjonen.

Vår oppgave er å vurdere hvilke rammebetingelser fjernvarmeselskapene bør operere innenfor for i best mulig grad å oppnå samfunnsøkonomiske effektive varmeløsninger. Rammebetingelsene for fjernvarme må vurderes sammen med rammebetingelsene for andre energiløsninger basert på elektrisitet, olje og biobrensel. Den dominerende rollen

til elektrisk oppvarming i Norge, gjør rammebetingelsene for dette alternativet særlig viktig. Dette er også eksplisitt tatt inn i reguleringen av fjernvarme, gjennom å koble fjernvarmeprisene til prisen på elektriske oppvarming. Andre energiløsninger, og da særlig for større næringskunder, har tradisjonelt vært oljebasert oppvarming. Dette markedssegmentet er viktig for fjernvarmeselskapene, men dette er underlagt en mildere regulering. Her foregår det en mer markedsbasert fastsettelse av varmeprisene. Myndighetene spiller her en mer indirekte rolle – først og fremst gjennom å fastsette nivået på særavgifter og investeringsstøtte.

3 Kostnadsstruktur i el- og varmeforsyningen

Som annen nettbasert distribusjon av energi er distribusjon av elektrisk kraft underlagt økonomisk regulering. Begrunnelsen for å regulere distribusjon av energi som elektrisk kraft og varme er at store infrastrukturinvesteringer skjermer de etablerte infrastrukturselskapene mot konkurranse. Fravær av konkurranse, som er ønskelig i disse tilfellene, gir selskapene en monopolstilling som de ellers kan utnytte til å sette prisene for høyt.

Prisen for distribusjon av el og varme (tariffen) er generelt todelt. En del er en fast innbetaling uavhengig av kundens faktiske forbruk – heretter kalt *fastleddet*. Den andre delen utgjør en fast betaling per volumenhet (kWh) – heretter kalt *energileddet*.[4]

Dersom det er ledig kapasitet i nettet, utnyttes nettet best dersom energileddet kunden betaler reflekterer marginalkostnaden i nettet. Kostnadene som varierer med den enkelte kundenes energiforbruk er svært lave i forhold de faste forbruksuavhengige kostnadene i nettet. Marginalkostnadsprising alene medfører derfor at selskapene ikke klarer å dekke inn totale kostnader.

Fravær av konkurranse innebærer ikke nødvendigvis at energileddet faller sammen med tradisjonelle monopolpriser. Selskapene benytter også fastleddet til å ta inn inntekter, og generelt vil et høyt energiledd måtte kompenseres for med et lavere fastledd. Selv om elektrisitet og varme er svært viktig for bedrifter og husholdninger, og betalingsviljen for å få koble seg til elnettet for de aller fleste er betydelig, vil betalingsviljen variere. Noen kunder har et relativt lavt forbruk mens andre er villig til å betale mye for et større forbruk. Gitt at energiselskapene ikke kan utøve perfekt prisdiskriminering (dvs. å operere med priser som er skreddersydd den enkelte kundes betalingsvilje), vil både energileddet og fastleddet bidra til å dekke totalkostnadene.

[4] Samtlige nettselskaper opererer med både fastledd og energiledd, mens enkelte fjernvarmeleverandører kun opererer med energiledd. Større næringskunder betaler også effektledd.

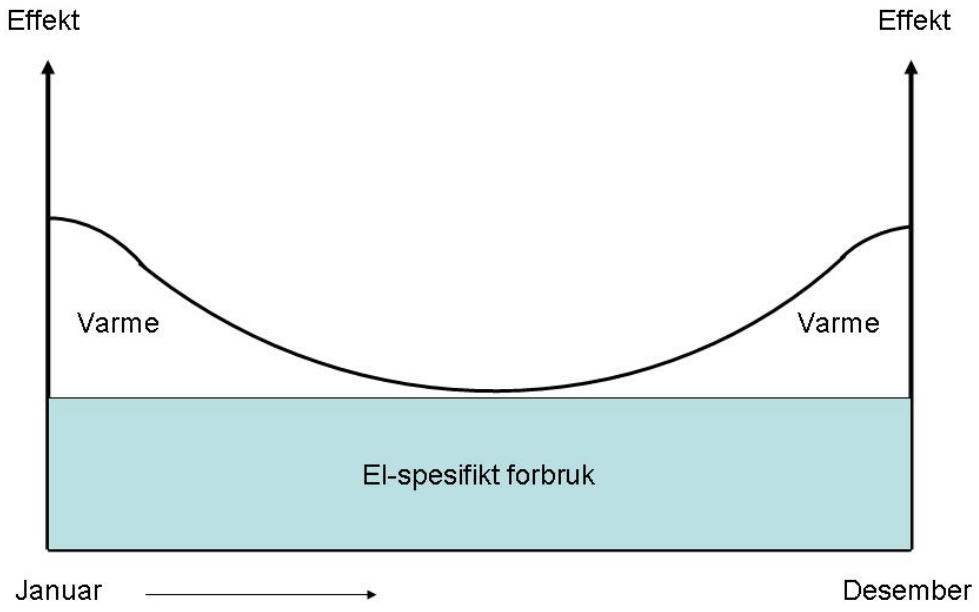
Det er utviklet en stor litteratur om hvordan prisene optimalt bør settes i naturlige monopoler for å sikre optimal utnyttelse og dimensjonering av tjenestene. Denne innsikten er oppsummert i en rekke utredninger om nettregulering i Norge (se blant annet von der Fehr et al., 2002 og ECON, 2006). I kapittel 6 redegjør vi for hovedprinsippene.

Kostnadene ved å bruk av elektrisk kraft er todelt, og består av kraftprisen og kostnadene ved transmisjon og lokal distribusjon. Begge komponentene er med på bestemme lønnsomheten av fjernvarme som alternativ til elektrisk oppvarming.

Kostnadene ved at den enkelte kunde øker sitt forbruk av elektrisk kraft utløser svært lave overføringskostnader så lenge det er ledig kapasitet i nettet. Kostnadene består hovedsakelig av energitapet i nettet, og størrelsen på dette tapet, når den verdsettes med spotprisen på kraft, utgjør kun om lag 10 % av nettselskapenes totale kostnader (ECON, 2006). Øvrige kostnader til drift- og vedlikehold og nettkapital er uavhengig av kundenes løpende beslutninger om bruk av elektrisitet.

Nettets fysiske utstrekning er uavhengig av en eventuell utbygging av fjernvarme. Alle har et elspesifikt forbruk for drift av maskiner (kjøkkenutstyr, TV, datamaskiner, kjøleskap og frysere) og belysning. Fjernvarme kan således ikke erstatte nyinvesteringer i nettet ved etablering av nye bolig- og næringsområder, og det kan heller ikke erstatte nødvendige utskiftninger i det lokale nettet.

Fjernvarme avlaster imidlertid effektbehovet, og i prinsippet også dimensjoneringsvalgene ved ny- og reinvesteringer. Effektbelastningen fra oppvarming følger en syklus med topp i vintermånedene og bunn i sommerperioden.



Figur 3: Sesongsvingninger i effektbelastningen.

Det er et empirisk spørsmål hvorvidt effekten på dimensjoneringsvalgene er stor, men kostnadene ved kabler, linjer og transformatorer er relativt lite følsomme for effektdimensjoneringen (ECON, 2006). Selv om vi ser på de langsiktige variable kostnadene i nettet, dvs. kostnadene ved dimensjonering og drift av nettet, vil andelen av eldistribusjonskostnadene som fjernvarme kan påvirke kun utgjøre en mindre del av samlede nettkostnader.

Det ligger utenfor ramme av dette prosjektet å vurdere eksakt hvor stor denne andelen er. Andelen forventes å variere fra område til område. Dette berøres nærmere i diskusjonen av reguleringsregimet for fjernvarme i kapittel 7.

Den viktigste fjernvarmefølsomme kostnaden ved elektrisk oppvarming er selve energikostnaden, og kostnaden er her bestemt av situasjonen i det nordiske kraftmarkedet.

Fjernvarme er kjennetegnet ved en enda større andel faste kostnader. Produksjon av fjernvarme ved bruk av spillvarme og avfallsforbrenning har lave energikostnader. I prinsippet kan det tenkes negative energikostnader dersom avfallsforbrenningen erstatter annen og mer kostbar håndtering av avfall. Myndighetene stiller strenge krav til avfallshåndtering, og dette bidrar til å gjøre alternativet til forbrenning i mange kommuner kostbart. Fjernvarmeanlegg vil derfor kunne motta en betaling for å brenne avfallet.

Fjernvarmeanlegg basert på avfall har avtaler med kommunene som innebærer at avfallet forbrennes uavhengig av varmeforbruket. I slike tilfeller er de samfunnsøkonomiske marginale energikostnadene lik null. Dette gjelder imidlertid bare innenfor kapasitetsgrensen for de avfallsfyrte varmesentralene. Kostnadene per kW effekt for avfallsanlegg er svært høye sammenlignet med effektkostnadene i olje eller elfyrte anlegg. Fjernvarmeanleggene vil derfor være utformet slik at varmeproduksjonen støttes med olje og el i spisslastperioder, mens avfall og biomasse utgjør den stabile grunnlastproduksjonen.

Marginalkostnadene i fjernvarmeanleggene vil derfor variere mye over året. I spisslastperioder er marginalkostnadene bestemt av olje- eller elprisene, mens den i grunnlastperioden kan være svært lav og reflektere alternativkostnaden på biomasse eller avfall.

Den lange levetiden på fjernvarmeinvesteringene tilsier en høyere terskel for iverksetting av investeringene. Både den fremtidige energiteknologien og det fremtidige varmebehovet er usikre størrelser, og dette tilsier forsiktighet med å foreta kostbare irreversible valg i dag. Denne usikkerheten innebærer selvsagt ikke at fjernvarme kan være et lønnsomt alternativ allerede i dag, men det vil bare være det dersom kostnadene er vesentlig lavere enn i alternativet, for eksempel elektrisk oppvarming. Infrastrukturen for elektrisk kraft vil uansett måtte etableres og effektkapasitet har relativt liten innvirkning på kostnadene.

Lokal varmeproduksjon basert på olje eller biobrensel har en annerledes kostnadsstruktur. Her ligger hovedkostnaden på selve energikilden og det lokale varmeutstyret. Transporten er mer fleksibel siden den ikke krever de samme

irreversible investeringene i noe nettverk. Veitransport med laste- og tankbiler har derfor lave etableringsbarrierer som sikrer raske tilpasninger lokalt ved endringer i etterspørselen. Kostnaden på energikilden fastsettes også i et konkurranseutsatt marked. Oljeproduktene som inngår i oppvarming følger prisene på råolje, og fremstilling av biomasse inngår i et markedet med mange aktører og konkurranse på tvers av landegrensene.

Biobrensel produseres av det samme råstoffet som inngår i andre treprodukter, som for eksempel sponplater. KanEnergi (2007) rapporterer om at økt etterspørsel etter norsk flis i Sverige presser prisene for norske plateprodusenter. I følge den samme rapporten er det lite kunnskap om kostnadene ved å øke uttaket av trevirke til produksjon av flis. Mer oppfattende bruk av flis i norsk varmeproduksjon kan derfor ha indirekte virkninger for annen industri gjennom å presse opp prisen på råvaren. Hvis det er stigende marginalkostnader i flisproduksjonen, slik KanEnergi(2007) antyder, vil en økonomisk støtte til fjernvarme basert på biomasse kunne resultere i økte varmekostnader og høyere inntekter for produsentene av biomasse.

Gjennomsnittskostnadene i dagens fjernvarmeanlegg er dermed en dårlig indikator på kostnadene per kWh ved en med storstilt ekspansjon. En ekspansjon av varmeanleggene gir økt etterspørsel etter biomasse. Avhengig av kostnadene ved økt uttak, kan økt etterspørsel gi knapphet på råvaren, med påfølgende høye energikostnader i varmeanleggene som konsekvens. At et slikt utfall ikke kan utelukkes viser følgende konklusjon fra KanEnergi (2007):

> *"Økt etterspørsel etter bioenergi reiser spørsmålet om det er mulig å øke høstingen av biomasse. Til tross for betydelig mekanisering i skogbruket de senere år, er kostnadsnivået fortsatt så høyt at bare omlag halvparten av årlig tilvekst er lønnsom å ta ut. I hvilken grad større betalingsvilje for biomasse vil kunne øke uttaket er vanskelig å beskrive fordi kunnskap om kostnader for meruttak er mangelfulle. Det er også strukturelle forhold i skogbruket som skaper barrierer, bl.a. det forhold at skogeiendommene gjennomgående er små og fordelt på et stort antall eiere."*

4 Fjernvarme i Norge – kostnader og tariffer[5]

Norsk fjernvarmeforening og SSB har i flere år samarbeidet om innhenting av tekniske og økonomiske data fra fjernvarmeselskapene. Av de om lag 40 selskapene som rapporterer inn data til SSB er 33 konsesjonspliktige. Selv om statistikken ikke fanger opp alle anleggene, dekkes den aller vesentligste delen av fjernvarmeproduksjonen i Norge. I tillegg til fjernvarmestatistikken foreligger det også informasjon fra et faktaprosjekt gjennomført for ENOVA og NVE. I dette prosjektet kartla Norske Energi (2005) fjernvarmepotensialet i Norge.

Fjernvarmestatistikken inneholder informasjon om selskapenes inntekter, utgifter, brenselsforbruk, fjernvarmebalanse og -leveranse, tekniske anlegg, samt årlige investeringer.

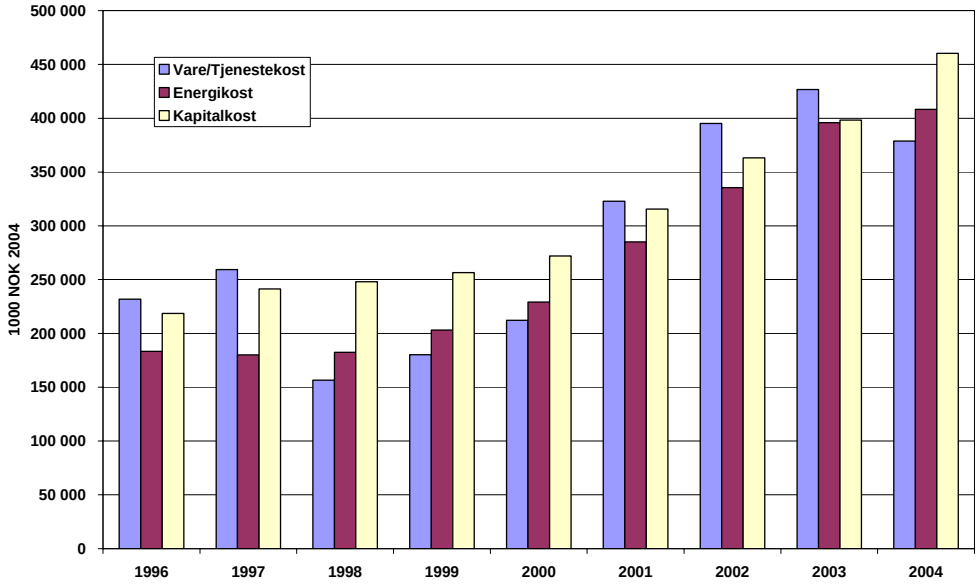
Kostnadene er fordelt på lønn, brensel, innkjøp og annet. Det innbærer at det ikke eksisterer noen god oversikt over de årlige kapitalkostnadene til selskapene. For å kunne si noe om de totale kostnadene knyttet til produksjon og distribusjon av fjernvarme må vi derfor beregne den årlige kapitalkostnaden. Ved å kombinere den tekniske informasjonen fra fjernvarmestatikken med utbygningskostnader fra NVEs håndbok fra 2005 har Grammeltvedt (2007) beregnet de årlige kapitalkostnadene.

Vi har valgt å fordele kostnadene i tre hovedgrupper; drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader og kostnader til brensel. I fjernvarmestatistikken finner vi driftskostnader i form av kjøp, lønn og andre kostnader. Det kan imidlertid ikke utelukkes at det for noen av disse postene er ført kostnader under kjøp eller andre kostnader som normalt skulle vært håndtert som en kapitalkostnad. Fra fjernvarmestatikken kan vi også hente ut kostnadene ved brensel.

[5] Dette kapitlet bygger i stor grad på Grammeltvedt (2007) utført i prosjektet *Regulering av parallell infrastruktur: El, fjernvarme og gass* (Et EBL-Kompetanse prosjekt utført av ECON, Handelshøyskolen BI og Møreforskning).

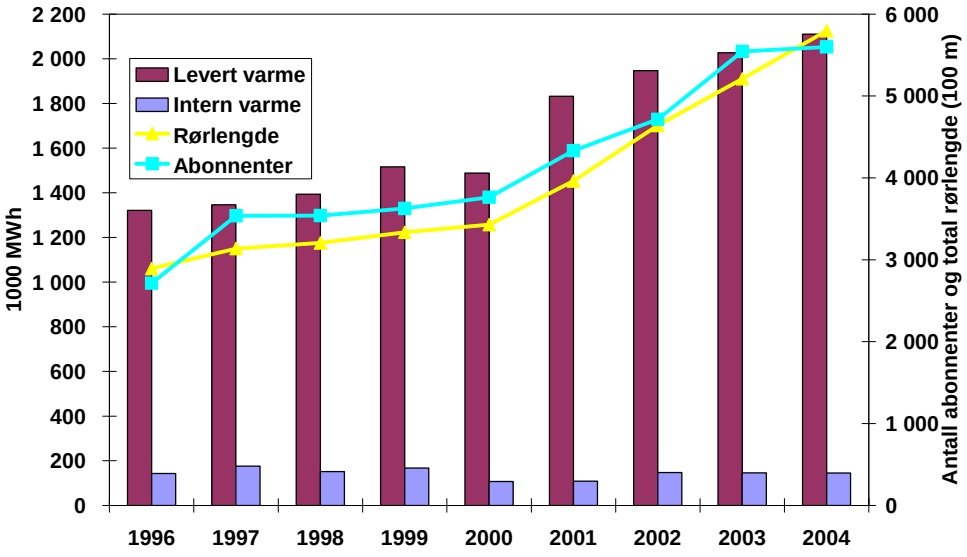
For å beregne kapitalkostnadene benyttes type og kapasitet til produksjonsanleggene og omfanget av distribusjonsanlegget i form av meter med rør og antall abonnentsentraler. Basert på priser i NVEs håndbok kan en dermed beregne nyverdien, dvs. kostnaden ved å bygge disse anleggene i dag. Den årlige kapitalkostnaden er deretter beregnet som en årlig realannuitet ved å legge til grunn en gitt avskrivningstid på anleggene. Denne årlige kapitalkostnaden representerer da minst den årlige overføringen selskapet bør ha fra sine kunder for å dekke inn avskrivninger og avkastning på kapitalen. Beregningen av den årlige kapitalkostnaden vil i noen grad være følsom for hvilken levetid som legges til grunn for de tekniske anlegge. For å få kostnader som er mest mulig sammenliknbar med elektrisitetsdistribusjon og – transmisjon har vi har lagt til grunn en avskrivningstid på 30 år i beregningen av de årlige kapitalkostnadene.

På denne måten har vi beregnet kostnadene knyttet til produksjonen i det enkelte selskapet per år for de tre kostnadsgruppene, jfr. figur 4. Vi ser at både brenselskostnadene (Energikost) og kapitalkostnadene (Kapitalkost) øker jevnt fra år til år gjennom perioden, mens driftskostnadene (Vare/Tjenestekost) overtid viser et mer varierende forløp. Bakgrunnen for denne variasjonen er antakelig variasjoner i vedlikeholdskostnader fra år til år, samt at kostnader knyttet til forbruk av materialer brukt ved utføring av reparasjon og investeringsarbeid utført av egne ansatte faller inn i denne posten. Det siste impliserer at det i enkelte tilfeller kan bli en dobbeltelling av kapitalkostnadene. Kostnadene er indeksert med konsumprisindeksen (KPI).



