



Varmestudien 2003

Grunnlag for utbygging
og bruk av varmeenergi i det norske
energisystemet

Enova SF

Mars 2003

 enova



Enova SF har fått i oppdrag å forvalte Energifondet. Et av hovedmålene er tilførsel av 4 TWh fornybar varmeproduksjon i det norske energisystemet. For at dette skal skje på en mest mulig hensiktsmessig og målrettet måte er det viktig å vite hvilke flaskehals og barrierer som må bearbeides. Denne varmemstudien er et viktig bidrag for det.

Enova vil legge studien til grunn for arbeidet med å utforme virkemidler for å oppnå varmemålet og bidra til en omlegging av energiforbruket. Studien viser at det er et stort uutnyttet potensial av fornybare energiressurser som grunnlag for dette. For å sikre et variert, fleksibelt og fornybart energisystem for framtiden er det viktig å utnytte disse og bidra til å skape et kommersielt grunnlag for at de markedsaktører som driver innenfor dette området, slik at det til kundene kan tilby konkurransedyktige gode løsninger med effektiv teknologi. Det må gjøres lett og trygt å handle alternative varmesystemer!

Enova ser frem til å være katalysatoren som skal sette dette ut i livet frem til 2010.

Trondheim mars 2003
Enova SF

Adm.dir. Eli Arnstad

Redaktører Magnar Førde, Solvar Klokk

Innledning

Målet til Norske myndigheter, ved Enova, om økt bruk av varmeenergi på 4 TWh innen 2010, basert på fornybare energikilder som bio/avfall, spillvarme og varmepumper stiller store krav til riktig bruk av de strategiske virkemidlene som Enova disponerer. For å fremskaffe et godt fundament for fremtidige valg besluttet Enova høsten 2002 å gjennomføre en Varmestudie der hele verdikjeden innenfor varmenergi og utviklingsmulighetene for verdikjeden skal belyses.

Her inngår både brenselstilgang og distribusjon, varmeproduksjon, varmedistribusjon og energibruk¹. Flaskehalsen tilknyttet realisering av varmesentraler er vektlagt spesielt.

For gjennomføring av studien opprettet Enova en intern arbeidsgruppe med følgende mandat:

Arbeidsgruppen skal identifisere barrierer og satsningsområder for introduksjon av varmeenergi fra fornybare energikilder, herunder bio, avfall, varmepumper og spillvarme.

På denne bakgrunn skal gruppen identifisere muligheter, skissere tiltak og vurdere nødvendige incentiver for å nå de mål som er angitt.

Vurderingen skal ta utgangspunkt i analyser av verdikjeden, fra brensel (avfall, skog, flis, pellets, briketter m.m.) til sluttbruk.

Arbeidsgruppens sammensetning:

- Håvar Risnes
- Viggo Iversen
- Solvar Klokk, fra januar 2003

Den interne arbeidsgruppens ble videre supplert med en ekstern referansegruppe med følgende mandat:

Referansegruppen skal bidra til å legge grunnlaget for effektiv måloppnåelse både på kort og lang sikt

ved å fungere som et sentralt drøftings- og idéforum i forhold til faglige og strategisk viktige problemstillinger.

Referansegruppens mandat er avgrenset til den del av studien som er rapportert under del **3. Teknisk og strukturell del.**

Arbeidet i gruppen er konkretisert gjennom kontinuerlig evaluering/tilbakemelding, noe som har bidratt til å fokusere arbeidet i forhold til definerte problemstillinger.

I referansegruppen for studien har følgende personer deltatt:

- Egil Evensen, Styreleder for Norsk Fjernvarmeforeningen og adm.dir. i TEV Fjernvarme
- Rune Volla, Prosjektleder Viken Fjernvarme
- Geir Skjevraak, Prosjektleder, Statoil Norge AS, Energiløsninger
- Ole Lauglo, Tømmersjef i Skogeierforeninga Nord
- Jon Tveiten, Avdelingssjef Kjelforeningen Norsk Energi (KNE)
- Dr.ing. Kristian Lien, frittstående konsulent

I tillegg til disse har professor Johan Hustad, NTNU, bidratt med kommentarer og synspunkter innenfor den tekniske del av studien.

På grunnlag av de tekniske og strukturelle vurderinger som dokumentert i studiearbeidet har så Enova gjennomgått og analysert de strategiske virkemidler som kan være aktuelle for å oppnå norske myndigheters forutsetninger og resultatmål på 4 TWh innen 2010. Arbeidet tar utgangspunkt i de fornybare energikilder som inngår i norske myndigheters målsetning for økt bruk av varmeenergi. Som følge av dette er utnyttelse av fermenteringsgass fra etablerte deponi ikke inkludert. Resultatene fra arbeidet med varmestudien er presentert i nedenstående.

¹ Inkluderer ikke en nærmere analyse av energibruk i den norske bygningsmassen. Dette vil bli beskrevet i en studie Enova gjennomfører våren 2003, "Byggstudien".

Innhold

1. Sammendrag	6	Biomasse	18
1.1 Sammendrag / konklusjon	6	- Bioenergi markedet.	18
2. Studiens strategiske elementer	7	- Bruk av trevirke til bioenergi produksjon.	19
2.1 Sentrale utfordringer i det norske energisystemet	7	- Pris på varmeleveranse basert på bio vs. konkurrerende energiform.	21
2.2 Varme verdikjedens energibalanse	7	Varmepumper	21
Biobrensler/biomasse, realiserbart potensial og struktur i markedet	7	- Varmepumpemarkedet.	21
Tilgang på avfall for energigjenvinning	8	- Pris på varmeleveranse basert på varmepumper vs. konkurrerende energiform.	22
Spillvarme	9	Spillvarme	22
Oppsummering tilgang på energikilder for varme	9		
Potensial for utbygging av nye varmeanlegg	9		
Potensial for utbygging av anlegg med varmepumper	9		
2.3 Økonomiske risikoforhold varmemarkedet	9	3.3 Økonomiske forhold	23
Distribusjon av varmeenergi.		Varmeproduksjon og distribusjon	23
Vannbåren energi og fjernvarme/nærvarme-problematikken	9	Følsomhetsanalyser	25
Lokale energiplaner og lokaliserings-problematikken i bynære strøk	10	3.4 Tekniske og strukturelle barrierer	25
2.4 Enovas virkemidler	10	Ny varmeenergi, biobrensel	25
Investeringsstøtte	10	Ny varmeenergi, avfall	26
Mulige andre incitament	10	Ny varmeenergi, spillvarme	26
2.5 Enovas prioriteringer	10	Ny varmeenergi, varmepumpe	26
3. Teknisk og strukturell del	12	3.5 Potensial for fornybar varmeenergi mot 2010	26
3.1 Status for det norske varmemarkedet	12	Sluttbrukermarkedet	26
Generelt	12	- Husholdninger	26
Kundene/Brukerne	14	- Yrkesbygg	27
Varmeleveranse til sluttbrukere	15	Konvertering og sparepotensial i sluttbrukermarkedet	27
- Varmeleveranse til bolig, næring og industri.	15	- Utviklingen i varmemarkedet fra tørråret 1996/97 og frem til i dag.	27
- Aktørbildet.	15	- Teoretisk konverteringspotensial.	27
- Fjernvarmekonsesjon og tilknytningsplikt.	16	- Potensialvurdering, samlet olje/el konvertering og sparing frem til 2010.	27
3.2 Potensialet for økt utnyttelse av fornybar varmeenergi	17	Realiserbart potensial, ny varmeleveranse	29
Avfall	17	- Varmeleveransen til industri og fjernvarme og mindre lokale varmesentraler.	29
		- Utbygging av fjernvarmeanlegg, eksisterende planer.	29
		- Varmeleveranser fra mindre lokale varmesentraler.	30
		- Sammenfatning – forventet utbygging av fjernvarmeanlegg fra fornybare energikilder.	30
		3.6 Oppsummering av varmemarkedet	31
		4. Referanser	35

1.Sammendrag

Varmestudien 2003 er et resultat av et samarbeid mellom Enova og sentrale aktører i det norske varmemarkedet. Enovas engasjement skal stimulere til realisering av målet om 4TWh ny varmeenergi, innen 2010 samtidig som utbygger fokuserer på kostnadseffektive prosjekter (kWh/kr) med varige effekter og størst mulig grad av ringvirkninger. Studien viser at resultatmålet kan nås ved fokusert innsats på en utvalgt prosjektportefølje.

Studien omfatter varmeenergi basert på biomasse, avfall, spillvarme og varmepumper. Tilgangen på fornybare energikilder er analysert og sammenstilt med potensialet i sluttbrukermarkedet. Vesentlige barrierer for oppfyllelse av Enovas resultatmål på 4TWh ny varmeenergi, innen 2010, diskuteres.

Det samlede, netto innenlandske energiforbruket i Norge for 2001 var 225 TWh, av dette gikk i størrelsesorden 50 TWh til oppvarming av bolig og næringsbygg. Med bakgrunn i vurderinger av historiske utbyggingstakt, økonomiske rammebetingelser samt ressurstilgang, forventes samlet økning i fornybar varmeleveranse opp mot 2010 å ville bli som følger:

- Ny prosessvarmeleveranse til norsk industri fra avfallsbasert energigjenvinning og biomasse, ca. 1,5 TWh.
- Ny fornybar fjernvarme (fra avfall, rivningsvirke, ren biomasse og varmepumper), ca. 2 TWh.
- Ny varmeleveranse fra varmesentraler og sentralvarmeanlegg, ca. 1,5 TWh.

Siden varmeenergi basert på energigjenvinning fra avfall utgjør det billigste grunnlastalternativet for storskala fjernvarmesystem, vil begrensninger i avfallstilgangen influere det nasjonale ambisjonsnivået for fjernvarme.

Offentlig støtte til avfallsanlegg bør først og fremst målrettes mot risikoreduserende tiltak (garantier eller lignende), og ikke mot lønnsomhetsøkende tiltak (investeringsstøtte eller lignende). For bio- og varmepumper er det både behov for lønnsomhetsøkende tiltak og risikoreduserende tiltak.

Det konkluderes med at det er mulig å nå målet om 4 TWh ny fornybar varmeenergi innen 2010, men at dette fordrer en betydelig økning i utbygningstakten. Suksess forutsetter fokus på kvalitets-sikring allerede i de tidlige prosjektfasene, og et bredt engasjement innenfor hele verdikjeden.

Det understrekes samtidig at introduksjon av en ny energiforsyning i tillegg til eksisterende fordelingsnett for elkraft er en langsiktig investering med betydelige kostnader. For å oppnå en slik ønsket utbygging er det absolutt nødvendig at det tilrettelegges for langsiktige nasjonale rammebetingelser. En kritisk faktor i denne sammenheng er behovet for en koordinert markedsutvikling og utbygging av ny produksjonskapasitet.

2. Studiens strategiske elementer

Med utgangspunkt i studiens tekniske og strukturelle analyser, dokumentert i denne rapportens del C sammenholdt med Enovas overordnede målsetninger, har Enova gjennomgått og analysert de strategiske virkemidler som kan være aktuelle for å oppnå norske myndigheters forutsetninger og resultatmål på 4 TWh innen 2010.

Denne del av studien fremhever de grunnleggende trekk og problemstillinger knyttet til økt bruk av varmeenergi i Norge. Dette knyttes sammen til en strategi for hvordan midler fra Energifondet kan rettes inn slik at de største og varige energieresultater kan oppnås.

2.1 Sentrale utfordringer i det norske energisystemet

Formålet med studien er å identifisere tiltak som kan stimulere en kostnadseffektiv utbygging av det norske varmemarkedet. I Norge benyttes elektrisitet til oppvarming i større utstrekning enn i noe annet land. Det totale norske energiforbruket pr. innbygger er imidlertid på samme nivå som forbruket i andre nordiske land med lignende klimaforhold. Vannkraft står for nær all produksjon av elektrisitet i Norge og pga. de store forskjeller i nedbørsmengden fra år til år, er det også store variasjoner i den årlige kraftproduksjonen. Dette fordrer en forvaltning som legger til rette for en sikker energiforsyning.

En av utfordringene på kort sikt er å sørge for tilstrekkelig effekt på dager med høyt forbruk, mens utfordringen på lang sikt er å få fram ny energiproduksjon og infrastruktur, samt å dempe veksten i energibruken. Større energifleksibilitet i norsk bygningsmasse, øket effektivitet i forbrukerleddet

og redusert bruk av elektrisitet til oppvarming er vesentlige elementer i den sammenheng.

I dagens marked utgjør fyringsolje, ved og fornybar energi levert via fjernvarme de viktigste alternative energibærerne til varmeformål.

Utbygging av ny alternativ kapasitet i energiforsyningen bør prinsipielt bygge på konkurranse mellom alternative løsninger for derigjennom å sikre en robust og langsiktig omlegging. Å sikre ulike alternativer like vilkår vil stimulere til økt konkurranse, sørge for nyskaping og kostnadsreduksjon, samt føre til at de best egnede og kostnadseffektive løsningene blir valgt.

Økt bruk av fornybare energikilder, her definert som biobrensler, brennbart avfall og utnyttelse av spillvarme til varmeformål vil øke fleksibiliteten i det norske energisystemet, og bidra til reduserte klimagassutslipp.

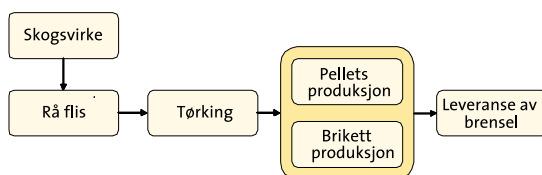
2.2 Varmeverdikjedens energibalanse

Studien har avdekket potensialer og barrierer for de forskjellige ledd i verdikjeden for varme. Balanse i tilbud og etterspørsel mellom de forskjellige ledd fra produksjon av råstoff til forbruk karakteriserer et etablert og velfungerende, fritt marked. I en oppbyggingsfase vil slike forutsetninger ikke nødvendigvis være til stede.

Biobrensler/biomasse, realiserbart potensial og struktur i markedet

Rå flis er grunnlaget for økt produksjon av biobrensler i form av pellets og briketter. En hovedutfordring her er at det ennå ikke er etablert

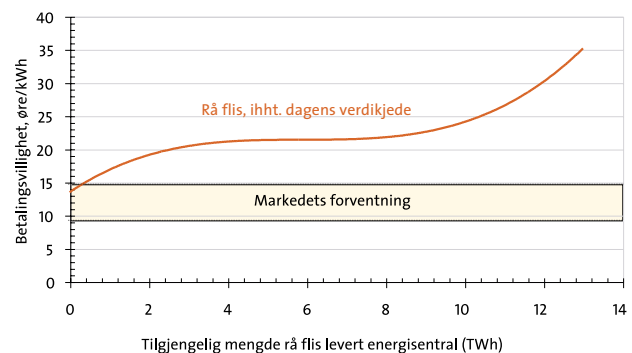
en vel utviklet verdikjede som fungerer i stor skala, se Figur 1 for skjematisk fremstilling av denne verdikjeden frem til brensel. Næringer som forventes å ha interesser på dette området er den tradisjonelle skogbruksnæringen med underbruk. Disse aktørene har et veletablert opplegg for avvirking av tømmer til skur og slip. Det er lange tradisjoner for innmelding av avvirking, med en fungerende "børs" for fastsetting av priser for de forskjellige klasser av tømmer. Denne bransjen bør utfordres mht å integrere biobrenslar som et nytt element i denne verdikjeden. Næringen kan dra store vekslar på sine erfaringer med det tradisjonelle virket over til produksjon av biobrenslar.



Figur 1: Skjematisk fremstilling av verdikjeden for biobrensel.

Tilgangen på rå flis ved etablerte verdikjeder som funksjon av pris per kWh er vist i Figur 2 og gir en indikasjon på at ved en markedspris opp til 15 øre/kWh kan det ikke forventes en energitilgang (innfyrt energi) for denne energikilde på mer enn rundt 0,3 TWh. Det er lite sannsynlig at markedet er villig til å betale en høyere pris en 15 øre/kWh og en må derfor rette inn tiltak mot kostnadsreduksjoner for økt energitilgang. Tiltakene kan ha forskjellige former, både teknologiske, finansielle og strukturelle, som til sammen kan gjøre markedet for rå flis attraktivt for både produsent og avtaker.

