

# PRODUKSJON, INFRASTRUKTUR OG BRUK AV ENERGI

– HELHETSVURDERING

26. MARS 2007

Navn forfatter: Alf Idsø, Lyse Energi AS

## **Sammendrag:**

*Hovedhensikten med rapporten er å synliggjøre hva de ulike energisystemene utløser/reducerer av klimagasser, samt bruk av energiressurser og samfunnsøkonomi.*

*Rapporten forholder seg til faglige fakta og synliggjør dermed hva politiske valg medfører med hensyn til forvaltning av energiressurser (brutto energiforbruk), globale klimagasser og samfunnsøkonomi. Bedrifts- og brukerøkonomi, som forholder seg til egne økonomiske rammer og sin policy er ikke nærmere analysert. Resultatet av helhetsvurderingen synliggjør at rammer som er gitt i forskrifter og økonomisk støtte nødvendigvis ikke gir den beste løsningen på kort og lang sikt, men heller svekker og motarbeider de beste systemløsningene der de kan eller er realisert. **Stedlige forhold er avgjørende.***

***Den beste systemløsningen** med hensyn til miljø og fornybar energi til oppvarming og transport i Stavanger-regionen, er å **eliminere metan** fra avfall, våtorganisk avfall og naturgjødning ved å foredle gassen og mate energien inn i eksisterende rørledningsnett.*

*Følgene er over **1 % reduksjon av klimagasser i Norge**. Se spesielt pkt. 5.*

*Med gitte miljøkostnader er kraftproduksjon mest samfunnsøkonomisk fra vann- og vindkraft, samt kogen fra biomasse og naturgass. Er det nødvendig/ønskelig med anlegg for kun kraftproduksjon fra fossil brensel, er kullkraft med CO<sub>2</sub>-håndtering den beste løsningen med hensyn til økonomi og ressursbruk.*

*Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering er kostbar og medfører et stort energiforbruk fra en mer begrenset energiressurs enn kull.*

## **1. Energikilder**

Norge har svært store energiressurser som olje, gass, vann-, vind-, bølge-, bio- og avfallsenergi, samt kull på Svalbard. Det er viktig at Norge tar i bruk og forvalter energiressursene på en optimal måte i et globalt perspektiv. Da både å ta i bruk fornybare energikilder og forvalte ikke fornybar energi effektivt.

## 1.1 Fornybar energi

- Det er stor forskjell i regionene på rasjonell tilgang til bioenergi i fast form og som biogass. Bio- og avfallsenergi kan transportere som varmt vann eller som foredlet biogass fram til sluttbruker over nær-/fjernvarmeanlegg og gassrørledning. Se nærmere under pkt. 5.
- Vann-, vind-, bio- og bølgeenergi omformet til kraft forutsetter normalt et felles elektrisitetsnett med mange forskjellig produksjonsenheter. Se nærmere under pkt. 2.3.
- I næringsbygg er det behov for kjøling. Der det er mulig innen økonomiske rammer, kan en på tilstrekkelig dybde hente sjøvann og nytte fjernkjølingsnett. Denne såkalte frikjølingen er bl.a. tatt i bruk i Stavanger.

Til orientering har en i Sverige innmating av biogass i et felles rørledningsnett med naturgass. Der er det ambisjoner om at andelen biogass skal øke jevnt, om 20 år til 20 TWh og da en andel på 50 %. I Norge er det også muligheter for foredlet biogass i rørledningsnett, under forutsetningen av at det legges til rette for bygging av og tilknytning til rørrnett som kan transportere biogass. Se også pkt. 5, 6.2 og 9.

## 1.2 Ikke fornybar energi

- Fra olje og naturgass kan en omdanne energien til varmt vann og transportere den i et fjernvarmenett. Se nærmere under pkt. 2.1.
- Mulighet for rasjonell utbygging av transmisjonsrørledning for naturgass er forskjellig i de ulike regionene. Men i alle regioner kan en etablere LNG-mottak med tilhørende rørledningsnett for naturgass. Rørrettet vil dermed også kunne nyttes for foredlet biogass. Se også pkt. 1.1 og 2.2.
- Elektrisitetsnettet i Norge er en del av et felles nordeuropeisk nett med åpen handel over landegrensene. Fellesskapet blir nærmere med nye nettforbindinger som er under bygging og planlagt over landegrensene. Det aller meste av nytt elforbruk i dette nettet kommer fra ikke fornybare energikilder som fossile brensler, eller med andre ord fra marginale kraftprodusenter. Se også pkt. 2.3.

## 2. Energibærere

I sammenheng med å framskaffe energi til oppvarming over infrastruktur, har en i realiteten tre energibærere å forholde seg til. Hydrogen er også energibærer, men blir ikke vurdert her.

## **2.1 Vann/nær- og fjernvarmeanlegg.**

Fjernvarme legger godt til rette for å ta i bruk fornybar energi. Andel fornybar energi varierer i nye og eksisterende anlegg. Grunnlag for bygging av nær-/fjernvarme er avhengig av om det er tilstrekkelig kundegrunnlag /energitetthet innen overskuelig framtid og energikostnaden fram til energisentral. Se også pkt. 1.1, 1.2, 3, 4, 4.3, 6, 6.2, 6.3, 8.2, 9 og vedlegg 1.