Figur 4: Utviklingen i fjernvarmekostnadene. 1000 2004 NOK

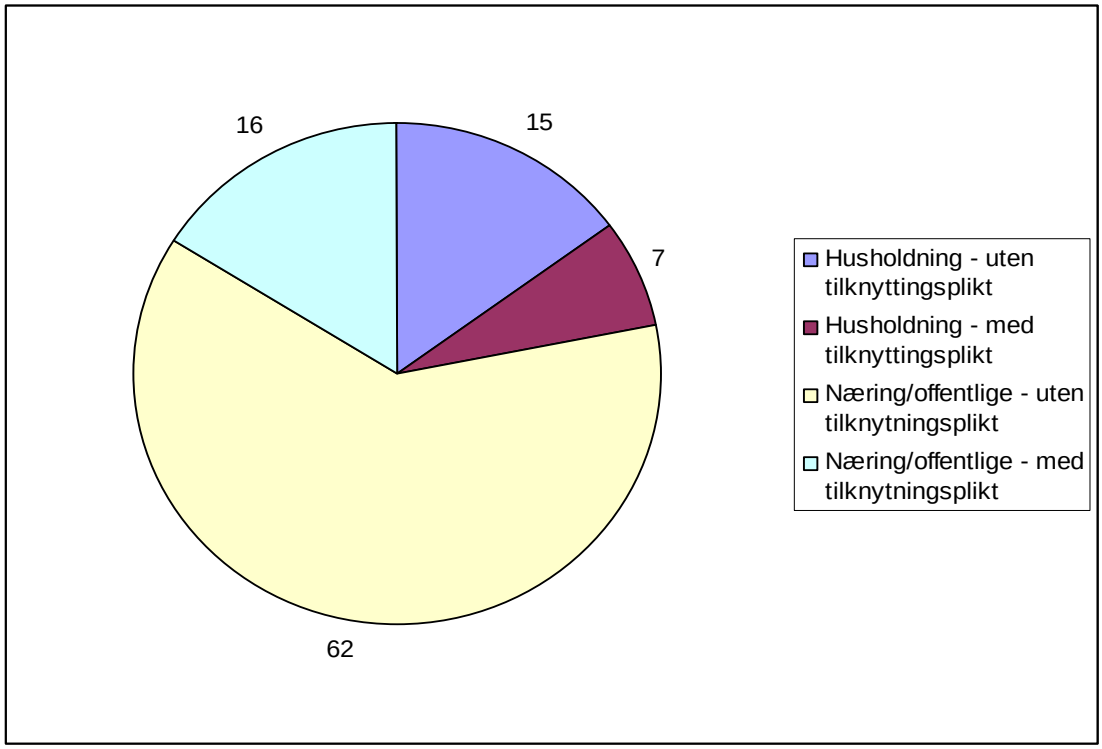
I figur 5 ser vi utviklingen i levert varme i MWh (Levert varme) til eksterne kunder og den delen av produksjonen som levert til egen bedrift eller solgt til en annen bedrift (Intern varme), sammen med antall abonnentsentraler (Abonnenter) og meter med distribusjonsrør (Rørlengde).



Figur 5: Utviklingen i produksjon, rørlengde og antall kunder. 1996-2004

Forbruket av varme har økt med nesten 60 prosent, fra nesten 1,3 GWh i 1996 til om lag 2,0 GWh i 2004. Samtidig er antall abonnentsentraler og meter med fjernvarmerør doblet i løpet av perioden. Dette indikerer at nettutstrekningen øker relativt mer enn forbruket og produksjonen i denne perioden, særlig etter 2000, noe som tyder på at utbygningen av fjernvarme de sener årene har skjedd i områder med lavere kundetetthet. Dette samsvarer med funnene i Norsk Energi (2005).

Reguleringen omtalt i kapittel 5 innebærer at varmeforbruket kan fordeles på kunder med og uten tilknytningsplikt. Fra Norsk Energi (2005) fremgår det at kunder uten tilknytningsplikt er den desidert største kundegruppen.



Figur 6: Fordeling av varmeforbruket på kundegrupper.

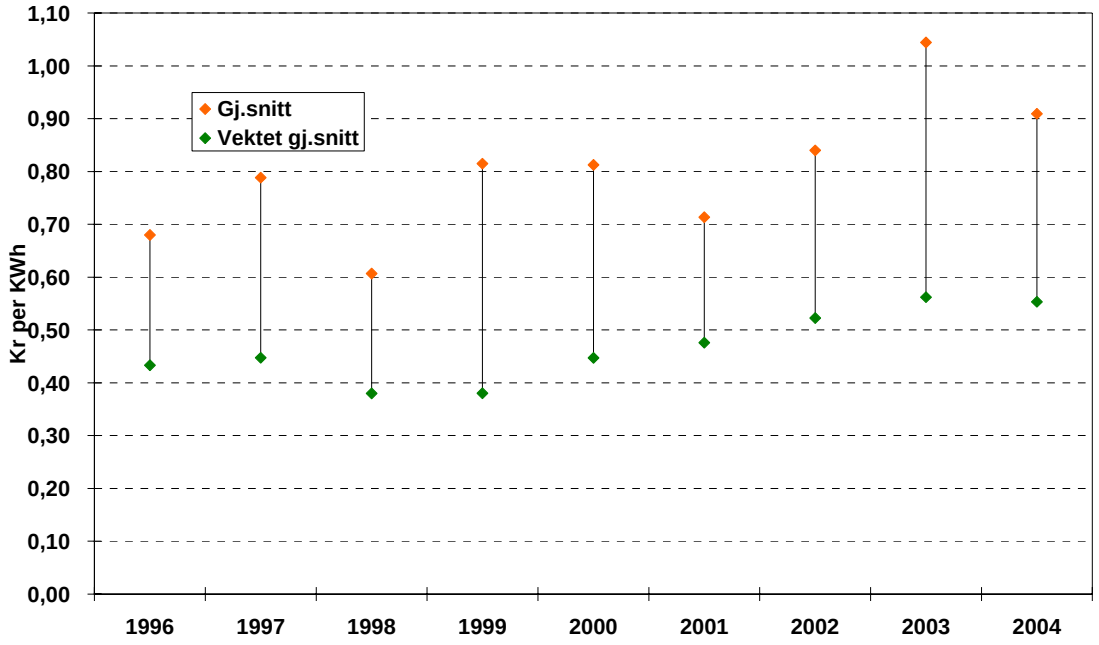
Kilde: Norsk Energi (2005).

Kunder uten tilknytningsplikt har bygninger med oppvarmingssystemer basert på vannbåren varme, men som tidligere benyttet egne el og oljefyrte kjeler. Varmeprisen til disse kundene er ikke direkte regulert og forhandles frem med varmeselskapet. Disse

kundene kan i prinsippet velge å beholde muligheten for egen produksjon for å opprettholde forhandlingsstyrken med varmeselskapet i fremtiden. Hvis tilkobling til eksterne varmeleverandører erstatter rehabilitering av foreldet fyrhus, faller imidlertid fleksibiliteten bort og kundene kommer i en svakere reforhandlingsposisjon. Dette kan løses gjennom langsiktig bindende prisavtaler. Norsk Energi oppgir i sin rapport avtaleperiodene til å være av 3 til 5 års varighet.

Selv om andelen av forbruket til kunder med tilknytningsplikt i dag er lav, vurderes allikevel selve tilknytningsplikten som viktig for lønnsomheten av ekspansjon og etablering av nye fjernvarmeanlegg. De aller fleste fjernvarmekonsesjonene har fått vedtak om tilknytningslikt (Norsk Energi, 2005). Gjennom tilknytningsplikten kan selskapet sikre seg økte varmeleveranser frem i tid etter hvert som nybygg ferdigstilles. For lønnsomheten av et varmeprosjekt kan derfor tilknytningsplikten være viktigere enn det dagens forbruksandel for denne kundegruppen tilsier.

Vurderer vi produksjonskostnadene i forhold til levert varmevolum målt i kWh, ser vi at disse i gjennomsnitt øker fra 68 øre per kWh i 1996 til 91 øre per kWh i 2004. Det volumvektede gjennomsnittet ligger lavere, og øker noe mindre fra 43 øre til 55 øre per kWh (i faste priser). Anlegg med større produksjon har dermed lavere enhetskostnader enn mindre anlegg, og er et uttrykk for skalafordeler i fjernvarmproduksjonen.

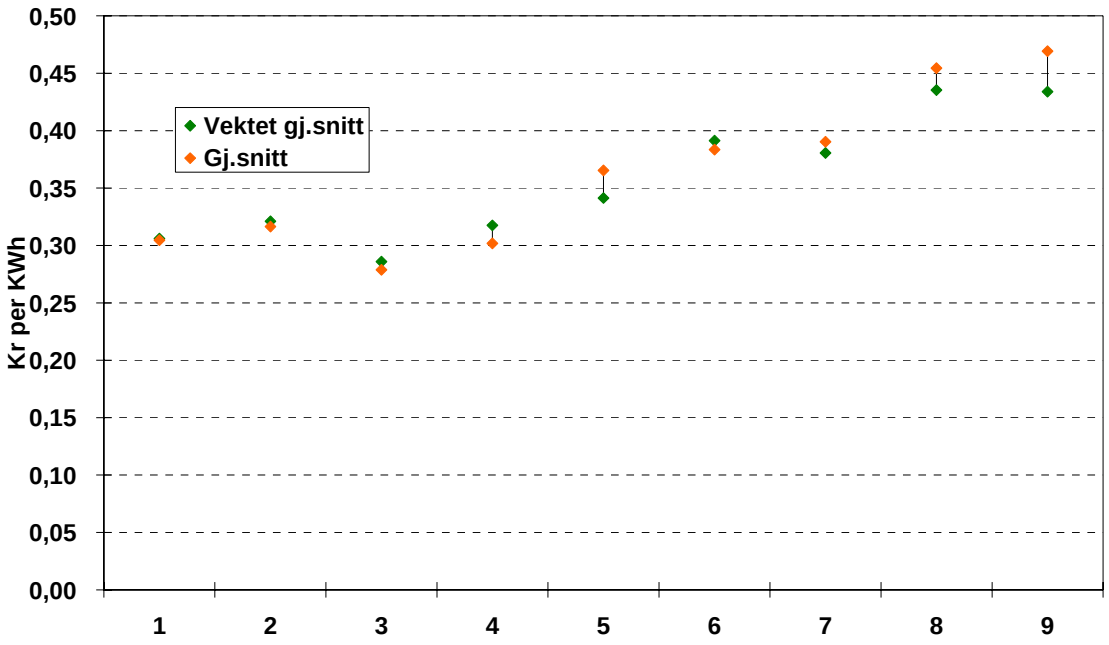


Figur 7: Utviklingen i kostnader pr kWh.

Ser vi kun på anleggene som har vært med siden 1996 (ikke vist i figuren), finner vi at endringene over tid er langt mindre. Den uvektede gjennomsnittskostnaden for disse anleggene varierer mellom 65 og 77 øre per kWh gjennom perioden, mens den volumvektede gjennomsnittskostnaden øker fra 43 til 51 øre per kWh (faste kroner).

Fra figur 5 ovenfor så vi at levert fjernvarmevolum og antall abonnementsentraler økte relativt kraftig fra 2001. Ser vi på enhetskostnadene ovenfor, ser vi at dette faller sammen med en økning fra det samme årstallet. En forklaring kan være at økningen i leveransene er muliggjort med investeringer som er dimensjonert for langt flere tilkoblinger enn det som så langt har vært mulig å realisere.

Gjennomsnittsprisen på fjernvarme, målt som samlet rapportert inntekt i fjernvarmestatistikken delt på levert fjernvarme, øker gjennom perioden. Siden fjernvarmeprisen ikke kan overstige prisen på elektrisk oppvarming i det aktuelle område, er det grunn til å tro at denne prisutviklingen henger sammen med utviklingen i kraftmarkedet de senere årene.



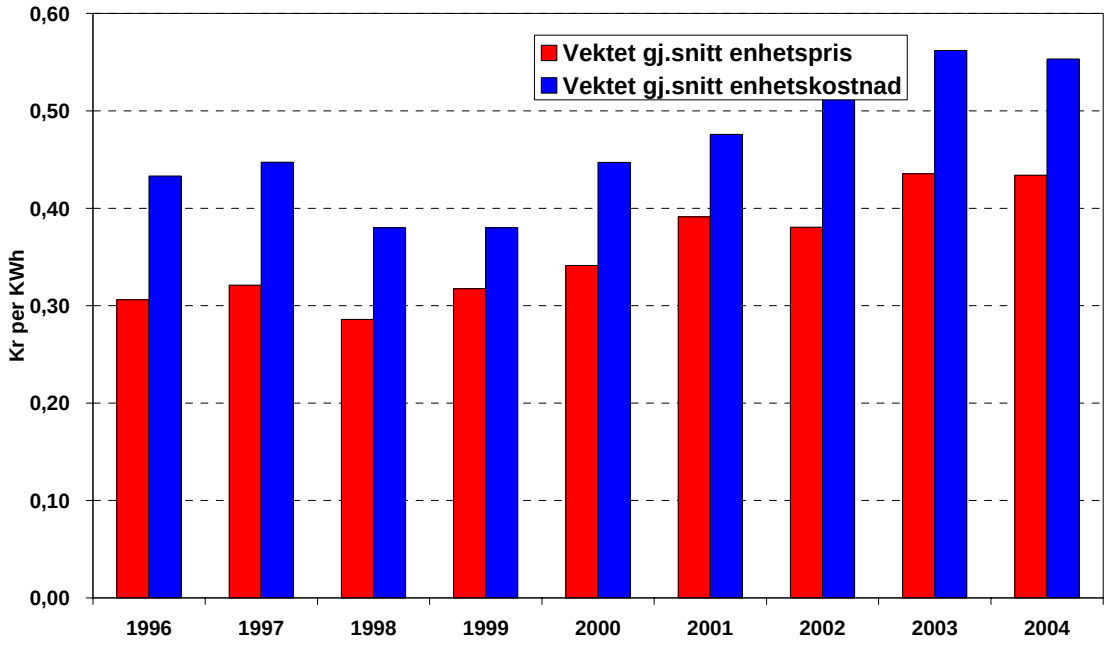
Figur 8: Utviklingen i gjennomsnittsprisen, målt som samlet inntekt i 1000 NOK per levert MWh.

For enhetsprisene finner vi ikke den samme forskjellen mellom det uvektede gjennomsnittet og det volumvektede gjennomsnittet som vi fant for enhetskostnadene. Stordriftsfordelene i varmeanleggene gir derfor bedre lønnsomhet i de store anleggene.

Fjernvarmeselskapene kan på samme måte som eldistribusjonsselskapene operere med et fastledd (effektledd) og et energiledd. Praksis varierer mellom selskapene. Viken Fjernvarme, som er den største leverandøren i Norge, opererer generelt bare med energiledd.

Av figur 9 fremgår det at den volumvektede gjennomsnittlige enhetsprisen ligger under den volumvektede gjennomsnittlig enhetskostnaden gjennom hele perioden. Dette kan skyldes, som beskrevet over, at prisene er regulert slik at de til enhver tid skal reflektere kundenes alternativkostnad ved bruk av strøm. Ved beregningen av den årlige kapitalkostnaden har vi i denne studien lagt til grunn en nyverdi, basert på priser fra NVEs håndbok, og det kan ikke utelukkes at disse prisene overvurderer

kapitalkostnadene til selskapene, slik at også enhetskostnadene dermed fremstår som noe høye. Kapitalkostnadene er i tillegg beregnet ihht. en annuitetsbetraktning som innebærer en utjevning av kontantstrømmen. Videre har vi ved fastsettelsen av kapitalkostnadene ikke tatt hensyn til investerings- eller driftsstøtte fra myndighetene. Eiernes avkastningskrav på totalkapitalen til disse selskapene er av den grunn sannsynligvis lavere enn det som er lagt til grunn i denne analysen.



Figur 9: Sammenlikning av enhetspris og enhetskostnad.

5 Dagens økonomiske rammebetingelser for fjernvarme

Et fjernvarmeanlegg omfatter både rørnettet for distribusjon av varme og varmesentralene.

5.1 Konsesjonskrav

Alle anlegg som leverer varme til eksterne kunder og som har en kapasitet som overstiger 10 MW er konsesjonspliktige. Formålet med konsesjonsbehandling av fjernvarmeanlegg er i følge NVEs veileder (NVE, KTE-notat 43/05) *"å sikre at anleggene som bygges er teknisk og samfunnsøkonomisk rasjonelle og at de har miljømessige akseptable løsninger*." Per august 2007 er det i alt 53 slike konsesjoner i Norge. En fjernvarmekonsesjon gir ingen enerett på varmeforsyning. Andre aktører med anlegg som faller utenfor konsesjonsplikten (kun egenleveranse av varme eller små anlegg under 10 MW) kan etablere seg innenfor en fjernvarmeaktørs konsesjonsområde.

5.2 Maksimalpris på varme

Et fjernvarmeanlegg med konsesjon er underlagt prisregulering. Varmeprisen er regulert gjennom en maksimalpris. I energiloven § 5-5 fremkommer det slik:

> *Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.*
>
> *Det skal gis melding til konsesjonsmyndigheten om priser og andre leveringsvilkår og endringer i disse fra konsesjonspliktige anlegg.*

5.2.1 Prisen på elektrisk oppvarming

Prisen på fjernvarme kan altså ikke overstige prisen på elektrisk oppvarming. Prisen på elektrisk oppvarming består av nettleien og kraftprisen. Energiloven presiserer ikke nærmere hvordan prisen på elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde skal beregnes. I NVEs uttalelser i konkrete saker fremkommer det hvordan dette er tolket. I forbindelse med en henvendelse om prisen på fjernvarme levert av Viken Fjernvarme til Rudshøgda Grendelag, Søndre Nordstrand i Oslo, gir NVE følgende prinsipielle vurdering av prisfastsettelsen:[6]

> *"I prisen for elektrisk oppvarming inngår derfor kraftpris, kostnader for overføring av elektrisitet og offentlige avgifter. Offentlige avgifter og nettleiens variable ledd skal inngå i beregningen. Bakgrunnen er at prisen på fjernvarme må anses å skulle fastsettes med utgangspunkt i et alternativkostnadsprinsipp ved at prisen for elektrisk oppvarming utgjør et sammenligningsgrunnlag og setter en øvre grense for fjernvarmeprisen. Et pålegg om tilknytning til fjernvarmeanlegg bør ikke føre til at kunden kommer dårligere ut økonomisk enn ved bruk av elektrisitet. Slik nettleien er utformet i dag, med både fastledd og variable ledd, vil de variable kostnadene i nettleien være en del av kundens kostnader ved elektrisk oppvarming."*

Om kraftprisen skriver NVE videre

> *"I dag kan sluttbrukere velge mellom ulike kontraktstyper og kjøpe elektrisk energi fra kraftleverandør etter eget valg. Det er et vidt spekter av ulike kontrakter for levering av elektrisitet, og lov og forarbeider gir ikke føringer for hvordan dette skal løses. Valg av kontraktstype og kraftleverandør vil variere mellom kundene, og det finnes ingen entydig referanse.[….] Som en praktisk tilnærming ved prissammenlikning finner NVE det hensiktsmessig å ta utgangspunkt i en nøytral og lett tilgjengelig referanse. Kraftprisene ved den nordiske kraftbørsen (Nord Pool Spot) er da en naturlig referanse. I tillegg er det naturlig å inkludere et rimelig påslag for å dekke administrative kostnader og liknende. NVE tar videre utgangspunkt i spotprisen på kraftbørsen pluss et påslag som for 2005 var ca 2,2 øre inklusiv merverdiavgift. Spotprisen varierer fra time til time og NVE ser det som formålstjenlig å gjøre prissammenligninger over tid, for eksempel ett år."*

I sammenligninger av prisen på henholdsvis fjernvarme og elektrisk oppvarming, inkluderes ikke tilknytningsavgiftene for fjernvarme. NVE har også tolket prisen på

[6] NVE, 21.11.06. Arkiv: 912-653.4 /Viken Fjernvarme

elektrisk oppvarming til i denne sammenheng å ikke skulle inkludere fastleddet. Kundenes valg av oppvarmingsløsninger har også konsekvenser for installasjonskostnadene. Utstyr og tekniske opplegg for el og fjernvarme er forskjellige. Slike forskjeller tolkes med dagens praksis ikke inn i energilovens henvising til prisen for elektrisk oppvarming.