For produksjon av briketter og pellets er driftsstørrelse en viktig faktor for lønnsomhet. Norske anlegg for produksjon av pellets oppfattes i dag til å være for små for å kunne møte markedskrav for storskalabruk av biobrensel. Anlegg som kan produsere i området 100 000 tonn biobrensel per år bør kunne være forretningsmessig attraktive. Et anlegg av slik størrelse vil levere en energimengde på bort i mot 500 GWh per år.



Figur 2: Tilgang på rå flis som funksjon av pris.

Realistisk er tilgangen på biomasse fra skogen rundt 7-8 TWh ut over dagens forbruk noe som skulle tilsi en utbygging av ca 10 foredlingsanlegg for biobrensel fordelt i forskjellige regioner i landet.

Innenfor biobrensel er det ikke identifisert vesentlige teknologiske barrierer. Imidlertid har mange anlegg hatt til dels store driftsproblemer. Generelt skyldes dette manglende erfaringsgrunnlag i markedet, varierende brenselkvalitet og en uheldig teknisk anleggsutforming.

Tilgang på avfall for energigjenvinning

I 2001 ble det ved gjenvinning fra avfall produsert ca 800 GWh. Potensialet for økt energigjenvinning av avfall er betydelig. Gjennomførte analyser gir ulike anslag for mulig tilgang, resultatene varierer fra 3 til 6 TWh pr. år. En øking av potensialet kan forventes ved at flere stoffer blir klassifisert som problemavfall samtidig som skjerpede krav om økt energigjenvinning vil influere på hvor mye av det samlede potensial som vil bli utnyttet. Nye teknologier for destruksjon av avfall ved forbrenning vil gi reduserte utslipp til luft og redusere behov for sluttbehandling av restavfall. Dette vil påvirke prisdannelsen på energi i gunstig retning for fjernvarmesystemer.

Tradisjonelt er det renholdsverk som har tatt hånd om avfall. Det kan være ønskelig at energiselskaper i større grad engasjerer seg i energigjenvinning av avfall og sikrer integrasjon av verdikjeden fra mottak av avfall til energileveranse i form av varme, brenngass eller elkraft.

Spillvarme

Studien angir at det realistiske nivå for utnytting av spillvarme er langt lavere enn potensielt tilgjengelig energimengde. Sannsynlig vis vil bare på 0,15 TWh kunne realiseres. For å ta ut et større potensial må det etableres helt andre muligheter for lavtemperatur varmeavtak som for eksempel tørking av biomasse for pelletsproduksjon.

Oppsummering tilgang på energikilder for varme

Studien konkluderer med mulig tilgang på energikilder for ny varmenergi på samlet i størrelsesorden 12-15 TWh. Økonomiske forhold knyttet til utbygging og drift vil medvirke til at den realistisk utnyttbare tilgangen vil være mindre. Dette siste alternativet er svært avhengig av lokale forutsetninger.

Potensial for utbygging av nye varmeanlegg

Etter vurdering av tilgang og sannsynlig avsetning er det estimert et potensial for en økt fornybar varmeleveranse i 2010 på ca. 5 TWh pr. år. På ressursiden er det for bioenergi alene tilgjengelig en årlig energimengde på ca. 10 TWh. Tilgangen på ressursiden er altså betydelig større enn forventet etterspørsel.

Dette indikerer også at det kan være grunnlag for produksjon av biobrensel for eksport dersom prisnivået for denne energibærer er slik at dette er forretningsmessig forsvarlig.

Potensial for utbygging av anlegg med varmepumper

Varmepumpene må normalt gå som grunnlast for å oppnå tilstrekkelig lønnsomhet i et fjernvarmesystem. Som følge av installasjonsmessige forhold vil varmepumper ha begrenset bruksområde i forhold til eksisterende bygg.

Varmepumper bruker elektrisitet som driftsmiddel. Elektrisitet er markedsregulert, noe som medfører at lønnsomheten i varmeleveranser basert på varmepumper er følsom overfor svingninger i elkraftprisen. Forventet utbygging av anlegg med varmepumper antas å ville gi rundt 0,8 TWh pr. år opp mot 2010.

2.3 Økonomiske risikoforhold i varmemarkedet

Et viktig element som vil influere på Enovas strategi er vurderingen av de forskjellige økonomiske forhold i varmemarkedet. Disse forholdene er dels knyttet til politisk definerte rammebetingelser og dels satt av strukturelle og geografiske forhold i Norge.

Risikobildet for avfallsbaserte energigjenvinningsanlegg henger nøye sammen med at kapitalkostnadene her vil være langt større enn for et bioanlegg¹. Avfallskontrakten er imidlertid en svært stor del av inntektene, typisk 45 %, og trolig enklere å få på plass enn tilsvarende inntektsgrunnlag fra varmemarkedet. Bioanlegg og varmepumper kan bygges i liten skala og bedre tilpasses et lite kundegrunnlag. Usikkerheten knyttet til plassering er også lavere for bio- og varmepumpe prosjekter, som erfaringsmessig er enklere å gjennomføre. Samlet sett har derfor normalt avfallsanlegg større økonomisk risiko enn bioanlegg og varmepumper.

Usikkerheten omkring norsk industris konkurransekraft på det internasjonale markedet og mulighetene for nedleggelse har medført en økning i den økonomiske risikoeksponering som finansierende organisasjoner vurderer for utbyggingsprosjekt i varmemarkedet. Det forventes derfor økt fokus på risikospredning fra utbyggers side, for eksempel ved å inkludere flere energiavtakere og ulike typer energiavtakere som industri, næring og boligformål i utbyggingsprosjektene. Ytterligere risikoavlastning kan oppnås ved at nye anlegg oppføres med mulighet for elkraftproduksjon i tillegg til kombinert damp/fjernvarmeleveranse.

Distribusjon av varmeenergi. Vannbåren energi og fjernvarme-/nærvare problematikken

En av de store utfordringene i oppbygging av et fleksibelt energisystem er etablering av et distribusjonssystem som møter regional og lokale forutsetninger. Avhengig av region vil det være klare økonomiske forhold knyttet til kritisk størrelse for distribusjonssystem for vannbåren energi. Mindre

¹ Investeringen per kWh er dobbelt så stor og et energigjenvinningsanlegg er typisk langt større enn et bioanlegg.

tettsteder med et fjernvarmepotensial under ca. 25 GWh pr. år vil være vanskelige å bygge ut dersom bare rent kommersielle betingelser legges til grunn.

Et moment å ta med i planlegging av nye fjern- og nærvarmesystemer er motsetningen mellom ønsket om redusert bruk av energi til oppvarming og fjernvarmeleverandørens behov for stort avtak av varme i fjernvarmemarkedet. Dette gjelder for så vidt også interessekonflikten mellom elkraft leverandør og fjernvarmeleverandør.

Lokale energiplaner og lokaliseringsproblematikken i bynære strøk

Erfaringer Enova har ervervet i løpet av det første operative år viser at lokal energiplanlegging er et svært viktig element i videreutvikling av varmemarkedet. Energiplaner¹ må legges opp koordinert mot øvrige planer for nye næringsområder, næringsbygg og boligområder. I prioriteringer vil en kunne stå overfor situasjoner som krever at det settes av arealer for varmesentraler som kan være konfliktfylt i forhold til andre interesser som næring eller boområder. Kostnader ved utbygging av fjernvarmesystemer er sterkt knyttet til plassering i forhold til kundemasse. Ønske om å "ikke se" varmesentralen kan føre til store unødvendige ekstra kostnader, som kan endre et prosjekt fra god til dårlig økonomi.

Lokale energiplaner for områder som er lite egnet for fjernvarme må ta høyde for at en i størst mulig grad kan legge til rette for bruk av varmeenergi for punktoppvarming eller individuell vannbåren varme for eneboliger, rekkehus eller blokkbebyggelse. For punktoppvarming bør en legge til rette for økt bruk av biobrensler i form av pellets.

2.4 Enovas virkemidler

Enova har forvaltning av Energifondet som det viktigste virkemiddel for incentiver til økt satsing på alternativ energi til oppvarming. De økonomiske incentiver som kan benyttes er i all hovedsak investeringsstøtte. Eventuelle finansielle garantier mot andre finansieringsinstitusjoner, fullførelses-

garantier, energipris eller lignende er ikke en del av Enovas virkemidler.

Investeringsstøtte

Enovas viktigste virkemiddel er i dag investerings-tilskudd. Dette vil uansett bare kunne utgjøre en mindre del av finansieringen av varmeprosjekter. Anslagsvis kan 40 % - 60 % normalt lånefinansieres, mens de resterende må komme som egenkapital fra eiere/investorer eller som tilskudd. Låneandelen kan økes ytterligere dersom eierne garanterer for lånet, eller at en større del av energi-kontraktene kan bindes opp i langsiktige kontrakter.

Mulige andre incitament

Gitt at risikoen knyttet til kontantstrøm er minimal, vil investeringsstøtte kunne være utløsende for å få investorer til å satse og bankene til å låne ut. Dersom det er betydelig risiko knyttet til kontantstrøm, har imidlertid investeringsstøtten mindre betydning. En investeringsstøtte på for eksempel 10 % har liten betydning i forhold til disse kontantstrømmene og risikoelementene ut over at det blir et noe lavere beløp som er risikoutsatt.

Mye tyder på at det eksisterer varmeprosjekter som har lovende kalkyler men som likevel ikke blir gjennomført. Dette kan ha sin årsak i at det ikke er mulig å skape stor nok sikkerhet rundt prosjektets inntekter og kostnader til at bankene er villig til å låne ut penger. En garanti for deler av de sentrale kontantstrømselementene ville da virke mer målrettet og kan være et instrument mer direkte rettet mot å redusere risiko for andre finansieringskilder og ikke for å forbedre lønnsomheten i prosjektet.

Slike garantier er ikke del av Enovas virkemidler i dag.

2.5 Enovas prioriteringer

Investeringsstøtte er først og fremst et virkemiddel for å styrke egenkapitalen i et prosjekt og eksempler på områder som er aktuelle for slik støtte er:

- i. Energisentraler basert på biobrensel, avfall, spillvarme og varmepumper.
 - o *Herunder bør det vurderes om incentiver til*

¹ Enova har etablert et eget program hvor det satses spesielt på opplæring i kommer innenfor energi og energiplaner generelt.

produksjon av elkraft i varmesentraler kan være et alternativ der varmemarkedet er begrenset.

- ii. Mindre lokale varmesentraler basert på biobrensel og varmepumper.
- iii. Distribusjonsanlegg der grunnlast er basert på bioenergi, avfall, eller varmepumpe.
- iv. Anlegg for gjenvinning og distribusjon av industriell spillvarme.
- v. Anlegg for produksjon av foredlede biobrensler.

Under punkt i) vil det være behov for individuelle vurderinger avhengig av type brennstoff, lokalisering og distribusjonsform. Studien viser at dersom en skal nå det nasjonale mål om 4 TWh økt bruk av varmeenergi frem til 2010 må det tas hensyn til lokale forhold. Store, sentrale varmesentraler med godt kundegrunnlag har svært ofte en god bedriftsøkonomi i prosjektene. Enova må derfor spesielt stimulere til utbygging av anlegg med mer marginalt kundegrunnlag for å nå det skisserte energimål.

Foruten i avfallsbaserte energisentraler hvor kraftproduksjon kan utgjøre en alternativ og midlertidig energiomsetning under oppbygging av distribusjonssystem for varmeleveranse samt gjenvinning av varmeenergi fra spillvarme, er det i dag ikke bedriftsøkonomisk forsvarlig å levere høykvalitets energi i form av elektrisitet. Dette er en direkte følge av at kapitalkostnaden er for høy i forhold til markedsprisen for elkraft. Enova vil vurdere kombinerte varme- og elkraftproduksjon anlegg der markedsforholdene på tilgang til brensel er i ubalanse med marked for leveranse av varmeenergi.

Mindre lokale varmesentraler, punkt ii), har sine naturlige lokaliseringer der fjernvarme ikke er tilgjengelig eller ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt, og representerer et viktig markedssegment for å innhente marginale områder. Norge med "tapt" teknologisk kunnskap om vannbårne varmesystemer vil nok ha behov for ekstra incentiver for å øke bruken av slike varmesystemer igjen. I denne

omgang ønskes en utvikling mot bruk av bioenergi eller varmepumper og ikke olje/el. kjeler. En betydelig oppbygging innenfor dette segmentet krever derfor at det i en overgangsfase tilrettelegges for ekstraordinær bruk av barrieresenkende virkemidler.

Hvordan disse tiltakene skal utformes er ikke fullt ut klarlagt. Enova har nylig initiert en egen studie innenfor byggsektoren "Byggstudien", som vil danne det strategiske grunnlag for Enovas satsing innenfor denne sektoren.

Distribusjonssystemer/fjernvarmeanlegg for vannbåren varme er kanskje den viktigste satsing Enova har frem mot 2010. Varmemålet på 4 TWh er i svært stor grad avhengig av at en fremmer utbygging av fjernvarmesystemer i Norge. Dette er en kapitalkrevende næring som krever relativt store aktører med tilgang på langsiktig kapital. Studien gir signaler om hvilke potensialer som finnes innenfor forretningsmessige forsvarlig økonomi men den viser også hvilke utfordringer som finnes for å finansiere utbygging av alternativ energi i form av varme. Studien viser at Enovas satsing må rettes inn mot distribusjon av varmeenergi i større og mindre fjernvarmesystemer.

Når det gjelder gjenvinning og distribusjon av industriell spillvarme så er det også et klart satsingsområde. Selve distribusjonsproblematikken er av samme karakter som for varme fra varmesentraler som distribueres gjennom fjernvarmenett. Studien diskuterer risikoelementer knyttet til spillvarme fra industrien ut fra det faktum at en har hatt meget ustabile og lite langsiktige forhold knyttet til strukturelle endringer i denne industrien.

Med utgangspunkt i Norges muligheter for økt uttak av biomasse fra skogen for produksjon av biobrensler i form av pellets og briketter så er dette et felt som Enova vil prioritere. En forenklet verdikjede for denne biomasse er vist i Figur 1. Det er behov for utvikling av flere element i denne kjeden. De midler som Enova disponerer vil ikke være tilstrekkelig for å utløse det store potensialet som ligger på biomasse.

3. Teknisk og strukturell del

3.1 Status for det norske varmemarkedet

Generelt

Det samlede netto innenlandske energiforbruket i 2001 var 225 TWh, av dette gikk i størrelsesorden 50 TWh til oppvarming av bolig og næringsbygg, som vist i Figur 3.

Dagens oppvarming basert på elektrisitet og olje utgjør det teoretisk maksimale potensial¹ for overgang til varmeenergi basert på fornybare energibærere og spillvarme. Som vist i Figur 4 utgjør elektrisk oppvarming i bolig og næringsbygg ca. 30 TWh. Dette tilsvarer henholdsvis ca. 60 og 50 % av energibruken i boliger og næringsbygg.

Varmemarkedet dekkes for øvrig opp av fjernvarme med 2 TWh, biobrensel i form av flis og vedfyring med 6 TWh, samt oljeprodukter med ca. 10 TWh. Uprioriterte kraftkjeler leverte ca. 2,5 TWh. Bruken av olje og biomasse (ved) til oppvarmingsformål i bygningsmassen varierer mye fra år til år avhengig av prisrelasjonen mot elektrisitet og av utetemperaturen.

Vannbårne oppvarmingssystemer er mer fleksible enn punktoppvarming basert på el, dette fordi de kan baseres på flere forskjellige energikilder. Noen av disse systemene er tilknyttet en fjernvarmelieferandør, mens andre produserer varme til eget bruk i lokale varmeanlegg.