## **2.2 Gass/ledningsnett.**

Her må en merke seg at rørledningsnett for gass også legger til rette for å transportere både fornybar energi som foredlet biogass og naturgass i samme rørledningen. Utbygging av rørrnett for gass til oppvarming begrenser seg med hensyn til energitettheten, men kan legges over et vesentlig større område enn nær-/fjernvarmeanlegg. Et omfattende gassnett legger også til rette for bruk av natur-/biogass i transportsektoren. Se også pkt 1.1, 1.2, 3, 4, 4.2, 5, 6, 6.2, 6.3, 8.3, 8.4, 9.

## **2.3 Elektrisitet/elnett**

Elnettet sørger for å transportere både fornybar og ikke fornybar energi. I Norge er det store vannmagasiner som gir mulighet til å lagre store mengder energi i systemet. For tiden er det mulighet for å lagre 2/3 av det årlige elektrisitetsbehovet. Magasinene muliggjør en stor fleksibilitet med forskjellige kraftproduksjoner. Det er vannkraft som står for grunnproduksjonen i et felles elnett. Marginalproduksjon kommer i overskuelig framtid i realiteten fra kullkraftverk på kontinentet. I våtår med fylte magasiner kan en i noen få områder med flaskehals i en begrenset periode kunne si at vannkraft er marginal produsent. Dette var ofte tilfelle for store deler av Norge fram til midten av 1990-årene, men situasjonen er i dag en helt annen.

Med andre ord vil alle vannkraftprodusenter, uavhengig av andre produsenter, levere all den vannkraft som kan tas ut i anlegget. Kraftproduksjon med kull og gass med høyere utløste driftskostnader kan ikke konkurrere med driftskostnadene ved vannkraft, og dermed vil slike anlegg tilpasse brukstiden etter markedet og være marginal produsent. Nasjonale grenser har ikke relevans i denne vurderingen. Se også pkt. 1.1, 1.2, 4.1, 5, 6, 6.1, 6.2, 6.3, 8, 8.1, 8.5 og 9.

## **3. Energitetthet**

Energitetthet i denne sammenheng er samlet energibehov til oppvarming i bygg som kommunen tillater i forhold til flateareal ved regulering, betegnet TU i %. For å kunne bygge nær-/fjernvarme og gassrørledning må det være tilstrekkelig

energitetthet, eller med andre ord tilstrekkelig arealutnyttelse. Se pkt. 2.1 og 2.2. Oppvarming av tappevann er også med i energigrunnlaget.

- En må også være oppmerksom på at energibehovet til oppvarming av rom er 25 % lavere for Vestland kyst enn for Oslo-regionen.
- Fra ca TU 35 % utnyttelse og oppover vil det normalt være samfunnsøkonomisk grunnlag for nær-/fjernvarme i ny bebyggelse under forutsetning av at anlegget dekker et tilstrekkelig arealomfang og en i første omgang har lave energikostnader fram til anlegget. Når det er grunnlag, kan en gradvis gå over til å nytte mer kostbar fornybar energi. Forutsetter en å nytte kostbar fornybar energi fra begynnelsen, må energitettheten være vesentlig høyere for å oppnå samfunnsøkonomi.
- Gassrørledning med forholdsvis lav gasskostnad vil normalt kunne nyttes der TU er ca 15 % og oppover i et tilstrekkelig arealomfang.
- Er arealutnyttelsen TU under 15 % vil energiløsning for det enkelte bygg være utgangspunktet.

#### **4. Enhetskostnader**

For selve infrastrukturen for energi må en forholde seg til årlige investeringer/avskrivninger som utløses, samt årlige utgifter/inntekter kjøpt/levert energi og driftskostnader.

- For nær-/fjernvarmeanlegg og gassrørnett kommer som regel store investeringer før energileveransen er blitt det anlegget er dimensjonert for. Framdriften til tidspunktet hvor hele infrastrukturen blir tatt i bruk har derfor innvirkning på overføringskostnadene.
- Men det som, spesielt i nær-/fjernvarmeanlegg, gjør størst utslag i de totale enhetskostnadene er om kundegrunnlaget /energitettheten og salgsprisen er tilstrekkelig, samt energiprisen til anlegget.
- Kostnadene med å framskaffe energi er svært avhengig av hva det koster å få energien fram til produksjonsanlegget. I tillegg kommer kostnadene med å omforme energien til en energibærer som elektrisitet, vann eller gass, for eksempel metan til naturgass nivå. Forutsatte samfunnskostnader på energien er vist i vedlegg 1 og 2, rad 1.

