



RF – Rogalandforskning. <http://www.rf.no>

Energiplan for Jærregionen – Grunnlagsrapport

RF-2000/172



RF – Rogalandforskning. <http://www.rf.no>

Vår referanse: 720/834883	Forfatter(e): Arild Aurvåg Farsund og Harald Storås	Versjonsnr. / dato: Vers. 2 / 12.09. 2000
Ant. sider: 75	Faglig kvalitetssikrer: Gottfried Heinzerling	Gradering: Åpen
ISBN: 82-490-0057-9	Oppdragsgiver(e): Lyse Energi/Jærrådet	Åpen fra (dato): 18.09. 2000
Forskningsprogram:	Prosjekttittel: Energiplan Jæren – Utredningsprogram	

Emne:

I denne rapporten presenteres det metodiske og faglige grunnlaget for arbeidet med energiplan for Jærregionen. Rapporten har fire hovedkapitler:

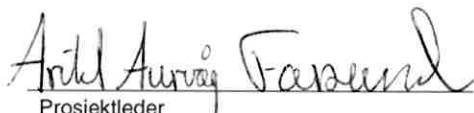
1. Innledning og metodisk tilnærming
2. Nasjonale rammebetingelser
3. Internasjonale rammebetingelser
4. Teknologiske rammebetingelser


Som vedlegg finnes det grunnlag som ble brukt i forbindelse med utarbeidelsen av kartene i Energiplanen.

Emne-ord:

Energi, offentlig organisering, regional utvikling, scenariemetode

RF - Rogalandforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001


Prosjektleder
Arild Aurvåg Farsund


for RF – Rogalandforskning
Gottfried Heinzerling

Innhold

1	INNLEDNING OG METODISK TILNÆRMING	1
1.1	Scenario metode	1
1.2	Datagrunnlag	4
2	NASJONALE RAMMEBETINGELSER	5
2.1	Samfunn, økonomi og næringsliv	5
2.2	Energimarkedet	7
2.3	Energi- og miljøpolitikk	11
2.4	Konklusjon	17
3	INTERNASJONALE RAMMEBETINGELSER	18
3.1	Energimarkedet	18
3.2	Energi- og miljøpolitikk	20
3.3	Konklusjon	22
4	ENERGIBÆRERE OG TEKNOLOGI	23
4.1	Innledning	23
4.2	Energikilder	24
4.2.1	Vannkraft	24
4.2.2	Vindkraft	26
4.2.3	Energikilder som er aktuelle for utnyttelse ved hjelp av varmepumper	29
4.2.4	Solenergi	33
4.2.5	Geotermisk energi	35
4.2.6	Naturgass	37
4.2.7	Olje	39
4.2.8	Bioenergi	41
4.3	Energiteknologi	46
4.3.1	Varmeproduksjon	46
4.3.2	Kraftproduksjon	48
4.3.3	Kogenerering	49
4.3.4	Forbrenning og miljø	51
4.4	Varmedistribusjon	52
4.5	ENØK	54
4.6	Mulige fremtidige energiløsninger	57

5	REFERANSER.....	60
6	VEDLEGG: KARTGRUNNLAG FOR ENERGISCENARIENE.....	63
6.1	Forutsetninger i de fire energiscenariene	63
6.2	Basiskart – energitetthet i Jærregionen	63
6.3	Referanse scenariet.....	68
6.4	Naturgas scenariet	70
6.5	Miljøenergi scenariet.....	72
6.6	Energifleksibilitet scenariet.....	74

Forord

Jærrådet vedtok høsten 1999 at det skulle utarbeides en energiplan for Jærregionen. Det vil i denne sammenheng si kommunene Stavanger, Sandnes, Sola, Time, Klepp, Hå, Gjesdal og Randaberg.

Lyse Energi fikk ansvar for sekretariatsfunksjonen for arbeidet, og i den sammenheng ble RF – Rogalandsforskning bedt om å utarbeide en grunnlagsrapport og fire scenarier om fremtidig energiforsyning og –bruk i forbindelse med energiplanen.

I forbindelse med arbeidet har vi mottatt materiale og data fra en rekke lokale instanser og kommuner. Vi vil spesielt takke Lyse Nett, Jæren Energiverk, Klepp Energi, Gasnor, Energos, Theorels, Stavanger kommune og Rogaland fylkeskommune for bistanden.