Fjernvarmens grunnleggende ide er basert på at en større sentral energiproduksjonshet gir tekniske, økonomiske og miljømessige gevinster i forhold til flere små lokale produksjonsheter.

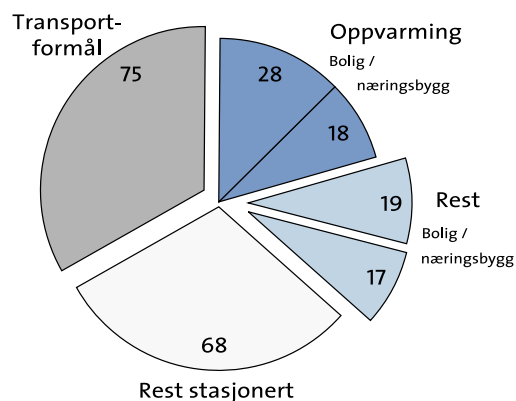
Dette er spesielt berettiget når det bygges investeringstunge produksjonsentraler for utnyttelse av lokale energiressurser. Normalt er grunnlastforsyningen dekket opp av avfallsenergi, biobrensel, varmepumpe og eller spillvarme fra industrien. Dagens lokale varmeanlegg er i all hovedsak basert på fyringsolje og elektrisitet. Disse energibærerne dekker normalt bare topplasten i større fjernvarmeanlegg.

Sentrale trekk fra utbyggingen av fjernvarme på 90-tallet er skjematisk fremstilt i Figur 5. I 1997 ble det etablert en tilskuddsordning (Varmeanleggsordningen) for å bidra til utvikling av et velfungerende marked for bioenergi. Ordningen ble senere utvidet til å inkludere øvrige nye fornybare energikilder.

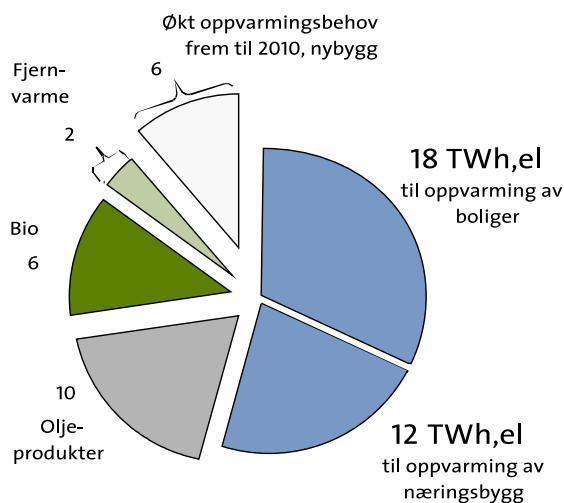
Den begrensede utbyggingen av fjernvarme som har funnet sted har stort sett vært utført i regi av elkraftverkene. Fjernvarmeaktiviteten innen e-verkene har vært organisert både som konkurranseutsatt- og som monopolorientert virksomhet. I den senere tid har det vært en tendens til at fjernvarmevirksomheten organiseres i egen enhet/selskap.

I 2001 stod forbrenning av avfall for ca 41 % av energileveransen inn på fjernvarmenettet, mens biomasse, spillvarme og varmepumper stod for henholdsvis 8,5 og 8 %. Samlet sett stod altså de energibærere som er definert under det nasjonale varmemål for ca 1,3 TWh, som er to tredjedeler av den samlede energileveransen. Samlet var det i 2001 30 bedrifter som leverte fjernvarme med 282 sysselsatte og 678 mill. kroner i salgsinntekter (i snitt 37 øre/kWh, eks. mva).

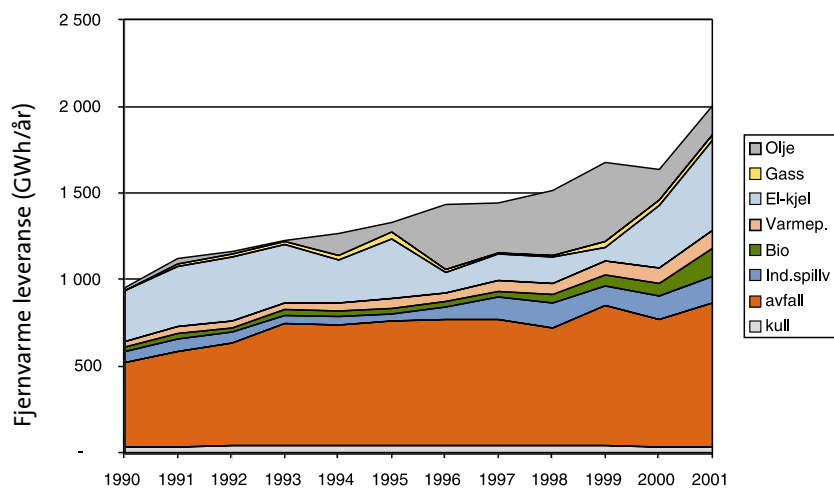
¹ Mobiliseringspotensialet angir den teoretiske andelen av elektrisitetsforbruket som kan konverteres til alternative energikilder, med begrensede investeringer. Dette er nærmere diskutert i kapittel 6.



Figur 3: Skjematisk fremstilling av det norske energimarkedet: Netto innenlands energiforbruk i 2001. Dataene er sammenstilt fra /1/ og /2/ .



Figur 4: Skjematisk det norske oppvarmingsmarkedet, fordelt på energibærere og distribusjonssystem. Dataene er sammenstilt fra /1/ og /2/ .



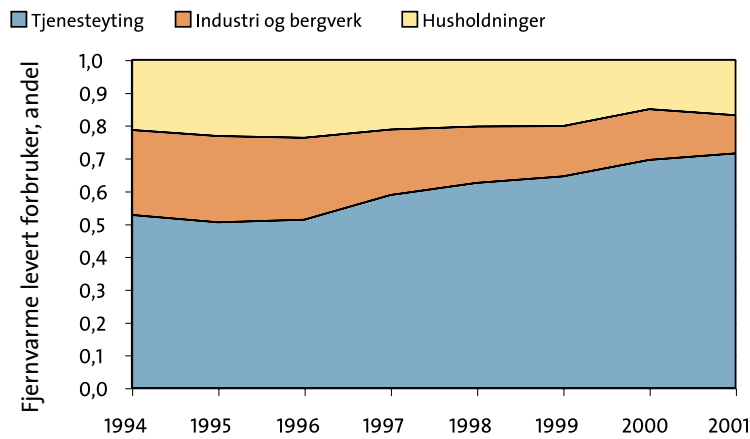
Figur 5: Utbyggingen av fjernvarme fra 1990 og frem til 2001 fordelt på energibærere /3/.

Kundene/Brukerne

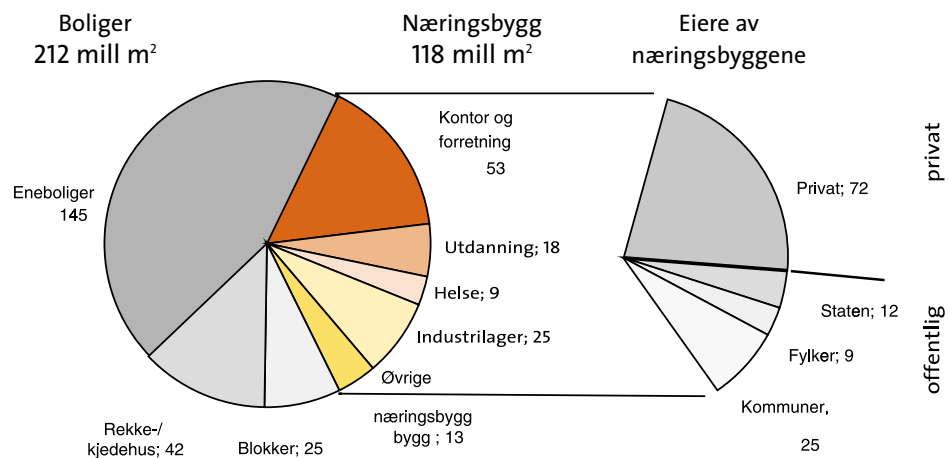
Sammenlignet med våre naboland består den norske boligmassen i langt større grad av småhusbebyggelse, med et mindre innslag av boligblokker. Dette er ett av flere forhold som gjør at man bl.a. i Sverige og Danmark har betydelig mer utbygd fjernvarme enn i Norge.

Offisiell statistikk fra SSB, fra andre halvdel av

90-tallet og frem til i dag (Figur 6), viser at andelen fjernvarme levert husholdningene har vært stabil på om lag 20 % av den årlige norske fjernvarmeleveransen. Varmeleveransen til dette markedet er i all hovedsak begrenset av det norske bosettingsmønsteret. Fremføring av fjernvarme til småhusbebyggelse krever forholdsvis høye kostnader i forbindelse med etablering av distribusjonsnett og har så langt ikke vært oppfattet som lønnsomt.



Figur 6: Skjematisk fremstilling av andel fjernvarme levert tjenesteytende sektor, industri og bergverk, samt husholdninger /4/.



Figur 7: Bygningsmassens omfang og eierstruktur /5/.

Bygningsmassen omfatter totalt ca. 330 mill m² brutto gulvareal der boliger utgjør ca. 64 % og næringsbygg ca. 36 %. Privateide boliger i småhus utgjør hele 57 % av total bygningsmasse.

Mulighetene for konvertering fra oppvarming med elkraft til alternativ kilde med begrensede investeringer har vært vurdert til ca. 7 TWh for boliger og ca. 6 TWh for næringsbygg /5/.

Potensialet er nærmere diskutert senere i denne rapport.

Utbyggingen av det norske fjernvarmemarkedet vil naturlig henge sammen med det underliggende bosettingsmønsteret. Figur 8a viser den geografiske fordelingen av norske tettsteder, inndelt etter befolkningstall, mens b angir lokalitet for utbygde fjernvarmeanlegg. En sammenstilling av disse opplysningene viser at det per i dag er registrert fjernvarmeanlegg i samtlige norske byer med mer enn 100 000 innbyggere, 10 av 15 byer med mellom 20 000 og 100 000 innbyggere, 16 av 70 byer med mellom 5000 og 20 000 innbyggere, samt bare 3 av 118 større tettsteder med mellom 2000 og 5000 innbyggere.

Den spredte bosettingsstrukturen og mangel på vannbårne system i eksisterende bygninger begrenser dekningsområdet for store og mellomstore fjernvarmesystem. Som vist i Figur 7 utgjør imidlertid bygningsmassen et betydelig potensial. Bygninger som skoler, sykehjem og næringsbygg og sammenkoblinger av slike bygg og tilhørende energisystem, er aktuelle brukere av vannbårne varmesystemer som er effektiv med hensyn til kapital- og driftskostnader.

Varmeleveranse til sluttbrukere

Varmeleveranse til bolig, næring og industri

En varmesentral vil levere en så stor andel av varmeleveransen som mulig med den billigste energikilden til enhver tid. Grunnlastenheten utgjør basis energileveransen i anlegget og optimeres i forhold til lastvariasjonene over året. For større fjernvarmeanlegg finnes det ofte flere grunnlastforsyninger, både avfall, bio, varme-pumper og spillvarme er egnet til dette. En typisk erfaring er også at kapasitetsøkning bygges ut

med en kombinasjon av ulike grunnlastforsyninger. Allerede i dag utgjør gass en betydelig energikilde i fjernvarmesammenheng. Videre utbygging av varmesentraler basert på gass vil være av stor betydning for fremtidig norsk energiforsyning, som på sikt kan konverteres til bruk av fornybare energibærere.

I tillegg til grunnlast må varmesentralen styrkes med topplastkapasitet for å håndtere ekstreme situasjoner, også kalt spisslastkapasitet. Toppastkapasitet vil normalt være basert på andre energibærere som olje, elektrisitet, gass, eller en kombinasjon av disse.

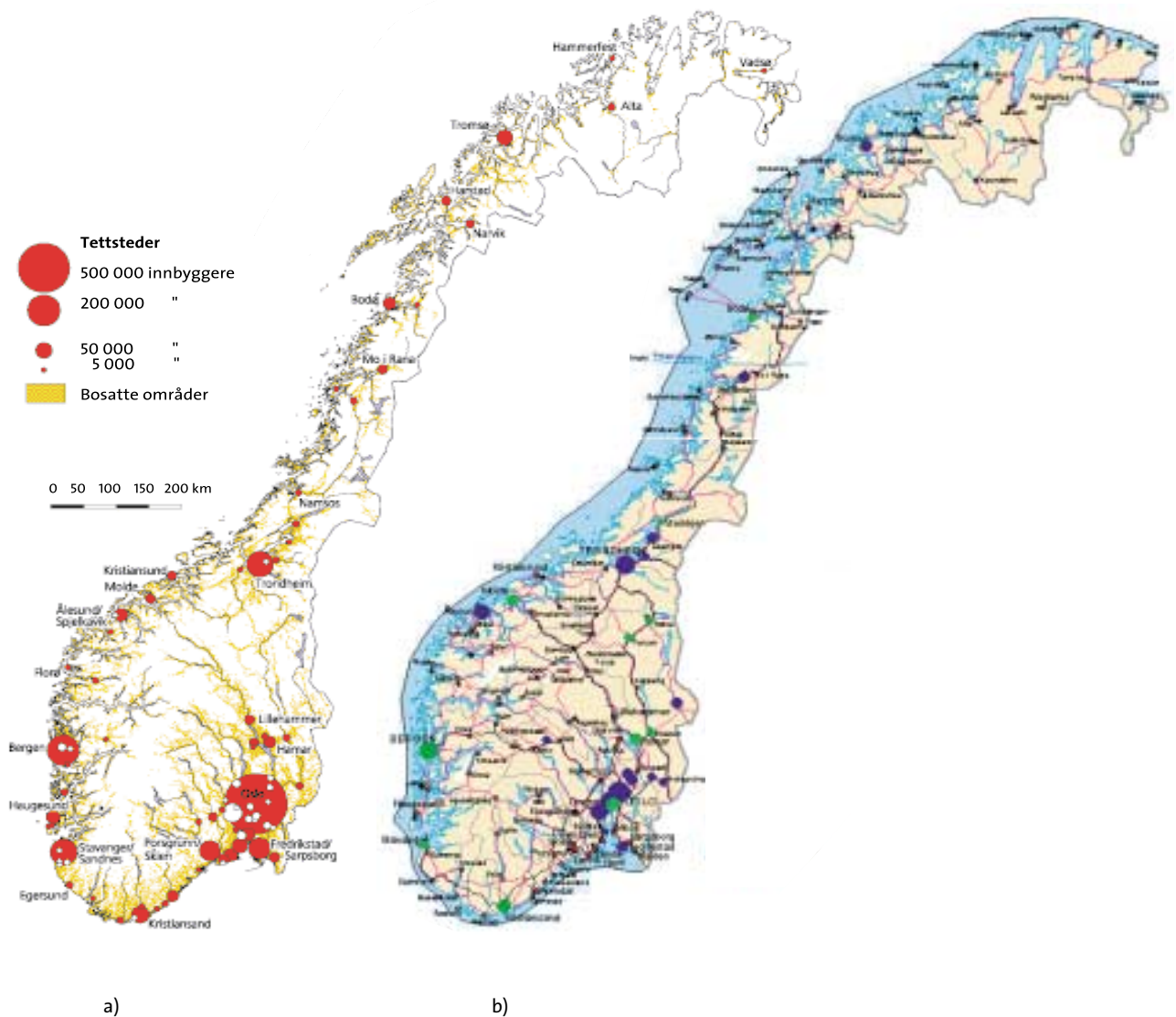
Den ekstra utstyrsinvesteringen som må til for å oppnå ønsket leveransesikkerhet som totalleverandør reflekteres i at energiprisen for en totalleveranse kan være vesentlig høyere enn for en grunnlastleveranse. Prisen for levert varme vil videre avhenge av i hvor stor grad det allerede eksisterer varmesentraler basert på el eller olje og hvorvidt disse kan samkjøres med den nye varmesentralen og derigjennom dekke behovet for topplast.

