

INGER ANDRESEN, KARIN BUVIK, CATHERINE GRINI, KARIN SJØSTRAND,  
MARIT THYHOLT OG TORE WIGENSTAD

# Miljøvennlig varmforsyning til lavenergi- og passivhus

En casestudie

Prosjektrapport 59

2010



SINTEF Byggforsk

Inger Andresen, Karin Buvik, Catherine Grini, Karin Sjøstrand,  
Marit Thyholt og Tore Wigenstad

# **Miljøvennlig varmforsyning til lavenergi- og passivhus**

En casestudie

Prosjektrapport 59 – 2010

Prosjektrapport nr. 59

Inger Andresen, Karin Buvik, Catherine Grini, Karin Sjøstrand, Marit Thyholt og  
Tore Wigenstad

**Miljøvennlig varmforsyning til lavenergi- og passivhus**

En casestudie

Emneord:

Boliger, lavenergi, varmforsyning

Omslagsillustrasjon: Gemini

ISSN 1504-6958

ISBN 978-82-536-1161-7 (pdf)

ISBN 978-82-536-1162-4 (trykt)

25 eks. trykt av AIT AS e-dit

Innmat: 100 g munken polar

Omslag: 240 g trucard

© Copyright SINTEF akademisk forlag 2010

Materialet i denne publikasjonen er omfattet av åndsverklovens bestemmelser.

Uten særskilt avtale med SINTEF akademisk forlag er enhver eksemplarframstilling og tilgjengeliggjøring bare tillatt i den utstrekning det er hjemlet i lov eller tillatt gjennom avtale med Kopinor, interesseorgan for rettighetshavere til åndsverk.

Utnyttelse i strid med lov eller avtale kan medføre erstatningsansvar og inndragning, og kan straffes med bøter eller fengsel.

Adr.: Forskningsveien 3 B  
Postboks 124 Blindern  
0314 OSLO

Tlf.: 22 96 55 55

Faks: 22 69 94 38 og 22 96 55 08

[www.sintef.no/byggforsk](http://www.sintef.no/byggforsk)



# Forord

Denne rapporten er et resultat av prosjektet ”Miljøvennlig varmforsyning til lavenergi- og passivhus”, finansiert av Husbanken. Myndighetene har fastsatt målsetninger knyttet til energibruk til oppvarming av bygninger som kan være delvis motstridende. Den ene gjelder skjerpede energikrav og lavere varmebehov (§8-21 i TEK 2007 / §14-2, 14-3, 14-4, 14-5 i TEK 2010), den andre gjelder økt bruk av fjernvarme (§8-23 i TEK 2007 / §14-8 i TEK 2010). Skjerpede energikrav i reviderte tekniske forskrifter, samt økende utbygging av lavenergi- og passivhus, gir lavere varmebehov i nye boligområder. Lavere varmebehov betyr lavere lønnsomhet for fjernvarmeleverandørene ved tilknytning av nye boliger til fjernvarmenettet, og kan føre til mindre interesse for utvikling av fjernvarme. Myndighetene har dessuten en tredje målsetning om at en vesentlig del av varmebehovet skal dekkes med annen energiforsyning enn elektrisitet og/eller fossile brenslers hos sluttbruker (§8-22 i TEK 2007 / §14-7 i TEK 2010).

Hensikten med prosjektet har vært å undersøke hvordan disse målsetningene praktiseres, og hvilke miljø- og kostnadmessige konsekvenser de kan medføre.

Første del av prosjektet bestod av en spørreundersøkelse blant norske fjernvarmeprodusenter for å kartlegge i hvilken grad disse anser at lavere varmebehov vil påvirke deres beslutninger med hensyn til å kunne levere fjernvarme til slike områder. Resultatet av undersøkelse er publisert i artikkelen ”Fjernvarmens rolle i fremtidens energieffektive boliger” [Thyholt og Wigenstad 2008]. Alle fjernvarmeselskapene som deltok i undersøkelsen forventet at mer energieffektiv boligmasse vil ha betydning for deres beslutninger mht. å kunne levere fjernvarme til slike områder. En tilsvarende svensk intervju-undersøkelse [Göransson et. al 2009] konkluderte med at energieffektivisering i bebyggelsen kombinert med varmere klima kan minske varmeleveransen til eksisterende fjernvarmekunder med ca. 25% fram mot 2025. På bakgrunn av dette kan en konkludere med at det er en motsetning mellom de nasjonale målene om lavere varmebehov i ny boligmasse og økt bruk av fjernvarme. For å oppnå myndighetenes målsetning om økt bruk av fjernvarme, synliggjør resultatet også at det er behov for tiltak for å sikre lønnsomheten knyttet til fremføring av fjernvarme til nye boligområder med lavt varmebehov.

Andre del av prosjektet, som er rapportert her, besto av gjennomgang av fem norske byggeprosjekter med lavenergi- og passivhusstandard, med fokus på valg av varmforsyningsløsning. Vi har sett på hva slags alternative løsninger for varmforsyning som har blitt vurdert, samt bakgrunn for valg. De ulike varmforsyningsløsningene er vurdert i forhold til utslipp av drivhusgasser og privatøkonomisk lønnsomhet.

Casestudien er utført av Inger Andresen, Karin Buvik, Catherine Grini, Karin Sjøstrand og Tore Wigenstad fra SINTEF Byggforsk. I tillegg har Marit Thyholt fra Skanska og Tor Helge Dokka fra SINTEF Byggforsk bidratt til rapporten.

Vi takker Husbanken for finansiering av prosjektet, samt alle som har stilt informasjon om byggeprosjektene til disposisjon.

Trondheim, 30. september 2010

Kim Robert Lisø  
Forskningsjef

Inger Andresen  
Prosjektleder



# Sammendrag

Fem norske byggeprosjekter med lavenergi- og passivhusstandard er analysert med fokus på valg av varmforsyningsløsning. De ulike varmforsyningsløsningene er vurdert i forhold til utslipp av klimagasser og privatøkonomisk lønnsomhet.

Analysen viser generelt at varmesystemene med de laveste årskostnadene har de høyeste klimagassutslippene (direkte elektrisk oppvarming), men det er store variasjoner i utslippene avhengig av hva slags fremtidsscenarioer man legger til grunn for de ulike energikildene. Samtidig viser analysen at årskostnadene er veldig følsomme mht. prisen på elektrisitet. Hvis strømprisen nærmer seg en pris som vi ser i f.eks. Danmark og Tyskland, dvs. opp mot 2 kr/kWh, vil de rene el-systemene få de høyeste årskostnadene. Offentlig støtte er ikke inkludert i beregningene, selv om flere av byggeprosjektene har fått dette. Analysen indikerer at med dagens energipriser er det nødvendig med økonomiske incitamenter for å få lønnsomhet for alternative varmesystemer i forhold til direktevirkende el.

Analysen viser også at klimagassutslippene forbundet med de ulike varmesystemene er svært følsomme for hva slags CO<sub>2</sub>-faktor man velger for de ulike energikildene. Avhengig av hva slags faktorer man velger, vil man få helt forskjellig svar på hva som er den mest miljøvennlige varmeløsningen. Det finnes ingen offisielle verdier for CO<sub>2</sub>-faktorer knyttet til ulike energikilder, og det er heller ingen konsensus rundt fastsettelse av disse verdiene. Spesielt er det uenighet omkring hvordan man skal betrakte klimagassutslipp fra elektrisitet. I analysen er det forutsatt ulike fremtidsscenarioer for CO<sub>2</sub>-faktorer for elektrisitet og fjernvarme. CO<sub>2</sub>-faktor for bioenergi er satt til en fast og forholdsvis lav verdi, men det må bemerkes at det også er uenighet omkring fastsettelsen av denne. Solvarme er den eneste av de ikke-fossile varmforsyningsløsningene som kun i liten grad er sensitiv for CO<sub>2</sub>-faktor, da det kun er behov for en liten mengde levert energi (el) til sirkulasjonspumpen. Inntil man har anerkjente verdier for CO<sub>2</sub>-faktorer, er det derfor vanskelig å trekke endelige konklusjoner mht. hva slags varmforsyningssystem som har lavest klimagassutslipp.



# Innhold

<b>1. Bakgrunn</b> .....	<b>9</b>
1.1. Økt utbygging av lavenergi- og passivhus .....	9
1.2. Krav til energiforsyning til oppvarming .....	11
1.3. Økt bruk av fjernvarme .....	11
<b>2. Sammendrag av nøkkeldata hentet fra prosjektene</b> .....	<b>13</b>
2.4. Varmeforsyningssystemer .....	14
2.5. Kostnader .....	15
2.6. CO <sub>2</sub> -ekvivalenter .....	16
<b>3. Metodiske forutsetninger og beslutninger</b> .....	<b>17</b>
3.1. Energibehov og energibruk til oppvarming .....	17
3.1.1 Definisjoner .....	17
3.1.2 Omregning fra netto energibehov til levert energi og CO <sub>2</sub> -ekvivalenter .....	18
3.2. Lønnsomhetsbetraktninger .....	18
3.2.1 Investeringskostnader (prosjektkostnad, $K_0$ ) .....	19
3.2.2 Levetid, $T$ .....	20
3.2.3 Kalkulasjonsrente, $r$ .....	20
3.2.4 Forvaltning, drifts, vedlikeholds, og –utviklingskostnader, $FDVU_t$ .....	21
3.2.5 Oppsummering energipriser .....	24
3.3. Miljøbetraktninger .....	24
3.3.1 CO <sub>2</sub> -ekvivalenter knyttet til forskjellige energibærere .....	25
3.3.2 CO <sub>2</sub> -ekvivalenter knyttet til produksjon av elektrisitet .....	26
3.3.3 CO <sub>2</sub> -ekvivalenter knyttet til produksjon av fjernvarme .....	29
3.3.4 CO <sub>2</sub> -ekvivalenter knyttet til produksjon av varme fra biopellets .....	31
3.3.5 CO <sub>2</sub> -ekvivalenter knyttet til produksjon av varme fra gass .....	32
3.3.6 Oppsummering CO <sub>2</sub> -faktorer .....	32
<b>4. Resultater</b> .....	<b>33</b>
4.4. Kostnader .....	33
4.5. CO <sub>2</sub> -utslipp .....	35
4.6. Konklusjoner .....	37
<b>5. Referanser</b> .....	<b>39</b>
<b>6. Vedlegg A – Detaljert presentasjon av byggeprosjektene</b> .....	<b>42</b>





# 1. Bakgrunn

Lavere varmebehov i nye boliger er en nasjonal målsetning. Skjerpede krav i reviderte tekniske forskrifter til varmebehov, samt bygging av lavenergi- og passivhus<sup>1</sup>, bidrar til denne målsetningen. En ønsket konsekvens er at varmebehovet i nye utbyggingsområder blir vesentlig redusert sammenlignet med varmebehovet i de områdene som har blitt utbygget inntil i dag. Myndighetene har også en målsetning om å oppnå mer fleksibilitet i energiforsyning til bygninger enn det som er tilfellet i dag der varmforsyning består i hovedsak av elektrisitet. Videre ønsker myndighetene at bruken av fjernvarme skal økes. Lavere varmebehov reduserer imidlertid lønnsomheten ved å føre frem fjernvarme, og vil således kunne påvirke den nasjonale satsingen på økt bruk av fjernvarme.

## 1.1. Økt utbygging av lavenergi- og passivhus

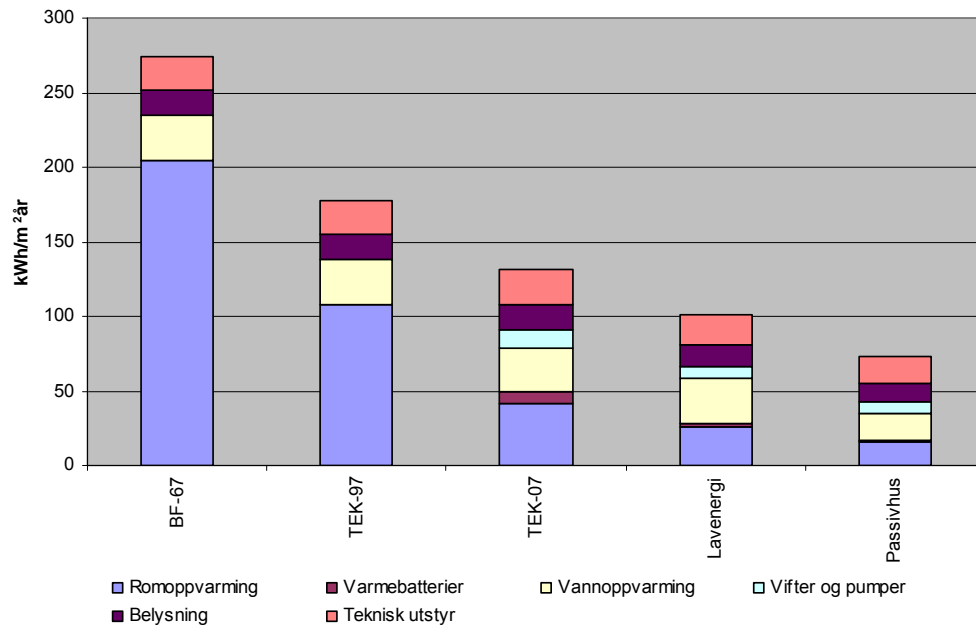
I Norge er det siden tusenårsskiftet skjedd en stor endring i interessen for bygging av lavenergi- og passivhus. I følge Husbanken var det i januar 2006 rundt 3000 boliger med lavenergi- eller passivhusstandard enten under planlegging, bygging eller allerede bygget. Ett år etter var tilsvarende tall omlag 10.000 boliger. Det var spesielt etter den kalde og tørre vinteren mellom 2002 og 2003, da prisene for elektrisitet til husholdningene ble rekordhøye [SSB, 2008], at interessen for bygging av denne type boliger økte. Norske myndigheter har som målsetning at nye boliger skal bli mer energieffektive. Nye og atskillig skjerpede energikrav for boliger ble innført i tekniske forskrifter i 2007 [TEK 2007], med en ytterligere skjerping ved revisjon i 2010 [TEK 2010]. Sammenlignet med forskriften fra 1997 innebærer denne skjerpelsen omlag 60 % redusert energibehov til romoppvarming og oppvarming av ventilasjonsluft. I januar 2008 inngikk regjeringen og tre opposisjonspartier på Stortinget et klimaforlik, hvor partene ble enige om at erfaringene med passivhus skal følges opp, og at det skal vurderes å innføre krav om passivhusstandard for alle nybygg innen 2020 [Regjeringen, 2008]. Statsforetaket Enova, som eies av Olje- og Energi-departementet, bidrar med økonomisk støtte til energieffektivisering i bygningsmassen. I tillegg har Husbanken med sine tilskuddsordninger og kunnskaps- og informasjonsvirksomhet vært en viktig pådriver i arbeidet med å fremme bygging av lavenergi- og passivhusboliger.

I figur 1 er årlig energibehov for en typisk boligblokk illustrert, avhengig av hvilken energistandard bygget har. Eksempelvis vil en bolig med lavenergistandard ha et samlet varmebehov, inkludert oppvarming av tappevann, i størrelsesorden rundt 40 % av tilsvarende varmebehov for en bolig bygget i henhold til minstekravene fra 1997. For passivhus er tilsvarende tall ca. 25 %.

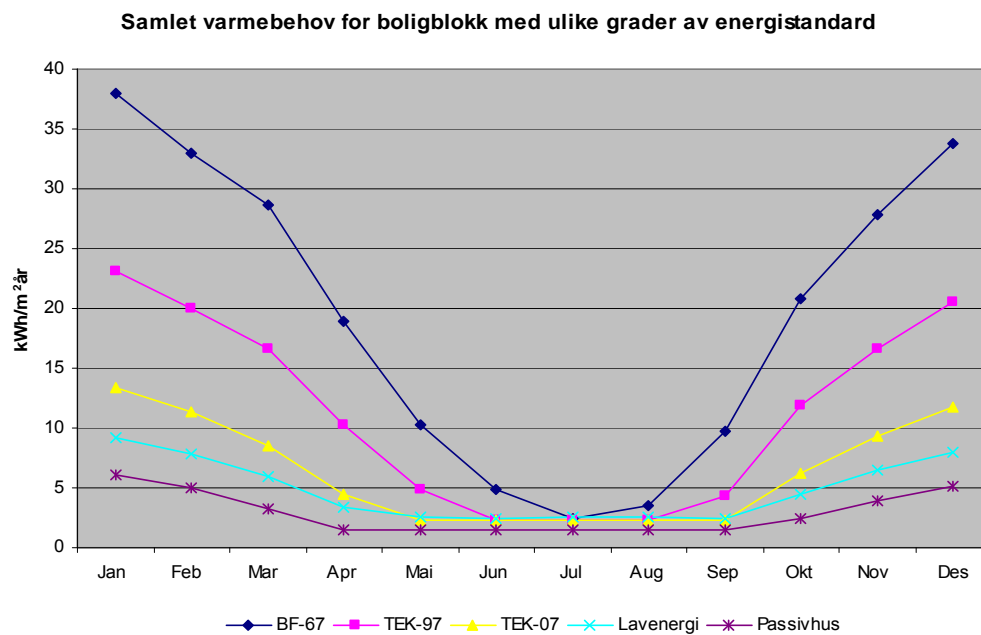
I figur 2 er det vist hvordan energibehovet til romoppvarming i samme boligblokk som i figur 1 kan variere over året, avhengig av bygningens energistandard. Figuren illustrerer også at varmebehovet over året svinger vesentlig mindre for lavenergi- og passivhus enn for boliger bygget frem til nå.

---

<sup>1</sup> Ref NS 3700:2010 for en definisjon av lavenergi- og passivhus.



Figur 1. Spesifikk årlig energibruk (levert/kjøpt energi)<sup>2</sup> for en boligblokk<sup>3</sup>. "BF-67" tilsvarer standard i henhold til byggeforskrift fra 1967. "TEK-97" og "TEK-07" tilsvarer standard i henhold til tekniske forskrifter fra henholdsvis 1997 og 2007. "Lavenergi" og "Passivhus" tilsvarer lavenergistandard og passivhus-standard [NS 3700:2010]. Fra [Thyholt og Wigenstad 2008].



Figur 2. Varmebehov per måned (gitt per m<sup>2</sup> oppvarmet bruksareal) for boligblokk i Oslo-klima, med ulike energistandarder. Inkludert varmebehov til tappevann. Fra [Thyholt og Wigenstad 2008].

<sup>2</sup> Ref avsnitt 3.1.1 for en beskrivelse av begrepene energibehov, energibruk og levert energi.

<sup>3</sup> Boligblokk med tre etasjer, totalt 1200 m<sup>2</sup> oppvarmet bruksareal. Oslo-klima.

## 1.2. Krav til energiforsyning til oppvarming

Fra 1. juli 2010 er det krav om at minst 60% av oppvarmingsbehovet skal dekkes med ny fornybar energi i bygninger som er større enn 500 m<sup>2</sup>. Det betyr bruk av annet enn direktevirkende elektrisitet, olje, gass og kull. For bygninger som er mindre enn 500 m<sup>2</sup> er kravet minst 40% fornybar energi. Samtidig blir det forbudt å installere oljekjel for fossilt brensel til grunnlast. Krav om fornybar energi gjelder ikke der det er praktisk umulig å gjennomføre og heller ikke i boligbygning der netto varmebehov er beregnet til mindre enn 15000 kWh/år. For boliger kan man også få fritak fra kravet dersom man kan dokumentere at kravet fører til merkostnader over boligens livsløp, etter metode gitt i veiledning. En bolig der kravet ikke gjelder, skal ha skorstein om den er større enn 50 m<sup>2</sup>. Det siste kravet gjelder ikke for passivhus.

### **Forskrift om endring i forskrift 26. mars 2010 nr. 489 om tekniske krav til byggverk (byggt teknisk forskrift), § 14-7. Energiforsyning:**

- (1) Det er ikke tillatt å installere oljekjel for fossilt brensel til grunnlast.*
- (2) Bygning over 500 m<sup>2</sup> oppvarmet BRA skal prosjekteres og utføres slik at minimum 60 % av netto varmebehov kan dekkes med annen energiforsyning enn direktevirkende elektrisitet eller fossile brenslers hos sluttbruker.*
- (3) Bygning inntil 500 m<sup>2</sup> oppvarmet BRA skal prosjekteres og utføres slik at minimum 40 % av netto varmebehov kan dekkes med annen energiforsyning enn direktevirkende elektrisitet eller fossile brenslers hos sluttbruker.*
- (4) Kravet til energiforsyning etter annet og tredje ledd gjelder ikke dersom det dokumenteres at naturforhold gjør det praktisk umulig å tilfredsstille kravet. For boligbygning gjelder kravet til energiforsyning heller ikke dersom netto varmebehov beregnes til mindre enn 15000 kWh/år eller kravet fører til merkostnader over boligbygningens livsløp.*
- (5) Boligbygning som etter fjerde ledd er unntatt fra krav om energiforsyning skal ha skorstein og lukket ildsted for bruk av biobrensel. Dette gjelder likevel ikke boenhet under 50 m<sup>2</sup> oppvarmet BRA eller bolig som tilfredsstiller passivhusnivå.*

## 1.3. Økt bruk av fjernvarme

Myndighetene har en målsetning om økt bruk av fjernvarme. Enova har eksempelvis en målsetning om 4 TWh økt varmeproduksjon innen 2010 (med referanse 2001) basert på andre energibærere enn fossile brenslers og elektrisitet. Fjernvarme sorterer under denne satsingen, og økonomiske støtteordninger skal bidra til å nå målet. I klimaforliket fra januar 2008 mellom regjeringen og tre opposisjonspartier ble partene enige om at vilkårene for utbygging av fjernvarme må styrkes [Regjeringen, 2008]. Det samfunnsmessige motivet for økt utbygging av fjernvarmekapasiteten er en mer miljøvennlig og energifleksibel energiforsyning. For å sikre det økonomiske grunnlaget for utbygging og drift av slike anlegg kan kommunen i henhold til Tekniske forskrifter (§8-23 i TEK 2007 og §14-8 i TEK 2010) kreve at bygninger som oppføres innenfor et konsesjonsområde for fjernvarme, tilknyttes fjernvarmenettet. I ny plan og bygningslov [MD 2008] gis kommunen anledning til å gi unntak for fra tilknytningsplikten dersom det dokumenteres at bruk av alternative løsninger for tiltaket vil være miljømessig bedre (§27-5).

### **Plan og bygningsloven (MD 2008) § 27-5. Fjernvarmeanlegg**

*Hvis et byggverk skal oppføres innenfor et konsesjonsområde for fjernvarme, og tilknytningsplikt for tiltaket er bestemt i plan, skal byggverket knyttes til fjernvarme-anlegget.*

*Kommunen kan gjøre helt eller delvis unntak fra tilknytningsplikten der det dokumenteres at bruk av alternative løsninger for tiltaket vil være miljømessig bedre enn tilknytning.*

I områder hvor en fjernvarmeprodusent har konsesjon, har produsenten i henhold til energilovens § 5-5 adgang til å kreve tilknytningsgebyr [OED, 2007]. Praktiseringen av denne avgiften varierer i dag mellom de ulike fjernvarmeselskapene. Dårligere lønnsomhet ved å føre frem fjernvarme vil kunne bidra til at fjernvarmeprodusentene i større grad enn i dag tar i bruk slikt gebyr som kompensasjon for lavere fremtidige inntekter. Økt bruk av slik avgift, eller høyere avgift, vil samtidig innebære økte kostnader for boligutbygger, som vil komme i tillegg til de ekstra byggekostnadene som er nødvendige for å oppnå lavere varmebehov.

Krav om varmeanlegg som kan tilknyttes fjernvarmeanlegg har i flere utbyggingsprosjekter vist seg å komme i konflikt med bygging av lavenergiboliger [Thyholt, 2006], [Dale 2010], [Seglem og

Gundersen 2010]. Utbyggerne av disse prosjektene fant at kostnadene knyttet til vannbasert varmeanlegg for romoppvarming, samt tilknytningsavgift for fjernvarme, totalt ble for høye til å gi akseptabel lønnsomhet i byggeprosjektet.

I årene fremover kan vi vente oss flere store utbyggingsprosjekter med lavenergi- eller passivhusstandard innenfor byområder hvor det er konsesjon for fjernvarme. I slike områder vil kommunen måtte vurdere eventuell tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg. Lavere varmebehov vil imidlertid påvirke lønnsomheten ved å føre frem fjernvarme til nye boligområder. Kommunen må også vurdere om alternative varmeløsninger vil være mer miljøvennlige.

Analysene i denne rapporten søker å klarlegge miljø- og kostnadmessige konsekvenser for ulike varmforsyningsløsninger til boligprosjekter med lavenergi- og passivhus.

## 2. Sammendrag av nøkkeldata hentet fra prosjektene

Fem byggeprosjekter til boligformål inngår i casestudien. Følgende kriterier er lagt til grunn ved utvelgelse av byggeprosjektene:

- prosjekter av en viss størrelse (ikke bare enkeltstående eneboliger)
- energiambisjon ligger nært opp til lavenergi/passivhus-standard
- flere ulike energiforsyningsløsninger er blitt vurdert
- tilstrekkelig data/dokumentasjon tilgjengelig/sporbar

Studien startet med innhenting av eksisterende rapporter / utredninger og er i hovedsak basert på dokumentasjon utarbeidet i regi av byggeprosjektene.

