

**STATENS FORURENSINGSTILSYN**

**BRUK AV NATURGASS PÅ JÆREN -  
POTENSIALET FOR BRUK OG  
MILJØKONSEKVENSER**

**Sluttrapport**

**BRUK AV NATURGASS PÅ JÆREN - POTENSIALET FOR BRUK OG  
MILJØKONSEKVENSER****STATENS FORURENSINGSTILSYN****SLUTTRAPPORT**

|                   |                                                                           |
|-------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Emne:             | Utslipp                                                                   |
| Kommentar:        |                                                                           |
| Forfatter         | Paal Grini                                                                |
| Nøkkelord         | CO2 og NOx - gass                                                         |
| Prosjektnr        | 401519                                                                    |
| Rapportnavn       | BRUK AV NATURGASS PÅ JÆREN - POTENSIALET<br>FOR BRUK OG MILJØKONSEKVENSER |
| Rapportnr         | 1213                                                                      |
| Lagret            | O:\Analyse_2001\401519_Gass_miljø_SFT\RAPPORT\rs<br>1213pg-Naturgass.doc  |
| Sist lagret dato: | 12.02.2003 11:04                                                          |
| Sist lagret av:   | Paal Grini                                                                |
| Sist skrevet ut:  | 04.03.2003 10:29                                                          |

## FORORD

Det arbeides i dag aktivt for å få på plass et landbasert distribusjonsnett for bruk av naturgass på Nord-Jæren.

I 2002 utarbeidet SINTEF har studien ”Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger” på oppdrag for Enova.. En av hovedkonklusjonene er at et landbasert distribusjonsnett krever en stor avsetning av naturgass for å bli økonomisk lønnsom. På bakgrunn av dette ønsker SFT å få belyst konsekvensene ved bruk av naturgass fra et miljøsynspunkt. De har derfor sett det som nødvendig med en helhetlig analyse utslipp til luft av energiforsyning og effektbalansen i regioner som planlegger distribusjon av naturgass. Sentralt her vil være å vurdere utslipp ved bruk av gass i forhold til alternative energiløsninger.

Jæren-regionen er et eksempel hvor et distribusjonsnett for gass vil føre til utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra en rekke små kilder som ikke reguleres gjennom dagens lovverk. SFT ønsker derfor kunnskap om miljøkonsekvensene av en slik løsning på et tidlig tidspunkt.

Grunnlaget for arbeidet har ligget i å se på virkninger i forhold til CO<sub>2</sub>-utslipp og NO<sub>x</sub>-utslipp ved de løsningene som er skissert gjennom ulike energiplaner i regionen. Sentralt i studien har følgende planer dannet grunnlaget:

- Energiplan for Nord-Jæren, Jærrådet
- Jærgass, Lyse Energi
- Klima- og Energiplan for Stavanger kommune, Stavanger kommune
- Konsekvensutredning for Rogass, Olje- og Energidepartementet.

Hos Asplan Viak har Even Lind vært prosjektleder. Paal Grini har vært med som prosjektmedarbeider.

Kontaktpersoner i SFT har vært Tore Leite og Terje Kronen

Stavanger, 12.02.2003

For Asplan Viak Stavanger as

Even Lind

Prosjektleder

## INNHold

|            |                                                                      |           |
|------------|----------------------------------------------------------------------|-----------|
|            | <b>FORORD</b>                                                        | <b>2</b>  |
| <b>1</b>   | <b>INNLEDNING</b>                                                    | <b>5</b>  |
| 1.1.1      | Bakgrunn                                                             | 5         |
| 1.1.2      | Omfang og avgrensning                                                | 6         |
| <b>2</b>   | <b>PROBLEMSTILLING OG MÅLSETTING</b>                                 | <b>7</b>  |
| <b>2.1</b> | <b>Avgrensning av studiet</b>                                        | <b>7</b>  |
| <b>2.2</b> | <b>Målsetting</b>                                                    | <b>8</b>  |
| <b>3</b>   | <b>ENERGI OG UTSLIPP</b>                                             | <b>9</b>  |
| <b>3.1</b> | <b>Generelt om energibærere</b>                                      | <b>9</b>  |
| 3.1.1      | Naturgass                                                            | 9         |
| 3.1.2      | El-kraft                                                             | 9         |
| 3.1.3      | Kull og olje                                                         | 10        |
| 3.1.4      | Avfall og biobrensel                                                 | 10        |
| 3.1.5      | Varmepumper                                                          | 11        |
| 3.1.6      | Vindkraft                                                            | 11        |
| 3.1.7      | Sluttbrukertiltak/ENØK                                               | 11        |
| 3.1.8      | Utnyttelse av spillvarme                                             | 12        |
| <b>3.2</b> | <b>Varmekjeler</b>                                                   | <b>13</b> |
| <b>3.3</b> | <b>Situasjonen for stasjonære utslipp fra Nord - Jæren</b>           | <b>13</b> |
| <b>4</b>   | <b>OSIOØKONOMISK UTVIKLING NORD-JÆREN</b>                            | <b>14</b> |
| <b>4.1</b> | <b>Befolkningsvekst</b>                                              | <b>14</b> |
| <b>4.2</b> | <b>Forutsetninger for veksten i energiforbruket</b>                  | <b>14</b> |
| <b>5</b>   | <b>ENERGISTUDIER NORD-JÆREN</b>                                      | <b>16</b> |
| <b>5.1</b> | <b>Energiplan</b>                                                    | <b>16</b> |
| 5.1.1      | Forutsetninger i Energiplanen for Jæren                              | 16        |
| 5.1.2      | Referansealternativ                                                  | 17        |
| 5.1.3      | Naturgassalternativet                                                | 18        |
| 5.1.4      | Miljøalternativet                                                    | 20        |
| <b>5.2</b> | <b>Jærgassalternativet</b>                                           | <b>20</b> |
| 5.2.1      | Sammenligning av Jærgass-studien og Energiplanen for Nord-Jæren      | 21        |
| <b>5.3</b> | <b>Rogass</b>                                                        | <b>22</b> |
| <b>5.4</b> | <b>Klima og energiplan Stavanger</b>                                 | <b>24</b> |
| <b>5.5</b> | <b>Nasjonale mål for utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub></b> | <b>25</b> |

|            |                                                                     |           |
|------------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>6</b>   | <b>BEREGNING AV UTSLIPP</b>                                         | <b>29</b> |
| <b>6.1</b> | <b>Energiplanen for Nord-Jæren</b>                                  | <b>30</b> |
| 6.1.1      | Referansealternativet                                               | 30        |
| 6.1.2      | Naturgassalternativet                                               | 32        |
| 6.1.3      | Miljøalternativet                                                   | 34        |
| <b>6.2</b> | <b>Jærgassalternativet</b>                                          | <b>35</b> |
| <b>6.3</b> | <b>Rogassalternativet</b>                                           | <b>37</b> |
| <b>6.4</b> | <b>Klima og energiplanen for Stavanger</b>                          | <b>38</b> |
| <b>6.5</b> | <b>Konklusjoner</b>                                                 | <b>39</b> |
| <b>7</b>   | <b>KOSTNADER</b>                                                    | <b>42</b> |
| <b>7.1</b> | <b>Referansealternativet</b>                                        | <b>42</b> |
| <b>7.2</b> | <b>Miljøalternativet</b>                                            | <b>42</b> |
| <b>7.3</b> | <b>Jærgass</b>                                                      | <b>43</b> |
| <b>7.4</b> | <b>Rogass</b>                                                       | <b>44</b> |
| <b>7.5</b> | <b>Beregninger av kostnader ved ulike energibærere - Tastarustå</b> | <b>44</b> |
| <b>7.6</b> | <b>Konklusjoner</b>                                                 | <b>45</b> |
| <b>7.7</b> | <b>Finansiering</b>                                                 | <b>46</b> |

# 1 INNLEDNING

## 1.1.1 Bakgrunn

SINTEF har i 2002 utarbeidet studien ”Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger” på oppdrag for Enova. Studien sammenligner distribusjonsløsninger med bulk og rør. En av hovedkonklusjonene er at et landbasert distribusjonsnett krever en stor avsetning av naturgass for å bli økonomisk lønnsom. Fra et miljøsynspunkt vil det derfor være nødvendig med en helhetlig analyse av energiforsyning og effektbalansen i regioner som planlegger distribusjon av gass. Sentralt her vil være å vurdere bruk av gass i forhold til alternative energiløsninger.

I forbindelse med konsekvensutredningen for ”Rogass – sjørør” anbefaler SFT at det bør lages en konsekvensvurdering for bruk av naturgass på land som genereres fra sjørørets overføringskapasitet.

Jæren-regionen er et eksempel hvor et distribusjonsnett for gass vil føre til utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra en rekke små kilder som ikke reguleres gjennom dagens lovverk. SFT ønsker derfor kunnskap om miljøkonsekvensene av en slik løsning på et tidlig tidspunkt.

Miljøvirkningen av de ulike scenariene vurderes i henhold til to sentrale kriterier:

1. Reduseres eller økes utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>?
2. Reduseres behovet for elektrisitet?

For å svare på disse spørsmålene tas det utgangspunkt i følgende premisser:

### 1. Premisser for vurdering av energiforsyning

I dagens situasjon kan strøm kjøpes fritt på et europeisk marked. Forsyningssikkerheten vil derfor i stor grad bestemmes av effektbalansen og muligheten for å overføre elektrisitet til og innenfor de enkelte regionene. Mulige effektproblemer kan avbøtes ved introduksjon av kraft, nettforsterkninger, sluttbrukertiltak og introduksjon av gass og fornybar energikilder til varmeproduksjon.

Miljøvirkningen av nye energiforsyningsalternativ vil da i stor grad bestemmes av i hvor stor grad alternativene bidrar til å erstatte fyringsolje og elektrisk oppvarming. I utgangspunktet vil ulike alternativ for bruk av naturgass derfor både ha negative og positive miljøvirkninger.

### 2. Premisser for beregning av utslipp

Følgende premisser er lagt til grunn for vurderingen av de ulike energiforsyningsalternativene:

- Det beregnes ikke utslipp til luft ved elektrisitetsproduksjon. Denne forutsettes produsert ved vannkraft. Rapporten tar utgangspunkt i de fysiske utslippene fra

forbrenning av fossile brensler. I Referansealternativet synliggjøres imidlertid den positive effekten av å redusere forbruket av elektrisitet.

- I denne vurderingen beregnes utslipp fra den marginale forbruksveksten av elektrisitet beregnes ut fra et konvensjonelt gasskraftverk med 58 % virkningsgrad.
- Tiltak som reduserer forbruk av elektrisitet (enøk) blir beregnet som andel av el-forbruket. Dette gjelder også innføring av varmepumper. Dette kan gi en indirekte effekt på utslipp der tradisjonell el-kraft blir erstattet av for eksempel naturgass.

### 1.1.2 Omfang og avgrensning

Utgangspunkt for analysen er de tre scenariene som ble utarbeidet i forbindelse med "Energiplan for Nord-Jæren-regionen":

- Referanse scenariet
- Naturgassalternativet
- Miljøenergiscenariet

En hovedtilnærming for studien er å vurdere de aktuelle gassplanene i forhold til disse scenariene.

Studien skal innenfor de tre scenariene omfatte en sammenfatning av status, potensial og miljøvirkning av følgende energikilder:

- Elektrisk oppvarming
- Annet forbruk av elektrisitet
- Varmepumper
- Bioenergi
- Naturgass
- Oljefyring
- Sluttbrukertiltak
- Spillvarme

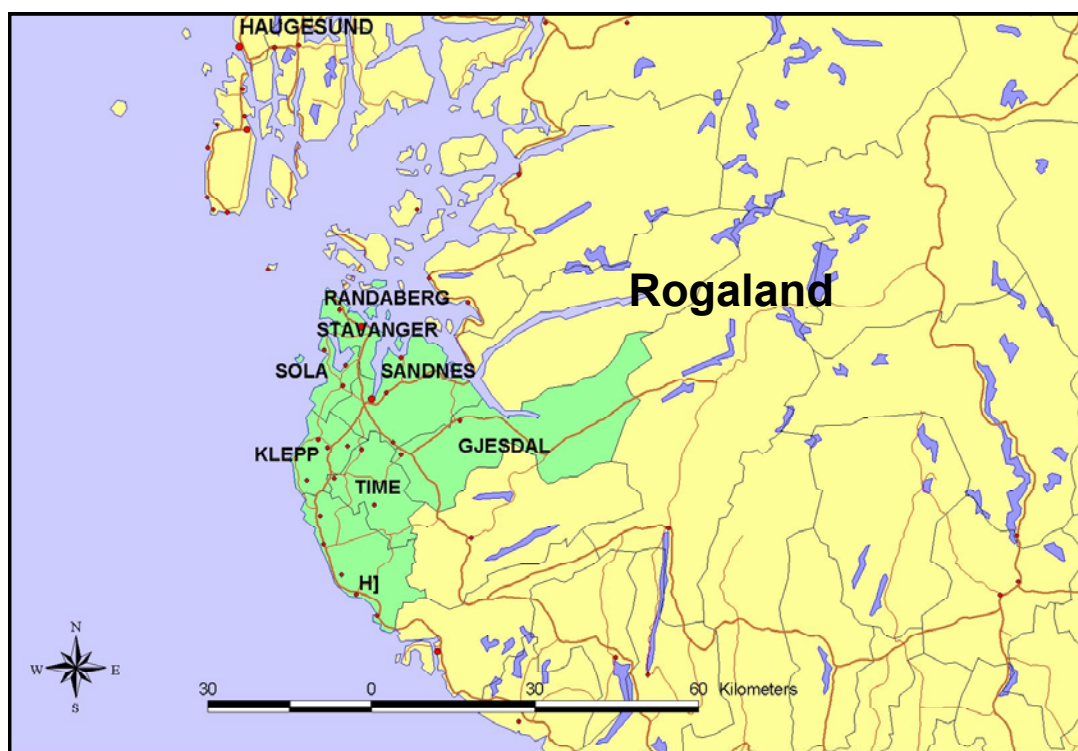
Analysen tar utgangspunkt i følgende planer:

- Fylkesdelplan for arealbruk på Nord Jæren
- Fylkesplan for Rogaland
- Klima- og energiplan for Stavanger
- Energiplan for Nord-Jæren-regionen
- Relevante kommune(del)planer

## 2 PROBLEMSTILLING OG MÅLSETTING

### 2.1 Avgrensning av studiet

Undersøkelsen skal begrenses til regionen som beskrives i ”Energiplan for Nord-Jæren-regionen” som omfatter: Randaberg, Stavanger, Sola, Sandnes, Gjesdal, Klepp, Time og Hå. Haugalandet og Sør – Jæren holdes utenfor denne studien.



Figur 1 Kart over Nord-Jæren

Eventuell reduksjon av de globale utslippene av CO<sub>2</sub> ved innføring av naturgass, beror på mange variable:

- Hvor stor del av vannkraftpotensialet vil bli bygd ut. Referansealternativet viser at vi fortsatt har potensial i uutbygde vassdrag godkjent i Samla plan, og forbedringspotensial i eksisterende anlegg, som vil kunne dekke energibehovet fram mot 2020. (NOU 1998:11 ”Energi og kraftbalansen mot 2020”)

- Hvor stor andel av energiforbruket som blir erstattet av energieffektivisering og alternative energikilder
- I tillegg er utslippene avhengig av hvordan den importerte energien er sammensatt. Det vil derfor være stor usikkerhet knyttet til faktorene som legges til grunn for å beregne utslipp. EU har som mål å øke andelen av fornybar energi fra 14 % til 22 % innen 2010. Energisammensetningen i Europa vil også påvirkes blant annet av Kyotoprotokollens krav til reduserte klimagassutslipp og blant annet føre til en økt andel av kogenereringsanlegg basert på naturgass.
- Med bakgrunn i Energiplanen har vi kun beregnet utslipp ved stasjonær forbrenning. Eventuelle gevinster ved bruk av naturgass i prosess og mobile kilder, er ikke beregnet inn.

## 2.2 Målsetting

Hovedmålsettingen med studien er å avklare hvordan en større introduksjon av naturgass i den stasjonære energiforsyningen på Nord-Jæren, vil påvirke de regionale utslippstallene for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

I tillegg vil en gjøre en vurdering av:

- potensialet for naturgass til stasjonær energiforsyning på Nord-Jæren.
- Hva er de totale kostnadene ved et distribusjonsnett for gass på land, og ved anlegg for el- og varmeproduksjon.
- Hvordan skal et distribusjonsnett finansieres

## 3 ENERGI OG UTSLIPP

### 3.1 Generelt om energibærere

#### 3.1.1 Naturgass

I studiene har vi forutsatt at energiproduksjonen foregår i rene kogenereringsanlegg. Slike anlegg gir energi både som varme og i form av elektrisk kraft. En varmekjel har en virkningsgrad opp mot 90 % for større anlegg.