Det norske varmemarkedet består av alt fra store industrielle varmekunder med stabilt energiavtak over hele året på flere hundre GWh, til enkeltboliger med energiavtak på under 10 MWh, sistnevnte med variabel, sesongbetont profil (forbruket foregår hovedsaklig i vintermånedene). For store energibrukere vil effektbehov over året i stor grad være bestemmende for valg og sammensetning av energibærere. Bruk av varmeenergi basert på biomasse og avfall til industriell prosessvarme er fordelaktig på grunn av lang brukstid, dvs. stabilt energiavtak over året.

Aktørbildet

På energisektoren internasjonalt finner vi en økende integrasjon i leverandørleddet, for eksempel mellom elkraft og gasselskaper. Dette begrunnes i samordningsgevinster og synergieffekter både på produksjonssiden, transportsiden og markedssiden.

En utvikling i retning av samordning og utvidelser av produktspekteret ser en også for energiverk og i oljeselskap i Norge. Flere oljeselskap har for



Figur 8: a) Norsk bosettingsmønster /4/ og (b) utbygd fjernvarme i Norge per 2002 (blå symbol) planlagt utbygd og under utbygging (grønne symbol) /6/.

eksempel utvidet virksomheten fra å selge fyringsolje og parafin til nå å tilby bioenergi, elektrisitet, propan, naturgass og olje. Selskapene tar også ofte ansvar for drift av oppvarmingsystemer og garanterer kostnadene. De totale kostnadene forbundet med varmeløyperanseren kan reduseres ved å utnytte prisforskjellene mellom de ulike energibærerne og alternere mellom disse for oppdekking av grunnlast og topplast.

Norske energiverk er tradisjonelt basert på elektrisitetsforsyning, men i likhet med oljeselskapene er produktspekteret under utvikling og stadig flere selskap tilbyr fjernvarmeløyperanseren og energirådgivning til sluttbrukerne. Et bredere engasjement gir økt kompetanse og muliggjør mer effektiv utnyttelse av allerede etablerte infrastrukturer.

Det norske markedet domineres av et mindre antall store aktører. Disse aktørene er tett knyttet opp imot lokale energiverk. Den senere tids utvikling har gitt grunnlag for etablering av selskap som i større grad fokuserer på det nasjonale og til dels internasjonale markedet. Felles for disse aktørene er en strategi med fokus på etablering av mindre fjernvarmeanlegg over et større geografisk område. Enkelte selskap har valgt å komplettere sin energiportefølje ved å inkludere produksjon og distribusjon av biobrensel, samt utbygging og drift av mindre varmesentraler i størrelser typisk opp mot 2 MW.

Fjernvarmekonsesjon og tilknytningsplikt

Fjernvarmeutbygging reguleres i lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven) samt Plan- og bygnings-

loven. Fjernvarmeanlegg er konsesjonspliktige når total effekt er 10 MW eller mer, og anlegget samtidig forsyner eksterne varmebrukere.

Konsesjonsplikten gjelder både nye anlegg og utvidelse av anlegg der total effekt etter ombygging utgjør mer enn 10 MW. Konsesjon kan også søkes for anlegg under 10 MW for å kunne be om tilknytningsplikt etter plan- og bygningslovens § 66a.

Fjernvarmekonsesjon er en anleggskonsesjon innen et bestemt geografisk område og gir konsesjonæren rett til å levere varme til brukere i området.

Gjennom tildeling av et konsesjonsområde gis konsesjonæren mulighet til å planlegge langsiktig, samt et virkemiddel for å redusere den økonomiske risikoen som er forbundet med utbyggingen. Konsesjonsmyndighet er NVE.

Tilknytningsplikten er gjeldende for nybygg i konsesjonsområdet. For bygg med tilknytningsplikt gir Energiloven rammer for prising av fjernvarme. Dette innebærer at fjernvarmeprisen ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde. En stiller imidlertid ikke bruksplikt hvilket medfører at kunden står fritt til å benytte alternative oppvarmingskilder slik som for eksempel oljefyring, varmepumpe eller bioenergi.

3.2 Potensialet for økt utnyttelse av fornybar varmeenergi

Mengden varmeenergi som kan realiseres er knyttet til både ressurstilgang, energipris og markedsmessige forhold. Disse faktorene blir i nedenstående summarisk gjennomgått for varmeleveranse basert på avfall, biomasse, varmepumper og spillvarme.

Avfall

Det er i Norge politiske føringer for økt utnyttelse av avfall til energiformål. Det er også enighet om at den historisk dominerende avfallshåndteringsformen i Norge med deponering, skal reduseres. Målet er at 75 % av landets avfallsmengder skal

utnyttes innen 2010 (material- og energigjenvinning).

Som EØS medlem har Norge forpliktet seg til å innføre EU's direktiver for energi- og miljøområdet. EU vedtok sitt nye Forbrenningsdirektiv i desember 2000, og dette er nå i ferd med å bli implementert i norske forskrifter. De skjerpede kravene til utslipp fra avfallforbrenning har ført til økt kompleksitet, hvor rensedelen av anleggene fører til en stadig økende kapitalkostnad. Generelt medfører dette større energigjenvinningsanlegg.

Eldre energigjenvinningsanlegg må oppfylle de nye kravene innen januar 2006. Dette fører til at flere av de eldre norske anleggene må oppgraderes i løpet av de nærmeste tre årene¹. Noen større eldre anlegg vil vurdere utvidelser i forbindelse med oppgraderingene. Noen av de små anleggene vurderer å legge ned virksomheten som følge av skjerpede krav.

Forbrenning av spesialavfall, dvs. farlig avfall, er underlagt spesielle krav i direktivet, som gjør at spesialavfall vil måtte behandles i særskilte anlegg.

Forbrenningsdirektivet åpner for energigjenvinning fra avfall i anlegg som ikke er rene avfallsforbrenningsanlegg. Slike anlegg vil normalt kunne brenne 10 – 20 % av kapasiteten som avfall uten at det går vesentlig ut over ytelsen på anleggene. Der finnes en rekke slike sambrenningsanlegg i både stor og liten skala i Norge. Sambrenning i mindre anlegg krever ytterligere bearbeiding av avfallet for å redusere krav til overvåkning. Produksjon av slike bearbejdede, avfallsbaserte brensler innebærer tørking, oppmaling, og pelletering eller brikettering. I likhet med de eldre tradisjonelle energigjenvinningsanlegg må også flere av de eksisterende sambrenningsanleggene bygges om for å møte kravene i det nye forbrenningsdirektivet.

Kravet om at et energigjenvinningsanlegg skal utnytte minimum 50 % av produsert energi har vært et virkemiddel for å øke omsetningen av varmeenergi (eksempelvis mot inndekking av varmebehov i fjernvarmenett og prosessindustri). I enkelte anlegg har dette medført behov for investering i produksjonsanlegg for elektrisitet.

¹Forventet investeringskostnad er ca. 100 kr/tonn avfall.

Denne elektrisitetsproduksjonen utfases normalt så snart varmegrunnlaget er stort nok til at dette alene imøtekommer kravet om energiutnyttelse på over 50 %. Varmebehovet vil imidlertid variere over året, vesentlig avledet av oppvarmingsbehovet i tilknyttet bygningsmasse. Elektrisitetsproduksjonen kan derfor være betydelig i perioder med lavt varmebehov. Disse variasjoner er betydelig mindre for varmeleveranse til prosessindustri.

Fremvekst av et grønt sertifikatmarked kan gi langt sterkere incentiver for elektrisitetsproduksjon. Dette fordrer med dagens teknologi og kostnadsnivå imidlertid en sertifikatpris på i størrelsesorden 40 – 60 øre pr. kWh.

Ny avgiftsstruktur for forbrenning og energigjenvinning av avfall medfører en kombinasjon av en utslippsavgift og et tilskudd for produsert energi. Resultatet av denne omleggingen vil ha stor betydning for lønnsomheten i etablering av nye anlegg og hvilken energipris som kan tilbys fra et avfallsbasert energigjenvinningsanlegg. Potensialet for energitilgang fra avfall som i dag legges på deponi er estimert fra forskjellig hold, men antas å være i området 3-6 TWh.

Biomasse

Bioenergimarkedet

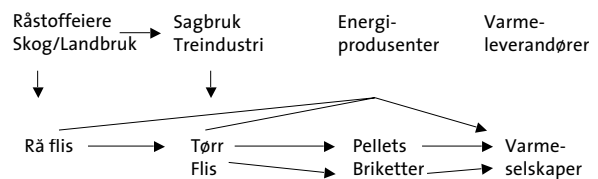
En fundamental markedsforskjell mellom biomasse og avfall er at sistnevnte utgjør en restfraksjon som må avsettes. Kostnadene forbundet med avfallshåndteringen er i stor grad bestemt av hvilken behandlingssløsning som velges. For varmeanlegg basert på forbrenning av avfall vil omtrent 2/3 av inntektene komme fra den negative brenselsprisen (avfallens behandlingsskostnad). For varmeanlegg basert på biomasse er det imidlertid alternativavsetningen til trevirket og alternativ energipris hos varmekunden som avgjør prosjektets lønnsomhet.

Bioenergimarkedet er umodent med manglende logistikkjeder, få aktører og vanskelig kapitaltilgang. Når dette er nevnt er det imidlertid nå tegn til en gryende vekstfase der større aktører, som råstoffeiere og varmeleverandører, posisjonerer seg i

verdikjeden og i markedet. En overordnet skisse av denne verdikjede er vist i Figur 9.

Det teoretiske potensial for uttak av biomasse til energiformål er anslått til ca. 35 TWh. Potensialet kan for en stor del tas ut til priser som ligger under 50 øre/kWh. Betalingsvilligheten avhenger i betydelig grad av anvendelsesområde og ligger i dag generelt betydelig under dette nivået. Mottaksprisene for biobrensel varierer i dag fra 7-8 øre/kWh for ren flis fra treavfall til 18-22 øre/kWh for pellets (bulk) og 30-50 øre/kWh for ved og pellets i stor sekk.

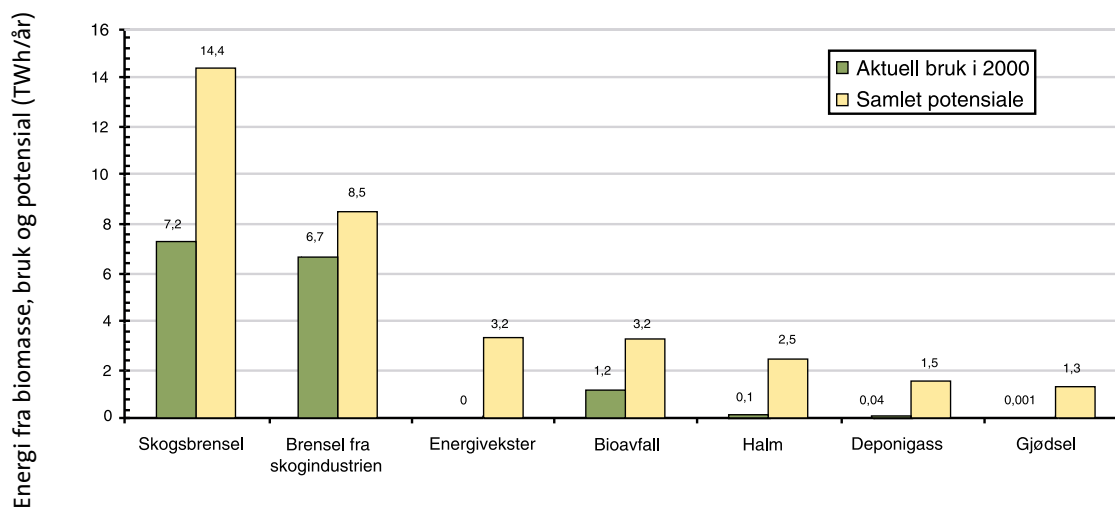
Det årlige norske forbruk av bioenergi er i dag på ca. 15 TWh, fordelt som vist i Figur 10. Av forbruket går ca. 6 TWh til oppvarmingsformål, hovedsakelig



Figur 9: De mest sentrale aktørene i verdikjeden basert på råstoff fra skogen //.

tradisjonell vedforbrenning. Resterende andel bioenergi utnyttes i all hovedsak innen skogindustrien.

Det fremgår av figuren at det er et stort potensial for ytterligere utnyttelse av skogsbiomasse, ca 7 TWh. Biomasse i form av restprodukter fra skogindustrien har et ytterligere potensial på ca 1 TWh. Under gruppen bioavfall er treavfall i form av rivningsvirke antatt å kunne utgjøre ca 0,5 TWh. Dette anslag er svært usikkert. I enkelte regioner er treavfallet og biomasse fra skogindustrien tilnærmet fullt utnyttet, og det er derfor ikke mulig å satse utelukkende på slikt biomasse til større anlegg.



Figur 10: Brutto bioenergiproduksjon, og potensial for økt bruk av biobrensel og rivningsvirke /8/.

Samlet står biomasse (flis og briketter) i dagens fjernvarmeproduksjon for en energiproduksjon på ca. 160 GWh. Dette er i all hovedsak basert på rivningsvirke. Produksjonskapasiteten i Norge for briketter og pellets utgjorde i 2001 ca. 80 000 tonn (tilsvarende i underkant av 400 GWh) noe som er på linje med dagens forbruk. Det lave produksjonsvolumet i Norge, samt kostnader knyttet til import, utgjør en betydelig barriere for økt bruk av denne type biobrensel.

Den lave andelen varmesentraler basert på biobrensel kan først og fremst forklares ut brennstofftilgang og økonomiske forhold. En vekst innenfor dette området forutsetter en effektiv verdikjede, fra uttak av råvaren frem til ferdig varmeleveranse hos sluttbruker. Et viktig element her er også langsiktige avtaler som i størst mulig grad sikrer avsetning hos brenselleverandørene.

Bruk av trevirke til bioenergiproduksjon

Trevirke som er aktuelt for bioenergiproduksjon kan deles inn i følgende sortiment:

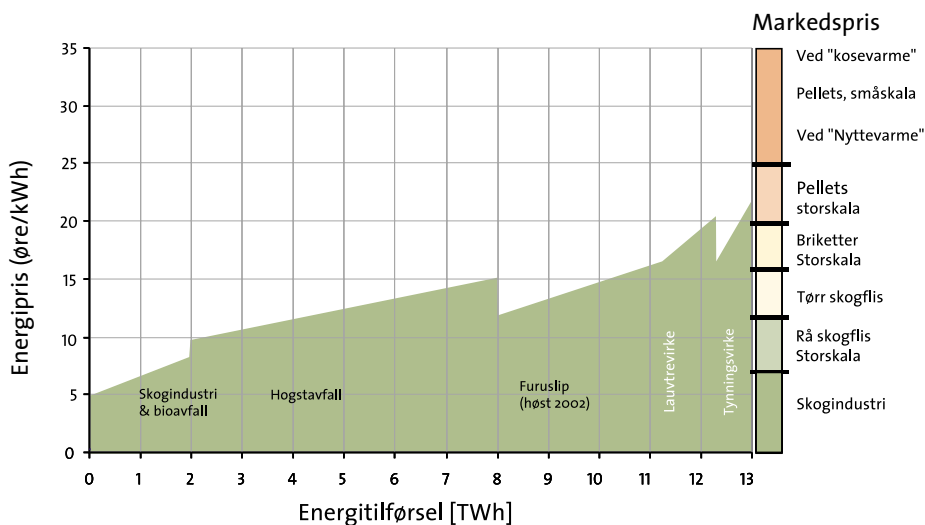
1. Rivningsvirke
2. Biprodukter fra sagbruk og annen tremekanisk industri
 - a. Tørrt virke (6-28 prosent fuktighet)
 - i. Tørr sagflis (fra videreforedling av tørket trelast)

- ii. Kutterspon (fra høvling av tørket trelast)
- iii. Tørr hogd flis (hugd avkapp fra videreforedling av tørket trelast)
- b. Rått virke (28-60 prosent fuktighet)
 - i. Rå sagflis (fra skur av tømmer)
 - ii. Rå hogd flis (flis og virke som vrakes under rå-sortering)
 - iii. Bark

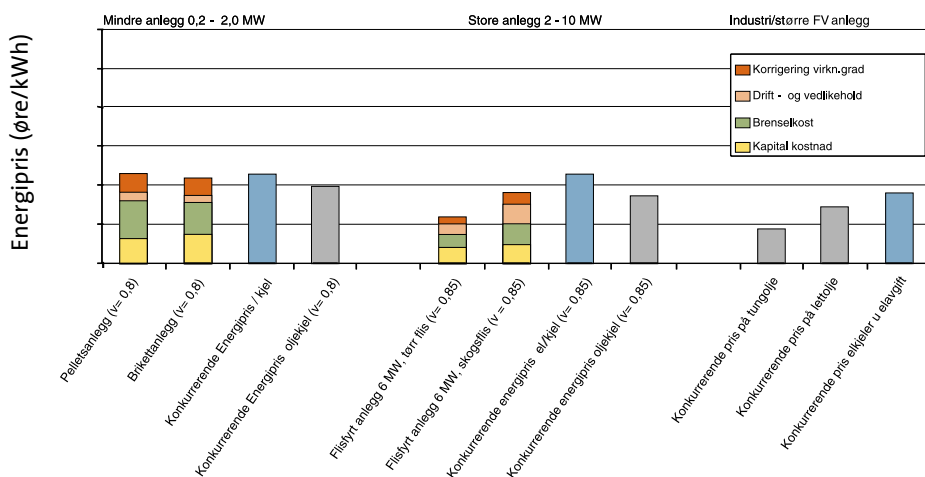
3. Virke direkte fra skogen (hogstavfall og massevirke)
 - a. Hogstavfall (kvist, topp og små dimensjoner)
 - b. Tømmer (massevirke, dvs. ikke skurbare dimensjoner og kvaliteter)
 - c. Energiskog

Egnetheten av de ulike typene trevirke for produksjon av bioenergi, er avhengig av bearbeidingsgrad, tørrhet, renhet og innhold av uorganiske komponenter (aske).