5.2.2 Tilknytningsplikt og klagerett

Et anlegg med konsesjon kan be kommunene om å etablere tilknytningsplikt etter plan- og bygningslovens § 66a. Kommunen kan med denne bestemmelsen pålegge nybygg innenfor konsesjonsområdet å knytte seg til fjernvarmeanlegget. Tilknytningsplikten gjelder bare for nybygg, og utløser dermed ingen plikt for eksisterende byggeiere å konvertere fra oljefyrt eller elektrisk oppvarming til fjernvarme.

Når tilknytningsplikten anvendes, gir energiloven en eksplisitt klagerett for kundene.

> *Enhver som er pålagt å tilknytte seg fjernvarmeanlegg etter plan- og bygningsloven § 66 a, har rett til å klage til konsesjonsmyndigheten over priser og andre leveringsvilkår. Konsesjonsmyndigheten kan gi pålegg om endringer av prisen eller leveringsvilkårene for øvrig.*
>
> *Når tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg er pålagt i medhold av plan- og bygningslovens § 66a, skal abonnenten betale tilknytningsavgift og fast årlig avgift uavhengig av om fjernvarme nyttes eller ikke.*

Selv om det altså er kunder med tilknytningsplikt som har en uttalt klagerett i energiloven, er maksimalprisbestemmelsen omtalt ovenfor av generell gyldighet, og altså ikke bare reservert for leveranser for kunder med tilknytningsplikt. Dette er fastslått i en uttalelse fra Olje- og energidepartementet:[7]

> *"Bestemmelsen om at prisen for fjernvarme ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde er imidlertid generell. Det følger av lovens system, jf. § 5-5 annet ledd sammenholdt med tredje ledd annet punktum, at for konsesjonspliktige anlegg kan konsesjonsmyndigheten, uavhengig av klager etter tredje ledd første punktum, gi pålegg om endring av prisen eller leveringsvilkårene for øvrig."*

[7] OED. Brev av 7. februar 2007 "Klage på vedtak - Prisfastsettelse for leveranse av fjernvarme"

5.2.3 Nettleien

Nettleien som delvis inngår i maksimalprisen for fjernvarme er regulert av inntektsrammene som NVE fastsetter for det enkelte selskap. NVE fastsetter inntektsrammer for hvert selskap innenfor reguleringsperioden. NVE har operert med reguleringsperioder på 5 år (1997-2001 og 2002-2006), der de årlige rammene for hvert av de fem årene fastsettes ved inngangen til perioden.

De årlige rammene reflekterer dels historiske kostnader før perioden, og dels årlige effektiviseringskrav som er fastsatt på bakgrunn av effektivitetsmålinger av det enkelte selskap. Inntektsrammen skal i utgangspunktet dekke kostnadene ved nettvirksomheten, bestående av driftskostnader (herunder kostnader til måling, avregning og kundehåndtering, tariffering, driftskoordinering, systemtjenester og spesialregulering), avskrivninger, avkastning og overføringstap. Kostnader til overliggende nett og visse andre kostnader, for eksempel eiendomsskatt, dekkes i tillegg til den fastsatte inntektsrammen.

Fra 2007 justerte NVE inntektsrammeregulering ved å gå bort fra 5-årige reguleringsperioder, til årlige oppdateringer basert på den løpende kostnads- og effektivitetsutviklingen i selskapene.

Distribusjonsselskapene betaler egne tariffer for uttak av kraft fra overliggende nett med høyere spenningsnivå. Landets elektrisitetsnett er inndelt i fem nettnivåer for tarifferingsformål. De fleste kunder får kraften levert på nettnivå 5, det vil si i lavspentnettet (under 1000 V). Enkelte større næringskunder er koblet direkte til nettnivå 4, eller lokalt høyspentnett (20 kV på nettnivå 3) og får lavere punkttariff enn kunder på nettnivå 5. Energiverkene og større industribedrifter er tilkoblet nettet på høyere nettnivå.[8]

Kostnadene i overliggende nett kan nettselskapet dekke inn direkte gjennom nettleien, og belastes således sluttbrukerne av kraft. Disse kostnadene varierer fra område til område, og avhenger særlig av nettområdets avstand fra kraftproduksjonspunkter.

[8] NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020.

Større avstander fra kraftproduksjonen vil generelt gi økte kostnader i overliggende nett og dermed også høyere nettleie for forbrukerne (OED, St.prop. nr. 1 (2002-2003)).

I tillegg til nettleien har nettselskapet anledning til å kreve anleggsbidrag direkte fra kundene. Dette gjelder ved etablering av nye linjer inn til et nytt område (for eksempel et nytt bolig- eller hyttefelt). Når slike nettutvidelser kan avgrenses til de nye brukerne, kan selskapet kreve at de nye abonnentene dekker hele investeringskostnaden gjennom et anleggsbidrag. Den delen av investeringen som på denne måten dekkes av kundene direkte, går dermed heller ikke inn i nettkapitalen som tillates å forrentes gjennom fra de årlige inntektsrammene. Ordningen åpner for at investeringene fordeles på alle kundene, også på de som kobles til den nye linjen på et senere tidspunkt (inntil 10 år etter investeringstidspunkt).

Inntektsrammene setter et tak på samlede inntekter nettselskapet kan hente inn gjennom nettleien. For kundenes vurderinger av alternative oppvarmingskilder er strukturen på nettleien viktig. Jo høyere fastledd (kompensert med lavere energiledd), desto mindre attraktivt blir det å benytte alternativer som fjernvarme. Forskriften om inntektsrammeregulering og tariffering legger ikke strenge føringer på nettleien utforming:

> *§ 14-2. Utforming av tariffer for ordinære uttak i distribusjonsnettet*
>
> *I distribusjonsnettet skal kunder uten effektavregning avregnes etter et fastledd og et energiledd, slik at:*
>
> *a)fastleddet dekker kundespesifikke kostnader og en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet.*
>
> *b)energileddet dekker marginale tapskostnader og kan i tillegg dekke en andel av de øvrige kostnader som ikke innkreves gjennom fastleddet.*

Pkt. b) tillatter at *energileddet* dekker inn en andel av faste kostnader. Praksis hos nettselskapene viser at energileddet trolig ikke er basert på marginalkostnadsprising (se kapittel 7).

I tillegg til nettleien kreves det inn en forbruksavgift (el-avgift) på om lag 10 øre per kWh og en merverdiavgift på 25 prosent.

I henhold til forskrift av 11.03.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer § 15-2 skal nettselskapene tilby redusert tariff til alle kunder som har elkjele med brenselfyrt reserve. I følge forskriften § 15-1 er formålet

> *"å kunne avlaste nettet ved at nettselskapet kan koble ut dette forbruket som følge av akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet, at utkoblbart forbruk kan bidra til en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten, samt å stimulere til økt forbrukerfleksibilitet."*

Rabatten i nettleien skal reflektere besparelsen ved effektbortfallet. Forskriften legger en viss føring på tariffstrukturen for utkoblbar kraft gjennom å kreve at selskapene benytter et energiledd som gjenspeiler de marginale tapskostnader og som tidsdifferensieres. Tidsdifferensieringen skal som et minimum være vinter dag, vinter natt/helg og sommer for sentral- og regionalnett. For distribusjonsnett skal tidsdifferensieringen være minimum sommer/vinter.

Lokale varmeanlegg med denne innebygde fleksibiliteten kan potensielt knyttes opp til et fjernvarmeanlegg. Denne muligheten til å oppnå lavere nettleie for elektrisk kraft påvirker prisforhandlinger med fjernvarmeselskapene, og gjør det i utgangspunktet mindre attraktivt for kunden å erstatte elkjelene med oppkobling til fjernvarmeanlegg. Hvis den reduserte tariffen reflekterer kostnadsbesparelsene i nettet ved å ha kunden med utkoblbar kraft, er dette isolert sett en ordning som fremmer effektive energivalg.

5.3 Investeringsstøtte

Fjernvarmeanlegg kan kvalifisere for statlig investeringsstøtte. På bakgrunn av Stortingets ønske om å øke innslaget av vannbåren varme i Norge, har ENOVA utformet et støtteprogram for leveranse av varmeenergi. ENOVA omtaler programmets formål slik:[9]

> *"Programmets formål er å fremme leveranse av varmeenergi til bygningsoppvarming og prosessvarme, i lokale energisentraler eller i*

[9] Enova.no

> *fjernvarme-systemer i Norge. Varmeleveransen skal være basert på fornybare energikilder, som jomfruelige biobrensler, energigjenvinning fra avfall (inklusive bio- og deponigass), industriell spillvarme og varmepumper. Programmet godtar varmeenergi i form av prosessvarme, varme, kjøling og termisk produsert elektrisitet. Prosjekter som støttes må representere varig leveranse av fornybar varmeenergi.*
>
> *Enova ønsker å rette programmet mot prosjekter med en fornybar energileveranse større enn 0,5 GWh/år."*

Programmet gir både støtte til selskaper som ønsker å etablere fjernvarmeanlegg som forretningsvirksomhet og til byggeiere som vil benytte lokal varmeproduksjon for bruk i egne bygg. Prosjekter som får støtte skal kunne gis et støttebeløp *"slik at prosjektet oppnår en avkastning tilsvarende normal avkastning for varmebransjen."*

Ved beregning av normal avkastning i varmebransjen har ENOVA basert seg på avkastningskravet for børsnoterte energiselskaper. Dette ligger for tiden i intervallet 6,25-6,8 prosent.

Fra ENOVAs presentasjon under varmekonferansen 2007 fremgår det at investeringsstøtten til varme- og biobrenselproduksjon gjennom perioden 1999-2006 utgjør 781 mill. kroner. Beløpet fordeler seg på 191 prosjekter med en samlet investeringskostnad på 5,35 mrd. kroner. I løpet av første halvår 2007 har ENOVA bevilget støtte til 29 nye anlegg (inkluderer også utvidelser av eksisterende anlegg). Samlet investeringsramme for disse anleggene er 636,7 millioner kroner, og ENOVAs støtte beløper seg til 100,9 millioner kroner.

6 Effektiv nettutnyttelse - optimal prisstruktur

Utformingen av effektive priser for bruk av nettet avhenger av den underliggende kostnadsstrukturen. Det relevante, økonomiske kostnadsbegrepet for fastsettelsen av kostnadsbaserte priser er alternativkostnaden. Alternativkostnaden reflekterer den verdi en bestemt ressursinnsats har i den beste, alternative anvendelsen. Utgangspunktet er at produktive ressurser – enten det dreier seg om naturressurser, menneskelige ressurser eller varer og tjenester – utgjør knapphetsfaktorer. Derfor vil en bestemt bruk av en gitt mengde ressurser nødvendigvis fortrenge annen virksomhet, som kunne ha basert seg på de samme ressursene. Kostnaden ved å bruke ressursene til et bestemt formål, er den verdi man kunne ha oppnådd med en alternativ anvendelse av ressursene, men som man altså går glipp av når ressursene brukes til det bestemte formålet. Alternativkostnaden måler verdien av å bruke ressursene i den mest verdifulle, alternative anvendelsen.

En konsekvens av alternativkostnadsprinsippet er at kostnadsbegrepet som legges til grunn er fremoverskuende. Det er de fremtidige kostnadene utløst av dagens beslutninger som skal være avgjørende for hvordan nettet utnyttes. Historiske kostnader knyttet til tidligere investeringer er i denne forbindelse irrelevante, enten fordi de allerede er betalt, eller fordi de må betales uansett om nettet utnyttes eller ikke. Slike kostnader bør derfor ikke belastes kundene gjennom prisen disse betaler for den løpende bruken av nettet.

Alternativkostnadene avhenger også av tidshorisonten. På kort sikt ligger en del ressurser fast, og alternativkostnadene ved å bruke disse ressursene, er pr. definisjon lik null. Ressursene som ligger i nettet, har i utgangspunktet ingen alternativ anvendelse, og alternativkostnaden ved å levere energi over nettet er derfor svært liten. Vurdert over et lengre tidsrom, vil imidlertid infrastrukturen kunne endres. Alternativkostnaden knyttet til å etablere og opprettholde nettet er derfor større enn alternativkostnadene ved å forbruke én ekstra kWh i dag.

Formålet med prisfastsettelsen er å etablere priser som bidrar til effektiv utnyttelse av ressursene i samfunnsøkonomisk forstand. Mer presist innebærer dette at de som bruker elnettet skal betale en pris som reflekterer alternativkostnaden knyttet til den aktuelle bruken.

Prinsipielt sett er optimal prisfastsettelse ikke direkte relatert til investeringer. Optimale investeringer i ny kapasitet, eller reinvesteringer i eksisterende nett, skal avveie investeringskostnadene mot nytten av kapasitetsøkningen. Prisfastsettelsen av den til enhver tid tilgjengelige kapasitet er kun indirekte knyttet til investeringene gjennom å påvirke kundenes etterspørsel etter elektrisitet – og dermed også kundenes betalingsvilje for økt kapasitet.

6.1 Marginalkostnadsregelen

La oss starte med et enkelt tilfelle, der følgende forutsetninger er oppfylt:

- Konstant energiledd; nettleien er fastsatt pr. kWh og er lik for alle.
- Ingen krav til kostnadsdekning; inntektene fra nettleien behøver ikke være tilstrekkelige til å dekke alle kostnader forbundet med å distribuere elektrisitet.

Noe forenklet kan vi beskrive etterspørselen etter elektrisitet som følger:

$$X = D(p+q),$$

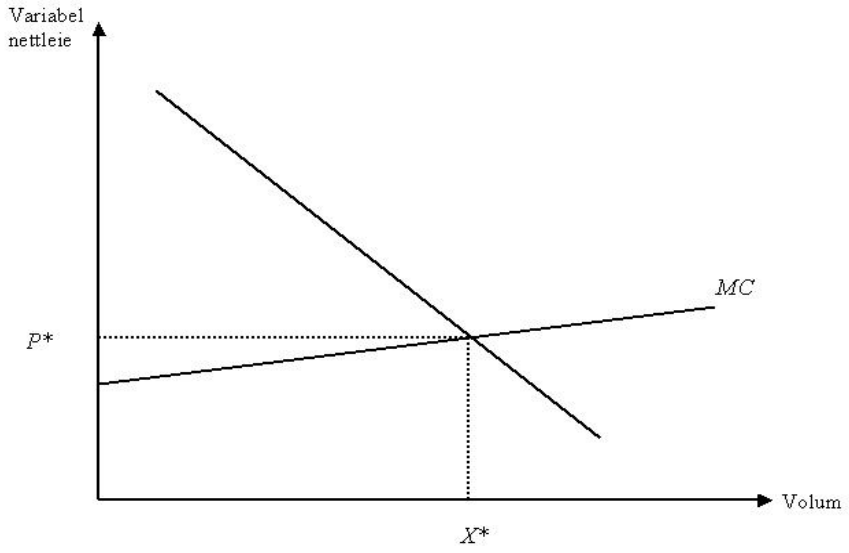
der X angir levert energi og p er nettleien pr. kWh og q er prisen på den elektriske kraften. Vi definerer totalprisen for en kWh som $P = p + q$. Etterspørselen etter elektrisitet er en fallende funksjon av nettleien; det vil si,

$$\frac{dX}{dP} = D_P' < 0$$

Etterspørselsfunksjonen er illustrert i figuren nedenfor. Husholdningenes etterspørsel etter elektrisitet vil på kort sikt være lite prisfølsom. Husholdning og byggeiere mer generelt foretar valg av oppvarmingsløsninger som innebærer investeringer. Det vil både være tidkrevende og dyrt å skifte oppvarmingsteknologi når bygget er ferdigstilt.

Den eneste måten å redusere forbruket av elektrisk kraft på vil være å redusere innetemperaturen, redusere belysningen, og bruke tekniske installasjoner mindre.

Den langsiktige prisfølsomheten er høyre siden prisen påvirker de tekniske valgene ved nybygg. En høyere elpris kan øke innslaget av varmeisolerende tiltak og gjøre andre oppvarmingsløsninger mer lønnsomme.



Figur 10: Marginalkostnadsregelen

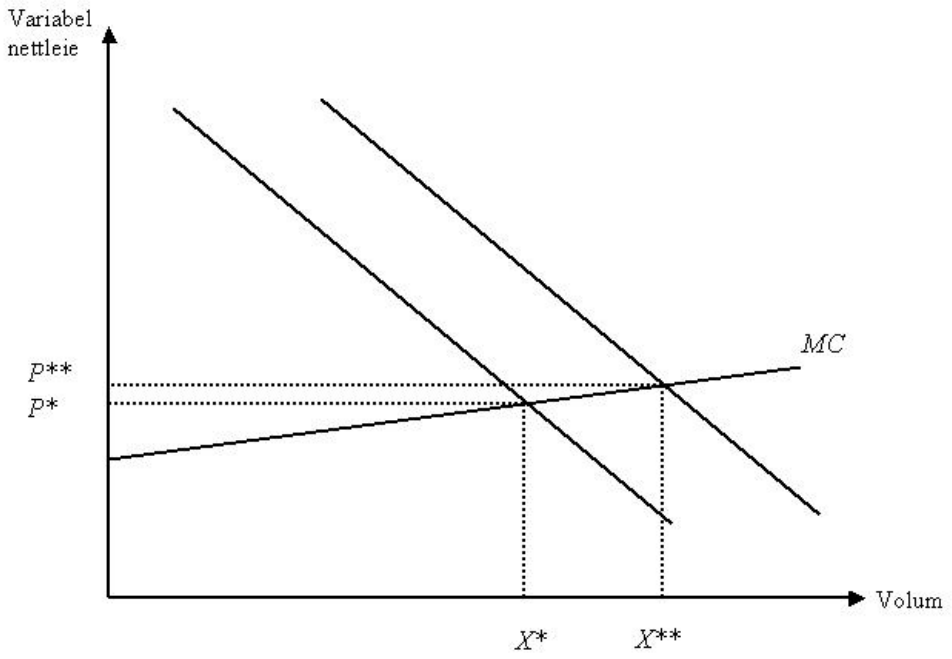
I figuren har vi tegnet etterspørselskurven for en gitt pris på elektrisk kraft, slik at kurven viser hvordan etterspørselen varierer med nettleien (energileddet). MC angir marginalkostnaden ved å distribuere elektrisk kraft. Den viser den ekstra kostnad som påløper ved en liten økning i volumet. I figuren er det antatt at marginalkostnaden øker lineær med volumet; det vil si, marginalkostnadskurven stiger. Denne marginalkostnaden faller tilnærmet sammen med det marginale nettapet. Samlet etterspørsel etter elektrisk kraft i et nettområde antar vi ikke påvirker likevekten i kraftmarkedet. Kraftprisen kan vi således holde konstant.

Spørsmålet om effektiv ressursutnyttelse dreier seg i denne sammenheng om hvor stort volum som det er ønskelig å distribuere over nettet. Så lenge kostnadene ved å øke volumet over nettet ikke overstiger konsumentenes verdsetting av den tilhørende

økningen i elforbruket, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å realisere en slik økning. Hvis for eksempel verdien av økt komfort ved høyere innetemperatur overstiger kostnaden ved det tilhørende nettapet, er det ønskelig at dette forebruket realiseres. Hvis etterspørselen og kostnadene er som vist i figuren ovenfor, vil det optimale volumet være X^*. Ved å sette nettleien til p^*, vil konsumentene velge nettopp dette volumet. Nettselskapets inntekter, R, blir lik produktet av nettleien og elvolumet; det vil si,

$$R = p^* X^*$$

Legg merke til at med kostnadsstrukturen som er antatt i figuren, vil nettleien være høyere jo større etterspørselen etter elektrisitet er. I figuren nedenfor er dette illustrert ved å sammenligne to tilfeller med ulikt nivå på etterspørselen.