I kogenereringsanlegg vil en kunne dra nytte av spillvarmen til oppvarmings- eller prosessformål. I energiplanen for Jæren har en oppgitt en effekt på 80 % som typisk for mindre anlegg. Herav 50 % fra varmeproduksjon og 30 % fra elektrisk produksjon.

I Energiplanen for Jæren operer en i beregningene med en generell virkningsgrad i bruk av brensel på 80%. Dette er også tilfelle for Naturgassalternativet, der det forutsettes at hovedtyngden av energiproduksjonen foregår i kogenereringsanlegg. (Rogalandsforskning, Energiplan for Nord -Jæren, grunnlagsrapport)

I Jærgass-studien derimot er det forutsatt en virkningsgrad på 90 % ved energiproduksjon med naturgass. Her forutsettes det at 76 % av energiproduksjonen vil foregå i kogenereringsanlegg, mens resterende går til direkte varmeproduksjon. Det forutsettes dermed relativt forskjellig bruk av teknologi i de to alternativene.

Konsekvenser for utslipp ved de to alternative virkningsgradene, vil for Rogassalternativet innebære en forskjell i 13 % økte CO<sub>2</sub>-utslipp ved å operere med en virkningsgrad på 80% framfor 90%.

Utslippene i forbindelse med bruk av naturgass er knyttet både til CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Sammenlignet med kull har naturgass en utslippsfaktor på 1,7 og for destillatolje 1,3 med hensyn på CO<sub>2</sub>. (Enova, 2002).

LPG har de siste årene fått en økende andel av det fossile brenslene i regionen og utgjør i dag om lag 17 % av det fossile brenslene. Vi har ikke problematisert LPG'en spesielt, men har forutsatt at LPG vil beholde sin markedsandel i Referansealternativet. I de andre alternativene, med innføring av gass i rør og i Miljøalternativet forutsetter vi at den vil bli erstattet på lik linje med andre fossile brenslene.

#### 3.1.2 El-kraft

Vannkraft er og kommer til å bli den klart viktigste energibæreren i regionen framover. For landet generelt har vannkraft vært billig å bygge ut og har ført til at vi har et svært høyt forbruk av elektrisitet.

Vannkraftutbyggingen har de siste årene i stor grad stoppet opp, men det foreligger fortsatt et potensial på om lag 30 TWh i Samla Plan.(NOU 1998:11) Av dette forventes 15 TWh å være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut (NVE 1999). NVE har foreslått verning av ytterligere 40 vassdrag eller om lag 6 TWh.

I Rogaland er estimert utbyggbart potensial om lag på 3,1 TWh. (NVE 1997)

I denne studien forutsetter vi at elkraft fortsatt blir produsert ved vannkraft i de ulike alternativene. For å illustrere bruken av gasskraftverk, har vi allikevel vist hva en eventuell overgang til gasskraftverk vil medføre av CO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub>-utslipp.

### **3.1.3 Kull og olje**

Ingen alternativer forutsetter vekst i dette forbruket, men snarere en nedgang som følge av konvertering til gass og elektrisitet.

Jærgass-studien forutsetter at det er lite lønnsomt å konvertere til gass i husholdningene. Jærgassalternativet satser derfor primært på levering av gass til nye utbyggingsområder, samt konvertering av andre fossile energikilder i næringsvirksomhet. Naturgass-alternativet vil erstatte all annen bruk av fossilt brensel med naturgass.

Rogass legger opp til en langt mer offensiv bruk av naturgass. I konsekvensutredningen er eksisterende forbrenning ikke tatt med i beregningene. I hva grad en ønsker å konvertere eksisterende energiforbrenning blir usikkert.

For utvikling i utfasing av kull og olje har vi lagt Referansealternativets forutsetninger til grunn.

### **3.1.4 Avfall og biobrensel**

Forbrenning av biobrensel og avfall vil gi redusert mengde CO<sub>2</sub>-utslipp fordi det forutsettes at en stor del av avfallet er basert på biomasse. Når det gjelder utslipp av NO<sub>x</sub>, vil derimot slik forbrenning kunne gi relativt høye utslipp.

Forbrenning av metangass vil igjen gi positiv regnskap fordi det reduserer utslipp av en klimagass med langt større klimaeffekt enn CO<sub>2</sub>. Utslippstallene til SSB opererer med en utnyttelse på omlag 10 % av deponigassen i energisammenheng. I Miljøalternativet opererer en med et potensial på om lag 400 GWh i regionen dersom all biogass og avfall forbrennes i et kogenereringsanlegg.

I våre regneeksempler vil forbrenning av avfall gi det store potensialet i energiproduksjonen. Forbrenningen vil her skje i kogenereringsanlegg som forutsatt i de ulike alternativene. Her er det bl.a. åpnet et anlegg på Bærheim i november 2002.

For beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp fra avfallsforbrenning, tar vi utgangspunkt i utslippstallene Energos bruker for energiproduksjon av avfall. (ENERGOS ENVIRONMENTAL MEMO

NO. 5 - revised JULY 2002) Vi forutsetter som i Energiplanen en virkningsgrad på 80% ved forbrenning av avfall/biobrensel.

### 3.1.5 Varmepumper

Varmepumper utnytter jordvarme/varme fra vann til produksjon av nyttbar energi. I energiberegningene vil varmpumper bli beregnet som en del av forbruket av elektrisitet, men med en virkningsgrad på om lag 300 %. I beregningene ligger en stor andel varmpumper inne både i Referansealternativet, Jærgass-alternativet, Rogass og Miljøalternativet. Varmepumpene vil gi et samlet strømforbruk på henholdsvis 40 GWh (20 % av utbyggingen i nye områder) og 60 GWh i Miljøalternativet (40 % av utbyggingen i nye områder). Dette vil i beregningene tilsvare et forbruk på henholdsvis 120 GWh og 180 GWh strøm ved direkte el-oppvarming. Sammenlignet med bruk av naturgass må en forbruke om lag 130 GWh og 200 GWh for å dekke tilsvarende behov ved 90 % virkningsgrad. Bruk av varmpumper vil være avhengig av muligheten av å dekke behovet for spisslast med elkraft, olje eller naturgass.

### 3.1.6 Vindkraft

Vindkraft er foreløpig bygd ut i liten skala i Norge, men det foreligger en målsetting gitt i St. meld. "Om energipolitikken" om en økning av installert energi til om lag 1000 MW innen 2010.

Vindkraft gir ingen utslipp og produserer energi av høy kvalitet. I en egnethetsanalyse for vindkraftpotensial på Jæren er potensialet anslått til mellom 100 – 1000 GWh.

Energiplanen for Jæren opererer med 150 GWh som et realistisk anslag på potensial, uten å oppnå høy grad av konflikt.

### 3.1.7 Sluttbrukertiltak/ENØK

ENØK-tiltak gir potensial for store reduksjoner i energiforbruket i regionen.

Aktuelle tiltak er

- Energistyring, bevisstgjøring om styring av energibruken i bygninger.
- Automatikk for energistyring
- Isoleringstiltak
- Utskifting av armaturer/utstyr
- Varme og ventilasjonsanlegg

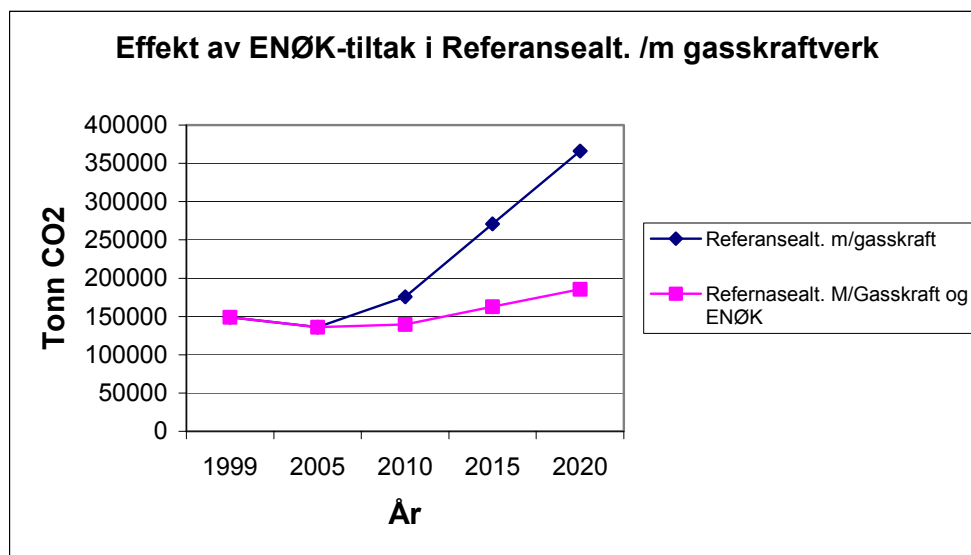
Rogaland ENØK AS har anslått potensialet i regionen til å være på om lag på 0,5 TWh. Av dette er 75 % knyttet til husholdningene og resten til industrien.

I tillegg er det potensial i opprusting i eksisterende el-nett. Lyse nett har anslått et innsparingspotensial på om lag 58 GWh.

I likhet med varmepumper blir ikke ENØK-tiltak synliggjort i de ulike beregningsalternativene i og med at ENØK-tiltakene vil bli beregnet som økt effektivisering av energiforbruket. Potensialet er likevel stort, sett i forhold til de andre energibærene.

ENØK er i liten grad tatt hensyn til i de ulike alternativene, bortsett fra miljøalternativene. For eksempel har vi brukt referansealternativet som grunnlag for både Jærgass-studien og Rogass. I forutsetningene for Referansealternativet ser vi at effekten av ulike ENØK-tiltak ikke har hatt noen effekt grunna økt belastning på nettet som følge av økt el-forbruk.

Sett i lys av at en del av el-produksjonen i framtiden vil kunne produseres med gasskraft, vil en nyttiggjørelse av ENØK-potensialet gi en kraftig økning av CO<sub>2</sub>-utslippene i regionen. Effekten av Enøk vil derfor bli diskutert. For å synliggjøre hva ENØK vil kunne bety for eventuelle CO<sub>2</sub>-utslipp viser vi til et eksempel på utslipp fra et Referansealternativ med bruk av gasskraft. Der forutsetter vi at det oppgitte potensialet for ENØK fra Rogaland ENØK AS blir gjennomført i regionen.



Figur 2 Dette viser hva konsekvenser det vil få for CO<sub>2</sub>-utslippene i regionen dersom vi får behov for gasskraftverk for å dekke inn framtidig energiforsyning i Referansealternativet. Vi har her kun sett på potensialet for ENØK ved dagens forbruk (0,5 TW)

### 3.1.8 Utnyttelse av spillvarme

Ved utnyttelse av spillvarme fra el-produksjon i varmekraftverk, vil en øke virkningsgraden ved bruk av fossile brenslere betraktelig. I de ulike alternativene for bruk av naturgass forutsettes det at slike kogenereingsanlegg vil bli tatt i bruk.

Denne teknologien utnytter spillvarmen fra el-produksjonen i fjernvarmeanlegg. Dette vil øke virkningsgraden markant. I følge Energiplanen opp mot 85 %.

Typisk fordeling av energiproduksjonen vil være 30 % elektrisitet og 50 % varme ved 80 % virkningsgrad. Med økende varmeleveranse vil den totale virkningsgraden øke, mens virkningsgraden i kraftproduksjonen reduseres.

### 3.2 Varmekjeler

Varmekjeler kan brukes for å produsere lavverdig energi i form av varme. Ved bruk av høykvalitet energiråvare som olje og gass kan en oppnå virkningsgrader opp mot 90 %. (Energiplanen). Varmekjeler basert på olje kan i de fleste tilfeller konverteres til gass.

### 3.3 Situasjonen for stasjonære utslipp fra Nord - Jæren

SSB og SFT utarbeider analyser for utslippssituasjon på nasjonalt, regionalt og kommunalt nivå. Disse beregningene tar utgangspunkt i følgende tre hovedkilder:

- *Stasjonær forbrenning* omfatter utslipp fra all forbrenning av energivarer (utslippsbærere) i ulike typer stasjonære utslippskilder. Det er i hovedsak direktefyrte ovner der energivarer blir forbrent for å skaffe varme til en industriprosess, fyrkjeler der energivarene blir brukt til å varme opp vann til damp, småovner der olje eller ved forbrennes til oppvarming av bolig, eller faking der en energivare forbrennes uten at energien utnyttes. Det er ikke noe krav for en stasjonær forbrenningskilde at energien i energivaren utnyttes.
- *Prosesser* omfatter alle utslipp som ikke er knyttet til forbrenning. Det er industriprosesser, fordampning eller biologiske prosesser, utslipp fra husdyr, fordampning ved bensindistribusjon, gjæringsprosesser i næringsmiddelindustrien, utslipp fra gjødsel og avfallsdeponier og fordampning ved bruk av løsemidler. Kull og koks brukt som reduksjonsmiddel i metallproduksjonen føres her
- *Mobil forbrenning* omfatter utslipp fra all forbrenning av energivarer knyttet til transportmidler og mobile motorredskap. Dette gjelder forbrenning av bensin, diesel og andre drivstoff til veitrafikk, jernbane, skip, fly, snøscootere og motorredskap som traktorer, gressklippere og motorsager. For luftfart er det bare luftfart under 100 meter som er fordelt til de enkelte kommunene.

Våre studier baserer seg på de stasjonære utslippene. Her har forbrenning av gass fra Risvika stått for over halvparten av utslippene av CO<sub>2</sub>, og langt over halvparten av NO<sub>x</sub> utslippene. Raffineriet i Risvika ble lagt ned i 2000, noe som har gitt stor reduksjon i de totale utslippene i regionen fra stasjonær forbrenning i forhold til SSB's utslippsberegninger i 1999.

I våre beregninger for stasjonær forbrenning har vi derfor valgt å holde Risvika utenfor. Det ble også gjort i Energiplanen for Jæren ved beregning av status for Energiforbruket.

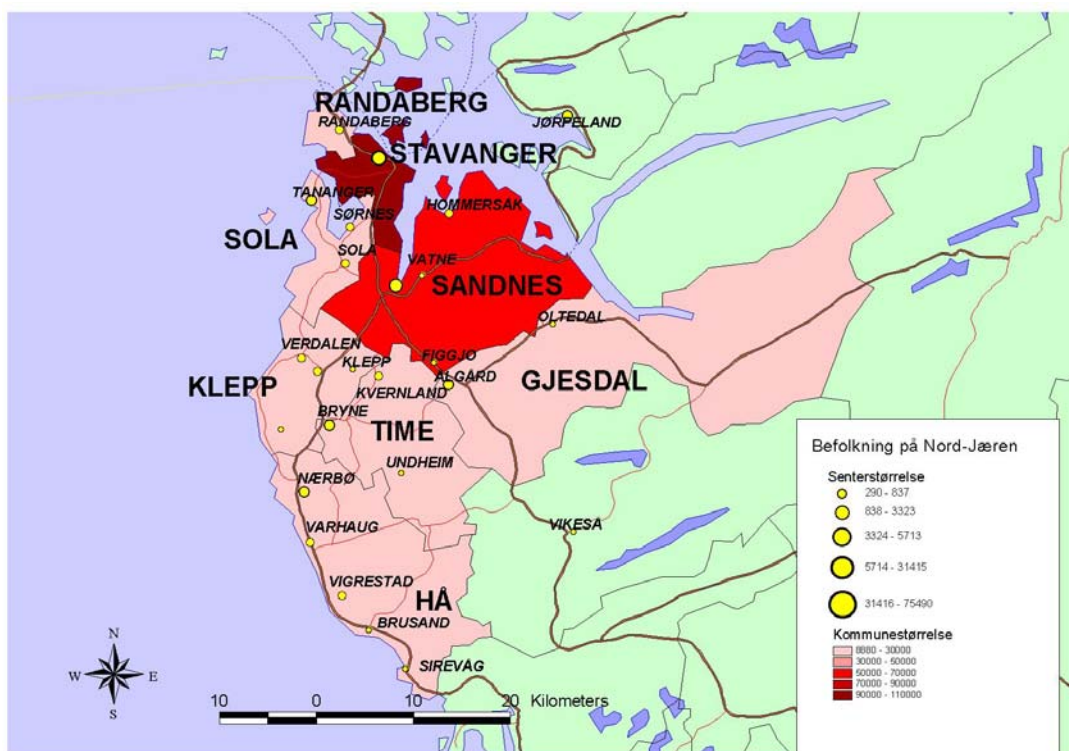
I Norge har forbruket av fossile brensler (fyringsoljer, parafin) i stasjonær forbrenning gått kraftig tilbake siden 70-tallet. (SSB, naturressurser og miljø, 2002). Disse markedsandelene har blitt erstattet av elektrisitet. Utviklingen har derimot bremsset opp utover 90-tallet. Hva utviklingen har vært i Jær-regionen, har vi ikke tall på, men ifølge tall fra Energiplanen for Jæren lå andelen på om lag 12 % av det totale stasjonære forbruket. Dette tilsvarer om lag den nasjonale andelen.