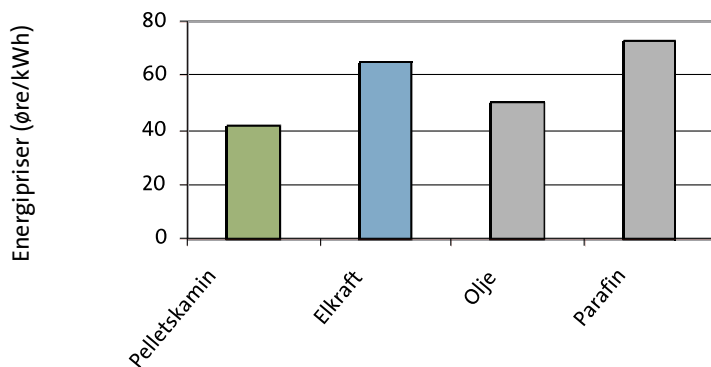
Tilgangen på biprodukter (bioavfall og sekundærvirke) fra skogindustrien, som er de viktigste råstoffene i dag, vil i løpet av kort tid ikke kunne tilfredsstille etterspørselen. Renhet og begrenset behov for bearbeiding gjør tørr sagflis og kutterspon til et attraktivt råstoff for produksjon av bioenergi. Begrenset alternativ anvendelse reduserer dessuten prisnivået for kjøper. Figur 11 viser at dagens kostnadsnivå (inklusive



Figur 11: Produksjonskostnader, eksklusiv transport, for uttak av skogsvirke til brenselformål /9/.



Figur 12: Resulterende energi pris for ulike biobrenselanlegg /10/.



Figur 13: Sammenstilling av priser for forskjellige typer brensel for varmeanlegg i eneboliger /10/.

flising) ved økt uttak av trevirke til biobrensel varierer fra 10-11 øre/kWh til i overkant av 20 øre/kWh. Økt uttak av skogsvirke er avgjørende for å øke bruken av biobrensler i Norge opp mot det nasjonale varmemål. Storskala produksjon av foredlede biobrensler er en forutsetning for konkurransedyktig prising.

Virke direkte fra skogen i form av furuslip, lauvslip, råte- og tørrgran, hogstavfall og lavkvalitetsvirke for øvrig kan leveres energimarkedet fra 12 øre/kWh. Skogsflis er således konkurransedyktig i deler av biobrenselmarkedet (i små- til mellomstore anlegg) og utgjør et potensial på 7-8 TWh. Økt bruk av skogsflis som brensel betinger redusert brenselpris (effektivisert brenselproduksjon) eller høyere pris for leveranse av varmeenergi.

Til høyere foredlingsgrad biobrenselet har desto bedre egner det seg for små fyringsanlegg. Dette skyldes at kravene til teknologisk løsning av forbrenningsanlegget samt behovet for kontinuerlig driftsoppfølging avtar med brenselets foredlingsgrad. Eksempelvis vil briketter og pellets anvendt i kommersielt tilgjengelige fyrkjeler/pellets-kaminer representere et alternativ til olje og elkraft, i bygg der det ikke ligger til rette for tilknytning til nær eller fjernvarmenett.

Pris på varmeliveranse basert på bio vs. konkurrerende energiform

En sammenstilling av typiske kapital-, brensel- og drifts- og vedlikeholdskostnader for ulike bioenergi-anlegg og alternative konkurrerende energianlegg er vist i Figur 12. Angitt prisnivå er eksklusiv mva., men inkluderer justering av virkningsgrad for direkte sammenlikning mot elektrisitet.

Figuren viser hvordan konkurranseforholdene for et nytt biobrenselbasert anlegg vil være i ulike segmenter ved implementering mot eksisterende anlegg hvor en ikke tar hensyn til kapital- og drift- og vedlikeholdskostnader på disse eksisterende anleggene. Dette kan ofte være situasjonen ved implementering av biobrensel fordi eksisterende anlegg skal stå som reserve/topplast for bioanlegget. I segmentet for industri og fjernvarmeanlegg er ikke biobrenselkostnaden vist, da denne har stor

variasjon fra anlegg til anlegg med tanke på brukstider og type brensler.

Pelletsbaserte anlegg er i dag lønnsom forutsatt leveranse til små og mellomstore varmesystem.

Figur 13 gir en sammenstilling av typiske brennstoffkostnader for oppvarming av eneboliger. Selv uten kapital- og vedlikeholdskostnader indikerer denne sammenstilling interessante markedsmuligheter for biobrenselanvendelse i pellets-kaminer.

Varmepumper

Varmepumpemarkedet

Varmepumper henter varme fra omgivelsene (sjøvann, grunnvarme, jord og luft) og/eller overskuddsvarme, for å dekke oppvarmingsbehov i bygninger og i industrielle prosesser.

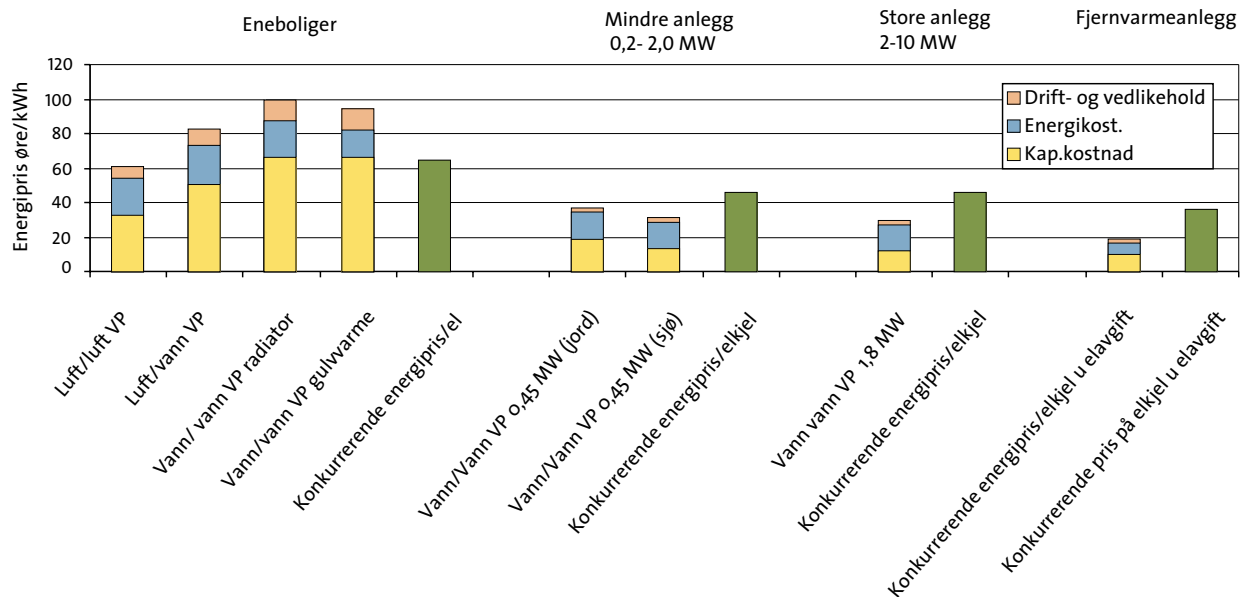
Varmepumpeanlegg er vanligvis en integrert del av et fleksibelt oppvarmingssystem som representerer en mulighet for å utnytte varme fra jord, grunnfjell, grunnvann, sjøvann og uteluft. Norske varmepumper drives i dag med elektrisitet.

Elkraftprisen vil derfor ha betydning for lønnsomhet i bruk av varmepumper. Varmepumper er den eneste teknologi som kan dekke både et oppvarmings- og kjølebehov fra en og samme maskin.

I forhold til oppvarmingssystemer basert på olje, elektrisitet eller gass, vil anlegg med varmepumpe redusere forbruket av elektrisitet til oppvarming med 60-80% /11/. Temperaturløftet fra varmekildens temperatur og til temperaturen på ønsket varmeliveranse påvirker effekt faktoren direkte og er ofte utslagsgivende på en varmepumpes lønnsomhet.

I 2001 var det installert 30.600 varmepumper med en anslått samlet årlig varmeproduksjon på 4.0 TWh og en vurdert samlet årlig energibesparelse på 2.5 TWh. Det ble i 2001 solgt 6000 enheter i Norge, en økning på 100 % fra 2000 /12/.

Utbygging av ny kapasitet for leveranse av varmeenergi basert på varmepumper erfarer ikke på samme måte begrensninger i energitilgangen, som for avfall og biomasse. Markedet for distribusjon av



Figur 14: Resulterende energipris for ulike varmepumpeanlegg /10/.

elektrisitet er meget godt utviklet og har særdeles høy leveringssikkerhet, men tilgangen til egnede varmekilder vil avhenge av lokalitet. De mest vanlige varmekildene er jordvarme, vannvarme og luft. Tilgjengeligheten på varmekilden påvirker i stor grad kapitalkostnadene i et varmepumpeanlegg. På 90-tallet fikk miljøaspekter i tilknytning til drift av varmepumper stor oppmerksomhet, grunnet bruk av miljøfarlig kjølemiddel. Gjennom utvikling av nye kjølemiddel og systemtilpasninger er rene miljøaspekter nå mindre i fokus.

Varmepumper er nå et vanlig enøk-tiltak for oppvarming, kjøling og gjenvinning av overskuddsenergi i yrkesbygg. Mange yrkesbygg har både oppvarmings- og kjølebehov og installerer integrerte varmepumpeanlegg som dekker begge deler, oftest med vannbaserte distribusjonssystemer. I bygg med store åpne arealer og store luftmengder, som kjøpesenter, idrettsanlegg osv. gjenvinnes energien i avtrekksluften. I begge tilfelle benyttes en ekstern varmekilde (sjøvann, grunnvarme) som tillegg når det ikke er nok med bygningens egen overskuddsenergi.

Pris på varmeleveranse basert på varmepumper vs. konkurrerende energiform

En sammenstilling av typiske kapital-, energi- og drifts- og vedlikeholdskostnader for ulike varmepumpeanlegg og alternative konkurrerende energianlegg er vist i Figur 14. Angitt prisnivå er eksklusiv mva., men inkludert justering av

virkningsgrad for direkte sammenlikning mot elektrisitet. I referanse til elkraftbaserte eksisterende anlegg tar en ikke hensyn kapital- og drift- og vedlikeholdskostnader.

Varmepumpene må normalt gå som grunnlast for å oppnå tilstrekkelig lønnsomhet i et fjernvarmesystem. Som følge av installasjonsmessige forhold vil varmepumper ha begrenset bruksområde i forhold til eksisterende bygg.

Varmepumper bruker elektrisitet som driftsmiddel. Elektrisitet er markedsregulert, noe som medfører at lønnsomheten i varmeleveranser basert på varmepumper er følsom overfor svingninger i elkraftprisen.

Spillvarme

I 2002 støttet Enova en studie i regi av Prosessindustriens Landsforening (PIL) der det ble gjennomført en analyse over potensialet for utnyttelse av spillvarme fra de største energibrukere i norsk fastlandsindustri. Rapporten /13/ viser en reduksjon i spesifikk energibruk (energi- bruk per produsert enhet) i perioden 1990-2000 tilsvarende en årlig energibesparelse på 1,5 TW. Rapporten identifiserer tiltak som kan redusere energibruken med 5,3 TWh. Det konkluderes med at rundt 47 % (2,5 TWh) av dette vil kunne være bedriftsøkonomisk lønnsomt å realisere, forutsatt en energipris på 18 øre/kWh, kalkulasjonsrente 10 % og levetid 5 år.

Noen momenter fra denne studien er gjengitt i kortversjon her.

Tilgjengelig spillvarme er generelt karakterisert ved begrenset avsetningsmulighet. Dette skyldes i første omgang to forhold; spillvarmens lokalitet i forhold til potensielle brukere, samt det forhold at det er lite utbygd vannbåren varme i Norge. I denne studien er spillvarmepotensialet vurdert for fire utvalgte bransjer innenfor norsk kraftkrevende industri:

Ferrolegeringsindustrien: I ferrolegeringsindustrien kan høytemperatur avgass og brenngass utnyttes til kraftproduksjon, varmeleveranse til ekstern industri, fjernvarme eller akvakultur/gartneri. En kombinasjon av kraftproduksjon og varmeleveranse kan gi den optimale energiokonomiske løsningen.

Aluminiumsindustrien: Spillvarmen fra aluminiumsindustrien har hovedsakelig lav temperatur og har derfor begrenset anvendelsesområde og kan hovedsakelig utnyttes i forbindelse med akvakultur/gartneri. Noe av spillvarmen er høytemperatur-/temperert spillvarme og egner seg til oppvarming internt, fjernvarme eller akvakultur/gartneri. En maksimal energileveranse vil i mange tilfeller oppnås ved en kombinert leveranse til fjernvarme og akvakultur.

Treforedlingsindustrien: Tremasse og papirfabrikker har stort forbruk av elektrisitet og ulike typer brensel. Potensialet for spillvarmeutnyttelse fra denne industrigren er tilknyttet lavtemperatur vann (25-55 °C) fra avløp og kjøling. Denne type spillvarme har begrenset anvendelsesområde, kan hovedsakelig utnyttes i forbindelse med akvakultur/gartneri.

Leca og sementindustrien: Det største potensialet for dette industrisegmentet er utnyttelse av høytemperatur avgasser til kraftproduksjon, bedriftsintern utnyttelse, fjernvarme og akvakultur/gartneri. Resterende spillvarme har lav temperatur og egner seg best til intern oppvarming og akvakultur. Avsetningsmulighet for energi, kombinert med kriterier som investeringsvillighet, teknologiske barrierer, størrelse, geografisk beliggenhet, samt

konjunkturfølsomhet sannsynliggjør at bare en andel av potensialet innenfor disse fire bransjene kan realiseres innen 2010. I samarbeid med Kjelforeningen - Norsk Energi (KNE) er de ulike identifiserte tiltak nærmere analysert. De mest aktuelle prosjektene har et elkraft produksjonspotensial på 560 GWh. Leveranse til ekstern industri og fjernvarme er anslått til henholdsvis 160 GWh. Det største potensialet, 5 TWh, er forbundet med leveranse til akvakultur. Spesifikk investering for tiltakene varierer fra 0,15 til 2,2 kr/kWh.

