

Fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv

Slutrapport 2005-12-22

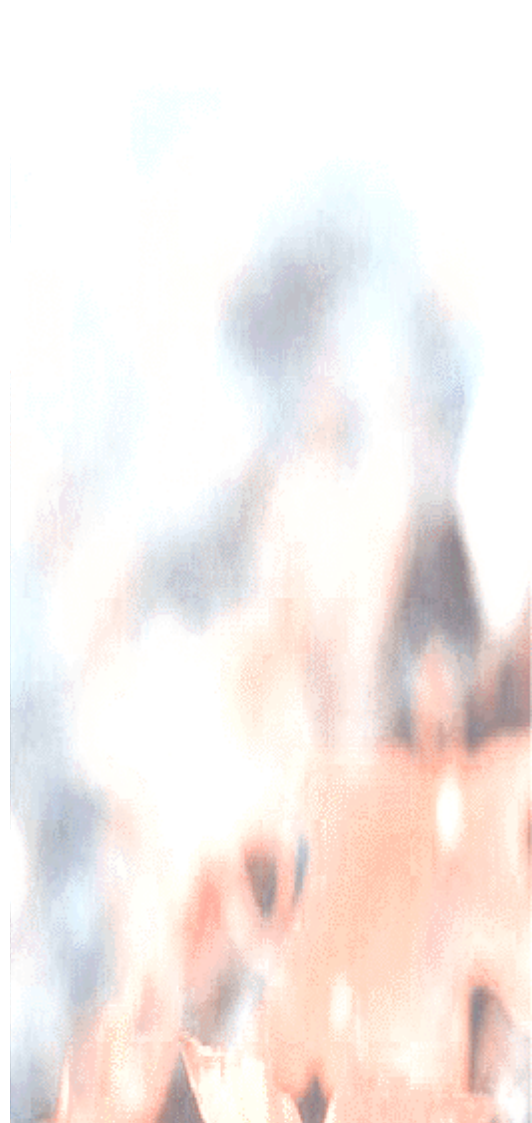
Syftet med detta projekt är att studera nyttan med fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv. Vi gör detta genom en kombination av kvalitativa resonemang och kvantitativa beräkningar inom tre huvudområden:

- Fjärrvärme och påverkan på energisystemet
- Fjärrvärme och klimatproblemen
- Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta

Studien visar att fjärrvärmens har potential att ta en större plats i det norska energisystemet. Vidare kan den bidra till att reducera klimatpåverkande emissioner och samtidigt ge värmekunderna ytterligare ett konkurrenskraftigt alternativ.



Profu



Sammanfattning

Förbrukning av fjärrvärme för uppvärmningsändamål har nästan fördubblats i Norge under de senaste 10 åren. Jämfört med andra länder i Norden som Danmark och Sverige står dock fjärrvärmen för en relativt liten del av uppvärmningen. Räknat per person var fjärrvärmeleveranserna i Norge år 2003 knappt 10 % av motsvarande i Sverige.

Även om det finns skillnader mellan Norge och övriga nordiska länder vad gäller t ex byggnadsstruktur och geografi så bör det finnas potential för fjärrvärmen att expandera ytterligare i Norge. I den här studien studeras nyttan med fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv. Vi gör detta genom en kombination av kvalitativa resonemang och kvantitativa beräkningar inom tre huvudområden:

- Fjärrvärme och påverkan på energisystemet
- Fjärrvärme och klimatproblemen
- Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta

Generellt finns både fördelar och potentiella nackdelar med fjärrvärme ur ett samhällsperspektiv (dessa beskrivs mer i detalj i kapitel 2). Fördelarna är:

- Möjliggör effektivt omhändertagande av avfall
- Möjliggör effektiv användning av industriell spillvärme
- Kan stärka kraftbalansen
- Bidrar till att nå miljömålen
- Ökar försörjningssäkerheten
- Möjliggör storskalig användning av biobränslen och naturgas i kraftvärmeföretag
- Bidrar till den norska omställningsplanen
- Minskar behovet av investeringar i eldistribution
- Kan ge ökad ekonomisk kundnytta

De potentiella nackdelarna är:

- Resurskrävande i områden med gles bebyggelse eller i fastigheter med låg specifik förbrukning
- Monopolliknande leverans
- Kollektiv mätning (minskade incitament för individuella energibesparingar)
- Kräver centralvärme (höga konverteringskostnader från uppvärmningssystem med direktverkande el)
- Förluster i distribution

Fördelarna och de potentiella nackdelarna som anges ovan innebär att fjärrvärme kan vara ett kostnadseffektivt alternativ i vissa områden, medan t ex direktverkande el, värmepumpar och pelletspannor kan vara mer intressant i andra områden. Inför varje expansion av fjärrvärme måste därför en noggrann utvärdering göras efter de lokala förhållandena.

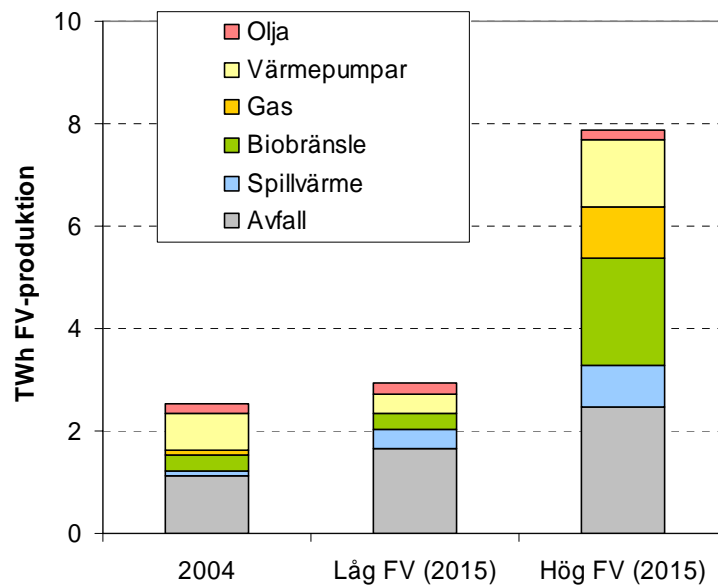
Fjärrvärme och påverkan på energisystemet

För detta ändamål har vi både utnyttjat ett statiskt och ett dynamiskt betraktelsesätt. För det sistnämnda har vi använt en beräkningsmodell, MARKAL-Nordic, som beskriver hela det stationära energisystemet (d v s exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Norge, Danmark, Sverige och Finland. Eftersom MARKAL-Nordic spänner över hela det nordiska energisystemet är beskrivningen av norsk fjärrvärme relativt förenklad. Modellen ger dock många intressanta kvalitativa resultat, men också vissa användbara kvantifieringar.

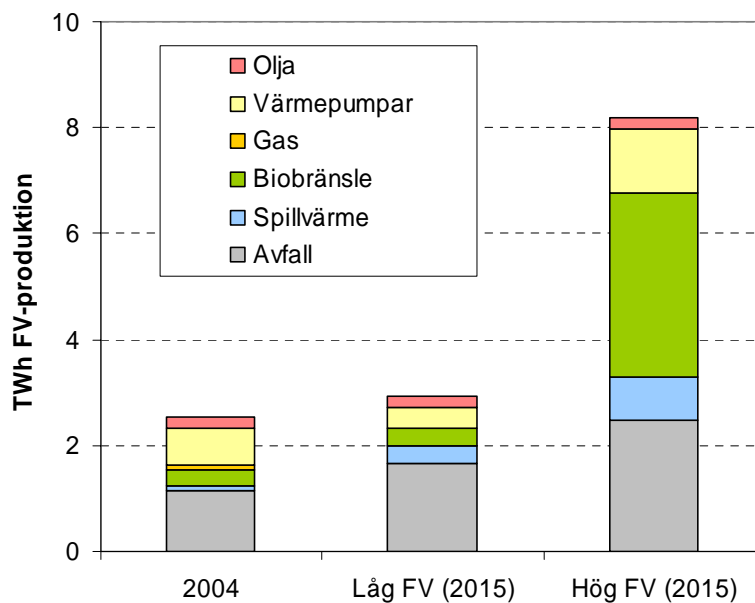
I analysen har två scenarier för fjärrvärmeutbyggnad i Norge under de kommande 25 åren jämförts. Dels ett scenario med kraftigt begränsad utbyggnad (ungefär på dagens nivå; "Låg FV") och dels ett scenario med en relativt kraftig expansion ("Hög FV"), närmare bestämt till totalt 7 TWh slutlig användning år 2015 (vilket kan jämföras med dagens nivå, drygt 2 TWh/år).

Analysen visar följande övergripande slutsatser:

- I scenario "Hög FV" visar beräkningarna att i princip all fjärrvärmeexpansion t o m 2015 sker inom servicesektorn (offentlig och privat) och i viss mån i flerfamiljsbostäder. När det gäller småhus (enfamiljshus) så kan fjärrvärme normalt inte konkurrera med t ex direktel, värmepumpar eller pellets pannor.
- Fjärrvärmen ersätter kring år 2015 främst elvärme i scenariot "Hög FV" jämfört med scenariot "Låg FV". Dessutom blir expansionen av pelletseldning något mindre i scenario "Hög FV" än den blir i scenariot "Låg FV". Detta innebär att fjärrvärmens expansion till mindre del också tar pelletseldningens utrymme för expansion.
- I scenario "Hög FV" domineras fjärrvärmeproduktionen av avfall, biobränsle samt värmepumpar. Vid låga gaspriser (i samma storleksordning som IEA's långtidsprognos) sker även en viss utbyggnad av naturgaskraftvärme. Vid högre naturgaspris (speglar de aktuella gaspriserna på kontinenten) byggs ingen naturgaskraftvärme ut. Istället tar biobränsle en större andel av fjärrvärmeproduktionen (jämför Figur S1a och S1b nedan). Noterbart är att gasprisets nivå har liten betydelse för fjärrvärmens expansion, vilket tydliggör fjärrvärmens flexibilitet att gå över till andra bränslen om priset för ett bränsle blir för högt.
- Beräkningar visar att en utbyggnad av fjärrvärmen tydligt kan sänka elcertifikatpriserna genom ett ökat utbud av konkurrenskraftig förnybar elproduktion som berättigar till elcertifikat.
- Den totala systemkostnaden i det nordiska energisystemet är cirka 200-400 miljoner NOK lägre per år i scenario "Hög FV" än i scenario "Låg FV". Med andra ord indikerar detta att en utbyggnad av fjärrvärmeanvändningen i Norge innebär en kostnadsbesparing i det nordiska energisystemet. Storleken på denna kostnadsbesparing är dock känslig för olika indata-antaganden.



Figur S1a Den faktiska fjärrvärmeproduktionens fördelning för 2004 (Källa SSB) och den beräknade fjärrvärmeproduktionens sammansättning för de bägge fjärrvärmescenarierna under antagande om "låga" naturgaspriser (i samma storleksordning som IEA's långtidsprognoser).



Figur S1b Den faktiska fjärrvärmeproduktionens fördelning för 2004 (Källa SSB) och den beräknade fjärrvärmeproduktionens sammansättning för de bägge fjärrvärmescenarierna under antagande om "höga" naturgaspriser (speglar de aktuella gaspriserna i Europa). Eftersom det högre gaspriset medför högre elpriser i detta fall jämfört med Figur S1a, så fås en något högre fjärrvärmeanvändning i scenario "Hög FV" i Figur S1b än motsvarande scenario i Figur S1a).

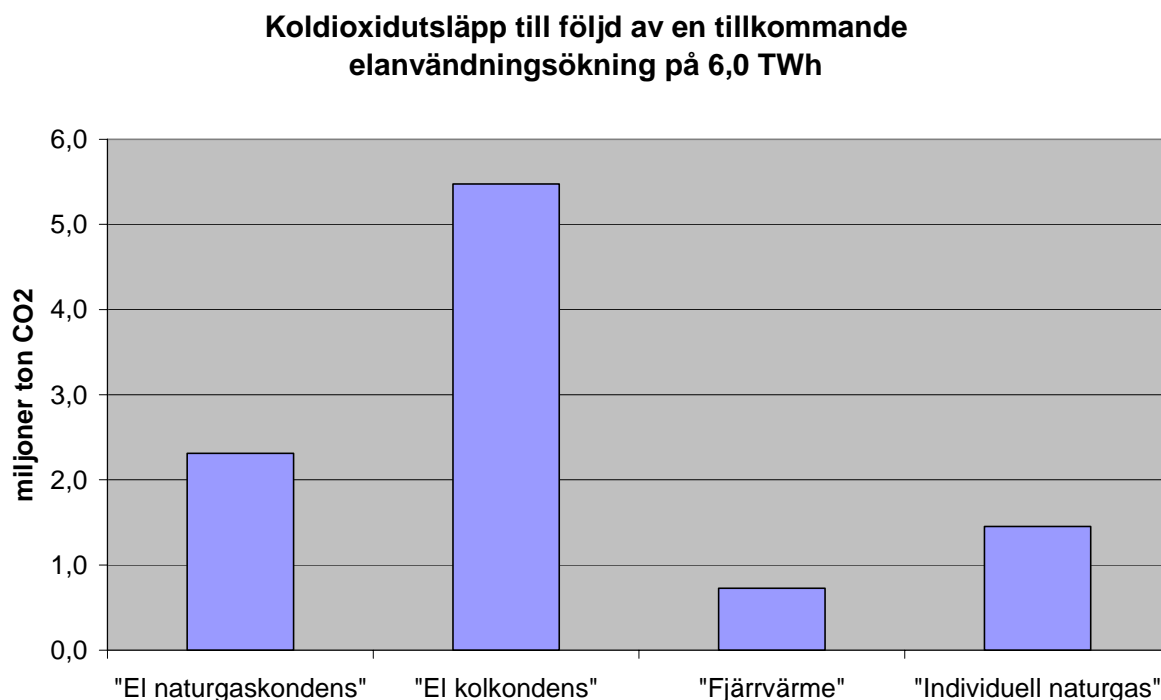
Fjärrvärme och klimatproblemen

Fjärrvärmens har en klar potential att sänka de klimatpåverkande utsläppen. Denna effekt blir tydlig när man inte begränsar analysen till enbart Norge utan även tar med effekter på hela det nordiska energisystemet.

I kapitel 4 har vi jämfört fyra olika kombinationer av energitillförselalternativ, alla med samma produktion av nyttig energi. Scenariot "el naturgaskondens" avser ett scenario där en antagen ökad elanvändning i Norge täcks med naturgaseldade kondenskraftverk. I scenariot "el kolkondens" antar vi att en ökad elanvändning i Norge täcks genom import av el från grannländerna och att denna el producerats i kolkondenskraftverk. Scenariot "fjärrvärme" avser ett fall där den antagna elanvändningsökningen täcks genom en minskning av elvärmeanvändningen genom att elvärme ersätts med fjärrvärme samt nettoelproduktion i kraftvärmeverk i fjärrvärmesystemen. Scenariot "individuell naturgas" innebär att den antagna elanvändningsökningen täcks genom en minskning av elvärmeanvändningen genom att elvärme ersätts med uppvärmning genom individuella naturgaspannor.

I samtliga fyra scenarier ges utrymme för en tillkommande årlig elanvändning i Norge på 6,0 TWh. Klart minsta utsläpp uppvisar scenariot "fjärrvärme". Där är utsläppen endast 13 % av utsläppen i scenariot "el kolkondens". Scenariot el "naturgaskondens" uppvisar koldioxidutsläpp som är mer än 3 gånger större än de som blir resultatet av scenariot "fjärrvärme". Scenariot "individuell naturgas" innebär dubbelt så stora emissioner som scenariot "fjärrvärme". (jämför Figur S2 nedan).

Ovanstående kan sägas gälla i ett kort perspektiv. På längre sikt visar beräkningar med MARKAL-Nordic att fjärrvärmens expansion även kan påverka när i tiden som investeringar i olika sorters elproduktion sker. Därmed är det, på längre sikt, snarare en mix av olika sorters elproduktion som påverkas av en fjärrvärmeutbyggnad.



Figur S2 *Koldioxidutsläpp i de fyra scenarierna*

Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta

Den ekonomiska nyttan för kunden av fjärrvärme kan i huvudsak delas in i två olika delar:

- kostnadsnytta (dvs ett konkurrerande alternativ som kan bidra till att sänka kostnaderna för kunden)
- ett rörligt pris som är mindre känsligt mot pris/skatte-förändringar (prisdämpning)

Kostnadsnyttan diskuteras i en översiktlig analys utifrån dagens uppvärmningskostnader för olika alternativ i ett flerbostadshus (fjärrvärme, elpanna, direktel, naturgaspanna, bergvärmepump och pelletspanna). Från denna kan man konstatera att fjärrvärme är konkurrenskraftigt när centralvärme (vattenburet uppvärmningssystem) finns installerat. När fastigheterna saknar centralvärme har fjärrvärme liksom alla uppvärmningssystem som kräver centralvärme (dvs alla ovan utom direktel) svårt att konkurrera med direktel.

Fjärrvärmens prisdämpande effekt finns både på kort och på lång sikt. På kort sikt kan man konstatera att om ett bränsle ökar i kostnad finns ofta möjlighet att använda ett annat billigare bränsle. För norska förhållanden är ett enkelt exempel att när oljepriset ökar mer än elpriset används elpannor före oljepannor och vice versa. Flexibiliteten på lång sikt finns genom nyinvesteringar i produktionskapaciteten om ett bränsle genom pris- eller skatteförändringar blir ekonomiskt ogynnsamt. Detta innebär att istället för att varje individuell kund tvingas byta uppvärmningssystem, sker förändringen i fjärrvärmesystemet. Detta innebär mycket stora ekonomiska skalfördelar, men även fördelen för kunden att den slipper olägenheten med bytet.

Styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft

I slutändan är det kunderna som genom sina val kommer att avgöra hur den verkliga expansionen av fjärrvärme ser ut. Kapitel 3 och 4 visar att det finns en potential både ur kostnads- och klimatsynvinkel för en expansion av norsk fjärrvärme när man värderar konsekvenserna i hela det nordiska energisystemet. Samtidigt visar beräkningarna rörande ekonomisk kundnytta i kapitel 5 att t ex värmepumpar och pelletspannor kan erbjuda tuff konkurrens gentemot fjärrvärme, varför valet för kunderna inte är självklart. Ett vanligt sätt att stimulera en utveckling som bedöms vara önskvärd ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, men som inte sker spontant, är att utnyttja styrmedel som förbättrar konkurrenskraften för det önskade alternativet. I rapporten går vi igenom och diskuterar (kvalitativt med beräkningsexempel) exempel på nya/förändrade styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft och därigenom också påverkar hur fjärrvärmens kan expandera från sin nuvarande nivå. Styrmedlen är de följande:

- Krav på vattenburet värmesystem för nya byggnader över en viss energimässig storlek.
- Stöd till installation av vattenburet system i befintliga byggnader, t.ex. i samband med större renoveringar.
- Höjd elskatt (elavgift)
- Elcertifikatsystem
- Handel med utsläppsrätter för koldioxid
- Förändrad avfallsavgift (i Norge)
- Skatt på avfallsförbränning i Sverige
- Förändringar av övrig energibeskattnings, tex. oljeskatt

- Investeringsstöd vid till förnybar energiproduktion i fjärrvärmesystemen samt till utbyggnad av fjärrvärmenät

Fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv

Innehållsförteckning

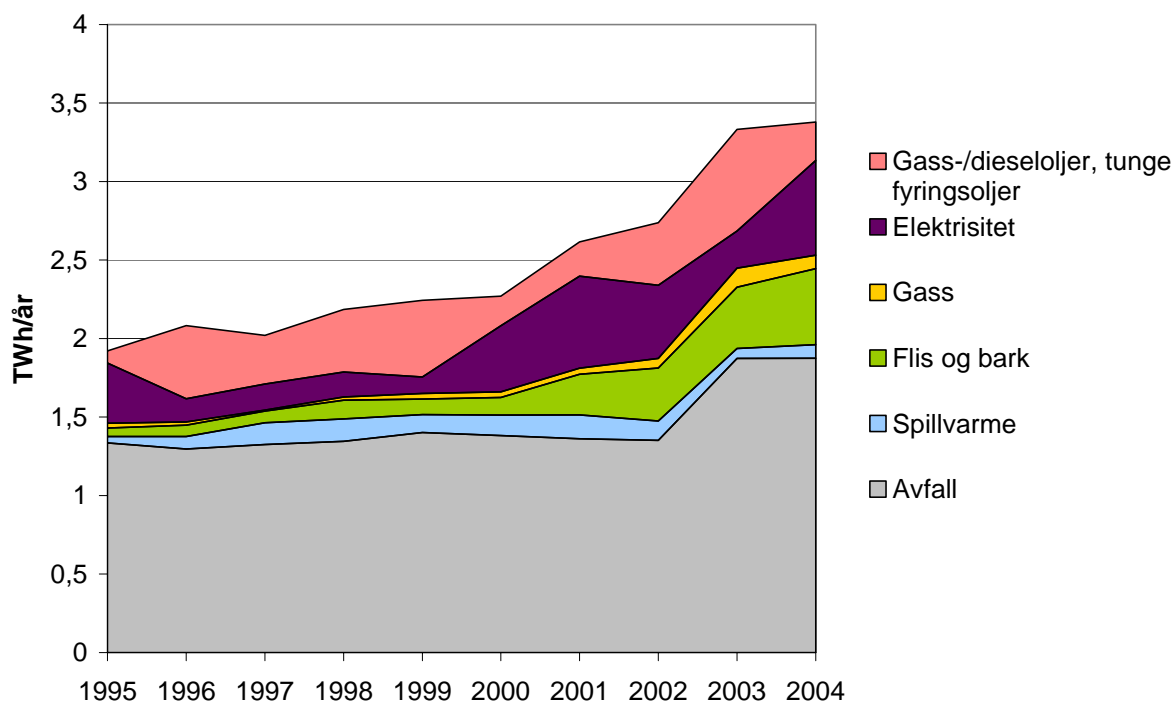
Sammanfattning

1. Inledning	8
1.1 Bakgrund,	8
1.2 Syfte, metod och avgränsningar	9
1.3 Upplägg av rapporten	9
2. Fördelar och potentiella nackdelar med fjärrvärme	11
2.1 Fördelar	11
2.2 Potentiella nackdelar	14
3. Fjärrvärme och påverkan på energisystemet	17
3.1 Resurser som saknar eller har begränsad alternativ användning	18
3.2 Energisystemeffekter av en fjärrvärmeutbyggnad i Norge	20
4. Fjärrvärme och klimatproblemen	36
5. Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta	39
5.1 Kostnadsnytta	39
5.2 Prisdämpning	40
6. Styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft	42
6.1 Krav på vattenburet värmesystem för nya byggnader över en viss energimässig storlek	43
6.2 Stöd till installation av vattenburet system i befintliga byggnader, t.ex. i samband med större renoveringar	43
6.3 Höjd elskatt (elavgift)	43
6.4 Elcertifikatsystem	44
6.5 Handel med utsläppsrätter för koldioxid	45
6.6 Förändrad avfallsavgift (i Norge)	45
6.7 Skatt på avfallsförbränning i Sverige	46
6.8 Förändringar av övrig energibeskattnings, t.ex. oljeskatt	46
6.9 Investeringsstöd till förnybar energiproduktion i fjärrvärmesystemen samt till utbyggnad av fjärrvärmenät	46
7. Referenser	48

1. Inledning

1.1 Bakgrund

Förbrukning av fjärrvärme för uppvärmningsändamål har stadigt stigit i Norge under de senaste 10 åren. Mellan åren 1995 och 2004 ökade fjärrvärmeleveranserna från 1,2 TWh/år till 2,3 TWh/år, dvs nästan en fördubbling (SSB 2005). I Figur 1.1 illustreras utvecklingen av bränsleanvändningen inom fjärrvärmesektorn.



Figur 1.1 Utvecklingen av bränsleanvändningen inom den norska fjärrvärmesektorn (SSB 2005). Bränsleanvändningen är större än fjärrvärmeleveranserna på grund av tre orsaker: 1) energiförluster när bränslets energi omvandlas till nyttig energi, 2) en viss del av bränslena används för elproduktion och 3) distributionsförluster

Trots den starka ökningen under de senaste åren, så kan man konstatera att fjärrvärme står för en relativt liten del av uppvärmningen jämfört med andra länder i Norden som Danmark och Sverige. I t ex Sverige var år 2003 fjärrvärmeleveranserna 47,5 TWh (Svensk Fjärrvärme 2005). Räknat per person innebär detta att leveranserna var 0,5 TWh/person i Norge jämfört med 5,3 TWh/person i Sverige, dvs leveranserna i Norge motsvarade knappt 10 % av de svenska dito.

Med tanke på de stora skillnaderna i fjärrvärmeleveranser och att Sverige och Norge har ett likartat klimat, så kan man som utgångspunkt anta att det finns en stor potential att öka fjärrvärmens andel av uppvärmningen i Norge. Men de båda länderna skiljer sig åt både vad det gäller byggnadsstruktur och energisystemens historiska framväxt vilket idag påverkar fjärrvärmens möjligheter. I Norge bor t ex en större andel av befolkningen i småhus. Distribution av fjärrvärme till småhus innebär ofta mer energiförluster och är ofta mer kostnadskrävande än distribution till flerbostadshus. I Norge har det historiskt också funnits god tillgång på vattenkraft för billig elproduktion, vilket gjort att en stor andel av de norska

bostäderna värms med direktel. Kostnaderna för att konvertera ett hus som värms med direktel till ett vattenburet system (som krävs för att fjärrvärmeleveranser skall ske) är höga och innebär ett stort hinder för vidare expansion av fjärrvärme i Norge.

Samtidigt kan man konstatera att det finns en rad styrkor med fjärrvärme som talar för en fortsatt expansion. Den norska elproduktionskapaciteten är nu i princip utnyttjad (Tveiten et al. 2005) och det finns behov av alternativ för att bidra till energiförsörjningen. Genom utbyggnad av fjärrvärme som ersätter direktel kan man avlasta elproduktionen och frigöra kapacitet i elöverföringsnäten. Som bränslen för fjärrvärme kan man använda energikällor som inte nyttiggörs eller som är svåra att nyttiggöra effektivt på annat sätt, t ex avfall, spillvärme från industrier och oförädlade biobränslen som avverkningsrester från skogsbruket. Vidare möjliggör fjärrvärme samtidig och effektiv produktion av el och värme i kraftvärmeverk. Detta tillskott av elproduktion stärker den norska kraftbalansen. Ur kundperspektiv innebär fjärrvärmerna att kostnaderna för elanvändning och uppvärmning kan minska under förutsättning att fjärrvärmerna etableras där den sker effektivt. Dessutom kan fjärrvärmesystemen ofta använda flera olika bränslen, vilket dämpar uppgångar i bränslepriser genom att bränslen byts ut om de blir för dyra.

Som en del av förarbetena till en ny regleringsperiod från 2007 går norska myndigheter vid OED/NVE igenom dagens reglering av fjärrvärme. Fjärrvärme regleras även av energilagen. Avsikten med regleringen är att den skall säkra en samhällsekonomiskt optimal etablering av energiförsörjningssystemet. Mot bakgrund av detta och det ökade trycket på landets kraftförsörjning finns det ett behov av att studera nyttan med fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv. Därmed får man ett förbättrat underlag för att genom strategier och styrmedel säkerställa att fjärrvärmerna expanderar i de områden där den är ett effektivt och lönsamt alternativ för det norska samhället.

1.2 Syfte, metod och avgränsningar

Syftet med detta projekt är att studera nyttan med fjärrvärme i Norge ur ett samhällsperspektiv. Vi gör detta genom en kombination av kvalitativa resonemang och kvantitativa beräkningar inom tre huvudområden:

- Fjärrvärme och påverkan på energisystemet
- Fjärrvärme och klimatproblemen
- Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta

Beräkningarna utförs huvudsakligen på en aggregerad nationell (och därmed förenklad) nivå för att stödja, illustrera och förtydliga de resonemang som förs. I analysen gör vi sålunda inga anspråk på att exakt beskriva de olika existerande och potentiella fjärrvärmesystem som finns i Norge. De lokala förutsättningarna kan variera kraftigt varför studier av enskilda system med fördel görs på lokal nivå där kunskapen om rambetingelserna är bättre. Vi kompletterar studien av de tre huvudområdena med diskussioner om för- och nackdelar med fjärrvärme samt styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft.

1.3 Upplägg av rapporten

I kapitel 2 beskrivs fördelar och potentiella nackdelar med fjärrvärme. I kapitel 3-5 går vi igenom de tre huvudområdena där vi studerar fjärrvärme och påverkan på energisystemet,

klimatproblemen och den ekonomiska kundnyttan. I kapitel 6 diskuteras olika styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft.

2. Fördelar och potentiella nackdelar med fjärrvärme

Fjärrvärme innebär en rad fördelar både vad gäller att sänka kostnaderna för det totala energisystemet och för att minska utsläppen från energisystemet. Detta till trots har fjärrvärmen några potentiella nackdelar som innebär svårigheter för en större expansion i Norge. Sammantaget finns det ändå förutsättningar för en ökad andel fjärrvärme i det norska energisystemet.

Nedanstående redovisning är en kvalitativ diskussion av de viktigaste fördelarna (kapitel 2.1) och potentiella nackdelarna (kapitel 2.2) med fjärrvärme. Flera av faktorerna illustreras även med exempel från andra länder (främst Sverige). För en mer kvantitativ diskussion hänvisas till efterföljande kapitel.

2.1 Fördelar

- **Möjliggör effektivt omhändertagande av avfall**

God hushållning innebär att avfallet bör ses som en resurs. Vårt organiskt avfall får inte deponeras sedan år 2000 och nedbrytbart avfall får enligt den norska regeringen inte deponeras efter 2008 (Miljøverndepartementet 2005). Genom avfallsförbränning begränsas problemet samtidigt som man genom fjärrvärme kan tillvarata energi från avfallet. Avfallet består av fraktioner som till största delen är förnybara. Utsläppen från avfallsförbränning innebär, med modern reningsteknik, för de flesta typer av utsläpp hårdare krav på avfallsförbränning än på biobränslen i övrigt. Avfallsförbränning innebär även möjligheter till elproduktion, även om el-andelen i förhållande till värmeandelen är lägre än för kraftvärmeverk med andra bränslen.

Utökad fjärrvärme baserad på avfallsförbränning innebär utökad avfallsbehandlingskapacitet, vilket är viktigt med de kommande restriktionerna för deponering och för att minska beroendet av att exportera avfallet till andra länder för hantering. I dagsläget kyls, enligt SSB's Fjernvarmestatistik 2004, ca 400 GWh värme bort från avfallsförbränning. Dessutom exporteras ca 175 000 ton avfall till huvudsakligen Sverige och Danmark, vilket motsvarar ytterligare ca 500-600 GWh (Profu 2005).

- **Möjliggör effektivt omhändertagande av industriell spillvärme**

Fjärrvärme är i många fall en förutsättning för att kunna nyttiggöra spillvärmerna från industrin. Enligt (Tveiten et al 2001) finns inom de mest energiintensiva industribranscherna kanske upp till 20 TWh spillvärme som skulle kunna nyttiggöras om behovet av värme fanns. Av denna energi skulle upp till 2-3 TWh kunna användas inom fjärrvärmen, vilket skulle motsvara ca 6 % av Norges totala uppvärmningsbehov eller ungefär lika mycket som tillförd energi till fjärrvärmesystemen 2004. I Sverige används idag ca 5 TWh spillvärme från industrin och ungefär lika mycket från avloppsvattnet, vilket sammantaget motsvarar ungefär 20 % av tillförd energi till fjärrvärmesystemen.

- **Kan stärka kraftbalansen**

Fjärrvärme kan påverka elsystemet och kraftbalansen på två sätt:

- 1) minskad elförbrukningen genom att man vid anslutning av kunder ofta ersätter eluppvärmning
- 2) elproduktion genom kraftvärme som kostnadseffektivt produktionsalternativ i fjärrvärmesystemet

Elproduktionen genom kraftvärme kan genom att man nyttiggör spillvärmen från elproduktionen dessutom ske med en mycket hög verkningsgrad jämfört med kondensbaserad elproduktion. Schablonmässigt brukar man säga att totalverkningsgraden är minst 50 % högre för ett kraftvärmeverk än för ett kondensverk.

Genom att man ersätter elvärme med fjärrvärme får man dessutom fördelen i elnätet att man tar bort en del av lasten som är utomhustemperaturberoende och ”spetsig”, vilket ger möjlighet till bättre utnyttjandegrad av elnätet. Se vidare nedan om ”Minskat behov av investeringar i el- och gasnät”.

- **Bidrar till att nå miljömålen**

Att ersätta olje- och elpannor med till stora delar förnybar fjärrvärme ger stora positiva effekter bland annat vad gäller utsläppen av koldioxid. Dels minskar utsläppen lokalt i Norge genom att man ersätter olja och dels innebär minskad elanvändning i Norge minskningar av utsläppen från det nordiska elsystemet. Utsläppen i det nordiska elsystemet kommer av att på marginalen produceras elen, under stora delar av året, med fossila bränslen (främst kol) i kondensanläggningar med låg verkningsgrad. Detta diskuteras utförligare i kapitel 3 och 4 nedan.

I Sverige har fjärrvärmen under den senaste 20-årsperioden bidragit med att sänka de *lokala* årliga CO₂-utsläppen med 11 miljoner ton, vilket motsvarar 20 % av de totala årliga utsläppen från det svenska samhället (Svensk Fjärrvärme 2005b). Till detta kommer de utsläpp från elsystemet som man kunnat undvika.

- **Ökar försörjningssäkerheten**

Förutom att fjärrvärmen innebär möjlighet att tillvarata energiflöden i samhället som annars är svåra att ta tillvara (spillvärme från industriprocesser, svåreldade bränslen som avfall samt värme från elproduktion) så innebär fjärrvärmen oftast genom sin produktionsstruktur ökad flexibilitet i att använda olika energikällor.

Flexibiliteten finns både i ett kort och i ett långt perspektiv. I ett tänkt fjärrvärmesystem med avfallsförbränning, elpannor och oljepannor kan den kortsiktiga flexibiliteten illustreras av att när oljepriserna ökar mer än elpriserna kommer vid ett visst prisläge värmeproduktionen med elpannor ske före oljepannorna och vice versa. En annan flexibilitet i ett system med avfallsförbränning är att en avfallspanna ofta innebär en mycket stor frihet att elda olika

fastbränslefraktioner. Skulle överskott alternativt underskott uppstå för någon fraktion så finns de möjligheten att byta till någon annat fastbränsle.

Flexibiliteten på lång sikt finns genom att istället för att varje individuell kund som har ett ekonomiskt ofördelaktigt uppvärmningssystem tvingas byta anläggning, sker en investering i ny produktionskapacitet i fjärrvärmesystemet. Detta innebär mycket stora ekonomiska skalfördelar, men även fördelen för kunden att den slipper att själv ombesörja med bytet. Se även "Kundnytta" nedan.

Sammantaget innebär flexibiliteten att fjärrvärmesystemen ger en dämpning av genomslaget för prisförändringar på enskilda bränslen.

- **Möjliggör storskalig användning av bibränslen och naturgas i kraftvärmesystem**

Liksom för avfallet innebär fjärrvärmesystemen en god möjlighet att använda andra bi-bränslen som annars kunde vara svåra att utnyttja. Exempel på detta är rester från skogsavverkning och spill från board-industrin. Dessa bi-bränslefraktioner är möjliga att elda i konventionella bi-bränslebrännare och kräver inte den omfattande reningsutrustning som är fallet för en avfallspanna. Förutom dessa speciella fraktioner finns naturligtvis även möjlighet att elda skogsflis. Sammantaget finns en stor potential för bi-bränslen i de norska fjärrvärmesystemen. Med planerna på ett el-certifikatsystem ökas dessutom lönsamheten avsevärt för att använda bi-bränslet för kraftvärmeproduktion, vilket kommer att medföra en ökande andel förnybart producerad el.

Även naturgasen kan få omfattande avsättning i fjärrvärmesystemet. De ekonomiska styrmedlen som gäller i dagsläget (inklusive eventuella el-certifikat) gör naturgasen till ett ekonomiskt sämre bränsle för kraftvärmeproduktion, men det kan vara intressant som ersättning för el- och oljepannor. I framtiden kan det höga utbytet mellan el- och värme-produktion göra naturgasen konkurrenskraftig även för kraftvärmeproduktion.

- **Bidrar till den norska omställningsplanen**

Norges målsättningar att mängden förnybar värme skall öka med 4 TWh och att elförbrukningen skall reduceras med 5 TWh till 2010 kan underlättas av fjärrvärmesystemen. Genom att fjärrvärme vid nyanslutningar ofta ersätter el- och oljepannor och att fjärrvärmeproduktionen ofta använder avfall, spillvärme och bi-bränslen kan fjärrvärme effektivt bidra till att uppfylla målsättningarna. Norsk Fjärrvärmes målsättning om 3,5 TWh ny fjärrvärme till 2010 indikerar att fjärrvärmesystemen har potential för att bidra till en stor del av åtgärderna för att uppnå målsättningarna.

- **Minskar behovet av investeringar i eldistribution**

Elnätet i Norge närmar sig en situation, där på flera håll nått nära taket på överföringskapaciteten. Man står med andra ord inför ett behov att investera stora summor i elnätet för ökad kapacitet. Fjärrvärmesystemen kan i denna situation få en viktig roll för att minska alternativt senarelägga delar av dessa investeringar. Fjärrvärmesystemen kan här bidra på flera sätt. Dels genom

att producera el i kraftvärmedrift, vilket ofta sker på samma plats som elbehovet (och därmed minskar transmissionsförlusterna) och dels genom att ansluta elvärmekunder och ta bort kundernas värmelast från elnätet. Att minska elvärmerna ger dessutom dubbel effekt på elnätet genom att värmelasten har en spetsig utomhustemperaturberoende utnyttjningsprofil.

Som ett räkneexempel kan man använda det antagande som senare görs i kapitel 3 att man ansluter 4,5 TWh elvärmekunder till fjärrvärmerna. Dessa värmekunder har en kort utnyttjnings tid (ca 2000 timmar). Att ansluta dessa kunder till fjärrvärmerna innebär att 4500 GWh / 2000 h = 2,25 GW eller 2500 MW frigörs i elnätet under höglasttid.

- **Ekonomisk kundnytta**

Där fjärrvärmerna är konkurrenskraftig erbjuds värmekunderna ett lägre pris jämfört med de flesta andra alternativen, se vidare kapitel 5. Generellt innebär det även ytterligare ett alternativ för kunderna, vilket bidrar till prispress för de olika alternativen. Med fjärrvärmerna som uppvärmningsform minskas dessutom beroendet av ett enda bränsle och inverkan av svängningar i bränslepriser dämpas i enlighet med diskussionen ovan om "Försörjnings-säkerhet" ovan.