Følgende byggeprosjekter inngår i studien:

- Jåtten Øst II i Stavanger, heretter kalt *Jåtten*
- Miljøbyen Granås i Trondheim, heretter kalt *Granås*
- Kulsås Amfi i Trondheim, heretter kalt *Kulsås*
- Løvåshagen borettslag i Bergen, heretter kalt *Løvåshagen*
- Myhrerenga borettslag i Skedsmo, heretter kalt *Myhrerenga*



Jåtten



Granås



Kulsås



Løvåshagen



Myhrerenga

Generell informasjon om byggeprosjektene med lokalisering, byggeår, størrelsen på byggeprosjekt, boligtype og energistandard er vist i tabell 1. En nærmere presentasjon av prosjektene er gitt i vedlegg A. Prosjektene varierer i størrelse og type bygg. *Jåtten* er det største prosjektet med 700 boenheter og et samlet varmebehov på 2700 MWh/år. *Granås* er det nest største med 299 boenheter og et varmebehov på 890 MWh/år. *Kulsås* og *Løvåshagen* er mindre felt bestående av boligblokker med henholdsvis 15 og 28<sup>4</sup> leiligheter. *Myhrerenga* er det eneste rehabiliterings-prosjektet og består av til sammen 168 leiligheter fordelt på 7 blokker. Størrelsen på varmebehovet vil selvsagt ha betydning for valg av varmforsyningsløsning, da lønnsomheten til felles varmeløsninger er avhengig av varmebehovets størrelse.

Tabell 1. Generell informasjon om byggeprosjektene

	<b>Jåtten</b>	<b>Granås</b>	<b>Kulsås</b>	<b>Løvåshagen</b>	<b>Myhrerenga</b>
<b>Beliggenhet / nærmeste storby</b>	Stavanger	Trondheim	Trondheim	Bergen	Oslo
<b>Byggeår</b>	Ikke bygget per juni-10	Ikke bygget per juni-10	2007	2008	1967
<b>Evt. rehabilitering</b>	-	-	-	-	2010
<b>Status fremdrift</b>	Ikke bygget per juni-10	Under planlegging	Ferdigstilt	Ferdigstilt	Under bygging
<b>Prosjekttype</b>	Utvikling av et nytt byggefelt	Utvikling av et nytt byggefelt	Nybygg	Nybygg	Rehabilitering
<b>Boligtype</b>	Rekkehus, boligblokker, terrassehus	Eneboliger, rekkehus, boligblokker	1 boligblokk	4 boligblokker	7 boligblokker
<b>Oppvarmet BRA</b>	60.020 m <sup>2</sup>	24.240 m <sup>2</sup>	1.054 m <sup>2</sup>	2.250 m <sup>2</sup>	10.900 m <sup>2</sup>
<b>Byggherre</b>	Skanska Bolig og JUS	Heimdal Utbyggingsselskap	Structura AS	ByBo AS	USBL
<b>Konsesjons-område for fjernvarme</b>	I	Ja	Nei	Nei	Nei
<b>Evt. fjernvarme-leverandør</b>	Lyse	TEV	-	-	-
<b>Energistandard</b>	Passivhus	Passivhus	Lavenergi	Passivhus	Rehabilitering med passivhus-komponenter
<b>Netto energi-behov til rom- og ventilasjons-oppvarming [kWh/(m<sup>2</sup>·år)]</b>	15	16,7	25	12,8	25
<b>Netto energi-behov til oppvarming av varmtvann [kWh/(m<sup>2</sup>·år)]</b>	30	30	30	30	30
<b>Samlet termisk netto energi-behov [kWh/(m<sup>2</sup>·år)]</b>	45	36,7	55	44,8	48-55
<b>Samlet varme-behov for prosjektet [MWh/år]</b>	2.701	890	58	50	600

## 2.4. Varmeforsyningsystemer

Tabell 2 gir en oversikt over de ulike systemene for varmforsyning som er analysert for de ulike byggeprosjektene. Alle varmesystemene med tilhørende data er hentet fra eksisterende tilgjengelig dokumentasjon. For prosjektene Løvåshagen, Kulsås og Myhrerenga var kun dokumentasjon for det valgte varmesystem tilgjengelig. For å få en felles referanse som er lik for alle prosjektene, er det

<sup>4</sup> Feltet består også av 52 leiligheter med lavenergi-standard, men kun passivhusene er vurdert.

lagt til et alternativ med varmesystem basert på 100% direkte elektrisk oppvarming for alle prosjektene (merket blått i tabell 2). En nærmere beskrivelse av de ulike varmesystemene er gitt i vedlegg A og i referanser (gitt i vedlegg A).

Tabell 2. Liste over vurderte alternativer for varmforsyning. Alternativer med direktevirkende elektrisitet (EL) er lagt til for å få en felles referanse for alle prosjektene (merket blått).

Prosjekt	Varmesystem kortnavn	Varmesystem beskrivelse
Jåtten	EL	100% direkte elektrisk oppvarming med panelovner og elektrisk gulvvarme i bad.
	GASS	Varmesentral med gass-kjel som dekker 100% av varmebehovet.
	FV	100% av varmebehovet dekkes av fjernvarme.
	VP	100% av varmebehovet dekkes av luft-vann varmepumper i energisentral.
	BIO	90% av varmebehovet dekkes av biopellets-kjel, 10% dekkes av el-kjel.
	SOL+BIO	38% av varmebehov dekkes av solfangeranlegg, 57% dekkes av biopellets-kjel og 5% dekkes av el-kjel.
Granås	EL	100% direkte elektrisk oppvarming med panelovner og elektrisk gulvvarme i bad.
	FV	100% av varmebehovet dekkes av fjernvarme.
	FV+EL	Fjernvarme til vannoppvarming, elektriske panelovner til romoppvarming.
	SOL+FV	40% av varmebehovet dekkes av solfangersystem, det resterende behovet dekkes av fjernvarme.
	SOL+FV+EL	40% av varmtvannsbehovet dekkes av solvarme, det resterende dekkes av fjernvarme. Elektriske panelovner til romoppvarming.
	SOL+EL	55% av varmtvannsbehovet dekkes av solvarme, det resterende dekkes av el. Elektriske panelovner til romoppvarming.
VP + EL	Bergvarmepumpe som dekker 85% av varmtvannsbehovet og 80% av romvarmebehovet, det resterende dekkes med el-kjel.	
Kulsås	EL	100% direkte elektrisk oppvarming med panelovner og elektrisk gulvvarme i bad.
	VP + EL	Bergvarmepumpe som dekker 82% av varmebehovet til varmt forbruksvann. Elektriske panelovner til romoppvarming.
Løvåshagen	EL	100% direkte elektrisk oppvarming med panelovner og elektrisk gulvvarme i bad.
	SOL+EL	Individuelle solvarmesystem for hver leilighet som dekker 47% av varmebehovet, forenklet vannbåret varmesystem. Resterende varmebehov dekkes med el-kolbe.
Myhrerenga	EL	100% direkte elektrisk oppvarming med panelovner og elektrisk gulvvarme i bad.
	SOL+VP+EL	Felles energisentral med solfangersystem og luft-vann varmepumper som til sammen dekker ca. 50% av varmebehovet. Det resterende behovet dekkes av el-kjel.

Kun Løvåshagen har individuelt varmforsyningssystem for hver leilighet, alle de andre har felles varmesentral for hele feltet. Tabell 3 viser en oversikt over anbefalte/valgte varmforsyningsløsninger, samt oppgitte begrunnelser for valg.

Tabell 3. Valgte/anbefalte varmforsyningsløsninger, samt begrunnelser for valg.

	Jåtten	Granås	Kulsås	Løvåshagen	Myhrerenga
<b>Anbefaling / valg</b>	Bio+solvarme	Fjernvarme	Bergvarmepumpe til forbruksvann + direkte el til romoppvarming	Solvarme + el	Luft/luft varmepumpe + solvarme +el
<b>Begrunnelse for valg</b>	Samlet vurdering av kostnader og CO <sub>2</sub> -utslipp.	Sikker teknologi. Ønske om miljøprofil iht. fjernvarme	Basert på en kost/nytte-vurdering	Ønske om desentralisert løsning, samt kost/nytte-vurdering	Best egnet for eksisterende forhold, kost/nytte-vurdering

## 2.5. Kostnader

I eksisterende dokumentasjon er det kun gjort LCC-beregninger for Jåtten og Myhrerenga. Disse brukes videre i denne analysen, med noen modifikasjoner for å få en standardisering av parametrene. Tabell 4 viser en oversikt over kostnadsdata funnet i eksisterende dokumentasjon og rapporter fra prosjektene.



Tabell 4. Investerings- og energikostnader funnet i eksisterende dokumentasjon/rapporter (ref vedlegg A).

Prosjekt	Investeringskostnader	Energikostnader (inkl. skatter og avgifter)	Andre forutsetninger
Jåtten	Kun kostnader for selve varmeproduksjonsenhetene er inkludert (dvs. kostnader til varmedistribusjonsanlegg og tilknytningsavgift fjernvarme er ikke oppgitt).	Elektrisitet: 83 øre/kWh Fjernvarme: 69 øre/kWh Biopellets: 46 øre/kWh Gass: 60 øre/kWh	Kalkulasjonsrente: 3% og 7 % Levetid er satt til 20 år for alle varmesystemene. Beregninger er også foretatt med CO <sub>2</sub> -kostnader på 200 kr/tonn CO <sub>2</sub> . Drifts- og vedlikeholdskostnader: - El-kjel: 1 øre/kWh - Fjernvarme: 1 øre/kWh - Biopelletsanlegg: 3 øre/kWh - Gass-kjel: 2 øre/kWh - Varmepumpe: 5 øre/kWh - Solvarme: 2 øre/kWh
Granås	Kostnader for produksjonsenhet samt distribusjonssystem og tilknytningsavgift fjernvarme er oppgitt, se vedlegg A.	Ikke tilgjengelig	
Kulsås	Kun kostnader for selve varmepumpeinstallasjonen er oppgitt (inkludert montasje og boring)	Ikke tilgjengelig	
Løvåshagen	Ekstrakostnader (i forhold til tradisjonelt el-system) for solfangeranlegg samt forenklet vannbærent varmesystem er oppgitt.	Ikke tilgjengelig	
Myhrerenga	Kostnader for produksjonsenhet samt distribusjonssystem er oppgitt	Elektrisitet: 81 øre/kWh	Kalkulasjonsrente: 4,7 og 5,7 % (tilsvarende henholdsvis Husbanklån og vanlig banklån) Levetid for varmesystem: 30 år

## 2.6. CO<sub>2</sub>-ekvivalenter

I eksisterende dokumentasjon er det kun gjort beregninger av klimagassutslipp for Jåtten, Granås og Kulsås. Tabell 5 viser en oversikt over utslippsfaktorer funnet i eksisterende dokumentasjon og rapporter fra prosjektene.

Tabell 5. Oppsummering av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter funnet i eksisterende dokumentasjon/rapporter (vedlegg A)

Prosjekt	CO <sub>2</sub> -beregninger (g CO <sub>2</sub> /kWh)	Begrunnelse for valg
Jåtten	Elektrisitet: 386 - 891  Fjernvarme: 247  Gass: 247 Biopellets: 14	CO <sub>2</sub> -faktor på 386 er basert på et europeisk marginalkraftscenario med gasskraftverk med virkningsgrad 60% uten CO <sub>2</sub> -rensing. CO <sub>2</sub> -faktor på 891 er basert på et europeisk marginalkraftscenario med kullkraftverk med virkningsgrad 40% uten CO <sub>2</sub> -rensing. Det vises til [Thyholt 2006]. Restavfall med plastfraksjon på 25% som utgjør mer en 50% av energiinnholdet. Virkningsrad varmeproduksjon fra avfall på 85% og energiutnyttelse fra forbrenningsanlegget på 70%. Det vises for øvrig til [Thyholt 2006]. Det vises til [Thyholt 2006]. Det vises til [Thyholt 2006]. Alle CO <sub>2</sub> -tall omfatter utslipp i forbindelse med energiomvandling, drift av kjeler og pumper, samt produksjon og distribusjon av brensel.
Granås	Elektrisitet: 360  Fjernvarme: 127	Basert på et innenlands marginalkraftscenario for 2020 med gasskraftverk uten CO <sub>2</sub> -rensing. Prognose Trondheim Energi mix 2020, 8% tap i distribusjon
Kulsås	Elektrisitet: 360	Basert på et innenlands marginalkraftscenario for 2020 med gasskraftverk uten CO <sub>2</sub> -rensing.
Løvåshagen	Ikke tilgjengelig	
Myhrerenga	Ikke tilgjengelig	

# 3. Metodiske forutsetninger og beslutninger

## 3.1. Energibehov og energibruk til oppvarming

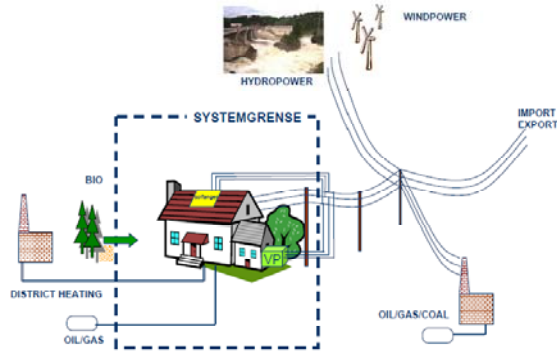
### 3.1.1 Definisjoner

*Netto energibehov* defineres og beregnes iht. NS 3031:2007. Netto energibehov er bygningens energibehov uten hensyn til energisystemets virkningsgrad eller tap i energikjeden. Med mindre noe annet er oppgitt, er netto energibehov hentet fra eksisterende dokumentasjon og viser til en beregnet verdi (ikke målt).

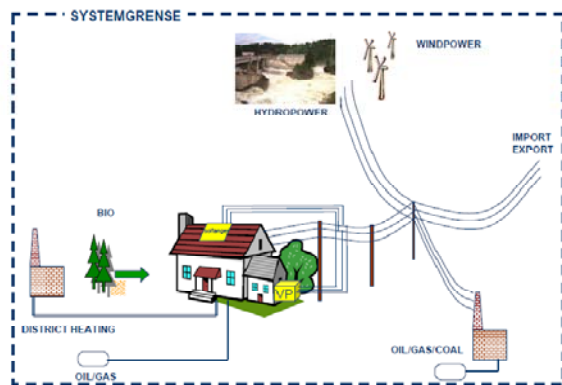
*Spesifikt energibehov* er energibehov per kvadratmeter oppvarmet del av bruksareal (BRA), som definert i NS 3940.



*Energibruk* er i denne rapporten ensbetydende med *levert energi*, som definert og beregnet iht. NS3031:2007. Ofte brukes også begrepet "kjøpt energi" til å betegne levert energi. Levert energi er summen av energi, uttrykt per energivare, levert over bygningens systemgrenser for å dekke bygningens samlede energibehov inkludert systemtap som ikke gjenvinnes. Når levert energi skal beregnes, må energiforsyningssystemet og dets virkningsgrad tas med i vurderingen. Ofte er det to systemer hvorav en del sørger for varmforsyningen, mens en annen del tar seg av elektrisk energi til lys og utstyr. I denne rapporten er det energibruk til oppvarming som er i fokus. I begrepet levert energi inngår imidlertid ikke hvordan varmeenergien eller den elektriske energien er fremskaffet.



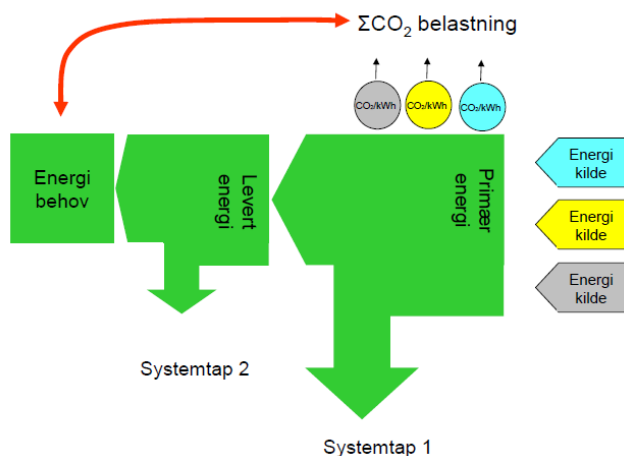
*Primærenergi* er energi i sin opprinnelige form som ikke er blitt omdannet eller gått over i andre energiformer. Her tar man hensyn til hvordan den leverte energien er skaffet til veie. Et typisk eksempel kan være et forbrenningsanlegg basert på biobrensel som leverer energi til et fjernvarmenett (varmer opp vannet). Her vil energimengden (brennverdien) i innfyrt biomasse være større enn overført varme til fjernvarmenettet. Denne forskjellen utgjøres av tap som forsvinner til omgivelsene. *Primærenergifaktor* er primærenergi dividert med levert energi, der primærenergien er gitt av den energimengden som er nødvendig for å fremskaffe en mengdeenhet levert energi og tar hensyn til energibehovet til utvinning, prosessering, lagring, transport, generering, overføring, distribusjon og alle andre nødvendige trinn for å levere energien til bygningen der den leverte energien skal brukes.



*CO<sub>2</sub>-faktor*. Når man skal vurdere klimagass-utslipp fra et varmforsyningssystem, må energikildenes *CO<sub>2</sub>-faktor* eller *CO<sub>2</sub>-ekvivalenter* beregnes. CO<sub>2</sub>-faktoren betegner de totale utslippene av

klimagasser fra produksjon av en enhet primærenergi, veid sammen i forhold til klimagassenes påvirkning på drivhuseffekten. Karbondioksid (CO<sub>2</sub>) er den dominerende klimagassen fra produksjon av energi. CO<sub>2</sub>-faktoren angis i gram CO<sub>2</sub>-ekvivalenter pr kWh primærenergi.

*Systemgrense.* I figurene over er det angitt systemgrenser. Disse er nyttige å benytte seg av ved en analytisk og trinnvis tilnærming til systemer. Særlig gjelder dette når disse blir komplekse, og i tilfeller hvor en bygning eksempelvis også leverer energi tilbake til systemet. I klimagass-sammenheng settes en systemgrense vanligvis slik at primærenergiens CO<sub>2</sub>-faktor regnes inn ved produksjonsstedet for levert energi. Primærenergien (eksempelvis olje) kan selvsagt forfølges enda lenger bakover i produksjonskjeden, men dette fører ofte til et svært uoversiktlig og komplekst bilde for ikke å si regnestykke. Figur 3 viser systemgrenser ved omregning fra netto energibehov til CO<sub>2</sub>-faktor.



Figur 3. Systembetraktning ved omregning fra netto energibehov til CO<sub>2</sub>-belastning for ulike energikilder.

### 3.1.2 Omregning fra netto energibehov til levert energi og CO<sub>2</sub>-ekvivalenter

Levert energi er basert på energibehovet pluss systemvirkningstap i varmedistribusjonen (radiatorer, gulvvarme og panelovner), evt. virkningsgradstap i kjeler og evt. el-behov til pumper i solfanger- og varmepumpesystemer. Verdier for systemvirkningsgrader er hentet fra NS 3031:2007 hvis ikke annet er oppgitt i tilgjengelige dokumenter.

CO<sub>2</sub>-ekvivalenter er beregnet ut i fra levert energi for de forskjellige energibærerne. Det legges til et distribusjonstap fra produksjonsstedet til stedet der energien benyttes: 8% i fjernvarmenettet<sup>5</sup> og 8 % i distribusjonsnettet for elektrisitet<sup>6</sup>.

## 3.2. Lønnsomhetsbetraktninger

Lønnsomhetsbetraktningene som er beskrevet i denne rapporten er basert på privatøkonomiske livsløpsbetraktninger av de ulike alternative tiltakene. Livsløpsbetraktningen uttrykkes ved hjelp av *årskostnader* beregnet iht. *NS 3454: Livssyklus-kostnader for byggverk (2000)*. Årskostnadene beregnes som en annuitet av levetidskostnaden, som omfatter kapitalkostnader pluss nåverdien av utgifter til drift, vedlikehold og utvikling, ref. ligningen under. Dette tilsvarer med andre ord de årlige kostnader som beboerne av en leilighet må betale for å betjene et annuitetslån og årlige energikostnader og vedlikeholdskostnader forbundet med energiforsyningssystemet.

<sup>5</sup> Tall fra Trondheim Energi fjernvarme

<sup>6</sup> Statistisk sentralbyrås energiregnskap for 2004 viser at tap i elektrisitetsnettet utgjorde 7,2 % av brutto innenlands tilgang på elektrisitet (SSB, 2005). I gjennomsnitt for perioden 1994 til og med 2004 utgjorde dette tapet 7,9 % (SSB, 2004).

$$\text{Levetidskostnad: } K = K_0 + \sum_{t=1}^T FDVU_t(1+r)^{-t}$$

hvor

$K_0$  er prosjektkostnaden (investeringskostnad),

$t$  er antall år fra ferdigstillestidspunkt,

$T$  er brukstiden (levetiden),

$r$  er rentefoten (kalkulasjonsrente),

$FDVU_t$  er det enkelte års forvaltnings, drifts, og vedlikeholds- og utviklingskostnader.

Antagelser og forutsetninger mht. til disse størrelsene er beskrevet under.

### 3.2.1 Investeringskostnader (prosjektkostnad, $K_0$ )

Investeringskostnader er i utgangspunktet hentet fra tilgjengelige data i prosjektene. Det er kun kostnader knyttet til investering i varmesystemene som er inkludert i analysen. Flere av prosjektene har mottatt offentlig støtte til å dekke deler av investeringskostnadene. Fratrukk pga. offentlig støtte er ikke hensyntatt i beregningene.

For noen av prosjektene har ikke alle kostnader vært tilgjengelig. Dette gjelder spesielt kostnader for tilknytning til fjernvarmenettet og kostnader for varmedistribusjonsanlegg. For å få sammenlignbare tall, har vi derfor lagt til antatte kostnader i de tilfellene der dette mangler. Disse antagelsene er basert på tall fra tilsvarende prosjekter. Tabell 6 viser kostnadene som er benyttet i beregningene.

For øvrig må det bemerkes at det knytter seg usikkerhet til investeringskostnader. Kostnadene er i stor grad hentet inn fra konsulenter/leverandører i prosjekteringsfasen, og det er ikke foretatt noen ny gjennomgang av kostnadene i etterkant av byggeprosjektene ferdigstillelse. For noen av prosjektene mangler det som nevnt over kostnader for tilknytningsavgift (fjernvarme) og varmedistribusjons-system. Her har vi antatt noen verdier basert på erfaringstall fra andre prosjekter, men kostnadstall som opplyses varierer mye fra prosjekt til prosjekt. F.eks. har vi funnet at tilknytningsavgift for fjernvarme kan variere fra 10.000 til 50.000 kroner per boenhet. Det er også viktig å bemerke at kostnader generelt sett kan variere mye over tid, med geografisk beliggenhet, samt med prosjektets størrelse, etc. Man må derfor være forsiktig med å trekke vidtrekkende og generaliserte konklusjoner basert på en slik casestudie.

Tabell 6. Investeringskostnader benyttet i beregningene for sammenligning av alternativene i denne rapporten, kr/m<sup>2</sup> oppvarmet BRA.

Prosjekt	Varmesystem kortnavn <sup>1</sup>	Investeringskostnad	Kommentar
Jåtten	EL	62 kr/m <sup>2</sup> BRA	Kostnader for vannbårent distribusjonssystem var ikke tilgjengelig i eksisterende dokumentasjon. En kostnad tilsvarende kostnaden som er oppgitt for Granås-prosjektet, er derfor lagt til (15.000 kr/boenhet). Tilknytningsavgift for fjernvarme var heller ikke oppgitt. Her har vi antatt en verdi på 20.000 kr/boenhet, og lagt til.
	GASS	198 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	FV	435 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	VP	311 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	BIO	227 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	SOL+BIO	560 kr/m <sup>2</sup> BRA	
Granås	EL	62 kr/m <sup>2</sup> BRA	Alle kostnader hentet fra tilgjengelige dokumenter for prosjektet, se referanseliste i vedlegg A.
	FV	555 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	FV+EL	432 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	SOL+FV	863 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	SOL+FV+EL	987 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	SOL+EL	493 kr/m <sup>2</sup> BRA	
	VP + EL	987 kr/m <sup>2</sup> BRA	
Kulsås	EL	62 kr/m <sup>2</sup> BRA	Kostnader for direkte elektrisk oppvarming ikke tilgjengelig, kostnad basert på tilsvarende som i Granås-prosjektet. Kostnader hentet fra tilgjengelige dokumenter for prosjektet, se referanseliste i vedlegg A.
	VP + EL	365 kr/m <sup>2</sup> BRA	
Løvåshagen	EL	62 kr/m <sup>2</sup> BRA	Kostnader for direkte elektrisk oppvarming ikke tilgjengelig, kostnad basert på tilsvarende som i Granås-prosjektet. Kostnader hentet fra tilgjengelige dokumenter for prosjektet, se referanseliste i vedlegg A.
	SOL+EL	475 kr/m <sup>2</sup> BRA	
Myhreenga	EL	62 kr/m <sup>2</sup> BRA	Kostnader for direkte elektrisk oppvarming ikke tilgjengelig, kostnad basert på tilsvarende som i Granås-prosjektet. Kostnader hentet fra tilgjengelige dokumenter for prosjektet, se referanseliste i vedlegg A.
	SOL+VP+EL	413 kr/m <sup>2</sup> BRA	

### 3.2.2 Levetid, *T*

Levetiden angir hvor lenge varmesystemet antas å være i drift før det må skiftes ut. Det finnes ingen fastsatte standardiserte verdier for dette, men vanligvis regner man med mellom 10 og 20 års levetid for varmforsyningssystemer. I Klimakur-rapporten [Lindberg og Magnussen 2010] regnes det med 15 år for alle energiforsyningssystemer utenom luft-luft varmepumper som antas å ha 10 års levetid. I temaveiledningen *Energi* fra Statens bygningstekniske etat [BE 2007], beskrives det hvordan man skal foreta en privatøkonomisk beregning av lønnsomheten til energiforsyningsløsninger. Her skrives det at man skal regne med en levetid på 20 år dersom ikke annet er dokumentert.