## 4 OSIOØKONOMISK UTVIKLING NORD-JÆREN

### 4.1 Befolkningsvekst

Energiplanen for Jæren legger til grunn en befolkningsvekst i regionen tilsvarende middelalternativ i SSB's befolkningsprognose for 1999-2050. (SSB-Nasjonal Framskrivning 1999-2050).

I tillegg er det lagt til grunn en endring i husholdningstørrelsen fra 2,2 i 1999 til 1,9 i 2020, basert på SSB's prognose i St. meld. Nr. 4 (1996-1997)



Figur 3 Befolkning på Nord-Jæren 2002

### 4.2 Forutsetninger for veksten i energiforbruket

I forhold til både Jærgass-studien og Energiplanen for Jæren er det laget nye prognoser for boligbyggingen i de aktuelle kommunene.

Energiplanen har som nevnt lagt til grunn en forventet befolkningsvekst til grunn for det framtidige kraftbehovet.

På bakgrunn av tall fra SSB og Rogaland ENØK har de lagt til grunn for at energiforbruket til boligoppvarming utgjør omtrent 46 % av det totale stasjonære energiforbruket på Jæren. Dette er basert på tall for forbruk av elektrisitet og brensel. Det forventes at

en rekke faktorer kan endre denne fordelingen, som for eksempel økning i boligstandard, nye byggeforskrifter, bedret energieffektivitet i næringslivet, omstrukturering i industrien og endring i alderssammensetning. Det forventes at trenden vil gå i retning av noe høyere forbruksandel boligoppvarming i alle scenarier unntatt Naturgassalternativet. I beregningene har de valgt å anta at forbruket i boligenhetene utgjør 50 % av det assosierte forbruket.

I Naturgassalternativet, med økt industrisatsing har en derimot forutsatt at boligenhetene vil utgjøre 40 % av energiforbruket.

Dette betyr at Naturgassalternativet baserer seg på samme befolkningsutvikling, men forutsetter at vi vil få en helt annen næringsstruktur som i større grad baserer seg på vekst i innenfor industri. For å kunne sammenligne de ulike scenariene har vi derfor endret forutsetningene for Naturgassalternativet. I våre beregninger av utslipp fra Naturgassalternativet i Energiplan for Nord-Jæren har vi derfor forutsatt at innføring av gass ikke vil medføre endring i næringsstrukturen assosierte forbruket for bolig er dermed likt for de ulike scenariene i Energiplanen for Nord-Jæren..

Med utgangspunkt i de planene som nå foreligger om satsing på gass i regionen, legges det opp til en stor økning av den industrielle bruken av gass gjennom selskapet Energiparken AS i Risavika. Energiparken er stiftet av Lyse Energi AS, Statoil ASA og A/S Norske Shell. Energiparken er en samlokalisering av en rekke energiproduserende og energibrukende virksomheter. Målet er å kunne ta ut synergieffekter og kople ulike økonomiske sektorer og dermed danne en verdiskapende industri- og teknologiorientert klynge, med energi og miljø som gjennomgående tema.

Visjonen er at energiparken skal bli en internasjonalt anerkjent næringspark for utvikling og kommersialisering av fremtidsrettede energi- og miljøteknologier.

Oppbyggingen av energiparken er et viktig element i målsettingen for Stavanger-regionens om å bli en av de ledende i Europa innen energi og miljø. Det er også et tydelig signal om at regionen er på offensiven i forhold til energi- og miljøutfordringer. (2002, Energiparken AS)

## 5 ENERGISTUDIER NORD-JÆREN

*Tabellen viser en forenklet oversikt over forbruk av energi i de ulike alternativene vi har beregnet i studiet. Tabellen er basert på oversiktstabellen i grunnlagsrapport for Energiplanen for Jæren og de beregningene vi har gjort for Jærgass-studien og Rogass-studien.*

| Scenario:                                | Vannkraft                         | Andre Energiformer                | Nye energikilder |           |                              |
|------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------|------------------------------|
|                                          |                                   |                                   | Naturgass        | Vindkraft | Bioenergi                    |
| Referanse<br>Totalt: 5,7 TWh             | 4,0 TWh<br>+ 1,2 TWh<br>= 5,2 TWh | 0,7 TWh<br>- 0,2 TWh<br>= 0,5 TWh | 0 TWh            | 0 TWh     | 0 TWh                        |
| Naturgass<br>Totalt: 5,9 TWh             | 4,0 TWh<br>+0,5 TWh<br>=4,5 TWh   | 0,7 TWh<br>-0,6 TWh<br>= 0,1 TWh  | 1,3 TWh          | 0 TWh     | 0 TWh                        |
| Miljøenergi<br>Totalt: 5,1 TWh           | 4,0 TWh<br>+0,1 TWh<br>=4,1 TWh   | 0,7 TWh<br>-0,3 TWh<br>=0,4 TWh   | 0 TWh            | 0,2 TWh   | 0,4 TWh                      |
| Jærgassalternativet<br>Total: 5,7 TWh    | 4,0 TWh<br>+ 0,7 TWh<br>4,7 TWh   | 0,7 TWh<br>-0,2 TWh<br>=0,5 TWh   | 0,4 TWh          |           | 0,1 TWh<br>(Avfallsbrenning) |
| Rogass-<br>alternativet<br>Total 5,8 TWh | 4,0 TWh<br>+ 0,2 TWh<br>= 4,2 TWh | 0,7 TWh<br>-0,2 TWh<br>= 0,5 TWh  | 0,7 TWh          | 0,1 TWh   | 0,3 TWh                      |

### 5.1 Energiplan

#### 5.1.1 Forutsetninger i Energiplanen for Jæren

Energiplanen forutsetter en utvikling i boligmassen basert på prognoser for befolkningsvekst og husholdningsstørrelser fram mot 2020.

Denne forutsetter en vekst i befolkningen i regionen på 44 000 i perioden 2000-2020.

- Boligbehovet er satt til om lag 30.000 for perioden.
- Boligbehovet er dekt opp ved å plassere 20.000 enheter i nye boligområder, samt å fortette med om lag 10.000 i eksisterende områder. Tall og lokalisering av nye boligområder er basert på arealplanene i de åtte kommunene.

- Framtidig energiforbruk innen offentlig virksomhet og næring er knytta til veksten i boligmassen. Dette er gjort ved å beregne et assosiert forbruk knytta til boligveksten på om lag 50 % prosent av hver bolig. Unntaket er Naturgassalternativet som forutsetter en stor etterspørsel innen industri, for eksempel gjennom utvikling i Risavika.

(Nærmere beskrivelse av forutsetningene i beregningene finnes i Rogalandsforsknings rapport: Energiplan for Nord-Jæren, Grunnlagsrapport)

I tillegg til dette har Rogalandsforsknings rapport gjort beregninger for hvor stor andel av energiforbruket som kan dekkes inn av lavere energikvaliteter enn elektrisitet. Dette er basert på SINTEF's beregninger for klimaavhengig forbruk, varmtvann og totalt forbruk.

For eksisterende bygningsmasse er denne satt til 52 %, for framtidig boliger er denne satt til 50 %. Dette begrunnet i strengere byggeforskrifter og bygningstekniske forbedring som gir redusert energiforbruk i bygningsmassen.

Når det gjelder industrien, er det knytta et stort forbruk til Shell-raffineriet i Risavika i Sola kommune. Dette anlegget ble nedlagt i 2000. Energiplanen for Nord-Jæren forutsetter ulike alternativer for utviklingen i Risavika i scenariene. For å få en bedre sammenligning av de ulike alternativene, velger vi å holde Risvika utenfor i våre beregninger, både når det gjelder status og framskrivning av utslipp for de ulike alternativene.

### 5.1.2 Referansealternativ

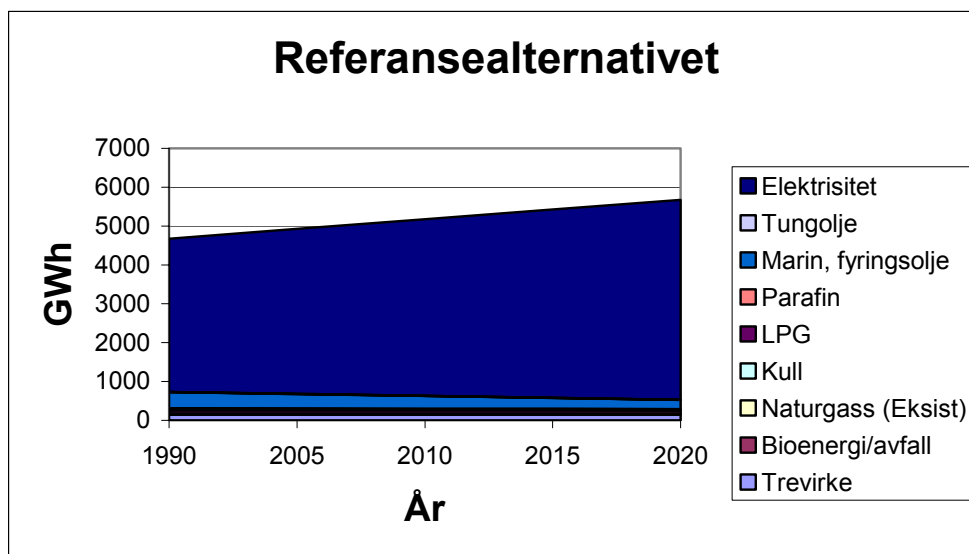
Hele økningen baseres på vannkraft, samt at forbedring i El-nett/lavere kostnader medfører nedgang i andre energiformer, hovedsakelig satt til forbrenning av fossile brensler. Ny nettutbygging gir redusert tap. Men denne utbyggingen blir raskt kompensert med økt forbruk.

Energiplanen forutsetter at vannkraftpotensialet øker, og at et strømforbruk på 5200 GWh kan realiseres gjennom økt utbygging og rehabilitering av eksisterende anlegg. Overgang fra oljefyring til elektrisitet øker virkningsgraden fra 80 % til 100 % noe som medfører energibesparelser på 30 GWh.

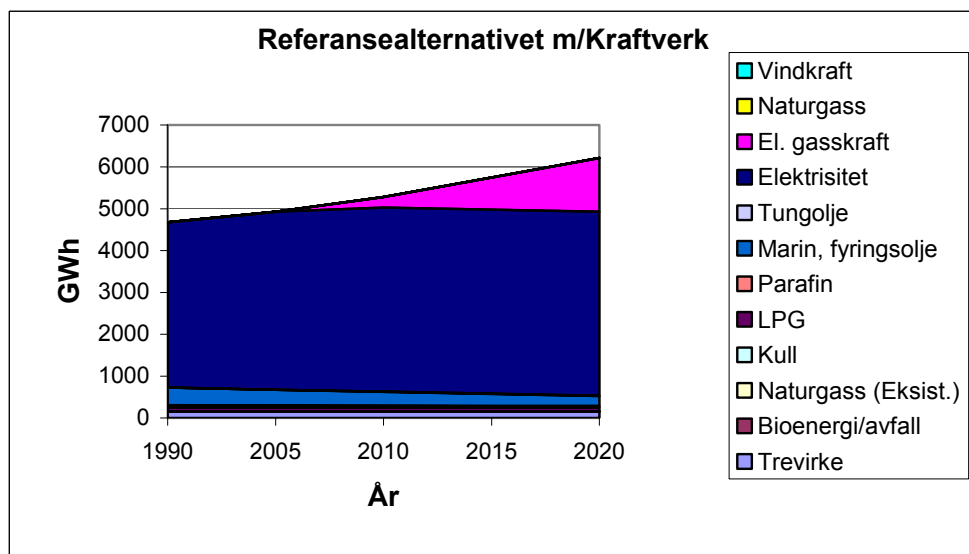
Energibehov i forbindelse med nye utbyggingsområder estimeres til 760 GWh. Det er lagt til grunn at 20 % av bygningsmassen i disse områdene vil bruke varmepumper.

I våre beregninger legger vi ikke til grunn konsekvenser for globale utslippstall. Med andre ord er det ikke en del av studiet å beregne utslippstall for importert kraft.

For å sette det hele i perspektiv har vi allikevel vist en situasjon som forutsetter bygging av et konvensjonelt gasskraftverk med virkningsgrad på 58 %. I våre beregninger legges til grunn SSB's prognose for framtidig elektrisitetsforbruk til 2010 (SSB Rapport 2001/31). I Referansealternativet (Referansebanen) forutsetter en her et tak på vannkraftproduksjonen, som vil nås innen den tidshorizonten vi opererer med. Økt strømforbruk utover dette vil vi dermed beregne ved bruk av gasskraftverk.



Figur 4 Energiforbruk Referansealternativet



Figur 5 Energiforbruk Referansealternativ med gasskraftverk

### 5.1.3 Naturgassalternativet

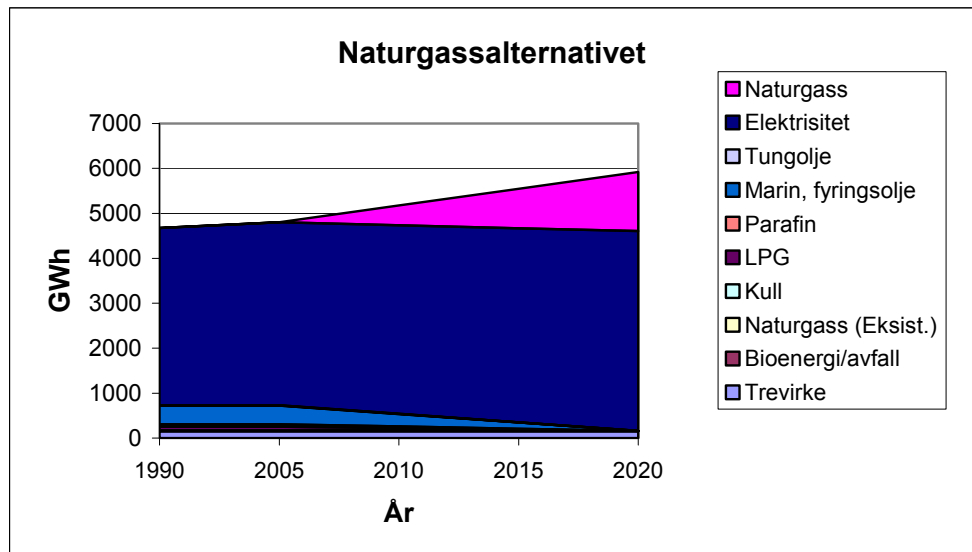
Naturgassalternativet forutsetter at all annet fossilt brensel blir erstattet av gass, det vil si om lag 500 GWh. Dessuten erstattes eksisterende kraftproduksjon med 500 GWh gasskraft fra kogenerering. Energisystemets totale virkningsgrad vil derfor være uendret, ved at Elektrisitet har en høyere virkningsgrad enn gass, mens gass igjen har en høyere virkningsgrad enn olje).

I nye områder blir det produsert 575 GWh til varmemproduksjon (Kogenerering). I fortetningsområder brukes 400 GWh elektrisitet. I nye utbyggingsområder brukes fortsatt 166 GWh til direkte el-oppvarming. Det vil også være behov for 317 GWh til strømforsyning i bygningsmasse som bruker gass til oppvarming. 100 GWh går til eksport (produsert i industri og kogenering)

Den totale kraftproduksjonen vil i dette regnestykket være 2,5 TWh produsert av naturgass. Som følge av redusert virkningsgrad og høyere forbruk i industrien vil det totale energiforbruket øke til om lag 6,6 TWh i det opprinnelige Naturgassalternativet.

For å gjøre dette alternativet sammenlignbart med de andre alternativene, har vi valgt å se bort i fra energi produsert ved et eventuelt anlegg i Risvika. I tillegg antar vi ikke at Naturgassalternativet vil generere mer industri enn de andre alternativene. Vi forutsetter derfor at et gassalternativ vil gi et assosiert forbruk lik de andre alternativene, men da forutsatt energiproduksjon i varmekjel for eksisterende områder og kogenereringsanlegg i nye områder. Naturgassalternativet vil da, kort forklart, dekke det samme energibehovet som de andre energiscenariene i Energiplanen for Nord-Jæren.

Dette gir 570 GWh i erstatning for annet fossilt brensel i eksisterende anlegg og et forbruk på omlag 400 GWh i ny bebyggelse. Dette produseres i kogenereringsanlegg som til sammen gir om lag 350 GWh elektrisitet. Til forskjell fra det opprinnelige Naturgassalternativet vil regionen her bli langt mer avhengige av el-kraft.