##### **4.1 Kostnad elnett**

Noen tar utgangspunkt i at elnett må en alltid ha, og dermed antar at det er best å utnytte elnettet mest mulig ved også å nytte strøm til oppvarming. Det er riktig at det utløses forholdsvis lite ekstrainvestering i lavspenningsnettet ved å nytte strøm til oppvarming, men investering i høyspennings fordelings-, regional- og sentralnett

utløser investeringer for varme i forhold og er høyere enn for elspesifikt forbruk.. Grunnen er at varmebehovet har lavere brukstid enn elspesifikk behov. Men det er miljøkostnadene som med elektrisitet gjør de størst utslag i samfunnsøkonomien. Se vedlegg 1 og 2, rad 7.1 og 7.2. Investeringene i elnettet for å dekke varmebehov vil variere fra sted til sted og antas å være mellom 1 og 3 kr/kWh. En har i beregningen forutsatt at strøm til oppvarming utløser 20 øre/kWh/år. Se vedlegg 1 og 2, rad 2.

#### **4.2 Kostnad gassrørnett**

Enhetskostnadene for gassrørnett vil variere mye i forhold hvor stor andel et rørnett dekker av varmebehovet. I oppstartfasen vil enhetskostnadene være forholdsvis høye. Kostnadene vil kunne variere fra 3 kr/kWh ved oppstart, til 0,5 kr/kWh ved videre utbygging av gassrørnettet. En har i beregningen i vedlegg 1 forutsatt at overføring av gass utløser 5, 10 og 20 øre/kWh/år for de forskjellige alternativene. Se vedlegg 1, rad 2 og kolonne A, G, H og I.

#### **4.3 Kostnad nær-/fjernvarme**

Enhetskostnadene for nær-/fjernvarme vil også variere mye i forhold til hvor stor energitetthet det er innen området. I oppstartfasen vil enhetskostnadene være forholdsvis høye. Investeringene vil kunne variere fra 3,5 kr/kWh til 1 kr/kWh. En har i eksempelet i vedlegg 1 forutsatt at omforming til varmt vann og overføring til bruker utløser 25 øre/kWh/år for alternativene med fjernvarme. Se vedlegg 1, rad 2 og kolonne B, C og E.

#### **4.4 Kostnad kraftproduksjon**

Samlet kostnad for kraftproduksjon til forbruker er svært forskjellige for de ulike systemene. Selve produksjonen er rimeligst med store anlegg som produserer kraft fra fossil brensel. Størst produksjonskostnad er det med vind- og gass-/kullkraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Se vedlegg 2, rad 3K. Dessuten kommer miljøkostnadene med selve kraftproduksjonen, og gevinst ved at ny kraftproduksjon fortrenger marginal kraftproduksjon, kullkraft.

#### **4.5 Energikostnad**

Energikostnadene er svært forskjellig og varierer i stor grad etter hvor rasjonelt energien er tilgjengelig til de enkelte energisystemene. Der det er/blir forholdsvis stor energitetthet er det oftest ikke tilgang til rimelig energi i et nær-

/fjernvarmeanlegg. En realistisk samfunnskostnad for å framskaffe biogass fra metan til et eksisterende gassrørnett er i aktuelle prosjekter vurdert til ca 35 øre/kWh. Kostnaden er valgt til grunn i eksempelet i vedlegg 1. Selve energikostnaden er gratis for vann- og vindkraft, og mest kostbar for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Se vedlegg 1 og 2, rad 1.

## **5. Miljøbelastning**

Den største globale miljøbelastningen i Stavanger-regionen er fordunstning av metan fra naturgjødsel, våtorganisk avfall og avløp, samt i transportsektoren. Miljøbelastningen ved fordunstning av en kWh metangass, CH<sub>4</sub> er ca 9 ganger større enn ved brenning av en kWh metangass. Det er mulig å foredle gassen og få samme brennverdi som naturgass og dermed nytte felles rørnett. Gassen kan da mates inn i eksisterende gassnett. I Stavanger-regionen er det teoretisk mulig å mate inn minst 200 – 300 GWh fra metan som i tilfelle vil redusere utslippet med 0,4 – 0,6 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter/år. Med andre ord vil en oppnå 1 % reduksjon av eksisterende utslipp av miljøgasser i Norge ved å ta i bruk metan-/biogass fra avløp, våtorganisk avfall og naturgjødsel i Stavanger-regionen. I tillegg kommer verdien av at andre skadelige stoffer i naturgjødsel også kan tas ut av naturen og redusere bruk av kunstgjødsel. Men disse følgene blir ikke omtalt nærmere i rapporten.

For tiden arbeides det med to prosjekter i regionen som vil redusere utslippene av metan med ca 100.000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter/år.

Dessuten medfører nytt strømforbruk i regionen at det utløses kullkraftproduksjon med høye miljøkostnader i andre land. Se pkt. 1.2 og 2.3.

I vedleggene har en kun regnet med de globale miljøkostnadene som CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> utløser/reduseres. De lokale belastningene reduseres også ved å nytte mindre skadelige ressurser, spesielt i transportsektoren. En bør merke seg at bruk av elektrisitet utløser store miljøkostnader i tilfelle en vil høyne kostnadene på CO<sub>2</sub>. Se også pkt. 8.5.

## **6. Energieffektivitet – ressursforvaltning**

Det er stor variasjon på hvor godt en i helhet utnytter energi ved de ulike systemløsningen for energi. Bruk av elektrisitet medfører den dårligste utnyttelsen av energi ved at det må nesten 3 kWh primærenergi for hver kWh netto brukt. Direkte bruk av bio i fastform, bio- og naturgass medfører høy energiutnyttelse. Se også vedlegg rad 9, 10, 11 og 12.