Arbeidet har hatt følgende styringsgruppe: Torbjørn Johnsen, Lyse Energi, Svein Fjellheim, LO, Olav Stav, Stavanger kommune, Leif Nesse, IVAR, Terje Fatland Rogaland fylkeskommune, Leif Måsvær, Forus industritomteselskap, Erik Brinchmann Gasnor, Leiv Roald Thu, NHO, Harald Eriksen, Rogaland ENØK, Marco Zanussi, Sandnes kommune og Ove Jølbo, Lyse Energi. RF vil takke for prosjektet og samarbeidet med styringsgruppen.

Stavanger september 2000

Arild Aurvåg Farsund

Prosjektleder

1 Innledning og metodisk tilnærming

I denne rapporten presenteres grunnlagsmaterialet for “Energiplan for Jærregionen”. Vi har valgt å dele dette som tre typer rammebetingelser som hver og enkelt og samlet påvirker energisituasjonen i Jærregionen i dag, og som med stor sannsynlighet vil påvirke situasjonen de neste 20 årene. De tre typene av rammebetingelser er nasjonale, internasjonale og teknologiske. De to første deles inn i undergruppene økonomiske, sosiale og demografiske drivkrefter og energi- og miljøpolitikk. Den siste deles inn i energibærere og energiteknologi. I presentasjonen prøver vi i størst mulig grad å relatere løsningene til muligheter og barrierer i Jærregionen.

I forbindelse med energiplanen har det blitt utarbeidet fire scenarier for fremtidig energiforsyning og –bruk. En slik tilnærming stiller oss overfor en del metodiske utfordringer. Utgangspunktet er derfor en diskusjon av hvordan scenario metode kan være nyttig i forbindelse med energiplanlegging. I tillegg presenterer vi datagrunnlaget som tar utgangspunkt i tidligere studier og ulike statistikker.

1.1 Scenario metode

Scenario metode ble utviklet tidlig på 1970-tallet, og bl.a. oljeselskapet Shell har vært en pioner når det gjelder å bruke scenarier til å analysere fremtidige utfordringer. Hovedhensikten med å anvende denne metoden er å ta høyde for høy grad av usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling når en skal drive planlegging og strategiutforming.

Scenario analyser kan gjennomføres både på internasjonalt, nasjonalt og regionalt nivå. Internasjonalt arbeider mange land innen EU med denne type analyser knyttet til energiforsyning og forbruk. I Norge er det gjennomført en rekke slik analyser de siste årene, og den største og mest omfattende har vært “Scenario 2000”, som er et forsøk på å diskutere noen velferdspolitiske utfordringer som Norge sto overfor på midten av 1980-tallet (Se bl.a. Hompland et al 1987). Det siste eksemplet på denne type scenario tilnærming er prosjektet “Horisont 21” som Econ har gjennomført, og hvor linjene trekkes opp for det norske samfunnet frem til 2020 (Roland et al. 2000).

RF – Rogalandsforskning har også gjennomført flere scenario analyser de siste årene. I 1997 kom rapporten “Omstillingsutfordringer: Tre scenarier for Jærregionen mot 2010” (Farsund og Heinzerling 1997). I denne studien ble fremtidige utfordringer knyttet til olje- og gassnæringen satt inn i et 10 til 15 års perspektiv. I vår sammenheng vil scenario metoden være et arbeidsredskap som kan hjelpe oss til å strukturere de utfordringene som Jærregionen står overfor på energiområdet i den neste 20 årsperioden, dvs. frem til og med år 2020.

Framtidens utfordringer kan synliggjøres på flere måter. En vanlig måte er fremskriving ved hjelp av økonomiske og/eller demografiske prognosemodeller. Slike analyser er ofte kvantitative fremskrivninger av dagens utviklingstrekk, som ofte kombineres med

alternativer hvor noen av variablene enten settes høyere eller lavere enn referansealternativet. Et eksempel på denne type analyser er Statistisk sentralbyrås befolkningsprognoser, som har en utviklingsbane basert på dagens forutsetninger (M1) som kombineres med et lavt anslag (L1) og et høyt (H1). Samlet gir denne form for analyse ulike prognoser for hvordan situasjonen ville være på et gitt tidspunkt, men den gir ingen innsikt i hvilke drivkrefter som eventuelt ligger bak de ulike alternativene. Til det trenger en andre typer analyseredskaper.

Scenario analyser er et vanlig grep når det gjelder å sannsynliggjøre hvordan dagens utfordringer vil prege den fremtidige utvikling. Et scenario er et bilde av et fremtidig samfunn, og en beskrivelse av utviklingsforløpet frem mot det (Lie 1986). Utviklingen frem til denne tilstanden kan enten være basert på en konvergerende tilnærming hvor en tar utgangspunkt i et fremtidsbilde og presenterer utviklingen frem mot dette. Denne type scenarier har ofte et klart litterært preg, og presenterer mulige ideal- eller skrekksamfunn av typen “velferds-Norge 2000”, “miljøfylket 2005” eller “det marginaliserte Nord-Norge 2010”.