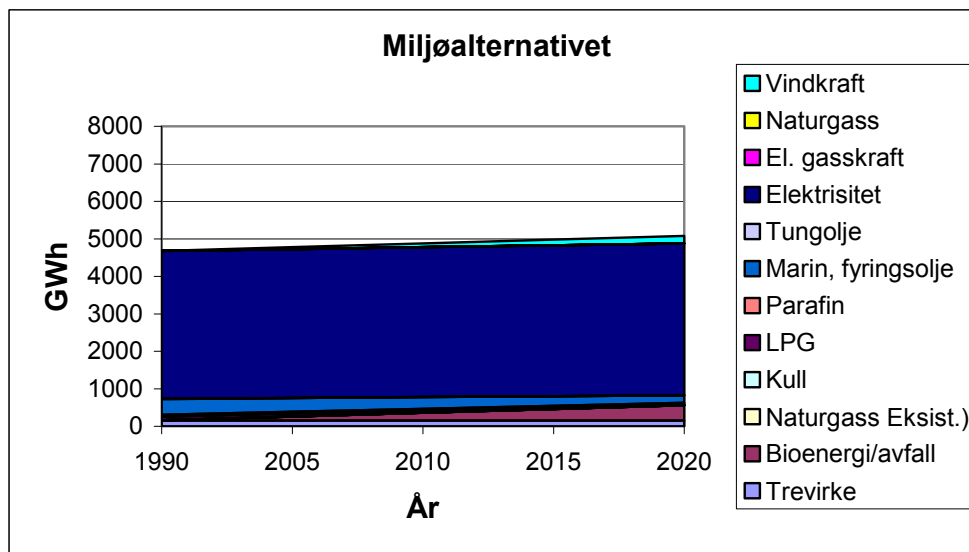
Figur 7 Energiforbruk Naturgassalternativet

### 5.1.4 Miljøalternativet

Miljøalternativet forutsetter en stor utbygging av fornybare energikilder i regionen, samt at varmepumper i større grad blir brukt i nye utbyggingsområder.

I følge alternativet vil dette forutsette en vindkraftproduksjon på om lag 150 GWh.

Det forutsettes også en produksjon på om lag 400 GWh gjennom bruk av biobrensel, primært fra avfall og deponigass. Totalt gir dette en økning til om lag 5,1 TWh i regionen i 2020.



Figur 9 Energiforbruk Miljøalternativet

## 5.2 Jærgassalternativet

Denne studien baserer seg på en annen geografisk avgrensning og har også et annet tidsperspektiv enn det Energiplanen for Nord-Jæren har (2000-2010). Denne regionen begrenser seg til de fire kommunene Stavanger, Sandnes, Sola og Randaberg

Forutsetningene i dette alternativet må derfor korrigeres i henhold til forutsetningene gitt i Energiplanen.

Jærgass-studien forutsetter at det ikke er realistisk å konvertere til gass i eksisterende boligmasse. Studien tar utgangspunkt i de kommunale planene for de aktuelle kommunene og beregner på bakgrunn av dette et realiserbart potensial for gasskraft.

Det settes også som forutsetning at Forus energigjenvinning vil bli realisert. (Hvilket det pr. i dag er)

I planlagte bolig-prosjekter har de ansett potensialet fram til 2010 til å være om lag 100 GWh. Igjennom studier og intervjuer har en kommet fram til et potensial på om lag 60 GWh i framtidig boligmasse.

For næring ser de et potensial på om lag 290 GWh (190 GWh i eksisterende og 100 GWh i framtidig næring) Av dette anser studien en markedsandel på om lag 110 GWh som realistisk. Produksjonen på 170 GWh forutsettes produsert i kogenereringsanlegg. Dette gir i

tillegg 80 GWh til strømproduksjon. For perioden etter 2010 og fram mot år 2020, ser en for seg et vekstpotensial på om lag 15 GWh.

### **5.2.1 Sammenligning av Jærgass-studien og Energiplanen for Nord-Jæren**

For å kunne sammenligne Energiplanen og Jærgass-alternativet må vi gi en del forutsetninger.

Energiplanen baserer seg på en status i 1999, samt en situasjonsbeskrivelse i 2020. Jærgass-studien tar også utgangspunkt i status for 1999, men beskriver situasjonen i 2010. For å gjøre disse sammenlignbare, samt for på vise utviklingen i bruk av ulike energibærere i form av tidsserier, beregner vi utviklingskurver for de ulike alternativene.

Vi gjør også forutsetning om at utviklingen i bygningsmasse og energiforbruk for regionen følger Energiplanens Referansealternativ.

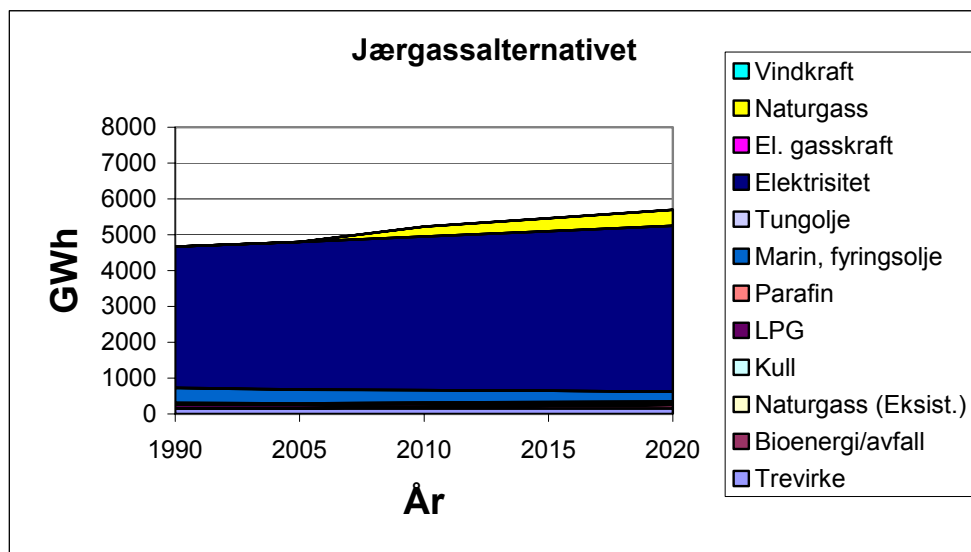
Jærgass-studien forutsetter at energiforbruket i eksisterende boligområder ikke vil bli erstattet av naturgass som energikilde og at Forus Energiverk vil bli igangsatt med et potensial på om lag 80 GWh. Virkningsgraden er satt til 80 %. Vi forutsetter videre at øvrig energibruk vil følge av Referansealternativet. Dvs. høyt forbruk av elektrisitet. Vi forutsetter som i Referansealternativet at reduksjonen i andre energikilder er andelsmessig lik for fossile brensler.

Vi forutsetter som i Referansealternativet at 20 % av alle nye utbyggingsområder vil bli forsynt med varmepumper.

Vi legger også Referansealternativet til grunn for beregning av virkningsgrad for forbrenning, elektrisitet og varmepumper.

For naturgass bruker vi Jærgass-studiens forutsetning om at det brukes kogen-anlegg/varmekjel med virkningsgrad 90 %.

Virkningsgraden forutsatt i Jærgass-studien for bruk av naturgass er dermed 1 0% høyere enn den som er forutsatt i Naturgassalternativet i Energiplanen.



Figur 10 Energiforbruk Jærgassalternativet

### 5.3 Rogass

I forbindelse med ilandføring av gass i Rogaland er det utarbeidet en konsekvensanalyse for prosjektet Rogass.

Rogass har som målsetting å distribuere gass til Sør-Rogaland med rørledning. I den forbindelse er det gjort egne bergninger for potensialer for naturgass, samt hvor mye en ser for seg at andre energibærere vil ta for seg i markedet.

Rogass operer med hele Sør-Rogaland som marked og legger dermed et annen geografisk avgrensning til grunn, enn både Jærgass og Energiplanen. Dette gir andre beregningstall i forutsetningene. En nøyaktig avgrensing av det aktuelle markedet foreligger ikke i utredningen. Rogass tar også utgangspunkt i 2000 som basisår, og beregningene er kun basert på el-forbruket. De forutsetter i sine kalkyler en vekst i el-forbruket fram til 2010 på 1,6 %, samt en vekst på 1,1% de neste 20 år.

For å sammenligne Energiplanen og Rogass er vi dermed avhengige av å ta utgangspunkt i forbruket av el-kraft i Rogassutredningen og Energiplanen for Nord-Jæren, og bruke dette til å skalere ned tallene til et energiforbruk som tilsvarer de andre alternativene.

|                                    |                         |
|------------------------------------|-------------------------|
| <u>Basisår Energiplanen (1999)</u> | = 3900 GWh elektrisitet |
| Basisår Rogass (2000)              | = 5100 GWh elektrisitet |

Omregnet til 2020, vil dette gi en vekst på om lag 1,6 TWh i el-forbruket. I og med at andre energikilder ligger til grunn for beregningene antar vi at det ikke er forutsatt noe potensial i utskifting av eksisterende fossile brenslers.

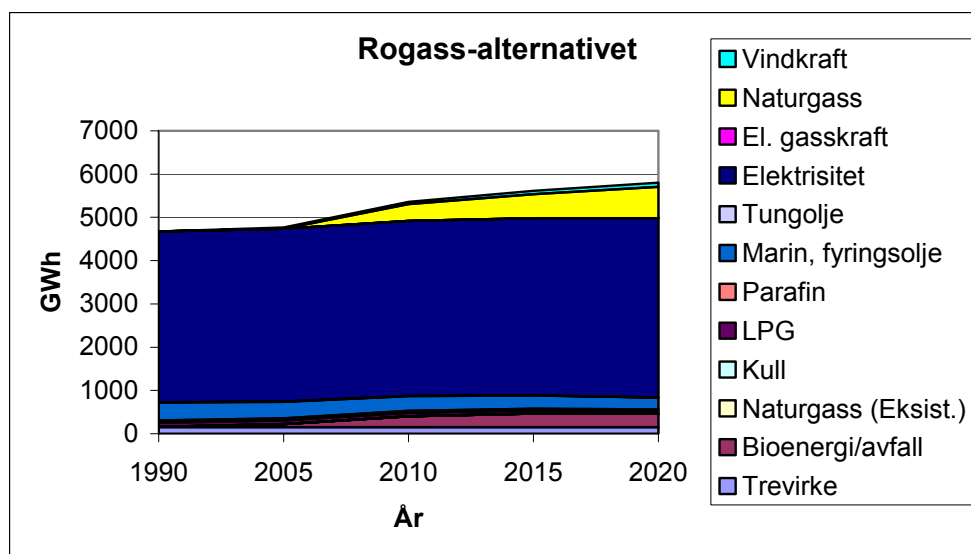
Samlet sett er dette en vekst som ligger nær opp til Energiplanen for Nord-Jæren.

Videre forutsetter Rogassalternativet at en viss andel av el-forbruket blir erstattet med alternative energikilder som biobrensel, vindkraft og varmepumper. Beregner vi denne veksten linjert fra 2010 til 2030, vil dette forutsette å dekke et behov på om lag 370 GWh i 2020. Sett i forhold til Energiplanen (skalert i forhold til regionen) vil dette om lag dekke behovet for om lag 280 GWh. Vi forutsetter at dette dekkes inn som følger:

- Varmepumper innføres som i Referansealternativet
- Vindkraftutbygging gir 100 GWh
- Samt bruk av Bioenergi/ energigjenvinningsanlegg dekker om lag 125 GWh.

De forutsetningene vi har lagt inn i Rogass-alternativet forutsetter med andre ord at det satses noe på alternative energikilder. Regneeksemplet over forutsetter en relativt stor satsing på bioenergi framfor for eksempel varmepumper. En økt satsing på varmepumper ville gitt mindre forbruk av energi generelt, samt mindre NOx-utslipp.

Vi forutsetter også at Rogass bruker teknologi som forutsetter 90 % virkningsgrad ved bruk av naturgassen. Andre fossile brensler erstattes som forutsatt i Referansealternativet. På grunn av relativt lite dokumentasjon og relativt tynne beskrivelser av forutsetningene for markedspotensial i konsekvensutredningen for Rogass-alternativet, har vi måttet lage mange forutsetninger for å få til regnestykket vårt. Med den usikkerhet dette må gi for sammenligningen av dette alternativet framfor de andre.



Figur 11 Energiforbruk Rogass-alternativet

## 5.4 Klima og energiplan Stavanger

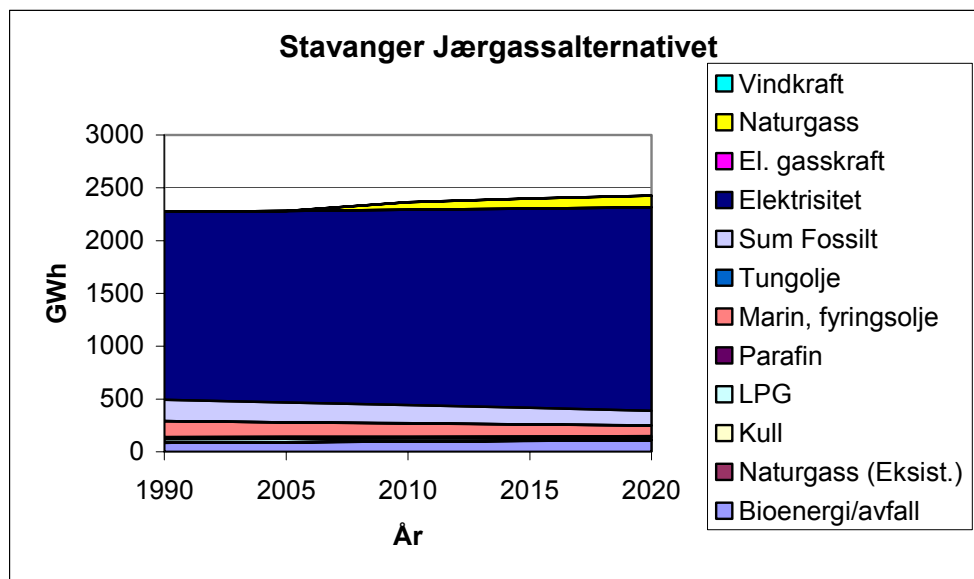
I klima og energiplanen for Stavanger kommune har en satt som målsetting at det stasjonære energiforbruket i 2010 skal være på 2000 nivå, og CO<sub>2</sub> utslippene skal reduseres med 30 % i samme periode.

Tiltakene som skal legges til grunn for å nå dette målet er bruk av vannbåren varme og økt satsing på ENØK.

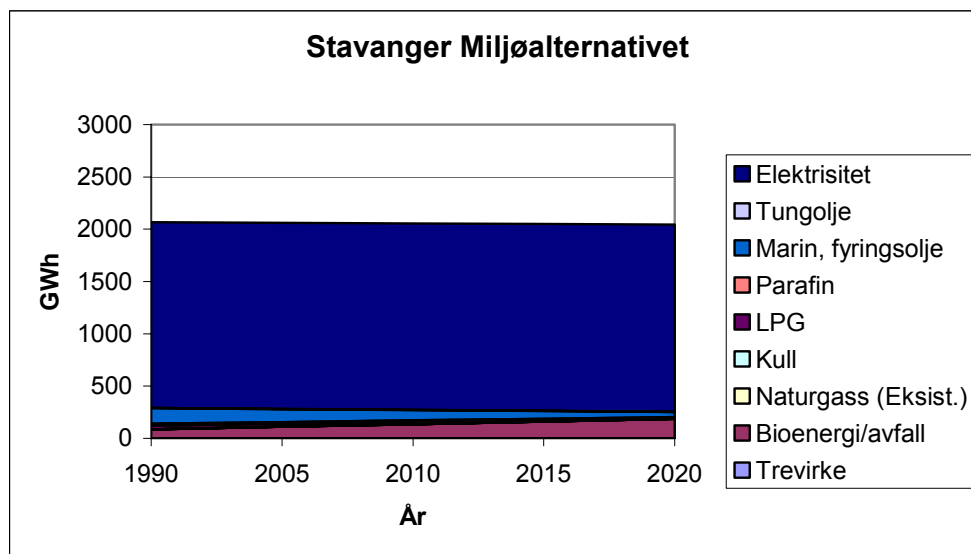
På bakgrunn av scenariene i Energiplanen for Nord-Jæren vil Stavanger kommune oppnå målene sine ved å realisere Miljøalternativet. Dette er det eneste alternativet som har en stabilisering av energiforbruket og samtidig vil gi reduserte klimagassutslipp

I likhet med Referansealternativet har vi forutsatt en relativt høy etterspørselsvekst i Jærgass-studien og Rogass-studien, høyere enn for landsgjennomsnittet. I tillegg satses det på fossilt brensel som hovedkilde for framtidig vekst i forbruket. Dette medfører økte regionale utslipp i regionen og følgelig også i Stavanger kommune

Hvis Jærgass-studien legges til grunn, får kommunen en relativt lav vekst i energiforbruket på 0,5 %. Dette ligger langt under den energiveksten en forutsetter i regionen. En forholdsvis stor andel av øvrige fossile brensler blir her faset ut til fordel for gass og elektrisitet som gir høyere virkningsgrad.