## 6.1 Varmepumper

Bruk av elektriske varmepumper medfører at det lokale strømforbruket går vesentlig ned, men varmepumper tilknyttet et felles elnett utløser forholdsvis mye primærenergi fra fossile brensler. Se nærmere i pkt. 1.2 og 2.3. Den totale virkningsgraden blir omtrent den samme som å nytte fossile brensler direkte. Selv om elektriske varmepumper nytter lokal fornybar energi fra luft/vann, alternativt vann/vann kan en ikke sidestille elektriske varmepumper med fornybar energi. I flere sammenhenger framstilles varmepumper som fornybar energi, og følgene er at ren fornybar energi taper i opinionen og i relativ andel offentlig støtte. Naturgass kan sidestilles med elektriske varmepumper med hensyn til energibruk og miljøbelastning. Støtte til varmepumper fra det offentlige i områder det er/kan bygges nær-/fjernvarme og/eller gassrørnett for natur- og biogass medfører i realiteten suboptimale løsninger i et samfunnsøkonomisk perspektiv, også med hensyn til klimagasser og bruk av energiresurser. Varmepumper bør nyttes der det i et vidt perspektiv ikke er rasjonelt tilgang på alternativ energi.

Se også vedlegg kolonne J og G-I, rad 7.1 og 7.2.

## 6.2 Lavenergibygg

Med utgangspunkt i netto energiforbruk og at det nyttes strøm til oppvarming, er det satt fokus på lavenergibygg. Det er grunnleggende feil å ta utgangspunkt i kun energibæreren elektrisitet som referanse på energibruk. Tar en utgangspunkt i energibærerne fjernvarme(vann) eller rørledning for gass blir regnestykket et helt annet. Et bygg som nytter fjernvarme og radiatorer bruker brutto under det halve av energien i forhold til bruk av elektriske panelovner. Se vedlegg 1, rad 9 og kolonne B og M. Samme forhold gjelder bruk av gass, som kolonne A, C, G, H og I viser. Med andre ord kan en si at annen infrastruktur enn elektrisitet i seg selv medfører stor energisparing, og tilknyttet bygg etter TEK 1997 er i realiteten et lavenergibygg.

- Til orientering bygges det ca 400.000 - 500.000 m<sup>2</sup>/år bolig- og næringsareal i Stavanger-regionen. Ca 80 % av dette arealet kan tilknyttes eksisterende fjernvarme- og gassrørnett. Overgang fra byggeforskriften TEK 1997 til TEK 2007 utløser en isolasjonsinvestering i dette området på over 100 mill. kr/år og netto energiforbruk reduseres med ca 8 GWh/år- 0,14 %/år. Enhetskostnaden for å redusere energiforbruket blir dermed 12,5 kr/kWh. Tallene er regnet ut etter antatt investeringskostnader og energibehov i saksutredningen for TEK 2007 fra BE, se [www.be.no/bewb/regler/tekhoring06/høringsnotat](http://www.be.no/bewb/regler/tekhoring06/høringsnotat) og forskriftstekst(pdf).

- I tilfelle 80 % av alle nybygg i Stavanger-regionen tilknyttes eksisterende fjernvarme- og gassnett, vil samfunnsgevinsten med bedre isolering være ca 30 mill. kr/år. En har da tatt utgangspunkt i marginale enhetskostnader på 33 øre/kWh som vedlagget i kolonne F og rad 8.1 viser. Dermed er det, i forhold til et bedre alternativ, en negativ samfunnsgevinst på minus 70 mill. kr/år ved å gå over fra TEK 1997 til TEK 2007 i Stavanger-regionen.
- **Dersom en heller hadde nyttet 100 mill. kr/år til å framskaffe fornybar energi, kunne det meste av gassforbruket over rørnettet og tilhørende fjernvarmenett i Stavanger-regionen vært foredlet biogass, og miljøgevinsten hadde vært mye, mye høyere, ved å redusere metanutslipp. Andel fornybar energi vil i tilfelle øke med ca 30 GWh/år – 0,5 %/år. Med andre ord er det grunnleggende feil å ikke forholde seg til forutsetninger på et sted når en velger isolasjonsnivå og systemløsning for energi.**
- En løsning kan være at alle bygg, som tilknyttes nær-/fjernvarme eller gassrørnett, bygger etter TEK 1997 og betaler for eksempel 200 kr/m<sup>2</sup> til et fond som går til å framskaffe fast biobrensel eller foredlet biogass i energisystemet. For Stavanger-regionen vil i tilfelle det utgjøre ca 80 mill kr/år.
- I regionen betales det ca 40 mill. kr/år over elnettet til Energifondet, og i tillegg kommer bevilgninger til Energifondet over statsbudsjettet som i andel etter befolkningen utgjør ca 55 mill.kr/år for Stavanger-regionen fra og med 2010. 2/3 av Energifondet skal fordeles til varme og energieffektivisering, som for Stavangerregionen dermed utgjør 64 mill. kr/år fra og med 2010.
- **Med Stavanger-regionens andel av Energifondet vil en kunne framskaffe store mengder foredlet biogass til varme og transport med tilhørende miljøgevinst. Se spesielt pkt 5.**