#### Beslutning:

Levetid for varmeanlegget settes til 20 år, hvis ikke annen levetid er dokumentert.

### 3.2.3 Kalkulasjonsrente, *r*

Beløp som refererer seg til forskjellige tidspunkter, kan sammenlignes når de er regnet i fast kroneverdi. Kalkulasjonsrenten for beregningen er da lik realrenten, som er tilnærmet lik differansen mellom den nominelle renten og inflasjonen. For privatøkonomiske beregninger benytter man vanligvis en kalkulasjonsrente på 4-7%, verdien er avhengig av lånerenten og tiltakshavers avkastningskrav. I temaveiledningen *Energi* fra Statens bygningstekniske etat [BE 2007] angis det at kalkulasjonsrenten skal settes til 4% for lønnsomhetsberegninger iht. teknisk forskrift.

#### Beslutning:

Kalkulasjonsrente settes til 4%, men effekt av noe høyere kalkulasjonsrente illustreres.

### 3.2.4 Forvaltning, drifts, vedlikeholds, og –utviklingskostnader, FDVU,

FDVU-kostnader for varmesystemer omfatter i hovedsak kostnader knyttet til drift og vedlikehold av de tekniske installasjonene. Dette inkluderer også energikostnadene, som dermed utgjør størstedelen av FDVU-kostnaden for slike anlegg. Når det gjelder andre drifts- og vedlikeholdskostnader, var det svært mangelfullt datagrunnlag tilgjengelig fra prosjektene. Det er også lite data på dette i tilgjengelig litteratur. I en svensk studie [Svensk Fjärrvarme 2007] konkluderes det med: *Beträffande uppvärmingsalternativens drifts- och underhållskostnader konstateras att dessa generellt sett är svåra att beräkna, främst på grund av att ett konsekvent sätt att bedöma behovet av arbetsinsatser, slitage av utrustning etc. saknas. Svårigheterna är tydligast märkbara då det gäller alternativen bergvärme och pelletspanna.*

På grunnlag av dette har vi kun inkludert energikostnader i analysen. En videre diskusjon rundt dette er gitt i oppsummeringen (avsnitt 4.6).

#### Strømpris

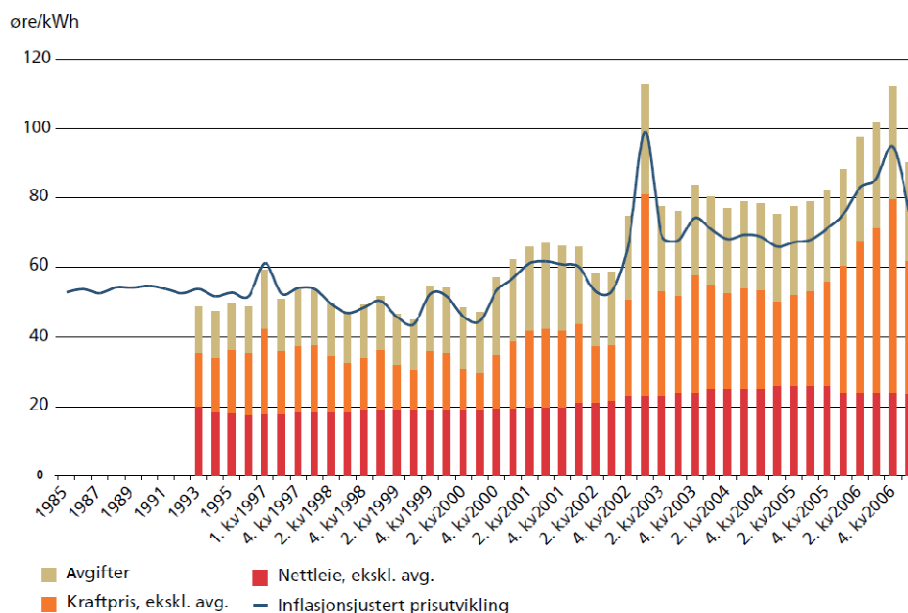
Strømprisen består av tre kostnadselementer:

- Nettleie: fastledd og ett eller to variable ledd (energiledd og evt. effektledd)
- Kraftpris
- Offentlige avgifter (forbruksavgift, mva.)

Nettselskapet har stor grad av frihet til å fordele sin pris på fastledd og variable ledd. Kraftprisen, som er basert på el-verkenes variabeltariff, ligger noe høyere enn Nord Pools spotpris. Denne markedsmarginen (differansen mellom innkjøpspris til kraftleverandør og sluttbrukerpris) representerer avansen til kraftleverandørene. Over tid har markedsmarginen for leveranse til både husholdninger og tjenesteytende næring ligget på ca. 3 øre/kWh [NVE, 2007].

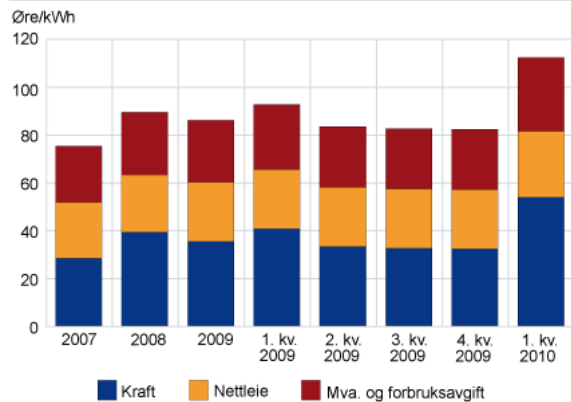
Offentlige avgifter består av forbruksavgift (11,01 øre/kWh for 2010), elavgift til energifondet (ENOVA), for tiden 1 øre/kWh og merverdiavgift (25%).

Figur 4 viser hvordan prisutviklingen, inklusive nettleie og avgifter, har vært for husholdningene fra 1985-2010. Vi ser at strømprisen har steget fra 45 øre/kWh i 1993 til over 80 øre i 2009. Figur 5 viser at kraftprisen de 3 siste årene har ligget på ca. 30 øre/kWh, og den totale strømprisen har ligget på litt over 80 øre/kWh, inkludert nettleie og avgifter.



Figur 4. Utvikling av strømpris for husholdninger i Norge fra 1993-2006. Kilde: NVE, 2007.

**Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger. Kvartalsvis. Øre/kWh**



Figur 5. Utvikling av strømpris for husholdninger i Norge fra 2007-2010. Kilde: [www.ssb.no](http://www.ssb.no)

NVE analyserer fremtidig utvikling i kraftprisen slik: *Fremtidige kraftpriser ventes etter hvert å reflektere kostnadene ved å frembringe ny kraft. Med økende priser på både kull og naturgass er det ventet at kraftprisen i fremtiden vil ligge betydelig over det som til nå har vært det normale på den nordiske kraftbørsen. Innføring av CO<sub>2</sub>-kvoter vil bidra til ytterligere prisøkninger. I denne rapporten har en lagt til grunn at fremtidige kraftpriser vil ligge på 32 øre/kWh.* [NVE, 2007].

I Econ Pöyry sin analyse fra 2008 er fremtidige kraftpriser beregnet til å ligge på 40-50 øre/kWh, se figur 6.

År	Pris	Kommentarer
2009	52,2	Prisene for 2008-2013 er basert på spot- og forward-priser på Nord Pool (Nominelle priser).
2010	52,0	
2011	47,9	
2012	48,5	
2013	51,9	
		<i>Sentrale modellforutsetninger:</i>
2014	42,4	Økt produksjon i svenske kjernekraftverk frem mot 2015
2015	40,0	Nytt kjernekraftverk i Finland (nr. 5, 2011).
2016	39,8	Investeringer i fornybar kraftproduksjon basert på støtteordninger.
2017	39,6	Fallende brenselpriser (olje, kull og gass) mot 2020 .
2018	39,3	CO <sub>2</sub> -prisen øker til €30/tCO <sub>2</sub> fra 2013 til 2030.
2019	39,1	Nytt kjernekraftverk i Finland (nr. 6, 2020)
2020	38,9	Olje og gassprisene øker gradvis etter 2020.
2030	38,5	Lavere vekst i elletterspørselen etter 2020. Kraftprisene øker gradvis, men når ikke et nivå som gjør det lønnsomt å investere i nye konvensjonell kraftproduksjon (gass) i Norge.

Figur 6. Econ Pöyrys prognose for utviklingen i kraftprisen i Norge, øre/kWh. 2009-2013 nominelle priser. 2014-2030 faste priser i NOK 2008 (Econ 2008).

Alle kilder påpeker at det er stor usikkerhet knyttet til prognosene for fremtidige kraftpriser. I tillegg vil strømprisene til forbruker kunne endres mye med endrede skatter og avgifter.

**Beslutning:**

Strømpris for beregningene settes til hhv 85 øre/kWh (lav) og 120 øre/kWh (høy) (2010 priser).

**Fjernvarmepris**

Prisen for fjernvarme er regulert gjennom bestemmelser nedfelt i Energilovens §5-5, som bl.a. sier at: "Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for

bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.”

NVE har så langt benyttet en forholdsvis enkel beregningsmodell for å fastsette maksimalprisen for fjernvarme [Grammeltvedt 2010]. I denne modellen bestemmes ”prisen for elektrisk oppvarming” ved å summere energileddet i nettleien til husholdninger i området og elspotprisen i vedkommende prisområde, inkl. et prispåslag på elspotprisen. I tillegg kommer forbruksavgift og mva. Prisen på fjernvarme (øre/kWh) fastsettes som forholdet mellom fakturert kronebeløp og fakturert energimengde i året. Denne resulterende energiprisen for fjernvarme må være lavere enn den beregnede prisen for elektrisk oppvarming for å tilfredsstille priskravet i § 5-5 i energiloven. Fjernvarmeselskap kan fritt bestemme forholdet mellom de ulike prisledd, men må holde seg innenfor pristaket. Hvis effekttariff benyttes som basis, er fjernvarmeselskapet ansvarlig for å fastsette ”riktig” effektgrunnlag. Tilknytningsledd kan kreves som engangsbetaling eller fordeles over flere år. Inngår ikke i maksimalprisberegningen hvis engangsbetaling [Grammeltvedt 2010].

Bygg som underlegges tilknytningsplikt er som regel nye hus uten en historisk alternativpris. Tilknytningsplikten pålegger byggeier å installere vannbårent oppvarmingssystem i bygget og knytte seg til fjernvarmenettet med stikkledninger og kundesentral. I og med at tilknytningsplikten ikke medfører bruksplikt, er det naturlig at fjernvarmeselskapene ønsker å dekke sine spesifikke investeringer i tilknytning og kundesentral via et anleggsbidrag, samt ta en fast årlig avgift for tilknytningen, slik loven åpner for. Fjernvarmeprisen fastsettes enten ved et rent energiledd eller en kombinasjon av et effektledd og et energiledd. I noen tilfeller vil fjernvarmeselskapet tilby et tak på fjernvarmeprisen som er det laveste av oppvarming basert på el eller olje.

Et søk på nettsidene til norske fjernvarmeleverandører, viser at de ulike selskapene beregner fjernvarmeprisen på noe ulike måter. Flere viser to alternative utregningsmåter, en basert på elektrisitetsprisen i området (se beregningseksempel i tabell 7), og en basert på en alternativ forsyning med lokalt fyrsentral med olje/el. Noen inkluderer effektleddet i kraftprisen, andre bruker kun energileddet. De fleste selskapene inkluderer forbruksavgiften i fjernvarmeprisen, noen inkluderer også elavgiften til energifondet. Noen inkluderer også en såkalt FDV-kostnad som gjenspeiler kundens alternative drifts-, vedlikeholds- og kapitalkostnader. De fleste tilbyr 5% rabatt, men det varierer om denne rabatten regnes på pris inkludert skatter og avgifter eller ikke. I de fleste tilfellene regnes merverdiavgift på pris inkludert offentlige avgifter. Søket viste at fjernvarmeprisen til forbruker generelt lå på nivå med strømprisen.

Tabell 7. Eksempel på beregning av fjernvarmepris basert på strømprisen.

Elektrisitet	Eksempel [øre/kWh]	Fjernvarme	Eksempel [øre/kWh]
Nettleie, energiledd	20	Nettleie, energiledd	20
Kraftpris, variabel	35	Varmepris, variabel	35
husholdningstariff: NordPool spotpris + avanse (3-5 øre/kWh)		Rabatt (5-10%) (FDV-kostnader)	- 2,5-5 (+5)
Forbruksavgift	11	Forbruksavgift	11
Elavgift til Enova	1	(Elavgift til Enova)	(+1)
Merverdiavgift (25%)	17	Merverdiavgift (25%)	17
Total energipris	84		84

I tillegg kommer fastledd for nettleie (ca 2.000 kr/år) og tilkoblingsavgift (både el. og fjernvarme).

Alternative modeller for fastsetting av fjernvarmeprisen er under vurdering [Grammeltvedt, 2010]. Vi antar at det på sikt vil komme modeller som gjør at fjernvarmepriisen vil ligge noe under el-prisen.

**Beslutning:**

Fjernvarmeprisen for beregningene settes til hhv. 70 øre/kWh (lav) og 100 øre/kWh (høy) (2010 priser).



### **Bioenergi**

Bioenergi er kun vurdert i Jåtten-prosjektet (biopellets), og der ble det benyttet en pris på 42 øre/kWh [Dokka mfl. 2009]. Det er i dette prosjektet ikke gjort noen vurdering av fremtidig pris på biopellets, og det benyttes derfor samme pris som for Jåtten-prosjektet.

#### **Beslutning:**

Prisen for biopellets settes til 42 øre/kWh (konstant 2010 pris).

### **Gass**

Gass er kun vurdert i Jåtten-prosjekt, og der ble det benyttet en pris på 54 øre/kWh. Det er i dette prosjektet ikke gjort noen vurdering av fremtidige gasspriser, men det antas at prisen vil stige i takt med andre fossile brensler.

#### **Beslutning:**

Gassprisen for beregningene settes til hhv. 54 øre/kWh (lav) og 100 øre/kWh (høy) (2010 priser).

### **3.2.5 Oppsummering energipriser**

Tabell 8. Oppsummering av energipriser benyttet i analysen.

<b>Energikilde</b>	<b>Lav [kr/kWh]</b>	<b>Høy [kr/kWh]</b>
Elektrisitet	0,85	1,2
Fjernvarme	0,70	1,0
Biopellets	0,42	0,42
Gass	0,54	1,0

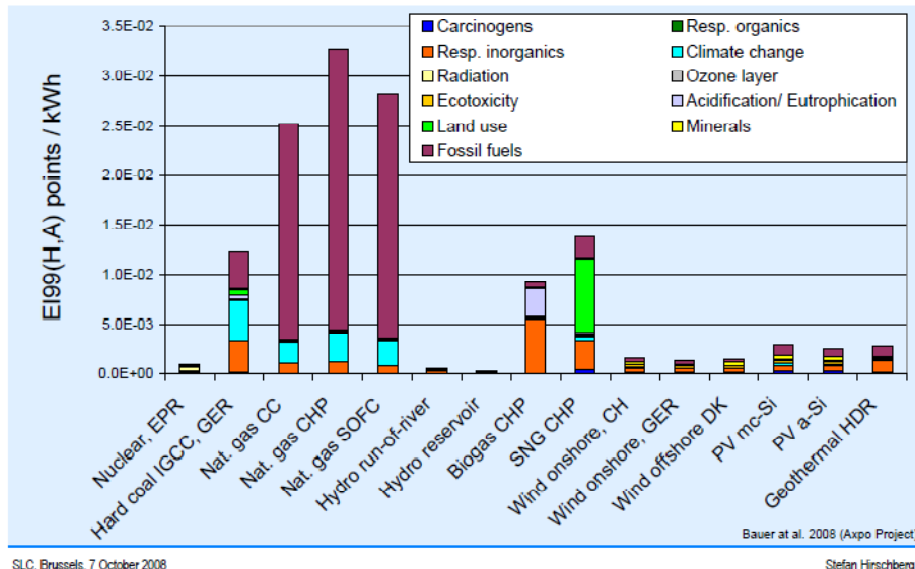
## **3.3. Miljøbetraktninger**

Ideelt sett burde man foreta en full livsløpsanalyse av alle miljøeffekter knyttet til produksjon og drift av de ulike varmesystemene. En livsløpsanalyse (LCA) er en systematisk kartlegging og vurdering av miljø- og ressurspåvirkning gjennom hele livsløpet til et produkt/produktsystem [NS-EN ISO 14040:2006]. En slik analyse er imidlertid meget tidkrevende, og krever tilgang til data vedrørende alle miljøeffekter til de ulike systemene. Det ligger utenfor dette prosjektets rammer å utføre en slik analyse. En av de største miljøutfordringene verden står overfor i dag er global oppvarming som følge av klimagassutslipp. Energibruk til drift av bygninger utgjør en betydelig del av disse klimagassutslippene, for EU utgjør denne i størrelsesorden 35-40% av de totale utslippene<sup>7</sup>. I denne analysen vil vi derfor kun ta for oss klimagassutslipp knyttet til drift av de ulike energisystemene.

Det er imidlertid viktig å være klar over at det også kan være andre viktige miljøeffekter forbundet med energibruk, som f.eks. utslipp av partikler og andre skadelige stoffer, forbruk av jordbruksland, etc. Figur 7 under viser en LCA-studie for ulike kraftproduksjonssystemer i Sveits, hvor man har identifisert 11 ulike miljøeffekter forbundet med de ulike systemene. Her ser man at uttømming av fossile ressurser kommer ut som den viktigste faktoren.

<sup>7</sup> [http://ec.europa.eu/research/industrial\\_technologies/lists/energy-efficient-buildings\\_en.html](http://ec.europa.eu/research/industrial_technologies/lists/energy-efficient-buildings_en.html)

## Swiss electricity systems (2030): Eco-indicator 99 (H,A)



SLC, Brussels, 7 October 2008

Stefan Hirschberg, 35

Figur 7. Resultat av en LCA-studie for ulike kraftproduksjonssystemer i Sveits [Hirschberg 2008].

### 3.3.1 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til forskjellige energibærere

For å vurdere klimagassutslipp fra et varmforsyningssystem, må energikildenes *CO<sub>2</sub>-faktor* eller *CO<sub>2</sub>-ekvivalenter* beregnes (ref. avsnitt 3.1). Det finnes ingen offisielle verdier for *CO<sub>2</sub>-faktorer* knyttet til ulike energikilder, og det er heller ingen konsensus rundt fastsettelse av disse verdiene. Riktignok vises det i NS 3031:2009 til EN 15906:2008 tillegg E for beregning av *CO<sub>2</sub>-utslipp* knyttet til energibruk i bygninger. Men for det første er tallene som oppgis her forholdsvis gamle, de baseres på en sveitsisk studie fra 1996. For det andre er verdiene kun informative, dvs. at det er opptil hvert enkelt land å fastsette nasjonale verdier.

For fossile energikilder (olje, gass, kull) kan man beregne utslippet basert på fysikalske størrelser, slik at mengde *CO<sub>2</sub>* pr. produsert kWh ved forbrenning (brennverdi) er forholdsvis ukomplisert å fastsette.

For biobaserte energikilder er det vanlig å anta at disse ikke bidrar i særlig grad til klimagassutslipp. Dette er basert på en antagelse om at et hogget og brent tre etter hvert blir erstattet av et nytt som fanger tilbake den mengden *CO<sub>2</sub>* som ble generert ved forbrenningen. Så lenge uttaket av trevirke fra skog er mindre enn tilveksten (noe det er i Norge), antar man at denne forutsetningen holder mål. Dette resonnementet har imidlertid blitt kritisert bl.a. med henvisning til at det tar mange år å erstatte klimabindingen fra et felt tre [Holtsmark 2010].

Problemstillingen blir enda vanskeligere dersom vi betrakter elektrisk energi. Dersom denne energien produseres via vannkraft, vindkraft eller solceller er den praktisk talt fri for klimagassutslipp. Dersom den derimot produseres via et kondenserende kullkraftverk, kan *CO<sub>2</sub>-faktoren* komme opp i over 1000 g/kWh, se figur 8. I Norge er elektrisitetsproduksjonen i hovedsak basert på vannkraft. Imidlertid blir det norske el-systemet mer og mer integrert i det Europeiske systemet (via overføringslinjer), hvor en stor del av el-produksjonen er basert på fossile brensler. På denne måten kan norsk vannkraft brukes til å erstatte forurensende el-produksjon i utlandet. Man kan også hevde at vår høyverdige elektrisitet ikke burde gå til å produsere varme, men heller brukes til å redusere bruken av fossile brensler i transport- og industriktoren. Hvilken klimagassbelastning en skal velge for elektrisk energi blir derfor ikke uproblematisk og ofte styrt av aktørers faglige ståsted, miljøpolitiske interesser, og nasjonale mål. Dette blir nærmere diskutert i avsnitt 3.3.2.

Technology	Capacity/configuration/fuel	Estimate (gCO <sub>2</sub> e/kWh)
Wind	2.5 MW, offshore	9
Hydroelectric	3.1 MW, reservoir	10
Wind	1.5 MW, onshore	10
Biogas	Anaerobic digestion	11
Hydroelectric	300 kW, run-of-river	13
Solar thermal	80 MW, parabolic trough	13
Biomass	Forest wood co-combustion with hard coal	14
Biomass	Forest wood steam turbine	22
Biomass	Short rotation forestry co-combustion with hard coal	23
Biomass	Forest wood reciprocating engine	27
Biomass	Waste wood steam turbine	31
Solar PV	Polycrystalline silicone	32
Biomass	Short rotation forestry steam turbine	35
Geothermal	80 MW, hot dry rock	38
Biomass	Short rotation forestry reciprocating engine	41
Nuclear	Various reactor types	66
Natural gas	Various combined cycle turbines	443
Fuel cell	Hydrogen from gas reforming	664
Diesel	Various generator and turbine types	778
Heavy oil	Various generator and turbine types	778
Coal	Various generator types with scrubbing	960
Coal	Various generator types without scrubbing	1050

Figur 8. Livsløpsvurderinger av CO<sub>2</sub>-faktorer for produksjonssystemer for elektrisitet [Sovacool 2008].

En lignende problemstilling kan knyttes til forbrenning av avfall. Avfall vurderes som et miljømessig problem, som det knyttes stadig strengere håndteringskrav til. Et uttalt nasjonalt ønske er redusert forekomst eller omfang av avfall, typiske tiltak er reduksjon av av "produsert mengde", gjenbruk og gjenvinning. Dersom avfallet går til deponering, dvs. nedgraving og nedbrytning, vil dette bidra til klimagassutslipp blant annet gjennom dannelse av metangass. Fra 2009 er det imidlertid forbudt å deponere organisk avfall i Norge. En alternativ utnyttelse av restavfallet er kontrollert forbrenning ved høy temperatur. Spørsmålet blir da hva utslipp fra forbrenning skal regnes imot; ytterligere gjenvinning, elproduksjon fra metangass, etc.

For alle energikildene burde man dessuten vurdere klimagassutslipp i et tidsperspektiv på samme måte som man gjør i en økonomisk analyse. Det viktigste er å redusere utslippene fortest mulig, dvs. at utslippsreduksjon på kort sikt vil være mer verdt enn utslippsreduksjon på lengre sikt. Det finnes imidlertid ingen etablert metodikk for dette, og en slik vurdering er ikke gjort i denne analysen.

### 3.3.2 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til produksjon av elektrisitet

Elektrisk energi transportert gjennom et ledningsnett er egentlig en energibærer. Energikilden som står for produksjon av energien kan være både fornybar (f.eks. vannkraft), eller ikke-fornybar (f.eks. dieselaggregat). Det norske el-nettet er sammenkoplet med det Nordiske el-nettet (NordPool) som igjen er koblet til det Europeiske el-nettet. Hvis forbruket av elektrisitet øker eller reduseres i Norge, vil dette ha betydning for produksjonen av elektrisitet i hele dette området. Hvor mye strøm som utveksles og hvordan dette påvirker strømproduksjonen vil være avhengig av overføringskapasitet, hva slags kraftverk som enhver tid er i produksjon, samt tilbud og etterspørsel. Dette er dynamiske størrelser som varierer med tid; tilbud og etterspørsel varierer fra time til time, og type kraftproduksjon og overføringskapasitet er avhengig av utbyggingsrater, teknologiutvikling og politiske beslutninger. Alt dette medfører at det ikke er lett å fastsette et utslippstall knyttet til elektrisitetsforsyning som kan brukes til å vurdere alternative varmforsyningsløsninger i bygg. Valg av varmeløsning vil jo ha konsekvenser for energiforsyning i flere år inn i fremtiden.