Generelt vil det være knyttet risiko til investeringer i konjunkturfølsom industri. For varmeleveranser til ekstern industri er det i ovennevnte analyse bare identifisert ett prosjekt, dette er spesielt fordelaktig ut fra hensyn til geografisk plassering og temperatur på spillvarmen, men lønnsomhet og anleggets relativt begrensede størrelse utgjør vesentlige barrierer.

Hvor mye som faktisk vil bli realisert innen 2010 henger nøye sammen med den generelle utviklingen i rammebetingelsene og innen de enkelte bransjene spesielt. I våre overslag for forventet varmeenergi fra spillvarmekilder i norsk fastlandsindustri er dette nivå satt til 0,5 TWh.

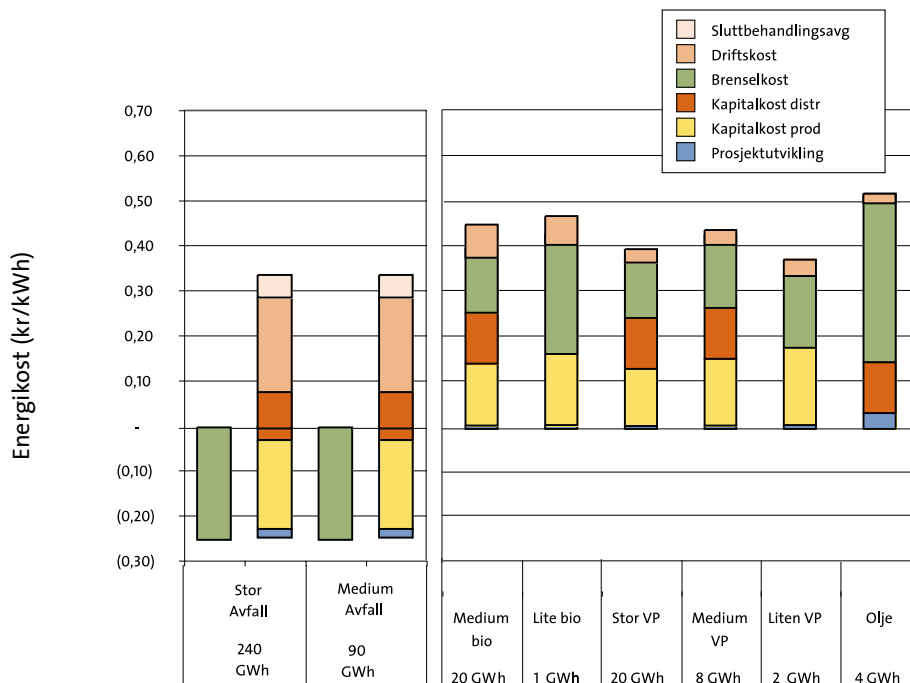
3.3 Økonomiske forhold

Varmeproduksjon og distribusjon

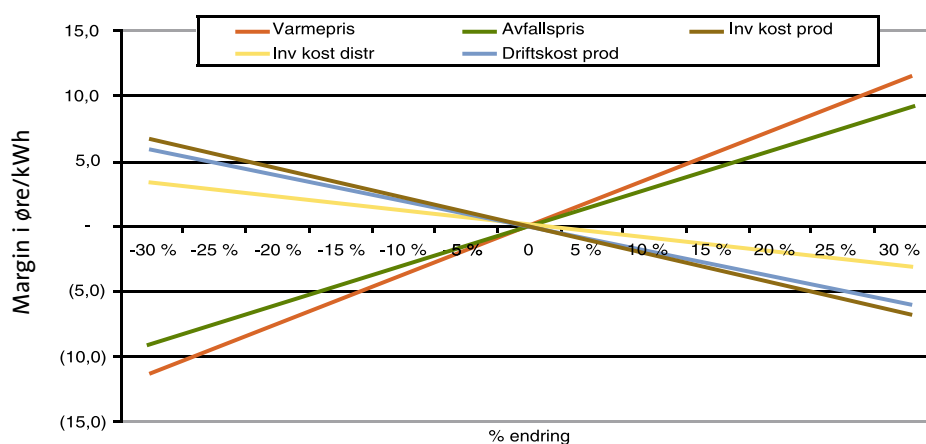
Figur 15 er vist en forenklet sammenligning av de ulike kostnadselementene for realisering av fjernvarme basert på energigjenvinningsanlegg (for avfall) samt biomasse og varmepumper. Sammenligningen er basert på nøkkeltall innhentet fra bransjen, samt data lagt til grunn for prosjekter behandlet av Enova (søknader fra 2001 og 2002) og dekker energikostnader levert kundesentral.

Det understrekes at bruk av gjennomsnitt/aggregerte tall er en forenkling, men utvalget representerer relevante verdier fra praktiske/eksisterende prosjekter og bør gi et kvalitativt riktig bilde av sentrale kostnadsforhold.

I oppstillingen er investeringskostnader for distribusjon forutsatt lik for samtlige alternativer,



Figur 15: Overslagsmessig kostnad for varmeproduksjon og distribusjon fra fornybare energikilder (avfall, biomasse, varmepumpe) sammenlignet med et mindre oljebasert system.



Figur 16: Resultat fra forenklet sensitivitetsanalyse av lønnsomheten ved utbygging av et stort avfallsbasert energigjenvinningsanlegg

unntatt liten bio og liten varmepumpe (VP). Disse små anleggene leverer typisk kun til større enkeltbrukere og blir således ikke å belaste med distribusjonskostnader.

Dagens fjernvarmeproduksjon er i stor grad basert på inntektene fra avfallsmottak. Disse utgjør typisk 60 % av inntektsgrunnlaget til et avfallsbasert energigjenvinningsanlegg, eller nær 45 % av inntektsgrunnlaget for en fullintegret fjernvarmeleverandør. Inntektene fra avfallsmottaket veier dermed opp for de høye investeringskostnadene. I neste omgang gir dette rom for en relativt sett høy distribusjonskost, men det understrekes at lønnsomheten er meget følsom for endringer i avfallsmarkedet.

Siden behovet for sluttbehandling av avfall er relativt jevnt over året, favoriserer dette en lokalisering opp mot større energibrukere, eksempelvis fjernvarmenett i større byer/tettsteder og større varmeleveranser til industri.

Energigjenvinning med varmeløst levering til industri skiller seg fra varmeløst levering gjennom et fjernvarmesystem ved at både energipris og distribusjonskostnadene er betydelig lavere. De overordnede konklusjonene er imidlertid sammenfallende, eksempelvis sammenlignet mot biomasse.

Investeringskostnadene for varmesentraler basert på biobrensel og varmepumpe er betydelig lavere enn for avfallsbaserte energigjenvinningsanlegg. I tillegg er skalafordelene store og man slipper sluttbehandlingsavgifter, men anleggene må utelukkende baseres på energisalg. Brenselprisen blir dermed avgjørende for lønnsomheten.

Energikostnaden i varmesentraler med biobrensel er dessuten betydelig influert av lokale forhold som:

- i) Nærhet til kundegrunnlaget og
- ii) Antall driftstimer per år.

En relativ økning på 50 % i driftstimene for et medium bioanlegg vil for eksempel redusere energikostnaden til samme nivå som for et stort bioanlegg (se Figur 15).

Fritaket for el. avgift medfører at spesielt større varmepumper anvendt i fjernvarmeanlegg er gunstig, men svingninger i elkraftprisen vil selvfølgelig slå ut på lønnsomheten.

En fjernvarmeverdikjede basert på biobrensel eller varmepumpe gir generelt høy energikostnad i dag, selv om det kan være store variasjoner mellom ulike prosjekter. For at det skal være grunnlag for slike anlegg må kostnadene ned og / eller varmeprisen opp. Generelt er lønnsomheten vesentlig dårligere enn for varmeanlegg basert på avfallsforbrenning.

Følsomhetsanalyser

Lønnsomhetsvurderinger av avfallsbaserte energigjenvinningsanlegg viser at disse, isolert sett, er lønnsomme i dag. Kostnader forbundet med distribusjon av varme frem til sluttbruker, samt reduserte inntekter fra avfallsmottak kan endre dette bildet.

Resultater fra en grov sensitivitetsanalyse av

- a) stort avfallsbasert energigjenvinningsanlegg,
- b) medium bioanlegg,
- c) medium varmepumpeanlegg, viser at det for alle anleggstyper er varmeprisen som slår mest ut på lønnsomheten. Resultat fra en forenklet følsomhetsanalyse for et stort avfallsbasert energi gjenvinningsanlegg (kapasitet i området 240 GWh pr. år) er vist i Figur 16.

3.4 Tekniske og strukturelle barrierer

Ny varmeenergi, biobrensel

Under følger en sammenfatning fra en vurdering av de viktigste barrierene for realisering av ny varmeenergi basert på biobrensel:

- Boligmarkedet: Høye investeringskostnader for pellets-kaminer, samt begrenset tilgang på pellets
- Sentralfyringsanlegg: Begrenset tilgang av god brensel til akseptabel pris. Høye investeringskostnader i forhold til alternativ teknologi, dvs. olje- og el. kjeler.
- Større varmesentraler: Begrenset tilgang på godt brensel til akseptabel pris (til dels også som følge av for dårlige rutiner/kvalitetssikring)

ved produksjon av flis fra treavfall hos etablerte leverandører). Høye investeringskostnader, svak inntjening.

Innenfor området anlegg for biobrensel er det ikke identifisert vesentlige teknologiske barrierer. Imidlertid har mange anlegg hatt til dels store driftsproblemer. Stort sett skyldes dette et manglende erfaringsgrunnlag, varierende brenselkvalitet og en uheldig teknisk anleggsutforming.

Samlet kan det pekes på to sentrale barrierer:

- Resulterende energipris er for høy i forhold til alternativ energipris for kunde.
- Mangelfull tilgang på brensel til riktig kvalitet og akseptabel pris.

Ny varmeenergi, avfall

De viktigste barrierene for etablering av nye varmesentraler basert på avfall i Norge er:

- Mangel på langsiktige avfallskontrakter til priser som sikrer tilfredsstillende grunnlast og en viktig del av sentralens inntektsgrunnlag.
- Problemer med god fysisk lokalisering av forbrenningsanlegget i forhold til anleggets varmekunder.
- Høye investeringskostnader og mangel på risikovillig kapital for toppfinansiering.
- Tidkrevende planleggingsprosess.

Ny varmeenergi, spillvarme

Konjunktursvingninger i markedet har alltid vært styrende for aktiviteten innen den energiintensive industrien. Lave produktpriser og høye driftskostnader har ført til flere nedleggelse de siste årene. Dette har medført en betydelig usikkerhet med hensyn til spillvarmekilden, noe som dominerer risikobildet for spillvarmeutnyttelse. I tillegg er det en rekke potensielle prosjekter som ikke lar seg realisere grunnet et relativt høyt investeringsbehov i forholdt til et begrenset varmemarked.

Ny varmeenergi, varmepumpe

Erfaringer fra Varmeanleggsordningen viser at etablerings-/utbyggingsfasen representerer en betydelig utfordring med hensyn til å skape et balansert forhold mellom energiavtak og dimensjonert energileveranse. Ved å tillate bruk av alternative

varmekilder, eksempelvis eksisterende olje/el. kjeler i oppbyggings-/etableringsfasen, senkes økonomisk risiko i denne fasen.

3.5 Potensial for fornybar varmeenergi mot 2010

Forventninger om markedspris for energi fra fornybare kilder, energiproduksjonskostnad og energibehovet i sluttbrukermarkedet er i stor grad bestemmende for hvor mye av den identifiserte resurstilgangen som kan realiseres. Med bakgrunn i en sammenstilling av sentrale, kjente karakteristika ved ressursiden, mot utbygger og i sluttbrukermarkedet oppsummeres resultatene i form av en fremskriving av forventet økning i fornybar varmeleveranse til 2010.

Sluttbrukermarkedet

Husholdninger

SSB gjennomførte i 1993 og 1995 spørreundersøkelser omkring energibruken i norske husholdninger. Undersøkelsen (SSB 99/22) viser at sentralvarme-/fjernvarme (7 %) og punkttoppvarming med andre energibærere enn elektrisitet utgjør hovedoppvarmingskilden for ca. (26 %) av husholdningene. Dette kan suppleres med resultat fra folke- og boligtelingen fra 2001 som viser at det samlet var ca. 13 % av husholdningene som ikke brukte elektrisitet til oppvarming. Denne andelen var størst for husholdninger i bygg oppført i perioden 1940 til 1970 ca. 20 %, før den sank til 8 % på 1980 tallet og økte til 13 % for bygg oppført på 1990 tallet.

Mens et distribusjonssystem for vannbåren varme legger godt til rette for energifleksibilitet i nye boliger, vil installasjon av vannbårne systemer i eksisterende bygg normalt bare bli lønnsomt i kombinasjon med større ombyggingsarbeider. I eneboliger med direkte elektrisk varme vil konvertering til andre energibærere ofte kunne gjennomføres ved å installere punkttoppvarmingskilder som dekker deler av oppvarmingsbehovet. I tillegg vil el. effektivisering ofte være svært lønnsomt. Et alternativ til direkte elektrisk oppvarming i boligsektoren, er en eller annen kombinasjon mellom oppvarming med elkraft og en annen varmekilde. Flexibilitetsbegrepet er følgelig noe mer sammen-

satt enn i yrkesbyggsektoren ¹ hvor energifleksibilitet er nær synonymt med vannbåren varme.

Utbredelsen av vannbårne systemer er størst i bygg med stort behov for varmt tappevann hoteller, skoler og helseinstitusjoner, mens elektrisk oppvarming dominerer i varehandel og kontorbygg.

Dagens fortetting i byer, kombinert med bedret lønnsomhet ved tilknytning av rekkehusbebyggelse ² forventes å resultere i et større potensial med hensyn til fjernvarmeutløsning til boligformål. Kapitalkostnaden for fremføring og tilknytning av typisk villabebyggelse er imidlertid for høy til at dette markedet forventes å utgjøre et stort potensial på rent kommersielt grunnlag. Det forventes for øvrig at det nylig innførte fritaket for merverdiavgift på fjernvarme i Nord-Norge vil stimulere til økt oppdekning av husholdninger i dette området.

Yrkesbygg

I en analyse utført av Prognosesenteret angis andelen vannbåren varme i nye yrkesbygg (oppførte bygg/igangsatte prosjekter) for perioden 1990 til 2001 til å være relativt konstant på ca. 35 % for bygg over 1000 m². For mindre bygg er det en betydelig økning, fra 5,4 % i 1990 til 13,7 % i 2001.

Innen segmentet mindre lokale varmesentraler representerer nye kjeler, og ikke minst varmepumpeanlegg aktuelle investeringer. Slike investeringer er betydelige, men kan iverksettes uten at tiltaket knyttes til et ombyggingsbehov på brukersiden (kun tiltak i varmesentralen). Punktoppvarming er lite aktuelt for yrkesbygg.

En gjennomgang av dagens fjernvarmeutbygging viser betydelige forskjeller med hensyn til hvilke deler av sluttbrukermarkedet de ulike utbyggerne henvender seg til. Utbygging av mindre anlegg basert på biomasse og varmepumper, i områder som fra før ikke har fjernvarme, viser typisk en betydelig høyere andel varmeleveranse til bygg for privat og offentlig tjenesteyting (yrkesbygg) enn landsgjennomsnittet.

Konvertering og sparepotensial i sluttbrukermarkedet

Utviklingen i varmemarkedet fra tørråret 1996/97 og frem til i dag.

Tørråret i 1996/97 satte begrepet energifleksibilitet på dagsorden. I ettertid er det kommet nye aktører og energiløsninger innen energiforsyningen. I tillegg har Varmeanleggsordningen medført oppbygging av infrastruktur og styrket fleksibiliteten på avtakersiden direkte gjennom tilskudd til byggeiere og indirekte gjennom infrastrukturprosjekter. Erfaringer i fra områder hvor infrastruktur for fjernvarme er utbygget, tilsier at tilgrensende bygg knytter seg til (over tid) uavhengig av tilknytningsplikten.