I denne sammenhengen kan en ta med, at i områder der en forutsetter/må forholde seg til elektrisitet som eneste oppvarmingsmåte, vil isolering etter TEK 2007 være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

### 6.3 Tap ved overføring

Foruten forskjellige total virkningsgrader ved å omdanne energi til energibærerne elektrisitet, varmt vann og gass, er selve tapene i infrastrukturene for energibærere også forskjellig. I et gassrørnett er det lite tap, selv over lange avstander. I et optimalt utnyttet fjernvarmenett er det forholdsvis lite tap, men ved lav utnyttelse av effektkapasiteten og lange hovedrørlengder vil tapene øke.

I det norske elnettet er de totale tapene ca 8 % av energiforbruket, de marginale tapene er vesentlig høyere. I områder hvor elnettet er høyt utnyttet, er tapene fram til forbruk svært høye. Og i områder hvor elnettet er økonomisk dimensjonert er tapene vesentlig lavere enn landsgjennomsnittet. Se også pkt. 9 tredje avsnitt.

### **6.3 Kogen- CHP**

I en total sammenheng vil produksjon av varme og strøm samtidig, såkalt kogen/CHP medfører den beste utnyttelsen av energien med en virkningsgrad på ca 90 %. Kogen forutsetter at det er tilstrekkelig varmebehov enten for bruk innen ett bygg eller over et nær-/fjernvarmenett. Strømmen som produseres vil fortrenge produksjon fra marginal produsent med større utslipp av klimagasser, dermed blir det en positiv miljøgevinst, som for andre produsenter med lavere miljøbelastning. Det som også er spesielt med kogen er at produksjonen av strøm er svært stabil om vinteren innen forsyningsområdet. Dermed blir følgene at behov for elnettkapasitet fram til området i realiteten reduseres. Se kolonne EK og FK i vedlegg 2.

## **8. Samfunnsøkonomi**

De ulike systemløsningene utløser forskjellige samfunnskostnader i infrastruktur, bygg og miljø, men det er stor forskjell på kostnadene med å få fram alternativ og fornybar energi til anleggene. Fast biobrensel kan det være rikelig av i noen regioner, men lite i andre. Det samme gjelder bio- og naturgass. Se pkt. 1.1 og 1.2. Vedlegg 1 er et oppsett på samfunnskostnader til oppvarming med utgangspunkt i et gitt eksempel. Vedlegg 2 er et oppsett på ulike systemer for kraftproduksjon med overføring. Enhetskostnadene kan variere med andre eksempler, men tar en med de globale miljøbelastningene vil energiløsninger uten elektrisitet komme best ut. Med svært høye miljøkostnader vil elektrisitet komme svært dårlig ut. Systemløsninger med alternativ og fornybar energi vil være mer og mer gunstig. Se også pkt 5.

### **8.1 Elektrisitet**

De samfunnsøkonomiske produksjons-, overførings- og miljøkostnadene er samlet omtrent de kostnadene som brukerne i dag forholder seg til. Men dersom en setter større kostnad på globale utslipp(600 kr/tonn CO<sub>2</sub>) blir de totale kostnadene vesentlig høyere ved bruk av elektrisitet. De marginale kostnadene er omtrent de samme ved bruk av panelovner. Offentlig er det kjent at med dagens teknologi vil det koste minst 700 kr/tonn å fange CO<sub>2</sub> fra gasskraftverket på Kårstø. Målet er å komme ned tilrundt 200 kr/tonn. Se vedlegg 1, kolonne L, M og N samt rad 8.1 og

8.2, samt vedlegg 2, kolonne GK og HK. Samfunnsøkonomiske miljøkostnadene med å bygge linjer i naturen er ikke med i oppsettet.

## **8.2 Nær-/fjernvarme**

Lokalt kan det være store investeringer med å bygge opp et nær-/fjernvarmeanlegg, derfor må det være en tilstrekkelig energitetthet og framdrift i utbyggingen i nye områder for at fjernvarme skal være samfunnsøkonomisk lønnsom. Kostnaden på energien til anlegget og kreativitet til å finne gode løsninger i utbyggingsfasen har også stor innvirkning på om et anlegg er/blir lønnsomt. Ved å øke isoleringen i ny bebyggelse vil en i realiteten svekke det bedriftsøkonomiske grunnlaget for nær-/fjernvarme og redusere omfanget, følgelig vil utbygger/bruker nytte mer elkraft til oppvarming som utløser større miljøbelastning og samfunnskostnader. Se pkt. 3, 4.3 og vedlegg 1, rad 2 og kolonne B, C, E og F.

## **8.3 Gassrørnett**

Det er vesentlig lavere kostnader med å bygge infrastruktur med gassrørnett enn fjernvarme- og elnett. En må være oppmerksom på at det med et gassrørnett er nødvendig å etablere gasskjeler i hvert bygg for å omforme energien til varmt vann. Samlet vil gassnett og lokale gasskjeler, der det er forholdsvis lav energitetthet og lavt utbyggingstempo i utbyggingsområder, være den beste løsningen. Se pkt. 3 og vedlegg 1, rad 2 og kolonne C, G, H, F og I.