Den svenske bransjeorganisasjonen Elforsk har beskrevet 3 ulike betraktningmåter for miljøvurdering av el [Elforsk 2009], som gir et godt overblikk over ulike syn: 1) en marginalbetraktning, 2) en gjennomsnittsbetraktning, og 3) en fremtidsscenarie-betraktning.

### *1) Marginalbetraktning*

En marginalbetraktning er et slags øyeblikksbilde av el-markedet, hvor marginal-elen er den elektrisitet som produseres/redueres ved en marginal forandring i etterspørselen. Dette er pr. definisjon den strømmen som til enhver tid er dyrest å produsere (dvs. man har allerede utnyttet den kraftproduksjonen som er billigst å produsere). Ofte benytter man marginalet synonymt med el fra kullkondenskraftverk, men dette er ikke nødvendigvis riktig. Marginal-elen er ikke konstant, men vil variere avhengig av tilgang på vann i vannkraftverkene, samt av tilbud og etterspørsel i markedet.

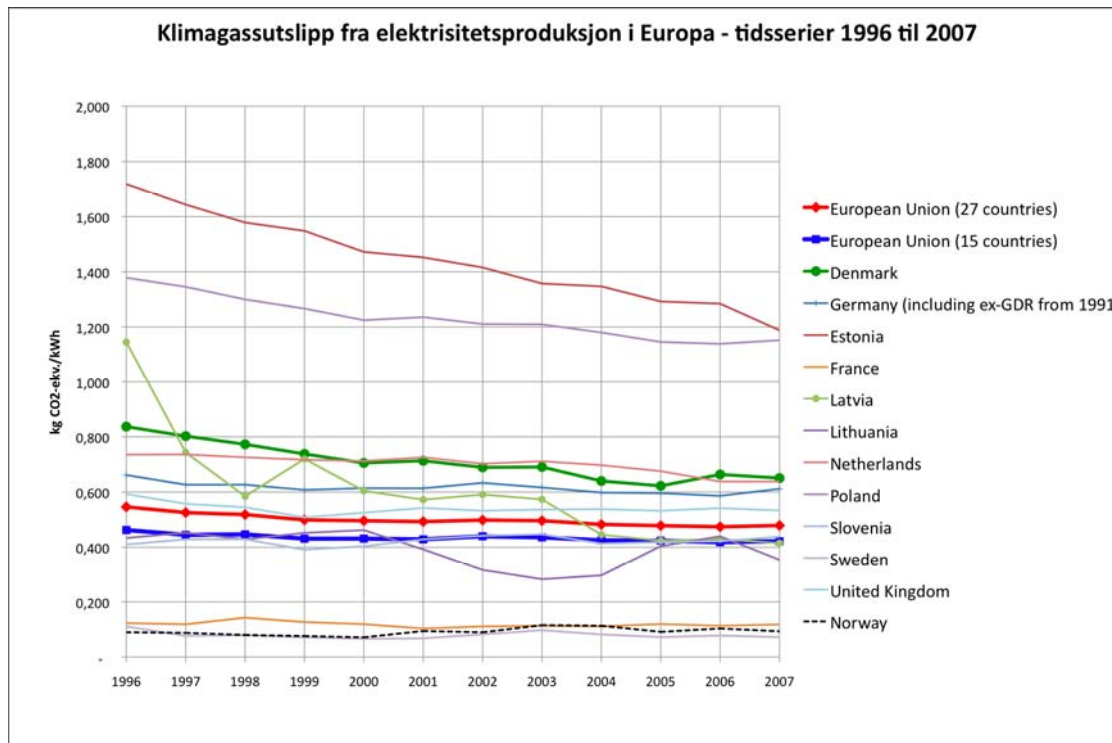
Beregninger fra Sverige viser at svensk marginalet kan ha en CO<sub>2</sub>-faktor fra 400-970 g/kWh [Elforsk 2009, Andersson 2007]. I en analyse utført av ECON på oppdrag fra Statens energimyndighet i Sverige [Econ 2002], er det "mellaneffektiva" kullkraftverk i Danmark og Finland som er vurdert å levere marginalet på det nordiske kraftmarkedet. Kullkraftanlegg med lavest energieffektivitet og de høyeste variable kostnadene benyttes i følge ECON ved flaskehals for kraftoverføringen, som gjerne sammenfaller med perioder med svært høye laster. På lengre sikt vurderer ECON at norsk eller tysk gasskraft vil utgjøre marginalet, fordi gasskraft antas å bli den kapasiteten som blir mest lønnsom å bygge ut forutsatt økte elektrisitetspriser. Marginalproduksjonen på sikt vurderes dermed i forhold til den kraftkapasiteten som vil måtte bygges ut for å dekke økt etterspørsel etter elektrisitet, og ikke i forhold til "den siste" kilowattimen som produseres på marginalet når ny kapasitet først er satt i drift.

Statens forurensningstilsyn (SFT) forutsetter i oppdatert tiltaksanalyse for reduksjon av klimagassutslipp i Norge [SFT, 2005] at tiltak som reduserer behovet for elektrisk kraft vil redusere utslippene av klimagasser tilsvarende utslipp fra kraftproduksjon i konvensjonelle gasskraftverk av den typen som skal bygges på Kårstø. Begrunnelsen for denne forutsetningen er at norske utslipp betraktes i forhold til Norges utslippsforpliktelser under Kyoto-protokollen, og at indirekte utslipp som oppstår ved netto import av elektrisitet produsert med fossile brensler i utlandet ikke vil være relevant for den norske oppfyllelsen av utslippsforpliktelsene. SFT viser til at prisen på importert elektrisitet vil inkludere kostnadene de utenlandske landene vil ha for å nå sine utslippsforpliktelser. Dersom fremtidige gasskraftverk kan ta i bruk teknologiløsninger for CO<sub>2</sub>-håndtering, viser SFT i sin tiltaksanalyse at CO<sub>2</sub>-utslippene knyttet til elektrisitetsforbruk i Norge vil bli lavere.

I dr. avhandlingen til Thyholt [2006], er det benyttet to modeller for marginalet, hvor elektrisitetsforbruket betraktes innenfor en nordisk systemgrense. Marginalbetraktningen tar utgangspunkt i at endret elektrisitetsforbruk i ny boligmasse som følge av energisparetiltak eller bruk av annen energiforsyning innenfor systemgrensen, ikke utgjør en større energimengde enn hva kullkraftproduksjonen utgjør innen samme systemgrense. I den ene modellen er elektrisitet forutsatt produsert i kullkraftverk med en årsvirkningsgrad på 40 %, som er antatt å representere kullkondensverk med middels energieffektivitet i Norden. Her er CO<sub>2</sub>-faktoren satt til 820 gram per kWh produsert elektrisitet. I den andre modellen er elektrisitet forutsatt produsert i gasskraftanlegg, med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 58 %, inkludert elektrisitet til drift av produksjonsutstyr. Dette er anlegg som vil kunne dekke opp en stor andel av økt etterspørsel etter elektrisitet i Norden i årene fremover. Her er CO<sub>2</sub>-faktoren satt lik 355 gram per kWh produsert elektrisitet.

### *2) Gjennomsnittlig betraktning*

Denne betraktningmåten tar utgangspunkt i de gjennomsnittlige utslippene fra el-produksjon i løpet av det siste året eller lenger tilbake. Man vil kunne få veldig forskjellige tall avhengig av hvilken geografisk systemgrense man regner med, samt hvor mange år man inkluderer. Figur 9 viser en historisk fremstilling av klimagassutslipp fra elektrisitetsproduksjon i ulike europeiske land, samt samlet for 15 og 27 land.



Figur 9. Klimagassutslipp fra elektrisitetsproduksjon i Europa, Eurostat 2009. Fra [Selvig 2010].

Denne betraktningssmåten gir imidlertid ingen informasjon om hvordan elforsyningen påvirkes av forandringer i energibruken nå eller i fremtiden, og er derfor dårlig egnet til å studere konsekvenser av sluttbrukers valg mht. energiforsyningssystem.

### 3) Fremtidsscenarie-betraktning

Ved denne betraktningssmåten fokuserer man på spørsmålet: "Hva blir konsekvensene for elsystemets klimagassutslipp hvis vi gjør en forandring i elektrisitetsbruken eller produksjonen?" For å gjøre dette må man foreta en modellering av elsystemet innenfor valgte systemgrenser, samt gjøre forutsetninger mht. til ny produksjonskapasitet som følge av antatt ny kraftkapasitet og utfasing av eksisterende ka, som igjen vil påvirkes av økonomi, politiske rammebetingelser, etc. Elforsk [2009] har f.eks. foretatt en slik modellering ved hjelp verktøyet MARKAL<sup>8</sup>. I det ene scenariet har man forutsatt middels høye miljøambisjoner representert ved en CO<sub>2</sub>-pris på 20 Euro/tonn, i det andre scenariet har man forutsatt høye ambisjoner og CO<sub>2</sub>-pris på 40-50 Euro/tonn. Beregnede utslippseffekter på Nordeuropeisk el-produksjon ble da henholdsvis 600 og 150 g/kWh i gjennomsnitt for de 30 kommende årene. Elforsk argumenter for at denne betraktningssmåten er den beste når man skal vurdere klimaeffekten av å investere i f.eks. ulike varmesystem i bygninger eller andre tilsvarende langsiktige forandringer i el-etterspørselen. Selvig [2010] argumenterer også for denne betraktningssmåten når man skal vurdere bygningers totale klimagassutslipp over levetiden. Selvig anbefaler at man benytter en verdi på 260 g/kWh i den nye versjonen av verktøyet Klimagassregnskap.no (versjon 3), mot tidligere 357 g/kWh (versjon 2). Innenfor det norske forskningsprosjektet ZEB – Zero Emission Buildings ([www.zeb.no](http://www.zeb.no)), er man i ferd med å gjøre omfattende analyser for å modellere fremtidige scenarier mht. å fastsette CO<sub>2</sub>-faktor for el, men har foreløpig ikke konkludert. Det er imidlertid krevende å gjøre slike analyser, og det vil alltid være relativ stor usikkerhet mht. å forutsi fremtidige rammebetingelser og utviklingstrekk.

<sup>8</sup> [www.etsap.org/markal](http://www.etsap.org/markal)

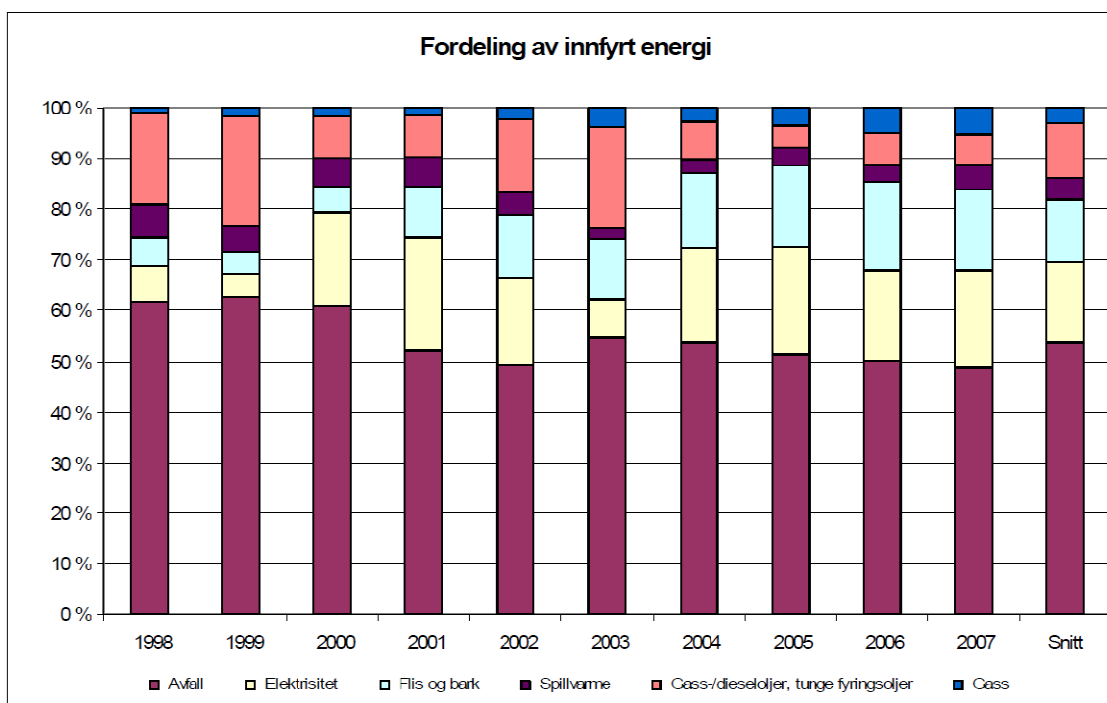
Tabell 9. Oppsummering av CO<sub>2</sub>-faktorer avhengig av systemgrenser og tidsperspektiv [g/kWh]

	Norge	Nordisk	Europa
<b>Marginal</b>		395 [prNS 3700:2009] 386-891 [Thyholt 2006]	400-750 [Elforsk 2009]
<b>Gjennomsnittlig</b>	10 [Elforsk 2009] – Sverige 48 [Hammer 2007]	58 [Elforsk 2009] 211 [NordPool 2009]	415 [Elforsk 2009] – EU 25 390 [Eurelectric 2007] – EU 27 540 [Gløckner et al 2008] - UCTE-mix 357 [Hammer 2007]
<b>Framtids-scenarie</b>			150-600 [Elforsk 2009] - høy/lav politisk ambisjon for CO <sub>2</sub> -pris 260 [Selvig 2010]

Beslutning: Det benyttes to alternative CO<sub>2</sub>-faktorer for elektrisitet for å reflektere spennvidden i mulige fremtidsscenarier: 150 g/kWh (EL-lav) og 850 g/kWh (EL-høy).

### 3.3.3 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til produksjon av fjernvarme

Fjernvarme er en energibærer hvor energien som fyres inn i varmesentralen omdannes til termisk energi og transporteres som varmt vann fram til sluttbruker. Sammensetningen og utslippsverdiene som benyttes til produksjon av varmt vann vil bestemme klimabelastningen. Figur 10 viser sammensetningen av energibærere i Norske fjernvarmeverk fra 1998 til 2007. Det er avfall som står for den største delen av den innfyrte energien, med noe over halvparten. Elektrisitet (16 %) og bioenergi (12 %) står for en stor del av resten, mens rundt 14 % er fossilt brensel i form av enten lett fyringsolje eller naturgass.



Figur 10. Fordelingen av energibærere i Norske fjernvarmeverk fra 1998 til 2007. Kilde: SSB (2008). Fra [Hamnaberg og Selfors 2010].

Siden det er spesielt komplisert å beregne klimagassutslipp for fremtidig bruk av avfall og elektrisk energi, vil beregning av klimagassutslipp for fjernvarme være mye avhengig av hvordan disse kildene vurderes. I tillegg varierer energikildene som benyttes i fjernvarmeproduksjonen over året. Om vinteren, når behovet for varme er størst, vil man supplere med olje- og elkjeler som spisslast. I [Thyholt 2006] beskrives en fjernvarmemodell som er basert på at anlegget planlegges og

dimensjoneres i forhold til omfanget og variasjonen av varmeetterspørselen. Dette innebærer at jevn etterspørsel over året dekkes opp med grunnlastproduksjon (avfall) og at variabel etterspørsel dekkes opp med den resterende grunnlastkapasiteten, samt spisslastproduksjonen (olje og el).

Tabell 10 viser CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for fjernvarme funnet i rapporter fra nordiske studier. Tabellen viser at det er et stort spenn i verdiene.

Tabell 10. CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for fjernvarme funnet i rapporter fra nordiske studier

Kilde	CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (g CO <sub>2</sub> /kWh)	Forutsetninger
[Dokka mfl. 2009]	211	25% plastfraksjon som utgjør mer enn 50% av energiinnholdet i restavfallet [Martinsen et al 2006]. Virkningsgrad varmeproduksjon fra avfall 85%, energiutnyttelse fra forbrenning 70%. Utslipp ved forbrenning: 3,15 kg CO <sub>2</sub> /kg restavfall.
[pr NS 3700:2009]	231	Landsgjennomsnitt.
[Persson 2008]	55-700	Marginalbetraktning av to ulike fjernvarmesystem i Sverige: et med mye biobrensel, spillvarme og avfall, og et basert på fossil energi. Produksjons- og distribusjonstap 20-30%.
[Thyholt 2006]	156-654	Varierer over året. Spisslastproduksjon med 50% elektrisitet og 50% lett fyringsolje. Lav verdi forutsatt grunnlastproduksjon med avfall eller biobrensel, høy verdi forutsatt grunnlastproduksjon med varmepumpe.
[Hamnaberg og Selfors 2010]	98	Gjennomsnitt norske fjernvarmeverk 2007.
[Hammer 2007]	176	Gjennomsnitt for norske fjernvarmeverk 2003. Fyrteknisk virkningsgrad 1005. 8% tap i fjernvarmerør.
[Wigenstad 2010]	127	Prognose Trondheim Energi 2020. Verdi avfall er basert på plukkanalyse utført 2006. Beregnet energiinnhold lik 2.5 kWh/kg restavfall. Utslipp beregnet lik 240 kg CO <sub>2</sub> /tonn restavfall. Ikke medregnet distribusjonstap i fjernvarmerør.

Som for vurdering av klimagassutslipp for elektrisitet, bør man også gjøre en tilsvarende scenarie-analyse for fjernvarme, men det faller utenfor rammene til dette prosjektet. Det vil i den følgende analysen bli benyttet 2 alternative verdier for CO<sub>2</sub>-faktor for fjernvarme, for å vise spennvidden i mulige fremtidsscenarioer:

- 1) *FV-lav*: En lav verdi som tilsvarer energimix som i prognose fra Trondheim Energi, se tabell 11. CO<sub>2</sub>-utslippet fra el settes til 150 g/kWh, som tilsvarer minimumsverdien EL-lav gitt i avsnittet over. Med et tap i ledningsnett tilsvarende 8 %, får vi en CO<sub>2</sub>-faktor på 0,120 kg CO<sub>2</sub>/kWh levert fjernvarme til bygg.
- 2) *FV-høy*: En høy verdi som tilsvarer energimix som i snitt for norske fjernvarmeverk gitt i tabell 12. Det benyttes en gjennomsnittlig virkningsgrad i fjernvarmeverk på 0,75 er prognose 2020 gitt i Klimakur-rapporten [Hamnaberg og Selfors 2010]. Videre settes utslipp fra plastforbrenning til 2,9 kg CO<sub>2</sub>/kg plast samt et energiinnhold lik 9,2 kWh/kg restavfall som antatt i [Raadal og Modahl 2009]. For øvrig er antagelsene de samme som i tabell 11, bortsett fra at CO<sub>2</sub>-utslippet fra el settes til 900 g/kWh, som tilsvarer maksimumsverdien EL-høy gitt i avsnittet over. Med et tap i ledningsnett på 8 %, får vi en CO<sub>2</sub>-faktor på 0,330 kg CO<sub>2</sub>/kWh levert fjernvarme til bygg.

Tabell 11. FV-lav: Beregning av utslippsdata for fjernvarme basert på prognose Trondheim Energi 2020.

	Andel av total energi	Utslipp [kg CO <sub>2</sub> /kWh brennverdi]	Årsgjennomsnittlig fyringsteknisk virkningsgrad	Utslipp [kg CO <sub>2</sub> /kWh til FV]
Avfall <sup>9</sup>	0,563	0,096	0,85	0,064
Biobrensel <sup>10</sup>	0,218	0,014	0,90	0,003
Varmepumpe <sup>11</sup>	0,007	0,150	3,00	0,000
El.kjeler	0,070	0,150	1,00	0,011
Naturgass (LNG)	0,058	0,211	0,90	0,014
Propan/Butangass (LPG)	0,073	0,211	0,90	0,017
Olje	0,010	0,284	0,90	0,003
<b>SUM</b>	<b>1,000</b>			<b>0,112</b>

Tabell 12. FV-høy: Beregning av utslippsdata for fjernvarme basert på prognose Klimakur 2020.

	Andel av total energi	Utslipp [kg CO <sub>2</sub> /kWh brennverdi]	Årsgjennomsnittlig fyringsteknisk virkningsgrad	Utslipp [kg CO <sub>2</sub> /kWh til FV]
Avfall	0,54	0,158	0,75	0,114
Biobrensel <sup>10</sup>	0,12	0,014	0,75	0,002
Varmepumpe <sup>11</sup>	0,00	0,900	3,00	0,000
El.kjeler	0,16	0,900	1,00	0,144
Naturgass (LNG)	0,03	0,211	0,75	0,008
Propan/Butangass (LPG)	0,00	0,211	0,75	0,000
Olje	0,11	0,284	0,75	0,042
Spillvarme	0,04	0,000	1,00	0,000
<b>SUM</b>	<b>1,00</b>			<b>0,310</b>

Beslutning: Det benyttes to alternative CO<sub>2</sub>-faktorer for fjernvarme for å reflektere spennvidden i mulige fremtidsscenarioer: 120g/kWh (FV-lav) og 330 g/kWh (FV-høy).

### 3.3.4 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til produksjon av varme fra biopellets

Som nevnt over er det vanlig å anta at bioenergi ikke bidrar i særlig grad til klimagassutslipp. Dette er basert på en antagelse om at uttak av biomasse relativt raskt blir erstattet av ny tilvekst som fanger tilbake den mengden CO<sub>2</sub> som ble generert ved forbrenningen. Men som sagt er ikke dette fullt så enkelt. I prinsippet bør man betrakte bioenergi på tilsvarende måte som man betrakter elektrisitet og avfall – man må se på fremtidig markedsutvikling og alternativ anvendelse av biomassen. Selv om man i dag kan hevde at biobrensel i hovedsak består av bi- og restprodukter fra skogbruk og skogindustri, er det ikke sikkert at dette vil være situasjonen om 10-20 år. Med økt etterspørsel etter biobrensel både til drivstoff og bygninger, vil man kunne få knapphet på avfallsprodukter, noe som kan føre til at man bruker mer og mer ”jomfruelig” biomasse. Dette kan igjen føre til avskoging, evt. at man tar i bruk landbruksjord, noe som vil gi store konsekvenser for både matproduksjon, natur og klimagassutslipp. Å lage et framtidsscenario for klimagassutslipp fra biopellets er derfor veldig

<sup>9</sup> Verdi avfall er basert på plukkanalyse fra Avfall Norge utført 2006 [Martinsen et al. 2006], dvs 25% plastfraksjon som utgjør mer enn 50% av energiinnholdet i restavfallet. Beregnet energiinnhold lik 2.5 kWh/kg restavfall.

<sup>10</sup> Basert på noe utslipp i forbindelse med produksjon og transport.

<sup>11</sup> Tilført elektrisk energi = levert varmeenergi/3 (COP=3)



komplisert, og er utenfor rammene til dette prosjektet. Tabell 13 viser en oversikt over CO<sub>2</sub>-faktorer som har vært publisert og brukt i Norden. Her ser vi at alle kildene har betraktet biomasse i seg selv som fornybar, men de fleste har tatt med utslipp forbundet med foredling og transport av biobrensel, med verdier fra 4-14 g CO<sub>2</sub>/kWh avhengig av type biobrensel.

Tabell13. CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for biopellets funnet i rapporter fra nordiske studier,

Navn	CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (g CO <sub>2</sub> /kWh)	Kilde, kommentarer
Biomasse	14	[Pr NS 3700]. Inkluderer produksjon og transport.
Biomasse	0	[Hammer 2007]
Wood shavings	4	[NS EN 15603:2008]. Inkluderer produksjon og transport.
Log	14	
Briketter	4	[Edholm 2000]. Inkluderer råvareutvinning, foredling og transport.
Pellets fra sagspon	14	[Vold m.fl. 1999]. Inkluderer produksjon og transport

Beslutning: Det benyttes en utslippsfaktor på 14 g CO<sub>2</sub>/kWh for biopellets

### 3.3.5 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til produksjon av varme fra gass

Tabell 14. CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for gass funnet i rapporter fra nordiske studier,

Navn	CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (g CO <sub>2</sub> /kWh)	Kilde, kommentarer
Gass	247	[Dokka m.fl. 2009]. Inkluderer produksjon og transport
Gass	211	[Pr NS 3700]. Inkluderer produksjon og transport.
Gass	202	[Hammer 2007]
Gas	277	[NS EN 15603:2008]. Inkluderer produksjon og transport.

Beslutning: Det benyttes en utslippsfaktor på 211 g CO<sub>2</sub>/kWh for gass.

### 3.3.6 Oppsummering CO<sub>2</sub>-faktorer

Tabell 14. Oppsummering av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter benyttet i beregningene i denne rapporten.