Alternativet er en divergerende tilnærming basert på at en tar utgangspunkt i en beskrivelse av dagens situasjon og skisserer ulike utviklingsalternativ med utgangspunkt i ulike forutsetninger om hva som vil påvirke utviklingen. Et scenario er dermed en modell på et fremtidig samfunn, og som i all modellbygging må vi *forenkle*, dvs. velge ut de områder, drivkrefter og trender som vi tror har størst innflytelse på samfunnsutviklingen (Borg-Andersen 1996). Ved hjelp av scenarier kan en få oversikt over viktige føringer for utviklingen, hvilke områder det er viktig å overvåke og hvilke beslutninger som bør tas for å være best mulig rustet til å møte fremtidige utfordringer (Ibid).

Scenario metode har beholdt en sterk posisjon på energiområdet. Nasjonalt kom dette klart til uttrykk ved utarbeidelsen av NOU 1998: 11 “Energi- og kraftbalansen mot 2020”. I denne presenteres fire scenarier for energibruk i Norge: a) Den lange oppturen, b) grønn hjernekraft, c) stø kurs og d) klimaveien. I hvert scenario trekkes det opp en bestemt utvikling i økonomi og samfunn, og hvilke følger dette får for energiområdet. Vi vil komme nærmere inn på disse scenariene i presentasjonen av rammebetingelser i kapittel 2.

Vi tar utgangspunkt i den divergerende tilnærmingen når vi presenterer fire mulige utviklingsbaner energiforsyning og –bruk i Jærregionen. Denne tilnærmingen er ikke uten utfordringer. Den viktigste er knyttet til problemene ved å fange opp samspillet mellom overordnede trender og drivkrefter på internasjonalt og nasjonalt nivå og lokale forutsetninger og tilpasninger. En annen viktig utfordring er at scenariene blir internt konsistente, men kvalitativt forskjellige framtidssbilder. Det blir dermed viktig at de ikke bygger på urealistiske forskjeller som ramme. I dette ligger det også en utfordring knyttet til at fremskrivingene ikke blir for like, dvs. bare “mer av det samme” (Lie og Reiersen 1995).

Scenario analyser er i utgangspunktet ikke vitenskap, men det er vanlig at forskning danner grunnlaget for mange scenario prosjekter. Styrken med scenariometode er nettopp at en kan syntetisere, popularisere og fritt fortolke ut fra ulike fagtradisjoner (Roland et al 2000). Dette er tilfelle også i denne rapporten, men det er likevel sentralt

at scenariene tar utgangspunkt i det som i samfunnsforskningen defineres som et institusjonelt perspektiv. I henhold til dette perspektivet legger dagens samfunnsmodell klare føringer på hvilken utvikling som er mulig fremover. Regler, rutiner og normer og teknologiske systemer er robuste mot endringer. Mange trekk ved dagens samfunn vil derfor være viktig også i 2020. På energiområdet vil de store investeringene som er gjort i infrastruktur knyttet til distribusjon av elektrisitet være viktig for denne energiformens utbredelse fremover. Samtidig vil folks kunnskaper og oppfatninger om denne energiformen sine anvendelsesområder være viktig for etterspørselen etter kraft, og en barriere mot etterspørsel etter alternative løsninger.

Et annet viktig utgangspunkt i dette prosjektet er det regionale fokus for scenariene. På den ene siden blir det enklere å synliggjøre de konkrete utslagene av det enkelte scenario. Dette gjør at det blir mulig å knytte dem til et sett av utviklingstrekk i regionen når det gjelder energiforsyning og energibruk. På den andre siden vil det være mange forhold knyttet til regionens energifremtid som vil bli fastlagt utenfor regionen, med få eller ingen muligheter for regionale aktører å påvirke. Det blir dermed viktig å trekke inn andre analyser som setter fokus på fremtidig utviklingstrekk også utover de som fokuserer på energiforsyning og -forbruk.