## **8.4 Marginale kostnader**

Med hensyn til infrastruktur må en spesielt være oppmerksom på at utførte investeringer, som ikke må fornyes innen en analyseperiode på 30 år, ikke tas med ved rangering av de ulike alternativene for energiløsning i samfunnsøkonomiske beregninger - "sunk cost". Se vedlegg 1, kolonne F og N, samt rad 2 og 5.

## **8.5 Miljøkostnader**

Det er de politiske myndighetene som må sette størrelsen på kostnadene som skal legges til grunn for påført belastning av klima og natur. I vedlegg 1, rad 7.1 forutsettes 200 kr/tonn CO<sub>2</sub>-ekv., og i rad 7.2 forutsettes 600 kr/tonn. En har sett på de globale miljøkostnadene ved å nytte forskjellige systemløsninger. De store mengdene metanutslipp i Stavanger-regionen har en miljøkostnad på 200 – 300 mill. kr/år i tilfelle en legger 200 kr/tonn CO<sub>2</sub> – ekvivalenter til grunn. De lokale

miljøbelastningene i luft og natur(linjer) er ikke tatt med i den økonomiske beregningen.

Om myndighetene i Norge skal svare for CO<sub>2</sub> utslipp i for eksempel Danmark eller andre land, som står for marginal strømproduksjon, er ett politisk spørsmål. **Men de fysiske følgene for miljøet ved bruk av strøm i et felles elnett, kan til en hver tid beregnes og får direkte følger for klima til den enkelte innbygger i alle land.** Se også pkt. 5 og vedlegg 1, rad 7.1 og 7.2.

## 8.6 Fangst av metangass

Lavutslippvalget, [www.lavutslipp.no/Et klimavennlig Norge](http://www.lavutslipp.no/Et_klimavennlig_Norge) er kommet fram til at samfunnskostnaden med å fange metan er 50 kr/tonn CO<sub>2</sub> – ekvivalenter. Videre kostnader med foredling, ved å ta bort svovel og lystgass, samt tilsette propangass for å høyne brennverdien til samme nivå som naturgass, kommer i tillegg. Dette er vesentlig lavere enn andre aktuelle muligheter for å håndtere CO<sub>2</sub> fra fangst til deponi.

## 9. Rammeforhold

I realiteten er det ikke gode rammeforhold til å bygge infrastruktur for å framskaffe fornybar energi til oppvarming og transport med beste miljøløsningen, spesielt gjelder det forskrifter.

### TEK 2007

- I henhold til de nye bygningsforskriftene må utbygger/bruker av større bygg legge til rette for å nytte alternativ energi og det er svært bra for å framskaffe alternative systemløsninger og ta i bruk fornybar energi til det beste for klima, men som nevnt er det bedriftsøkonomiske grunnlaget for nær-/fjernvarme svekket, spesielt på Vestlandet.
- Det er ikke rim i at bygningsforskriften nå setter krav om mer isolering enn tidligere i mindre bygg, og at en dermed kan bruke elektrisitet til oppvarming av rom og tappevann i områder det er/kan legges ledningsnett for metan-/biogass eller nær-/fjernvarme. Ressursene burde i slike områder vært sett inn på å framskaffe fornybar energi.
- Reduksjon av energitetthet ved å sette større krav til isolering er i områder med alternativ infrastruktur for energi ikke samfunnsøkonomisk. Og tiltaket svekker det bedriftsøkonomiske grunnlaget for eksisterende og nye nær-

/fjernvarmeanlegg, samt legging av rørledning for natur- og foredlet biogass. Dermed spores utbyggerne/brukerne til å nytte strøm til oppvarming. TEK 2007 i områder det er/kan bygges nær-/fjernvarme og/eller gassrørnett for natur- og biogass medfører i realiteten suboptimale løsninger i et samfunnsøkonomisk perspektiv, også med hensyn til klimagasser og bruk av energiressurser.

- Åpningen i TEK 2007 ”merkostnader over bygningens livsløp” er håpløs å forholde seg til, og en må være oppmerksom på at det ikke er brukeren som kan eller har mulighet til å foreta beregningen. Det er den/de enkelte leverandøren/e av den totale systemløsningen som analyserer i forhold til sitt ståsted. De fleste har ikke kompetanse til å beregne merkostnadene over bygningens livsløp. Analyse med samfunnsøkonomiske tall, som i mange tilfeller vil gi et helt annet og bedre resultat, har en fullstendig sett bort fra. Med andre ord oppfordres det til kreativitet innen et bygg, men ikke med hensyn til energiforsyningen som kan gi langt større utslag med hensyn til miljø og forvaltning av energiressurser.