Figur 13 Vekst i energiforbruket i Stavanger ved Jærgass-alternativet



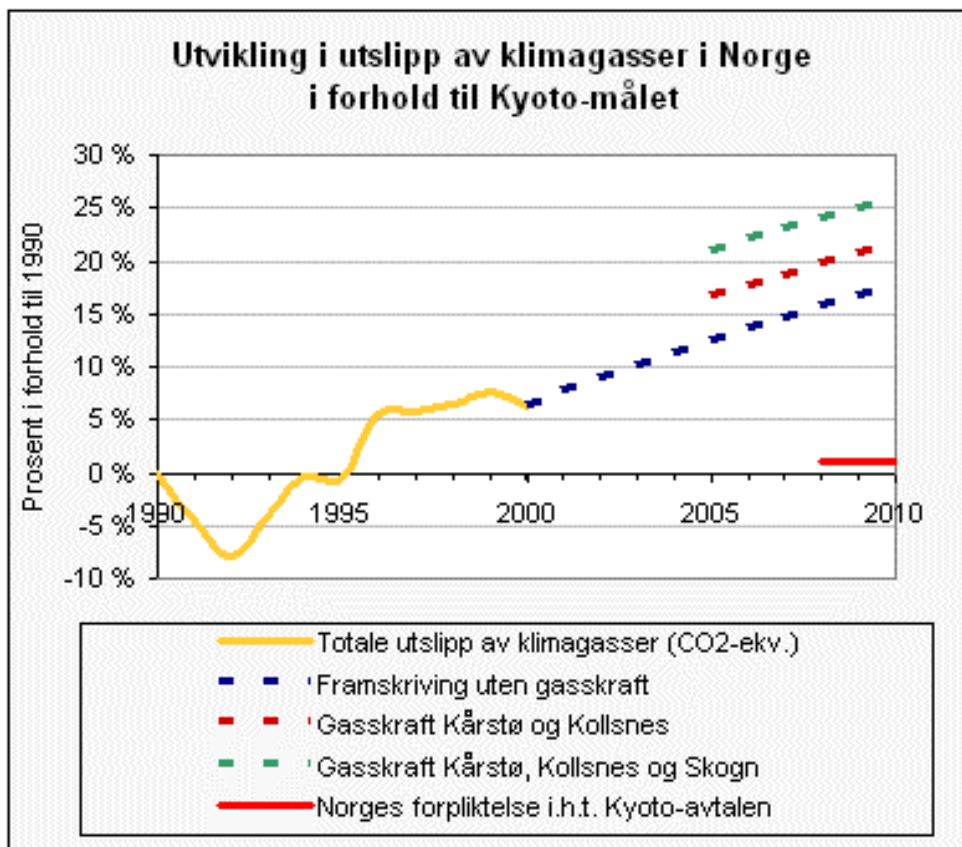
Figur 14 Utvikling i energiforbruket i Stavanger ved Miljøalternativet

## 5.5 Nasjonale mål for utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>

Norge har tatt på seg forplikter til reduksjon til utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> gjennom Kyoto-protokollen og Gøteborg-protokollen.

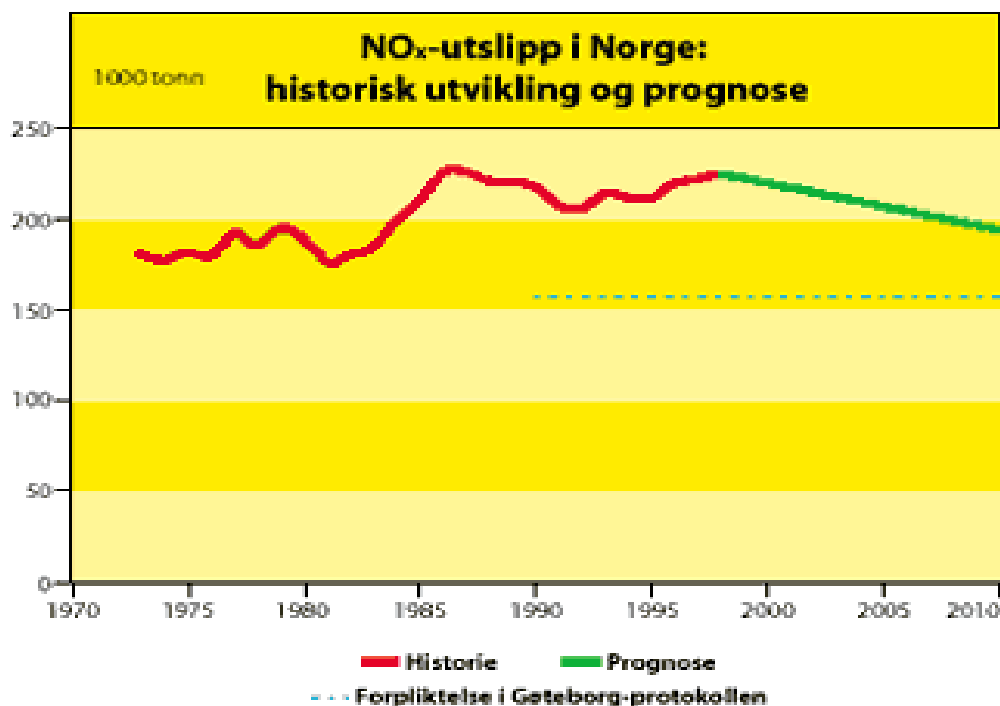
Kyoto-protokollen gir Norge adgang til å øke utslippene med om lag 1 % fram mot 2010. I 2000 lå vi om lag på 7 % økning. Uten gasskraftverk er denne veksten forventet å bli på oppimot 17 % i 2010.

I Gøteborg-protokollen har Norge påtatt seg et ansvar for å redusere utslippene av NO<sub>x</sub> med 29 % i forhold til 1990 nivå. Historisk har vi siden 1990, etter lengre nedgangsperiode, igjen fått vekst i utslippene på 90-tallet på om lag 7 %.



Figur 15 Norges forpliktelser i forhold til Kyoto-avtalen. Grafen viser Norges forpliktelser i forhold til Kyoto-avtalen sammenlignet med faktiske utslipp og prognoser for utslipp i Norge fram mot 2010.

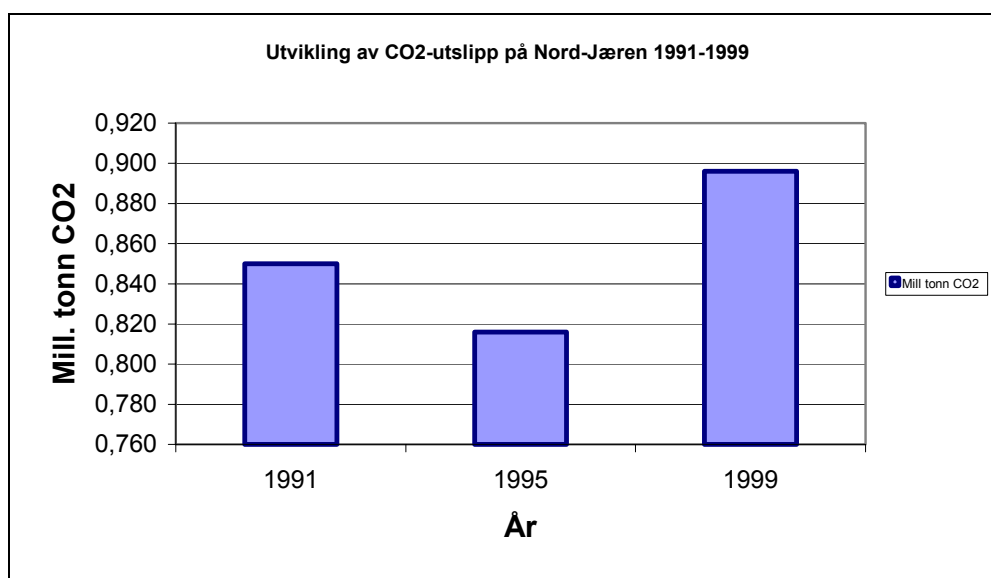
Kilde: SFT/SSB



Figur 16 Utslipp av NOx i Norge, historiske utslipp og prognose

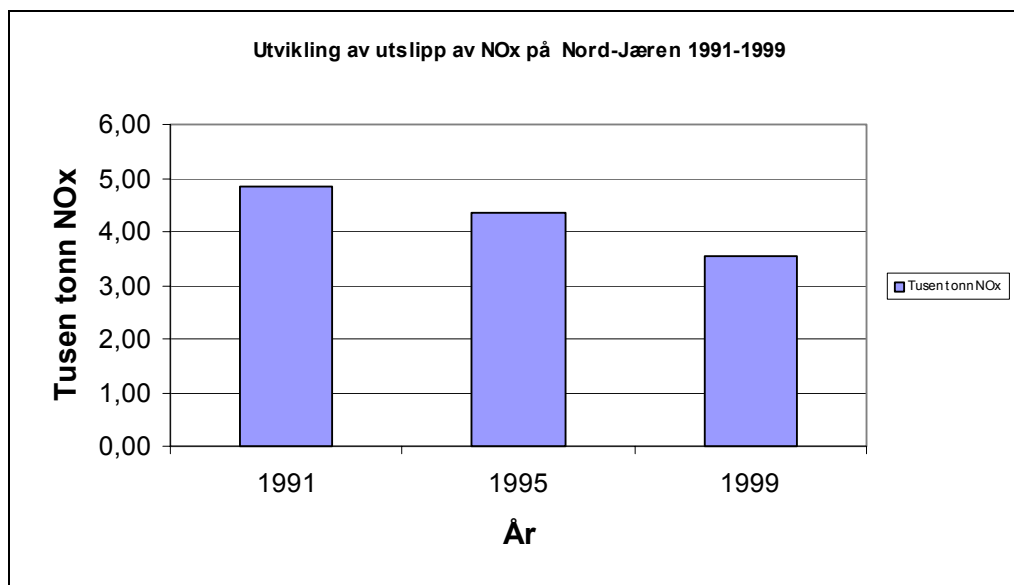
Kilde: Miljøstatus Norge

Utslippene fra Nord-Jæren har hatt en annen utvikling i løpet av 90-tallet. For CO<sub>2</sub> var det en markert nedgang fra 91 til 95, mens en fikk vekst på 10 % fra 95-99. Total var veksten på 90-tallet på 5 %. Med andre ord relativt lik utviklingen i Norge for øvrig.



Figur 17 Utvikling av CO<sub>2</sub>-utslipp på Nord-Jæren Kilde: Miljøstatus Norge, Miljøverndepartementet

For NOx-utslippene derimot, hadde Nord-Jæren en nedgang gjennom hele 90 tallet, og i 1999 var denne reduksjonen på hele 27 % i forhold til 1991-nivået. Denne nedgangen skyldes i hovedsak lavere utslipp fra bensindrevne kjøretøyer. Nedgangen fra denne kilden er i samsvar med nedgangen for resten av landet. At nedgangen er høyere enn de nasjonale tallene skyldes i hovedsak økte NOx-utslipp fra sokkelen.



*Figur 18 Utvikling av NOx-utslipp på Nord-Jæren Kilde: Miljøstatus Norge, Miljøverndepartementet*

## 6 BEREGNING AV UTSLIPP

Denne studien konsentrerer seg om å se på de *regionale* utslippstallene. Eventuelle globale utslippssendringer som følge av de ulike alternativene er ikke beregnet i modellene. Beregningene av utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra de ulike energikildene baserer seg på omregningsfaktorer fra SSB, brukt til beregning av kommunale utslippstall. For NO<sub>x</sub> har vi også brukt tall fra Soma Miljøconsult ved framtidig bruk av naturgass og avfallsbrenning.

For CO<sub>2</sub>-utslipp beregnes utslipp på alle typer fossilt brensel. Vannkraft har følgelig ingen utslipp. For brensel av biologisk opphav beregnes det ikke CO<sub>2</sub> utslipp. Dette gjøres under forutsetning om at forbrenning av biologisk materiale ikke avgir mer CO<sub>2</sub>, enn det binder i vekstfasen, ettersom forbruket av bioenergi ikke overstiger tilveksten.

Beregningen av NO<sub>x</sub>-utslippene er mer komplekse enn CO<sub>2</sub>-utslippene. Ulik teknologi og forbrenningsmåte gir relativt store forskjeller i NO<sub>x</sub>-utslippene. Vi ser også at det opereres med relativt stor variasjon i utslippsfaktorene hos ulike aktører.

I beregningene basert på Energiplanen for Nord-Jæren er de ulike sektorene (husholdning, næring, offentlig og industri) slått sammen til et assosiert forbruk pr. bygde bolig. Dette gjør det mer komplisert å beregne NO<sub>x</sub>-utslippene, i og med at ulike teknologier med ulike utslipp er slått sammen.

I SSB's utslippsberegninger for NO<sub>x</sub> er det også lagt til grunn et "typisk" utslippstall uavhengig av teknologi.

SSB's utslippstall for bruk av naturgass er derimot langt høyere enn typiske utslippstall gitt for eksempel av Soma Miljøkonsult og SINTEF. Vi velger derfor å bruke en faktor som ligger nær bruk av LPG (Soma Miljøkonsult 2001, Boye, N.C 1992).

Vi har derfor brukt denne i beregning av utslipp fra naturgass. Det gjøres oppmerksom på at sjøl denne faktoren er ganske konservativ, og at det opereres med tall som faktisk ligger 40% under utslippsnivået vi har brukt for NO<sub>x</sub> ved bruk av naturgass.

Utslippene av NO<sub>x</sub> vil også avhengig av hva anlegg en bygger. For eksempel vil en høy grad av konvertering fra olje til gass i gamle anlegg gi vesentlig høyere utslipp enn nye anlegg. Størrelsen på fyringsanlegg vil også ha vesentlig betydning, større anlegg vil sannsynligvis gi reinere anlegg enn mindre. Dessuten vil direkte bruk av gass framfor fyringskjel og så gi relativt forskjellige utslipp.

For avfallsbrenning har vi brukt utslippstallene ENERGOS opererer med. Disse ligger noe over det SSB opererer med.

NO<sub>x</sub>-utslippene fra stasjonær forbrenning vil uansett være lave, sett i forhold til de totale utslippene av NO<sub>x</sub> i regionen. Disse utslippene bør derfor uansett ikke kreve størst fokus.

Det finnes renseteknologi for å minke NO<sub>x</sub> fra utslippene. Vi forutsetter at dette ikke vil bli gjort.

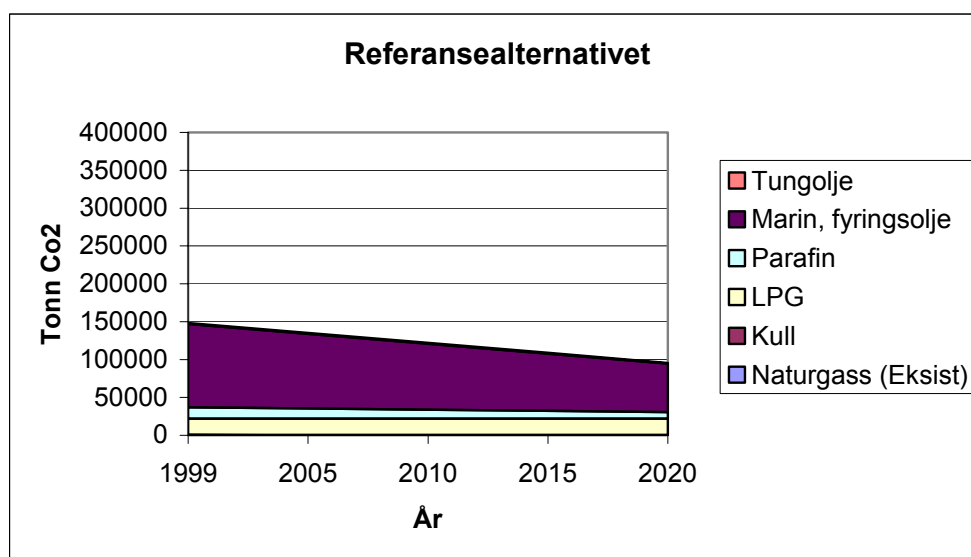
## 6.1 Energiplanen for Nord-Jæren

### 6.1.1 Referansealternativet

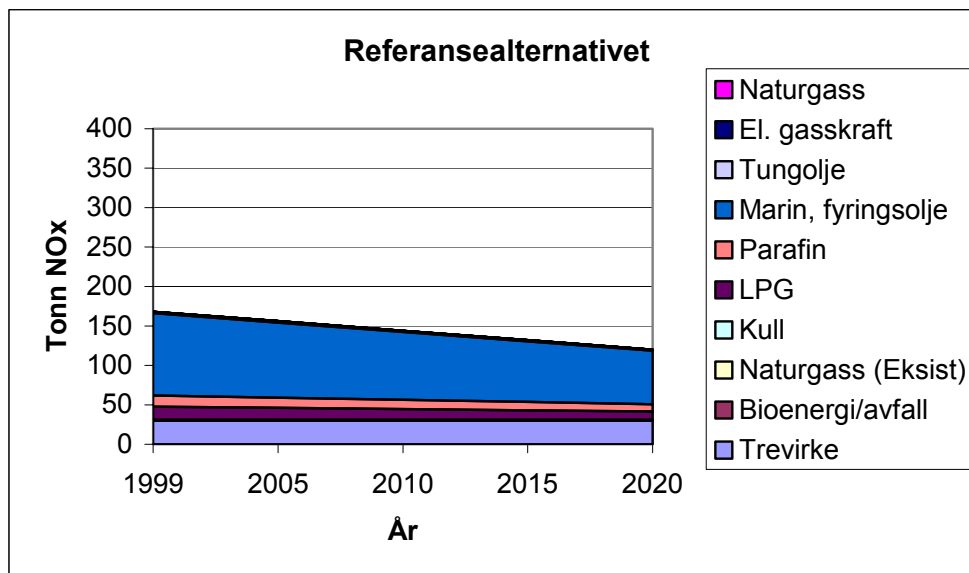
I Referansealternativet har vi foretatt to beregninger. Det ene forutsetter at vannkraft dekker hele den framtidige behovet, mens det andre forutsetter innfasing av et gasskraftverk med virkningsgrad på 58 %.