Utgangspunktet vårt er dermed todelt. Først vil vi gi en beskrivelse av nasjonale og internasjonale rammebetingelser som vi antar vil påvirke energisituasjonen i regionen fremover. Dernest en overordnet beskrivelse av energisituasjonen for Jærregionen i dag, og trekke inn fremtidige utfordringer og muligheter på energiområdet. Disse to sett av rammebetingelser vil utgjøre et sett av påvirkningsfaktorer som vil forme utviklingen innen hvert scenario. De vil dermed danne et felles utgangspunkt for de fire scenariene, som vi har valgt å sette følgende navn på:

1. *Referanse alternativet*
2. *Naturgass alternativet*
3. *Miljøenergi alternativet*
4. *Energifleksibilitet alternativet*

Navnene illustrerer hva som er de sentrale påvirkningsfaktorene innen det enkelte scenario. Avslutningsvis vil vi peke på nytten av å bruke scenarier i forbindelse med energiplanlegging. I følge “World Energy Assessment” kan:

“Konstruksjon av energiscenarier gir et rammeverk for å utprøve implikasjonen av ulike kombinasjoner av teknologiske løsninger. Slike scenarier kan demonstrere at løsningen på dagens energiproblemer er mulige, og at en bærekraftig energifremtid er forenlig med andre mål, som behovet for tilstrekkelig energi til fremtidig utvikling”.

Samtidig er det viktig å presisere at når en konstruerer scenarier, så tar en utgangspunkt i trender i samtiden som en tror vil prege fremtiden. Vi vet at noen trender vil prege fremtiden, mens andre vil forsvinne uten at vi ser noe større konsekvenser av dem. Hvilke trender som vil havne i de ulike kategoriene er umulig å forutsi. Vi vil også etter all sannsynlighet oppleve nye utviklingstrekk som ikke kan forutses nettopp fordi de er nye. Beskrivelse av mulige utviklingstrekk er derfor like mye en del av debatten om

nåtiden som en antakelse om fremtiden, og like mye en del av diskusjonen av hvor vi bør gå, som en prediksjon om hvor vi ender (Frønes og Brusdal 2000: 20).

1.2 Datagrunnlag

I denne rapporten har vi tatt utgangspunkt i en rekke forskningsprosjekter gjennomført ved RF – Rogalandforskning de siste årene, og fire rapporter er sentrale:

I rapporten: “Teknologier for produksjon og rasjonell utnyttelse av energi” (Brun 1998) analyseres teknologi for ny fornybar energi og for mer effektiv energibruk. De ulike teknologiene analyseres i forhold til økonomi og kostnadstall, miljøaspekter og markedsbarrierer og –muligheter. Denne rapporten utgjør sammen med andre tilsvarende analyser, bl.a. NOU 1998: 11, et viktig utgangspunkt for de vurderingene som gjøres av fremtidig energiforsyning i Jærregionen.

I rapporten “Offentlige rammebetingelser i kraftpolitikken – En sammenlikning av EU, Danmark, Nederland, Norge og Tyskland” (Farsund 1998) analyseres utviklingen på energiområdet i noen viktige land. Hovedfokus er på endrede markedsmessige rammebetingelser og deres betydning for satsingen på miljøvennlige energiløsninger. Denne rapporten utgjør et viktig utgangspunkt for de vurderinger som omfatter endrede internasjonale rammebetingelser for energisituasjonen i Norge og på Jæren.

I rapporten “Energiøkonomisering – fra offentlig tjeneste til kommersiell virksomhet?” (Farsund, Brun og Meissner 1998) analyseres rammebetingelser for ENØK. Hovedfokus er på Norge, og spesielt på utviklingen i Bergen, Oslo og Stavanger, men det sammenliknes også med Danmark (nasjonalt) og Tyskland (nasjonalt og lokalt). Denne rapporten er utgangspunkt for de vurderinger som gjøres når det gjelder utviklingen på ENØK området.

I rapporten “Egnethetsanalyse for vindkraft i Rogaland” (Hustvedt et al 2000) har RF gjennomført en analyse av potensialet for utbygging av vindkraft i fylket. Kartleggingen omfatter både vindpotensialet og arealer, og det gjøres analyser med sikte på å identifisere hvilke arealer som egner seg for utbygging av vindkraft og hvilke som ikke egner seg.

I tillegg til bruk av de overnevnte kildene har vi også benyttet oss av offentlige og interne utredninger fra Rogaland fylkeskommune, Stavanger kommune, Sandnes kommune, Lyse Energi, ENERGOS og GASNOR.

Når det gjelder nasjonale politiske rammebetingelser har vi tatt utgangspunkt i en rekke offentlige dokumenter knyttet til energi- og miljøpolitikken. De mest sentrale dokumentene er NOU 1998: 11 “Energi og kraftbalansen mot 2020”, St. meld. nr. 29 (1998-99) “Om energipolitikken” og Innst. S. nr. 122 (1999-2000) “Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om energipolitikken”.