2.2 Potentiella nackdelar

- **Resurskrävande i områden med gles bebyggelse eller i fastigheter med låg specifik förbrukning**

Fjärrvärme innebär att man även bygger ett distributionssystem som kan innebära en relativt stor extra investering. Detta innebär att för områden/fastigheter med relativt låg specifik energiförbrukning som t.ex. småhusområden med stora tomter eller fastigheter med mycket låg energiförbrukning blir kostnaderna för distributionen relativt höga. De områden som ansluts kräver därför i regel en viss energitäthet för att fjärrvärme skall vara ett lönsamt alternativ. Energieffektivisering innebär sänkt specifik energiförbrukning, vilket i sin tur kan påverka lönsamheten för fjärrvärmeanslutning. Fastighetsstrukturen i Norge, med stor andel småhus, innebär därför en ekonomisk begränsning av hur stor andel fjärrvärmerna kan komma att få i Norge. Se även nedan om "Centralvärme".

I Sverige pågår ett omfattande forskningsprogram inom ramen för Svensk Fjärrvärme (Värmegles Fjärrvärme), där man brett arbetar med frågan att kunna sänka kostnaderna för anslutning. En av målsättningarna är att den specifika anslutningskostnaden för ett småhus skall kunna maximeras till 50 000 SEK (inkl moms).

- **Monopolliknande leverans**

I Sverige diskuteras periodvis frågan kring fjärrvärmerna på en marknad. I princip är fjärrvärmerna som system delvis att betrakta som ett naturligt monopol, varför frågan är viktig.

Fjärrvärmerna i Norge är dock utsatt för konkurrens både på kort och på lång sikt. På kort sikt uppstår konkurrensen av att en stor andel av kunderna har kvar sina tidigare el/olja-pannor, vilka kan användas om fjärrvärmerna skulle prissättas fel. På längre sikt pressas fjärrvärme-

priset av t.ex. värmepumpar och pelletseldning, vilka är alternativ som ekonomiskt kan tävla med fjärrvärmerna. Konkurrensen förstärks även av att i de flesta fjärrvärmesystem behöver inte kunden själv ta några investeringar, utan detta ingår i priset för fjärrvärme. Man är med andra fri att välja bort fjärrvärme om detta inte är kostnadseffektivt. Konkurrensen mot eluppvärmning är dessutom lagstadgad för områden där tillknytningsplikten gäller¹. Genom prisreglering får fjärrvärmerna inte kosta mer än vad motsvarande uppvärmning hade kostat med elvärme.

I ett nybyggt hus är situationen delvis en annan. Där finns konkurrensen främst när man skall besluta om vilket uppvärmningssystem som man skall ha. När man valt fjärrvärme och anpassat byggnaden till detta, är man i praktiken för en längre period hänvisad till en leverantör av värme. Dock gäller även här prisregleringen som skydd för kunden för de områden där tillknytningsplikten gäller.

Man bör även notera att det faktum att fjärrvärmerna befinner sig en expanderande fas i Norge kommer att ha en dämpande effekt på det pris man erbjuder kunderna, eftersom man vill öka sin marknadsandel. Sammantaget innebär detta att konkurrenssituationen i Sverige och Norge är till stor del är olika.

- **Kollektiv mätning**

Fjärrvärmerna debiteras av fastighetsägaren oftast slutkunden genom schabloner (t.ex. kr/m²). Slutkunden kan både avse hyresgäster i flerfamiljshus och lokalhyresgäster i en större kontorsfastighet. Detta innebär att den individuella hyresgästen inte uppfattar något direkt incitament för att hålla nere energiförbrukningen, vilket motverkar en önskan om energi-effektivisering. Kostnaden för individuell mätning är framförallt i befintliga fastigheter relativt hög, varför detta är ytterligare en kostnad som ökar på investeringsbehovet för fjärrvärme och därmed sänker lönsamheten. Det är också en komplicerad fråga att mäta värme ur rättvisesynpunkt. Skall t ex en hyresgäst med gavellägenhet (fler ytterväggar) behöva betala mer för värmen än en lägenhet mitt inne i fastigheten.

I Sverige har frågan nyligen utretts (Edman 2005) där man konstaterat att värmemätning är mycket komplicerat ur rättvisesynpunkt bland annat genom värmeläckage mellan lägenheterna, att olika lägenheter i fastigheten har olika specifik förbrukning beroende på placering i fastigheten samt att man flyttar en del av ansvaret för energieffektiviseringen från fastighetsägaren till hyresgästen. Utredningen föreslår att individuell mätning endast skall ske av varmvattnet.

- **Centralvärme**

Fjärrvärmerna innebär inte bara att man behöver bygga ett distributionssystem fram till den fastighet som skall anslutas, utan även att det måste finnas ett distributionssystem inom fastigheten (centralvärme). Eftersom det i Norge har varit vanligt att man har haft elvärme utan centralvärme medför en fjärrvärmeanslutning även att fastigheten måste investera i centralvärme. Detta innebär en ökad investeringskostnad som sammantaget kan göra det svårt att ansluta fastigheter i mindre energitäta områden.

¹ Enligt Tveiten et al. (2005) sker idag 20-25 % av fjärrvärmeleveranserna till områden med tillknytningsplikt.

Även inom detta område pågår utvecklingsinsatser både i Sverige och Norge för att sänka kostnaden för att installera centralvärme.

- **Förluster i distribution**

Distributionssystemet för fjärrvärmen innebär värmeförluster. I svenska fjärrvärmesystem varierar normalt förlusterna mellan ca 5-12% beroende på energitäthet, teknikval, kvalitet och ålder. Fjärrvärmen i Norge idag ligger i den lägre delen av detta intervall, eftersom man så här långt främst har leveranser till privata och offentliga lokaler som ligger tätt. Detta innebär att den extra förlust som distributionen innebär för närvarande är låg. Om man i framtiden även ansluter mindre energitäta områden kan förlusterna komma att öka.

3. Fjärrvärme och påverkan på energisystemet

Detta kapitel omfattar två huvuddelar. I den första delen (Kapitel 3.1) har vi valt att fokusera på resurser som i huvudsak har en begränsad alternativ användning till fjärrvärmeproduktion, nämligen industriell spillvärme, brännbart avfall och biobränsle. En rad ytterligare energibärare och bränslen är naturligtvis också aktuella för fjärrvärmeproduktion, exempelvis el, olja, naturgas och t o m kol. Dessa tas ej upp i resursöversikten men inkluderas väl i de andra delarna av detta kapitel.

I den andra delen (Kapitel 3.2) görs en bred analys av konsekvenser för energisystemet till följd av en fjärrvärmeutbyggnad i Norge. De konsekvenser som studeras är påverkan på el- och värmeproduktion, emissioner av CO₂, elcertifikatpriser samt kostnader. För detta ändamål utnyttjas en beräkningsmodell, MARKAL-Nordic, som beskriver hela det stationära energisystemet (d v s exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Norge, Danmark, Sverige och Finland. Även om modellen inkluderar det norska fjärrvärmesystemet ligger modellens fokus på ett mer övergripande nordiskt plan. Frågor som är specifika för fjärrvärmens i Norge skulle därför kunna beskrivas mer detaljerat än vad som är gjort i modellen. Modellen är dynamisk och omfattar hela perioden 2005-2050, men vi har för detta projekt i huvudsak använt resultat för år 2015.

Ett vanligt sätt att jämföra fjärrvärme med andra alternativ är att utnyttja så kallad *statisk analys*. Den statistiska analysen har ett flertal nackdelar till skillnad mot den *dynamiska analys* som vi genomför med MARKAL-Nordic:

- Den statistiska analysen görs ofta för ett givet år. Detta innebär att det är svårt att fånga de förändringar som sker i energisystemet på grund av att produktionsanläggningarna och distributionsnäten har olika livslängder som innebär att de kontinuerligt måste bytas ut.
- Den statistiska analysen fångar inte hur det norska fjärrvärmesystemet samverkar med andra delar av energisystemet och hur det nordiska energisystemet påverkas över tid. T ex så innebär utbyggd fjärrvärme med kraftvärme att elvärme kan ersättas vilket innebär minskat elbehovet samtidigt som ny elproduktion tillförs genom kraftvärmen. Detta påverkar inte bara elbalansen i Norge utan elbalansen i hela Norden. Därmed påverkas t ex investeringsbehovet av elkraft även i övriga delar av Norden.

Den statistiska analysen är dock ett utmärkt komplement till den dynamiska analysen, eftersom den senare generellt är betydligt mer omfattande och därmed svårare att dels visualisera.

I slutet av kapitel 3.2 genomför vi också en enklare statistisk analys för situationen år 2015 i syfte att illustrera skillnader mot den dynamiska analysen. Vi tittar då också på vilka övergripande slutsatser som den statistiska analysen kan ge.

3.1 Resurser som saknar eller har begränsad alternativ användning

3.1.1 Spillvärme

I Norge står industriell spillvärme för ca tre procent av dagens fjärrvärmeproduktion (SSB 2005b, jämför även Figur 1.1 i denna rapport). I Sverige är motsvarande siffra strax under tio procent (Energimyndigheten 2004). Spillvärmepotentialen är avsevärd i Norge p g a den energiintensiva industrins viktiga roll. Den tekniskt möjliga potentialen att utnyttja spillvärmerna anges till minst 13,5 TWh per år av Tveiten *et al.* (2001). Samma källa bedömer dock att denna spillvärmemängd finns tillgänglig endast för en relativt liten värmelast p g a avstånden mellan spillvärmeleverantörerna och värmebehovet. Därmed antas att ett möjligt framtida bidrag från spillvärmerna i fjärrvärmesammanhang kan vara i storleksordningen 2-3 TWh.

Två faktorer som kan inverka begränsande för användning av spillvärme för fjärrvärmeproduktion är dels begränsad lönsamhet gentemot andra alternativ (t ex värme från avfallsförbränning) och dels rent förhandlingstekniska svårigheter mellan de bägge inblandade aktörerna (den industriella spillvärmeleverantören och fjärrvärmeleverantören)².

3.1.2 Brännbart avfall

Trots att utsortering idag sker av avfall till materialåtervinning och biologisk behandling, så återstår stora mängder blandade avfallsmängder. I dagsläget går en stor del av dessa blandade avfallsmängder till deponering. Deponering innebär att merparten av avfallets energiinnehåll går förlorat samtidigt som utsläpp till luft (framförallt metangas) och till vatten (via lakvattnet) påverkar miljön negativt. Genom avfallsförbränning med fjärrvärmeproduktion (vilket även kan kombineras med elproduktion) kan avfallets energiinnehåll tas tillvara samtidigt som man reducerar påverkan på miljön genom att deponering undviks. Dessutom minskar man miljöpåverkan från de bränslen som ersätts i fjärrvärmesystemen.

Enligt SSB (2005) uppgick bränsleanvändningen vid avfallsförbränning i Norge till knappt 1,9 TWh/år år 2004. Avfall var därmed i särklass det mest använda bränslet vid norsk fjärrvärmeproduktion (jämför Figur 1.1). Den norska regeringen förklarade nyligen sin avsikt att genomföra ett förbud mot deponering av nedbrytbart avfall från och med 1 januari 2009 (Miljøverndepartementet 2005). Detta kommer att innebära att avfall som idag går till deponering istället måste gå till andra behandlingsmetoder där avfallsförbränning är ett viktigt alternativ. SFT (2004) uppskattar att deponiförbudet skulle minska deponeringen med cirka 620 000 ton år 2011. Dessa 620 000 ton skulle fördelas som 450 000 ton till ökad förbränning med energiutvinning och 170 000 ton till ökad materialåtervinning (inklusive biologisk behandling). Detta innebär sålunda en ökad avfallsbränslepotential på cirka 1,5 TWh/år jämfört med idag. Samtidigt kan man konstatera att exporten av avfall från Norge till Sverige för avfallsförbränning har stigit de senaste åren (jämför Profu 2005). Detta innebär en tilltagande investeringsosäkerhet för dem som planerar att expandera/bygga ny avfallsförbränning i Norge.

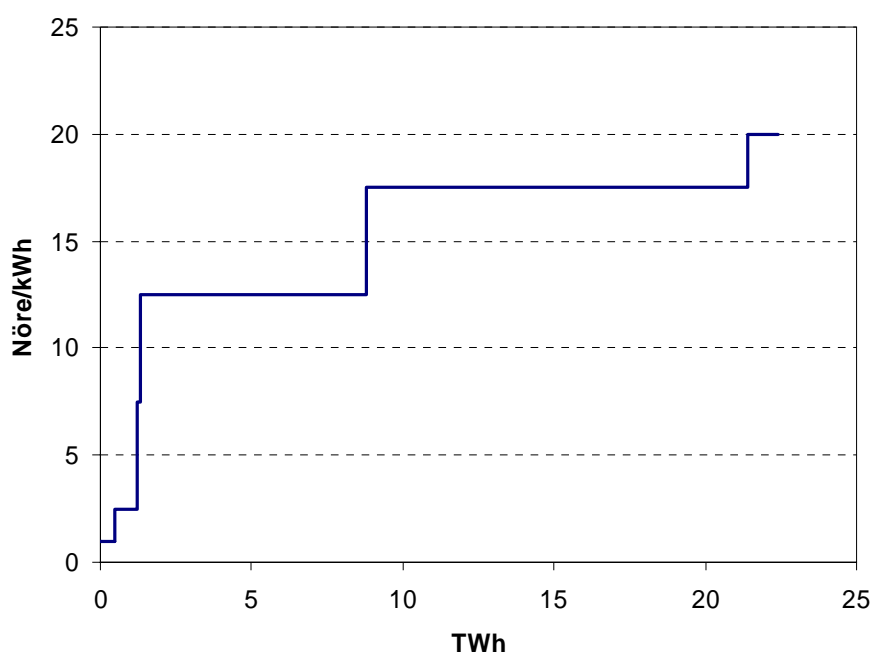
3.1.3 Biobränsle

Även om vissa typer av biobränslen har en alternativ användning till fjärrvärmeproduktion (t ex ved och pellets som används direkt för uppvärmning på slutanvändarsidan) så finns det trots allt ansenliga biobränsleresurser som har en begränsad alternativ användning som

² Se exempelvis SOU (2005) (Bilaga 3 om "Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion") och en artikel i Fjärrvärmetidningen (2005).

exempelvis skogsavverkningsrester. Dessa relativt billiga resurser kan utnyttjas för fjärrvärmeproduktion med mycket hög verkningsgrad, närmare 110 % räknat på det nedre värmevärdet med rökgaskondensering. Detta är knappast möjligt vid småskalig förbränning på slutanvändarsidan. Inom tillverkningsindustrin (främst papper och massa samt trävaruindustrin) är bibränslen viktiga i energisammanhang både för produktion av processånga och el. En viss del av bibränsleresurserna inom tillverkningsindustrin är dock ej tillgänglig för fjärrvärmemarknaden som exempelvis avlutar vid tillverkning av kemisk pappersmassa.

Idag används ca 15 TWh bibränslen (exklusive brännbart avfall) för energiändamål i Norge (NVE/KanEnergi 2004). Jämfört med Sveriges närmare 100 TWh är detta naturligtvis en relativt liten del. Potentialen för en ökad användning av bibränsle i Norge för energiändamål uppskattas bl a av NVE och KanEnergi i rapporterna "Elproduktion basert på biobrensler" och "Grønne sertifikater og biobrensel" till närmare 40 TWh inklusive existerande användning (NVE/KanEnergi 2004, NVE/KanEnergi 2005). I Figur 3.1 visas en något omarbetad version av dataunderlaget i dessa bägge rapporter. Figuren visar potentialen för en ökad användning (d v s utöver dagens användning) av bibränslen (exklusive brännbart avfall) för energiändamål.



Figur 3.1 Utbudskurva för en ökad användning av bibränsle utöver dagens användning (exklusive hushållsavfall samt bygg- och träavfall) för energiändamål. Källa: Profus bearbetning av ursprungsmaterial i NVE/KanEnergi (2004) och, NVE/KanEnergi (2005). I figuren har medelvärden för kostnaden för olika klasser ersatt de kostnadsspänn som fanns med i rapporterna av NVE /KanEnergi. Kostnaderna anges fritt användare (figuren omfattar olika kategorier av användare, t ex enskild uppvärmning och värmeverk).

Även om bibränsleanvändningen kan ökas rejält med inhemska bibränslen finns mycket som tyder på att den internationella handeln med bibränslen kan komma att få alltmer ökad betydelse. För att återigen göra en jämförelse med Sverige så utgjorde de importerade bibränslena (exklusive brännbart avfall) under inledningen av 2000-talet närmare 25 procent

av allt biobränsle som användes inom fjärrvärmeproduktionen (inklusive kraftvärme) (Ericsson och Nilsson 2004, Energimyndigheten 2004).

Som nämnts tidigare, har en viss del av biobränslet som inkluderas i Figur 3.1 alternativ användning även utanför fjärrvärmesektorn. Användningen av råvaran blir därmed konkurrensutsatt vilket naturligtvis kan påverka prisbildningen. Ett exempel på detta är biprodukter vid trävaruproduktion (sågverk mm) som kan användas såväl inom träskiveindustrin och pappersmasseindustrin som inom fjärrvärmeproduktionen.

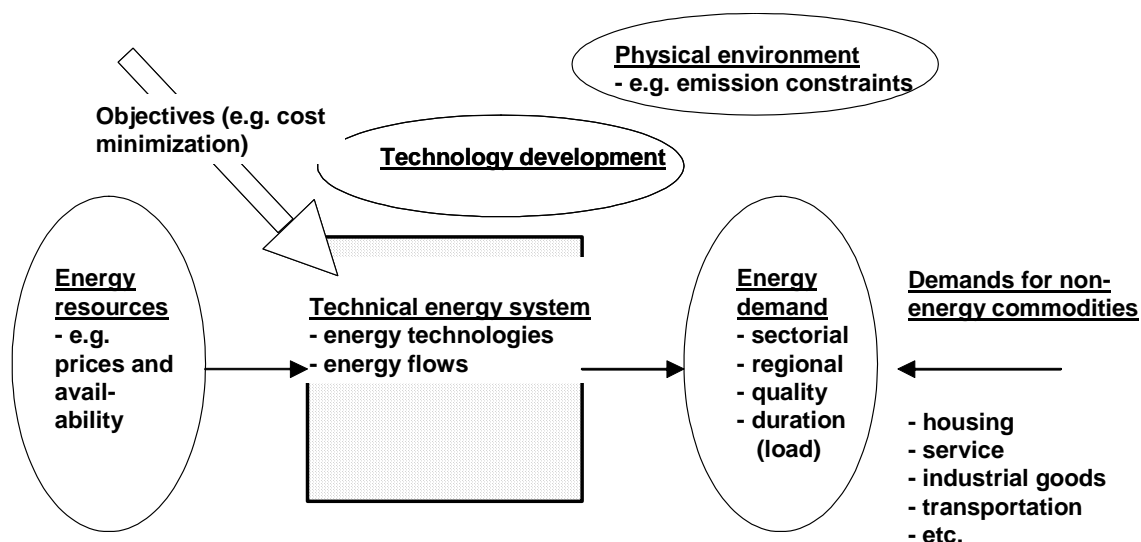
3.2 Energisystemeffekter av en fjärrvärmeutbyggnad i Norge

I detta kapitel görs en bred analys av konsekvenserna för energisystemet till följd av en fjärrvärmeutbyggnad i Norge. För detta ändamål utnyttjas en kostnadsminimerande optimeringsmodell, MARKAL-Nordic, som beskriver hela det stationära energisystemet (dvs exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Norge, Danmark, Sverige och Finland. En närmare beskrivning av modellen återfinns i följande avsnitt.