Figur 11: Betydningen av etterspørselen

Vi kan tolke de to etterspørselskurvene som situasjonen med høy og lav kraftpris. Etterspørselskurven skifter utover til høyre i figuren når kraftprisen faller. Så lenge marginalkostnadsfunksjonen ligger fast (dvs. sammenhengen mellom volum og kostnadsvirkningen av en liten økning i dette volumet), skal nettleien settes opp som følge av den økte etterspørselen. Med stigende marginalt nettap bør derfor nettleien økes ved fallende kraftpris.

Nivået på den optimale nettleien avhenger derfor ikke bare av forhold på kostnadssiden, men også av etterspørselen etter elektrisitet.

6.2 Dekning av faste kostnader

Ensidig bruk av priser basert på marginalkostnadsprinsippet leder i dette tilfellet til bedriftsøkonomisk underskudd for selskapene på grunn av de store og faste nettkostnadene. Et bedriftsøkonomisk underskudd med marginalkostnadsprising kan dekkes inn på to måter. Enten gjennom direkte tilskudd til driften fra myndighetene eller gjennom økte priser.

I og med at en skattemessig inndekning av underskuddet i seg selv har kostbare vridningseffekter (se f.eks. NOU 1997:27), er den optimale politikken sett fra myndighetenes side, generelt sett å inndekke deler av de faste kostnadene gjennom betaling for bruk av nettet. Én mulighet er simpelthen å øke den variable nettleien utover det nivået som følger av marginalkostnadsbetraktninger alene. Nettselskapets overskudd blir større dersom nettleien heves over marginalkostnaden. Derved blir behovet for direkte bevilgninger også mindre.

Ulempen ved dette er at utnyttelsen av nettet blir mindre effektiv, og den kan være betydelige siden de faste kostnadene store i forhold til de variable kostnadene ved bruk av nettet. Når nettet først er etablert (og det er ledig kapasitet), vil nettet nærmest kunne betraktes som et kollektivt gode. Bruken av den ledige kapasiteten vil i svært liten grad fortrenge annen virksomhet i økonomien. Dersom den variable nettleien, på tross av dette, settes høyt kan det for eksempel utløse investeringer i alternative oppvarmingsløsninger som er kostbare sammenlignet med en rimeligere bruk av et det eksisterende elnettet.

Effektivitetsproblemet knyttet til finansiering av faste kostnader kan dempes ved bruk av todelte tariffer. Det innebærer at kundene, som i dagens system, i tillegg til energileddet betaler et fastledd for tilgang til nettet. Den samlede betalingen kan dermed skrives på følgende form

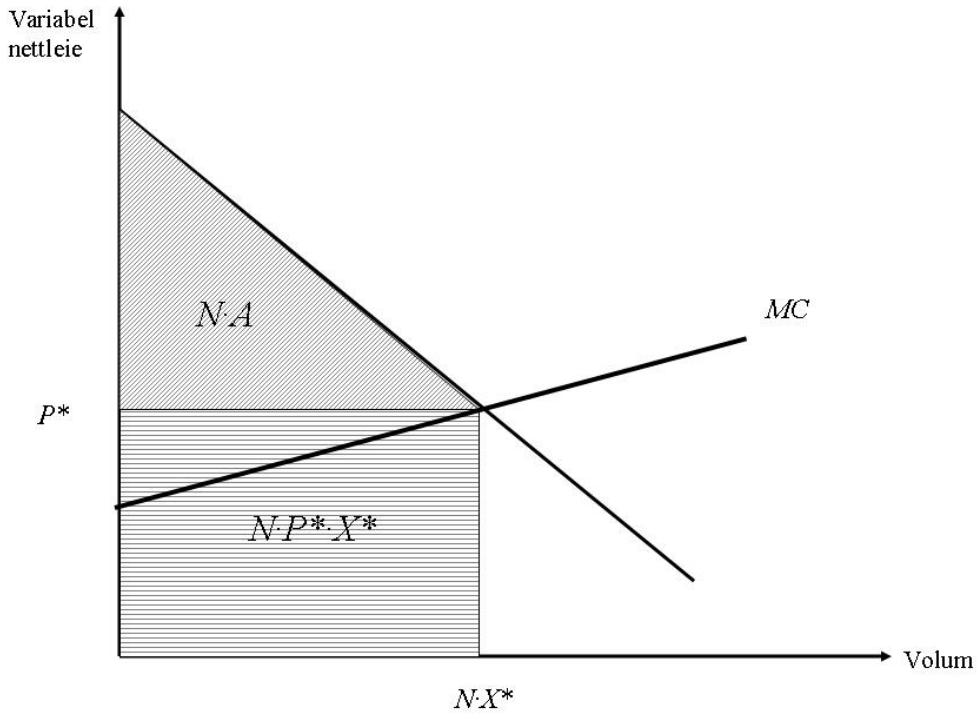
$$R = A + pX$$

der A er det tidligere omtalte fastleddet som ikke avhenger av hvor mye elektrisitet som etterspørres. Gitt at den faste avgiften holdes innenfor et nivå som gjør at konsumentene alt i alt finner det ønskelig å benytte elektrisitet som energikilde, vil den ikke påvirke hvor mye konsumentene ønsker å etterspørre. Det er energileddet som til enhver tid bestemmer forbruket.

Hvis nettselskapet utformer prisstrukturen for å maksimere bidraget fra fastleddet A, må det sørge for at betalingsviljen for bruken av nettet er stort. Dette sikres ved å holde energileddet p lavt. På den annen side må ikke den variable nettleien settes så lavt at brukerbetalingen ikke dekker (marginal)kostnaden ved bruken. Det nivået på energileddet som alt i alt gir grunnlag for det største overskuddet for nettselskapet er dermed lik marginalkostnaden.

Dersom vi lar $B(X)$ angi den totale betalingsviljen for bruken av nettet for en representativ kunde når volumet til denne kunden er lik X, vil det overskuddsmaksimerende betalingsregimet være karakterisert ved $p^* = MC^*$ og $A^* = B(X^*) - p^* X^*$. Her trekkes hele betalingsviljen for elektrisitet inn via nettbetalingen (dvs. $R = A^* + P^* X^* = B\left(X^*\right)$).

Dersom vi for å forenkle den grafiske fremstillingen antar at det totalt er N identiske nettkunder innenfor konsesjonsområdet, kan vi illustrere dette i figuren slik:



Figur 12: Todelt tariff og betalingsvilje

Her har vi illustrert en situasjon der nettselskapet trekker inn hele konsumentoverskuddet. Dette er praksis som nettreguleringen søker å unngå gjennom inntektsrammereguleringen. Inntektsrammen setter et tak på nettselskapets samlede inntekter, og vil normalt ikke tillate et fastledd som trekker inn hele konsumentoverskuddet.

Selv uten regulering ville selskapene ikke klart å trekke inn hele konsumentoverskuddet. Som tidligere påpekt vil betalingsviljen til den enkelte kunden variere, og på en måte som ikke lett kan observeres av nettselskapet. Med heterogene kunder og asymmetrisk informasjon om betalingsviljen, vil energileddet og fastleddet ikke kunne trekke inn hele overskuddet. Generelt vil energileddet settes over marginalkostnaden, og fastleddet trekke inn deler av konsumentoverskuddet. For noen kunder vil nettooverskuddet bli relativt lavt, mens andre kunder (de med store betalingsvilje) bli sittende igjen med et større overskudd når strømregningen er betalt. Til en viss grad kan selskapene motvirke denne forskjellen ved å gruppere kundene i

ulike kundesegmenter som for eksempel industri, forretningsvirksomhet, husholdninger og hytte, og la disse stå ovenfor forkskjellige tariffer. En slik gruppering kan skje etter lett observerbare kjennetegn ved kunden som muliggjør prisdiskriminering. Men selv innenfor disse gruppene vil betalingsviljen for elektrisitet variere til dels betydelig fra kunde til kunde på en måte som ikke er direkte observerbart for nettselskapene.

Ser vi på forskriften om inntektsrammeregulering og tariffering er det ikke påkrevd (men heller ikke utelukket) at nettselskapene utøver marginalkostnadsprising.

> *§ 14-2. Utforming av tariffer for ordinære uttak i distribusjonsnettet*
>
> *I distribusjonsnettet skal kunder uten effektavregning avregnes etter et fastledd og et energiledd, slik at:*
>
> *a)fastleddet dekker kundespesifikke kostnader og en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet.*
>
> *b)energileddet dekker marginale tapskostnader og kan i tillegg dekke en andel av de øvrige kostnader som ikke innkreves gjennom fastleddet.*

Pkt. b) tillatter at *energileddet* (*p* ovenfor) dekker inn en andel av faste kostnader. Med mindre fastavgiften som må fordels på de ulike kundegruppene for å dekke inn faste nettkostnader er så høye at det stenger mange kunder ute av nettet, vil marginalkostnadsprising være forenlig med samfunnsøkonomisk effektivitet.

6.3 Fjernvarme versus elektrisk oppvarming

Deler av elforbruket er helt elspesifikt og kan ikke erstattes av andre energiformer, mens andre deler, og da først og fremst oppvarming, kan overføres til andre energiformer som fjernvarme. Et elspesifikt forbruket innebærer at elnettets fysiske utstrekning er uavhengig av eventuelle investeringer i alternativer som fjernvarme.

I et eksisterende elnett kan det treffes flere typer investeringsbeslutninger:

- Kapasitetsutvidelse; for eksempel bygging av en ny linje, spenningsoppgradering av eksisterende kapasitet, bygging av ny transformator og lavspent fordelingsnett til et nytt byggefelt.
- Kvalitetsøkning; for eksempel erstatning av luftlinjer med jordkabel som reduserer værbetingede avbrudd.

- Re-investeringer; for eksempel vedlikehold som opprettholder dagens kapasitet og kvalitet.

Investeringer i fjernvarme til nye boligfelt eller i eksisterende bolig- og næringsområder gjør det mulig for eksisterende lokale varmesystemer å koble seg på og erstatte olje- og elfyrte kjeler, og for evnetulle nybygg i samme området å legge til rette for oppvarming basert på fjernvarme. Konvertering av elanlegg til anlegg for vannbåren varme ansees å være for kostbart.[10]

Vurdert opp mot oppvarmingsløsninger basert på elektrisitet, vil lønnsomheten av et nytt fjernvarmeanlegg avhenge av en rekke lokale og mer nasjonale forhold. Disse forholdene kan grupperes i følgende kategorier:

	Elektrisitet	**Fjernvarme**
Energikostnad	Markedsprisen på kraft	Alternativkostnaden på oppvarmingskilden (avfall, bio, olje).
Distribusjonskostnad	Nettap og evt. andre dimensjoneringskostnader (kabel, transformator)	Faste kostnader for varmesentralene og rør (inkl. kapitalkostnadene), samt varmetap.
Brukerkostnader	Utstyr for elektrisk oppvarming (panelovner, vv-tank)	Utstyr for vannbåren varme (rør, kundesentraler)
Miljøkostnader	Marginale produksjonsenheter basert på kull, olje eller gass. Kostnader ved inngrep i norsk natur.	Miljøulemper ved transport av avfall (i forhold til annen transport/håndtering av avfall)

[10] Norsk Energi (2005).

Vi kan nå vurdere fjernvarme opp mot ensidig bruk av elektrisitet.

6.3.1 Alternativ I: Elektrisk oppvarming

Vi lar nå F_E være de faste nettkostnadene som er uavhengig av en eventuell avlastning gjennom fjernvarmeutbygging. Videre lar vi E være den oppvarmingsspesifikke nettkostnaden som utløses av effektbehovet fra oppvarmingen i et område. $c_E \cdot (X_S + X_V)$ er variable nettkostnader (nettapet) som en funksjon av samlet forbruk elektrisk kraft – både det elspesifikke X_S og det varmespesifikke X_V – i området.[11] Vi forenkler ved å anta at det marginale nettapet er konstant lik c_E.

I tilegg til variable nettkostnader kommer verdien av selve kraften, som fremkommer av kraftprisen p_E. Vi lar P_E være sluttbrukerprisen (energileddet) på elektrisitet, og denne bli med marginalkostnadsprising lik $p_E + c_E$.

Videre lar vi $B^E(X_E)$ og $B^v(X_v)$ være den samlede betalingsviljen hos kundene for henholdsvis det elspesifikke og det oppvarmingsspesifikke forbruket. Dette kan sees på som kundenes bruttonytte av disse to formene for energiforbruk. Det samfunnsøkonomiske overskuddet blir da lik denne bruttonytten fratrukket de samlede forsyningskostnadene.

Samfunnsøkonomisk overskudd når etterspørselen kun dekkes med elektrisk kraft er dermed:

$$\left[B^E(X_E(P_E)) + B^V(X_V(P_E))\right] - \left[F_E + E + (p_E + c_E) \cdot (X_E(P_E) + X_V(P_E))\right]$$

[11] Den delen av oppvarmingen i et nettområdet som ligger utenfor fjernvarmeaktuelle områder inngår i det elspesifikke forbruket.

6.3.2 Alternativ II: Etablering av varmedistribusjon

Dersom fjernvarme etableres i området, vil dette utløse en samlet investering i rør og varmesentraler på F_V. I tillegg kommer en variabel energikostnad $c_V \cdot X_V$. X_V kan være større enn i tilfellet med elektrisk oppvarming. Det skjer dersom den variable energikostnaden, inkludert varmetapet, er lavere for fjernvarme enn for elektrisk oppvarming. Vi antar også her at marginalkostnaden er konstant. Vi lar P_V være brukerprisen per kWh for fjernvarme. Effektiv utnyttelse av fjernvarmeanlegget tilsier at denne er lik marginalkostnaden c_V.

Når vi tar hensyn til de faste nettkostnadene, blir det samfunnsøkonomiske overskuddet under dette alternativet som følger:

$$\left[B^E(X_E(P_E)) + B^V(X_V(P_V))\right] - \left[F_E + F_V + (p_E + c_E)\cdot X_E(P_E) + c_V X_V(P_V))\right]$$

De variable kostnadene antas her å inkludere variable miljøkostnader knyttet til alternativene.

Vi ser at de faste nettkostnadene fremdeles inngår i totalkostnaden, mens de varmespesifikke effektkostnadene E bortfaller. Merk også at bruttonytten av varmeforbruker $B^V(P_V)$ er høyere dersom varmeprise P_V er lavere enn sluttbrukerprisen på elektrisk kraft P_E.

Sammenligner vi de to alternativene finner vi følgende nettogevinst av fjernvarmealternativet:

$$\left[B^V(X_V(P_V)) - B^V(X_V(P_E))\right] - \left[F_V - E - (p_E + c_E)\cdot X_V(P_E) + c_V X_V(P_V))\right]$$

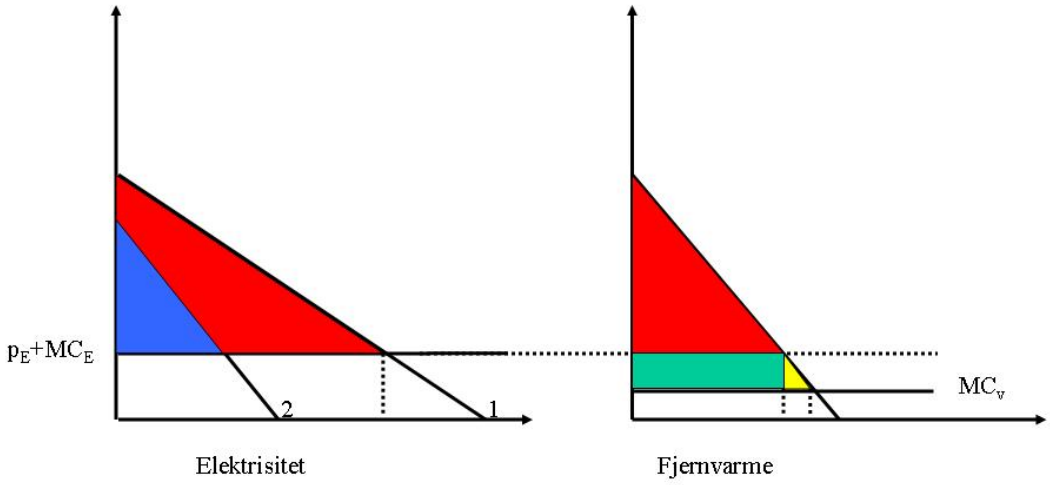
Bruttonytten av det elspesifikke forbruket er det samme i de to alternativene (siden vi antar konstante marginalkostnader for elektrisk kraft) og forsvinner derfor fra uttrykket. Dersom den variable energikostnaden for fjernvarme er lavere enn den variable kostnaden for elektrisk oppvarming, vil den første klammeparentesen være positiv. Den andre klammeparentesen uttrykker effekten på totale kostnader ved å gå fra elektrisk oppvarming til fjernvarme. Vi ser at høye infrastrukturinvesteringer i fjernvarme F_V

trekker lønnsomheten av fjernvarmealternativet ned, mens effektbortfall for elektrisk oppvarming trekker i lønnsomheten opp. Sist i klammeparentesen ser vi effekten av å bytte mellom to energiforsyninger som har ulike variable energikostnader.

Uttrykket kan omskrives slik at tre effektene av omlegging til fjernvarme kommer frem:

$$\underbrace{\left[B^V(X_V(P_V)) - B^V(X_V(P_E))\right] - c_V \cdot \left[X_V(P_V) - X_V(P_E)\right]}_{Etterspørselseffekt} + \underbrace{\left[p_E + c_E - c_V\right]X_V(P_E))}_{Energikostnad} - \underbrace{\left[F_V - E\right]}_{Infrastrukturkostnad}$$

De to førstnevnte effektene fremkommer av følgende illustrasjon:



Figur 13: Fjernvarme vs elektrisk oppvarming

I figuren til venstre dekkes hele etterspørsel av elektrisitet. Etterspørselskurven 2 viser den elspesifikke etterspørselen, mens 1 viser samlet etterspørsel når vi også legger til den delen som er konvertibel til fjernvarme. Dersom elektrisitet selges til en pris per kWh som er lik samlet marginal kostnad (elpris + nettap) gir det et

konsumentoverskudd innenfor de to etterspørselssegmentene lik hhv. det blå og det røde arealet. Det er dette overskuddet som kan bidra til å dekke de faste kostnadene gjennom fastleddet i nettleien.

Flytter vi den varmekonvertible etterspørsel over på et fjernvarmenett, men holder prisen pr kWh fast, vil dette gi som vist i figuren til høyre en besparelse lik det grønne arealet. Dette utgjør *energikostnad*seffekten i uttrykket ovenfor. Hvis den marginale energikostnaden for fjernvarme er lavere enn marginalkostnaden for elektriske oppvarming, vil det som vist i figuren være ønskelig å senke energiprisen for kundene. Det gir økt varmeforbruk, og økt konsumentoverskudd lik det gule arealet i figuren til høyre. Det arealet representerer det vi i uttrykket ovenfor identifiserte som *etterspørsels*effekten.

Fremstillingen viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av fjernvarme ikke alene avhenger av en eventuell gunstig lav energi- og miljøkostnad. De store kostnadene i selve anlegget vil i sin helhet gå i fjernvarmeanleggets disfavør. Grunnen er at disse kostnadene i mindre grad motsvares av reduserte infrastrukturkostnader i elnettet. På grunn av stordriftsfordeler, vil fjernvarmeanleggets utstrekning og antall kundetilknytninger være viktig for lønnsomheten.

Verdien av å avlaste elektrisitetsnettet er ikke nødvendigvis med på å gjøre investeringen i fjernvarme til et mer lønnsomt alternativ. Grunnen er at denne verdien også bidrar til å øke lønnsomheten av kapasitetsutvidelser i elektrisitetsnettet. Det er kostnadene ved de to alternativene som avgjør hvilket som er å foretrekke. Dette er nærmere forklart i kapittel 7.5.

Både nettutstrekning, kundetetthet og energikostnaden må forventes å variere fra konsesjonsområde til konsesjonsområdet. Nasjonale planer for etablering av fjernvarme synes derfor å være et lite egnet virkemiddel.