2 Nasjonale rammebetingelser

Norsk energiforsyning og energipolitikk er i endring. Det har skjedd store endringer på disse områdene de siste årene, men samtidig ligger mange av strukturene fast. Den største utfordringen fremover er at det ser ut til at perioden med norsk selvforsyning med elektrisk kraft går mot slutten. Tidligere har slike “forsyningskriser” blitt løst med utbygging av ny vannkraft, men det er i dag bred politisk enighet om å verne en god del av de vassdragene som har størst potensiale når det gjelder kraftproduksjon. Ulike løsninger på denne forsyningssituasjonen vil være et sentralt utgangspunkt for hvert av scenariene.

Samtidig vil utviklingstrekk på områder som ikke direkte kan kobles til energisektoren være viktig for etterspørselen etter energi. Flere forhold er sentrale i den sammenheng:

- Samfunn, økonomi og næringsliv
- Energimarkedet
- Energi- og miljøpolitikk

2.1 Samfunn, økonomi og næringsliv

Energibruken påvirkes av den generelle samfunnsutvikling. Tre forhold er av særlig interesse: utviklingen i befolkningens størrelse og sammensetning, utviklingen i den totale økonomien og utvikling i næringsstrukturen. Vi vil gå gjennom noen hovedlinjer som anerkjente forskningsinstitutter har laget for fremtidig utvikling på disse områdene, og i den sammenheng vil vi starte med noen sentrale demografiske prosesser.

20 år er et mellomlangt perspektiv når det gjelder befolkningsutvikling. Fødselstall og innvandring vil bestemme den totale befolkningsveksten, men kun endringer i inn- og utvandringen vil kunne gi annen vekst i arbeidsstyrken i denne perioden enn det vi kan forutsi i dag. Den totale befolkningsutviklingen er likevel viktig for bruk og etterspørsel etter energi i Norge. Det samme vil endringer i befolkningens alderssammensetning og familiestruktur være.

Høsten 1999 utarbeidet Statistisk sentralbyrå (SSB) en befolkningsframskriving for perioden 1999 til 2050. Det ble utarbeidet flere alternativer, hvor variasjon i antall fødsler og innvandring var de viktigste forklaringene på ulik befolkningsutvikling. For perioden 1999 til 2025 viste prognosene en befolkning på mellom 4,6 og 5,4 millioner innbyggere. I 2050 var forventningen i de samme prognosene en befolkning på mellom 4,2 og 6,3 millioner innbyggere. Disse prognosene illustrerer både vanskelighetene med å beregne den fremtidige befolkningen, og de illustrerer hvilke effekter mindre endringer i den ene eller andre retning får over en lengre tidsperiode. I tabell 2.1 er tre prognoser for befolkningstall i Norge i 2020 gjengitt.

Tabell 2.1: Befolkningsprognose Norge 2020

	Lav vekst	Middels vekst	Høy vekst
1999	4.445	4.445	4.445
2010	4.575	4.692	4.810
2020	4.598	4.893	5.186

Kilde: SSB – Nasjonal befolkningsframskriving 1999 - 2050

Et annet forhold knyttet til utvikling i befolkningen som er viktig for etterspørselen etter energi, er endringer i familiemønsteret. I Langtidsprogrammet, St. meld. nr. 4 (1996-97), baserer Regjeringen seg på en prognose som SSB utarbeidet i 1993. I følge denne framskrivingen vokser antall faktiske husholdninger i basisalternativet fra 1,92 millioner i 1990 til 2,50 i 2020. Dette betyr videre at antall medlemmer i en gjennomsnittshusholdning går ned fra 2,2 i 1990 til 1,9 i 2020. Veksten vil bli særlig stor for gruppen enpersonhusholdninger, noe som særlig skyldes økningen i antall eldre (St. meld. nr. 4 1996-97 - Vedlegg: 49). Denne type statistiske prognoser er ikke brutt ned på region eller kommunenivå, men vårt utgangspunkt er at denne utviklingen også vil få stor betydning for utviklingen i Jærregionen.

Økonomisk vekst

20 år er en lang periode når det gjelder anslag for den økonomiske utvikling. Historiske data viser at veksten har variert betydelig over år, og i (korte) perioder har økonomien hatt reell nedgang. Denne type kortsiktig og konjunkturbestemt variasjon er vanskelig å forutsi, ikke minst i et så langt perspektiv som denne analysen dekker. Vi vil derfor ta utgangspunkt i de antakelser om økonomisk utvikling som de ulike scenariene i NOU 1998: 11 “Energi og kraftbalansen mot 2020” var basert på.