Energikilde	Lav [g/kWh]	Høy [g/kWh]
Elektrisitet	150	900
Fjernvarme	120	330
Biopellets	14	14
Gass	211	211

## 4. Resultater

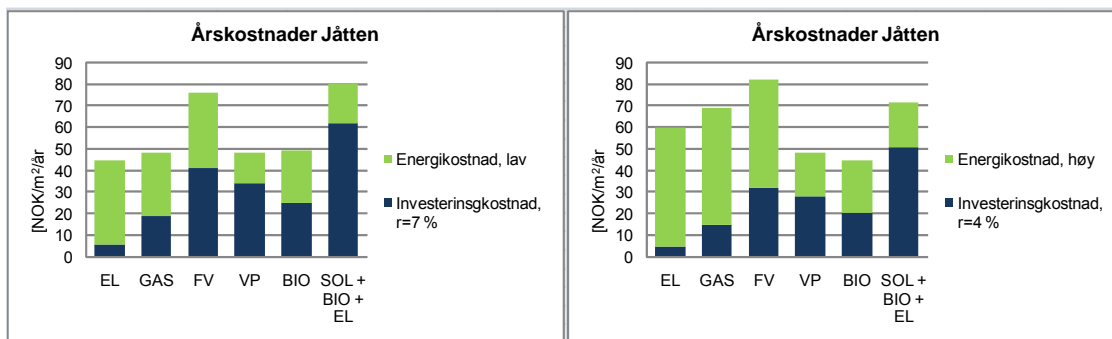
### 4.4. Kostnader

Figur 11 til 15 viser årskostnader for hvert av prosjektene fordelt på energikostnader og investeringskostnader. I diagrammene til venstre er det forutsatt lave energipriser (iht. tabell 8) og 7% kalkulasjonsrente. I diagrammene til høyre er det forutsatt høye energipriser (iht. tabell 8) og 4% kalkulasjonsrente.

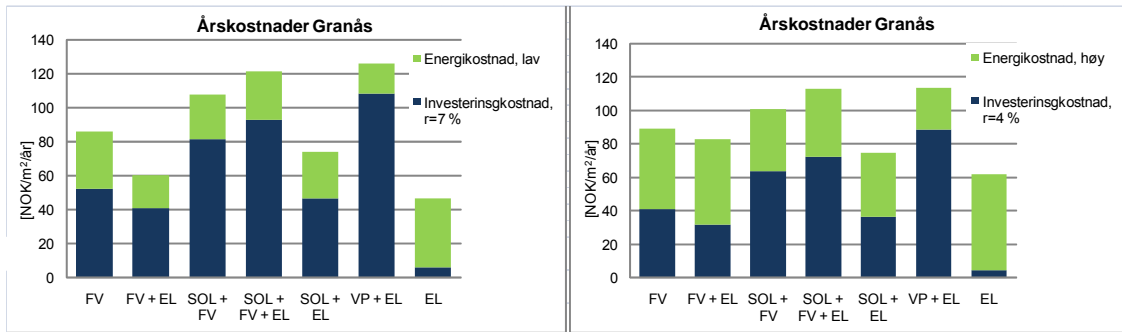
Figur 16 viser en sammenstilling av årskostnader for utvalgte varmforsyningsløsninger fra alle prosjektene.

Figurene viser at:

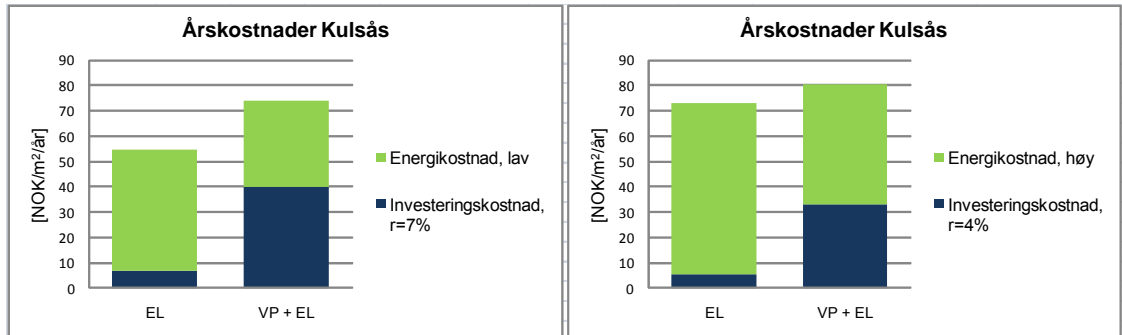
- Årskostnadene domineres av investeringskostnadene for alle varmesystemene bortsett fra for dem med stort innslag av elektrisitet, hvor det er omvendt.
- Varmesystemene basert på et stort innslag av elektrisitet har de laveste årskostnadene, hvis man forutsetter laveste energipris. Hvis man forutsetter høy energipris og lav kalkulasjonsrente, er det flere alternative varmesystemer som nærmer seg å kunne konkurrere med direktevirkende el.
- Årskostnadene varierer fra 40 NOK/m<sup>2</sup>/år (Løvåshagen EL, lav energikostnad, 4% kalkulasjonsrente) til 130 NOK/m<sup>2</sup>/år (Granås SOL+FV+EL, høy energikostnad, 7% kalkulasjonsrente).
- Årskostnadene varierer med opptil ±25% avhengig av om man forutsetter lave eller høye energikostnader og kalkulasjonsrenter. Spesielt er årskostnadene svært følsomme for energipris.
- I Jåtten-prosjektet har alternativet med fjernvarme den høyeste årskostnaden (60-85 NOK/m<sup>2</sup>/år, avhengig av energikostnad og kalkulasjonsrente).
- I Granås-prosjektet har alternativene solvarme/fjernvarme/el og solvarme/biovarme/el de høyeste årskostnadene (100-130 NOK/m<sup>2</sup>/år).
- Valgte løsninger for Kulsås, Løvåshagen og Myrerenga har alle årskostnader som ligger på 70- 80 NOK/m<sup>2</sup>/år.



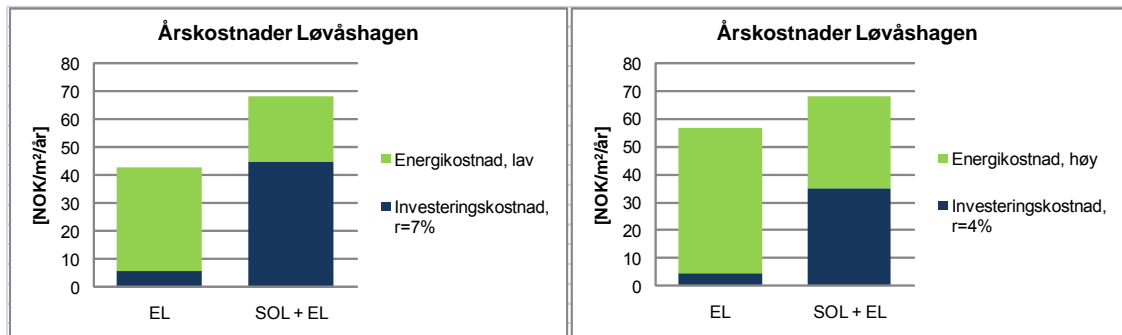
Figur 11. Årskostnader for varmesystemer i Jåtten-prosjektet.



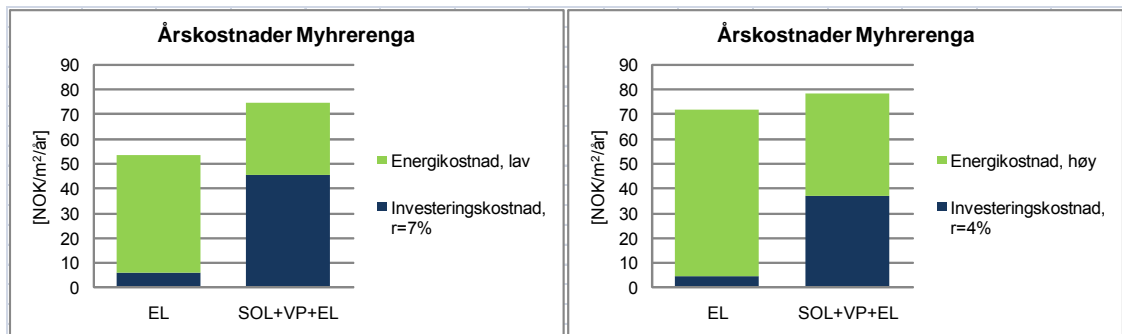
Figur 12. Årskostnader for varmesystemer i Granås-prosjektet.



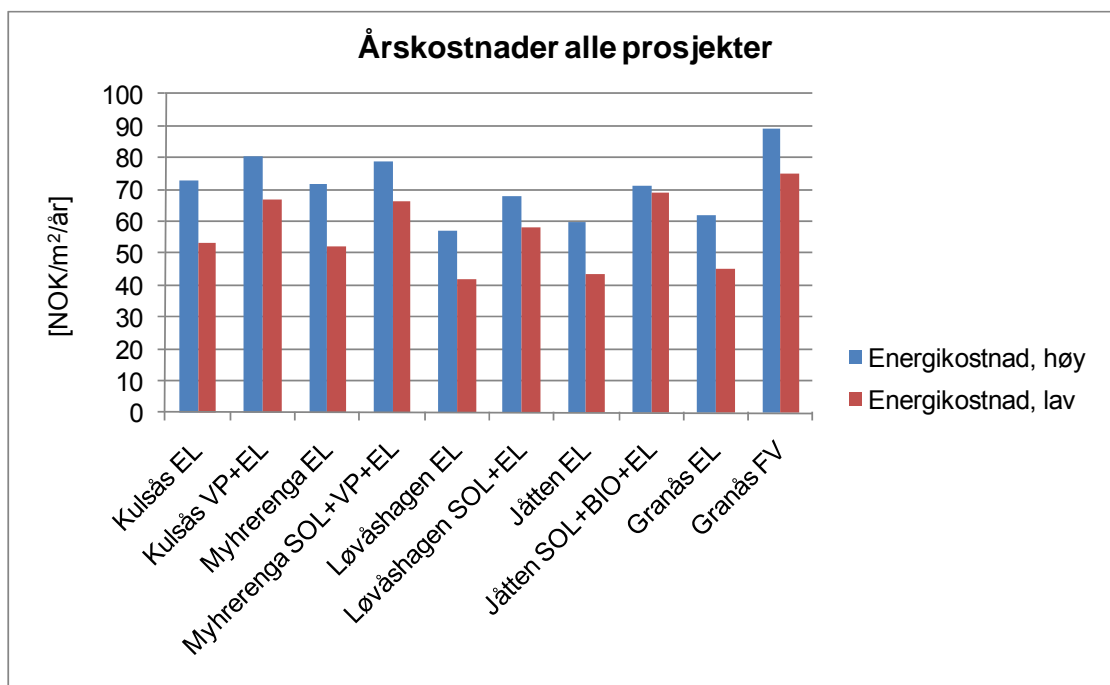
Figur 13. Årskostnader for varmesystemer i Kulsås-prosjektet.



Figur 14. Årskostnader for varmesystemer i Løvåshagen-prosjektet.



Figur 15. Årskostnader for varmesystemer i Myhrrenga-prosjektet.



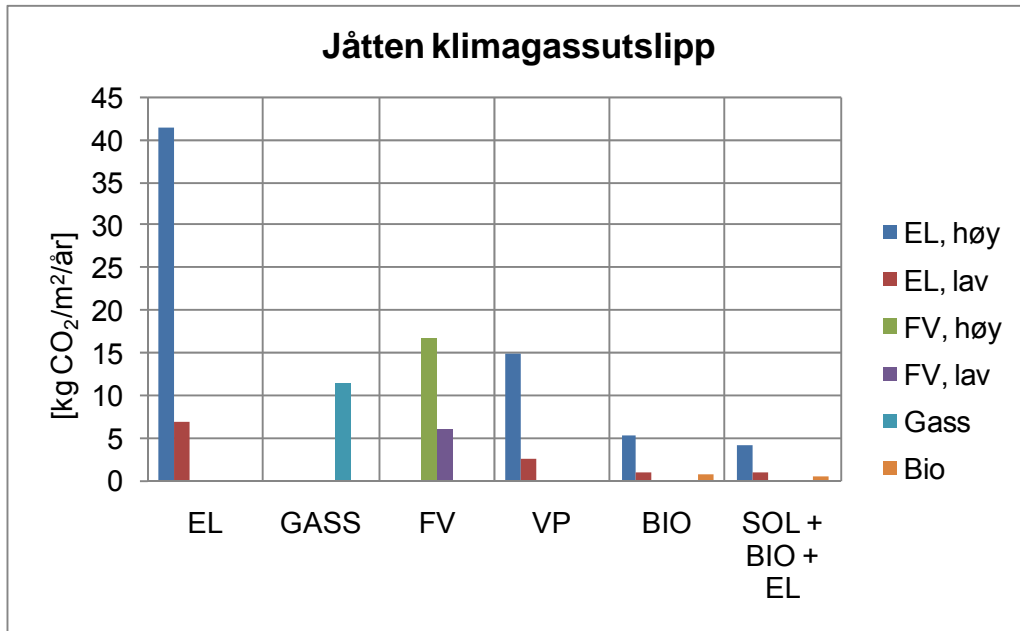
Figur 16. Sammenligning av kostnader fra utvalgte varmforsyningsløsninger for alle prosjektene. For hvert prosjekt er det vist referanse-alternativet med direktevirkende elektrisitet samt den valgte/anbefalte løsningen. Her er det forutsatt 4% kalkulasjonsrente for alle prosjektene.

## 4.5. CO<sub>2</sub>-utslipp

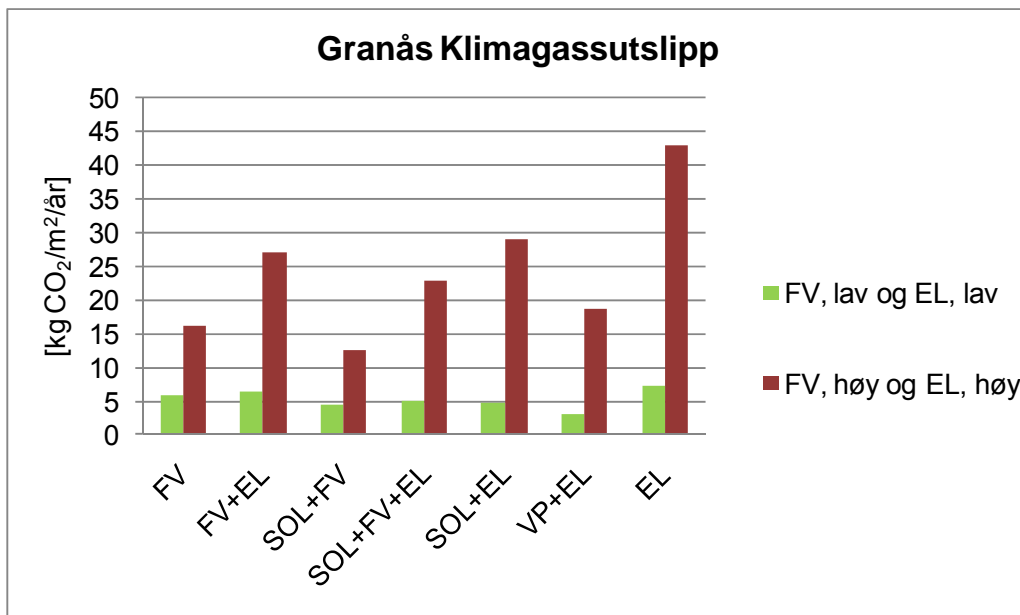
Figur 17 og 18 viser klimagassutslipp for de ulike varmforsyningsystemene i Jåtten- og Granås-prosjektene, mens figur 19 viser en sammenstilling av klimagassutslipp for utvalgte varmforsyningsystemer i alle prosjektene.

Figurene viser at:

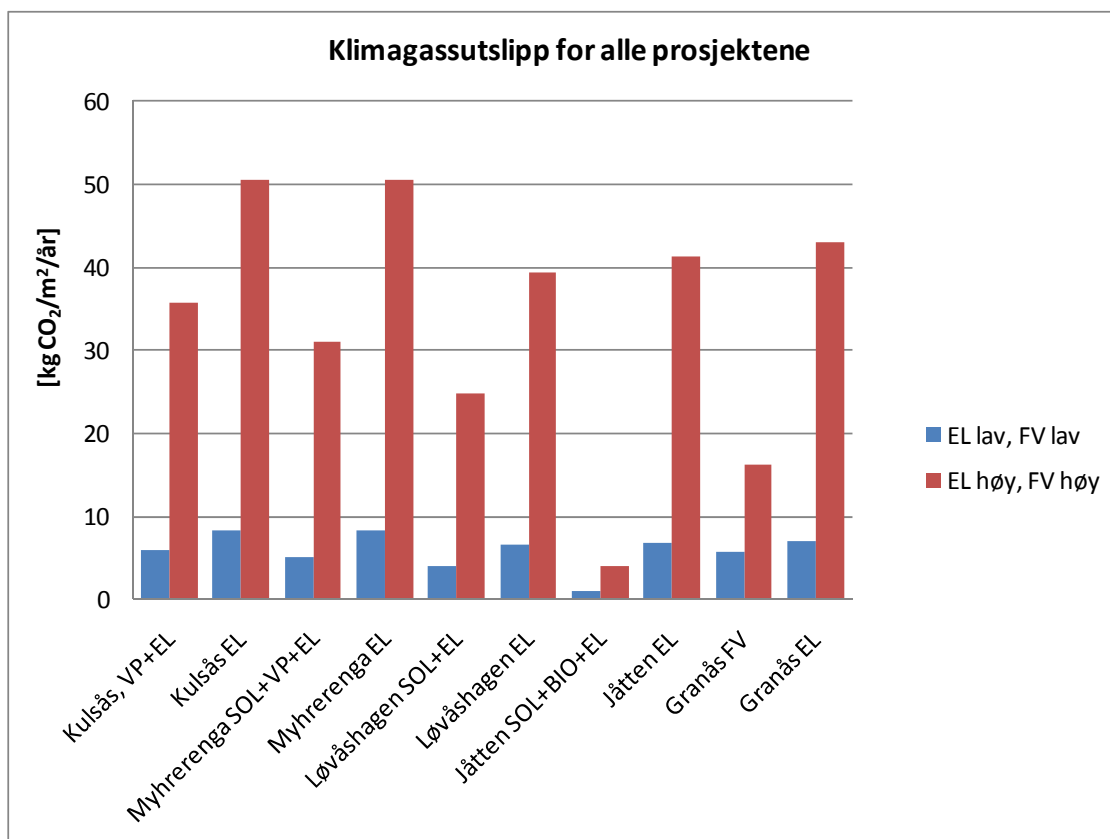
- Klimagassutslippene for de ulike varmeløsningene varierer fra 1 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> pr. år (Jåtten SOL+BIO+EL, lavutslippsscenario for el) til 50 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> pr. år (Kulsås EL og Myhrerenga EL, høyutslippsscenarioer).
- Direkte elektrisk oppvarming (EL) har det klart høyeste utslippet av alle varmesystemene for scenariet med høy CO<sub>2</sub>-faktor for elektrisitet og høy CO<sub>2</sub>-faktor for fjernvarme.
- Hvis man forutsetter lav CO<sub>2</sub>-faktor for både elektrisitet og fjernvarme, er det forholdsvis liten forskjell i utslippene mellom de ulike varmesystemene, men alternativer med høy andel biobrensel og solvarme skiller seg ut som de beste.
- Alternativer med stort innslag av sol- og biovarme har de laveste klimagassutslippene, uansett forutsetninger mht høye/lave CO<sub>2</sub>-faktorer.
- Klimagassutslipp for systemene basert på fjernvarme kan omtrent sammenlignes med systemene som har lokale varmepumper, men her er det også forholdsvis store variasjoner avhengig om man antar lave eller høye verdier for klimagassutslipp for elektrisitet og fjernvarme.



Figur 17. Klimagassutslipp for varmesystemer i Jåtten-prosjektet.



Figur 18. Klimagassutslipp for varmesystemer i Granås-prosjektet.



Figur 19. Sammenligning av klimagassutslipp fra utvalgte varmesystemer for alle prosjektene. For hvert prosjekt er det vist referanse-alternativet med direktevirkende elektrisitet samt den valgte/anbefalte løsningen.

## 4.6. Konklusjoner

Analysen viser generelt at varmesystemene med de laveste årskostnadene har de høyeste klimagassutslippene (direkte elektrisk oppvarming), men det er store variasjoner i utslippene avhengig av hva slags fremtidsscenarioer man legger til grunn for de ulike energikildene. Samtidig viser analysen at årskostnadene er veldig følsomme mht. prisen på elektrisitet. Hvis strømprisen nærmer seg en pris som vi ser i f.eks. Danmark og Tyskland, dvs. opp mot 2 kr/kWh, vil de rene el-systemene få de høyeste årskostnadene. Offentlig støtte er ikke inkludert i beregningene, selv om flere av byggeprosjektene har fått dette. Analysen indikerer at med dagens energipriser er det nødvendig med økonomiske incitamenter for å få lønnsomhet for alternative varmesystemer i forhold til direktevirkende el.

Det må bemerkes at analysene ikke inkluderer kostnader forbundet med løpende vedlikehold av varmesystemene. Erfaringstall tilsier at disse kostnadene kan ligge på 1-3% av energikostnadene, dvs. at disse kostnadene ikke vil gi store utslag i årskostnadsberegningene. Direktevirkende el og fjernvarme vil ha de laveste vedlikeholdskostnadene, mens lokale varmepumpe-, solfanger- og biopelletsløsninger vil ha de høyeste.

Mer kostnadseffektive vannbaserte varmesystemer, tilpasset lavere varmebehov, er under utvikling og utprøving i Norge [Wigenstad 2009]. Både i Løvåshagen-prosjektet og i Granås-prosjektet prøves slike forenklede løsninger ut. Mer kostnadseffektive vannbaserte varmeanlegg vil i større grad kunne bidra til at slike anlegg kan erstatte elektrisk oppvarming i boliger med lavt oppvarmingsbehov. En konsekvens vil sannsynligvis også være at utbyggere av boliger med lavt varmebehov i større grad enn hva som har vært demonstrert til nå, finner at lavenergi og vannbåren varme lar seg kombinere.

Analysen viser også at klimagassutslippene forbundet med de ulike varmesystemene er svært følsomme for hva slags CO<sub>2</sub>-faktor man velger for de ulike energikildene. Avhengig av hva slags faktorer man velger, vil man få forskjellige svar på hva som er den mest miljøvennlige varmeløsningen. Det finnes ingen offisielle verdier for CO<sub>2</sub>-faktorer knyttet til ulike energikilder, og det er heller ingen konsensus rundt fastsettelse av disse verdiene. Spesielt er det uenighet omkring hvordan man skal betrakte klimagassutslipp fra elektrisitet. I analysen er det forutsatt ulike fremtidsscenarier for CO<sub>2</sub>-faktorer for elektrisitet og fjernvarme. CO<sub>2</sub>-faktor for bioenergi er satt til en fast og forholdsvis lav verdi, men det må bemerkes at det også er uenighet omkring fastsettelsen av denne. Solvarme er den eneste av de ikke-fossile varmforsyningsløsningene som kun i liten grad er sensitiv for CO<sub>2</sub>-faktor, da det kun er behov for en liten mengde levert energi (el) til sirkulasjons-pumpen. Inntil man har anerkjente verdier for CO<sub>2</sub>-faktorer, er det derfor vanskelig å trekke endelige konklusjoner mht. hva slags varmforsyningssystem som har lavest klimagassutslipp.

I TEK 2010 er det krav om at maks 40% av varmforsyningen kan dekkes med fossile brenslere eller direktevirkende el (for bygg over 500 m<sup>2</sup>). Dette betyr at gass- og el-alternativene i prosjektene over ikke vil falle innenfor den nye forskriften. Heller ikke SOL+EL-alternativet i Løvåshagen-prosjektet eller VP+EL alternativet i Kulsås-prosjektet vil falle inn under dette kravet, fordi el-andelen er for høy. Prosjektene vil likevel kunne bli godkjent iht. ny energiforskrift da det kan dokumenteres at forskriftskravet fører til merkostnader over boligens livsløp. Kulsås-prosjektet, som ikke tilfredsstillende passivhusnivå, vil imidlertid måtte ha skorstein og lukket ildsted.

Forøvrig er det klart at de 5 prosjektene som er inkludert i analysen ikke gir et tilstrekkelig grunnlag til å trekke generelle konklusjoner omkring hvilke varmeløsninger som gir den beste lønnsomheten eller de laveste miljøbelastningene. Både investeringskostnader og energikostnader vil variere over tid, være avhengig av geografisk beliggenhet, samt av bebyggelsens størrelse og sammensetning. Etter hvert vil vi få realisert flere prosjekter med lavenergi- og passivhusstandard. For å få et bedre beslutningsgrunnlag både for myndigheter og utbyggere, anbefales det å utrede følgende punkter nærmere:

- Fremskaffe kostnadsdata samt driftserfaringer (målt energibruk, vedlikeholdskostnader) fra flere prosjekter med ulik geografisk plassering og størrelse.
- Fremskaffe bedre grunnlag for CO<sub>2</sub>-faktorer basert på fremtidsscenarier
- Inkludere flere miljøeffekter i analysen (som utslipp av andre miljøskadelige stoffer, naturinngrep/forbruk av land, og energibruk/klimagassutslipp forbundet med produksjon av systemene).

## 5. Referanser

Andersson, G. (2007), "Miljøvurdering av el. Marginal og medelel", Underlagsrapport, Statens Energimyndighet, Sverige.

BE (2007). "Energi. Temaveidning", HO-1/2007, Statens Bygningstekniske Etat, Oslo.

Bergqvist, B. et. al (2006). "Energianvändning och –försörjning för byggnader ur ett systemperspektiv – Ett samverknadsprosjekt mellan bygg- og energibranchen", Rapport maj 2006, Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond (SBUF) og Svensk Fjärrvärme.