7 En hensiktsmessig regulering av fjernvarme

I de foregående kapitlene har vi beskrevet fjernvarmesektoren og måten den er regulert på. Basert på kriteriene for en samfunnsøkonomisk effektiv energiforsyning vil vi i dette kapitlet diskutere hva som er en hensiktsmessig økonomisk regulering av sektoren, og dermed også peke på svakheter ved dagens regelverk.

For å dekke oppvarmingsbehovet har forbrukerne en rekke alternativer til tradisjonell bruk av elektrisk kraft. En energibruker kan koble seg til parallell infrastrukturer som fjernvarme, eller etablere lokale varmesystemer basert på biobrensel, olje eller varmepumper. Dersom kundene er informert om alternativene, vil valget falle på oppvarmingsløsningen som gir den laveste samlede oppvarmingskostnad. I den grad noen løsningen vurderes til å ha bedre komfortegenskaper, vil kundene i tillegg vurdere dette opp mot varmekostnadene.

Varmekostnadene som sluttbrukeren står overfor avhenger av flere forhold:

- Råvarepris (for eksempel prisen på olje, elektrisitet, biobrensel, naturgass).
- Transportkostnad (prisen for distribusjon av kraft, gass, varmt vann) eventuelle anleggsbidrag, positive eller negative).
- Kostnaden ved installasjon av lokalt varmeutstyr (panelovner, elektriske panelovner, varmekabler, vannrør, radiatorer, kundesentraler)
- Direkte skatter og avgifter eller subsidier på energibruken, for eksempel el-avgift og CO2-avgift.

Selve råvareprisen kan også avhenge av den offentlig virkemiddelbruken. For eksempel vil elprisen kunne påvirkes av prisen på CO2-kvoter. I den nordiske og europeiske kraftmarkedet, vil prisen som vannkraftprodusentene oppnår i markedet øke som følge av CO2-kovoteprisen. Det skjer fordi de marginale produksjonsenhetene, dvs. de aktive

produksjonsenhetene med høyeste enhetskostnader, er basert på fossilt brensel som olje, kull og gass (Bye og Rosendahl, 2005).

I tillegg kan direkte virkemidler som kvalitetskrav, standarder, påbud og forbud påvirke beslutningen. Tilknytningsplikten for nybygg er et eksemplet på påbud, der energibrukeren ikke tillates å foreta en selvstendig vurderinger av ønskeligheten av oppkobling til en parallell infrastruktur som fjernvarme.

Samfunnsøkonomisk effektivitet tilsier at det investeres i en parallell energiinfrastruktur bare dersom kostnaden ved denne infrastrukturen enten er lavere enn kostnadene forbundet ved mer intensiv bruk av den eksisterende infrastruktur for elektrisk kraft eller ved alternative lokale varmeløsninger. Som forklart ovenfor må en slik kostnadssammenligning ta hensyn til alle beslutningsfølsomme kostnader. Hvis kostnadene ved å bygge og drive et fjernvarmeanlegg er lavere enn en mer utvidet bruk av elektrisk kraft, vil fjernvarmeinvesteringer være det mest effektivt alternativet av de to. Det sentrale spørsmålet er hvordan en eventuell regulering av varmebransjen bidrar til å sikre at de mest effektive alternativene velges.

Et første spørsmål er om offentlige reguleringer overhodet er nødvendige for å sikre at fjernvarme bygges opp når det er det mest effektive alternativet. Vil ikke en markedsbasert løsning med desentraliserte beslutninger både på tilbuds- og etterspørselssiden sørge for effektivitet varmeløsninger?

7.1 Tilknytningsplikt

Rene markedsbaserte løsninger for fjernvarme kan være problematisk av to viktige grunner.

1. Et fjernvarmeanlegg har betydelige stordriftsfordeler. Når en infrastrukturen for varmeforsyning først er etablert i et området, vil kostnadene ved å koble til brukere og forsyne disse med varme være relativt lave.

2. Et fjernvarmeanlegg krever store irreversible investeringer.

Siden kostnaden ved å knytte til nye kunder er lave, får fjernvarmeanlegget karakter av å være et kollektivt gode. Når infrastrukturen først er på plass, vil nye brukere ikke ha negative innvirkninger på de eksisterende abonnentene på anlegget. Lønnsomheten av å investere i en slik infrastruktur avhenger av den samlede betalingsviljen for fjernvarme i konsesjonsområdet. Hvis denne betalingsviljen, hensyntatt de samme kundenes tilgang til alternativ oppvarmingskilder, overstiger kostnadene, vil investeringen være lønnsom. Problemet med kollektive goder er at det kan oppstå problemer med å omsette betalingsvilje til faktisk betaling.

> *Et lite talleksempel kan illustrere dette. Anta at har vi har 10 potensielle kunder til et (mikro)anlegg. Betalingsviljen for å bruke fjernvarme hos disse kundene varierer fra 11 til 20, med en gjennomsnittlig betalingsvilje lik 15,5. Den totale betalingsviljen for anlegget er 11+12+….+20=155. Dette prosjektet er lønnsomt dersom samlede kostnader ikke overstiger 155. Anta at kostnadene er 140, og at det derfor er lønnsomt. Fordeles kostnadene likt på kundene, gir dette en pris per kundetilkobling på 14. Uten tilknytningsplikt ville dermed noen kunder falle bort. Dette gjelder de tre kundene med betalingsvilje på hhv. 11, 12 og 13. De 7 kundene som velger tilbobling gir selskapet en samlet inntekt på 7*14=98, som er for lavt til å dekke kostnadene på 140. Senkes prisen får selskapet flere kunder, men samlede inntekter vil fortsatt være for lavt, og en høyere pris vil føre til en ytterligere avskalling av kunder. Det er altså ikke mulig å sikre finansiering av prosjektet basert på frivillighet selv om prosjektet altså har en samlet kostnad som ligger lavere enn samlet betalingsvilje. Hvis varmeselskapet kjente betalingsviljen til den enkelte og kunne skreddersy prisen til denne, ville problemet vært løst, men av åpenbare grunner er dette urealist.*

Ved nyetablering av et anlegg vil den privatøkonomiske lønnsomheten avhenge av de fremtidige kundenes vilje til å dekke kostnadene gjennom tilknytningsavgifter og løpende betaling av varmetariffene. Størrelsen på disse avgiftene og tariffene avgjør den enkelte kundes vilje til å knytte seg til anlegget, men tariffenes størrelse vil på sin side avhenge av hvor mange som er villige til å knytte seg til. Siden investeringene som foretas i forkant er betydelige, vil kundegrunnlaget til varmeselskapet måtte sikres i forkant. Hvis ikke, risikerer selskapet å komme i en vanskelig forhandlingsposisjon om

kontraktene i etterkant. Det er grunn til å frykte at bygningseiernes vilje til å finansiere investeringskostnadene er betydelig lavere dersom investeringene allerede er foretatt.

Det kan dermed oppstå et økonomisk incentiv hos kundene til å fremstå som lite interessert i fjernvarme – og dermed motvilje mot å inngå langsiktige leveringsavtaler – i påvente av rimeligere tilknytning til anlegget på et senere tidspunkt. Spørsmålet er om dette er en troverdig strategi for fjernvarmekundene. Ved etablering av et nytt fjernvarmeanlegg vil nybyggere i området måtte ta stilling til valg av varmeteknologi på byggetidspunkt. Kostnadene ved å konvertere til vannbåren varme på et senere tidspunkt vil være betydelig. For bygg som er under oppføring rundt tidspunktet for oppstart av fjernvarmeinvesteringene, er det derfor liten grunn til å frykte en form for strategisk utsettelse beslutningen fra byggeiernes side.

Det er imidlertid mulighetene for å koble til fremtidig bygningsmasse som vil være avgjørende for lønnsomheten av anlegget. I et konsesjonsområde vil det ofte foreligge planer for fremtidige bebyggelser - både nærings- og boligareal. I et uregulert varmemarked er det en fare for at disse potensielle fremtidige kundene komme i en for gunstig forhandlingsposisjon. Når disse byggherrene går inn i forhandlinger med varmeselskapet, vil varmeselskapets investeringer allerede være foretatt. Reservasjonsprisen til varmeselskapet vil dermed være lavere enn det totalkostnaden i anlegget skulle tilsi. En profittmaksimerende tilpasning tilsier at reservasjonsprisen reflekterer de lavere variable kostnadene ved tilknytning av nye abonnenter. En varmeinvestor forventes å gjennomskue dette fremtidige forhandlingsproblemet, og det er fullt mulig at varmeinvestoren av den grunn kan komme til konkludere med at prosjektet ikke er lønnsomt. Dette kan også ramme prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme etter kriteriene redegjort for tidligere.

En måte å løse problemet på er anvendelsen av en tilknytingsplikt. Etter dagens regelverk gir dette kommunen i det aktuelle konsesjonsområdet anledning til å pålegge fremtidige byggherrer å koble seg til anlegget. På denne måten unngår selskapet å bli ”presset” til å akseptere for lave fjernvarmepriser fra nye kunder på et senere tidspunkt. Denne formen for pålegg kan derfor sies å være et hensiktsmessig svar på problemet med å utløse store irreversible investeringer i en ny infrastruktur med karakter av et kollektivt gode.

Virkemidlet har også sine klare ulemper.

1. Selv om samlet betalingsvilje overstiger kostnadene, vil en tilknytningsplikt basert få felles finansiering av kostnadene kunne medføre at flere av kundene som tvinges inn har en betalingsvilje som er lavere en tilkoblingsprisen. Dette er et generelt, og ofte unngåelig trekk ved fellesskapets finansiering av kollektive goder.

2. Den kan også sikre finansiering av prosjekter som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme. Det stiller store krav til forarbeid slik at instrumentet bare anvendes for å sikre finansiering av de lønnsomme prosjektene.

3. Selskapet som tillates å anvende tilknytningsplikten må underlegges prisregulering for å sikre at prisen kundene tvinges til å betale står i rimelig forhold til kostnadene som skal dekkes. Virkemidlet utløser derfor behov for ytterlige reguleringsinstrumenter, og som enhver reguleringsoppgave følger det med nye utfordringer.

Når kundene er pålagt tilkobling, vil forhandlingstyrken dramatisk snus i kundenes disfavør. Kundene blir nå sårbare overfor en reguleringsskapt markedsmakt hos varmeselskapet. I fravær av prisregulering risikerer kundene å måtte betale for høye priser – også sammenlignet med alternativet ved bruk av elektrisk kraft – siden de ikke har anledning til å svare med å velge bort varmetilbudet. Dette skal unngås i dagens regelverk gjennom energilovens bestemmelse om maksimalpris på fjernvarme.

Tilknytningsplikt og maksimalprisregulering er etter vår vurdering en uunngåelig virkemiddelkombinasjon. Velger man det første, følger det andre med. Gitt de ovenfornevnte ulempene er ikke valget åpenbart. Tilknytningsplikt har noen klare fordeler gjennom å sikre finansiering av det kollektive gode som infrastrukturen utgjør, men utløser samtidig en risiko for at samfunnsøkonomiske ulønnsomme prosjekter gjennomføres og at prisene blir gale. Regulerte priser, kan i seg selv støte ut lønnsomme prosjekter dersom de settes for lavt, eller inkludere ulønnsomme prosjekter dersom de settes for høyt.

Dersom myndighetene lykkes i å etablere en rimelig treffsikker prisregulering vurderer vi tilknytningsplikten til å være et fornuftig virkemiddel. De potensielle svakhetene dempes også ved at en stor andel av kundene faktisk kobles til på frivillig basis. Som vist i kapittel utgjør antall kunder uten tilknytningsplikt over ¾ av samlet kundegrunnlag. Dette er ofte større næringskunder og offentlige bygg som har oljefyrte kjeler som hovedalternativ. For nye husholdningskunder vil elektrisk oppvarming være et mer nærliggende alternativ, og tilknytningsplikten vil her kunne utløse valg av fjernvarmeløsning.

Som redegjort for i kapittel 6 er prisreguleringen gjeldende også for kunder som ikke har tilknytningsplikt. Det ligger altså inne en alminnelig mulighet for konsesjonsmyndighet til å gripe inn mot det som måtte vurderes som urimelig prissetting i fjernvarmeanlegg, uavhengig av tilknytningsplikten. Dette mener vi er en hensiktmessig bestemmelse. Kunder som kobler seg til foretar til dels irreversible investeringer knyttet til varmeteknologi som skaper en innlåsningseffekt. Når varmeløsningene er valgt, vil kundene finne det svært kostbart å bytte til andre varmekilder, og dette gir varmeselskapet en monopolmakt som generelt bør begrenses gjennom regulering.

Gitt tilknytningsplikt og behovet for regulering av prisene blir det neste spørsmålet om dagens virkemidler bidrar til en effektiv energiforsyning. Vi vil nedenfor konsentrere diskusjonen om maksimalprisreguleringen og investeringsstøtteordningen.

7.2 Maksimalpris på fjernvarme

Effekten av prisreguleringen avhenger av en rekke elementer, herunder også myndighetenes øvrig virkemiddelbruk i energi- og miljøpolitikken. Som forklart tidligere fastsettes maksimalprisen på fjernvarme på nivå med prisen for elektrisk oppvarming. Prisen på elektrisk oppvarming er bestemt av nivået på den myndighetsregulerte nettleien, sluttbrukerkraftprisen, som igjen påvirkes av utviklingen av kraftmarkedene i Europa, miljøpolitiske tiltak i Norge og utlandet, og skatte- og avgiftspolitikken.

Utgangspunktet for vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av etablering og utvidelser av fjernvarmeanlegg er hvilken effekt anlegget har på de øvrige kostnadene knyttet til energiforsyningen. Fjernvarme erstatter oppvarming basert på hovedsakelig på olje eller elektrisk kraft. Alle kundene har elektrisk oppvarming som alternativ, men det er som tidligere forklart ønskelig at de avstår fra dette dersom de samfunnsøkonomiske kostnadene ved andre alternativer – som for eksempel fjernvarme – er lavere.

Et speilbilde av dette prisnippet, er at den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av en fjernvarmeinvestering bare skal bli positiv for varmeselskapet dersom de samlede fjernvarmekostnadene er lavere enn de samlede besparelser ved redusert oljefyring eller elektrisk oppvarming. For oljefyring er de viktigste besparelsene redusert energikostnader (prisen på olje) og reduserte klimagassutslipp. For elektrisk oppvarming er de besparelsen reduserte kostnader i elnettet, elkraftkostnader og eventuelle miljøkostnader.

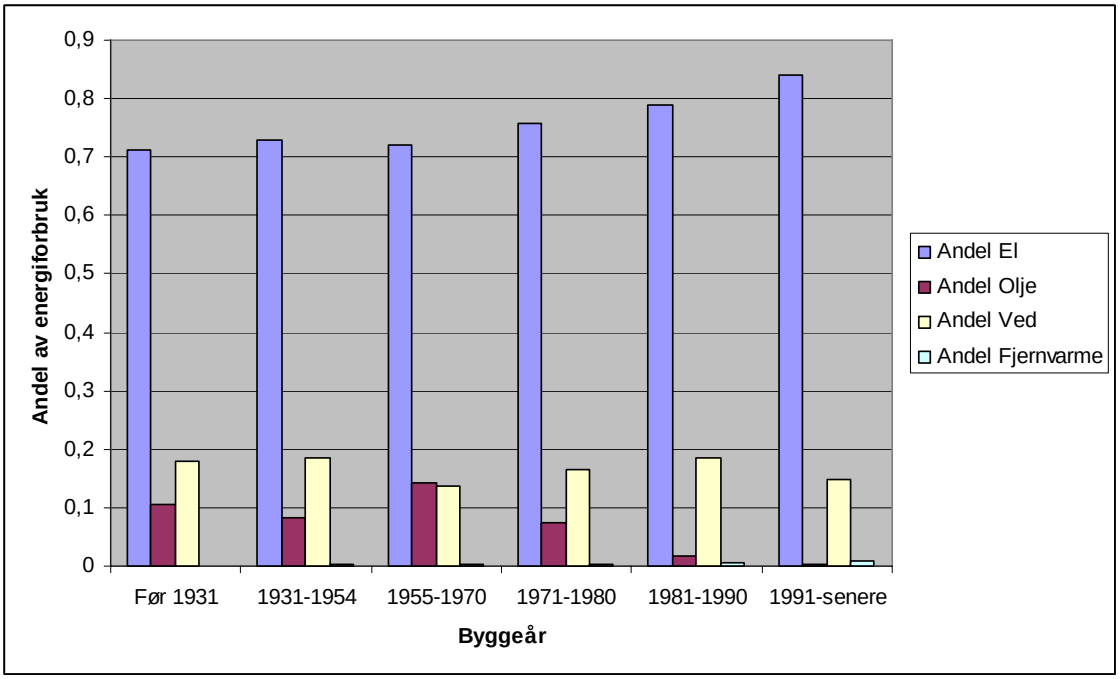
For å sikre effektive investeringer i fjernvarme bør pristaket på fjernvarme reflektere besparelsen ved redusert oppvarming basert på det mest gunstige alternativet til fjernvarme. Hvis oljefyring er det billigste alternativet, inklusive miljøkostnadene ved oljefyring, bør fjernvarmeselskapene ikke kunne ta en pris som overstiger besparelsene ved redusert oljefyring. Hvis derimot elektrisk oppvarming er det beste alternativet, skal maksimalprisen reflektere besparelse av redusert elektrisk oppvarming.

Dette er regulatorisk komplisert. Det skyldes at det er mange oppvarmingsløsninger som i prinsippet kan være det billigste alternativet til fjernvarme. Noen alternativer er:

- Tradisjonell elektrisk oppvarming
- Elektrisk oppvarming kombinert med varmepumpe (luft til luft eller luft til varme)
- Lokal fyring med biomasse eller olje
- Elektriske oppvarming kombinert med lavenergihus

Det andre kompliserende forholdet er at det beste alternativet kan variere fra kunde til kunde, fra område til område, og over tid. Hustype, boligtetthet, bruksmønster og lokale klimaforhold kan påvirke hva som er det rimeligste alternativet. Å etablere en prisregel som fanger opp slike variasjoner lar seg vanskelig implementere. En mer sjablongmessig tilnærming i reguleringen er derfor unngåelig.

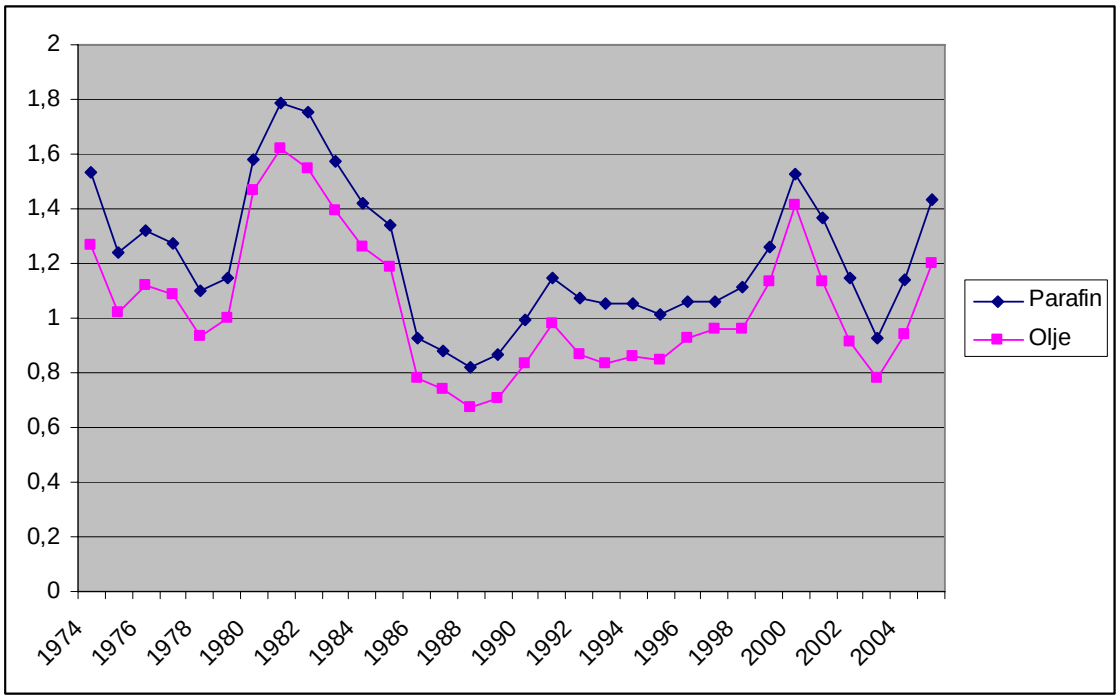
Gitt den dominerende rollen elektrisk oppvarming fremdeles spiller i det norske energisystemet, er det hensiktsmessig å legge til grunn prisen på elektrisk oppvarming ved fastsettelsen av maksimalprisen. Særlig for husholdningskundene er elektrisk oppvarming dominerende, og denne dominansen er øker med boligens byggeår. Nyere bolig har større innslag av elektrisk oppvarming, og sammenlignet med eldre boliger er det markant overgangen fra olje og parafin til elektrisitet.