Som forventet vil dette alternativet medføre en stor reduksjon av de totale utslippene både av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i det stasjonære utslippet i regionen. Store deler av forbruket av fossile brensler har blitt erstattet av elektrisk kraft produsert av vannkraft som gir null utslipp.

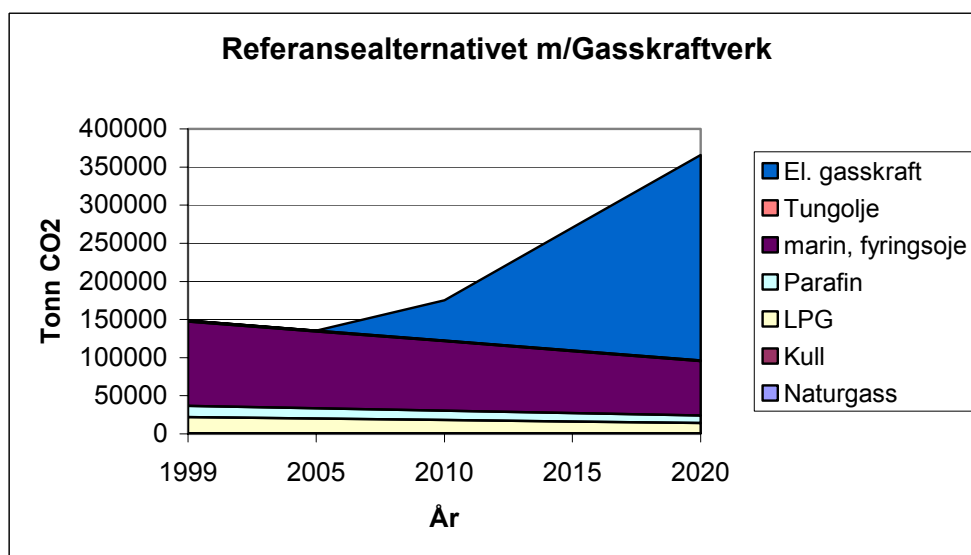
Innfasing av et gasskraftverk vil derimot medføre store utslipp av både CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.



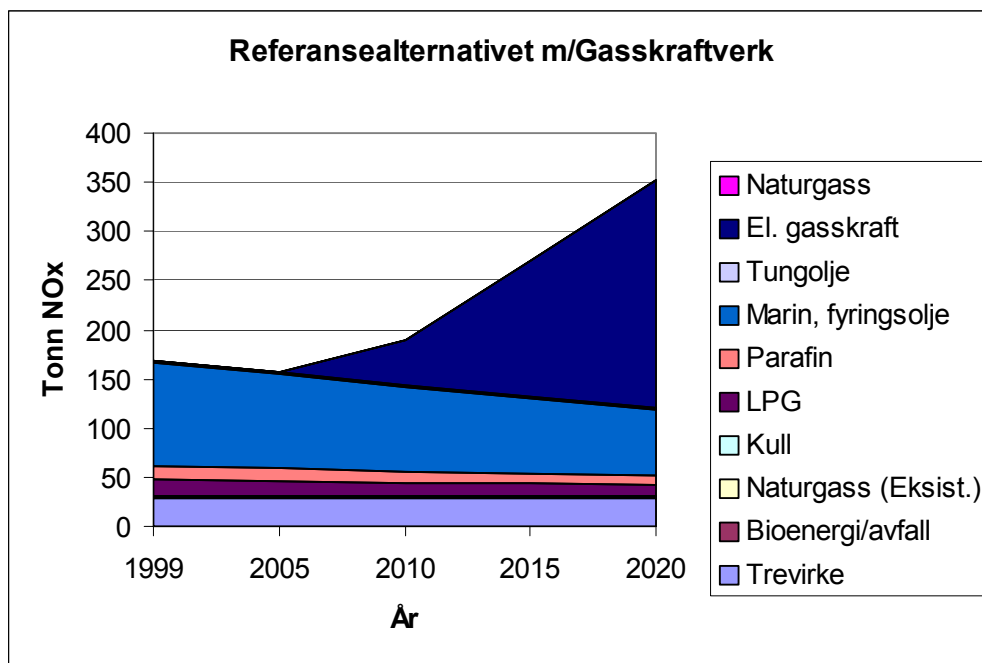
Figur 19 CO<sub>2</sub>-utslipp Referansealternativet



Figur 20 NOx-utslipp Referansealternativet



Figur 21 CO2 utslipp Referansealternativ med gasskraftverk



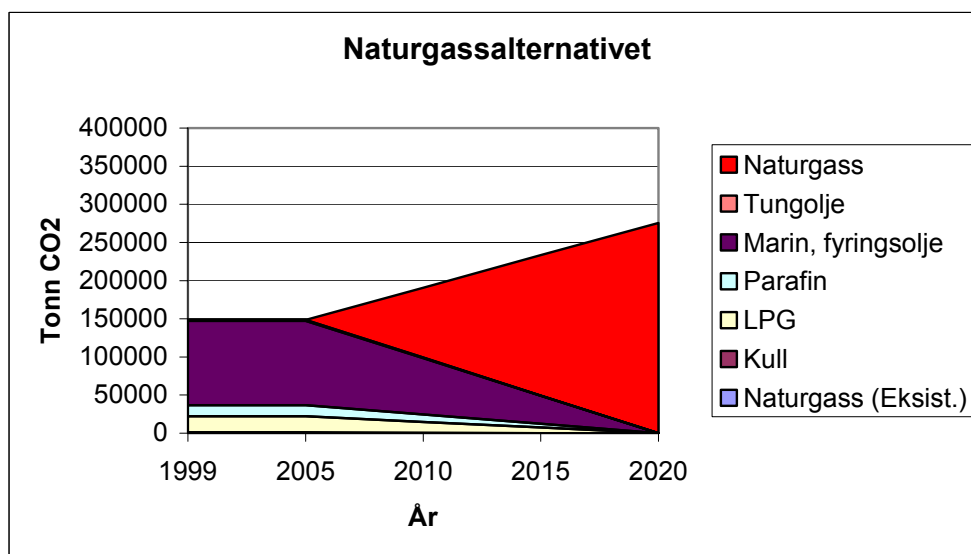
Figur 23 NOx-utslipp Referansealternativ med gasskraftverk

### 6.1.2 Naturgassalternativet

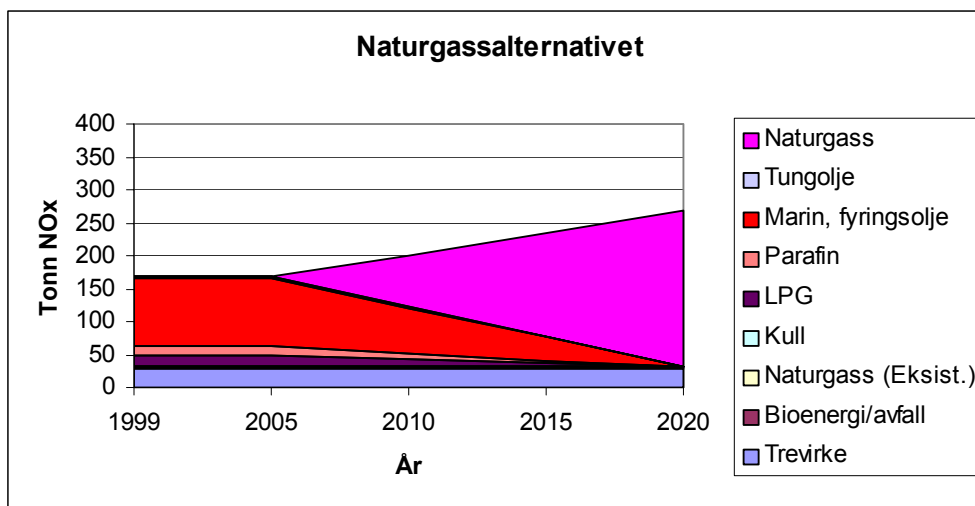
Dette alternativet forutsetter at bortimot hele det framtidige energibehovet blir dekket av gasskraft. Forsyningen av vannkraft vil her bare ha en svak økning. Det forutsettes ingen ENØK-tiltak eller bruk av andre fornybare energikilder.

I dette alternativet vil en ha betydelig økning CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Den faktiske utslippsøkningen vil her allikevel være mindre enn Referansealternativet ved innfasing av et gasskraftverk. Det gjøres derimot oppmerksom på at dette alternativet forutsetter relativt stor økning i etterspørsel etter el-kraft.

De øvrige fossile energibærerne er her faset ut, men i og med at varmepumper ikke reduserer energiforbruket, og at gasskraft vil erstatte en del vannkraft, får vi et relativt høyt utslipp.

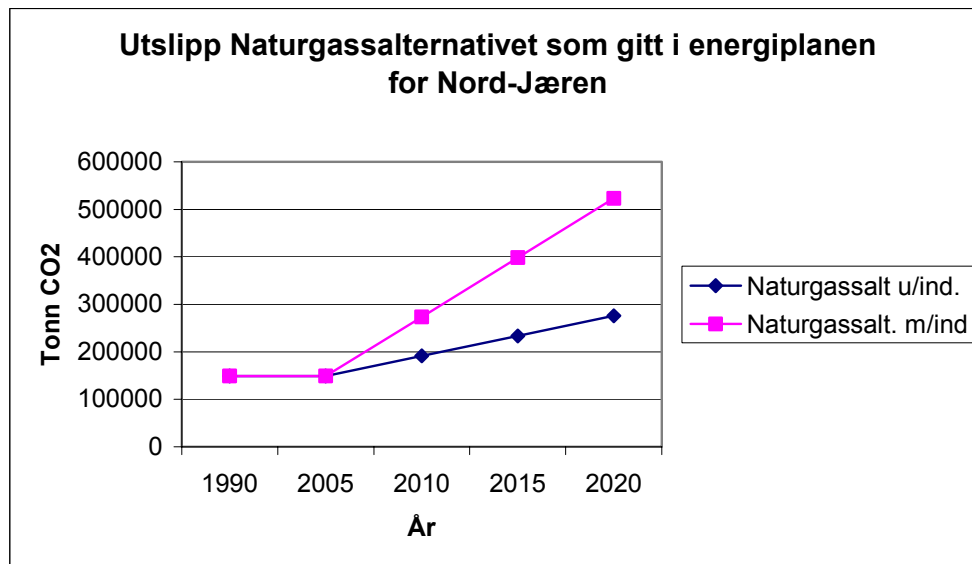


Figur 25 CO2-utslipp Naturgassalternativet



Figur 24 NOx-utslipp Naturgassalternativet

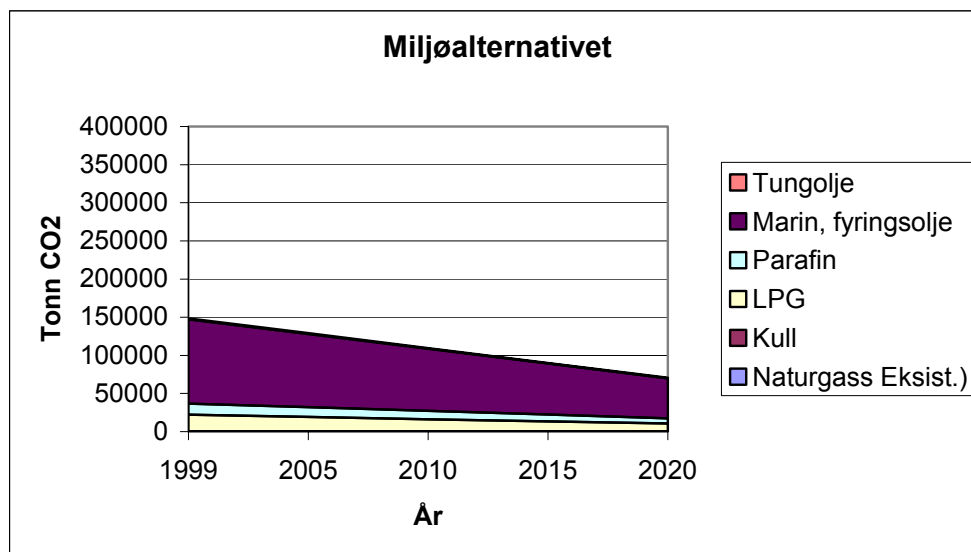
Naturgassalternativet i sin opprinnelige form forutsetter et langt større forbruk fordi naturgassen vil gi en klar økning i industriell vekst. I et slikt alternativ vil utslippene av CO2 øke relativt dramatisk i forhold til vårt alternativ.



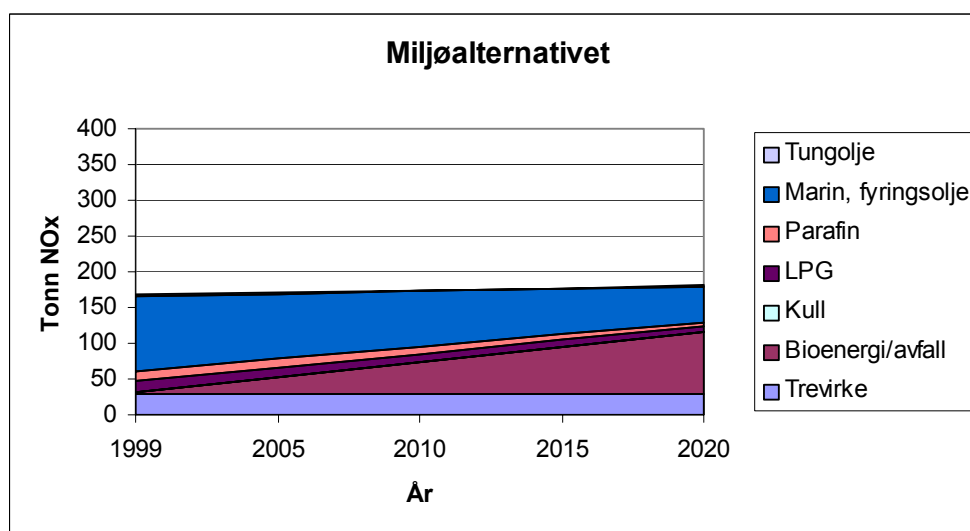
*Figur 26 Denne figuren viser konsekvenser for CO<sub>2</sub>-utslippene i regionen ved realisering av det opprinnelige Naturgassalternativet i Energiplanen*

### 6.1.3 Miljøalternativet

I dette alternativet regner en med en bortimot maksimal uttelling i potensialet for bioenergi, ENØK-tiltak og vindkraft. Stor reduksjon i det framtidige energibehovet, samt at eksisterende forbruk av fossilt brensel blir erstattet av fornybar energi, medfører som forventet stor nedgang i CO<sub>2</sub>. Økt bruk av biobrensel vil derimot føre til en svak økning av de totale NO<sub>x</sub>-utslippene fra stasjonære kilder.