Dale O.H. (2010). "Fjernvarme hindrer lavenergiutbygging", artikkel i Bygg.no – Byggeindustrien 08.01.2010, <http://www.bygg.no/2010/01/49610.0>.

Dokka, T.H. m. fl. (2009). "Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case.", Prosjektrapport 35, SINTEF Byggeforsk, Trondheim.

ECON (2002). "Marginal elproduksjon og CO<sub>2</sub>-utslipp i Sverige." ER 14:2002.

ECON (2008). "Prognose for kraftprisen i Norge", Notat 2008-031, utarbeidet for Elkem, Econ Pöyry AS, Oslo.

ECON (2010). "Regulering av prisen på fjernvarme", Rapport 2010-017, ECON, Oslo.

ELFORSK (2009). "Miljøvurdering av el – med fokus på utslipp av koldioxid", [www.elforsk.se](http://www.elforsk.se).

Enersen, O.D. (2010). "Hva er det med energi og miljø?", artikkel på VVS-forum.no, 25.01.2010, <http://www.vvs-forum.no/hva-er-hva-med-energi-og-miljoe.4724359-84473.html>

Gløckner et al. (2008). "Environmental life cycle assessment of the Elkem Solar metallurgical process route to solar grade silicon with focus on energy consumption and greenhouse gas emissions." Paper at the conference *Silicon for the Chemical and Solar Industry IX*. Oslo, Norway, June 23-26, 2008.

Grammeltvedt, T.E. (2010). "Prisreguleringen av fjernvarme", presentasjon på Enovas varmekonferanse 21. januar 2010.

Göransson et. al (2009). "Fjärrvärmens i framtiden – behovet", Rapport 2009:21, Svensk Fjärrvärme.

Hammer, E. (2007). "Klimapåvirkning fra våre eiendommer – hva kan vi gjøre? En veileder til reduserende tiltak. Grønn byggallianse og Foreningen Næringseiendom, Oslo.

Hamnaberg, H. og A. Selfors. (2010). "Klimagassutslipp fra fjernvarme: Tiltak og virkemidler. Et innspill til Klimakur 2020". Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.

Hirschberg, S (2008). "Life Cycle Analysis of Carbon Dioxide Emissions from Different Energy Sources", Presentation at SLC, Brussels, October 7, 2008.

Holtmark, B. (2010). "Om tømmerhogst og klimanøytralitet", Økonomiske analyser 3/2010, Statistisk Sentralbyrå, Oslo.

Husbanken (2008), <http://www.lavenergiboliger.no>.



- Istad (2007). "Konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg på Årø i Molde kommune", Istad Nett AS, Molde.
- KRD (2007), Tekniske forskrifter til plan- og bygningsloven. 1997. Ajourført med endringer, senest ved forskrift av 26. januar 2007 nr. 96. Kommunal- og regionaldepartementet.
- Lindberg, K. B. og I.H. Magnussen (2010). "Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger – Et innspill til Klimakur 2020", NVE-rapport 4-2010, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Martinsen, J. et al (2006). "Fornybar andel i avfall til norske forbrenningsanlegg", Rapport 7/2006, Avfall Norge.
- MD (2008). "Lov om planlegging og byggesaksbehandling (plan- og bygningsloven).", LOV-2008-06-27-71, Miljøverndepartementet, Oslo.
- Nielsen, J. (2007). "Kan ha sitt på det tørre", artikkel i TU.no 14.09.2007, <http://www.tu.no/energi/article111721.ece>
- NVE (2007). "Kostnader ved produksjon av kraft og varme". Håndbok nr. 1, 2007, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.
- NS-EN 15603:2008. "Bygningers energiytelse. Bestemmelse av total energibruk og energiytelse", Standard Norge, Oslo.
- NS-EN ISO 14040:2006. "Miljøstyring – Livsløpsvurdering – Prinsipper og rammeverk", Standard Norge, Oslo.
- NS 3031:2007. "Beregning av bygningers energiytelse. Metode og data", Standard Norge, Oslo.
- NS 3700: 2010. "Kriterier for lavenergihus og passivhus – boligbygninger", Standard Norge, Oslo.
- OED (2007), "Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). Sist endret i 2007". Olje- og energidepartementet, Oslo.
- Persson (2008), "Koldioxidvärdering av energianvändning. Vad kan du göra för klimatet?", Underlagsrapport, Statens Energimyndighet, Sverige.
- prNS 3700 (2009). "Kriterier for lavenergi- og passivhus. Boligbygninger", Standard Norge, Oslo.
- Raadal, H.L og I.S Modahl (2009). "Klimaregnskap for avfallshåndtering. Fase 1: Glassemballasje, metallemballasje, papir, papp, plastemballasje og våtorganisk avfall". 5.2.2009, Østfoldforskning/Avfall Norge.
- Regjeringen (2008), Avtale om klimaforlik. Januar, 2008
- Seglem, E. og I. Gundersen (2010), "Utbyggere tapte kampen om fjernvarme", Stavanger Aftenblad 12.01.2010.
- SFT (2005), Reduksjon av klimagassutslipp i Norge. En tiltaksanalyse for 2010 og 2020. Statens forurensningstilsyn, Oslo.
- Skjöldberg et. al (2006). "Marginalel och miljövärdering av el", Elforsk rapport 06:52, Stockholm.

- Skjöldberg, H. og T. Unger (2008). "Effekter av förändrad elanvänding/elproduksjon – Modellberäkningar". Elforsk rapport 08:30, Energimyndigheten, Sverige.
- Sovacool, B.K. (2008). "Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: a critical survey." Energy Policy 36, 2950-2963, Elsevier.
- Sprenger, M. (2010). "Fjernvarme: Dobbelt så dyrt i Norge", artikkel i Tu.no, 25.02.2010, [www.tu.no/energi/article238275.ece](http://www.tu.no/energi/article238275.ece)
- SSB (2004), Tilgang og bruk av elektrisk kraft. Statistisk årbok 2004. Statistisk sentralbyrå.
- SSB (2005), Mottatt statistikk fra SSB for 1983 til 2003. For 2004: Energibalanse for Norge. 2004. Statistisk sentralbyrå.
- SSB (2008), <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elkraftpris/>. Januar, 2008
- Stene, J. (2006). "Oppvarmingssystemer for lavenergiboliger", SINTEF Rapport TR A6182, SINTEF Energiforskning AS, Trondheim.
- Stene, J. (2008). "Oppvarmingssystemer for boliger av lavenergi- og passivhusstandard", SINTEF Rapport TR A6579, SINTEF Energiforskning AS, Trondheim.
- Svensk Fjärrvärme (2007). "Analys av oppvarmningsalternativenes kostnadsposter", Rapport 2007:2. Svensk Fjärrvärme.
- TEK (2010). "Forskrift om endring i forskrift 26. mars 2010 nr. 489 om tekniske krav til byggverk (byggteknisk forskrift)", Kommunal- og regionaldepartementet, [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no).
- TEK (2007). "Tekniske forskrifter til plan- og bygningsloven. 1997. Ajourført med endringer, senest ved forskrift av 26. januar 2007 nr. 96." Kommunal- og regionaldepartementet, Oslo.
- Thyholt, M. (2006). "Varmeforsyning til lavenergiboliger i områder med fjernvarmekonsesjon. Analyser av CO2-utslipp og forsyningssikkerhet for elektrisitet." PhD-avhandling, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim.
- Thyholt, M. og T. Wigenstad (2008). "Fjernvarmens rolle i fremtidens energieffektive boliger", Proceedings of the 1st Nordic conference on Passive Houses, PassivhusNorden'08, Trondheim.
- Wigenstad, T. (2009). "Prosjektveileder. Forenklet anlegg for vannbåren oppvarming av boliger". Prosjekt rapport 39, SINTEF Byggeforsk, Oslo.

## 6. Vedlegg A – Detaljert presentasjon av byggeprosjektene

<b>A1</b>	<b>Jåtten Øst II, Stavanger .....</b>	<b>43</b>
<b>A2</b>	<b>Miljøbyen Granås, Trondheim .....</b>	<b>48</b>
<b>A3</b>	<b>Kulsås Amfi, Trondheim .....</b>	<b>54</b>
<b>A4</b>	<b>Løvåshagen Borettslag, Bergen .....</b>	<b>58</b>
<b>A5</b>	<b>Myhrerenga Borettslag, Skedsmo .....</b>	<b>64</b>

## A1 Jåtten Øst II, Stavanger

### A1.1 Nøkkelinformasjon

Byggherre: Skanska Bolig og Jåttå Utbyggingsselskap (JUS)

Arkitekt for utbyggingsplanen: Asplan Viak

Utredning av energiløsninger: SINTEF Byggforsk

Antall boliger: 700 boenheter; 105 leiligheter i rekkehus, 483 blokkleiligheter og 32 leiligheter i terrassehus.

Prosjektstatus: Ikke bygget pr. juni 2010.

### A1.2 Beliggenhet

Jåttå ligger i Hinna Bydel ca. 9 km sør for Stavanger sentrum. Utbyggingsområdet ligger i en svak nord-østvendt skråning like ovenfor Jåttåvågen. Området er i kommuneplanen avsatt til boligformål. Det kan også bli aktuelt med bygging av barnehage og noe næringsareal.

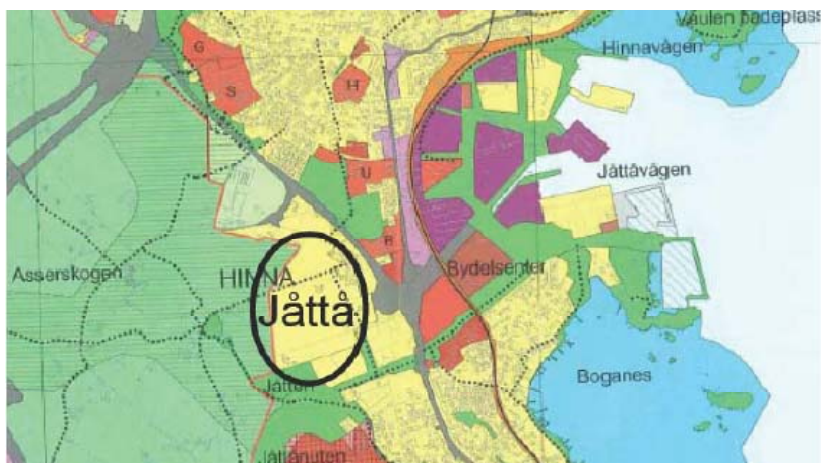


Fig. A1.1 Jåttå ligger 9 km sør for Stavanger sentrum

#### A1.2.1 Temperaturforhold

Jåttenområdet har et typisk norsk kystklima med temperaturer som avviker lite fra den månedlige gjennomsnittstemperaturen fra dag til dag.

Årsmiddeltemperatur i Stavanger:	7.6	°C
Dimensjonerende vintertemperatur:	-12.0	°C.
Årsmidlere horisontal solstråling:	86.8	W/m <sup>2</sup>

### A1.3 Boligtyper

Beregninger av energibehov er basert på følgende fordeling av boligtyper:

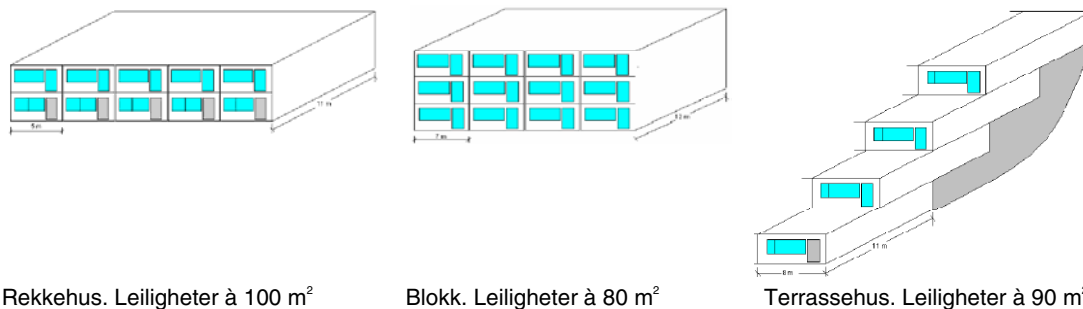
Boligtype	Leilighetsstørrelse, gjennomsnitt [m <sup>2</sup> ]	Antall boliger	Antall m <sup>2</sup> BRA
Rekkehus med to etasjer	100	185	18 500
Boligblokker med tre til seks etasjer	80	483	38 640
Terrassehus med fire etasjer	90	32	2 880
SUM		700	60 020

I energiberegningene er det forutsatt at all bebyggelse holder passivhusstandard.

Bygningskomponenter og tekniske løsninger for å nå passivhusspesifikasjoner er vist i rapporten «Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case» [Dokka mfl. 2009].



Fig. A1.2. Foreløpig bebyggelsesplan. Illustrasjon: Asplan Viak.



Rekkehus. Leiligheter à 100 m<sup>2</sup>

Blokk. Leiligheter à 80 m<sup>2</sup>

Terrassehus. Leiligheter à 90 m<sup>2</sup>

Fig. A.1.3. Bygningsmodeller brukt i energiberegningene

## A1.4 Varmebehov

Tabellen viser beregnet gjennomsnittlig energi- og effektbehov per kvm bruksareal, fordelt på energiposter. [Dokka mfl.]

Tabell A1.1 Energi- og effektbehov for Jåtten Øst II

Post	Energibehov spes. [kWh/m <sup>2</sup> år]	Energibehov for 60 000 m <sup>2</sup> [kWh/år]	Effektbehov spes. [W/m <sup>2</sup> ]	Effektbehov for 60 000 m <sup>2</sup> [kW]
Romoppvarming	15	900 000	12	580 (samtidighetsfaktor 0.8)
Tappevann	30	1 800 000	10	350 (samtidighetsfaktor 0.6)
Sum termisk behov	45	2 700 000	22	930 (samtidighetsfaktor 0.7)

## A1.5 Varmeforsyning

Ambisjonen er å dekke så godt som hele varmebehovet med lokal, fornybar energi. Den anbefalte løsningen er en kombinasjon av sol + bio (pellets) + spisslast / backup basert på elektrisitet. [Dokka mfl.]

### A1.5.1 Solfangeranlegg

Planen er å maksimere bidraget fra solenergi. Solfangeranlegget skal dimensjoneres for å dekke 50 % av tappevannsoppvarmingen og 15 % av romoppvarmingen. Solfangeranlegget skal tas ut av drift i vintermånedene november, desember og januar.

Solfangerne kan samles og monteres som et større anlegg som produserer energi til et område. Akkumulatortanken kan da graves ned eller bygges som en frittstående enhet. Alternativt kan hver bygning ha et solfangeranlegg med akkumulatortank i kjeller, eller solfangerne monteres som separate enheter med akkumulatortank i hver leilighet.

Ved dimensjonering av solfangere beregner en gjerne fra 1,0 til 1,5 m<sup>2</sup> pr. person, avhengig av type og plassering.

### A1.5.2 Biopelletsanlegg

Biopelletsanlegget skal dimensjoneres for å dekke 45 % av årlig energibehov til tappevannsoppvarmingen og 80 % av romoppvarmingen. For bioanlegg er det en vanlig tommelfingerregel at man dimensjonerer biokjeler som grunnlastkjeler med en effekt på 40 % av maks effekt. Det vil her tilsvare en installasjon på ca. 375 kW.

Energisentralens biokjel må dimensjoneres for de vintermånedene da solenergi ikke bidrar til den totale energileveransen. Beregninger viser at selv i vintermånedene vil energibehovet til tappevann på månedsbasis være større enn oppvarmingsbehovet.

### A1.5.3 Utnyttelse av akkumulatorvolum

I vintermånedene når akkumulatorkapasiteten ikke beslaglegges av solenergiproduksjonen kan denne benyttes som døgnakkumulatorkapasitet for tappevann i stedet. Man kan derfor gi tappevannsproduksjonen en månedlig brukstid på opp mot 100 %. Det betyr at det årlige behovet for tappevann ikke krever mer enn tredjedelen av den forutsatte effekten på 350 kW. Dimensjonerende effektleveranse til tappevann kan derfor ved denne løsningen reduseres til ca. 120 kW. Løsningen krever imidlertid et godt designmessig samvirke mellom kjelkapasitet, tankvolum og god temperatursjiktning i selve tanken.

## A1.6 Beregnet varmforsyning fordelt på energikilder

Tabell A1.2 Varmeforsyning, totalt

Solenergi	38 %	1 035 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Bio	57 %	1 530 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Elektrisk (spisslast)	5 %	135 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Sum	100 %	2 700 000	kWh/m <sup>2</sup> år

Tabell A1.3 Varmeforsyning til romoppvarming

Solenergi	15 %	135 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Bio	80 %	720 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Elektrisk (spisslast)	5 %	45 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Sum	100 %	900 000	kWh/m <sup>2</sup> år

Tabell A1.4 Varmeforsyning til tappevann

Solenergi	50 %	900 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Bio	45 %	810 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Elektrisk (spisslast)	5 %	90 000	kWh/m <sup>2</sup> år
Sum		1 800 000	kWh/m <sup>2</sup> år

## A1.7 Levert energi til varmforsyning

Med systemeffektfaktor på 10 for solfangeranlegget og systemvirkningsgrad på 80 % for biopelletsanlegget blir behovet for levert energi til varmforsyning som vist i tabell A1.5.

Tabell A1.5

Levert energi til varmforsyning for hele utbyggingen

Energikilde	Energibruk [kWh/år]	Spesifikt [kWh/m <sup>2</sup> år]
Biobrensel (pellets)	1 915 000	32
Elektrisitet til solenergisystemer	105 000	2
Elektrisitet til spisslast	135 000	2
Totalt levert termisk energi	2 155 000	36

I tillegg må det regnes inn årlig ca 50.000 kWh (1 kWh/m<sup>2</sup> år) til vannsirkulasjon i fjernvarmeanlegget.

## A1.8 Kostnader til varmforsyning

Kostnadsberegninger er vist i rapporten «Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case». Det er forutsatt at fordelingen over året vil være 38 % sol + 57 % bio + 5 % elektrisitet. Elektrisitet er her valgt fremfor andre alternative spisslastløsninger fordi elektrokjeler er rimelige investeringsmessig og vil ikke kreve fremføring av ny infrastruktur fordi elektrisk infrastruktur i alle fall vil måtte fremføres til området for å forsyne el.-spesifikke energibehov til lys og utstyr.

Videre er det forutsatt at solvarmesystemet realiseres med solfangere og akkumulatorkapasitet tilknyttet hver blokk i området, med en sentral nærvarmesentral med 2 x 150 kW biokjeler, samt 2 spisslastkjeler på hhv. 200 kW og 350 kW. Spisslastkjelene vil være nødvendig for de kaldeste vinterdagene, samt som backup i tilfelle en av biokjelene skulle falle ut.

Den foreslåtte løsningen er sammenlignet med følgende andre løsninger:

- Elektrisk oppvarming, lokalt i hver boenhet eller med elektrokjelbasert nærvarmesentral
- Nærvarmesentral med elektrisk drevet varmepumpe
- Nærvarmesentral fyrt med naturgasskjel
- Fjernvarme basert på energigjenvinning fra avfall
- Nærvarmesentral fyrt med bioenergi (pellets)
- Solfangerbasert varmforsyning

Flere av disse løsningene vil ikke kunne stå for hele varmforsyningen alene. Eksempelvis vil det ikke være tilstrekkelig solenergi tilgjengelig i vintermånedene til å dekke mer enn en del av varmebehovet. Videre vil det sjelden være lønnsomt å la en bioenergibasert løsning dekke hele varmebehovet de kaldeste dagene, fordi det ville kreve en kostbar installasjon som ville ha stor ledig kapasitet (med tilhørende fare for driftsproblemer) mesteparten av året.

Den anbefalte løsningen med sol + bio + el. som spisslast/backup kommer økonomisk fordelaktig ut sammenlignet med varmeløsninger som i dag tilbys fra lokale energileverandører. Løsningen er riktignok ikke den absolutt rimeligste av de alternativene som er vurdert; beregningsresultatene viser at det ville vært rimeligere å satse på en ren bio-løsning. Når utbygger likevel velger å se nærmere på

løsning med solfanger, er dette grunnet i ønske om den signaleffekten slike anlegg vil gi utbyggingsområdet.

### A1.9 CO<sub>2</sub>-utslipp relatert til varmforsyning

Også beregninger av CO<sub>2</sub>-utslipp er vist i rapporten «Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case». Det er stor forskjell i CO<sub>2</sub>-utslipp mellom de forskjellige løsningene, og det er de løsningene som allerede tilbys av de stedlige energiselskapene som har de største CO<sub>2</sub>-utslippene. Sol og bio er de klart beste alternativene.

For kombinasjonen av sol og bio med el. som spisslast er det hovedsaklig spisslasten som slår ut på CO<sub>2</sub>-utslippene, selv om andelen spisslast kun er 5 %. For sol + bio-kombinasjonen kunne CO<sub>2</sub>-utslippene blitt ytterligere redusert dersom gass ble benyttet som spisslast, men her er det først og fremst et økonomisk spørsmål om kostnadene ved fremføring av gass til området samt investering i en gasskjel med svært lav brukstid ville kunne gi akseptable tiltakskostnader for den CO<sub>2</sub>-reduksjonen som slik ville kunne oppnås.

En mulig alternativ spisslastløsning med lave CO<sub>2</sub>-utslipp kunne være en oljekjel fyrt med biodiesel eller bioetanol. Denne spisslastløsningen er ikke videre utredet i rapporten.

### A1.10 Referanser

Dokka, Tor Helge, Tore Wigenstad og Kristian Lien. (2008). *Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case*.

<http://www.lavenergiboliger.no/hb/lavenergi.nsf/viewForside/E572F1731F1EEF5BC12574F000391D5F!OpenDocument>



## A2 Miljøbyen Granås, Trondheim

---

### A2.1 Nøkkelinformasjon

Byggherre	:	Heimdal Utbyggingsselskap AS (HUS)
Arkitekt	:	Madsø Sveen
Utredning av energiløsninger	:	SINTEF Byggforsk
Bebyggelse	:	299 boenheter; 17 eneboliger, 71 leiligheter i rekkehus og 211 blokkleiligheter.
Prosjektstatus	:	Under prosjektering juni 2010.

### A2.2 Beliggenhet

Miljøbyen Granås er navnet på et planlagt boligfelt beliggende ved Granås, øst i Trondheim. Utbyggingsområdet ligger i en svak nordøstlig skråning. Eksisterende lavblokk i nord, enebolig i øst og friområde i sør og vest.



Fig. A2.1 Utbyggingsfelt

#### A2.2.1 Temperaturforhold

Årsmiddeltemperatur i Trondheim	:	4.9	°C
Dimensjonerende vintertemperatur	:	-19.	°C
Årsmidlere horisontal solstråling	:	107.4	W/m <sup>2</sup>

### A2.3 Boligtyper

Feltet består av boligtypene;

Boligtype	Enebolig	Rekkehus	Blokkleiligheter
Antall	17	71	211
BRA/leilighet/bolig	180	120	60



Fig. A2.2 Foreløpig bebyggelsesplan. Planen viser eneboliger og rekkehus øverst (venstre) i feltet. Primært blokkleiligheter lenger ned. Illustrasjon: Asplan Viak.



Fig. A2.3 Illustrasjon av enebolig. Illustrasjon: Madsø Sveen Arkitekter AS.

## A2.4 Varmerbehov

### A2.4.1 Energibehov pr boenhet.

Tabellen viser beregnet gjennomsnittlig termisk energibehov per kvm bruksareal, fordelt på energiposter.

	Enebolig BRA = 180 m <sup>2</sup>	Rekkehus BRA = 120 m <sup>2</sup>	Blokkleilighet *) BRA = 60 m <sup>2</sup>
Oppvarming (transmisjon, infiltrasjon ventilasjon)	22,3	13,0	17,9
Varmt forbruksvann (normerte verdier)	30,0	30,0	30,0
SUM termisk	52,3	33,0	47,9

Tabell A2.1: Beregnet spesifikt energibehov[kWh/m<sup>2</sup> år] til oppvarming, som funksjon av oppvarmet areal. I tillegg normert verdi av energibehov til varmt forbruksvann.

\*) Blokkleilighet er ennå ikke prosjektert ferdig. Kravnivå iht. NS 3700 er derfor benyttet.