### Direkte støtte

- Støtteordningene har til nå ikke vært forutsigbare. En kan oppleve at det gis støtte til enkelte bygg i områder hvor det er/kan legges infrastruktur uten støtte, og som tilrettelegger for fornybar energi som biogass o.l. Med andre ord ugunstig konkurransevridning fra det offentlige.
- Ordningen med direkte støtte pr. kWh til kraftproduksjon fra fornybare energikilder er bra.
- Ordningen burde følgelig også omfatte direkte støtte pr. kW til produksjon av varmt vann fra fornybar energi og biogass i en felles infrastruktur.
- Prosjektstøtte er nødvendig for å utløse infrastruktur som tilrettelegger for transport av fornybar energi.

### Elnett

- Den nye bygningsforskriften utløser store ressurser for å redusere varmetap i bygninger – 12,5 kr/kWh Vestland kyst. Ressurser for å redusere tap i elnettet burde hatt samme fokus og ressursinnsats pr. kWh gjennom modellen for inntektsramme.
- Utforming av overføringstariff for mindre forbruk er forskjellig hos nettselskapene. Overføringstariffen burde vært utformet slik at bruker får

mest mulig igjen for å begrense eller redusere forbruket ved kun energiledd og ikke fastledd der brukstiden er over 2000 timer. Profilen bør gis i forskriften fra NVE for å fremme bruk av alternativ energi.

- Ordningen med uprioritert overføring bør avvikles, også for eksisterende. Tariffen ble innført da det til tider var store overskudd av elektrisk kraft i Norge og energien gikk tapt ved at vannmagasinene flødde over. I dag er tariffen ugunstig med hensyn til miljø og ressursbruk. NVE bør gi føringer i forskriften på grunnlag av den globale miljøbelastningen og bruk av energiressurser.
- De gunstige følgene med stabil kraftproduksjon/innmating(kogen og vannkraft med magasin) i fordelingsnettet om vinteren bør avspeiles med positiv innmatingstariff til kraftprodusent. Det vil si at innmatingstariffen avpasses etter brukstid(effektverdi) og marginale tap om vinteren i øre/kWh. NVE bør sette verdien på slike anlegg etter et gjennomsnitt elnett.
- NVE bør også gi føringer og størrelse på innmatingstariffen i fordelingsnett. Tariffen bør være differensiert med hensyn til produksjon om vinteren for å få fram verdien av effektkapasitet ved høy innmatingstid og reduserte tap i fordelings- og regionalnett.

## Miljø

- Ikke for å svekke bygging av fjernvarmenett i andre regioner, men i Stavanger-regionen er det ut fra miljøhensyn, reduksjon av metanutslipp, og samfunnsøkonomi vesentlig større grunnlag for tilknytningsplikt til gassrørnettet med natur-/biogass og tilhørende nær-/fjernvarmeanlegg enn i et ordinært fjernvarmenett med biomasse, olje o.a. Som for gasskraftverket på Kårstø bør det offentlige finansiere og være pådriver for at flest mulig anlegg blir bygget i Stavanger-regionen til å fange metangass og nytte energien over eksisterende gassrørnett. Kostnadene med fangsten er som nevnt i pkt. 8.6 vesentlig mindre enn for gasskraftverket på Kårstø og reduksjonen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter/år er i samme størrelsesorden. I andre regioner er det også potensialer til å fange metan i et felles rørnett som distribuerer energien til forbrukssteder.
- Transportsektoren, som utløser store utslipp av miljøgasser, bør i tillegg til lokale leverandører av biogass og blanding av bioenergi i dieselen, også bør bli mer stimulert til å ta i bruk natur-/biogass i et felles gassrørnett.
- I forhold til CO<sub>2</sub>-håndtering av store gasskraftverk viser vedlegg 2 at det er vesentlig større samfunnsverdi i tilfelle en politisk vil stimulere mer til mange andre kraftproduksjonssystemer.

# Vedlegg 1

## Samfunnsøkonomi med ulike varmeløsninger for 100 m2 leilighet-Vestland kyst, energitetthet med TU 70 %

Kolonne	A	B	C	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
Marginal strømproduksent										kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	Kullkraft
<b>Systemløsning</b>					Fjernvarme 65 %avf.**/sp 35 % olje****	Marg.kostn. systemløn. fj.v./n.gass***				Lokal løsn. 40% v.pumpe 60 % el*****	Lokal løsn. 40 % bio***** 60 % el*****	Panelovn 100 % elkraft*****	Panelovn 100 % systemløn. panelovner	Marg.kostn. systemløn. panelovner
<b>Enhetskostnad</b>	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh
rad 1	Energi	25	10	17	20	17	17	17	27	22	34	30	30	30
rad 2	Utløst infrastruktur	5	25	25	25	5	5	20	10	15	12	20	20	20
rad 3	Til varmt vann hos bruker	20					20	20	20	30	25			
rad 4	Vannbåren varme hos br.	30	30	30	30	6	30	30	30	30	30			
rad 5	Utløst el-inst. panelovner									9	9	15	15	3
rad 6	Kogeanlegg/gasskraftverk													
rad 7.1	<b>Global miljøbelastning-CO</b>	-12	3	5	5	5	5	5	6	15	12	20	20	20
rad 8.1	Sum samf.øk. kostnad	68	68	77	80	33	77	92	93	121	122	85	85	73