Tabell 2.2: Scenarier for utviklingen i brutto nasjonalprodukt (BNP) 1996 - 2020

Scenario:	BNP 1996	BNP 2020	% vekst
“Stø kurs”	770 mrd ¹	1176 mrd ¹	53 %
“Den lange oppturen”	770 mrd	1405 mrd	82 %
“Klimaveien”	770 mrd	1170 mrd	52 %
“Grønn hjernekraft”	770 mrd	1398 mrd	81 %

Kilde: NOU 1998: 11 “Energi og kraftbalansen mot 2020”

Alle fire scenariene viser en betydelig vekst i norsk økonomi i denne perioden. Sett i sammenheng med prognosene for befolkningsvekst gir dette en klar økning i den

¹ 1992 kroner

enkeltes velstand, selv om det er vanskelig å si noe sikkert om fordelingen av den økte verdiskapningen.

Kvalitative endringer i næringslivet

De fleste prognoser om den økonomiske utviklingen i Norge de neste 5, 10 eller 20 årene tar utgangspunkt i en forventning om at det vil finne sted en av-industrialisering. Et av de siste eksemplene på denne tilnærmingen er prosjektet "Horisont 21" fra Econ, som trekker opp tre scenarier for Norge frem til 2020. De vareproduserende næringene vil ha tilbakegang når det gjelder sysselsetting og andel av BNP, men det er mer usikkert om den totale produksjonen vil gå tilbake. Veksten vil finne sted innen det som defineres som tjenesteytende næringer, bl.a. i de med et stort innslag av informasjonsteknologi. Det blir likevel størst vekst innen offentlig tjenesteyting, og helseområdet er den sektoren som blir antatt å ville øke kraftigst, bl.a. som følge av en aldrene befolkning.

Endringer i næringsstrukturen vil også få betydning for etterspørselen etter energi. I nasjonal sammenheng vil tilgangen på billig kraft være avgjørende for om deler av prosessindustrien overlever. Endres dagens kraftregime kan en forvente at deler av denne næringen blir nedlagt, noe som vil gjøre det enklere å dekke økt innenlandsk etterspørsel etter energi med kraft som i dag går til denne industrien.

2.2 Energimarkedet

Vannkraften har en sterkt dominerende rolle i den norske energiforsyningen. Over 99% av all kraftproduksjon i Norge er vannkraftbasert. Den rikelige tilgangen på vannkraft, som i et historisk perspektiv også har vært billig å bygge ut, har bidratt til et svært høyt elektrisitetsforbruk i Norge. Nær halvparten av det innenlandske energiforbruket dekkes av elektrisitet (NOU1998:11).

Det er åpenbare særtrekk ved norsk energiforsyning per i dag at elkraft dominerer, og det nærmest totale fraværet av innenlandsk bruk av naturgass og fjernvarme. I 1999 var det eneste distribusjonsnett for forsyning av naturgass i Norge et anlegg på ca. 30 km i Karmøy/Haugesund-området. I Norge finnes det 25 mindre varmekraftverk og 2 varmekraftverk, med en samlet kapasitet på 750 MW varme. Disse er i hovedsak basert på avfallsforbrenning, som suppleres med olje. Totalt ledningsnett for fjernvarme i Norge er på 303 km, men i bl.a. Oslo og Trondheim planlegges utvidelser og i Bergen og Kristiansand har en startet arbeidet med et eget distribusjonsnett for fjernvarme.

I januar 1999 hadde Norge en installert effekt av vannkraft på 27.470 MW. Produksjonsevne i det utbygde systemet var for et normalår 113 TWh. (OED 2000). Utbyggingen av nye anlegg har avtatt sterkt fra slutten på åttitallet og frem til i dag. Elektrisitetsproduksjonen varierer mellom år ut fra nedbør, temperatur og etterspørsel. Nedbøren er avgjørende for produksjonspotensialet. Etterspørselen vil i stor grad bli

påvirket av temperatur og økonomisk aktivitet. I tabell 2.3 er tall for produksjon og forbruk i Norge gjengitt for 1998 og 1999.

Tabell 2.3: Produksjon og forbruk av elektrisk energi i Norge (GWh)

	1998	1999	Endring i %
Produksjon	116.978	122.351	4.6
+ Import	8.083	6.909	-14.5
- Eksport	4.405	8.760	98.9
= Brutto totalforbruk	120.656	120.500	-0.1
- Pumpekraftforbruk	849	621	-26.9
- Elkjelforbruk	4.916	4.276	-13.0
= Brutto fastkraft	114.891	115.603	0.6
- Totalt nettap	9.147	9.395	2.7
= Netto fastkraft	105.744	106.208	0.4
- Kraftkrevende industri	30.455	31.106	2.1
= Alminnelig forsyning	75.289	75.102	-0.2

Kilde: NVE (foreløpige tall).