Kombinasjonen olje/el regnes fortsatt som meget aktuell ³, men, fokus har i stadig sterkere grad blitt rettet mot alternative, energifleksible løsninger, som vannbårne systemer basert på varmepumper og bioenergi. Lite erfaring fra utbygging/installasjon av vannbårne systemer kan ha vært en barriere. Gjennom etableringen av Varmenormen har VVS-bransjen og i særlig grad rørleggerfirmaene, tatt skritt for å endre dette. Samtidig har fokus på el. effektivisering bidratt til bedre løsninger. Til tross for dette bruker nye bygg erfaringsmessig ofte mer energi enn den eldre bygningsmassen.

Teoretisk konverteringspotensial

Tabell 1 sammenfatter den teoretiske maksimale varmeenergimengde som kan være tilgjengelig for konvertering fra olje og elektrisitet frem til 2010. I samme tabell er i tillegg også tatt med teoretisk maksimalt tilgjengelig potensial for olje/el. konvertering i norsk industri.

For referanseåret 2001 er det anslått et mobiliseringspotensial (konvertering med begrensede investeringer) på 7 og 6 TWh for henholdsvis bolig og yrkesbygg.

Potensialvurdering, samlet olje/el konvertering og sparing frem til 2010

Fra erfaringstall kan det antas at angitt teoretisk maksimalt potensial for olje/el konvertering i norsk

¹ Yrkesbygg inkluderer storbrukergrupper som boligsammenslutninger, skoler, sykehus offentlig administrasjon og privat næringsvirksomhet.

² Nye tekniske løsninger har redusert kostnadene forbundet med tilknytning av rekkehus.

³ Oljebruken styres i stor grad av prisrelasjonen mellom olje/el, samt variasjoner i utetemperaturen.

industri fordeler seg med 2 TWh på uprioritert el, og 3 TWh på oljeprodukter. Forutsatt at ca. 1/3 av dette konverteres i løpet av perioden opp til 2010 tilsvarer dette ca. 1,5 TWh.

Forutsatt at ca. 20 % av eksisterende yrkesbyggmasse bygges om innen 2010, samt at 25 % av denne konverteres til fornybar energi, gir dette et realistisk potensial på 0,6 TWh. Videre antas det bygget ca 30 mill m² nye yrkesbygg frem til 2010. Med dagens byggepraksis vil denne yrkesbyggmassen bruke ca 3,6 TWh til oppvarmingsformål. Gjennom stimulering til el. effektivisering og konvertering til bruk av nye fornybare energikilder bør det være mulig å redusere elkraftbruken med 20 %, hvilket samlet vil utgjøre ca. 0,7 TWh.

Sammenlignet med utbyggere av yrkesbygg lar boligbyggeren seg raskere påvirke av endringer i energipris (kortvarige som langvarige). For småhus/eneboliger med pipe vil effektive og driftsvennlig¹ punktoppvarming være det viktigste tiltaket. Dersom 20 % av aktuelle boliger årlig frigjør 5000 kWh gjennom slike investeringer, blir dette samlet 1,25 TWh.

Hovedtiltaket for de som bare kan bruke el til oppvarming vil være effektivisering av elkraftbruk. Et viktig segment her er de rundt 350.000 boliger i blokker. Det antas at ca 50 % av disse kun har elkraft som reell varmekilde /2/. Omlegging til vannbåren varme vil kreve betydelige investeringer, og vil

mest hensiktsmessig kunne realiseres ved totalreovering/ombygging. Det teoretiske potensialet er på ca 1,2 TWh, praktisk realiserbart potensial kan settes til 0,3 TWh (forutsatt at 25 % bygges om i løpet av 10 år).

I løpet av 10 år suppleres boligmassen med ca 28 mill m², eller ca 200.000 boenheter. Med dagens byggepraksis vil disse boligene bruke ca 3 TWh til oppvarmingsformål. Ved aktiv stimulering til el. effektivisering og økt bruk av fornybare energikilder bør det være mulig å redusere elkraftbruken med 20 %. Dette vil utgjøre 0,6 TWh.

Forutsettes videre at i størrelsesorden 10 % av det samlede oljeforbruket til oppvarming i yrkesbygg og i boligmassen konverteres til ny fornybar varmeenergi innen 2010 utgjør dette ytterligere ca. 1 TWh.

For varmemarkedet som helhet vil de tiltakene som er skissert over for yrkesbygg- og boligmassen gi et samlet, realistisk potensial for varig overgang til fornybar varmeenergi og enøk på ca. 6 TWh. Dette utgjør noe i overkant av 10 % av det antatt teoretiske potensial.

Realiserbart potensial, ny varmeløseleveranse Varmeløseleveransen til industri og fjernvarme og mindre lokale varmesentraler

Forventningene i det norske markedet til betydelige innstamminger mht. deponering av brennbart avfall ser ut til å medføre økt deponering til

	Konvertering i industrien		Konvertering i bolig- og yrkesbygg				Nybygg
	Olje- kjeler	El.kjeler	Olje- kjeler	El.kjeler	Elkraft i kombiløsninger	Direkte elkraft	
Teoretisk potensial	3	2	10,5	5,5	11,3	13,5	6,6
Antatt utløst frem til 2010	1,5		1,0	2		1,3	

Tabell 1: Samlet teoretisk olje og el. konverteringspotensial (TWh) til fornybar varmeenergi sammenstilt med estimert potensial for sparing og konvertering frem til 2010.

¹ Effektiv og driftsvennlig punktoppvarming kan være rentbrennende ovner, pelletskaminer (automatisk evt. døgning), gassovner (kan enkelt kombineres med koking og varming av forbruksvann), samt luft/luft-varmepumpe.

reduerte priser i en overgangsfase. Dette sammen med betydelig eksport av avfall til Sverige fører i enkelte deler av landet til forsinkelser i utbyggingen av nødvendig energigjenvinningskapasitet for avfall. Under forutsetning av myndighetenes mål om at 75 % av avfallet skal gjenvinnes innen 2010 anslås det realiserbare nye energipotensialet fra avfallsbaserte varmesentraler¹ til i underkant av 2 TWh. En vesentlig del av dette forventes bygget ut ved mellomstore energigjenvinningsanlegg (ca. 10 anlegg i størrelsesorden 35 000 tonn pr år og oppover) med en relativt stor andel varmeleveranse til industrikunder. I markedet for energigjenvinnings - anlegg med en kapasitet over 100 000 tonn avfall pr år, antas oppbygging av to anlegg som sannsynlig. For mindre gjenvinningsanlegg er situasjonen mer uklar.

Energiutnyttelse fra rivningsvirke² anslås å kunne utbygges til totalt 0,5 TWh. En vesentlig del av dette forventes realisert som fjernvarme.

Med utgangspunkt i dagens priser for nytt trevirke og hogstavfall til energiformål forventes en økt varmeleveranse basert på denne energibærer på ca. 1,5 TWh. Omkring 1/3 av dette forventes realisert gjennom industri og fjernvarmeleveranser, mens resterende andel forventes realisert i forbindelse med mindre lokale varmesentraler.

I tillegg forventes det i perioden realisert et mindre prosjekt for spillvarmeutnyttelse i industrien realisert et mindre antall prosjekt for spillvarme utnyttelse, samlet på ca. 0,2 TWh.

Ny varmeleveranse fra varmepumper i fjernvarmenettet er estimert til ca. 0,5 TWh. I tillegg er varmeleveranse fra varmepumper i forbindelse med mindre lokale varmesentraler estimert til ca. 0,3 TWh.

Samlet sett gir dette et realiserbart potensial for økt fornybar varmeleveranse til industriformål, fjernvarme og mindre lokale varmesentraler på i underkant av 5 TWh som vist i Tabell 2.

Markedssegment / Energiavtaker	Fornybar varmeleveranse [TWh]
- Avfall	2,0
- Rivningsvirke	0,5
- Bioenergi	1,5
- Spillvarme	0,2
- Varmepumpe	0,8
Totalt	5,0

Tabell 2: Utbygging av ny varmeenergi, fordelt etter ressurstilgang

Utbygging av fjernvarme anlegg, eksisterende planer

I samarbeid med Norsk Fjernvarmeforening /3/ er det hentet inn opplysninger om hvilke planer som foreligger med hensyn til utbygging av ny fjernvarmekapasitet. Datagrunnlaget tar utgangspunkt i foreningens medlemsmasse, samt andre aktører som forventes å være aktive i det norske varmemarkedet³. Aggregerte nøkkeltall er fremstilt grafisk i Figur 17. For referanseåret 2001 viser figuren et betydelig antall fjernvarmeanlegg med relativt liten energileveranse. Fremskrivningene mot 2010 og 2020 antyder en økning i antall anlegg, samt en effektforskyvning til større anlegg frem til 2010. Endringene frem mot 2020 ligger hovedsakelig i utvidelse av eksisterende anlegg.

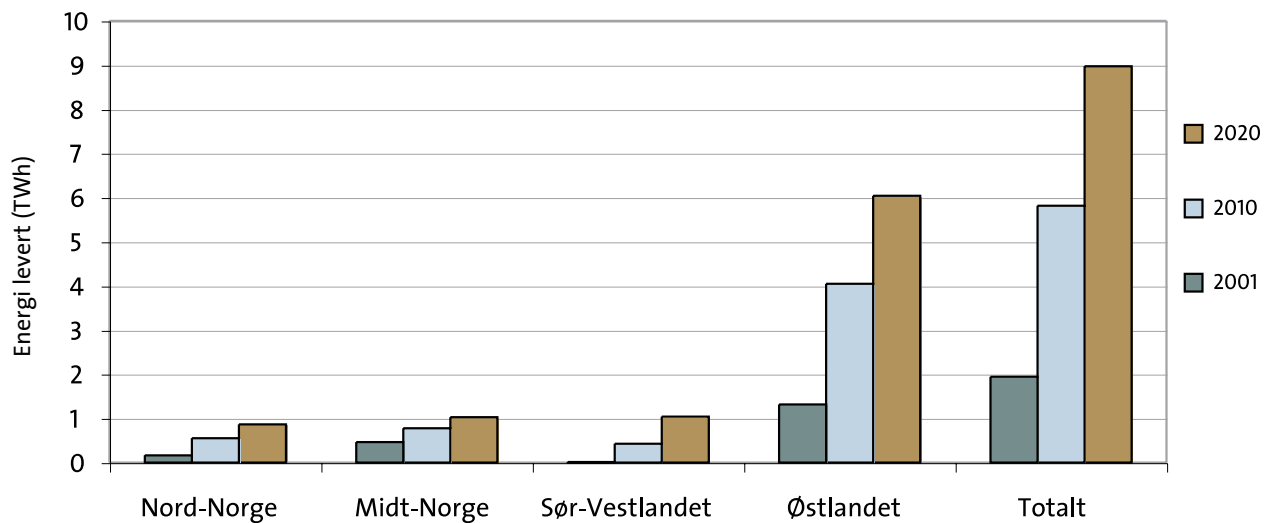
Inndeling av energileveranse fra planlagte anlegg i forhold til landsdel, Figur 18, viser en sterk konsentrasjon på Østlandet, samlet opp mot 4 TWh i 2010 (og 6 TWh i 2020). Utbyggingen av fjernvarme i de øvrige landsdeler kan nå et nivå opp til 0,5-1,0 TWh hver til 2010.

Samlet for landet som helhet indikerer foreliggende planer en total fjernvarmeutbygging på ca. 6 TWh i 2010 (og 9 TWh i 2020). Selv om det i tallmaterialet ikke er grunnlag for en entydig oppdeling i forhold til energikilde antas det sannsynlig at ca. 75 % av økningen kommer i form av fornybar varmeleveranse.

¹ Anslaget ivaretar effekten av økt materialgjenvinning.

² Dette brensel utgjør en betydelig andel ved etablerte anlegg for biobasert fjernvarme. Etter dagens regler tillates dette brensel benyttet slike anlegg uten avfallskonsesjon, det er imidlertid knyttet usikkerhet til hvordan implementeringen av det nye EU-direktivet på avfallsforbrenning vil slå ut.

³ Planer ut fra en forutsetning om stabile rammebetingelser, som sikrer et økonomisk grunnlag minst på dagens nivå.



Figur 17: Inndeling av energileveranse fra planlagte anlegg i forhold til landsdel /3/.

Varmeleveranser fra mindre lokale varmesentraler

Varmeleveranser fra mindre lokale varmesentraler (installert effekt < 1 MW) og fra punktoppvarming i boliger vil kunne øke betydelig. Disse anlegg vil i økende grad benytte ved, pellets, samt ulike varmepumpe-teknologier (luft/luft, luft/vann og vann/vann). Hva som faktisk vil bli realisert er sterkt avhengig av prisutviklingen på varmeenergi. Et vurdert, konservativt anslag for samlet potensial i denne gruppen er 1,5 TWh.

Sammenfatning – forventet utbygging av fjernvarmeanlegg fra fornybare energikilder

Total fjernvarmeleveranse var i 2001 ca. 2 TWh, av dette utgjorde andelen fra fornybare kilder ca. 1,3 TWh. I tillegg inngår bioenergi med ca. 6 TWh og energibesparelse ved bruk av varmepumper¹ er anslått til 2,5 TWh. Samlet sett utgjør dette i størrelsesorden 10 TWh, tilsvarende ca. 1/5 av det norske oppvarmingsmarkedet. Ut over dette kommer varmeleveranse til industrien, 8,7 TWh i 2001, i hovedsak bioenergi. Fornybar varmeleveranse til industrien utgjør altså i dag nærmere halvparten av total produksjon av varme basert på fornybar kilder.

Relativ vekst i energiproduksjonen basert på biomasse og avfall, fra midten av 70-tallet og frem til i dag er vist i Figur 19 (med 2000 som referanseår). Som det fremgår av figuren har veksten vært

relative jevn med moderate svingninger over den siste 20 års periode. En lineær fremskrivning, som et realistisk utgangspunkt, antyder en vekst på ca. 30 % frem til 2010. Med et nivå i 2000 på ca. 15 TWh tilsvarer dette en økning i energiproduksjonen på ca. 4,5 TWh.

Dette harmonerer med allerede kjente utbyggingsprosjekter, som referert over, med 6 TWh som total fjernvarmeutbygging frem til 2010. En vesentlig del av denne nye utbyggingen antas basert på fornybare energikilder.

Inndelt mot de enkelte hovedområder forventes hovedparten av veksten i varmeleveranse til industri-sektoren å ville komme fra avfallsbasert energigjenvinning, med et mindre innslag av biomasse. Det er allerede utarbeidet utbyggingsplaner tilsvarende en ny varmeleveranse på ca. 1 TWh, på bakgrunn av dette anslås den samlede økningen av årlig varmeleveranse å nå ca. 1,5 TWh, innen 2010.

Underlag fra prosjekter realisert og planlagt opp til og med 2002, Figur 18 viser at fordelingen av energibærere, inndelt etter kapasitet, er 50 % for avfall, 35 % bio og 15 % varmepumper. Installert relativ andel varmepumpe har vokst betydelig de siste år. Ut fra dette antas økningen i fornybar fjernvarmeleveranse å ville bestå av ca. like store andeler fra avfall, rivningsvirke og varmepumpe,

¹ Entydig statistikk over den historiske utviklingen med hensyn til installasjon av varmepumper, samt resulterende sparing er ikke tilgjengelig.

samt noe mindre ren biomasse. Bidraget fra spillvarme forventes å bli relativt lite. Total økning av årlig fornybar fjernvarmeleveranse anslås til i underkant av 2 TWh i 2010.

Per i dag utgjør fornybar varme fra mindre lokale varmesentraler, sentralvarme og punktoppvarming en betydelig andel av samlet fornybar varmeleveranse. Sammenstilt med tilgjengelig biomasse, oppfattes det som realistisk å oppnå en økning i årlig varmeleveranse på ca. 1,5 TWh innen dette segmentet.