## A2.4.2 Energibehov hele feltet

Med spesifikke verdier innsatt kan termisk energibehov pr. enhet og samlet for hele utbyggingen beregnes:

	ENERGIBEHOV PR. ENHET				SAMLET HELE UTBYGGINGEN				
	BRA pr. enhet	Opp varming	Varmt vann	Sum termisk	Antall enheter	Areal	Oppvarming	Varmtvann	Sum termisk
	[m <sup>2</sup> ]	[kWh/år]	[kWh/år]	[kWh/år]	[stk]	[m <sup>2</sup> ]	[MWh/år]	[MWh/år]	[MWh/år]
Enebolig	180	4.014	5.400	9.414	17	3.060	68	92	160
Rekkehus	120	1.560	3.600	5.160	71	8.520	111	256	366
Blokkleilighet	60	1.074	1.800	2.874	211	12.660	227	380	607
SUM					299	24.240	406	727	1.133

Tabell A2.3: Beregnet energibehov for ulike boligkategorier på bakgrunn av kravnivå i NS 3700

## A2.5 Varmeforsyning

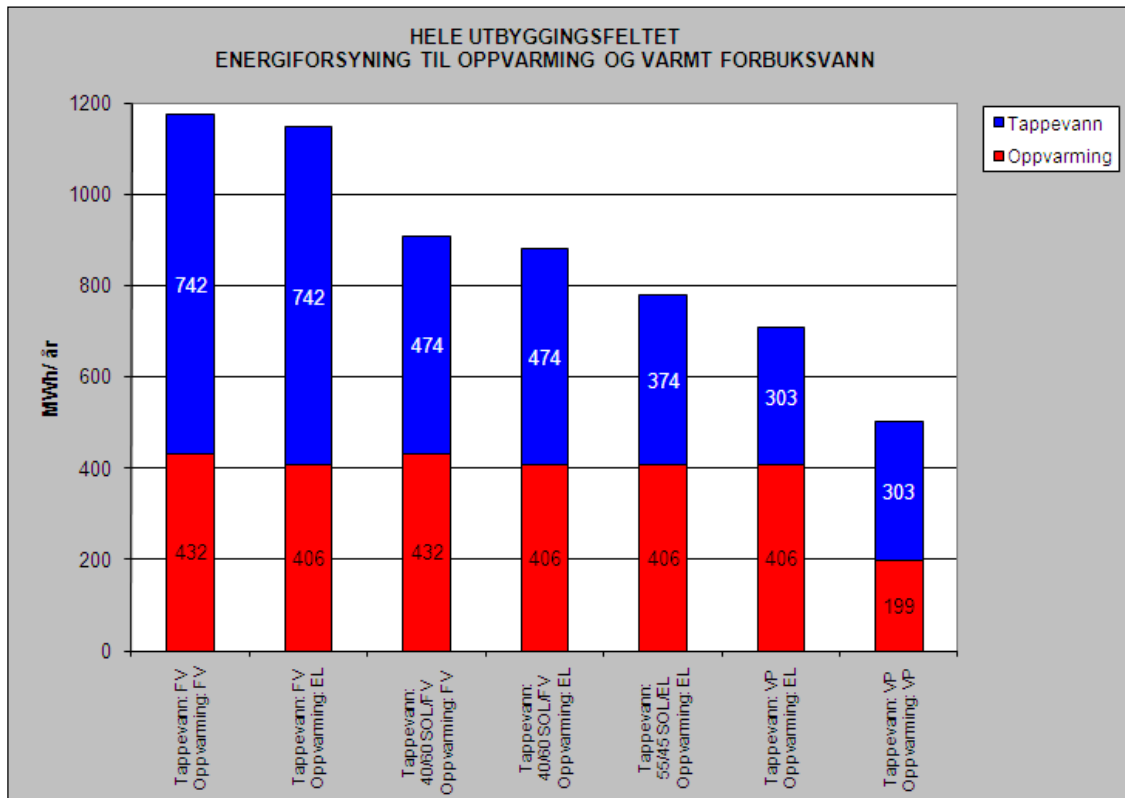
For utbygger har det vært maktpåliggende å etablere en miljøvennlig energiløsning for området. Utbygger har valgt passivhus som energiambisjon. Området ligger innenfor konsesjonsområde for fjernvarme.

7 ulike løsninger for energiforsyning, som alle tilfredsstillere passivhuskonseptet, er vurdert:

Tabell A2.4: Tabell over vurderte energiforsyningssystem.

Alt.	Varmt forbruksvann	Oppvarming	Varmedistribusjonssystem	Energitilførsel
1	Fjernvarme	Fjernvarme	vannbårent	Fjernvarme
2	Fjernvarme	Elektrisk	direkte	Fjernvarme
3	Solfanger 40 % Fjernvarme 60 %	Fjernvarme	vannbårent	Fjernvarme
4	Solfanger 40 % Fjernvarme 60 %	Elektrisk	direkte	Fjernvarme
5	Solfanger 55 % Elektrisk 45 %	Elektrisk	direkte	Elektrisk
6	Varmepumpe 85 % Elektrisk 15 %	Elektrisk	direkte	Elektrisk
7	Varmepumpe 85 % Elektrisk 15 %	Varmepumpe 80 % Elektrisk 20 %	vannbårent	Elektrisk

Alle alternativer er energiberegnet, med følgende resultat:



Figur A2.5: Levert energi til dekning av termisk behov. Sum hele feltet.

Andel fra solfanger regnes å gi kun 10 % (pumpedrift + tap) i bidrag til tilført energi. 90 % regnes som energitilskudd uten å inngå i energibudsjettet for tilført energi. Sum levert energi fra et slikt system blir derved mindre enn energibehovet. Samme forutsetning om enn andre tall, gjelder ved bruk av varmepumpe.

## A2.6 CO<sub>2</sub>-utslipp relatert til varmforsyning

CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til elektrisk energi er i prosjektet vurdert etter innlands marginal, som er definert som gasskraftvekt. Denne betraktningssmåten baserer seg på marginalproduksjon av elektrisk energi i Norge. Pr. dato er denne basert på gasskraft uten CO<sub>2</sub> "rensning". Verdien av redusert innlands elektrisk energi fører til utsettelse av oppstart av gasskraftverk, og CO<sub>2</sub>-tallet kan knyttes til utslipp fra denne. Med en normal virkningsgrad på prosessen, og et anlegg uten CO<sub>2</sub>-fangst, ligger denne verdien på nærmere 400 g CO<sub>2</sub>/kWh el. I et 10 års perspektiv er virkningsgrad antatt å forbedres noe. *Benyttet utslippstall: 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>EL</sub>, 2020*

Ved fjernvarmeanlegget i Trondheim kommune, benyttes forbrenning av restavfall som en vesentlig energikilde. Brennverdi for restavfall ligger i området 2.5 – 3 kWh/kg, eller mellom 2500 - 3000 kWh/tonn. Trondheim Energi Fjernvarme rapporterer pr. dato med et klimagassutslipp tilsvarende 240 kg CO<sub>2</sub>/tonn restavfall. Dette resulterer i et beregningsmessig klimagassutslipp på 80 – 96 g CO<sub>2</sub>/kWh varme. Andre kilder opererer imidlertid med langt høyere verdier fra forbrenning av restavfall.<sup>12</sup> Denne siste verdien, 96 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>varme</sub>, benyttes som grunnlagsverdi ved forbrenning av restavfall.

<sup>12</sup> 211 g/kWh<sub>varme</sub>. Ref. *Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter –Jåtten Øst II som case. Prosjektrapport 35. SINTEF Byggeforsk.2009*

Energikilde	GWH/år prognose 2020	Utslippsdata [kg CO <sub>2</sub> /kWh]	tonn CO <sub>2</sub> /år
Restavfall	400	0,096	38.400
Biobrensel <sup>1)</sup>	155	0,015	2.325
Varmepumpe <sup>2)</sup>	5	0,120	658
El.kjeler <sup>3)</sup>	50	0,360	19.750
Naturgass (LNG)	41	0,211	8.651
Propan/Butangass (LPG)	52	0,211	10.972
Olje	7	0,284	1.988
SUM	710		80.936
<b>ÅRSJENNOMSNTTLIG UTSLIPP kg CO<sub>2</sub>/kWh produsert fjernvarme (Ikke regnet tap i forbrenning)</b>		<b>0,114</b>	

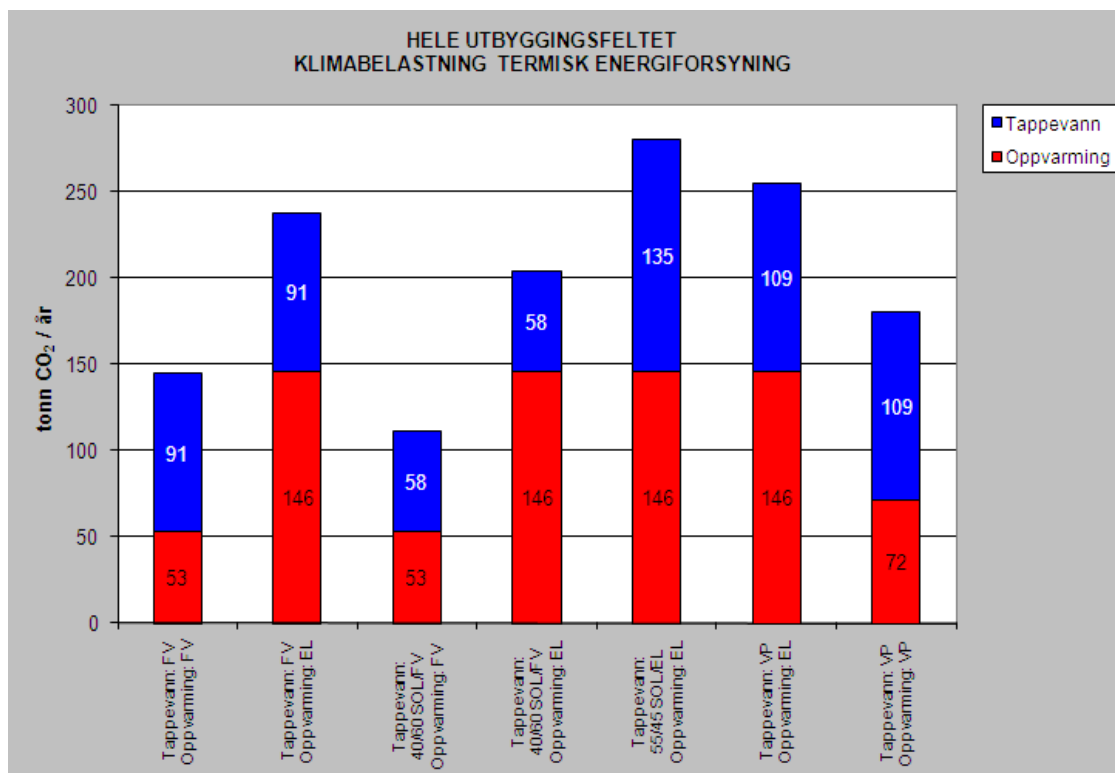
Tabell A2.6: Vurdering av utslippsdata for fjernvarme i Trondheim. Innfyrte energimengde (GWh) basert på året prognose 2020. (Kilde: Trondheim Energi Fjernvarme)

- 1) Transport og bearbeiding av biomasse
- 2) Varmepumpe er antatt å ha en COP-faktor på 3
- 3) Utslipp ihht. elektrisk energi

Med 8 % varmetap i rørrettet, kan gjennomsnittlig utslipp pr. levert kWh fjernvarme, beregnes til:  
 $0.114 \text{ kg CO}_2/\text{kWh} * 1.08 = 0.123 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}_{\text{FV levert bygg}}$ . *Benyttet utslippstall: 123 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>FV</sub>*

levert bygg, 2020

På bakgrunn av beregnede verdier for levert energi, og valgte utslippstall for hhv. elektrisk energi og fjernvarme, er alle 7 alternativer vurdert mht. klimabelastning:



Figur A2.7: CO<sub>2</sub> belastning levert energi til dekning av termisk behov. Sum hele feltet. Spesifikke utslippstall: Elektrisk energi: 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el levert bygg, 2020</sub> Fjernvarme: 123 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>FV levert bygg, 2020</sub>

Løsningsalternativ med høyeste energileveranse (fjernvarme) har lavest beregningsmessig klimautslipp.

Utbygger har etter dette valgt å prioritere beregningsmessig klimagassutslipp og baserer utbyggingen på 100 % termisk energiforsyning via fjernvarme.

## A2.7 Kostnader

De ulike alternativene er vurdert mht. investeringskostnader.

Alt.	Varmt forbruksvann	Sentral [kr/boenhet]	Varme- distribusjon [kr/boenhet]	SUM bygning [kr/boenhet]	Tilknytnings- avgift fjernvarme (antatt) [kr/boenhet]	SUM inkl. tilknytnings- avgift [kr/boenhet]
	Oppvarming					
 PASSIVHUS VVB : Fjernvarme Oppvarming : Fjernvarme	Fjernvarme	10.000	15.000	35.000	(10.000)	(45.000)
	Fjernvarme, rad	10.000				
 PASSIVHUS VVB : Fjernvarme Oppvarming : Elektrisk	Fjernvarme	10.000	5.000	15.000	(20.000) krever delvis fritak fra FV	(35.000)
	Elektrisk, direkte	-				
 PASSIVHUS VVB : Fjernvarme Oppvarming : Fjernvarme Solfanger	Solfanger 40 % Fjernvarme 60 %	40.000	15.000	65.000	(20.000)	(70.000)
	Fjernvarme, vannbåren	10.000				
 PASSIVHUS VVB : Elektrisk Oppvarming : Elektrisk Solfanger	Solfanger 40 % Fjernvarme 60 %	40.000	5.000	45.000	(35.000) krever delvis fritak fra FV	(80.000)
	Elektrisk, direkte	-				
 PASSIVHUS VVB : Elektrisk Oppvarming : Elektrisk Solfanger	Solfanger 55 % Elektrisk 45 %	35.000	5.000	40.000	0 krever helt fritak fra FV	40.000
	Elektrisk, direkte	-				
 PASSIVHUS VVB : Varmepumpe Oppvarming : Elektrisk Varmepumpe	Varmepumpe 85 % Elektrisk 15 %	55.000	5.000	60.000	0 krever helt fritak fra FV	60.000
	Elektrisk, direkte	-				
 PASSIVHUS VVB : Varmepumpe Oppvarming : Varmepumpe Varmepumpe	Varmepumpe 85 % Elektrisk 15 %	55.000	15.000	80.000	0 krever helt fritak fra FV	80.000
	Varmepumpe 80 % Elektrisk 20 %, vannbåren	10.000				

Tabell A2.8: Kostnadsmatrise for de ulike alternativene. Tallverdien gjelder pr. boenhet, og regnes som en gjennomsnittsverdi for de tre boligkategoriene. Tilknytningsavgift (Anleggsbidrag) er antatte verdier, basert på foreløpige tall fra konsesjonshaver for fjernvarmen.

## A2.8 Referanser

Wigenstad, T. (2010). "Miljøbyen Granås. Vurdering av energiforsyning". Notat .006, 2010-05-21 SINTEF Byggforsk, Trondheim.



## A3 Kulsås Amfi, Trondheim

---

### A3.1 Nøkkelinformasjon

Byggherre:	Structura AS
Arkitekt:	ROJO AS
Utredning av energiløsninger:	SINTEF Byggforsk
Bebyggelse:	13 leiligheter i lavblokk
Prosjektstatus:	Ferdigstilt 2007

### A3.2 Beliggenhet

Kulsås Amfi ligger i et nytt boligfelt ved Granåsen, ca. 10 km sørvest for Trondheim sentrum. Utbyggingsområdet ligger i en svak nordvest-vendt skråning.



Fig. A3.1 Boligfeltet på Kulsås ved Granåsen skianlegg, Trondheim. Blokkene under bygging.

#### A3.2.1 Temperaturforhold

Årsmiddeltemperatur i Trondheim	:	4,9	°C
Dimensjonerende vintertemperatur	:	-19	°C
Årsmidlere horisontal solstråling	:	107.4	W/m <sup>2</sup>

### A3.3 Boligtyper

Boligene er organisert som en lavblokk m/ parkeringskjeller, og består av 13 leiligheter av varierende størrelser, fra 53 m<sup>2</sup> til 118m<sup>2</sup>. I energiberegningene er det tatt utgangspunkt i hele blokka, hvor oppvarmet areal (BRA) er på 1054 m<sup>2</sup>.

Byggets særegne arkitektur er funksjonell og preges av store takterrasser og pussede utvendige overflater. Leilighetene er selveier og regulert som et sameie. Målsetningen er å oppnå lavenerginivå for boligene, tilsvarende en verdi lik 100 kWh/m<sup>2</sup> år.



Fig. A3.2 Bebyggelsesplan på skissestadiet. Planen viser antall leiligheter for ulike områder og anslåtte etasjer



Fig A3.3 Boligblokkene ferdig bygget.

## A3.4 Varmebehov

Boligkomplekset er energiberegnet med følgende resultat:

Tab A3.1 Beregnet energibehov

Energibudsjett (netto energibehov) [kWh]		
Beskrivelse	Før tiltak	Før tiltak/gulvareal
1. Romoppvarming	21786 kWh	21 kWh/m <sup>2</sup>
2. Varmebatterier	4268 kWh	4 kWh/m <sup>2</sup>
3. Vannoppvarming	32123 kWh	30 kWh/m <sup>2</sup>
4. Vifter og pumper	10913 kWh	10 kWh/m <sup>2</sup>
5. Belysning	18034 kWh	17 kWh/m <sup>2</sup>
6. Teknisk utstyr	17067 kWh	16 kWh/m <sup>2</sup>
7. Romkjøling	0 kWh	0 kWh/m <sup>2</sup>
8. Kjølebatterier	0 kWh	0 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Totalt energibehov</b>	<b>104192 kWh</b>	<b>99 kWh/m<sup>2</sup></b>



### A3.5 Varmeforsyning

Bygningskomplekset er forsynt med felles varmtvannsberedning, basert på forvarming via varmepumpe. Varmekilde er fjell, og varmen trekkes ut via 2 rørslynger.



Fig A3.4  
Plastrør forsvinner ned i bakken (fjellet)

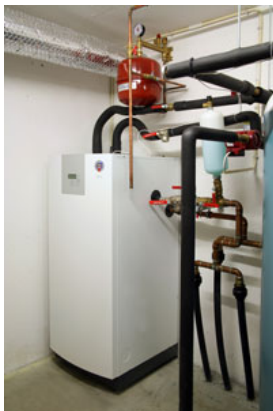


Fig A3.5  
Selve varmepumpa



Fig A3.6  
Akkumulatortanker i tilknytning til varmepumpa.

På bakgrunn av katalogdata for varmepumpa (Thermia EKO 155), er årlig energibidrag til varmt forbruksvann fra denne noe konservativt beregnet til 82 %. Beregnet via COP-faktoren gir dette samlet tilført elektrisk energi til varmtvannsberedning på 15,3 kWh/m<sup>2</sup> år. Totalt levert energi reduseres etter dette fra beregnet behov lik 99 kWh/m<sup>2</sup> år, til 84 kWh/m<sup>2</sup>. Dette betyr en besparelse tilsvarende 15 kWh/m<sup>2</sup> år. Med et totalt areal på ca 1054 m<sup>2</sup>, tilsvarer dette en energimengde på 15 810 kWh/år.

### A3.6 CO<sub>2</sub>-utslipp relatert til varmforsyning

Redusert levert termisk energi er etter dette beregnet til ca 15 kWh/m<sup>2</sup>.

*Benyttet utslippstall: 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>EL</sub>, 2020.* Med innsatt utslippstall blir beregningsmessig klimagassutslipp redusert med: 15 kWh/m<sup>2</sup> år \* 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> = 5.4 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> år. Med et totalt areal på ca 1054 m<sup>2</sup> BRA, tilsvarer dette en samlet redusert klimabelastning tilsvarende 5.700 kg CO<sub>2</sub>/år.

### A3.7 Kostnader

Boring av 2 stk energibrønner i fjell	kr	105.000
Varmepumpe	kr	55.000
Montasje etc.	kr	20.000
<u>Elektrisk forsyning</u>	<u>kr</u>	<u>10.000</u>
Sum tilleggsinvestering	kr	190.000

3 stk.VVB a 600 liter, samt vannmengdemålere for hver leilighet (à ca. kr 2.000,-) antas å tilsvare kostnader for 200 liter VVB i hver leilighet. Tiltakets inntjeningsstid er etter dette beregnet til underkant av 15 år.

### A3.8 Referanser

Prosjektets hjemmeside: <http://structura.no/prosjekter1.shtml>

Lavenergiboliger:

<http://www.lavenergiboliger.no>

<http://www.lavenergiboliger.no/hb/lavenergi.nsf/0/34d9a141552849a3c125734d002e0d29>

## Skjema for sentrale inndata for beregning av energibehov

Størrelser		Inndata	Dokumentasjon/Kommentar
Arealer [m <sup>2</sup> ]	Yttervegger	687	Fra tegninger
	Tak	561	Fra tegninger
	Gulv	549	Fra tegninger
	Vinduer, dører og glassfelt	219	Fra tegninger
Oppvarmet BRA ( $A_0$ ) [m <sup>2</sup> ]		1054	Fra tegninger
Oppvarmet luftvolum ( $V$ ) [m <sup>3</sup> ]		2530	Fra tegninger
U-verdi for bygningsdeler [W/m <sup>2</sup> K]	Yttervegger	0.12	8cm EPS + 14cm betong + 16cm EPS. U= 0,12 (Bewi)
	Tak	0.12	Snitt 35 cm EPS S150
	Gulv	0.13	35 cm isolasjon. (10cm steinull + 25cm betong + 20cm S80 EPS + 5cm S150 EPS.)
	Vinduer, dører og glassfelt	1.0 /0.85 (ytterdør)	3-lags energiglass. Total U-verdi =1,0. Karm/ Ramme
Arealandel for vinduer, dører og glassfelt (%)		21	Tegninger
Normalisert kuldebroverdi ( $\Psi'$ ) [W/m <sup>2</sup> K]		0,09	Tegninger/NS 3031. Konservativt anslag
Normalisert varmekapasitet ( $C'$ ) [W/m <sup>2</sup> K]		65	NS 3031
Lekkasjetall ( $n_{50}$ ) [h <sup>-1</sup> ]		0.74	Data fra målinger 4 leiligheter Gjennomsnitt
Årgjennomsnittlig virkningsgrad ( $\eta$ ) for varmegjenvinner [%]		80	Systemair/ Villavent VR - 300 TK/ B 80 % varmegjenvinning.
Spesifikk vifteeffekt ( $SFP$ ) relatert til luftmengder, i driftstiden [kW/m <sup>3</sup> /s]		2.5	Viftedata
Spesifikk vifteeffekt ( $SFP$ ) relatert til luftmengder, utenfor driftstiden [kW/m <sup>3</sup> /s]		2.5	Viftedata
Gjennomsnittlig ventilasjonsluftmengde ( $\dot{V}$ ) i driftstiden [m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> h]		1.9	Aggregatdata. NS 3031 gir veiledende verdi lik 1.7
Ventilasjonsluftmengde ( $\dot{V}$ ) utenfor driftstiden [(m <sup>3</sup> )/(m <sup>2</sup> h)]		1.9	Aggregatdata. NS 3031 gir veiledende verdi lik 1.7
Årgjennomsnittlig systemvirkningsgrad for oppvarmingssystemet [%]		100	Elektrisk panelovner
Installert effekt lokal romoppvarming og sentral ventilasjonsvarme (varmebatter) (W/m <sup>2</sup> )		-	
Settpunkttemperaturer oppvarming (°C)		21	NS 3031
Årgjennomsnittlig kjølefaktor for kjølesystemet [%]		-	
Settpunkttemperatur kjøling (°C)		-	
Installert effekt lokal romkjøling og sentral ventilasjonskjøling (kjølebatter) (W/m <sup>2</sup> )		-	
Spesifikk pumpeeffekt ( $SPP$ ) [kW/s]		0	
Driftstid ventilasjon, oppvarming, kjøling, lys, utstyr, varmtvann og personer <sup>1</sup>		24 timer/døgn	
Spesifikt effektbehov til belysning i driftstiden ( $g''_{ly}$ ) [Wm <sup>-2</sup> ]		2.9	NS 3031
Spesifikt effektbehov til utstyr i driftstiden ( $g''_{ut}$ ) [Wm <sup>-2</sup> ]		1.7	NS 3031. Redusert med 30 % grunnet A-merket hvitevarer
Spesifikt effektbehov varmtvann i driftstiden ( $g''_{w}$ ) [Wm <sup>-2</sup> ]		5.1	NS 3031
Varmetilskudd personer ( $g''_{pers}$ ) i driftstiden [Wm <sup>-2</sup> ]		1.5	NS 3031
Total solfaktor ( $\bar{g}_t$ ) for vindu og solskjerming ( $\emptyset/S/V/N$ ) <sup>*</sup>		0.45	NS 3031
Gjennomsnittlig karmfaktor ( $F_f$ )		0.8	NS 3031
Solskjermingsfaktor for horisont, nærliggende bygg, vegetasjon, og eventuelle bygningsutspring <sup>1</sup>		45 ° mot øst. Ellers ingen avskjerming	

## A4 Løvåshagen Borettslag, Bergen

---

### A4.1 Nøkkelinformasjon

Byggherre: ByBo AS

Arkitekt: ABO Plan & Arkitektur

Rådgivende: Node | Geir Knudsen AS | Trond Wickman AS | SINTEF Byggforsk

Hovedentreprenør: ByggMester VEST

Antall boliger: Til sammen 80 leiligheter; 52 i lavenergihus og 28 i passivhus

Prosjektstus: Innflyttet høst 2008

### A4.2 Beliggenhet

Løvåshagen ligger i Fyllingsdalen, 4 km utenfor Bergen sentrum. I nærheten ligger skoler, barnehager, postkontor, handlesenter, offentlig transport og turområder.

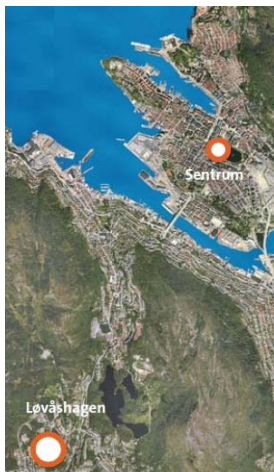


Fig. A4.1  
Løvåshagen ligger 4 km



Fig. A4.2  
Løvåshagen borettslag i forgrunnen. Lavenergihus og passivhus.