3.2.1 Kort om beräkningsmodellen MARKAL-Nordic

Beräkningsmodellen MARKAL-Nordic tillkom under ett forskningsarbete på Chalmers tekniska högskola (Nordledenprojektet; mer info www.nordleden.nu) och finns dokumenterad i bl a Unger (2003). Fokus under detta forskningsarbete var bl a dels gemensamma nordiska marknader för utsläppsrätter och elcertifikat och dels de ledningsburna energibärarnas (el, naturgas och fjärrvärme) roll i det nordiska energisystemet. Modellen är sålunda inte utvecklad direkt för att *enbart* analysera norsk fjärrvärme. Men eftersom den norska fjärrvärmesektorn ingår som en del i modellen bedömer vi att modellen är användbar för att **finna insikter** om norsk fjärrvärmes roll i ett nordiskt energisammanhang. Resultaten får dock inte övertolkas eftersom beskrivningen av fjärrvärmesektorn kan göras mer detaljerad. Dataunderlaget i den ursprungliga versionen av modellen samlades in i samarbete med IFE i Norge, VTT i Finland och Risø i Danmark.

Användningen av MARKAL-Nordic är relaterad till studier av det *tekniska* energisystemet. Det tekniska energisystemet förhåller sig till omgivningen så som visas i Figur 3.2. Längst till höger i figuren uppstår själva energibehovet som i sin tur är kopplat till utvecklingen i den övriga makroekonomin. Energianvändningen i sig är ju ett resultat av de behov vi egentligen har, d v s boende, varor, tjänster mm. Förutom energibehovet är även teknisk utveckling, internationella bränslemarknader, och energi- och miljöpolicy faktorer som behandlas exogent i modellen. I enlighet med översiktsskissen i Figur 3.2 omfattas med andra ord ej kopplingar till den övriga makroekonomin så som exempelvis arbets- och kapitalmarknaden i MARKAL-Nordic.



Figur 3.2 *Det tekniska energisystemet och dess omvärld*

Det tekniska energisystemet så som det beskrivs av MARKAL-Nordic inkluderar energiflödena från utvinning av bränslen och råvaror via omvandling för kraft- och fjärrvärmegenerering till slutlig användning av bränslen, el och fjärrvärme i en rad olika sektorer, exempelvis hushåll och industrier. I modellen tas även hänsyn till att behovet av el och värme varierar över året. Beskrivningen omfattar en mycket stor mängd tekniska komponenter med allt från värmepumpar för enskild uppvärmning till storskalig elproduktion i gaskraftverk eller kärnkraftverk. Var och en av de fyra nordiska länderna representeras av en sådan beskrivning i modellen. De enskilda länderna är i modellen förbundna med varandra genom överföringsförbindelser för el.

Beräkningsprincipen för MARKAL-Nordic bygger på att finna det system som uppfyller samtliga antagna randvillkor (t ex potentialer, verkningsgrader, utsläpps begränsningar mm) till lägsta systemkostnad. Därmed är kostnadseffektivitet en viktig parameter i beräkningarna.

3.2.2 Beräkningsförutsättningar

I analysen har två scenarier för fjärrvärmeutbyggnad i Norge under de kommande 25 åren jämförts. Dels ett scenario med kraftigt begränsad utbyggnad (ungefär på dagens nivå; "Låg FV") och dels ett scenario med en relativt kraftig expansion ("Hög FV"), närmare bestämt till totalt 7 TWh slutlig användning år 2015. Det senare fallet ligger i paritet med potentialbedömningen som görs av bl a Norsk Fjernvarme och Tveiten et al. (2005). Den totala fjärrvärmeanvändningen över tiden visas i Figur 3.3. De två scenarierna har kompletterats med känslighetsanalyser på naturgaspriset och priset på eldningsolja.

På grund av modellens mycket omfattande datainnehåll väljer vi här att endast nämna en bråkdel av alla de förutsättningar och antaganden som görs. Fokus ligger på indata-antaganden som har direkt bäring på fjärrvärmesystemet.

Bränslepriser

Ett stort antal olika bibränsleklasser ingår i alla fyra länderna. För Norges del är indata rörande bibränslen i modellen inte uppdaterade för att motsvara exempelvis studierna som ligger bakom Figur 3.1. Istället används en något äldre uppskattning på den inhemska

biobränslepotentialen vilket medför att antagandena är något mer konservativa än vad som kan utläsas ur Figur 3.1. Emellertid har en övre kostnadsklass på närmare 150 NOK/MWh med en praktiskt taget oändlig potential (för central kraft- och värmeproduktion) inkluderats i beräkningarna. Detta för att illustrera importmöjligheter från utomnordiska länder. Gaspriset fritt kondenskraftverk antas ligga på dels ca 90 NOK/MWh (refereras som ”låga” gaspriser) och dels ca 130 NOK/MWh (refereras som ”höga” gaspriser). För att naturgas skall kunna användas inom andra kundgrupper än kondenskraft, t ex för fjärrvärmeproduktion, krävs investeringar i gasdistribution. Lätt eldningsolja ligger generellt på ca 500-520 NOK/MWh levererat till hushållssektorn (inkl avgifter men exklusive mva). I ett känslighetsfall har vi även räknat på ett lågt oljepris, närmare bestämt omkring 400-420 NOK/MWh för hushållssektorn. Övriga sektorer betalar ett annat pris beroende på distributionskostnader.

Investeringar

Investeringar i produktionskapacitet och nätkapacitet sker internt i modellen, d v s är ett beräkningsresultat som väljs utifrån principen om kostnadseffektivitet. Med andra ord, om beräkningsmodellen finner det lönsamt så görs investeringen. Kalkylräntan för investeringar har ansatts till 7 %. Antaganden för livslängder för fjärrvärmeproduktion är i storleksordningen 20 år. Livslängderna kan variera något beroende på produktionslag.

Styrmedel

De viktigaste energi- och CO₂-relaterade skatterna för år 2004 inkluderas i samtliga länder. I Norge antas dessutom att ett nationellt elcertifikatsystem införs med en kvot på 15 TWh år 2016. Även i Sverige finns ett sådant system och där antas motsvarande kvot år 2016 vara 21 TWh totalt. I det norska elcertifikatsystemet ingår all ny vattenkraft, vindkraft, biobränslebaserad kraft och en del av den avfallsbaserade kraften (ca 60 % i energitermer av det brännbara avfallet antas vara förnybart och berättigar till elcertifikat). Dessutom antas en europeisk handel med CO₂-utsläppsätter (till ett givet pris av ca 0,13 NOK/kg CO₂) vara i bruk under hela modellperioden. Detta utgör en extra kostnad som tillkommer utöver bränslepriset för exempelvis ett naturgaskraftverk.

Fjärrvärmenätet

Fjärrvärmenätet är nationellt i varje land och delas in i två kategorier, nämligen hög värmetäthet (flerfamiljsbostäder, servicesektorn och industrin) samt låg värmetäthet (småhus). Investeringar, drift- och underhållskostnader är inkluderade för näten. Den totala distributionsförlusten för fjärrvärmenätet antas uppgå till omkring tio procent.

Fjärrvärmeproduktion

Produktionen av fjärrvärme kan ske med en rad olika bränsleslag. Mängden tillgängligt brännbart avfall har antagits till omkring 3,5 TWh år 2015, vilket baseras på NVE/KanEnergi (2004) och (2005). Utsläppskoefficienten för avfall antas vara 100 kg CO₂/MWh bränsle. Gaskraftvärme har begränsats till maximalt 200 MW el under samma tidsrymd, bl a beroende på begränsningar i utbyggnadstakten för gasdistributionsnätet. El kan användas i både elpannor och värmepumpar för att generera fjärrvärme. Spillvärme antas maximalt kunna ta ca tio procent av den totala produktionen år 2015. Denna siffra har valts mot bakgrund av vad som idag gäller i Sverige. Som nämndes inledningsvis är den aktuella siffran i Norge endast ca tre procent (SSB 2005b).

3.2.3 Beräkningsresultat

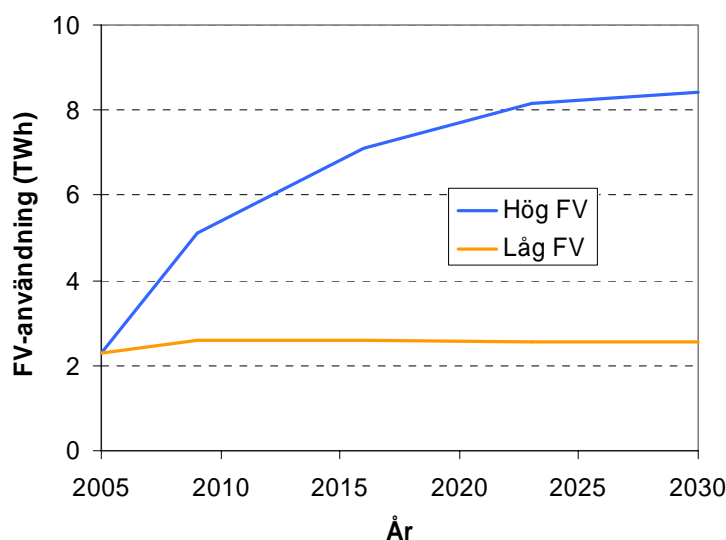
Även om modellen omfattar modellåren 2005 t o m 2050 så avser majoriteten av de presenterade resultaten året 2015.

Energianvändning

Figur 3.3 visar hur fjärrvärmeanvändningen i Norge utvecklas i de två scenarierna för fjärrvärmeutbyggnad, nämligen "Låg FV" och "Hög FV". I scenario "Låg FV" antar vi att fjärrvärmen expanderar endast obetydligt över dagens nivå. I scenario "Hög FV" antar vi att fjärrvärmeproduktionen tillåts expandera med cirka 4,5 TWh t o m 2015 jämfört med idag.

I bägge scenarierna får fjärrvärmen bära sina egna kostnader i modellen, d v s nätkostnader (inkl nyinvesteringar) ingår. Det som skiljer scenarierna åt är att den övre maximala potentialen för fjärrvärmeutbyggnad begränsats på två olika nivåer.

I scenario "Hög FV" visar beräkningarna att huvuddelen av all fjärrvärmeexpansion t o m 2015 sker inom servicesektorn (offentlig och privat). Detta betyder att drygt 6 TWh fjärrvärme används inom denna sektor år 2015 vilket utgör omkring en tredjedel av hela den sektorns uppvärmningsbehov enligt beskrivningen i MARKAL-Nordic. Det är också denna sektor som idag dominerar fjärrvärmeanvändningen i Norge, medan det i Sverige är flerfamiljsbostäder som dominerar underlaget (Tveiten et al. 2005). Expansionen inom bostadssegmentet (inklusive flerfamiljsbostäder) är liten i beräkningarna. När det gäller småhus (enfamiljshus) så kan fjärrvärme inte konkurrera med alternativen som är både elbaserade (t ex värmepumpar) och pellets. Inom servicesektorn antas däremot biobränslen vara mer en mer begränsad option, vilket möjliggör utrymmer för fjärrvärme. Konkurrensförhållandet mellan fjärrvärme, biobränsle och värmepumpar diskuteras också i Kapitel 5, men där är utgångspunkten en nulägesbeskrivning snarare än en situation om tio år.

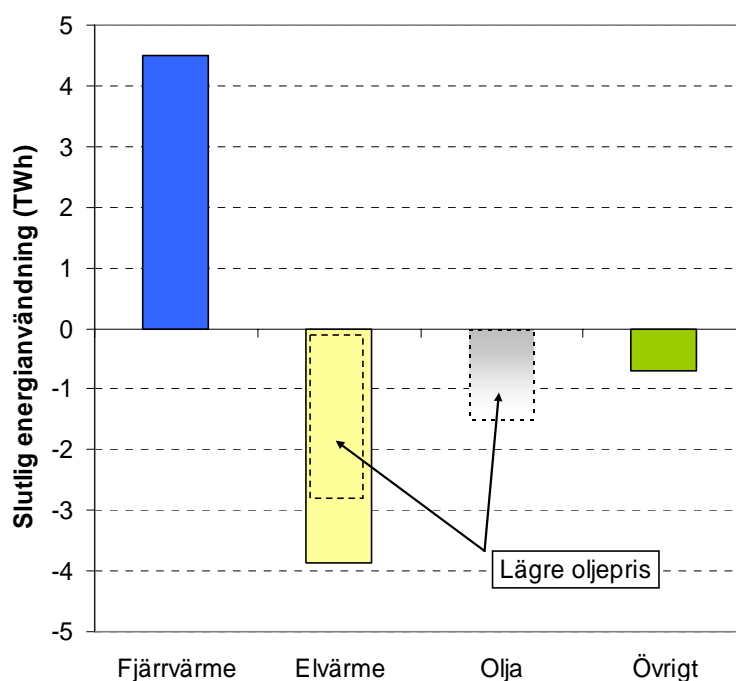


Figur 3.3 Fjärrvärmeanvändningen i de två beräkningsscenarierna "Låg FV" och "Hög FV".

För att bedöma vilka energislag som utgör alternativen till fjärrvärme har vi tittat på skillnaden i energianvändning inom bostäder och service mellan de bägge scenarierna. I Figur

3.4 kan man se att en ökning av fjärrvärmeanvändningen med ca 4,5 TWh (d v s skillnaden mellan "Hög FV" och "Låg FV") innebär en minskning av elvärmens med nästan 4 TWh och en minskning av övriga energilag (huvudsakligen bibränslen i form av pellets men även besparingsåtgärder som inte genomförs) med drygt 0,5 TWh. Det är dock viktigt att komma ihåg att detta gäller för 2015, d v s förändringarna är inte relativt idag utan relativt *det som hade varit år 2015 om inte fjärrvärmens byggts ut*. Oljeanvändningen påverkas inte alls eftersom oljan gradvis fasas ut p g a de relativt höga oljepriserna i bägge scenarierna. Men om oljeprisantagandet sätts lägre, exempelvis närmare 40 øre/kWh exkl mva för servicesektorn, så spelar oljan en viktigare roll inte minst i scenario "Låg FV". Därmed konkurreras också en del av denna olja ut (medan en mindre del elvärme ersätts än vid högre oljepriser) om fjärrvärmens tillåts expandera. Detta är markerat med streckade staplar i Figur 3.4. Huruvida olja ersätts av fjärrvärmens eller ej är naturligtvis viktigt ut koldioxidsynpunkt. Om det inte finns någon olja att ersätta har fjärrvärmens inga möjligheter att sänka utsläppen av koldioxid på användarsidan i Norge.

En minskning med elvärmens på nästan 4 TWh enligt Figur 3.4 behöver inte betyda att den totala elanvändningen minskar med lika mycket. En del av elvärmeminskningen inom tjänstesektorn kompenseras av en ökad elanvändning inom exempelvis fjärrvärmeproduktionen (värmepumpar) men också inom annan slutlig användning.



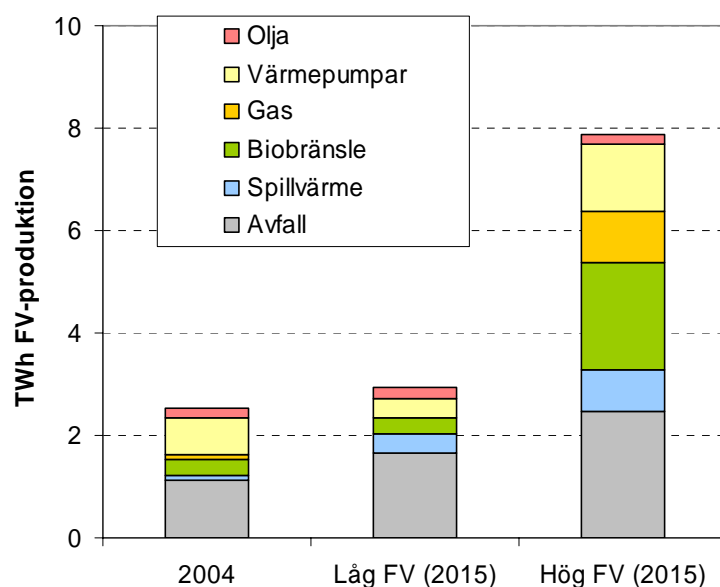
Figur 3.4 Förändring i slutlig energianvändning inom servicesektorn i Norge p g a fjärrvärmeexpansion enligt "Hög FV" jämfört med "Låg FV". Ett fall med lägre oljepriser (omkring 40 Nøre/kWh exklusive mva inom servicesektorn) indikeras av de streckade staplarna. I detta fall väljs ca 1 TWh mindre elvärme bort jämfört med grundantagandet. En mycket liten del el till värmepumpar ingår också i "Elvärme".

Fjärrvärmeproduktion

Den beräknade fjärrvärmeproduktionen uppgår till ca 3 TWh (scenario "Låg FV") respektive strax under 8 TWh (scenario "Hög FV") år 2015. Produktionens sammansättning per bränsleslag åskådliggörs nedan i Figur 3.5 ("lågt" gaspris) och 3.6 ("høgt" gaspris)³.

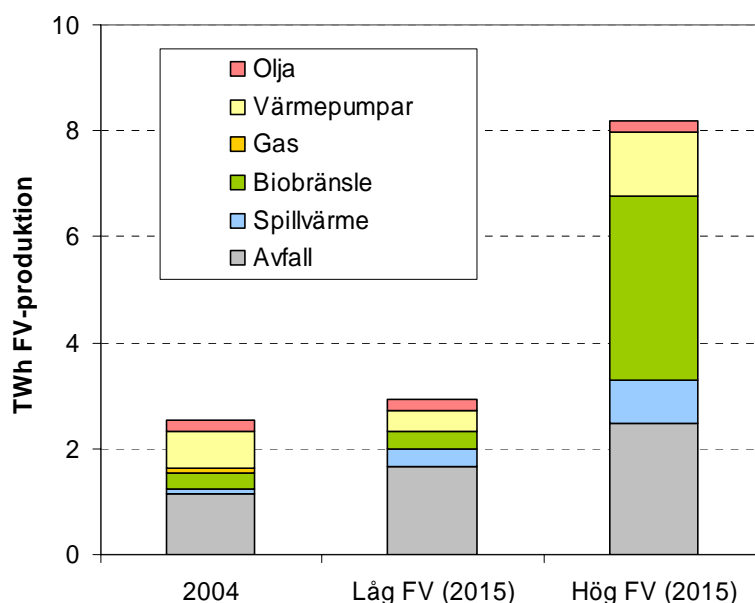
Produktionssammansättningen i scenario "Hög FV" domineras av avfall, biobränsle samt värmepumpar. Elpannor utnyttjas inte p g a det relativt höga elpriset. I scenario "Låg FV" används ej allt tillgängligt brännbart hushållsavfall eftersom baslastunderlaget inte räcker till. Som antytts tidigare har vi antagit att spillvärmen inte tillåts utgöra mer än omkring tio procent av den totala fjärrvärmeproduktionen. Eftersom den totala fjärrvärmeproduktionen är avsevärt högre i scenario "FV Hög" än i "FV Låg" kan följaktligen spillvärmeproduktionen också bli större uttryckt i TWh.