En sammenfatning av forventet utbygging er vist i Tabell 3.

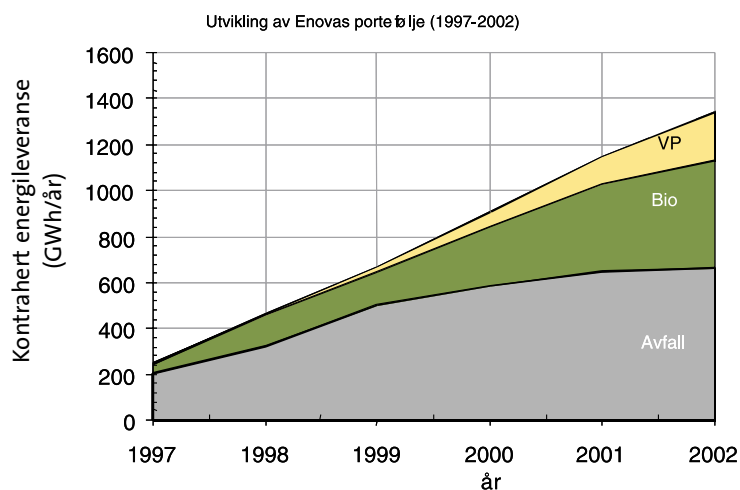
Markedssegment / Energiavtaker	Fornybar varmeleveranse TWh/år
- Industri	1,5
- Fjernvarme	2,0
- Sentralfyring	1,5
Totalt	5,0

Tabell 3: Utbygging av ny varmeenergi, fordelt etter markedssegment

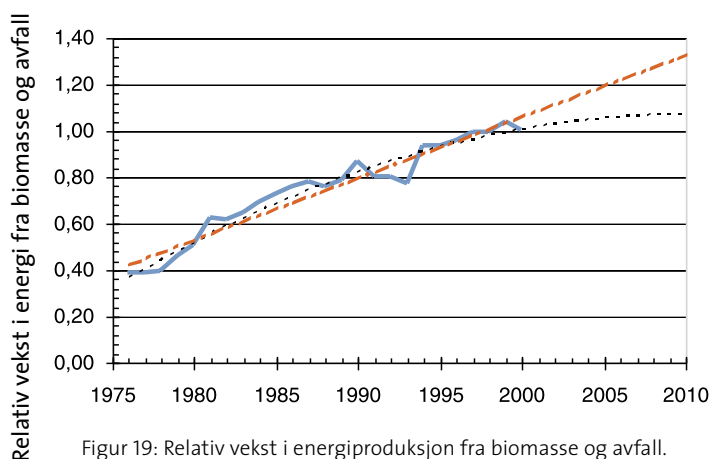
Potensialet i tilgjengelige fornybare energikilder er vesentlig høyere enn økningen i varmekapasitet fra allerede utbygde og planlagte anlegg i Varme-anleggsordningen og de prosjekt som senere er innvilget støtte fra Enova. Samlet vil disse vil gi en årlig vekst i kontrahert fornybar varmeleveranse på ca. 200 GWh, med 2 TWh ny utbygget varmekapasitet i 2010.

I perioden opp til 2010 må altså takten i faktisk utbygging av ny varmekapasitet dobles for å nå norske myndigheters målsetning om 4 TWh fornybar varmeenergi i 2010. Det understrekes samtidig at introduksjon av en ny energiforsyning i tillegg til eksisterende fordelingsnett av elkraft er en langsiktig investering med betydelige kostnader. For å oppnå en slik utbygging er det absolutt nødvendig at det legges til rette for langsiktige nasjonale rammebetingelser. En kritisk faktor i denne sammenheng er behovet for en koordinert markedsutvikling parallelt med utbyggingen av ny produksjonskapasitet.

¹ I referanseåret (2000) var varmeleveransen fordelt med 30 % til oppvarmingsformål i bygningmassen, 60 % til industriformål og 10 % til fjernvarme.



Figur 18: Fordeling av energibærere i utbygde og planlagt nye utbyggingsprosjekt (VP: Varmepumper, Bio: Biomasse og Avfall)



Figur 19: Relativ vekst i energiproduksjon fra biomasse og avfall. Varmeleveransen i år 2000 (ca. 15 TWh) er satt til 1¹. Ekstrapolering mot 2010 er antydnet som lineær og 2. ordens fremskriving /14/.

3.6 Oppsummering av varmemarkedet

Den tekniske del av studien gir en overordnet beskrivelse av det norske varmemarkedet og omfatter ulike verdikjeder for leveranse av fornybar varmeenergi.

Til tross for at salget av elektrisk energi foregår på et fritt nordisk marked medfører store forskjeller i gjeldende avgiftsregime at prisen ut til forbruker varierer betydelig landene imellom. Avgiftsregimet på olje og elektrisitet er en viktig premissleverandør for utbygging av energifleksible systemer, siden prisen på alternativ varmforsyning i stor grad reguleres i forhold til olje- og el. prisen. Kombinert med en relativt lav varmekonsentrasjon i det norske markedet tilsier dette begrenset ny utbygging av fornybar varmeenergi, under dagens rammebetingelser.

Historisk sett har myndighetenes innskjerping av de kravene som stilles til gjenvinning og deponering vært avgjørende for etablering av dagens system for avfallsbasert energigjenvinning. Ytterligere restriksjoner på avfallsdeponering og krav til gjenvinning frem mot 2010 vil forsterke dette. Konkurransforholdet mellom alternative behandlingsformer for avfall er i stor grad definert av resulterende kostnader.

Potensialet for øket energigjenvinning fra avfall alene estimeres til mellom 1,5 og 2 TWh, avhengig av fremtidige krav, teknologivalg og kostnader. I tillegg kommer utnyttelse av rivningsvirke, antatt til rundt 0,5 TWh.

Energigjenvinning fra avfall gjøres i dag mest kostnads- og energieffektivt i større anlegg (større enn 10 MW), lokalisert til områder med høyt energi-behov. I hovedsak innbefatter dette leveranse av fjernvarme i de store byene, samt leveranse av prosessvarme til industriformål.

Betydelige synergieffekter kan oppnås ved å kombinere industrileveranse med grunnlastleveranse til fjernvarmenettet. Usikkerhet knyttet til stabilitet

og varighet av varmeleveranser til industrien, som følge av utviklingen av norsk industris konkurransekraft på det internasjonale marked, har imidlertid medført økning i den vurderte økonomiske risiko for dette marked. Det forventes derfor her generelt økt fokus på risikospredning fra utbyggers side.

Kontrakter for behandling av avfall utgjør hoveddelen av inntektsgrunnlaget til et avfallsbasert energigjenvinningsanlegg. Til tross for store anleggsinvesteringer viser analyser utført under denne studien at lønnsomheten ved slike anlegg vil kunne være akseptabel uten offentlig støtte. Kommersiell risiko forbundet med realisering av slike anlegg er imidlertid betydelig større enn for mindre biobrenselbaserte varmesentraler. Bortsett fra risiko knyttet til bortfall av større varmeleveranser til industri, kan lokalisering av selve gjenvinningsanlegget influere vesentlig det kommersielle risikobilde. Påtvinges det fra opinion/miljøhensyn en plassering som innebærer lange transmisjons-system til energiavtaker vil dette medføre betydelig redusert kostnads- og energieffektivitet, og som konsekvens ødelegge økonomien i et ellers bedrifts-økonomisk akseptabelt prosjekt.

Biomasse, utgjør en distribuert og fornybar energikilde. Mulighetene for utnyttelse av biomasse til energiformål er sterkt avhengig av prisen på alternativavsetningen. Utløsning av betydelige mengder nytt trevirke og hogstavfall fordrer kostnadseffektiv teknologi for uttak og at markedet er villig til å betale riktig pris for sluttleveransen.

Varmesentraler basert på biobrensel bygges typisk som mindre og mellomstore anlegg dvs. med kapasitet under 10 MW. Siden usikkerheten knyttet til plassering er relativt lav er det normalt langt enklere å bygge ut varmesentraler for biobrensel enn avfallsbaserte gjenvinningsanlegg, såfremt prosjektet i utgangspunktet er lønnsomt. Lave lønnsomhetsmarginer medfører at det må sikres kundekontrakter for større deler av effektleveransen før utbygging igangsettes. Realisering av slike varmesentraler forventes derfor først og fremst i form av mindre enheter, med kundenær produksjon, samt begrenset risiko i tilknytning til kundesiden. Dette innbefatter anlegg for oppdekking av mellom-

lasten i store fjernvarmesystem, hvor alternativene er olje og el. kjeler.

Det understrekes at lønnsom realisering av varmeleveranser basert på biobrensel i betydelig grad er prosjektspesifikk. Faktorer som tilgang og pris på biobrensel, nærhet til kundegrunnlaget og antall driftstimer per år er spesielt utslagsgivende. Per i dag er det trolig bare et fåtall prosjekter som er lønnsomme uten offentlig støtte.

Forutsatt en gjennomsnittlig energipris på 2002 nivå, er totalt realiserbart potensial for biobasert varmeenergi innen 2010 estimert til 1,5 TWh, tilsvarende ca. 400.000 tonn brensel. Betydelig grad av profesjonalisering og kompetanseheving er en forutsetning for at dette nivået skal nås. I dette ligger krav om at det både i uttak og distribusjon av biomasse må fokuseres på industrialisering, for derigjennom å sikre nødvendig kostnadsreduksjon. Dette anses også som grunnleggende for etablering av et differensiert sluttbrukermarked.

I system der behovet for installert effekt typisk ligger under 2 MW utgjør både varmpumper og biobrenselbaserte systemer gode alternativer. Lønnsomheten i varmpumpebaserte prosjekt er generelt dårligere enn avfallsbaserte gjenvinningsprosjekt. God lønnsomhet kan oppnås i utbygginger som gir lang brukstid og tilfredsstillende kravene for fritak for el. avgift.

Valget mellom varmpumper og biobrenselbaserte systemer er i stor grad styrt av prosjektspesifikke forhold. Dette understrekes ved at fjernvarmeaktiviteten innenfor bio og varmpumpe er betydelig til tross for at en generell lønnsomhetsvurdering tilsier at en etablering ikke er lønnsom. Dette kan forklares ved at bio- eller varmpumpe mange steder fremstår som eneste alternativ, både pga. lavt kundegrunnlag, men også ut fra de forutsetninger som knyttet lokalisering av avfallsbaserte gjenvinningsanlegg. Bio- og varmpumpeutbygging er vanligvis rimeligere enn utbygging av oljefyringskapasitet, samtidig kan installasjon av ny kapasitet basert på olje- eller elektrisitet som energibærer redusere fornybar andelen til under 50 %, og dermed medføre bortfall av avgiftsfritaket på el. El. produksjon ved gjenvinning av varmeenergi fra

spillvarme i norsk prosessindustri (energikrevende industri) har samlet et realistisk utnyttbart potensial på 560 GWh. Sammen med mulig varmeleveranse til ekstern industri på 100 GWh og fjernvarme på 60 GWh gir dette samlet 720 GWh.

Anslaget er beheftet med betydelig usikkerhet og omfatter kun realisering av de mest aktuelle prosjektene frem til 2010. Begrensningene ligger i hovedsak på usikkerhet i forhold til investeringsvilje samt et begrenset lokalt marked for energiavsetting¹.

I avfallsbaserte energisentraler hvor kraftproduksjon kan utgjøre både et alternativ og en midlertidig energiomsetning under oppbygging av distribusjonssystem for varmeleveranser samt gjenvinning av varmeenergi fra spillvarme, er det i dag ikke bedriftsøkonomisk forsvarlig å levere høykvalitets energi i form av elektrisitet. Dette på grunn av de relativt høye kapitalkostnader forbundet med produksjon av elektrisitet i denne type kogenereringsanlegg.

Storbrukergrupper innen offentlig og privat tjenesteyting forventes å utgjøre de største avtakerne av biobasert varmeenergi, levert via desentrale og energifleksible varmesystem i større bysentra (tettsteder med mer enn 20.000 innbyggere). I tillegg finnes et betydelig potensial i tettsteder med over 2000 innbyggere, samt for mindre lokale varmesentraler. Husholdninger vil i hovedsak utløses gjennom større boligkomplekser og lavblokker, men tilknytning av rekkehusbebyggelse kan gi økt dekningsgrad på lang sikt. En ytterligere økning av varmeleveranser fra fornybare energikilder til husholdninger må komme som følge av økt bruk av tradisjonell vedfyring, samt bruk av foredlet biobrensel (pellets) til punktoppvarming eller i tilknytning til vannbårne systemer.

Det vil gå svært lang tid før tiltak som rettes mot nybygging, og da spesielt boliger, gir utslag av betydning for den totale varmeleveransen. Etablering av energifleksibilitet i eksisterende bygningsmasse vil mest lønnsomt kunne skje i forbindelse med ombygging. Med dagens rammebetingelser vurderes det derfor å være et begrenset potensial for ytterligere fjernvarmeutbygging frem

¹ Majoriteten av norsk energiintensiv industri ligger i områder med relativt liten bosetting

mot 2010. Derimot forventes det en betydelig utvidelse av eksisterende fjernvarmenett, der grunnleggende infrastruktur allerede er på plass. Dessuten vil sammenkobling av lokale varmekilder i mindre anlegg utgjøre et betydelig potensial.

4. Referanser

/1/ OED (2002), Fakta 2002 Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge, 132s

/2/ Søgner, O-G. (2003) Enovas varmestudie 2003 – En betenkning om status og muligheter for bolig- og yrkesbyggmassen, den 27. januar 2003, 15 s.

/3/ Notat fra Norske Fjernvarmeforening (2002)

/4/ Data fra Statistisk Sentralbyrå, www.ssb.no (2003)

/5/ Søgner, O-G. (1998) Energifleksibilitet i bygningsmassen – Status og strategi. Rapport fra NVEs byggoperatør, ISBN 82-410-0328-5, 39 s.

/6/ NVE (2002) Kart over norsk fjernvarmeaktivitet

/7/ Løge, K. (2002) Biobrenselproduksjon i Norge, Norges skogeierforbund – Foredrag under Biobrenseldagene 23.-24. oktober 2002, Lillestrøm

/8/ Hohle, E. E. (2001) Bioenergi, miljø, teknikk og marked. Energigården 2001, ISBN 82-995884-0-5, 390 s.

/9/ Notat fra Hohle, E. E. (2003)

/10/ Notat fra Kjelforeningen Norsk Energi (2003)

/11/ Giæver Tande, J. O. (1999) Likeverdige sammenligning av energiteknologier. Sintef-rapport TR A5096, ISBN NR. 82-594-166-9, desember 1999, 54 s.

/12/ Varmepumpestatistikk fra Norsk Varmepumpeforening, www.novap.no (2003)

/13/ Prosessindustriens Landsforening (2002) Potensial for mer miljøeffektiv energibruk- og produksjon i norsk prosessindustri – Sammenstillingsrapport. Rapport utarbeidet for Prosessindustriens Landsforening (PIL) av Kjelforeningen Norsk Energi og Institutt for Energiteknikk, KNE-rapport 24489-RV-0003-B2, 41 s.

/14/ Statistisk Sentralbyrå (1999) Energibruk til stasjonære og mobile formål per husholdning 1993,1994 og 1995. RAPP 99/22, ISBN 82-537-4710-1, 59 s.

/15/ Statistisk Sentralbyrå (2002) Folke- og bolig-telling 2001 - Foreløpige hovedtall. Norges Offisielle Statistikk (NOS C 715), ISBN 82-537-5095-1, 56 s.

/16/ Notat fra Prognosesenteret (2003)

Enova SF eies av Olje- og Energidepartementet og er etablert for å ta initiativ til og fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge. Vi har som mål at det skal bli lettere for både husholdninger, næringslivet og offentlige virksomheter å velge enkle, energieffektive og miljøriktige løsninger.

Alle rapporter i Enovas rapportserie finnes på www.enova.no under publikasjoner.