Potensiale for ny vannkraft

Det norske kraftforbruket har økt med 16 TWh de siste 10 årene, noe som gir en gjennomsnittsvest på 1,2% per år (Innst. S. nr. 112 (1999-2000): 7). Dette betyr at Norge i dag har underskudd på kraft i år med normal nedbør (113 TWh/år). Samtidig har Norge store vannkraftressurser som ikke er utbygd. Vannkraftpotensialet er beregnet til 15,1 TWh/år for vassdrag i kategori 1 i Samlet plan. I tillegg regner Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE) med at en gjennom opprustning og utvidelse av utbygde vassdrag kan øke produksjonen med 10 TWh/år (OED 2000). Samtidig er det beregnede effektiviseringspotensialet i overføringsnettet på mellom 2 og 4 TWh. Viktige barrierer mot utbygging er lave strømpriser, og at mange prosjekter er omstridt ut fra miljøhensyn.

Prognoser 2020

I forbindelse med NOU 1998: 11 "Energi og kraftbalansen mot 2020" ble det utarbeidet en prognose for fremtidig stasjonær energibruk innen hvert enkelt scenario. Disse er gjengitt i tabell 2.4, og viser alt fra likt forbruk i "Klimaveien" både i 1996 og 2020, mens "Den lange oppturen" gir en beregnet vekst på 46 TWh i samme periode. Alle fire scenariene stiller store krav til fremtidig energiforsyning, enten når det gjelder ny

energiforsyning eller når det gjelder økt energieffektivitet. Dette er viktige utgangspunkt for våre scenarier.

Tabell 2.4: Prognoser for fremtidig stasjonær energibruk i Norge

Scenario:	Stasjonært energiforbruk 1996	Stasjonært energiforbruk 2020
“Stø kurs”	121 TWh	157 TWh
“Den lange oppturen”	121 TWh	167 TWh
“Klimaveien”	121 TWh	121 TWh
“Grønn Hjernekraft”	121 TWh	133 TWh

Kilde: NOU 1998: 11 “Energi og kraftbalansen mot 2020”

Veksten og inndekkingen er noe ulik i de fire scenariene. I “Stø kurs” er veksten knyttet til et årlig økt forbruk i husholdningene på 1,6%. Resten av veksten er i stor grad i tjenesteytende næringer, mens den kraftkrevende industrien har samme forbruk som i 1996 (30 TWh). Det økte forbruket dekkes først med import (frem til 2005). Deretter blir norsk produsert gasskraft den viktigste nye energikilden (24 TWh i 2020). Det blir også betydelig økning i produksjonen av vannkraft (10 TWh innen 2020). Denne kommer gjennom utbygging av vassdrag i kategori 1 i Samlet plan, og gjennom opprustning av eksisterende kraftverk.

I “Den lang oppturen” er veksten i forbruket i husholdningene omtrent som i scenario 1, mens industrien øker sitt forbruk gjennom økt bruk av billig energi som innsatsfaktor. Etterspørselen blir dekket gjennom en gasskraft kapasitet på 55 TWh i 2020, mens vannkraftproduksjonen øker med 13 TWh. Også i dette scenariet er import viktig i den første perioden.

I “Klimaveien” er det stasjonære energiforbruket like stort i 2020 som det var i 1996, men det har skjedd en vridning i bruken. Produksjonen av vannkraft øker, men denne økningen går i stor grad til eksport. Nye nasjonale rammebetingelser bidrar til at det blir lønnsomt å bygge ut ny vannkraft og vind- og bioenergi, samtidig som deler av den kraftkrevende industrien blir lagt ned. Energieffektiviteten øker også mye hos ulike brukergrupper.

I “Grønn hjernekraft” økes forbruket svakt, og det på tross av at scenariet preges av sterk økonomisk vekst. Samtidig forbedres energieffektiviteten dramatisk, og det blir satset på nye energikilder som biomasse (16 TWh i 2020), vindkraft (6 TWh i 2020), varmepumper (10 TWh i 2020) og utslippsfri gasskraft (11 TWh fra 2005).

Når det gjelder prisutviklingen er utgangspunktet i alle scenariene at Norge i økende grad vil bli integrert i et Europeisk energimarked gjennom eksisterende og nye overføringskabler. Effekten på pris vil bestemmes av utviklingen når det gjelder graden av liberalisering, kostnadene ved ny produksjonskapasitet og avgiftspolitikken. Konklusjonen er at prisutviklingen er usikker, men “det er ikke urimelig å forvente en viss prisstigning på elektrisitet frem mot 2020. En prisstigning på elektrisitet i Norge via

produksjonskostnadene i Europa, vil blant annet bidra til dempet vekst i elforbruket, økt lønnsomhet for ny fornybar produksjonskapasitet og økt verdi på den eksisterende vannkraften” (NOU 1998: 11: 114-115).