#### A4.2.1 Temperaturforhold

Årsmiddeltemperatur i Bergen: 7,8 °C

Dimensjonerende vintertemperatur: -10 °C

Årsmidlere horisontal solstråling: 87 W/m<sup>2</sup>

### A4.3 Boligtyper

Løvåshagen borettslag består av fire lavblokker med to til fem etasjer. Leilighetene varierer fra 3-roms på 50 m<sup>2</sup> til 5-roms på 95 m<sup>2</sup>. Leilighetene og uteområdet er utformet i samsvar med strategien universell utforming. Leilighetene har livsløpsstandard.

De til sammen 80 leilighetene har to ulike energistandarder:

52 leiligheter er bygd som lavenergihus (hus 1 og 2)

28 leiligheter er bygd som passivhus (hus 3 og 4)



Fig. A4.3  
Situasjonsplan



Fig. A4.4  
Husene i forgrunnen er passivhus. Illustrasjon: MIR/ABO



Fig. A4.5 Passivhusene har solfangere på taket. Foto: Arkitekten

## A4.4 Passivhusenes varmebehov

### A4.4.1 Energi- og effektbehov

Tabell. A4.1. Beregnet gjennomsnittlig energibehov per kvm bruksareal, fordelt på energiposter [Dokka 2008].

Post	Energibehov spes. [kWh/m <sup>2</sup> år]	Effektbehov spes. [W/m <sup>2</sup> ]
Romoppvarming	12,8	11
Varmt tappevann	30,0	
Sum	42,8	



#### A4.4.2 Input data i energiberegningene

Tabell. A4.2 Faste bygningsdata for blokk med 15 leiligheter á 75-89 m<sup>2</sup>

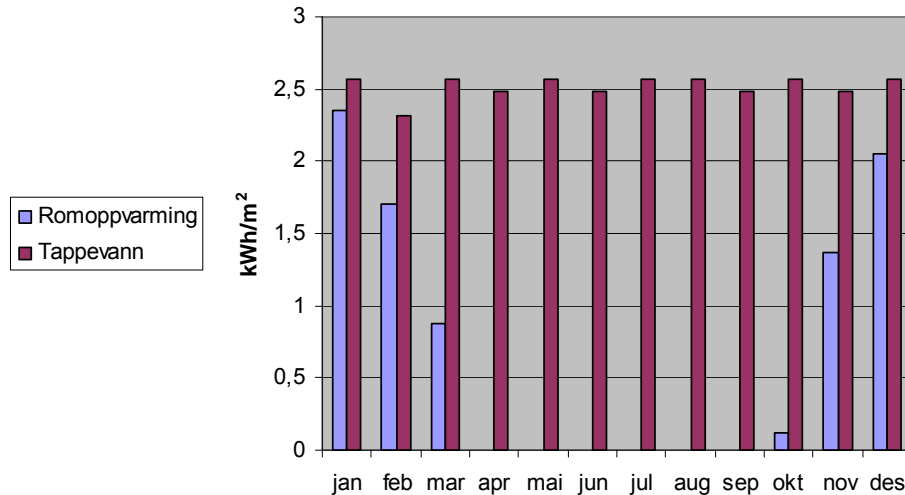
Oppvarmet gulvareal ( $A_{fi}$ )	1 126 m <sup>2</sup>
Oppvarmet luftvolum	2 531 m <sup>3</sup>
Ytterveggsareal	589 m <sup>2</sup>
Vindus- og dørareal (20,6 % av $A_{fi}$ ) (øst/sør/vest/nord)	224 m <sup>2</sup> (59/3/158/4 m <sup>2</sup> )
Takareal	404 m <sup>2</sup>
Golvareal	404 m <sup>2</sup>
Luftskifte ventilasjon	0,45 oms/t
Innetemperatur	20 °C
Intern varmelast	For energiberegning: 4 W/m <sup>2</sup> For effektberegning: 3 W/m <sup>2</sup>

Tabell. A4.3 U-verdier og konstruksjonsløsninger [Dokka 2008]

Bygningsdel		Løsning
Yttervegger, hovedfasade, U-verdi	0,12 W/m <sup>2</sup> K	Dobbeltvegg-konstruksjon. 350 mm isolasjon
Yttervegger, gavler, U-verdi	0,10 W/m <sup>2</sup> K	Dobbeltvegg-konstruksjon. 400 mm isolasjon
Tak, U-verdi	0,08 W/m <sup>2</sup> K	Lett tretak. Pulttak med 5 graders helning. I-profil bjelker lagt som takåser. Bæres på skillevegger i betong. 3" lufting og papptekking. 500 mm isolasjon
Golv på grunn, U-verdi	0,08 W/m <sup>2</sup> K	Plate på mark med 350 mm isolasjon.
Vinduer, U-verdi	0,70–0,80 W/m <sup>2</sup> K	3 lags ruter med argon, superspacer og isolert karm
Dører, U-verdi	1,0 W/m <sup>2</sup> K	Godt isolerte ytterdører.
Normalisert kuldebroverdi, $\psi$ "	< 0,015 W/m <sup>2</sup> K	Bæring for svalganger og balkonger er mest mulig koplet fra bygningskroppen for å unngå kuldebroer.
Lekkasjetall, $N_{50}$	< 0,6 ach@50 Pa	Kontinuerlig vindsperresjikt, prosjekterte detaljer, god kvalitetssikring i byggeprosessen.
Varmegjenvinning, temperaturvirkningsgrad (år)	$\eta = 80\text{--}83\%$ .	Høyeffektiv roterende gjenvinner, SFP < 1.5 kW/(m <sup>3</sup> /s).

#### A4.4.3 Månedlig fordeling av varmebehovet

Fordeling av varmebehovet er vist i figuren under.



Figur A4.6 Beregnet månedlig oppvarmingsbehov i kWh/m<sup>2</sup> for en leilighet på 75 m<sup>2</sup>. [Andresen 2008]

## A4.5 Passivhusenes varmforsyning

Passivhusene har vannbåren varme. På taket har passivhusene solfangere som gir energibidrag til varmtvann til romoppvarming og varmt tappevann. Leilighetene har individuelle solvarmeanlegg. Hver leilighet har to solfangere på til sammen 6 m<sup>2</sup> (effektivt absorberareal ca. 3,2 m<sup>2</sup>). På badet har hver leilighet en 200 liters varmtvannstank (akkumulatortank) som er koblet til solfangerne. I kaldt vær med lite sol tilfører en elektrisk varmekolbe nødvendig varme til vannet på varmtvannstanken. Solfangerne er vakuumrør av typen Heat Pipe levert av Skjøllberg energiteknikk.

En enkel radiator på 800–1000 W er plassert i entreen som er åpen mot stuen. Badet har gulvvarme.

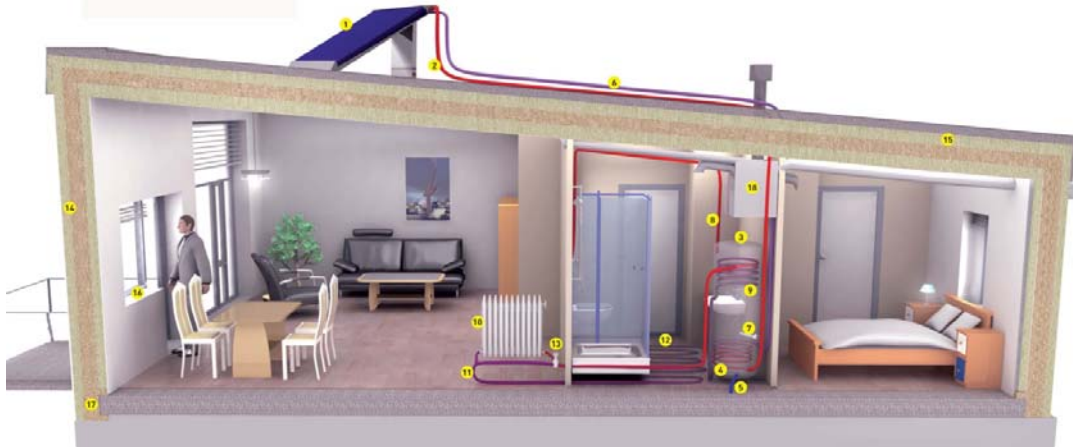


Fig. A4.7 Skjematisk illustrasjon av toppetasjen. 1) solfanger, 2) lukket rørsøyfe, 3) varmtvannstank/akkumulatortank, 4) varmespiral (fra solfanger til nett vann), 5) nett vann, 6) returdel av rørsøyfe, 7) elektrisk varmekolbe, 8) varmt tappevann, 9) varmespiral (fra varmtvannstank til radiator i stue og gulvvarme på bad), 10) radiator, 11) kort rørsøyfe mellom bad og stue, 12) varmerør i baderomsgulv, 13) ventil som fordeler varmen mellom stue og bad.

Fargekoder: Røde deler av rørsystem frakter oppvarmet væske.

Lilla deler frakter væske som har avgitt varme og nå strømmer tilbake til varmekilden for ny oppvarming.

Væsken i sløyfa i badegolvet avgir gulvvarme på returen fra radiatoren. Illustrasjon: T. Evjen, SINTEF Media.

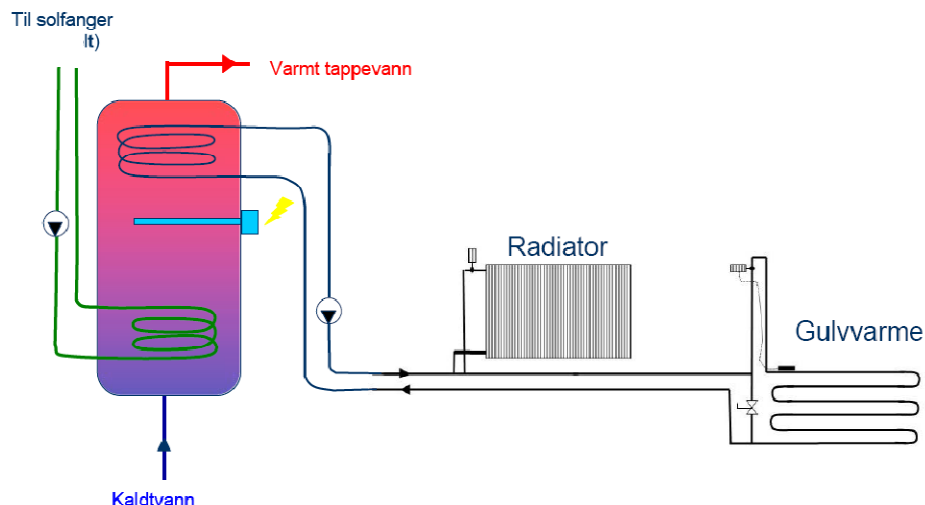
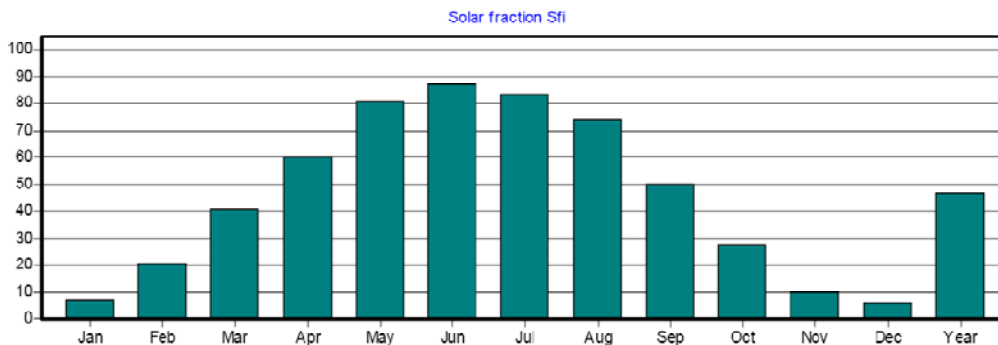


Fig. A4.8 Systemskisse av varmeanlegg for en leilighet. Illustrasjon: T. Wigenstad, SINTEF Byggforsk.

Solvarme er beregnet til å dekke ~ 47 % av det totale varmebehovet, se figur A4.9.



This system has been calculated on 18.09.2006 with the POLYSUN 3.3 simulation program.

Figur A4.9 Beregnet månedlig andel av oppvarmingsbehov (rom + tappevann) som dekkes av solvarmesystemet. [Andresen]

Tabell A4.4 Varmeforsyning, totalt

Solenergi	47 %	20,2 kWh/m <sup>2</sup> år
Elektrisk	53 %	22,6 kWh/m <sup>2</sup> år
Sum		<b>22,8 kWh/m<sup>2</sup>år</b>

#### A4.6 Kostnader for energiltakene

Ekstrakostnader for varmesystemet i forhold til et konvensjonelt varmesystem basert på direkte elektrisk oppvarming ble estimert til 475 NOK/m<sup>2</sup> BRA [Bybo 2007]. Dette omfatter kostnader til solvarmesystem og forenklet vannbårent varmesystem, inkludert installasjon.

#### A4.7 Vurderinger av alternative systemer for varmforsyning

Fjernvarme var ikke et alternativ fordi Løvåshagen ligger utenfor konsesjonsområdet for fjernvarme. Andre varmforsyningssystemer som har vært vurdert er bare elektrisk oppvarming og varmepumpe. Tidlig i planleggingsfasen ble det besluttet å bygge individuelle løsninger for hver leilighet i motsetning til én felles løsning (nærvarmeanlegg). Derved var varmepumpe lite aktuelt.

Elektrisk oppvarming ble valgt for lavenergihusene, fordi det medfører enkle installasjoner og lave investeringskostnader. Passivhusene har fått status som pilotprosjekt, og Husbanken har gitt

finansieringsbidrag til planlegging. Ett av målene var å bygge opp erfaring på bruk av solenergi til varmforsyning i Norge.

#### A4.8 Referanser

Andresen, Inger. 2008. *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus – En introduksjon*. SINTEF-rapport.

<http://www.husbanken.no/Venstremeny/bibliotek/Planlegging%20av%20solvarmeanlegg%20for%20lavenergiboliger%20og%20passivhus.aspx>

ByBo AS. 2007. *Løvåshagen – bo smart, spar penger*. Salgsprospekt. (ByBo AS utvikler, bygger og selger boliger i Bergensområdet) <http://lovashagen.rediger.no/>

Dokka, Tor Helge. 2008. *Løvåshagen: Norges første lavblokkprosjekt med passivhusstandard*.

Conference Proceedings: The first Nordic Conference on Passive Houses.

<http://www.passivhusnorden.no/no/sessions.aspx>

NAL EcoBox Prosjektdatabase. *Løvåshagen*. <http://www.arkitektur.no/?nid=166292&pid0=92058>  
(nedlastet 2009-02-12)

Tønseth, Svein. (2006). *Sol ute – sol inne*. Artikkel i Gemini. <http://www.ntnu.no/gemini/2006-05/index.htm>



## A5 Myhrerenga Borettslag, Skedsmo

---

### A5.1 Nøkkelinformasjon

Byggherre: Myhrerenga Borettslag/USBL

Arkitekt: Arkitektskap

Rådgivende VVS: Norconsult

Utredning av energiløsninger: SINTEF Byggforsk

Hovedentreprenør: Agathon Borgen

Bebyggelse: 7 blokker i 3 etasjer, 24 leiligheter pr. blokk, totalt 168 leiligheter

Prosjektstatus: Byggeår 1968, under rehabilitering 2010.

### A5.2 Beliggenhet

Myhrerenga Borettslag ligger på Skedsmokorset, 25 km nord-øst for Oslo.



Figur A5.1 Situasjonsplan.

Kilde: Røsholt og Pedersen ((2009).

#### A5.2.1 Temperaturforhold

Årsmiddeltemperatur i Oslo: 5,1 °C

Dimensjonerende vintertemperatur: -18,5 °C

Årsmidlere horisontal solstråling: 102 W/m<sup>2</sup>

### A5.3 Beskrivelse av boligene før og etter rehabilitering

Myhrerenga borettslag består av 7 blokker i 3 etasjer, med 24 leiligheter pr. blokk, til sammen 168 leiligheter. Hver blokk inneholder 6 to-roms leiligheter á 53 m<sup>2</sup> og 18 tre-roms leiligheter á 68 m<sup>2</sup>.

Boligene er bygget i 1968, og i 2009 ble det besluttet at de skulle gjennomgå en hovedrehabilitering. Byggene hadde skader på fasadene med oppsprekking og fuktinntrengning. Det var til dels dårlig innneklima, med trekk og kalde gulv. Hverken ventilasjonssystemet (avtrekksventilasjon) eller varmeanlegget var oppgradert etter oppføring. Varmelegget bestod av radiatorer i hvert rom forsynt av olje- og elkjel i felles fyrhus. Totalt energibruk før rehabilitering var på ca. 275 kWh/m<sup>2</sup>år. Beregnet totalt energibruk etter rehabilitering er 80 kWh/m<sup>2</sup>år (Dokka og Klinski 2009).

Rehabiliteringen omfattet etterisolering av yttervegger, gulv og tak, utskifting av vinduer til passivhusvinduer, installasjon av høyeffektiv balansert ventilasjon, ny energisentral med solvarme, varmepumpe og nye akkumulatører, samt nytt forenklet varmesystem med individuell energimåling.

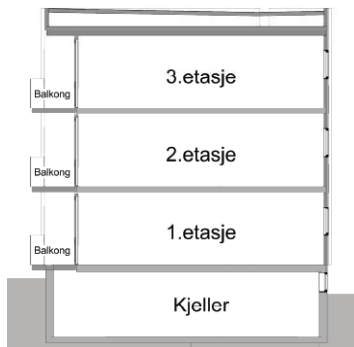


Fig. A5.2 Snitt



Fig. A5.3 Plan 1. etasje. Illustrasjon: Arkitektskap AS, 2009.



Fig. A5.4 Øst- og vestfasade før rehabilitering. Foto: Arkitektskap AS, 2009.



Fig. A5.5 Vestfasade etter rehabilitering. Illustrasjon: Arkitektskap AS, 2009.

## A5.4 Varmebehov etter rehabilitering

Tabell A5.1. Beregnet gjennomsnittlig energibehov per kvm bruksareal etter rehabilitering Basert på [Dokka og Klinski 2009] samt [USBL 2009].

Post	Energibehov spes. [kWh/m <sup>2</sup> år]	Effektbehov spes. [W/m <sup>2</sup> ]
Romoppvarming	25,0	18
Varmt tappevann	30,0	
Sum	55,0	

## A5.5 Varmforsyning etter rehabilitering

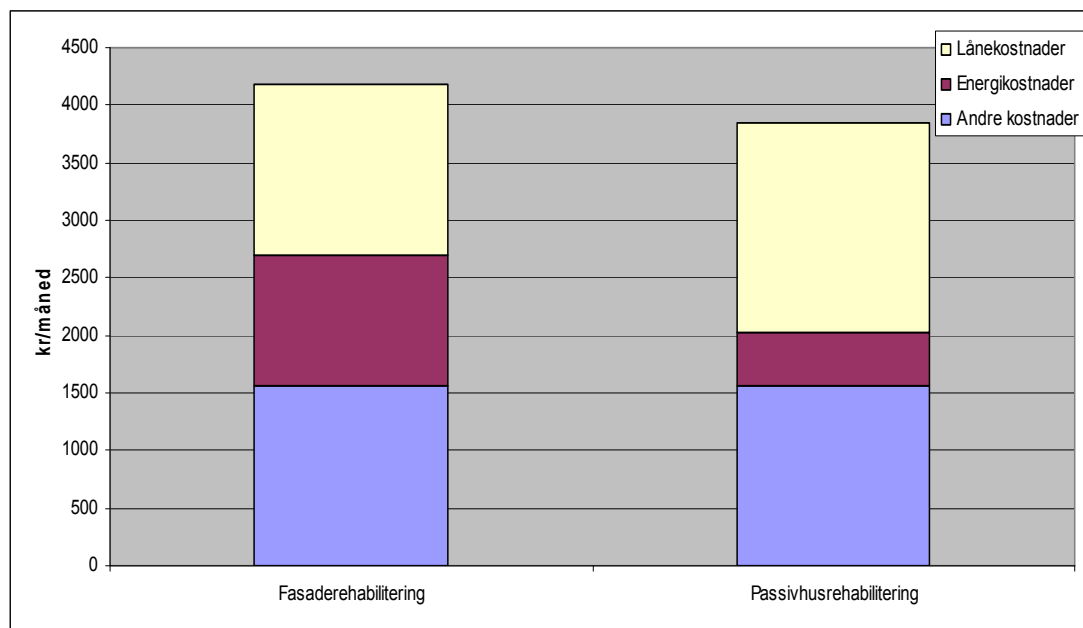
Det nye varmesystemet består av 3 luft-til-vann varmepumper à 25 kW, og 30 m<sup>2</sup> vakuumrørsolfangere plassert på taket av den blokka hvor fyrrommet er. En av de eksisterende el-kjelene brukes som spisslast. Nye beredere/akkumulatorer installeres i hver blokk. Eksisterende distribusjonssystem brukes, men gamle radiatorer demonteres og erstattes av en ny radiator i hver leilighet. Det blir individuell måling og avregning av el og varme. Varmepumpe- og solfangeranlegget skal redusere behovet for kjøpt energi til oppvarming med ca. 50% (USBL 2009).

## A5.6 Kostnader for energiltakene

<b>Ekstrakostnader</b>	<b>Hel blokk</b>	<b>Pr. kvm BRA</b>	<b>For tre roms</b>
Isolering yttertak	78450	50	3430
Isolering gulv mot kjeller	162664	105	7112
Ekstra isolering y.vegg	193099	124	8443
Superiolerte vinduer&dører	157340	101	6879
Ventilasjon	840000	540	36727
Oppvarmingssystem	432000	278	18888
Ny energisentral	209529	135	9161
SUM eks. mva	2073081	1333	90640
<b>SUM inkl. mva</b>	<b>2591352</b>	<b>1666</b>	<b>113301</b>
Estimert støtte ENOVA	441699	284	19312
<b>Netto investering</b>	<b>2149653</b>	<b>1382</b>	<b>93988</b>

Fig. A5.6 Ekstrakostnader for passivhus-rehabilitering i forhold til vanlig rehabilitering [Dokka og Klinski 2009].

Kostnader for oppgradering av varmesystemet ble estimert til 413 NOK/m<sup>2</sup> BRA [Dokka og Klinski 2009]. Totale ekstrakostnader for passivhusrehabiliteringen utover vanlig fasaderehabilitering ble estimert til 1666 kr/m<sup>2</sup> BRA [Dokka 2009]. Inkludert støtte fra Enova og gunstig Husbanklån, ble det beregnet at de månedlige utgiftene med passivhusrehabilitering ble lavere enn for en vanlig fasaderehabilitering, se figuren under.



Figur A5.6. Beregnet månedlige energikostnader for en treroms leilighet med vanlig fasaderehabilitering (til venstre) og passivhusrehabilitering (til høyre). Det er antatt en rentefot på 4,7 % for passivhusrehabiliteringen (Husbanklån) og 5,7% for vanlig fasaderehabilitering (vanlig banklån). Det er videre antatt et annuitetslån med 30 års levetid og en energipris på 81 øre/kWh. Fra [Dokka og Klinski 2009].

### A5.7 Vurderinger av alternative systemer for varmforsyning

Kombinasjonen luft/luftvarmepumpe og solfangeranlegg ble valgt på bakgrunn av at dette passet godt sammen med det eksisterende anlegget, samt en kost-/nyttevurdering.

Prosjektet er det første rehabiliteringsprosjektet med passivhuskomponenter i Norge, og har vært et pilotprosjekt i forskningsprosjektet EKSBO i regi av SINTEF Byggforsk, Husbanken, Enova og Norges Forskningsråd. Både Enova og Husbanken har bidratt med finansiering av prosjektet.

### A5.8 Referanser

Røsholt, I og L. H. Pedersen. 2009. *Myhrerenga borettslag – Rehabilitering til passivhusstandard*. Presentasjon ved Arkitektakademiet, Oslo, 09.10.2009. Arkitektskap AS.

Dokka, T.H. og M. Klinski. 2009. *Rehabilitering med passivhuskomponenter – Myhrerenga BRL*. Presentasjon ved frokostmøte "Brød og miljø", NAL/Ecobox, Oslo, 06.05.2009. SINTEF Byggforsk.

USBL. 2009. *Myhrerenga borettslag – Tilbudsinnbydelse passivhusrehabilitering*. Oslo 10.07.2009. Boligbyggelaget USBL.

**SINTEF** er Skandinavias største forskningskonsern. Vår visjon er «Teknologi for et bedre samfunn». Vi skal bidra til økt verdiskapning, økt livskvalitet og en bærekraftig utvikling. SINTEF selger forskningsbasert kunnskap og tilhørende tjenester basert på dyp innsikt i teknologi, naturvitenskap, medisin og samfunnsvitenskap.

**SINTEF Byggforsk** er et internasjonalt ledende forskningsinstitutt og Norges viktigste formidler av forskningsbasert kunnskap til bygge- og anleggsnæringen. Vi skaper verdier for våre kunder og for samfunnet gjennom forskning og utvikling, spesialrådgivning, sertifisering og kunnskapsformidling. Våre publikasjoner omfatter Byggforskserien, Byggebransjens våtromsnorm, håndbøker, rapporter, faktabøker og beregnings- og planleggingsverktøy.