Figur 27 CO2-utslipp Miljøalternativet

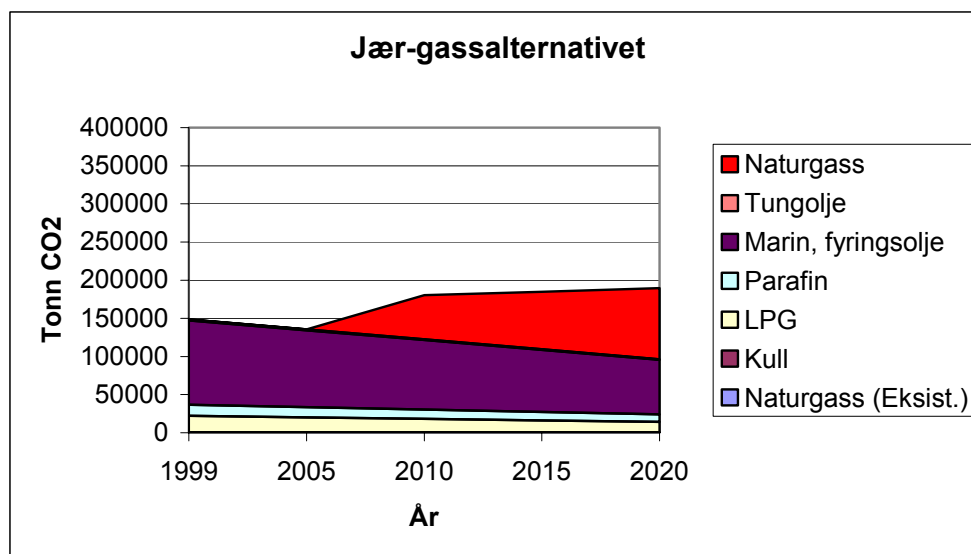


Figur 28 NOx-utslipp Miljøalternativet

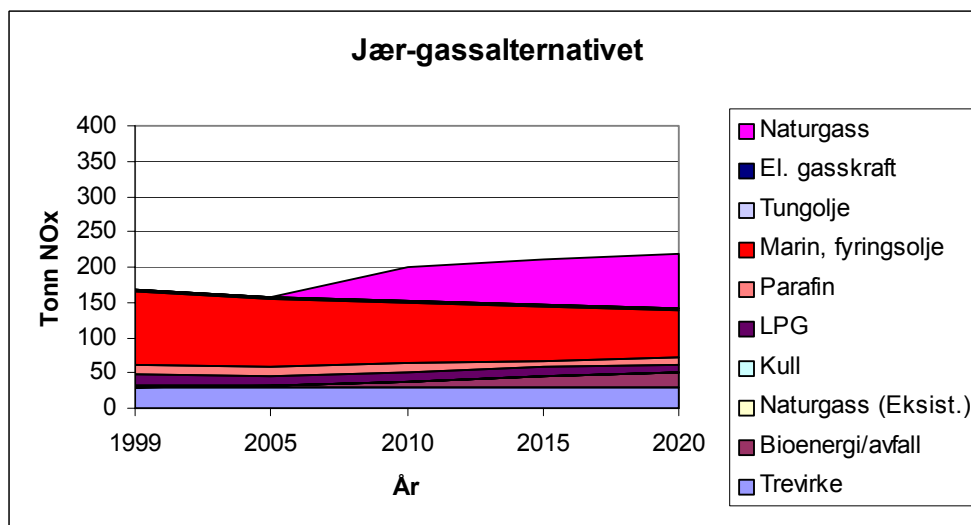
## 6.2 Jærgassalternativet

Dette alternativet gir en relativt forsiktig innføring av gass, sammenlignet med Naturgassalternativet. Totalt ser en for seg en markedsandel i 2020 på om lag 460 GWh i stasjonær forbrenning, eller omlag 28 % av Naturgassalternativet. Alternativet er i store trekk basert på Referansealternativet og forutsetter ved siden en viss økning i vannkraftpotensialet, en relativt stor satsing på varmepumper.

Dette alternativet vil gi økning i utslippsmengden av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i forhold til dagens nivå. Deler av dette NO<sub>x</sub> utslippet kan tilskrives økt bruk av biobrensel. Økningen er derimot moderat sammenlignet med Naturgassalternativet. I forhold til Referansealternativet og Miljøalternativet vil derimot utslippene bli relativt store, og vil ligge på henholdsvis 50.000 tonn mer CO<sub>2</sub> enn dagens utslipp.



Figur 29 CO<sub>2</sub>-utslipp Jærgassalternativet

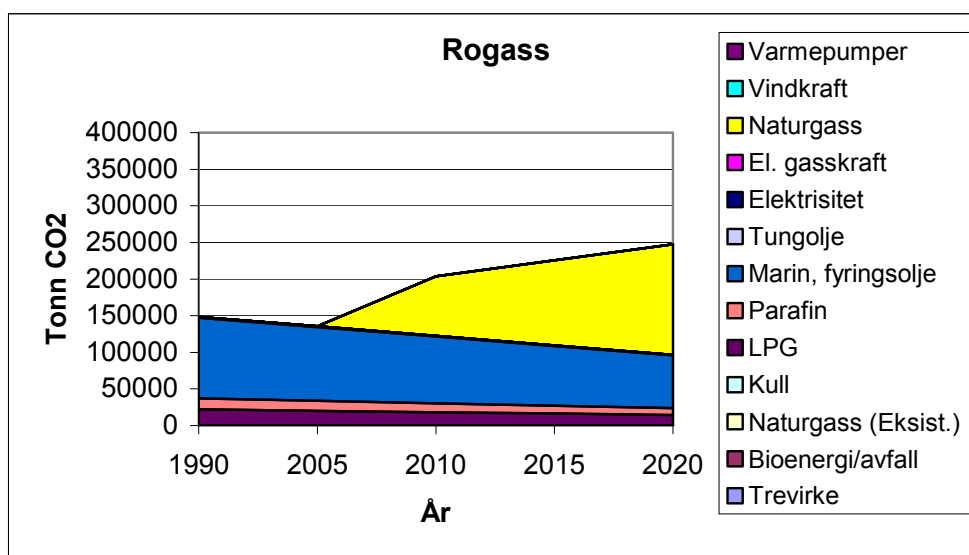


Figur 30 NO<sub>x</sub>-utslipp Jærgassalternativet

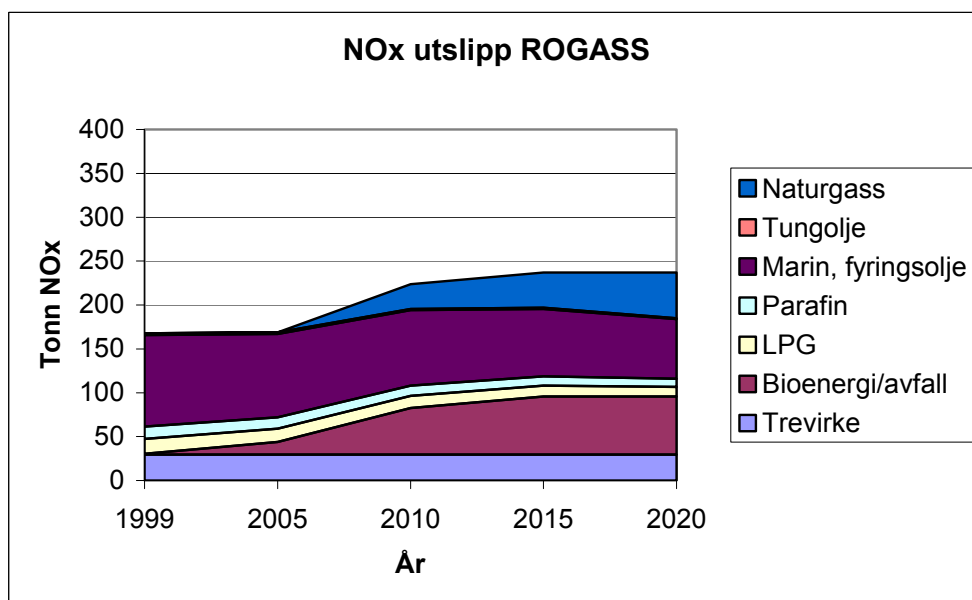
### 6.3 Rogassalternativet

Rogass-alternativet blir utslippsmessig en variant av Jærgass-alternativ, bare med en langt større andel naturgass i forbruket. I tillegg er det lagt inn en stor andel biobrensel. Dette vil medføre økning både i CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>-utslipp. Den store andelen biobrensel vil i dette alternativet medføre relativt stor andel NO<sub>x</sub> – utslipp.

I forhold til for eksempel Jærgassalternativet vil Rogass medføre en stabilisering av el-kraftforbruket på dagens nivå. De regionale økningene av CO<sub>2</sub> vil tilsvare om lag 100.000 tonn. Dette alternativet gir bortimot en stabilisering av el-forbruket i regionen.



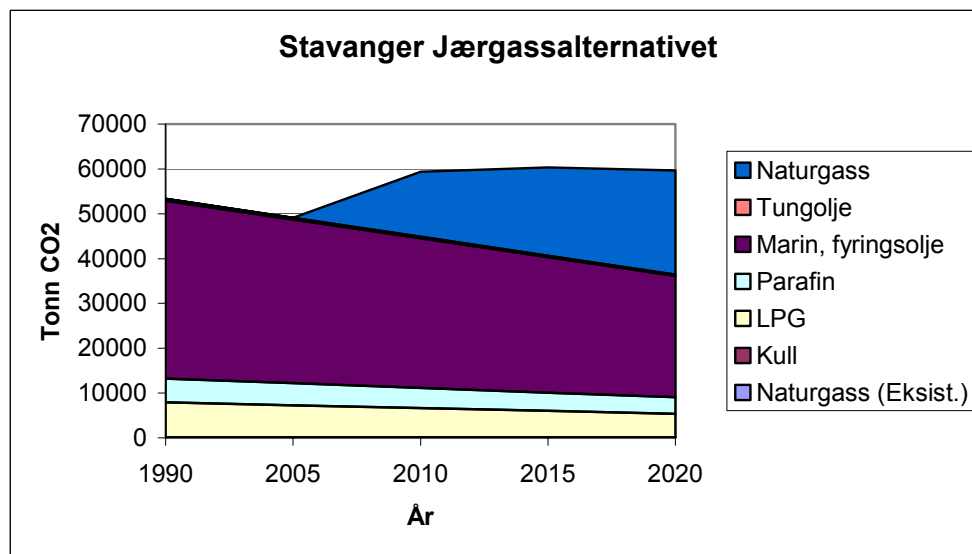
Figur 31 CO<sub>2</sub>-utslipp Rogassalternativet



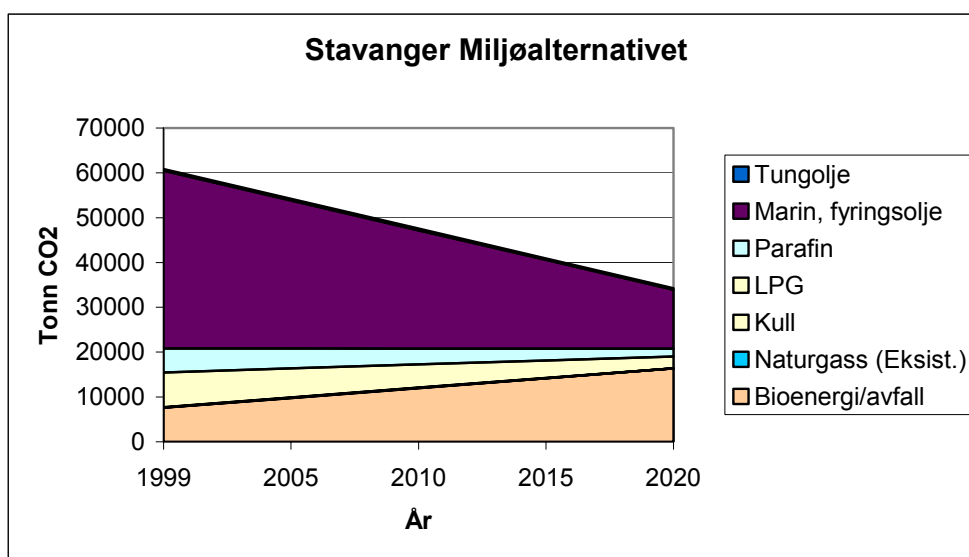
Figur 32 NO<sub>x</sub>-utslipp Rogassalternativet

## 6.4 Klima og energiplanen for Stavanger

Klima og energiplanen for Stavanger forutsetter en relativt stor satsing på fornybare energikilder og energieffektivisering for å nå sine mål. Ved realisering av Jærgass-alternativet (det mest forsiktige gass-alternativet) vil de regionale CO<sub>2</sub> utslippen fra stasjonær energiforsyning kunne komme til å øke med om lag 13 % i motsetning til målet om 30 % reduksjon. Dette målet vil derimot nås hvis vi legger Energiplanens Miljøalternativ til grunn. Nedgangen her er på hele 45 %. Målet om 30 % nedgang vil med andre ord kunne nåes også ved en moderering av Miljøalternativet. NO<sub>x</sub> er ikke vurdert i denne planen, vi har derfor heller ikke med NO<sub>x</sub>-beregningene.



Figur 34 CO<sub>2</sub>-utslipp i Stavanger ved Jær-gass alternativet

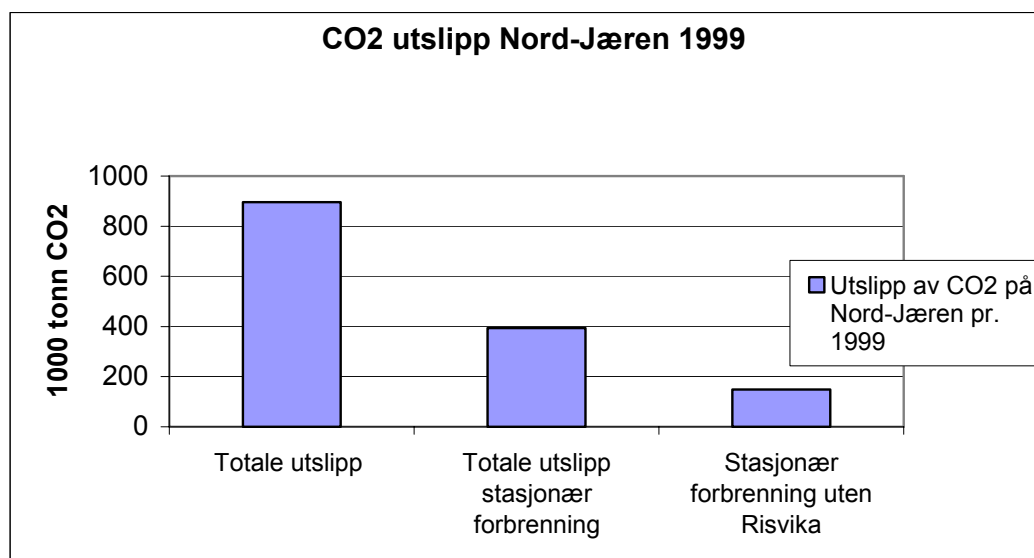


Figur 33 CO<sub>2</sub>-utslipp i Stavanger ved Miljøalternativet

## 6.5 Konklusjoner

Andelen CO<sub>2</sub>-utslipp fra stasjonær forbrenning på Nord-Jæren, utgjør pr. i dag om lag 16 % av de totale utslippene, etter at Risavika ble lagt ned. Ingen av de alternativene vi har beregnet medfører at utslippene av CO<sub>2</sub> vil komme over nivået før Risavika ble lagt ned. Tabellen viser prosentvis økning av CO<sub>2</sub> i forhold dagens situasjon (Risvika ikke medregnet)

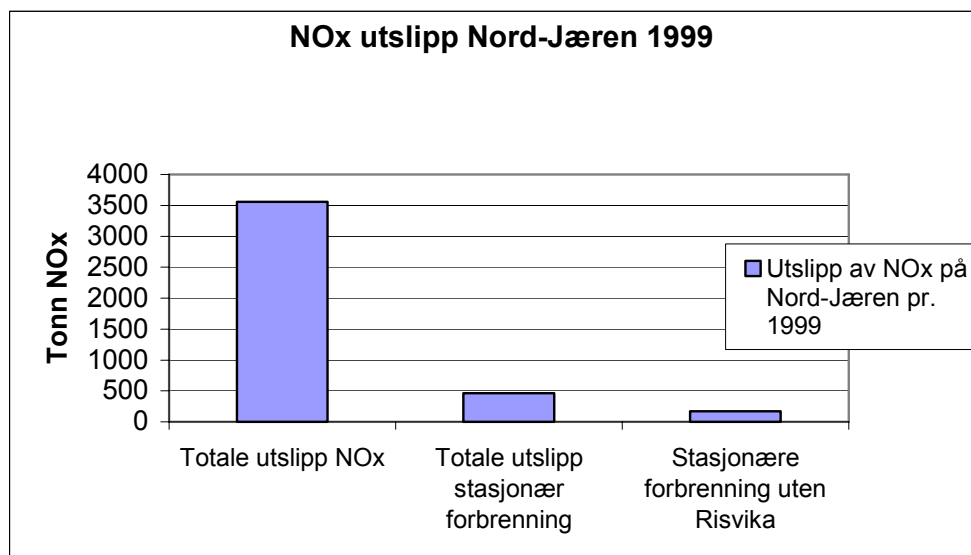
| Alternativ            | Endring i CO <sub>2</sub> -utslipp<br>Stasjonær forbrenning | % endring CO <sub>2</sub> -utslipp<br>av totale utslipp |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Referansealternativet | -35 %                                                       | -8 %                                                    |
| Naturgassalternativet | +85 %                                                       | +30 %                                                   |
| Miljøalternativet     | -50 %                                                       | -12 %                                                   |
| Jærgassalternativet   | +33 %                                                       | +8 %                                                    |
| Rogassalternativet    | +66 %                                                       | +15 %                                                   |



Figur 35 CO<sub>2</sub>-utslipp på Nord-Jæren

Når det gjelder NO<sub>x</sub>, har stasjonær forbrenning langt mindre betydning for de totale NO<sub>x</sub> utslippene enn andre utslippskilder. Endringen i de totale NO<sub>x</sub>-utslippene som følge av de ulike alternativene vil derfor også bli små. For Rogaland står for eksempel veitransporten for om lag 50 % av de totale NO<sub>x</sub>- utslippene, mens stasjonære utslipp står for under 5% etter at Risavika er lagt ned (SSB 1999).

| Alternativ            | % endring i NOx-utslipp<br>Stasjonær forbrenning | % endring i NOx av total<br>utslipp |
|-----------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------|
| Referansealternativet | -28 %                                            | -1,3 %                              |
| Naturgassalternativet | +59 %                                            | +2,8 %                              |
| Miljøalternativet     | +7,5 %                                           | +0,4 %                              |
| Jærgass-alternativet  | +31 %                                            | +1,5 %                              |
| Rogass-alternativet   | +41 %                                            | +1,9 %                              |



Figur 36 NOx-utslipp Nord-Jæren

Utslippssituasjonen for stasjonært energiforbruk på Nord-Jæren vil i stor grad påvirkes av satsingen på fornybare energikilder. På bakgrunn av utslippsberegningene gjort av de ulike alternativene i Energiplanen for Nord-Jæren, ser vi at vi ved en massiv satsing på gass vil øke de regionale utslippene relativt betydelig, selv uten at det satses på industri eller gasskraftverk. (180.000 Tonn CO<sub>2</sub>). Miljøalternativet med en stor satsing både på fornybare energikilder og energieffektivisering, vil derimot både gi ny energi og føre til en økt utnyttelse av eksisterende energikilder som medfører lavere forbruksvekst og reduserte utslipp i forhold til dagens situasjon. Samtidig vil Miljøalternativet ikke som i Referansealternativet medføre økt behov for å bruke elektrisitet blant annet til oppvarming.