I fallet med högre naturgaspris byggs ingen naturgaskraftvärme ut (Figur 3.6). Istället tar biobränsle en större andel av fjärrvärmeunderlaget. I detta fall fås koldioxidutsläpp direkt förknippat med fjärrvärmeproduktion främst från avfallsförbränningen. Elanvändningens (i värmepumparna) "indirekta" utsläpp diskuteras i Kapitel 4.



Figur 3.5 Den faktiska fjärrvärmeproduktionens fördelning för 2004 (Källa SSB) och den beräknade fjärrvärmeproduktionens sammansättning för de bägge fjärrvärmescenarierna under antagande om "låga" naturgaspriser.

³ I både Figur 3.5 och 3.6 är spetslastens (oljans) andel av fjärrvärmeproduktionen år 2015 förhållandevis låg jämfört dagens verkliga system. Detta gäller speciellt för scenario "Hög FV". Detta är en effekt av strukturen på beräkningsmodellen MARKAL-Nordic som innebär att behovet av spetslast underskattas något. För år 2015, speciellt i scenario "Hög FV" skulle därför den verkliga produktionen från spetslastpannor (oljepannor) troligen vara något större än i Figur 3.5 och 3.6. Produktionen skulle då minska i motsvarande grad från övriga pannor.



Figur 3.6 Den faktiska fjärrvärmeproduktionens fördelning för 2004 (Källa SSB) och den beräknade fjärrvärmeproduktionens sammansättning för de bägge fjärrvärmescenarierna under antagande om "hög" naturgaspriser (eftersom det högre gaspriset medför högre elpriser i detta fall jämfört med Figur 3.5, så fås en något högre fjärrvärmeeffektivitet i scenario "Hög FV" i Figur 3.6 än motsvarande scenario i Figur 3.5).

Elproduktion och CO₂-utsläpp

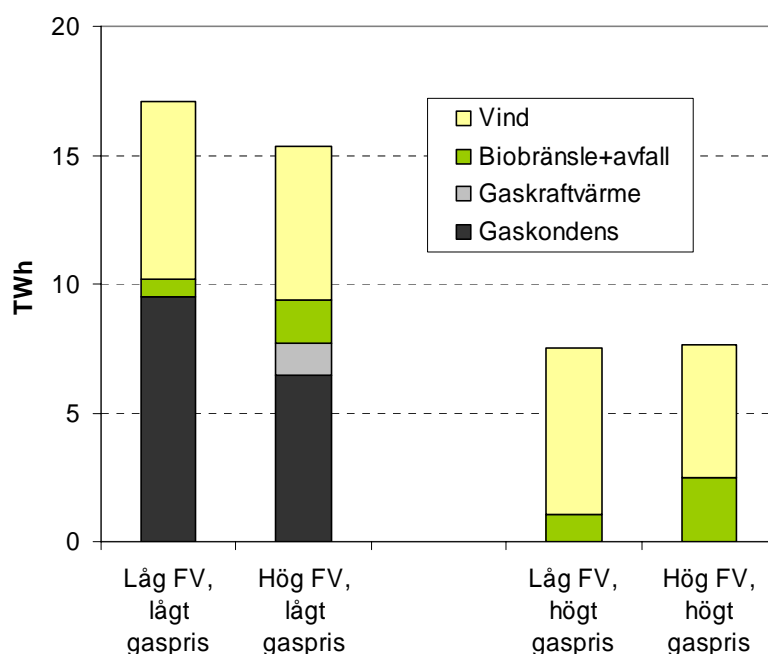
Det framtida elsystemet i Norge och Norden påverkas inte bara på användarsidan utan även på tillförselsidan av en utbyggnad av fjärrvärmen i Norge. Detta visas i Figur 3.7 där den norska elproduktionen fördelat på olika kraftslag åskådliggörs för de olika beräkningsfallen. I figuren visas ej vattenkraft som dock har inkluderats i beräkningarna. Bidraget från vattenkraft blir exakt detsamma i samtliga beräkningsfall, närmare bestämt ingår omkring 120 TWh under ett normalår.

I Figur 3.7 kan man se att elproduktionen i Norge är ca 8 TWh högre vid ett antagande om lägre gaspris jämfört med ett antagande om högre gaspris. Antas gaspriset vara lågt minskar fjärrvärmeeexpansionen (från "FV Låg" till "FV Hög") elproduktionen i Norge med ca 2 TWh. Den produktion som då minskar (d v s anläggningar som "inte behövs") sker i både gaskondensverk och inom vindkraften. Däremot påverkas inte den norska elproduktionen av en fjärrvärmeeexpansion om gaspriset är högt. I detta fall fås ingen gaskraft i Norge överhuvudtaget. Istället är det elproduktion i grannländerna som påverkas av att man bygger ut fjärrvärmen i Norge. Elproduktionen som då påverkas torde på kort sikt vara kolkondenskraft i exempelvis Danmark. På längre sikt kan denna elproduktion dock inkludera såväl gaskraft (existerande i andra länder) som förnybar kraft.

Det är m a o inte helt entydigt hur elproduktionen påverkas av en norsk fjärrvärmeutbyggnad och vilka konsekvenser detta kan få för utsläppen av exempelvis koldioxid i Norden. Givet att ingen olja ersätts av en fjärrvärmeeexpansion (jämför Figur 3.4) inom slutanvändningen så sker förändringarna i koldioxidutsläpp uteslutande inom produktionen av fjärrvärme och el. Om vi återigen betraktar år 2015 och jämför scenarierna "Hög FV" med "Låg FV" samt om en fjärrvärmeeexpansion medför att behovet av kol- eller gaskondens minskar det året så sänks de nordiska utsläppen trots att utsläppen ökar inom fjärrvärmeproduktionen i Norge. Men om

istället en fjärrvärmeexpansion medför att investeringar i förnybar elproduktion skjuts upp det året så kan de nordiska nettoutsläppen i teorin faktiskt vara något högre i ett fall där fjärrvärmen byggs ut i Norge. Detta indikeras också i beräkningarna då naturgaspriset antas vara högt. Vid ett högt gaspris sker nyinvesteringar i kraftproduktion till stor del i förnybar elproduktion. I detta läge skulle en fjärrvärmeutbyggnad rent teoretiskt genom en avlastning på kraftbalansen kunna leda till att man avvaktar med sådana nyinvesteringar samtidigt som man istället håller fast vid existerande fossil kraftproduktion något längre. Oavsett åt vilket håll utsläppen ändras så är förändringarna av de nordiska koldioxidutsläppen för år 2015 till följd av en fjärrvärmeutbyggnad i Norge dock förhållandevis små, mindre än en Mton enligt beräkningarna.⁴ En delförklaring till de relativt små utsläppsförändringarna är de systemeffekter som fås som beräkningsresultat, d v s det är t ex inte bara gaskondens som ersätts då elanvändningen minskar utan snarare en mix av flera tekniker där vissa är utsläppsfria. En mer renodlad analys där vi väljer att koppla förändringar i elanvändningen till enskilda kraftslag och vilken påverkan detta får på utsläppen görs i Kapitel 4.

Om vi slutligen utgår ifrån att fjärrvärmeexpansionen ersätter en del olja för uppvärmning (jämför streckade staplarna i Figur 3.4) så är det högst troligt att en fjärrvärmeexpansion signifikant reducerar utsläppen av koldioxid i Norden, i synnerhet om dessutom behovet av kol- och/eller gaskondenskraft minskar.

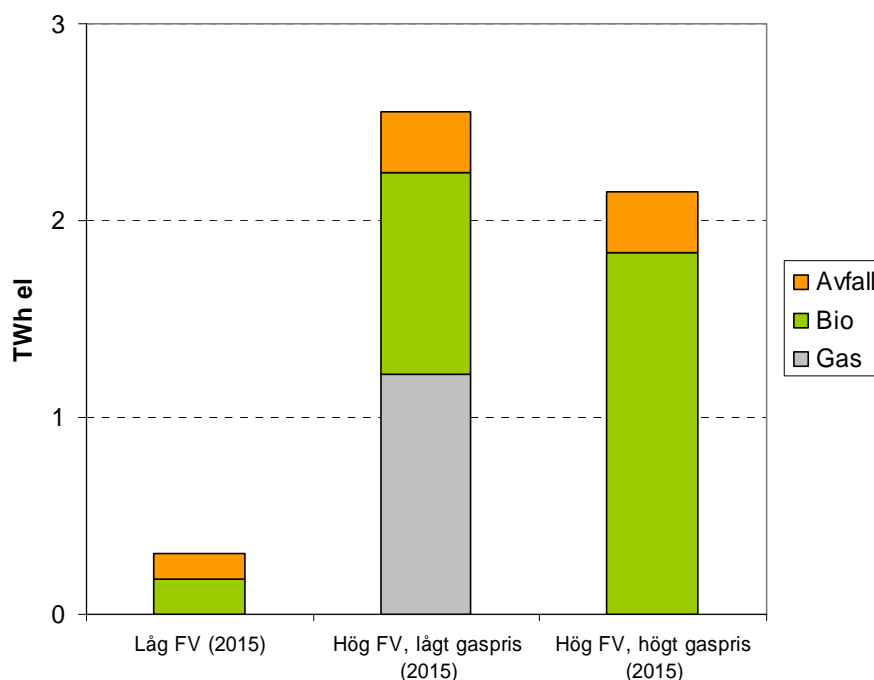


Figur 3.7 Elproduktionen i Norge (exklusive vattenkraft; vattenkraften ger samma produktion i samtliga beräkningsfall) år 2015 i de studerade beräkningsfallen. I "Biobränsle+avfall" ingår även industriell mottrycksproduktion.

⁴ De totala nordiska CO₂-utsläppen som inkluderas i modellen och som svarar mot dagens utsläppsnivå är drygt 200 Mton. För Norges del är motsvarande siffra knappt 40 Mton. De nordiska CO₂-utsläppen minskar generellt i modellberäkningarna fram till 2015 beroende bl a på utsläppsrättshandel samt energi- och CO₂-skatter. Mest minskar de nordiska utsläppen i fallet med låga naturgaspriser eftersom skiftet från kol till gas inom elproduktionen (och från olja till gas inom andra sektorer) därigenom skyndas på. För Norges del indikerar modellberäkningarna istället att utsläppsnivån ökar något fram till 2015 om naturgaspriserna är låga medan utsläppsnivån stabiliseras eller t o m avtar något då naturgaspriserna antas vara höga.

Kraftvärmeproduktionen i Norge ligger i scenario "Hög FV" på ca 2-2,5 TWh el (se Figur 3.10). Ju mer gaskraftvärme som förmår komma in i systemet desto större elproduktion på givet fjärrvärmeunderlag eftersom gaskombitekniken är förknippad med ett betydligt högre elutbyte än konventionell biobränslebaserad kraftvärmeproduktion (kombinerade cykler med förgasning av biobränsle kan ge väsentligt högre elutbyte än dagens teknik men det förefaller som mindre sannolikt att ett kommersiellt genombrott skulle ske inom tio-tjugo år).

I scenario "Låg FV" fås i storleksordningen 300 GWh el från kraftvärmerna. Idag ligger denna siffra på omkring 100 GWh (SSB 2005b).



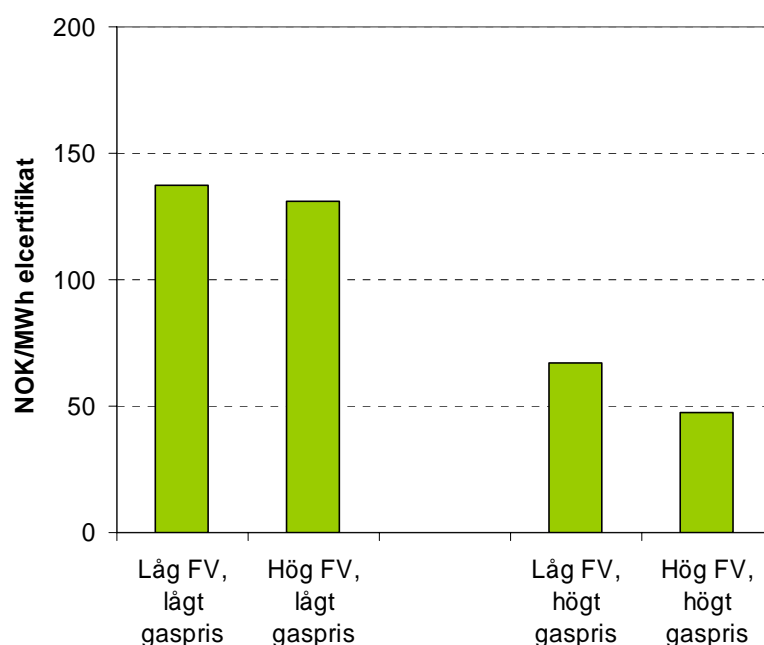
Figur 3.10 Kraftvärmeproduktionen (TWh el) i de analyserade beräkningsfallen.

Kopplingar till elcertifikatsystemet

Det som sker inom fjärrvärmesystemet har en viktig koppling till elcertifikatsystemet, eftersom ett större fjärrvärmeunderlag möjliggör en större biobränslebaserad kraftvärmeproduktion vilket i sin tur ökar utbudet av elcertifikatberättigad elproduktion. Som nämnts tidigare förutsätter vi i beräkningarna ett elcertifikatsystem i Norge med en kvot på 15 TWh år 2015. En större möjlighet att utnyttja biobränslebaserad kraft i elcertifikatsammanhang ökar naturligtvis flexibiliteten i elcertifikatsystemet än om man enbart är hänvisad till vindkraft och vattenkraft. Även med ett ökat fjärrvärmeunderlag är det emellertid troligt att elcertifikatsystemet i Norge kommer att domineras av främst vattenkraft men även vindkraft (se exempelvis svenska Energimyndighetens rapport "Konsekvenser av en utvidgad elcertifikatmarknad"). I Sverige är det dock snarare så att biobränslebaserad kraftvärme dominerar det nationella elcertifikatsystemet (ca 75 % biobränsle, 20 % vattenkraft och 5 % vindkraft räknat i produktion) (Energimyndigheten 2005).

I dessa beräkningar visar det sig att en utbyggnad av fjärrvärmeunderlaget tydligt kan sänka elcertifikatpriserna p g a ett ökat utbud av konkurrenskraftig förnybar elproduktion som berättigar till elcertifikat. Vilka priseffekter en sådan expansion kan få på

elcertifikatmarknaden är avhängigt av vad det är som sätter priset, d v s marginaltekniken i elcertifikatsystemet. I Figur 3.11 kan man se att under antagandet om ett lägre gaspris så är dels elcertifikatpriserna högre än om gaspriset antas vara högre (jämför det vänstra stapelparet med det högra i Figur 3.11), och dels har en fjärrvärmeexpansion (genom ökad biobränslekraftvärme) en mindre prispåverkan på elcertifikaten än om gaspriset antas vara högre (jämför skillnaden mellan det vänstra stapelparet med skillnaden mellan det högra stapelparet). Anledningen till att elcertifikatpriset blir högre vid lägre gaspris är att råkraftpriset på el blir lägre vid ett lågt gaspris än vid ett högt (gaskraften sätter priset). Ett lägre råkraftpris kräver i sin tur högre elcertifikatpriser vid given elcertifikatkvot för att förnybara alternativ skall stimuleras. Anledningen till att fjärrvärmexpansionen har mindre påverkan på elcertifikatpriset vid ett lägre gaspris är att en mindre mängd ny biobränslekraftvärme tillkommer än om gaspriset är högt, eftersom gaskraftvärme tar en del av fjärrvärmeunderlaget i anspråk (jämför Figur 3.10). En mindre mängd tillkommande biobränsle ändrar i sin tur förutsättningarna för resten av elcertifikatproduktionen i mindre utsträckning (och därmed mindre prispåverkan) än om en större mängd biobränslekraft hade tillkommit som i fallet med höga gaspriser.



Figur 3.11 Beräknade elcertifikatpriser i Norge (2015).

Systemkostnader och vinsten av att bygga ut fjärrvärmerna

Eftersom beräkningsmodellen är kostnadsminimerande kan man relativt enkelt få en uppfattning av vinsterna med en fjärrvärmeexpansion enligt scenario "Hög FV". Skillnaden i total systemkostnad mellan scenario "Låg FV" och "Hög FV" ligger mycket grovt räknat i storleksordningen 200-400 miljoner NOK per år (medelvärde räknat över de femtio modellåren). Med andra ord medför en utbyggnad av fjärrvärmeanvändningen i Norge en kostnadsbesparing i det nordiska energisystemet på i storleksordningen 200-400 miljoner NOK per år baserat på de utbyggnadsscenarierna som studerats här. Man skall dock komma ihåg att denna kostnadsbesparing är relaterad till det tekniska energisystemet i Norden så som det beskrivits i kapitel 3.2.1.

Vinsten av ett utbyggt fjärrvärmenät står att finna i en rad positiva systemeffekter kopplade till bl a ökat utnyttjande av relativt billiga resurser, hög totalverkningsgrad för både el och värme, relativt låga CO₂-utsläpp och en positiv påverkan på en marknad för elcertifikat.

I vår energisystemtekniska analys har det framkommit att den samhällsekonomiska vinsten av en fjärrvärmeutbyggnad är känslig för vissa indata-antaganden. Modellberäkningarna antyder t ex att fjärrvärmeutbyggnaden är lönsam huvudsakligen i servicesektorn där värmetätheten antas vara hög och där konkurrensförhållandet mellan fjärrvärme och andra uppvärmningsalternativ väger över till fjärrvärmens fördel. I vår analys har vi förutsatt att det finns tillräckligt utrymme för en signifikant fjärrvärmeexpansion inom den norska servicesektorn utan att i detalj gå in på vilka förhållanden som råder där.

Slutligen kan vi notera att den totala utbyggnaden till år 2015 i scenario "Hög FV" (4,5 TWh/år ökade fjärrvärmeleveranser) motsvarar ungefär summan av de utbyggnadsplaner som Tveiten et al. (2005) uppger till år 2015. Utifrån det nordiska energisystemet indikeras att all denna utbyggnad är kostnadseffektiv eftersom systemkostnaden är lägre i scenario "Hög FV" än i scenario "Låg FV". Tveiten et al. (2005) menar i sin rapport att ur de norska fjärrvärmeaktörernas perspektiv är det troligt att drygt hälften av denna expansion (2,4 TWh/år till år 2015) kan ske med dagens rambetingelser. För att de norska fjärrvärmeaktörerna skall genomföra resten av den uppskattade expansionen (d v s ytterligare cirka 2,0 TWh/år till år 2015) krävs enligt Tveiten et al. (2005) sannolikt förbättrade rambetingelser.

3.2.4 Jämförande statisk analys av utbyggd elvärme och fjärrvärme

I detta avsnitt följer vi upp den dynamiska analysen i avsnitt 3.2.1-3.2.3 med en statisk analys för situationen kring år 2015. Vi gör detta för att komplettera den dynamiska analysen och för att se vilka övergripande slutsatser som den statiska analysen kan ge.

Beräkningsförutsättningar

Den dynamiska analysen visade att utbyggnaden av fjärrvärme främst ersatte elvärme kring år 2015. Den dynamiska analysen kunde även fånga in andra effekter vad gällde förändrad biobränsleanvändning (jämför Figur 3.4). I denna statiska analys väljer vi dock att renodla situationen och jämföra två alternativ för situationen år 2015: utbyggd elvärme eller utbyggd fjärrvärme till ny bebyggelse där centralvärme (vattenburna uppvärmningssystem) är installerat. Värmetätheten antas vara så hög att kostnader för fjärrvärmens distributionsnät enligt Enercon (2004) kan användas.