Energipris elspesifikk hos bruker

Bygn.forskr. TEK 2007

\*Biogass 35 øre/kWh - metanutslipp fra naturgjødning i det fri: 5 kg CO2-ekvivalenter/kWh

\*\*Avfallsforbrenning/spillvarme 6 øre/kWh

\*\*\*Naturgass 15 øre/kWh

\*\*\*\* Olje 34 øre/kWh

\*\*\*\*\*Bio 40 øre/kWh

\*\*\*\*\*Elkraft 30 øre/kWh

□ Deponeringskostnad/-gevinst med CO2 deponering er ikke medregnet

rad 9 Brutto energiforbruk: 7000 kWh 6200 kWh 6000 kWh 6400 kWh 7000 kWh 7000 kWh 7800 kWh 16000 kWh 12100 kWh 16000 kWh 16000 kWh

rad 10	Herav i form av naturgass	3500	2100	1100	1100	7000	7000	7800	16000	12100	16000	16000	16000
rad 11	Herav i form av bio	3500	2100	1100	1100	7000	7000	7800	16000	12100	16000	16000	16000

rad 12	Netto energiforbruk:	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh	5700 kWh
	Marginal strømproduzent									kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft
	<b>Systemløsning</b>					Fjernvarme 65 %avf./sp. 35 % olje****	Marg.kostn. systemløn. fj.v./n.gass***			Lokal løsn. 40 % v.pumpe 60 % el*****	Lokal løsn. 40 % bio***** 60 % panelov	Panelovn 100 % elkraft*****	Panelovn 100 % systemløn. panelovner
	<b>Ressursbruk:</b>	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh
rad 1	Energi	25	10	17	20	17	17	17	27	22	34	30	30
rad 2	Utløst infrastruktur	5	25	25	25	5	5	20	10	15	12	20	20
rad 3	Til varmt vann hos bruker	20					20	20	20	30	25		
rad 4	Vannbåren varme hos br.	30	30	30	30	6	30	30	30	30	30		
rad 5	Utløst el-installasjon									9	9	15	15
rad 6	Kogeanlegg/gasskraftverk												
rad 7.2	<b>Hey(x3) global miljøbel.-C</b>	-36	9	15	15	15	15	15	18	45	36	60	60
rad 8.2	Sum samf.øk. kostnad	44	74	87	90	43	87	102	105	151	146	125	125

Energipris elspesifikk hos bruker

## Vedlegg 2

### Kraftproduksjon - Samfunnsøkonomi med ulike produksjonssystemer

Kolonne	AK	BK	CK	DK	EK	FK	GK	HK	IK	JK	KK
Marginal strømproduksent	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	kullkraft	Kullkraft
<b>Systemløsning</b>	Store vannkraftverk	Store vannkraftverk	Vindkraft	Vindkraft	Kogen fj.v. etabl.	Kogen fj.v. etabl. m/naturg.	Kårstø gasskr.v.**	Kårstø gasskr.v.**	Ny kullkr.v.*** med CO2-håndtering <sup>a</sup>	Ny kullkr.v.*** uten CO2-håndtering	Gammelt*** kullkraftverk
<b>Enhetskostnad</b>	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh
rad 1 Energi	0	0	0	0	0	20	25	42	18	12	12
rad 2 Utløst infrastruktur	17	22	17	17	18	-10	25	25	25	25	25
rad 3K Produksjonsanlegg	30	25	45	40	30	25	14	40	40	14	14
rad 7.1 <b>Global miljøbelastning-CO2</b>	-20	-20	-20	-20	-18	-12	-10	-19	-19	18	20
Fram til bruker	27	27	42	45	28	23	54	88	64	69	71
*biomasse 20 øre/kWh											
**Naturgass 15 øre/kWh											
***Kull 6 øre/kWh											
<sup>a</sup> Deponeringskostnad/-gevinst med CO2 deponering er ikke medregnet											
rad 9 <b>Brutto energiforbruk:</b>	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1,2 kWh	1,1 kWh	1,7 kWh	2,8 kWh	2,8 kWh	2 kWh	2 kWh
rad 10 <b>Netto energiforbruk:</b>	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh
rad 12 <b>Netto energiforbruk:</b>	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh	1 kWh
<b>Systemløsning</b>	Store vannkraftverk	Store vannkraftverk	Vindkraft	Vindkraft	Kogen fj.v. etabl.	Kogen fj.v. etabl. m/naturg.	Kårstø gasskr.v.**	Kårstø gasskr.v.**	Ny kullkr.v.*** med CO2-håndtering <sup>a</sup>	Ny kullkr.v.*** uten CO2-håndtering	Gammelt*** kullkraftverk
<b>Enhetskostnad</b>	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh	øre/kWh
rad 1 Energi	0	0	0	0	0	20	25	42	18	12	12
rad 2 Utløst infrastruktur	17	22	17	17	18	-10	25	25	25	25	25
rad 3K Produksjonsanlegg	30	25	45	40	30	25	14	40	40	14	14
rad 7.2 <b>3 x Global miljøbel.-CO2</b>	-60	-60	-60	-60	-54	-36	-30	-57	-57	54	60
Fram til bruker	43	43	2	5	17	-1	34	50	26	105	111