De to studiene som ligger til grunn for gassplanene i regionen, Jærgass-studien og Rogass, legger begge inn en fleksibilitet i energiforsyningen. En større satsing på gass blir kombinert med bruk av mer miljøvennlige løsninger. Naturgassalternativet viser også at en vil få en stor gevinst i å konvertere eksisterende fossil energibruk med gass.

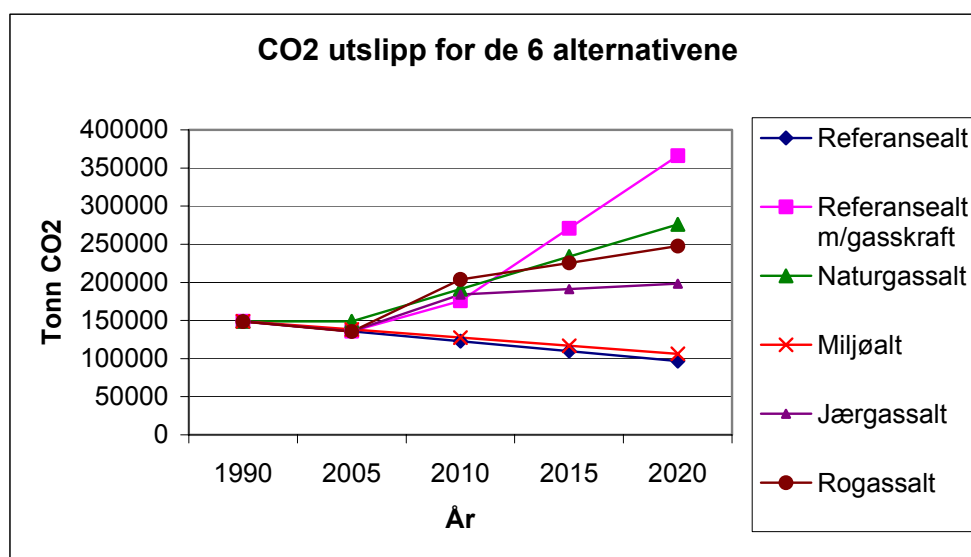
De positive miljøeffektene i henhold til utslipp ved bruk av naturgass oppnår en der en:

- Faser ut annen bruk av fossile brensler i eksisterende bygningsmasse.
- Reduserer el-forbruket

De negative miljøeffektene av naturgassen kommer der hvor:

- Denne fortrenger fornybar energi eller reduserer potensialet for energieffektivisering for eksempel gjennom bruk av varmepumper.

Fornybar energi gjennom vannkraft, biobrensel og effektivisering av elektrisitet gjennom bruk av varmepumper vil alle ha en bedre effekt på de samla utslippene enn det naturgass har. Ønsker en å oppnå en optimalisering av energiforbruket i regionen, og hvis en ønsker å oppnå regionale og kommunale målsetninger om utslippsreduksjon av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, så forutsetter dette betydelig økt bruk av fornybare energikildene.



Figur 37 Grafen viser utvikling i CO<sub>2</sub>-utslipp for de 6 vurderte alternativene samlet.

## 7 KOSTNADER

Denne studien omfatter vurdering av utslippsmessige konsekvenser av ulike energivalg basert på de bergninger som er gjort i forbindelse med Energiplan for Nord-Jæren, Jærgass-studien og konsekvensutredningen for Rogass.

I det følgende gis også en kortfattet oppsummering av kostnader ved realisering av de ulike valgene. Denne oppsummeringen er basert på de bergninger som er gjort i forbindelse med Jærgass-studien og konsekvensutredningen for Rogass. På bakgrunn av dette materialet var det ikke mulig å gi en fullstendig oversikt over de bedrifts- og samfunnsøkonomiske kostnadene ved alternativene.

### 7.1 Referansealternativet

De regionale kostnadene i dette alternativet er knyttet til utbygging og forbedring av el-nettet. De samfunnsmessige kostnadene ved dette er beregnet i Jærgass-studien. Setter vi opp de sammenlignbare kostnadene for Referansealternativet for perioden 2001-2010 vil dette forutsette:

|                               |                 |
|-------------------------------|-----------------|
| Energikjøp                    | 417 mill        |
| Infrastruktur                 | 167 mill        |
| <u>Varmesentr/distibusjon</u> | <u>21 mill</u>  |
| <u>Totalt</u>                 | <u>605 mill</u> |

### 7.2 Miljøalternativet

Kostnadene ved Miljøalternativet er vanskeligere å beregne.

Vindkraft er allerede i dag regnet som en prismessig konkurransedyktig energikilde. Totalt vil en produksjon på 100 GWh i 2010 beregnet med tall fra EU's ATLAS prosjekt ligge på en kostnad p på om lag. 17,7 mill til 44,8 mill. Energiplanen anser norskekysten som et godt egnet område med stort potensial, slik at prisen vil ligge i nedre halvdel.

Kostnadene ved forbrenning av biomasse er også forbundet med stor usikkerhet. I Energiplanen for Nord-Jæren er det satt opp kostnadsanslag for de ulike alternativene.

I tillegg er det trossa alt knyttet en kostnad ved annen form for behandling av avfalle, slik at sjølve forbrenningen vil gi netto resultat.

Varmerpumper er også forbundet med usikkerhet. I Energiplanen er kostnadene knyttet til bruk av varmepumper satt til om lag 30-50 øre/KWh, og er slik sett det dyreste alternativet. For eksisterende husholdninger vil tradisjonelle ENØK-løsninger ha større lønnsomhet enn å investere i varmepumper. I en egen studie for utbyggingsområdet Tastarustå (se avsnitt 7.5) er det gjort utregninger for å sammenligne bruk av ulike energibærere.

Fordelen ved Miljøalternativet er at det ikke vil øke nettbelastningen. Kostnadene her vil derfor bli lave.

### 7.3 Jærgass

Kostnadene er knyttet til et landbasert transportsystem og systemer for varme-/el-produksjon og -distribusjon. I tillegg kommer vedlikeholdskostnader.

I Jærgass-studien har en beregnet kostnader for ulike alternativer for distribusjon av gass. I energiberegningene har vi tatt utgangspunkt i distribusjon i rør av LNG. Vi tar derfor utgangspunkt i dette i den videre studien. Kostnadene baserer seg på nåverdien og inntektene for perioden 2001-2010

|                                       | Utgifter | Inntekter |
|---------------------------------------|----------|-----------|
| <b>Kostnader transport fra Kårstø</b> |          |           |

|                            |          |  |
|----------------------------|----------|--|
| Høytrykksledning sjø (6'') | 195 mill |  |
|----------------------------|----------|--|

#### Kostnader Transportsystem på land

|                          |                       |
|--------------------------|-----------------------|
| Trykkreduksjonsstasjon   | 19 mill               |
| Høytrykksledning på land | 73 mill.              |
| Lavtrykksledning på land | 122 mill              |
| Kundesentraler           | 33 millioner.         |
| <b>Totalt</b>            | <b>247 millioner.</b> |

#### Kostnader varme-/elproduksjon og distribusjon

|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| kogenereringssentraler | 333 mill        |
| Kjølesentraler         | 53 mill         |
| Varmedistribusjon      | 13 øre/ KWh     |
| <b>Totalt</b>          | <b>428 mill</b> |

#### Kjøp av gass for perioden 2001 – 2010:

|               |                 |
|---------------|-----------------|
| <b>Totalt</b> | <b>138 mill</b> |
|---------------|-----------------|

#### Inntekter fra varme/elsalg

835 mill.

Differansen i dette regnestykket ligger på minus 224 millioner kr pluss renter. I perioden 2001-2020. Med de forutsetningene som ligger til grunn for Jærgass-studien, antar en at innføring av gass vil gi et bedriftsøkonomisk underskudd. Tilsvarende er det gjort samfunnsøkonomiske betraktninger, som også gir et betydelig underskudd.

I Jærgass-studien er det i tillegg til en rein rørløsning, også gjort kalkulasjoner for bulk-transport fram til et distribusjonsnett på Nord-Jæren og biltransport ut til den enkelte kunde. En løsning med LNG (dvs. båttransport fra Kårstø til Nord-Jæren) kommer bedriftsøkonomisk ut enda dyrere.

Det siste alternativet for transport ut til brukeren i bil, vil ha en lave investeringskostnader. Kostnadene er så å si proporsjonale med transport volum. En slik løsning vil bare være kostnadseffektiv ved mindre volum opp mot 15 Sm<sup>3</sup>/år. Ved et volum på 29 Sm<sup>3</sup>/år i 2010 vil det ikke være aktuelt med en slik transport utover en eventuell oppstartsfase.

Det konkluderes dermed med at en eventuell rør-edning vil bli det billigste alternativet. Kapasiteten på et slikt rør er langt større enn det er behov for i de utregningene vi har foretatt. Et slikt rør vil dermed også kunne betjene en et eventuelt gasskraftverk. Jærgass-studien har også tatt med beregninger av dette: Forutsatt de kostnadene som må til for å etablere et gasskraftverk, vil en få en økning i lønnsomheten på om lag 100 millioner kr. Altså fortsatt et bedriftsøkonomisk underskudd.

## 7.4 Rogass

Rogass-alternativet har ikke vurdert kostnader ved et distribusjonsnett. Etter det vi forstår har en i alle tilfelle forutsatt et langt større potensial for gass innafor den samme regionen. Dette vil gi langt større inntektspotensial sammenlignet med Jær-gasstudien. I og med at regionen ikke er vesentlig større, bør en kunne få et vesentlig større kundepotensial. Sett i lys av våre energiberegninger, anslår vi det økte potensialet i kundegrunnlag på 55 % i Rogass-alternativet sett i forhold til Jærgass-studien.

I hva grad dette balanserer regnskapet, avhenger av hva økte investeringer en vil få. I bakgrunns materialet fra konsekvensutredningen for Rogass har ikke vi kunnet finne beregningsgrunnlag for de landbaserte kostnadene.

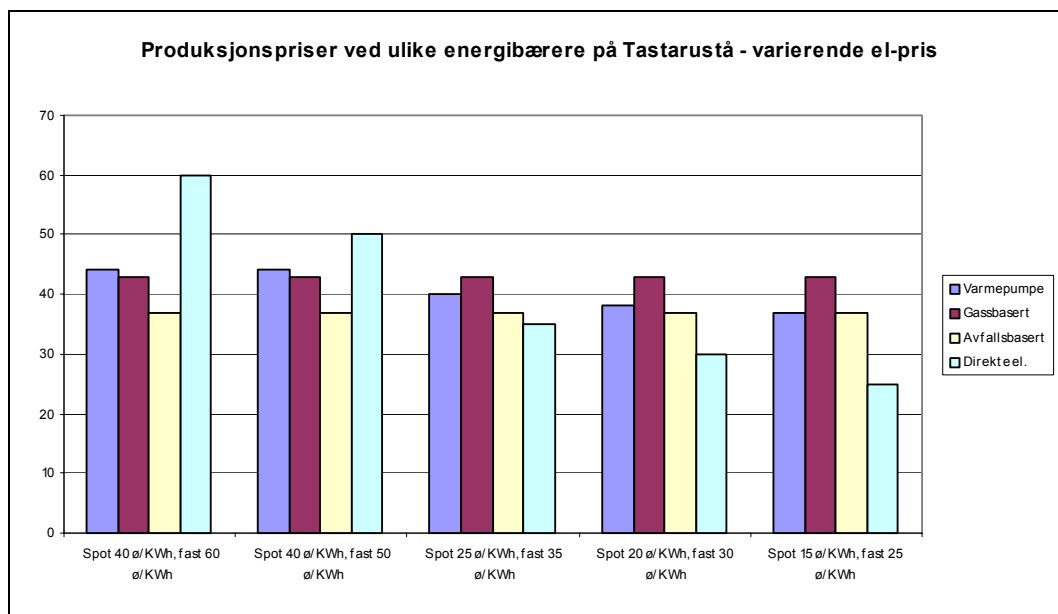
## 7.5 Beregninger av kostnader ved ulike energibærere - Tastarustå

I forbindelse med utbygging av Tastarustå- en bydel i Stavanger, er det utarbeidet en studie for energiforsyningen i samarbeid mellom Stavanger kommune, Lyse Energi og Gasnor. I denne studien er det beregnet kostnader ved bruk av ulike energibærere.

- Varmepumper
- Gassbasert

- Avfallsbasert
- Direkte elektrisk

Priseksempelene er beregnet ved ulike strømpriser. Gassprisen er her satt til 20 øre/KWh. Produksjonsprisen baserer seg på at investeringene er kapitalisert, energiutgifter og driftsutgifter er lagt på og salgsprisen for varme er trukket fra.



Figur 38 Kostnadsberegninger Tastarustå

## 7.6 Konklusjoner

Bruk av andre energibærere enn dagens el-bruk vil uansett medføre overgang til andre distribusjonsløsninger enn det vi har i dag. Felles for de mest aktuelle energibærerne gass, varmepumper og avfallsforbrenning vil være bruk av vannbåren varme. Spesielt gass vil også kreve store investeringer i et overordna distribusjonsnett. En må med andre ord forvente å kunne dekke et stort marked for å få maksimalt ut av grunnlagsinvesteringene. Spørsmålet er i hva grad dette vil konkurrere ut andre mer miljøvennlige løsninger som f.eks. varmepumper, ENØK-tiltak og avfallsforbrenning.

Aktørene på markedet i dag, først og fremst Lyse Gass, har igangsatt arbeidet med distribusjonsnett på Nord-Jæren, og det tilrettelegges til bruk av gass i nye utbyggingsområder. I et konkret eksempel, Jåtten Øst, har en nå gått inn for direkte bruk av gass. Dette til tross for at det tidligere er vedtatt bruk av varmepumper i utbyggingsområdet.

Følgende forslag til innstilling ble levert fra administrasjonen til behandling i stavanger kommunestyre:

1. *"Stavanger kommune frafaller sitt tidligere vedtak om en energiløsning med fjernvarme basert på varmepumpe for Jåtten øst, vest for rv.44. Området tilrettelegges for bruk av direkte gass til bolig. Prosjektet blir et forsøks-/pilotprosjekt hvor erfaringene skal testes i forhold til nye forvaltningsordninger for naturgass i Norge, erfaringer om energibruk og konsekvenser for miljø og økonomi.*
2. *Det inngås et samarbeid med Lyse Gass for gjennomføring av pilotprosjektet på Jåtten Øst. (Stavanger kommune, sak 02/07351)."*

Konsekvensene av et slikt vedtak er, som også saksbakgrunnen gir uttrykk for, økte regionale CO2-utslipp framfor de vedtak som tidligere er blitt gjort i Klima og energi-planen for Stavanger kommune.

## **7.7 Finansiering**

Som nevnt i forrige kapittel har Lyse energi allerede vedtatt oppstart av bygging av et distribusjonsnett for naturgass på Nord-Jæren, og er i full gang med arbeidene. Kontrakter om leveranser skrives under.

Dette betyr at selskapet har basert seg på å finansiere hele utbyggingen, kostnadsberegnet til 500 mill. for egen regning.