Figur 14: Gjennomsnittlig fordeling av energiforbruk på energitype etter boligens byggeår.

Kilde: SSB. Husholdningenes energibruk. Antatt virkningsgrad er 65 prosent for ved, 80 prosent for fyringsolje og 75 prosent for parafin.

De siste 20-30 årene har elektrisitet i noen perioder vært dyrere enn bruk av fyringsolje, men stort sett alltid billigere enn bruk av parafin:



Figur 15: Pris på hhv. parafin og fyringsolje i forhold til pris på elektrisitet. kr/kWh.

Kilde: SSB. Husholdningenes energibruk. Antatt virkningsgrad er 65 prosent for ved, 80 prosent for fyringsolje og 75 prosent for parafin.

Gjennom perioden 1974-2005 har prisen på nyttegjort parafin i gjennomsnitt ligget 21 prosent over prisen på elektrisk kraft. Prisen på olje ligger lavere og har i gjennomsnitt vært 4 prosent over samlet elpris for husholdninger. Olje har i lange periode vært billigere en elektrisk kraft, men lå i 2005 20 prosent over prisen på elektrisitet. Det er grunn til å tro at olje- og parafinalternativene ikke vil styrke sin konkurranseposisjon vis-à-vis elektrisitet.

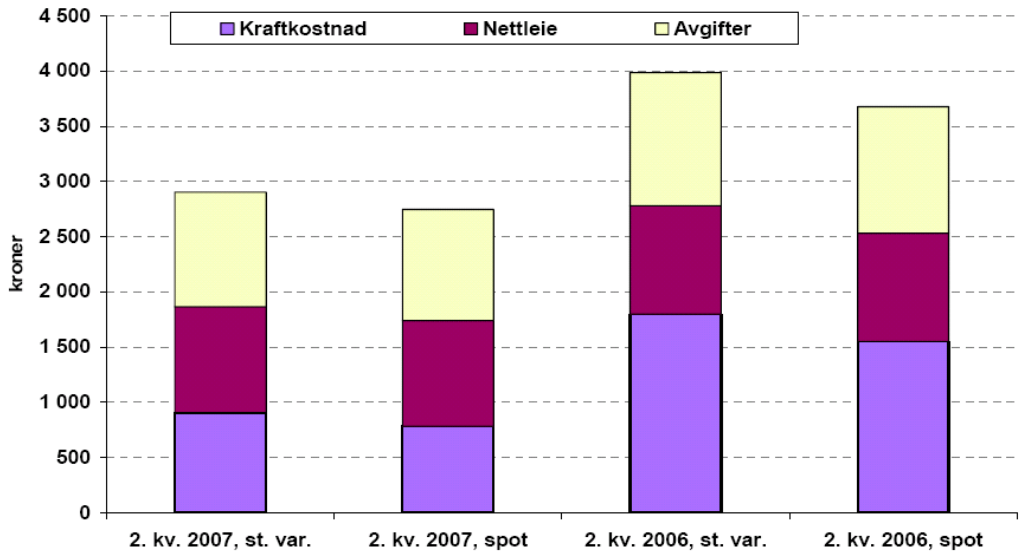
Utviklingen i biobrensel og andre varmeløsninger fanges ikke opp i denne prissammenligningen, men som hovedreferanse for fjernvarme finner vi det forsvarlig å legge til grunn prisen på elektrisk oppvarming.

For større næringskunder som har oljefyring som hovedalternativ, vil prisreguleringen ikke være så avgjørende. Slike kunder forhandler med det aktuelle varmeselskapet om prisene, og forhandlingsrommet vil her avgrenses av prisen på hovedalternativet for disse kundene.

Gitt at maksimalprisen skal defineres av prisen på elektriske oppvarming, blir det viktig for samfunnsøkonomisk effektivitet i investeringsbeslutningene at denne maksimalprisen reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved elektrisk oppvarming – eller de såkalte alternativkostnadene. Den samfunnsøkonomiske verdien av et fjernvarmeanlegg er lik besparelsene anlegget utløser for andre energikilder, inkludert miljøeffektene.

7.3 Prisen på elektrisk oppvarming

Utviklingen i sluttbrukernes samlede kostnader for bruk elektrisk kraft, og hvordan dette fordeler seg på kraftkostnad, nettleie og avgifter er, er vist i figuren nedenfor.



Figur 16: Sluttbrukernes totalkostnader for bruk elektrisk kraft ved et årlig forbruk på 20.000 kWh.

Kilde: NVE. Rapport 13-07 Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Nedenfor vurderer vi nærmere forholdet mellom disse tre hovedkomponentene i prisen på elektrisk oppvarming og de samfunnsøkonomiske kostnadene.

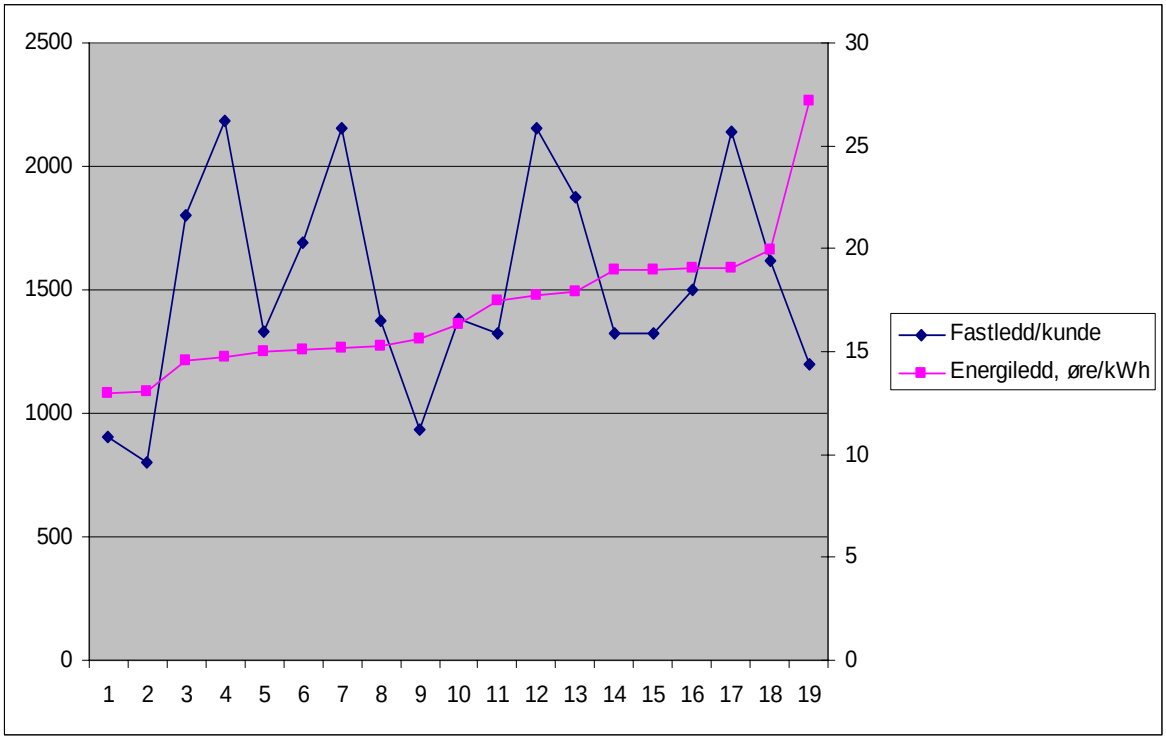
7.3.1 Nettleien

Nettleien vil overtid reflektere nettselskapenes kostnader ved distribuere elektrisk kraft til kundene. Disse kostnadene består av tre hovedkomponenter; nettkapitalkostnadene, drift og vedlikeholdskostnader (inkl. administrasjon) og nettap. Det er disse kostnadene selskapene skal dekke gjennom inntektsrammene som settes av NVE. Gjennom måten NVE fastsetter inntektsrammen er det ingen automatisk overveltning av slike kostnader i nettleien. Rammene som selskapene må holdes seg innenfor er dels basert på en kostnadsnorm fastlagt at de mest kostnadseffektive nettselskapene. Hvis et selskap øker sine kostnader som følge av økt ineffektivitet, vil dette derfor redusere overskuddet av virksomheten.

I tillegg til å dekke kostnadene ved effektiv drift av nettselskapet, skal nettleien dekke kostnadene som selskapet har i det overliggende nettet. Distribusjonsselskapene betaler egne tariffer for uttak fra overliggende nett, og disse veltes over på kundene gjennom direkte påslag på nettleien. De samlede inntektene distribusjonsselskapene henter inn med nettleien skal således dekke egne distribusjonskostnader og kostnader ved uttak fra overliggende nett.

Kostnadene i overliggende nett varierer fra område til område, og reflekterer variasjoner kapasitetsknapphet og nettap. I såkalte underskuddsområder vil derfor kostnadene i overliggende nett, som altså betales av kundene, være relativt høye, mens det i produksjonsnære overskuddsområder vil være relativt lave tariffer for uttak.

Basert på NVE nettleiestatistikk har vi sammenstilt fylkesgjennomsnittene for fastleddet per kunde og energileddet (øre/kWh) for husholdninger:

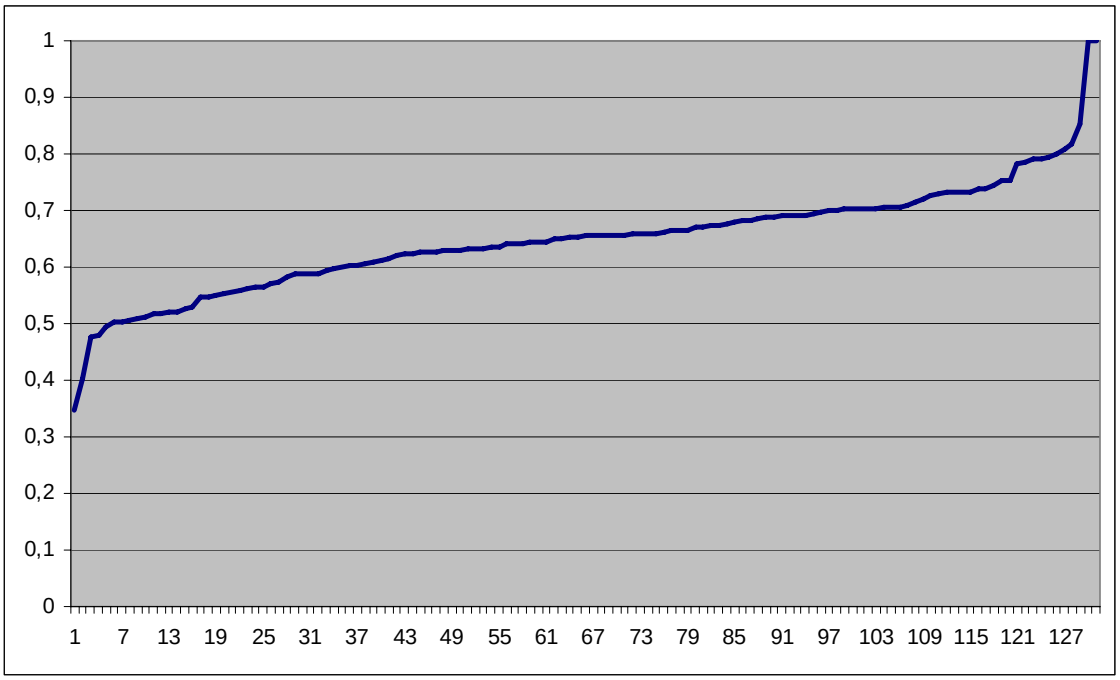


Figur 17: Nettleien for husholdninger. Fylkesgjennomsnitt. Eksklusiv mva (25%) og elavgiften (10,23 øre/kWh). 2005.

Kilde: NVE

Gjennomsnittlig energiledd varierer fra 13 til 27 øre per kWh. Disse fylkesgjennomsnittene skjuler lokale variasjoner mellom selskapene.

I figuren nedenfor har vi beregnet hvor stor andel av inntektene fra husholdningskundene som utgjøres av energileddet. Kurven viser hvordan denne andelen fordeler seg hos samtlige nettselskaper i 2005. Gjennomsnittlig står energileddet for 65 prosent av inntektene fra husholdningskundene.

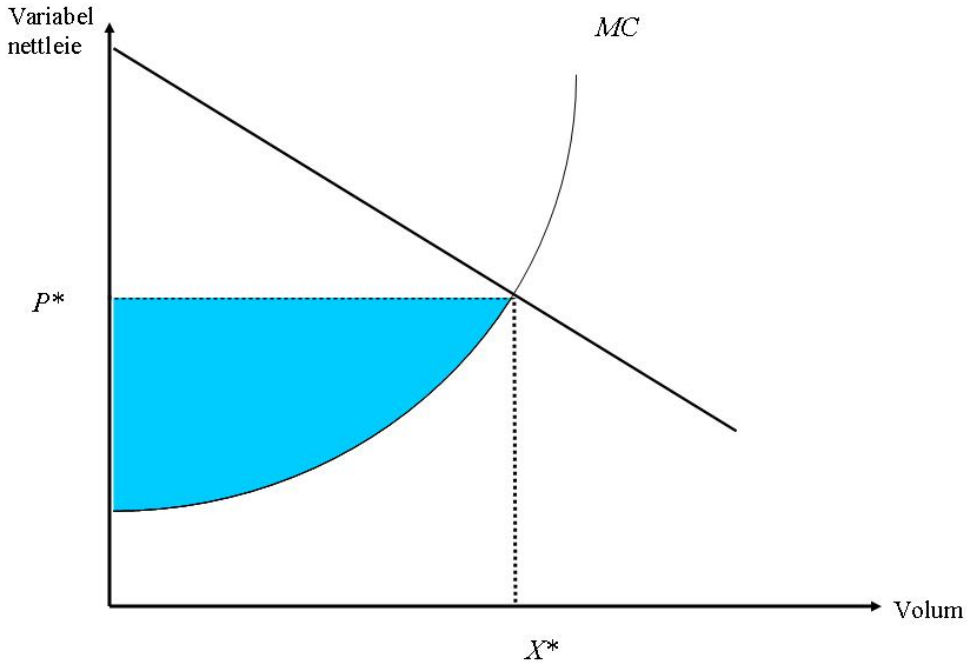


Figur 18: Energileddets andel av samlet nettleieinntekt fra husholdningskunder. 2005.

Kilde: NVE

Den høye andelen som energileddet utgjør av samlet nettleie tilsier at energileddet finansierer en ikke ubetydelig del av de volumuavhengige infrastrukturkostnadene i nettet.

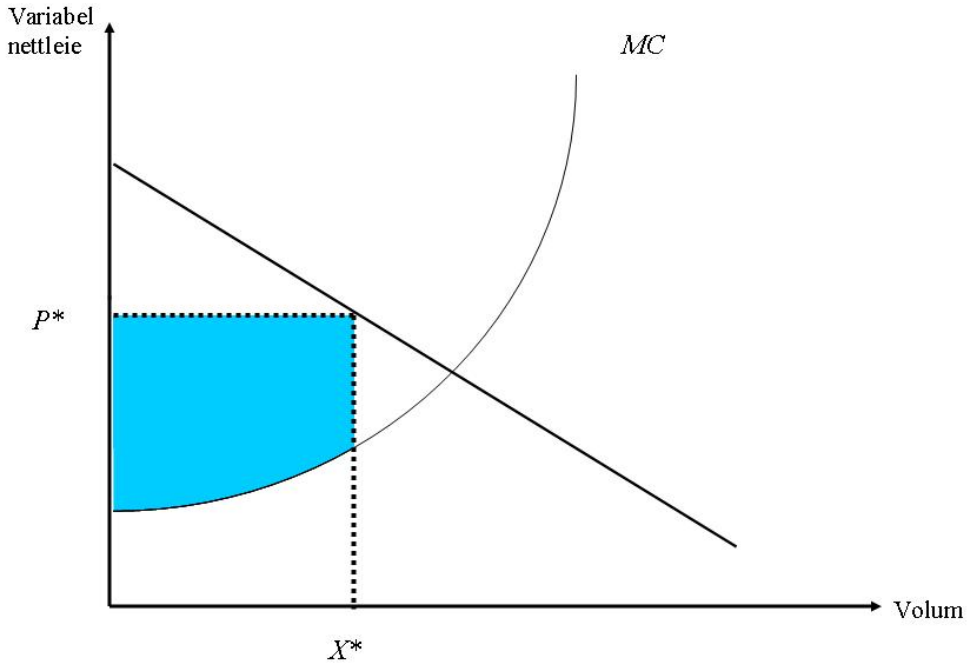
Teoretisk kan den store inntektsandelen til energileddet være forenlig med at energileddet reflekterer marginalkostnadene og samtidig gir et driftsoverskudd som kan dekke deler av de faste kostnadene. Denne muligheten oppstår hvis kapasitetsknappheten medfører at marginalkostnaden blir liggende betydelig over gjennomsnittlige variable kostnader. Dette er situasjonen skissert i figuren nedenfor.



Figur 19: Marginalkostnadsprising og driftsoverskudd

Figuren illustrerer en situasjon med bratt stigende marginalt nettap. Marginalkostnadsprising gir i dette tilfellet en pris P* og et volum X*, og denne prisen skaper et driftsoverskudd (inntekter – samlet nettap), lik det blå området i figuren. Dersom samlede inntekter akkurat skal dekke totale kostnader, vil inntektene fra fastleddet måtte være lavere enn de samlede volumuavhengige kostnadene i nettet.

Det kreves empiriske analyser som faller utenfor rammen av dette prosjektet å vurdere hvorvidt den observerte prispolitikken i nettselskapene reflekterer en slik praksis. Tatt i betraktning at samlet nettap utgjør i gjennomsnitt bare 10 % av samlede nettkostnader, finner vi det allikevel lite sannsynlig at energileddet reflekterer det marginale nettapet, slik figuren ovenfor viser. Den beskjedne rollen til fastleddet tilsier at energileddet ligger over marginale overføringskostnader. I så fall har vi en situasjon som vist i figuren nedenfor:



Figur 20: Energiledd som overstiger marginalkostnaden.

Siden energileddet i netteleien inngår i maksimalprisen til fjernvarmeselskapene, vil en slik fastsettelse av energileddet isolert sett gi for sterke investeringsinsentivene til varmeselskapene. For å sikre at fjernvarme bygges opp og ekspanderes kun når dette er kostnadseffektivt, må prisene reflektere besparelsene på andre området av fjernvarme. For distribusjon av kraft, er det reduksjonen i de volumavhengige kostnadene i nettet som utgjør besparelsene.

Når energileddet etter all sannsynlighet ligger over marginalkostnadene i nettet, vil inntjeningen i varmeselskapene dels skapes gjennom overflytting av inntekt fra nettselskapene til varmeselskapene, uten at kostnadene i nettet faller tilsvarende. Dagens praksis for inkludering av energileddet i nettleien i maksimalprisen for fjernvarme har derfor klare svakheter.