Gemensamt för dessa alternativ är att de skall tillfredsställa ett värmebehov på 4,5 TWh/år. Vi har valt 4,5 TWh eftersom detta motsvarar fjärrvärmeexpansionen till år 2015 enligt den dynamiska analysen (se kapitel 3.2.2). Nedan beskrivs beräkningsförutsättningarna för respektive alternativ mer i detalj.

Vi vill betona att dessa beräkningar sker på en översiktlig nivå. Speciellt gäller detta fjärrvärmealternativet där vi tittar på en sammanlagd total produktion som i verkligheten måste etableras på uppskattningsvis 10-20 platser i Norge. För dessa platser gäller specifika lokala förutsättningar som mycket väl kan påverka analysen både positivt och negativt i jämförelse med den övergripande analys som vi genomför här.

Utbyggd elvärme

Eftersom den befintliga elproduktionskapaciteten i Norge i princip är fullt utbyggd har vi antagit att den tillkommande produktionen kommer från naturgaseldade kombikraftverk. Vi skulle ha kunnat anta en mix av tekniker för den nya produktionskapaciteten, men vi har här valt att renodla den tillkommande produktionskapaciteten till gaskombikraftverk⁵. I den dynamiska analysen behöver man inte göra detta antagande rörande ny produktionskapacitet eftersom modellen väljer att investera i de tekniker som innebär lägst kostnader för det totala systemet. Modellen tar då också hänsyn till anläggningarnas livslängd.

För att beräkna produktionskostnaden för den tillkommande elproduktionen har vi utgått från kostnadsdata för gaskombikraftverk enligt Statnett (2004). Vi har då använt data för investering och underhåll. Kalkylräntan har satts till 7 %, avskrivningstiden till 30 år och utnyttjningstiden till 8150 h/år på samma sätt som i Statnett (2004). Elverkningsgraden har antagits vara 56 %. I jämförelse med Statnett (2004) har vi använt ett högre gaspris (110 NOK/MWh, känslighetsanalyser med 90 respektive 130 NOK/MWh) och ett högre pris på utsläppsrätter (0,13 NOK/kg CO₂, känslighetsanalyser med 0,09 respektive 0,17 NOK/kg CO₂). Vidare har vi antagit sammanlagda transmissionsförluster på 8 % från producerad el till levererad elvärme.

Det ökade behovet av elvärme kräver också att elnätet byggs ut för att klara av att överföra de relativt stora energimängderna (4,5 TWh levererad/år). Elanvändning för uppvärmningsändamål har en relativt kort utnyttjningstid (ca 2000 timmar). För att överföra energin till dessa kunder måste därför 4500 GWh / 2000 h = 2,25 GW eller 2500 MW kapacitet finnas i elnäten, antingen i form av existerande ledig kapacitet eller i form av ny kapacitet. I denna analys antar vi det senare fallet. Som ett mått på kostnaderna för att bygga ut elnäten har vi utnyttjat den sk nettleien för el till hushållskunder vilken uppgår till cirka 20 Nöre/kWh. I jämförelse kan sägas att i den dynamiska analysen sker investeringar i nätkapacitet internt i modellen, d v s är ett beräkningsresultat som väljs utifrån principen om kostnadseffektivitet.

Slutligen, för att kunna överföra elenergin till husens vattenburna uppvärmningssystem krävs en elpanna. Vi har då utnyttjat samma data för kostnader som anges för detta i kapitel 5 (se Tabell 5.1 och tillhörande text).

Utbyggd fjärrvärme

Fjärrvärmeexpansionen skulle i verkligheten kunna ske på cirka 10-20 platser i landet, både som expansion i existerande nät och etablering av nya nät. I vår översiktliga analys tittar vi på den sammanlagda utbyggnaden, vilken innefattar nybyggnad av pannor och distributionssystem. Vi antar att den sammanlagda fjärrvärmeproduktionen från olika bränslen ungefär motsvarar den fördelning som fås för expansionen i den dynamiska analysen kring 2015 i Tabell 3.1 (se nedan). Lokalt i respektive verkligt fjärrvärmesystem kommer fördelningen vara annorlunda beroende på de specifika förutsättningar som gäller där. I den dynamiska analysen är sålunda expansionen ett beräkningsresultat, medan i denna statistiska analys måste vi göra antaganden om hur expansionen ser ut.

⁵ Enligt NVE (2005) finns det planer på nya gaskombikraftverk i Norge. NVE (2005) uppger att fyra gaskombikraftverk har fått koncession, varav två skulle ligga i sydvästra Norge (Kårstø och Kollsnes), ett i mellersta Norge (Skogn) och ett i norra Norge (Melkøya). Det finns även fyra sökta koncessioner samt en anmälan om koncession.

Tabell 3.1 Sammanlagd fördelning av tillkommande fjärrvärmeproduktionen på grund av det ökade värmebehovet år 2015. Fördelningen har tagits fram utifrån från den dynamiska analysen i kapitel 3.2.1-3.2.3

Bränsle och produktionsteknik	Andel av tillkommande värmeproduktion (%)
Olja, hetvattenpanna (spetslast)	10
Värmepump	7
Naturgas, kraftvärmeverk	15
Biobränsle, kraftvärmeverk	30
Spillvärme	13
Avfall, kraftvärmeverk	25
Totalt	100

För tekniska data och data kring kostnader för produktion (kapitalkostnader för investering, fasta underhållskostnader, rörliga kostnader, bränslepriser) utnyttjas data från beräkningsmodellen MARKAL-Nordic. Till skillnad från den dynamiska analysen med MARKAL-Nordic har vi antagit värden för utnyttjningstiden (för MARKAL-Nordic är utnyttjningstiden ett beräkningsresultat). Utnyttjningstiden, vilken påverkar storleken på respektive investering, har antagits variera från 500 h för oljepannor till 6500 h för avfallseldade kraftvärmeverk. Detta har gett en sammanlagd utnyttjningstid på ca 2200 h vilket väl speglar norsk fjärrvärme. Enligt Tveiten et al (2005) ligger utnyttjningstiden i dagens norska fjärrvärmesystem mellan 1600 och 2800 h.

Generellt används kalkylräntan 7 % och avskrivningstiden 30 år för pannor (likvärdigt med antagandena för ny elproduktionskapacitet enligt ovan). Samma antaganden som för elvärme gäller för naturgaspriser och priser för utsläppsrätter. Kraftvärmeverk, som förutom fjärrvärme producerar el, har krediterats med en elintäkt 25 Nöre/kWh producerad el. Biobränsleeldade kraftvärmeverk får dessutom en elcertifikatintäkt på 10 Nöre/kWh el. För avfallseldade kraftvärmeverk antas 60 % av energin vara förnyelsebar, vilket ger en elcertifikatintäkt på 6 Nöre/kWh el.

Värmepumpar betalar en elavgift på 0,45 Nöre/kWh el. Naturgaseldade kraftvärmeverk måste köpa utsläppsrätter medan oljeeldade hetvattenpannor betalar en grundavgift + en CO₂-avgift på sammanlagt 8,89 Nöre/kWh olja (Eo5). I analysen har vi belastat de naturgaseldade kraftvärmeverken för utbyggnad av distributionsnät av naturgas, vilket höjer bränslepriset med 20 NOK/MWh gas.

I distributionskostnaden för fjärrvärme ingår dels investering och underhåll samt kostnader för värmeförluster från produktion till värmeleverans (antas vara 10 %). Kalkylräntan sätts till 7 % och avskrivningstiden till 25 år. Kostnaderna för investering och underhåll av fjärrvärmenät hämtas från Enercon (2004). Hos alla fjärrvärmekunder krävs sk kundcentraler där värmen från distributionsnätet överförs till bostädernas interna distributionssystem. Kostnader för detta hämtas också från Enercon (2004). Kalkylräntan sätts till 7 % och avskrivningstiden till 20 år vilket är likvärdigt med elpannorna i fallet med utbyggd elvärme.

Beräkningsresultat

I Figur 3.8 (se nedan) jämförs kostnader för elvärme och fjärrvärme, uttrycket per kWh levererad värme. Observera att figuren avser leveranser till hus med centralvärme (vattenburet uppvärmningssystem) installerat. De rörliga intäkterna utgörs av mottagningsavgifter vid avfallsförbränning, elintäkter samt elcertifikatintäkter.

I Figur 3.9 har vi summerat de olika kostnadsposterna för respektive alternativ. Vi har här också indikerat intervall hur de resulterande nettokostnaderna kan variera givet olika antaganden. För det lägsta respektive högsta värdet gäller att alla faktorer samverkar för att göra den resulterande kostnaden så låg respektive så hög som möjligt. I fallet med elvärme är det låga värdet beräknat utifrån lågt naturgaspris, låga priser på utsläppsrätter, låg investeringskostnad, låg underhållskostnad etc. T ex har vi antagit att det är rimligt att eldistributionskostnaden kan variera med +/- 25 %. För det lägsta värdet har vi sålunda reducerat eldistributionskostnaden med 25 %. För det höga värdet gäller istället att de högsta priserna och högsta kostnaderna enligt indata har valts (t ex är eldistributionskostnaden ökad med 25 %). I fallet med fjärrvärme är det låga värdet beräknat utifrån att nettoproduktionskostnaderna (fasta + rörliga produktionskostnader – rörliga intäkter) har minskats 25 % jämfört med Figur 3.8. För kundcentraler och distributionsnät har vi använt de lägsta värdena enligt Enercon (2004). För det högsta värdet har nettoproduktionskostnaderna ökats med 25 % jämfört med Figur 3.8. För kundcentraler och distributionsnät har vi använt de högsta värdena enligt Enercon (2004).

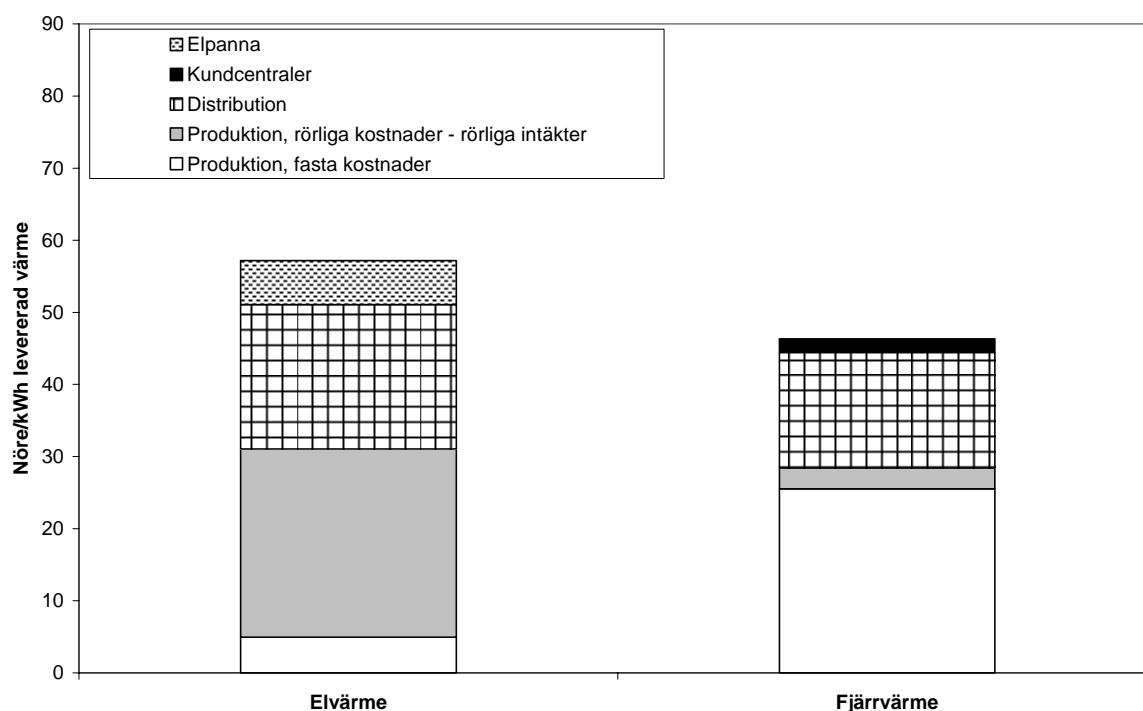
Utifrån Figur 3.8 och Figur 3.9 och utifrån antagna beräkningsförutsättningar (energipriser, skatter, verkningssgrader etc) kan vi dra följande övergripande slutsatser:

- Utifrån denna statistiska och övergripande analys kan vi konstatera att fjärrvärme som expanderar till fastigheter med vattenburna uppvärmningssystem kan vara ett konkurrenskraftigt alternativ till elvärme i Norge. Specifika lokala förhållanden för fjärrvärme, produktionskostnader, priser på bränslen, utsläppsrätter, el, elcertifikat och påverkan på elnätet (distributionen) i Norge kan påverka analysen både positivt och negativt för fjärrvärme. I Figur 3.8 och 3.9 sker expansionen till ny bebyggelse som inte redan har något uppvärmningsalternativ. I många fall i Norge expanderar också fjärrvärmerna i bebyggelse som har befintliga pannor. Detta diskuteras mer ingående i kapitel 5.
- I alternativet med elvärme står investeringskostnaderna för en betydligt mindre andel av produktionskostnaderna jämfört med fjärrvärme (kapitalkostnader för investeringar står för merparten av de fasta produktionskostnaderna i Figur 3.8). En anledning till detta är att gaskombikraftverken enligt förutsättningarna har hög utnyttningstid (8150 h), vilket innebär att den tekniska kapaciteten ligger nära behovet året runt. I fjärrvärmesystem har t ex oljepannorna endast en utnyttningstid på cirka 500 h. Man investerar sålunda i kapacitet som inte används under stora delar av året. Detta höjer de specifika investeringskostnaderna.⁶

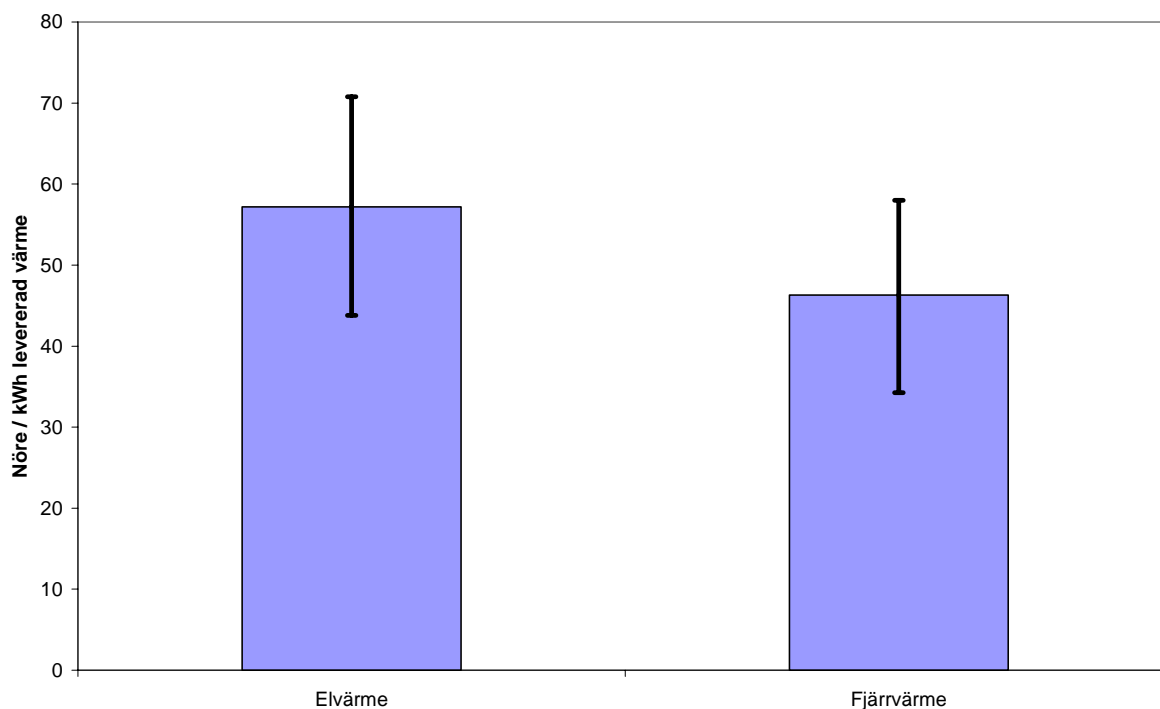
⁶ De stora skillnaderna i utnyttningstider är rimliga. Fjärrvärmexpansionen kräver många nya system eftersom det är en så stor förändring med de tillkommande 4,5 TWh (en ökning av fjärrvärmeleveranserna i Norge med cirka 200 % jämfört med idag). För elvärmens del är 4,5 TWh elvärme relativt marginellt i förhållande till den nordiska elförbrukningen. Därmed krävs inget nytt "elsystem" med topplastanläggningar mm varför det räcker med ett gaskombikraftverk med hög utnyttningstid trots att elvärmerna i sig har låg utnyttningstid.

- I alternativet med fjärrvärme är de rörliga produktionskostnaderna betydligt lägre. En viktig anledning till detta är att bränslet utnyttjas mer effektivt vid fjärrvärmeproduktion. Verkningsgraden i gaskombikraftverken är 56 % medan de olika produktionsanläggningarna i fjärrvärmerna har normala verkningsgrader på mellan 85 och 95 %.
- Elvärmens påverkan på eldistributionskostnaderna har tydlig betydelse för konkurrenskraften gentemot fjärrvärme.

I jämförelse med den dynamiska analysen ger den statistiska analysen mer en ”ögonblicksbild” där man inte fångar effekter på längre sikt. Det är likväl intressant att bägge analyserna visar att expansion av fjärrvärme kan vara kostnadseffektivt inom sektorer som har vattenburna uppvärmningssystem. Bägge analyserna är känsliga för de indata-antaganden som görs. För den statistiska analysen behöver man göra betydligt fler antaganden över parametrar som hanteras av den modell som används i den dynamiska analysen. Den statistiska analysen är å andra sidan mer transparent och därmed enklare att följa än den dynamiska analysen. Med den statistiska analysen kan också tydligt illustrera de kostnads- och intäktsposter som gäller för respektive alternativ.



Figur 3.8 Jämförelse av kostnader (uppdelade på olika poster) vid uppvärmning genom elvärme respektive fjärrvärme för att täcka ett värmebehov på 4,5 TWh/år hos fastigheter med centralvärme installerat. Kostnaderna anges exklusive moms och andra skatter i förbrukarledet. De rörliga intäkterna utgörs av mottagningsavgifter vid avfallsförbränning, elintäkter samt elcertifikatintäkter.



Figur 3.9 Jämförelse av sammanlagda kostnader (netto efter avdrag för intäkter) vid uppvärmning genom elvärme respektive fjärrvärme hos fastigheter med centralvärme installerat. Kostnaderna anges exklusive moms och andra skatter i förbrukarledet. De extrempunkter som bildar ett intervall för respektive stapel är den resulterande kostnaden då alla faktorer enligt antagandena samverkat för att göra den resulterande kostnaden så låg respektive så hög som möjligt.