Svakheten forsterkes ytterligere ved at det ofte vil være eiermessige koblinger mellom fjernvarmeselskapene og nettselskapene. Friheten til å bruke energileddet til å dekke inn faste infrastrukturkostnader gir energikonsernet et effektivt instrument for å påvirke

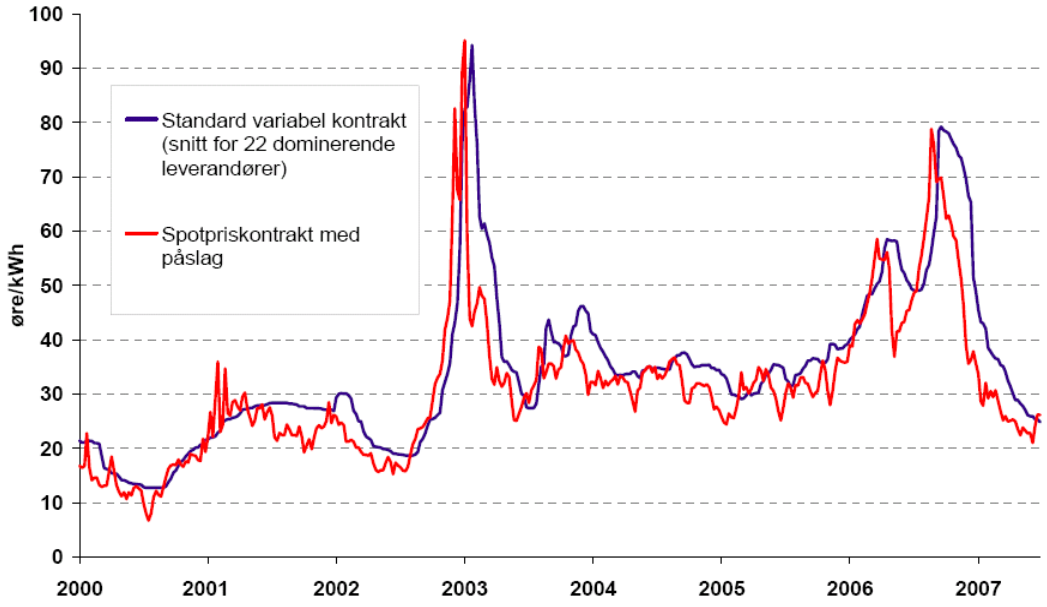
lønnsomheten i egne fjernvarmeanlegg. Konsernet vil være tjent med å ha lavt fastledd og høyt energiledd. Gjennom inntektsrammereguleringen til NVE vil dette ha liten innvirkning på avkastningen i el-nettet, mens det slår direkte ut i høyere varmetariffer og økt lønnsomhet her.

Hvor mye lavere ”nettleiedelen” av maksimalprisen på fjernvarme bør være er imidlertid mer krevende å ta stilling til. I prinsippet bør den reflektere marginale påvirkbare nettkostnadene. Marginale nettkostnader må her tolkes noe videre. I praksis er det snakk om å foreta større sprangvise investeringer, og det vil da være de gjennomsnittlige reduserte kostnadene i nettet av en slik investering som bør utgjøre pristaket for energien som leveres av varmeanlegget.

Det krever detaljert analyser av den lokale forsynings- og distribusjonssituasjonen å identifisere dette. Spørsmålet er hvordan nettselskapene vil redimensjonere sine ny- og reinvesteringer dersom effektetterspørselen reduseres lokalt som følge av fjernvarme. Her er det flere forhold som kommer inn, som for eksempel prisen på effektkapasitet, gitt at elektrisk kraft uansett benyttes, og usikkerhet knyttet til det fremtidig effektbehovet på el.

7.3.2 Kraftprisen

Den andre viktige komponenten i pristaket for fjernvarme er kraftprisen. Praksis for NVE har vært å legge til grunn gjennomsnittlig spotprisen på kraft, pluss et tillegg for å reflektere sluttbrukerprisen. Kraftprisen fastsettes nå i et markedet, og denne prisen vil derfor reflektere alternativkostnaden til kraftforbruket. Et fjernvarmeanlegg frigjør kraftetterspørsel, og kraftprisen viser hvordan den frigjorte kraften verdsettes.



Figur 21: Standard variabel kraftpris og spotpris med påslag fra NO1, øre/kWh inkl. mva.

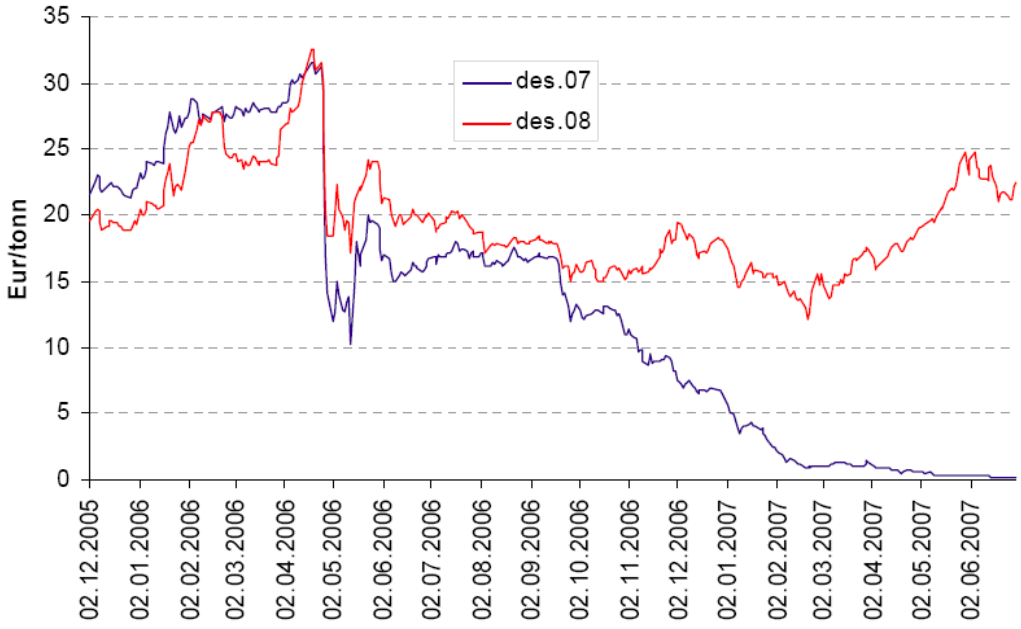
Kilde: NVE. Rapport 13-07 Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Figuren ovenfor viser utviklingen i sluttbrukerprisen fra 2000. De store utslagene skyldes variasjoner i nedbørsmengdene og magasinfylling. Utviklingen i kraftprisen vil avhenge av flere andre forhold. Etter hvert som det investeres i større overføringskapasiteter i det nordiske markedet, og mellom Norden og kontinentet, vil kraftprisene i Norge i større grad konvergere mot prisene i Europa. De marginale produksjonsenhetene i Europa har høye og trolig økende kostnader.

I 2005 innførte EU og Norge kvotesystemer for klimagassen CO2. Systemet omfatter både industri og kraftproduksjon, og utslippene fra kraftproduksjon utgjør hele 73 prosent av EUs kvotesystem. I Norge har vi i perioden fra 2005 ikke hatt kvotepliktig kraftproduksjon. I perioden etter 2005 falt kvoteprisene for CO2 til et lavt nivå på grunn av stort tilbud av kvoter. I tillegg til innlemmelse i kvotesystemer, kan klimagassutslipp innenfor enkeltnæringer påvirkes gjennom særavgifter (CO2-avgiften).

Ot.prp. nr. 66 (2006-2007) Om lov om endringer i klimakvoteloven foreslo at EUs kvotedirektiv skal innlemmes i EØS-avtalen, og på den måten integrere det norske kvotesystemet for 2008–2012 i EUs kvotesystem. Hvordan dette skal skje er ennå ikke avklart i forhandlingene med EU.

Fra januar 2008 åpnes Kyoto-perioden (2008-2012) med en innstramming i det samlede kvotenivået. Norge har forpliktet seg til at klimagassutslippene i perioden 2008-2012 ikke overskrider summen av de kvoter Norge ble tildelt i Kyotoprotokollen og de kvoter Norge skaffer seg via de såkalte Kyotomekanismene, herunder kjøp av utslippskvoter og utslippsreduksjoner i andre land. Figuren nedenfor viser utviklingen i prisen for utslippkvoter (EU) for desember 2008:



Figur 22: Prisutvikling på utslippstillatelser for CO2, Euro/tonn.

Kilde: NVE. Rapport 13-07 Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Innenfor det nordiske marked og i tilgrensende markeder som Tyskland og Polen utgjør termisk produksjon basert på kull, olje og gass en betydelig andel av produksjonen, og kvoteprisene vil påvirke kostnadene for disse produksjonsenhetene.

Kvoteprisene vil generelt avspeile ambisjonsnivået i gjeldende internasjonale avtaler.[12] Fordelen med å fastsette maksimalprisen for fjernvarme dels på grunnlag av kraftprisen, er at en stramme klimapolitikk i Europa vil gjøre fjernvarme til et mer lønnsomt alternativ.

7.3.3 Avgifter

El-avgiften er fortiden på 10,23 øre/kWh. I tillegg kommer et påslaget på nettleien på 1 øre/kWh som er øremerket ENVOAs energifond for energiomlegging. Merverdiavgiften er 24 prosent. El-avgiften pålegges all elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller den er importert. El-avgiften er inkludert i grunnlaget for merverdiavgift. Industri, bergverk, og veksthusnæringen har imidlertid fullt fritak for el-avgift.

I det norske kraftsystemet har el-avgifter en ren fiskal rolle som ikke er forankret i negative miljøkostnader som den norske vannkraftproduksjonen påfører samfunnet. Utvalget som vurderte særavgiftene (NOU 2007:8 Vurdering av særavgiftene) omtalte el-avgiften slik:

> *"El-avgiften er generelt et lite treffsikkert virkemiddel for å begrense miljøulemper ved kraftproduksjon fordi avgiften behandler all bruk av elektrisitet likt, uavhengig av hvordan elektrisiteten er produsert. Avgifter på produksjon av energi er mer treffsikkert for å begrense miljøproblemer, jf. NOU 1996: 9 Grønne skatter. Dagens el-avgift kan ikke betraktes som en miljøavgift, men den har likevel en indirekte miljøvirkning fordi prisen på elektrisitet har betydning for forbruket av andre energikilder til oppvarming. Når prisen på elektrisitet øker, vil alternative energiløsninger og tiltak for energisparing (energieffektivisering) bli mer lønnsomme. Den indirekte miljøvirkningen av el-avgiften er avhengig av hvilke andre energikilder til oppvarming som tas i bruk. Hvis f.eks. elektrisitet basert på*

[12] Kvotesystemet har frem til nå vært utformet på en måte som medfører at kvoteprisen ikke nødvendigvis reflekterer bedriftenes kostnader ved å redusere utslipp (se for eksempel Bye og Rosendahl (2005)). Det har for eksempel vært mekanismer som medfører at bedriftens utslipp og produksjonsaktivitet i dag påvirker fremtidige tildelinger av kvoter.

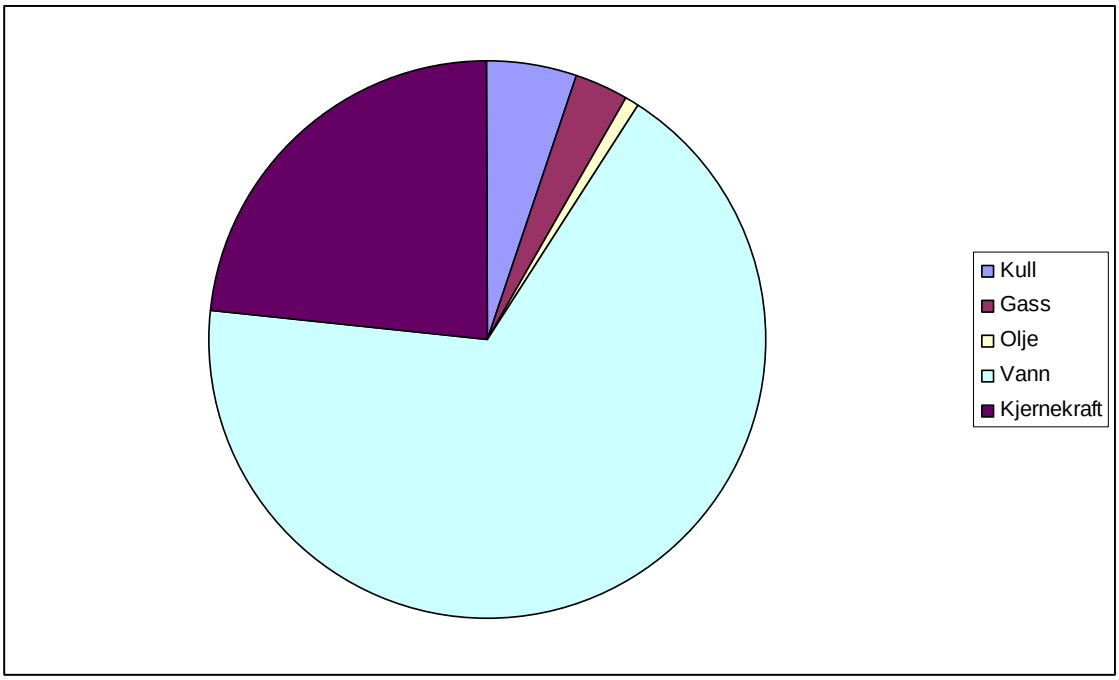
vannkraft blir erstattet med økt bruk av fyringsolje, kan miljøeffekten av en økning i el-avgiften bli negativ."

Basert på prinsippet om at avgiftene bør legges på den aktivitet som direkte ønskes berørt kunne el-avgiften sies å korrigere for de negative innvirkningene vannkraftproduksjonen i har på opplevelsen av norsk natur. Det foreligger imidlertid ikke analyser som dokumenterer at dagens el-avgift faller sammen med denne kostnaden.

Når denne inngår i maksimalprisen på fjernvarme, som ikke betaler en tilsvarende avgift, gir den en ekstrastimulans til fjernvarme som ikke reflekterer samfunnsøkonomiske gevinster ved oppvarmingsalternativet. Isolert sett bidrar derfor el-avgifter til å gi for sterke investeringsinsentiver til fjernvarme.

7.4 Fjernvarme sin rolle i en ambisiøs miljøpolitikk

Hensynet til miljøproblemene står sentralt i dagens energipolitikk. Norsk kraftproduksjon bidrar ikke i dag til CO2-utslipp. Når allikevel kraftforbruket i Norge kobles til miljøproblemet (utover den direkte kostnadene av inngrep i norsk natur) skyldes det at Norge ikke lenger er selvforsynt med kraft. Det norske kraftsystem er integrert i et nordisk kraftmarked, og gjennom investeringer i overføringskapasitet til kontinentet integreres vi i økende grad med deler av det europeiske kraftmarkedet. I det nordiske og europeiske kraftmarkedet er det betydelig innslag av produksjonsenheter som baseres seg på fossilt brensel. Det nordiske kraftsystem støttes dermed av produksjon basert på olje, gass og kull, i tillegg til vannkraft og kjernekraft. I 2005 fordelte den samlede produksjonen av elektrisk kraft i Norge, Sverige og Danmark seg på følgende energikilder:



Figur 23: Produksjonen av elektriske kraft i Sverige, Danmark og Norge på energikilde. 2005.

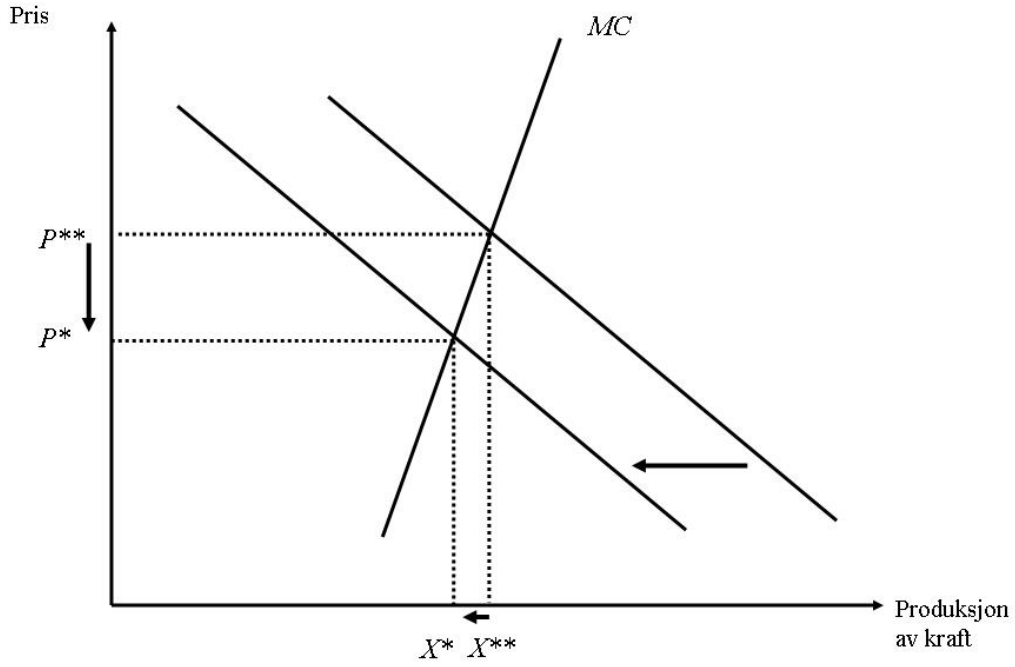
Kilde: Eurostat.

Marginale produksjonsenheter, dvs. kraftverkene med de høyeste driftskostnader, er ofte basert på fossilt brensel. Det er disse marginal kapasitetene som har negative konsekvenser knyttet til global oppvarming gjennom utslipp av CO2. Selv om norsk kraftproduksjoner er basert på vannkraft, kan derfor elforbruket i Norge ha innvirkning på samlede CO2-utslipp gjennom deltakelsen i det nordiske markedet.

Som påpekt ovenfor vil imidlertid disse kraftverkene måtte betale for sine utslipp gjennom CO2-kvoterprisen og eventuelt CO2-avifter. De politiske ambisjonene påvirker disse miljøkostnadene for kraftprodusentene. Et høy ambisjonsnivå vil på sikt øke kraftprisene, og gjøre alternativene basert på CO2-fri produksjon mer lønnsomme.

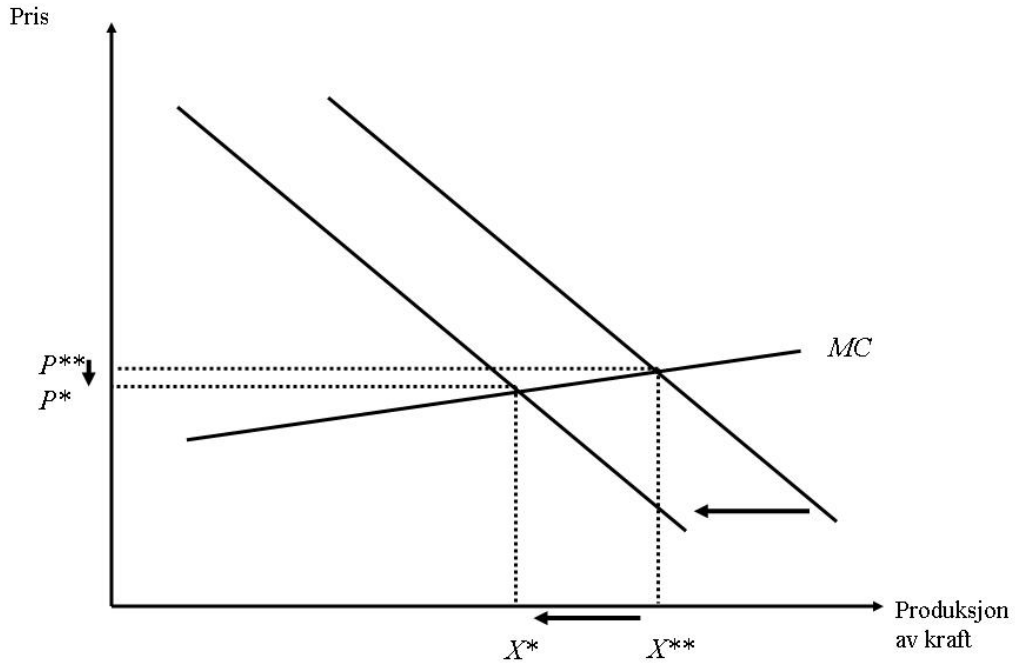
Hvis dagens ambisjonsnivå er for lavt, og el-prisene av den grunn ansees for å være for lave, vil det mest hensiktsmessige være å øke ambisjonsnivået, dvs. reduserte samlet kvotenivå eller øke særavgiftene som direkte er koblet til aktiviteter med CO2-utslipp. Norske myndigheter kan ikke direkte gripe inn med slike ensidige innstramminger innenfor egen kraftproduksjon, siden hovedsakelig all kraftproduksjon i dag er CO2-fri.