4. Fjärrvärme och klimatproblemen

I detta kapitel fokuserar vi på utsläppen av koldioxid från fyra olika energiförsörjningsscenarier. Scenarierna innehåller fyra olika kombinationer av energitillförselalternativ, alla fyra med samma produktion av nyttig energi. Eftersom scenarierna innehåller olika stor förbrukning av olika energikällor kommer de att ge upphov till olika stora utsläpp av koldioxid (som ju är den dominerande "växthusgasen"). Tre av scenarierna följer de antagande rörande utbyggd fjärrvärmeproduktion som gjordes i kapitel 3.2. Det fjärde scenariot studerar konsekvenserna på utsläppen med individuell uppvärmning genom naturgas.

Scenariot "el naturgaskondens" avser ett scenario där en antagen ökad elanvändning i Norge täcks med naturgaseldade kondenskraftverk med verkningsgraden 0,56 (vi antar att avskiljning och deponering av koldioxid inte tillämpas). Elanvändningsökningen uppgår till 6,0 TWh, vilket med antagna transmissionsförluster på 8 % motsvarar en elproduktionsökning med 6,5 TWh .

Scenariot "fjärrvärme" avser ett fall där den antagna elanvändningsökningen täcks genom en minskning av elvärmeanvändningen på 4,5 TWh genom att elvärme ersätts med fjärrvärme samt nettoelproduktion i kraftvärmeverk i fjärrvärmesystemen på 1,7 TWh⁷ (med antagna transmissionsförluster på 8 % ger detta 1,5 TWh elvärme). Tillsammans ger detta utrymme för samma elanvändningsökning som i scenariot "el naturgaskondens", det vill säga 4,5 + 1,5 = 6,0 TWh.

I scenariot "el kolkondens" antar vi att en ökad elanvändning i Norge täcks genom import av el från grannländerna och att denna el producerats i kolkondenskraftverk med 40 % verkningsgrad (vilket kan vara rimligt att anta på marginalen på kort sikt.) Detta scenario ger inte upphov till några koldioxidutsläpp i Norge, men väl i de länder där elproduktionen sker. Eftersom koldioxidutsläppens påverkan på klimatet helt och hållet är en global effekt är det ointressant om den antagna norska elanvändningen resulterar i koldioxidutsläpp inom landet eller i grannländerna. Att det påverkar de norska möjligheterna att klara landets utsläppsåtaganden enligt Kyoto-protokollet är en annan fråga.

I scenariot "individuell naturgas" antas den antagna elanvändningsökningen täckas genom en minskning av elvärmeanvändningen på 6,0 TWh genom att elvärme ersätts med individuella naturgaspannor. Dessa antas ha en verkningsgrad på 82 % vilket ger ett naturgasbehov på 7,3 TWh/år.

De fyra scenarierna beskriver endast en del av den totala norska energiomvandlingen och de koldioxidutsläpp som hänger samman med denna. Naturligtvis resulterar även övrig norsk energiomvandling i koldioxidutsläpp, men dessa är identiska i alla fyra scenarierna, och i jämförelsen mellan utsläppseffekterna av de fyra scenarierna kan vi alltså helt bortse från dessa.

Vart och ett av scenarierna ger alltså upphov till olika stora utsläpp av koldioxid. Eftersom de ger samma totala mängd av producerad nyttig energi kan de resulterande koldioxidutsläppen direkt användas som indikator på hur bra respektive scenario är "ur klimatsynpunkt".

⁷ Elproduktionsökningen i kraftvärmeverken är 1,8 TWh men vi har dragit bort den el som förbrukas i värmepumpar (0,1 TWh). Detta ger en nettoproduktion från fjärrvärmerna på 1,7 TWh el.

I scenario ”el naturgaskondens” åtgår $6,5 / 0,56 = 11,7$ TWh naturgas. Med antagande om ett specifikt koldioxidutsläpp på 55 g / MJ gas blir scenariots årliga utsläpp av koldioxid 2,3 miljoner ton.

I scenariot ”el kolkondens” åtgår $6,5 / 0,4 = 16,4$ TWh kol. Med antagande om ett specifikt koldioxidutsläpp på 93 g / MJ blir scenariots årliga utsläpp av koldioxid 5,5 miljoner ton.

I scenariot ”fjärrvärme” består energitillförseln av en mix av olika energislag. Vi antar här att fjärrvärmeproduktionen har sammansättning enligt Tabell 4.1 (vilket ungefär motsvarar den ökade fjärrvärmeproduktionen i kapitel 3.2 under antagande om ”låga” naturgaspriser).

Tabell 4.1 Data för fjärrvärmeproduktion. Detta motsvarar ungefär den ökade fjärrvärmeproduktionen i kapitel 3.2 under antagande om ”låga” naturgaspriser.

	Fjärrvärmeproduktion [TWh/år]	Totalverkningsgrad	Elutbyte (el / värme)
Olja HVP	0,5	0,9	
VP	0,4	3	
GasKVV	0,8	0,9	1
Biobränsle KVV	1,6	0,9	0,5
Spillvärme	0,7	1	
Avfall KVV	1,2	0,78	0,2
<i>Totalt</i>	<i>5,0⁸</i>		

Elproduktionen i kraftvärmedrift uppgår därmed till 1,8 TWh/år. I värmepumpar förbrukas 0,1 TWh/år. Det betyder att fjärrvärmesystemets nettoproduktion av el uppgår till 1,7 TWh/år.

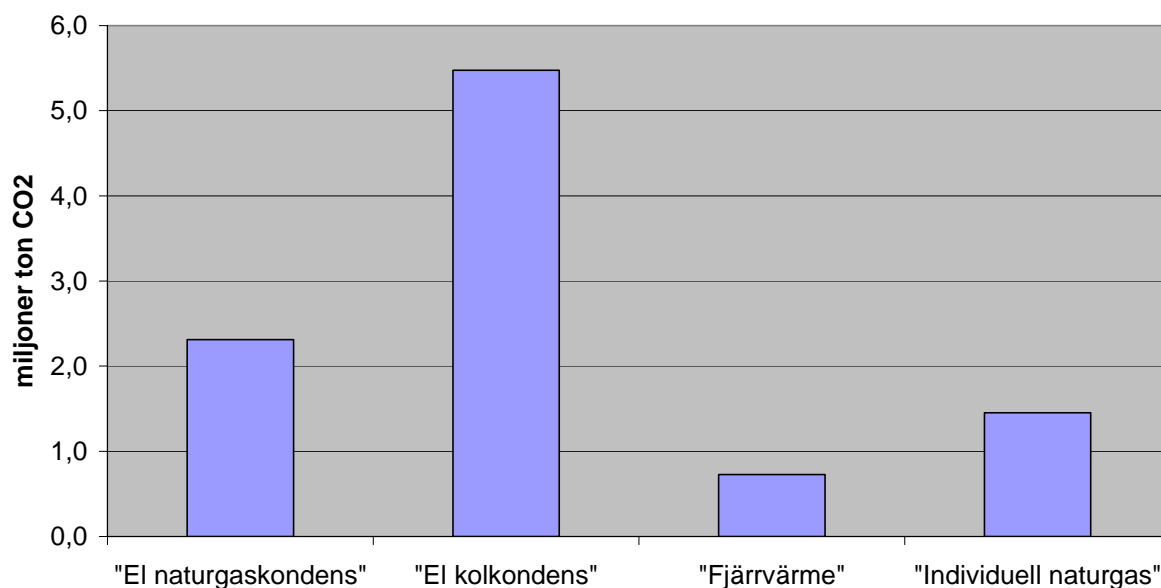
Vi antar följande specifika koldioxidutsläpp: biobränsle: 0 g / MJ, industriell spillvärme: 0 g / MJ, avfall: 30 g / MJ, naturgas: 55 g / MJ, olja: 76 g / MJ. För el räknar vi här som om elen hade producerats i kolkondenskraftverk: $93 / 0,4 = 233$ g / MJ el. (Det betyder att vi i detta scenario betraktat el ”på tuffaste sätt”.)

Det betyder att det totala koldioxidutsläppet i scenariot ”fjärrvärme” uppgår till 0,7 miljoner ton.

I scenario ”individuell naturgas” åtgår $6,0 / 0,82 = 7,3$ TWh naturgas. Med antagande om ett specifikt koldioxidutsläpp på 55 g / MJ gas blir scenariots årliga utsläpp av koldioxid 1,5 miljoner ton.

⁸ Fjärrvärmeproduktion blir 5,0 TWh/år eftersom vi antar distributionsförluster på 10 %.

Koldioxidutsläpp till följd av en tillkommande elanvändningsökning på 6,0 TWh



Figur 4.1 Koldioxidutsläpp i de fyra scenarierna

I samtliga fyra scenarier ges utrymme för en tillkommande årlig elanvändning i Norge på 6,0 TWh. Utsläppen av koldioxid skiljer sig åt markant (jämför Figur 4.1). Klart minsta utsläpp uppvisar scenariot fjärrvärme. Där är utsläppen endast 13 % av utsläppen i scenariot "el kolkondens". Scenariot el naturgaskondens uppvisar koldioxidutsläpp som är mer än 3 gånger större än de som blir resultatet av scenariot "fjärrvärme". Scenariot "individuell naturgas" innebär dubbelt så stora emissioner som scenariot "fjärrvärme".

5. Fjärrvärme och ekonomisk kundnytta

Den ekonomiska nyttan för kunden av fjärrvärme kan i huvudsak delas in i två olika delar:

- kostnadsnytta
- ett rörligt pris som är mindre känsligt mot pris/skatte-förändringar (prisdämpning)

5.1 Kostnadsnytta

I detta kapitel jämför vi fjärrvärmerna ur kostnadssynpunkt mot andra alternativ för värmekunderna. **Jämförelsen görs utifrån dagens förutsättningar.** Som ett exempel beräknas uppvärmningskostnaden för en mindre fastighet (t.ex. flerfamiljshus eller kontorslokal). För fastigheten analyseras alternativen el, naturgas, värmepump och pellets, vilket ställs mot den beräknade kostnaden för fjärrvärme.

Den tänkta fastigheten har ett nettoenergibehov på 130 MWh/år, vilket ungefär motsvarar en bostadsfastighet med 10 lägenheter. Beräkningen nedan genomförs för två olika fall, dels med centralvärme och dels utan centralvärme. Indata framgår av Tabell 5.1.

Tabell 5.1 Antaganden för olika uppvärmningsalternativ. Kostnaderna är tänkta att ungefär spegla situationen 2005. Alla kostnader exklusive moms.

Uppvärmning	Verkningsgrad [%]	Investering [NOK], (1)	Rörlig omkostnad [NOK/år]	Bränslepris (NOK/MWh]
Fjärrvärme	99	0 (6)	0	540 ⁹
Elpanna	95	84 000	0	580
Direktel	97 (2)	100 000 (3)	0	580
Naturgaspanna	82 (4)	76 600	1 500	500
Värmepump (5)	330	480 000	2 000	580
Pelletspanna	77	130 000	2 500	365

(1): exklusive kostnader för centralvärme

(2): inklusive förluster i varmvattenberedning

(3): inklusive varmvattenberedning

(4): utan kondensering

(5): bergvärmepump

(6): ingår i bränslepriset

Övriga antaganden:

- Investeringskostnad för centralvärme: 45 000 NOK/lägenhet (tillkommer för alla alternativ exklusive direktel)
- Kalkylränta: 7 %
- Avskrivningstid: 20 år för pannor, 25 år för fjärrvärme och 30 år för centralvärmerna.

⁹ Priset är beräknat utifrån Viken Energis priser i Oslo. I jämförelse med Figur 3.9 ligger detta värde i det högre intervallet, men värdena är inte helt jämförbara. Priset här gäller 2005 medan kostnaderna i Figur 3.9 gäller för en tänkt situation kring 2015. Fjärrvärmeproduktionen i Figur 3.9 är den sammanlagda för hela landet medan priset här speglar Oslos fjärrvärmesystem. En viktig skillnad mellan dessa system är den betydligt större andelen kraftvärmeproduktion nationellt vars elproduktion sänker produktionskostnaderna betydligt. I priset i Tabell 5.1 ingår dessutom en viss vinstmarginal samt administrationskostnader för Viken Energi som inte återfinns i Figur 3.9. Enligt Tveiten et al (2005) uppgår administrationskostnaderna till cirka 10-15 % av fjärrvärmepriset.

Med ovanstående antaganden ser man av Tabell 5.2 att i en situation där fjärrvärmen skall ersätta en annan fungerande anläggning i en fastighet med centralvärme (kolumnen med rörlig kostnad) kan fjärrvärmen inte konkurrera med värmepump eller pelletspanna. De rörliga kostnaderna för dessa tekniker är lägre än de rörliga kostnaderna för fjärrvärme. Skillnaden mot övriga tekniker är så stor pass att fjärrvärmen kan ses som en intressant teknik för kunden.

Vid en nyinvestering i en fastighet med centralvärme (kolumnen exklusive centralvärme) blir fjärrvärmen det näst billigaste alternativet. Billigast blir värmepumpen. Dock är det mycket jämt utfall mellan fjärrvärme, värmepump och pelletspanna. Möjligheterna för kunden att välja en bergvärmepump eller pelletspanna är i många tätbebyggda områden begränsad, varför denna situation är lokalt betingad. Ofta är därför fjärrvärme det billigaste realistiska alternativet för kunden.

Skulle fastigheten ha direktel och därmed sakna centralvärme (kolumnen inklusive centralvärme), innebär detta att fjärrvärme och alla andra tekniker är dyrare än att behålla direktelen.

Tabell 5.2 Total rörlig kostnad samt totala uppvärmningskostnader inklusive annualiserad kapitalkostnad och omkostnader, exklusive respektive inklusive kostnader för centralvärme i fastigheten. Utan centralvärme avser byte från bränslepanna.

Uppvärmning	Total rörlig kostnad [NOK/år]	Total kostnad, exklusive kostnader för centralvärme, [NOK/år]	Total kostnad, inklusive kostnader för centralvärme, [NOK/år]
Fjärrvärme	70 900 kr	70 900 kr	111 200 kr
Elpanna	79 400 kr	84 100 kr	127 600 kr
Direktel	77 700 kr	87 200 kr	87 200 kr
Naturgaspanna	80 800 kr	86 900 kr	128 300 kr
Värmepump	24 800 kr	70 200 kr	110 500 kr
Pelletspanna	61 800 kr	74 100 kr	114 400 kr

Med de antaganden som gjorts i detta exempel kan man konstatera att en förutsättning för att kunden skall välja fjärrvärme är att fastigheten redan från början har eller måste installera centralvärme. Med andra förutsättningar än i detta räkneexempel kan naturligtvis slutsatsen bli en annan.

Vidare innebär fjärrvärmen att för fastigheter med centralvärme ökar utbudet av uppvärmningstekniker, vilket ökar konkurrensen och ger en prispress allmänt på uppvärmningsteknikerna.

5.2 Prisdämpning

I de flesta fjärrvärmesystem finns flexibilitet i produktionen både på kort och långt sikt.

Flexibilitet på kort sikt

Om ett bränsle ökar i kostnad finns ofta möjlighet att använda ett annat billigare bränsle. För norska förhållande är ett enkelt exempel att när oljepriset ökar mer än elpriset används elpannor före oljepannor och vice versa. En annan flexibilitet i ett system med avfallsförbränning är att en avfallspanna ofta innebär en mycket stor frihet att elda olika fastbränslefraktioner. Skulle överskott alternativt underskott uppstå för någon fraktion så finns möjligheten att byta till/från detta bränsle.

För att illustrera att hur fjärrvärmens kan dämpa effekterna av svängningar i bränslepriser kan man använda olika metoder. Vi har här valt att använda en datormodell (Martes) som beräknar optimal produktion och produktionskostnaden för ett fjärrvärmesystem. Vi har i exemplet använt en beskrivning för ett verkligt svenskt system där vi låter elpriset öka/minska för att visa på hur den totala produktionskostnaden påverkas av variationerna.

I systemet används i dagsläget av tillförd energi 7 % el i värmepumpar och elpannor, vilket inklusive skatter motsvarar ca 23 % av den totala produktionskostnaden. I systemet finns även ett kraftvärmeverk vars produktionskostnad är beroende av el-intäkten. När man ökar elpriset med 20 % *minskar* den totala produktionskostnaden med 7 %. Andelen el till värmepumpar och elpannor minskar till drygt 3 % och kostnadsandelen minskar till ca 14 %. Den totala kostnadsminskningen beror dels på att kraftvärmeverken får en större intäkt för elen och dels att användningen av elpannor och värmepumpar minskar och ersätts med pannor med andra bränslen som ökat sin konkurrenskraft. När man på motsvarande sätt sänker elpriset med 20 % blir effekten att andelen el återgår till 7 % och att kostnaden ökar med drygt 1 % relativt det ursprungliga elpriset. När elpriset varierar +/- 20 % är sålunda variationerna fjärrvärmeproduktionskostnaden betydligt mindre.

Motsvarande beteende finns mer eller mindre för övriga bränslen, även om el i detta fall är speciellt genom att det både konsumeras och produceras i systemet, dvs det blir både en kostnad och en intäkt.

Flexibilitet på lång sikt

Flexibiliteten på lång sikt finns genom nyinvesteringar i produktionskapaciteten om ett bränsle genom pris- eller skatteförändringar blir ekonomiskt ogynnsamt. Detta innebär att istället för att varje individuell kund tvingas byta uppvärmningssystem, sker förändringen i fjärrvärmesystemet. Detta innebär mycket stora ekonomiska skalfördelar, men även fördelen för kunden att den slipper olägenheten med bytet.

6. Styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft

I rapporten har vi främst uppehållit oss vid fördelar och nackdelar med fjärrvärme. Det gäller till exempel totala kostnader och utsläpp av koldioxid för olika energiförsörjningsalternativ. Utifrån detta kan man skapa sig en bild av vilken utveckling som vore önskvärd, sett ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Vissa delar av denna utveckling kan man anta att marknaden själv åstadkommer, medan andra delar inte spontant kommer att förverkligas. Det finns flera orsaker till varför den önskade utvecklingen inte realiseras. Exempelvis kan aktörer sakna kunskap om vilka möjligheter som finns, aktörerna gör kortsiktiga ekonomiska kalkyler, miljökostnader ingår inte fullt ut i energipriserna, etc.

För att ändå få till en utveckling som ligger i linje med den man identifierat som samhällsekonomiskt gynnsam (eller värdefull på annat sätt) har staten möjlighet att utnyttja olika typer av styrmedel. Exempel på styrmedel är skatter, utsläppsrättshandel, elcertifikat, byggnormer, informationsinsatser samt investerings- och/eller driftstöd.

Styrmedel kan gynna en viss energibärare på olika sätt. Ett sätt är att gynna den aktuella energibäraren genom exempelvis investeringsstöd till produktions- och distributionsanläggningar, eller driftstöd till produktion av den aktuella energibäraren. Ett annat sätt är indirekt stöd genom att ”straffa” alternativen, exempelvis skatt på andra energibärare.

I detta kapitel går vi igenom och diskuterar (kvalitativt med beräkningsexempel) exempel på nya/förändrade styrmedel som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft och därigenom också påverkar hur fjärrvärmens kan expandera från sin nuvarande nivå. Nedan tar vi upp ett antal möjliga styrmedel som kan utnyttjas för att påverka fjärrvärmens konkurrenskraft. Vi diskuterar inte i vilken utsträckning de olika styrmedlen är politiskt möjliga i Norge. Vi diskuterar inte heller effektiviteten i de olika styrmedlen. De kvantifieringsexempel som redovisas skall bara ses som illustrationer och inte som rekommendationer för nivån på olika styrmedel.