Vil så en politikk som reduserer forbruket av elektrisk kraft i Norge ha en ønsket effekt på klimautslippene? Vår vurdering er at dette er et upresist virkemiddel. Hvis produksjonskostnadene i de marginale produksjonsenhetene med CO2-utslipp er raskt økende med volum (stadig dyrere enheter kobles inn), vil redusert etterspørsel ha liten innvirkning på CO2-utslippene. Hovedeffekten bli lavere pris på elektrisk kraft i Norden. Dette er illustrert i figuren nedenfor:



Figur 24: Effekt på pris og produksjonsvolum ved redusert etterspørsel og bratt stigende marginale produksjonskostnader.

Hvis derimot produksjonskostnadene per enhet påvirkes lite av produksjonsvolum, vil konklusjonen snus:



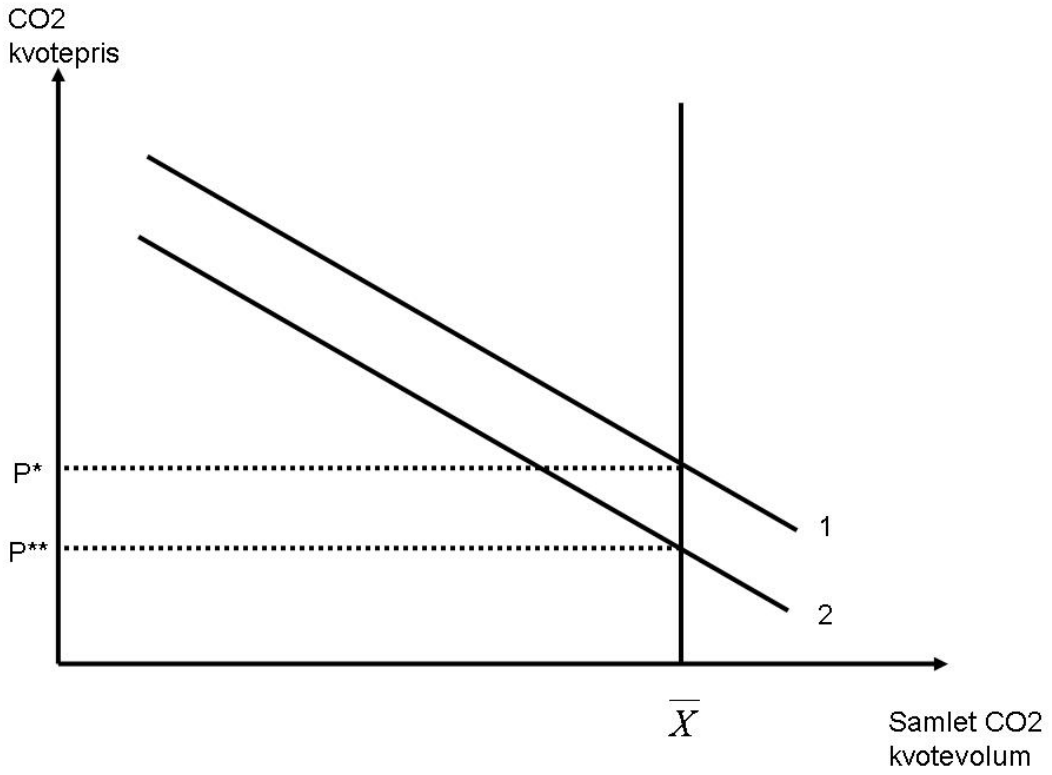
Figur 25: Effekt på pris og produksjonsvolum ved redusert etterspørsel og svakt stigende marginale produksjonskostnader.

Hva som er situasjon vil variere over året, og med den øvrige politikk og økonomiske utvikling i Norden og Europa. I noen situasjoner ligger de fleste aktive verkene inne med nær maksimal produksjon, samtidig som ny kapasitet bare kan tilføres dersom prisene gjør et kraftig hopp. Da er vi i en situasjon som illustrert i figur 24. I andre situasjoner vil de aktive verkene ligge inne med ledig kapasitet. Redusert etterspørsel vil da gi ytterligere reduksjon i kapasitetsutnyttelsen, og situasjonen er mer som illustrert i figur 25.

En politikk for reduserte klimautslipp som baserer seg på en generell reduksjon av norsk etterspørsel etter elektrisk kraft – ved å flytte etterspørselen over på for eksempel CO2-fri fjernvarme – har usikker effekt. Dersom analyser skulle vise at redusert etterspørsel etter elektrisk kraft i Norge har en ønsket kontraktiv virkning på samlet elektrisitetsvolum i Norden, slik som illustrert i figur 25, vil anbefalingen være å gjøre

bruk av elektrisk kraft dyrere. Det vil automatisk styrke lønnsomheten av fjernvarme, men også av andre varmeløsninger.

Med et etablert kvotemarked for CO2, er det ikke imidlertid ikke opplagt at selv en vellykket reduksjon av elforbruket i Norge og Norden (stimulert gjennom økt el-avgift) har den tilsiktede virkningen på samlede CO2-utslipp. Anta at det europeiske kvotevolumet for Kyoto-perioden er eksogent gitt. De samlede forpliktelsene ihht. Kyoto-protokollen lar vi nå være gitt ved $\overline{X}$. I et velfungerende kvotemarked vil kvoteprisen avhenge av denne forpliktelsen og de kvotepliktige bedriftenes etterspørsel (betalingsvilje) etter kvoter, som vist i figuren:



Figur 26: Likevektsprisen på utslippskvoter

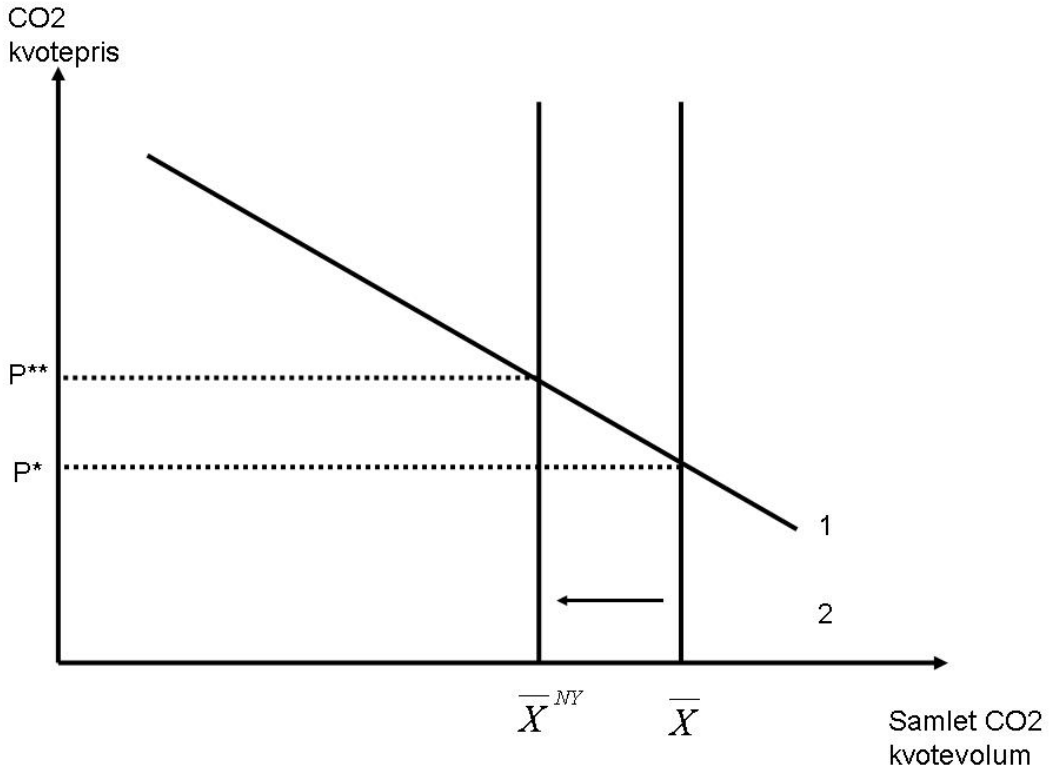
Bak etterspørselen etter kvoter står bedrifter med produksjonsaktivitet som skaper utslipp av CO2. Blant disse finner vi bl.a. kraftverk basert på olje, kull og gass. Betalingsviljen for kvoter reflekterer verdien av produksjon (elektrisk kraft) i markedet. Uten en innstramming av norsk etterspørsel etter elektrisk kraft antar vi etterspørselen etter CO2-kvoter er representert ved etterspørselskurven 1 i figuren, og prisen på kvoter er P*. Anta nå at etterspørselen etter kraft reduseres som følge av at Norge innfører en

dramatisk høyere el-avgift. Redusert etterspørsel etter elektrisk kraft vil redusere kraftverkenes betalingsvilje for kvoter. Vi får dermed et skift i kvoteetterspørsel, og som en illustrasjon lar vi etterspørselen skifte til 2 i figuren. Så lenge samlet kvotevolum er gitt, vil den eneste effekten av tiltaket som reduserte norsk kraftetterspørsel være lavere pris på utslipp – dvs. kvoteprisen faller til P**. Nivået på utslippene blir uforandret.

Utslipp av klimagassene er et globalt problem. Hvis norske myndigheter ensidig ønsker å øke ambisjonsnivået, vil det mest treffsikre vil være å stramme inn eget kvotevolum eller foreta direkte oppkjøp av kvoter innenfor de etablerte kvotesystemene. Norges instrumenter er her (i) direkte reduksjon av egne utslipp (reduksjon av nasjonale kvoter og inkludere flere bransjer), (ii) direkte investeringer i klimatiltak i andre i-land (*joint implementation*), eller (iii) bidra til reduserte klimautslipp i u-land (*clean development mechanism*).[13] Hvis detter har som sideeffekt å øke elprisene i Europa, vil samtidig andre energikilder styrke sin konkurranseposisjon i forhold til elektrisk kraft.

Igjen kan vi illustrere effekten av tiltaket med en figur:

[13] Se Bye og Hoel (2007).



Figur 27: Effekten av ensidig oppkjøp av kvoter.

Her har vi illustrert en situasjon der norske myndigheter kjøper opp kvoter i markedet, uten å dele disse ut til bedrifter. Et slikt tiltak vil ha en klar innstrammende effekt ved å redusere bedriftenes tilgang til utslippskvoter, og resultere i økte kvotepriser. Hvis markedet for utslippskvoter er organisert slik at samlet kvotevolum er gitt gjennom internasjonale avtaler, vil dette være et treffsikkert tiltak for å redusere utslippene.

7.5 ENOVAs investeringsstøtte til fjernvarme

En målrettet miljøpolitikk bør ikke stimulere overgang fra elektrisk eller oljebasert oppvarming gjennom særskilte investeringsstøtteordninger for fjernvarmeanlegg. Tilknytningsplikt kombinert med varmeselskapenes mulighet til å sette varmeprisen på nivå med elektrisk oppvarming er tilstrekkelig til å sikre varmebransjen miljøtilpassede rammebetingelser. Hvis disse rammebetingelsene gir for lav lønnsomhet til et

fjernvarmeanlegg, vil anlegget med stor sannsynlighet være samfunnsøkonomisk ulønnsomt å gjennomføre.

Dette skyldes at miljøproblemene ved bruk av elektrisk kraft eller oljebasert fyring allerede er korrigert for gjennom miljøpolitiske virkemidler som CO2-kvoter og særavgifter. Hvis myndighetene mener disse virkemidlene ikke er dimensjonert kraftig nok, viser analysen ovenfor at det mest treffsikre tiltaket er å endre dimensjoneringen direkte gjennom økte særavgifter på det som skaper miljøproblemene, eller påvirke utslippene av klimagasser direkte gjennom de etablerte kvotesystemene. Dette vil også styrke lønnsomheten av fjernvarme og andre oppvarmingsløsninger som er miljøvennlige.

Hvis myndighetene forsøker å løse en for svak dimensjonering av de miljøpolitiske virkemidlene med særskilt investeringsstøtte til fjernvarme, er det for det første usikkert om det har den ønskede miljøeffekten, og for det andre risikerer myndighetene å bidra til at det beste alternativet ikke velges. Når ENOVAs investeringsstøtte utformes slik at anlegget skal komme opp på en forventet avkastning som gjør at investorene er villig til å investere i anlegget, har myndigheten ikke lenger noen garanti for at varmeanlegget faktisk er det mest gunstige alternativet til el eller oljefyrt oppvarming.

Det beste argumentet for investeringsstøtte er knyttet til teknologiutvikling. Hvis selskapene som bidrar til utvikling av nye energiforsyningsteknologi ikke klarer å sikre seg en tilstrekkelig stor andel av den samfunnsøkonomiske verdien, er det et argument for at myndighetene kan gi økonomiske støtte. Ren investeringsstøtte til etablering av kjent varmeteknologi faller ikke i denne kategorien. Støtten som gis bør ha en langt mer veldefinert funksjon som forsknings- og utviklingstøtte til ny energiteknologi.

7.6 Investeringer under usikkerhet

Sverige og Danmark trekkes ofte frem på grunn av sin omfattende satsting på fjernvarme. Vi har tidligere omtalt denne, og historien bak det store innslaget av fjernvarme i disse landene starter på 60- og 70-tallet. I Sverige med omfattende kommunal boligbygging i de store byene og i Danmark med bl.a. energikrisene på 70-

tallet. Dette er etter vår oppfatning et dårlig utgangspunkt for å motivere en tilsvarende satsing i Norge om lag 40 år senere.

Lønnsomheten av de store irreversible investeringene som fjernvarme påkrever er kritisk avhengig av teknologi, økonomi og klima de neste 30 årene. Det er betydelig usikkerhet knyttet til energimarkedene i et 30-års perspektiv. Nye energiteknologier kan gjøre fjernvarme til et dårlig alternativ. Det skjer løpende utvikling innen isoleringsteknologi, nye former produksjon av elektrisk kraft (vinn, bølge, sol, C02-frie gasskraftverk). Samtidig spår klimaforskerne mildere og våtere klima i Norge. Hvis det slår til, vil kapasiteten i vannkraftsystemet øke, og oppvarmingsbehovet vil avta.

Dette er ikke uforenelig med lønnsomme fjernvarmeinvesteringer, men slike investeringer i dag medfører 1) at vi reduserer mulighetene for å tilpasse oss eventuell nye varmeteknologier og mildere vintre, og 2) at varmeinvestorene risikerer å tape penger. Kombinasjonen av usikkerhet om det fremtidige markedet og behov å store irreversible investeringer tilsier både bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske høye terskler for å utløse investeringene i dag.

7.7 Fjernvarme og forbedret kraftbalanse

Et argument for fjernvarme som har vært trukket frem er at dette avlaster et anstrengt kraftmarked. Tilstrekkelig store fjernvarmeinvesteringer frigjør kapasitet og reduserer importbehovet. Selv om etterspørselsvekst vil medføre at knapphet gjenoppstår på et senere tidspunkt, vil det allikevel være en isolerte gevinst av fjernvarmeutbygging at denne knappheten er skjøvet ut i tid, og dermed at eventuelle nyinvesteringer i produksjonskapasitet også kan utsettes.

Det er imidlertid for enkelt av den grunn å konkludere med at dette utgjør en tilleggsgevinst ved fjernvarme som bør utløse offentlige investeringsstøtte. Knappheten i kraftmarkedet skaper høyere kraftpriser. Prisnivået på elektrisk kraft vil nettopp over tid reflektere kostnadene ved å tilføre ny kapasitet i marked. Denne kapasiteten kan fjernes på minst to måter. Det kan investeres i ny kraftproduksjonskapasitet og

overføringskapasitet til knapphetsområder, og det kan investeres i alternative energikilder som fjernvarme basert på avfall og biomasse.

Dersom fjernvarme fremstår som bedriftsøkonomisk lønnsomt med dagens kraftpriser (og forventninger til disse fremover i tid), tyder det på at fjernvarme faktisk er den billigste måten å bedre kraftbalansen på. Hvis derimot en anstrengt kraftbalanse går sammen med bedriftsøkonomiske ulønnsomme varmeanlegg, tilsier det at varmeprosjektene ikke bør bedre kraftbalansen.

Generelt vil ikke et anstrengt kraftmarked i seg selv favoriserer investeringer i varmedistribusjon. Et anstrengt kraftmarked, med tilhørende høye kraftpriser, gir en like sterkt investeringsstimulans til investeringer i selve kraftsystemet. Hvorvidt varmeprosjekter er å foretrekke fremfor slike andre knapphetsreduserende tiltak, avhenger av de respektive investeringskostnadene.

ECON (2003) påpeker et annet forhold knyttet til fjernvarmeutbyggingens innvirkning på robustheten av kraftmarkedet. Dersom fjernvarmeanleggene bruker el som oppvarmingskilde i perioder med lave strømpriser, for så å bytte over til andre kilder ved høye strømpriser, ville dette hatt en gunstig innvirkning på kraftsystemet. Lokale fyringsanlegg som kombinerer el og olje, og som tillater at el kan kobles ut ved kapasitetsproblemer i nettet, oppnår en lavere nettleie nettopp på grunn av en slik fordel.

Dette er imidlertid ikke tilfellet for større fjernvarmeanlegg. Disse ligger inne med grunnlastproduksjon for eksempel basert på biomasse og avfall, for å så ta unna spisslastperioder med el, olje eller gass.

Referanser

Bye, T. og K. E. Rosendahl (2005): Betyr egentlig kvotemarkedet noe for kraftprisene? *Økonomiske analyser* nr. 5.

Bye, T. og M. Hoel (2007): Klimabidrag fra Norge. *Økonomisk Forum*. Nr. 5.

ECON (2003): Samfunnsøkonomi i fjernvarme og aktørenes incentiver. Rapport 2003-100.

ECON (2003): Kraftnett og alternative løsninger. Rapport 2003-15.

ECON (2006): Tariffering av energimålte kunder i distribusjonsnettet. Rapport 2006-002.

von der Fehr, N-H. M., E. Hope og K. P. Hagen (2002): Nettregulering. SNF-Rapport 1/02.

Grammeltvedt, T-E. (2007): Produksjon og distribusjon av fjernvarme. Under utgivelse. EBL Kompetanse.

Kan Energi (2007): Biomasse – nok til alle gode formål? Skrevet på oppdrag fra NVE.

Norsk Energi (2005): Faktaprosjekt. Fjernvarme Norge. Skrevet på oppdrag fra NVE og ENOVA.

NOU 1996: 9 Grønne skatter

NOU 1997: 27 Nytte-kostnadsanalyser

NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020.

NOU 2007:8 Vurdering av særavgiftene

NVE. Rapport 13-07 Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Jacobsen, H. K, P. Fristrup, J. Munksgaard, L-L. Pade og T. C. Henriksen (2004): Samspillet mellom de liberaliserende energimarkeder. Risø-rapport 1458. Danmark

Westin, P. og F. Lagergren (2002): Re-regulating district heating in Sweden. *Energy Policy*. 30.

XRGIA (2007): Konkurranseflater mellom fjernvarme og gass. Rapport utarbeidet for ENOVA.

Center for Research in Economics and Management (CREAM)
Handelshøyskolen BI
0442 Oslo

Formålet med CREAM er å utføre forskning innenfor næringsøkonomi, arbeidsmarkedsøkonomi og tilgrensende områder innenfor bedriftsøkonomi, samt å levere forskningsbaserte analyser og rådgivning til beslutningstakere i offentlig og privat sektor.

ISSN 1891-599X