Exempel på styrmedel som kan utnyttjas för att stödja fjärrvärme:

- Krav på vattenburet värmesystem för nya byggnader över en viss energimässig storlek.
- Stöd till installation av vattenburet system i befintliga byggnader, t.ex. i samband med större renoveringar.
- Höjd elskatt (elavgift)
- Elcertifikatsystem
- Handel med utsläppsrätter för koldioxid
- Förändrad avfallsavgift (i Norge)
- Skatt på avfallsförbränning i Sverige
- Förändringar av övrig energibeskattnings, tex. oljeskatt
- Investeringsstöd till förnybar energiproduktion i fjärrvärmesystemen samt till utbyggnad av fjärrvärmenät

I kapitlen 6.1-6.9 kommenteras de olika styrmedlen mer i detalj.

6.1 Krav på vattenburet värmesystem för nya byggnader över en viss energimässig storlek

Motivet till ett krav på vattenburet värmesystem för nya byggnader kan vara en önskan om större flexibilitet i valet av uppvärmningsform. Genom att det finns ett vattenburet uppvärmningssystem blir det mindre kostsamt att byta från en uppvärmningsform till en annan. Det blir också möjligt att utnyttja lågvärdig energi.

Om vattenburet värmesystem finns i alla nya fastigheter över en viss storlek blir det lättare för fjärrvärme att konkurrera gentemot elvärme eftersom en stor kostnadspost då lyfts bort från kalkylen (jämför kapitel 5). Samtidigt måste man vara medveten om att även andra alternativ kan gynnas av kravet på vattenburet värmesystem, t.ex. värmepump och pelletseldning (jämför kapitel 5).

I hus med mycket liten energianvändning kan det vara orimligt att kräva vattenburet värmesystem, eftersom de specifika kostnaderna kan bli mycket höga. Den nya norska regeringen har nyligen förklarat sin avsikt att ”innføre krav om fleksible energisystemer i alle nye offentlige bygg og ved rehabilitering av offentlige bygg på over 500 kvm” (Arbeiderpartiet 2005).

6.2 Stöd till installation av vattenburet system i befintliga byggnader, t.ex. i samband med större renoveringar

Motivet för installation av vattenburet värmesystem i befintliga byggnader är även i detta fall en önskan om större flexibilitet i valet av uppvärmningsform. Genom att det finns ett vattenburet uppvärmningssystem blir det mindre kostsamt att byta från en uppvärmningsform till en annan. Det blir också möjligt att utnyttja lågvärdig energi. I befintliga byggnader är det realistiskt att ställa krav på installation av vattenburen värme i alla byggnader, men genom att erbjuda ett stöd kan man få ett antal fastighetsägare att välja att installera detta, t.ex. i samband med ombyggnader.

Om vattenburet värmesystem installeras i befintliga byggnader blir det lättare för fjärrvärme att konkurrera gentemot elvärme eftersom en stor kostnadspost då lyfts bort från kalkylen. För ett typiskt småhus kan detta röra sig om kostnader av storleksordningen 45 000 – 70 000 NOK (jämför kapitel 3). Samtidigt måste man vara medveten om att även andra alternativ kan gynnas av kravet på vattenburet värmesystem, t.ex. värmepump och pelletseldning.

Den nya norska regeringen har deklarerat att man avser ”innføre en langsiktig tilskuddsordning til husholdningene for å stimulere til en omlegging til oppvarming basert på fornybar varme og til mer energieffektive alternativer i forhold til utstyr i boliger” (Arbeiderpartiet 2005). Inom ramen för denna skulle man mycket väl kunna inkludera stöd till installation av vattenburna system i befintliga byggnader.

6.3 Höjd elskatt (elavgift)

Höjd elskatt (elavgift) är ett exempel på en indirekt metod för att främja utbyggnad av fjärrvärme. Motivet till höjd elskatt kan vara en vilja att bidra till hushållning med el i allmänhet och särskilt att elberoendet vid byggnadsuppvärmning skall minska. Detta leder till ökad flexibilitet och försörjningstrygghet samt möjlighet att via fjärrvärme utnyttja energi som annars skulle ha gått förlorad.

Genom en höjd elskatt blir elvärme av olika slag dyrare, samtidigt som fjärrvärmens kostnader förblir oförändrade. I vissa fall kan dock även fjärrvärmen bli dyrare. Det gäller de system som innehåller elpannor och värmepumpar. Om dessa utsätts för den höjda elskatten ökar även kostnaden för fjärrvärmeproduktionen. Inom fjärrvärmen finns dock normalt betydligt större möjligheter att till rimliga kostnader minska elens andel i produktionsmixen (jämför exempel i kapitel 5 som visar fjärrvärmeproduktionens prisdämpande effekt).

Om vi som ett räkneexempel antar att elskatten till slutkund höjs med 5 Nöre/kWh¹⁰ medför det för fastigheten i kapitel 5 (med 130 MWh årligt uppvärmningsbehov) en årlig merkostnad på 6500 NOK/år för alternativet med elpanna och direktel. Kostnaderna för en värmepump ökar med cirka 2000 NOK/år. Till detta kommer för många av husägarna moms på skattekostnaden. Om vi antar att fjärrvärmens produktionskostnader inte ökar till följd av elskatthöjningen förbättras därmed fjärrvärmens konkurrenskraft med motsvarande belopp (jämför Tabell 5.2).

6.4 Elcertifikatsystem

Elcertifikat är ett kvotbaserat styrmedelssystem för att stödja viss förnybar elproduktion. För en viss elanvändning krävs att en viss mängd elcertifikat anskaffas. Rätt att ge ut dessa certifikat har producenterna av viss förnybar elproduktion. Priset på certifikaten sätts på marknaden. Ett elcertifikatsystem tillämpas i Sverige. I Norge pågår diskussioner om införande av ett sådant system. Motivet för elcertifikatsystemet är att gynna förnybar elproduktion på ett kostnadseffektivt sätt.

Fjärrvärmens konkurrensförhållanden påverkas på minst tre sätt av elcertifikatsystemet:

1. Hos de flesta energianvändarna¹¹ (där fjärrvärme konkurrerar med andra energibärare) leder elcertifikatkravet till en merkostnad för elanskaffningen. Priset beror på en mängd faktorer, främst kvotstorleken, det vill säga vilken andel förnybar el som föreskrivs. I Sverige har elcertifikatpriset till användarna hittills varit några ören per kWh el.
2. Om fjärrvärmeproduktionen innehåller elanvändning i elpannor och/eller värmepumpar kommer troligen även dessa att belastas med elcertifikatkostnaden. Effekten av detta kan dock dämpas genom fjärrvärmens bränsleflexibilitet.
3. Exempel på elproduktion som är berättigad till elcertifikat är (ny) biobränslekraftvärme. Det betyder att biobränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmesystemen ges en extra intäkt i form av elcertifikaten. Priset på elcertifikaten sätts på marknaden och beror, som diskuterats ovan, på en mängd faktorer. I Sverige har certifikatpriset under det senaste året legat på en nivå motsvarande cirka 20 Nöre/kWh. Naturligtvis är det bara fjärrvärmesystem som bygger och utnyttjar biobränslekraftvärme som kan dra nytta av elcertifikatsystemet.

Noterbart är att den nya norska regeringen i sin regeringsförklaring skriver att man avser ”innføre et pliktig grønt sertifikatmarked for ny fornybar energi og mini- og mikro kraftverk.

¹⁰ Dagens nivå i Norge är 9,88 Nöre/kWh medan motsvarande nivåer i Sverige och Danmark ligger kring 20 respektive 60 Nöre/kWh.

¹¹ Vissa energianvändare kan slippa elcertifikatplikten. I Sverige undantas t.ex. energiintensiv industri.

Dersom et grønt sertifikatmarked ikke lar seg gjennomføre som forutsatt, skal andre virkemidler vurderes” (Arbeiderpartiet 2005).

6.5 Handel med utsläppsrätter för koldioxid

Norge ingår i systemet för handel med utsläppsrätter för koldioxid. Det betyder för den del av energisystemet som ingår i handelssystemet (= stora energianvändare) måste från marknaden anskaffa utsläppsrätter motsvarande de koldioxidutsläpp man har. Hittills har man tillämpat gratis tilldelning av utsläppsrätter i förhållande till historiska utsläpp under i första hand basperioden 1998-2001 (SFT 2005). Den största delen av de fastigheter där fjärrvärme konkurrerar med andra energibärare ligger utanför handelssystemet. Dessa drabbas inte direkt av kostnader för utsläppsrätter. Motivet för införandet av ett utsläppsrättshandelssystem för koldioxid är att utsläppen av koldioxid skall reduceras där det är billigast.

El- och fjärrvärmeproduktion är exempel på verksamheter som normalt ingår i utsläppsrättshandelssystemet. Oberoende av princip för tilldelning av utsläppsrätter belastas de rörliga el- och fjärrvärmeproduktionskostnaderna av kostnaderna för utsläppsrätterna. Dessa har pressat upp elpriserna ordentligt, uppskattningsvis storleksordningen 5 Nöre/kWh. I den mån fjärrvärmeproduktionen innehåller fossila bränslen och el ökar kostnaderna även här. Förnybar energi påverkas dock inte. Tvärt om gynnas biobränslekraftvärme av utsläppsrättshandelssystemet genom att marknadspriset på el stiger, vilket ger större intäkter för elförsäljningen.

6.6 Förändrad avfallsavgift (i Norge)

De senaste åren har exporten av avfall till förbränning i Sverige successivt ökat. Som framgår av Profu (2005) så är rambetingelserna för svensk avfallsförbränning betydligt bättre än för norsk, vilket gör det ekonomiskt intressant för norska avfallslämnare att exportera avfallet. På grund av exportmöjligheten finns det en trend mot allt fler kortsiktiga kontrakt, vilket gör det svårt att få ett långsiktigt underlag vid expansion i nya anläggningar. Detta begränsar även möjligheterna att expandera fjärrvärmerna i Norge eftersom man förlorar ett billigt baslastbränsle.

En bidragande orsak till skillnaderna i rambetingelserna är att i Norge belastas avfallsförbränningen med utslippsavgiften (förbränningsskatt). Något motsvarande finns inte ännu i Sverige, men den svenska regeringen har aviserat i statsbudgeten för 2006 att en sådan skatt skall införas (se mer nedan).

Oavsett en skatt på förbränning i Sverige, kan en förändring av utslippsavgiften vara motiverad för att förbättra rambetingelserna för norsk avfallsförbränning och därmed ge ett stabilare investeringsunderlag. Man kan t ex tänka sig ett borttagande av utslippsavgiften helt med motiveringen att EU's avfallsförbränningsdirektiv fortfarande kommer att innebära hårda krav på förbränningen. Krav på BAT (Best Available Technology) vid nyinvesteringar kommer att driva utvecklingen mot lägre emissioner. Ett borttagande skulle innebära att kostnaden för baslastproduktion av fjärrvärme med avfallsförbränning skulle kunna sänkas cirka 3-5 Nöre/kWh (vid oförändrad mottagningsavgift till avfallsförbränningen).

6.7 Skatt på avfallsförbränning i Sverige

En skatt på avfallsförbränning i Sverige skulle förbättra konkurrensförhållandet för norsk avfallsförbränning (jämför ovanstående text) och därmed förbättra möjligheterna för billig baslastproduktion av fjärrvärme i Norge. En skatt utreddes i Sverige mellan hösten 2003 och sommaren 2005 och man föreslog en modell som den svenska regeringen tagit med i sin höstproposition för budgeten år 2006. I korthet går skattemodellen ut på att man beskattar avfallets fossila innehåll på samma sätt som övrig energibeskattnig. Den höga beskattningen av CO₂-emissioner innebär då en hög skattenivå för anläggningar som förbränner blandat avfall och endast producerar värme (ca 350-400 NOK/ton avfall). Pga av nedsättningsregler för kraftvärme blir skatten dock endast cirka 60 NOK/ton avfall för anläggningar med kraftvärmeproduktion. Det finns också en möjlighet att avfallsförbränning inom industrin kommer att undgå skatten helt då regeringen föreslagit i höstpropositionen att man skall ta bort CO₂-skatten för alla energianläggningar som ingår i handeln med utsläppsrätter.

6.8 Förändringar av övrig energibeskattnig, t.ex. oljeskatt

Motivet för en höjning av oljeskatten kan vara att begränsa utsläppen av koldioxid och att stimulera användningen av förnybara, obeskattade bränslen. En höjning av oljeskatten stärker fjärrvärmens konkurrenskraft i jämförelse med oljebaserad uppvärmning. Om man som ett räkneexempel antar att skatten på olja ("grunnavgift" eller "CO₂-avgift") höjs med 30 öre per liter¹² motsvarar detta en höjning av den årliga värmekostnaden med 5300 NOK/år (om man antar ett uppvärmningsbehov på 130 MWh/år och en pannverkningsgrad på 75 %). Till detta kommer för många av husägarna moms på skattekostnaden.

Om olja utnyttjas i fjärrvärmeproduktionen kommer även fjärrvärmens produktionskostnad att öka. Det gäller om fjärrvärmeproduktion inte undantas från koldioxidskatt. Ett motiv för det kan vara att man ingår i utsläppsrättshandelssystemet och därmed belastas med kostnaden för utsläppsrätter. Olja är dock ett utpräglat topplastbränsle och reservbränsle. Normalt utgör därför olja en liten andel av fjärrvärmeproduktionsmixen och därmed får en eventuell oljeskattehöjning i de flesta system en liten påverkan på de totala fjärrvärmeproduktionskostnaderna.

En annan förändring kan vara att lägga en CO₂-avgift på småskalig användning av naturgas. Motivet skulle då också vara att begränsa utsläppen av koldioxid och att stimulera användningen av förnybara, obeskattade bränslen. I dagsläget kan naturgas användas i anläggningar mindre än 20 MW utan att CO₂-avgift måste erläggas. Dessa anläggningar ingår inte heller i handeln med utsläppsrätter. En sådan CO₂-avgift skulle stärka fjärrvärmens konkurrenskraft i förhållande till individuell uppvärmning med naturgas.

6.9 Investeringsstöd till förnybar energiproduktion i fjärrvärmesystemen samt till utbyggnad av fjärrvärmesystem

Motivet för att, med hjälp av ett investeringsstöd, stödja utbyggnaden av förnybar energiproduktion i fjärrvärmesystemen kan vara att detta ger möjlighet att utnyttja energi som annars inte skulle ha utnyttjats. Det kan gälla den förnybara delen av avfall och olika typer av biobränslen, t.ex. avverkningsrester. Man bör beakta att investeringsstöd och elcertifikat

¹² Dagens nivå på "grunnavgift" och "CO₂-avgift" är 41,4 respektive 52,0 Nöre/liter (Eldningsolja 5), dvs en sammanlagd nivå på 93,4 Nöre/liter. I Sverige uppgår motsvarande skatter till knappt 300 Nöre/liter.

delvis har samma syfte och delvis fokuserar på samma typ av anläggningar. Det är alltså inte säkert att staten vill utnyttja två styrmedel för delvis samma syfte.

Motivet för att ge investeringsstöd till fjärrvärmedistribution är att stimulera etableringen av fjärrvärme och därmed bidra till minskat elberoende, ökat utnyttjande av förnybar energi, att ge underlag för effektiv och resurshushållande kraftvärme, samt att möjliggöra utnyttjande av industriell spillvärme och energi från avfallsförbränning.

Båda dessa typer av investeringsstöd stärker fjärrvärmens konkurrenskraft genom att sänka de totala kostnaderna för fjärrvärmeproduktionen och genom att riskerna vid investeringar minskas. Enova har idag begränsade resurser för att ”gi støtte til varmeproduksjon på opp til 15 % av investert beløp og for distribusjon på opptil 30 % av investeringen”. Den nya norska regeringen har för avsikt att ”øke Enovas bevilgning til bygging av infrastruktur for fjernvarme betydelig i perioden” (Arbeiderpartiet 2005).

7. Referenser

- Arbeiderpartiet (2005) *Politisk plattform for en flertallsregjering*, <http://www.arbeiderpartiet.no/index.gan?id=46384&subid=0>, 2005-10-20
- Edman, S. (2005) *BILEN, BIFFEN, BOSTADEN Hållbara laster – smartare konsumtion*, SOU 2005:51
- Enercon (2004) *Kostnader ved fjernvarmeutbygging (kundesentraler, fjernvarmenett og biobrensel varmesentraler) status 2003*, rapport till Norsk Fjernvarmeforening
- Energimyndigheten (2004) *Energiläget i siffror 2004*
- Energimyndigheten (2005) *Översyn av elcertifikatsystemet*
- Ericsson K. och Nilsson L. (2004) *International biofuel trade – A study of the Swedish import*, Biomass and Bioenergy 26
- Fjernvarmetidningen (2005) *Industriell spillvarme – Effektivt men inte självklart*, artikel i Fjernvarmetidningen 2005:4
- Miljøverndepartementet (2005) *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand*, St.meld. nr. 21 (2004–2005)
- NVE (2005) *Gasskraft – konsesjonsbehandling*, http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=8038, 2005-09-09
- NVE/KanEnergi (2004) *Elproduksjon basert på biobrensler*, Rapport Nr 1-04
- NVE/KanEnergi (2005) *Grønne sertifikater og biobrensel*, Rapport Nr 1-05
- Profu (2005) *Rammebetingelser for energiutnyttelse av avfall i Norge*, NRF-Rapport 2/2005
- SFT (2004) *SFTs forslag til strategi for behandling av nedbrytbart avfall*, SFT, juni
- SFT (Statens Forurensingstilsyn) (2005) *Kriterier for tildeling av kvoter*, <http://www.sft.no/kvoteregister/dbafile13028.html>, 2005-10-20
- SOU (Statens offentliga utredningar) (2005) *Fjernvarme och kraftvarme i framtiden*, SOU 2005:33.
- SSB (Statistisk sentralbyrå) (2005) *Nær halvparten av fjernvarmen fra avfall*, <http://www.ssb.no/fjernvarme/main.html>, 2005-08-26
- SSB (2005b), information tillgänglig på www.ssb.no.
- Statnett (2004) *Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge*, Statnett: Divisjon utvikling og investering, Desember

Svensk Fjärrvärme (2005) *Fjärrvärme- och kraftvärmestatistik 2003*,
<http://www.svenskfjarrvarme.se/index.php3?use=publisher&id=30&lang=1>, 2005-08-26

Svensk Fjärrvärme (2005b) *Fjärrvärmens och miljön*, informationsskrift, tillgänglig via
Svensk Fjärrvärmes hemsida, <http://www.svenskfjarrvarme.se/>

Tveiten J., Wiig H. och Melaaen E. (2001) *Økt utnyttelse av spillvarme fra prosessindustrien*,
Institutt for strategisk analyse och Norsk Energi

Tveiten J., Birkeland H. och Eide A. (2005) *Faktaprojekt Fjernvarme Norge*, Norsk Energi

Unger T (2003) *Common Energy and climate strategies for the Nordic countries – A model analysis*, Doktorsavhandling vid Chalmers tekniska högskola 2003, ISBN 91-7291-366-5



Profu i Göteborg AB , Götaforsliden 13 nedre, 431 34 Mölndal, profu@profu.se,
www.profus.se, 031-720 83 90. (**Profu** = **P**rojektinriktad **f**orskning och **u**tveckling)