I to av scenariene gis det konkrete “prognoser” på utviklingen av kraftprisen i Norge frem mot 2020. Det gjøres et sett av ulike forutsetninger om endrede rammebetingelser, og deres innvirkning på kraftprisen til husholdninger. Disse er gjengitt i tabell 2.5.

Tabell 2.5: Prisutvikling på kraft/overføringstjenester til husholdninger (inkludert avgifter) i øre/kWh

Scenario	1996	2005	2010	2020
“Stø kurs”	0,49	0,51	0,52	0,52
- Kraftpris	0,15	0,18	0,20	0,22
- Pris på overføring	0,04	0,04	0,04	0,04
- Pris på distribusjon	0,15	0,14	0,14	0,12
“Klimaveien”	0,49	0,70	0,68	0,88
- Kraftpris	0,15	0,29	0,26	0,28
- Pris på overføring	0,04	0,04	0,04	0,04
- Pris på distribusjon	0,15	0,14	0,14	0,12
- Elavgift	0,05	0,11	0,12	0,28

Kilde: NOU 1998: 11 “Energi og kraftbalansen mot 2020”

De fire scenariene illustrere samlet mangfoldet i utfordringer og muligheter når det gjelder energiforbruk og –produksjon i Norge frem til 2020. Vi vil forvente at valg av nasjonale strategier vil påvirke handlingsrommet i Jærregionen, men samtidig er utfordringene så store at her ligger et stort potensiale for regional satsing.

Markedsaktørene

Energiloven har åpnet opp det norske energimarkedet for nye aktører, men forventningene om raske omstillinger i bransjen har hittil ikke slått til (Farsund 2000). Til nå har det skjedd en viss strukturrasjonalisering gjennom fusjoner og oppkjøp mellom de kommunale kraftselskapene, slik Lyse Energi er et eksempel på. Samtidig har likevel bransjen beholdt et offentlig preg, med få nye private eller utenlandske aktører av betydning. Det eneste betydelige unntaket når det gjelder den siste typen aktører er svenske Vattenfall. Statoil sin inntreden på kraftmarkedet må også ses som en representant for nye nasjonale aktører på dette området.

I dag blir den norske konsesjonsloven regnet som en viktig barriere mot omfattende privatisering og utenlandske oppkjøp, og fortsatt er de fleste kommuner innstilt på å beholde sine eierandeler i det kommunale kraftselskapet. Endringene er stort sett knyttet til at en selger mindre kommunale selskaper til større som eies av andre kommuner,

eller at kommunen kan ta mindre andeler i selskaper som etter fusjoner blir eid av flere kommuner.

I et 20 års perspektiv vil vi forvente at disse endringene fortsatt vil gå langsomt, men at det etterhvert vil gå mot et lite antall integrerte produksjons og distribusjonsselskaper som konkurrerer i et Nord-Europeisk energimarked. Samtidig vil det trolig være rom for mindre lokale selskaper som dekker nisjer (geografisk eller markedsmessig). I forhold til energiforsyningen i Jærregionen frem mot 2020 vil dette danne grunnlag for en økende konkurranse både på pris, kvalitet og nye tjenester.

I et slikt perspektiv kan en også anta at det kan komme nye aktører, eller at aktører innen andre bransjer engasjerer seg på hele eller deler av energiområdet. Boligbyggelag og eiendomsselskaper er to typer virksomheter som kan tenkes som nye viktige aktører. Selskaper som driver store infrastrukturelementer, slik IVAR er et lokalt eksempel på, kan også bli viktige aktører. På dette området finnes det allerede store multinasjonale selskaper som driver infrastruktur på oppdrag fra offentlige myndigheter, som det franske selskapet Vivendi.

2.3 Energi- og miljøpolitikk

Ut fra dagens prognoser for vekst i energiforbruket trenger Norge enten å øke energiproduksjonen vesentlig, eller å øke energieffektiviteten, for å unngå økt importavhengighet. Hoveddebatten har gått på om gasskraft kan og bør bli svaret på denne utfordringen. Hovedproblemet med gasskraft er knyttet til de klimapolitiske utfordringene.

Norge har lenge ønsket å være en pådriver i internasjonale klimapolitikk (Farsund 1997, Reitan 1998). I den sammenheng har internasjonalt bindende avtaler vært prioritert, men samtidig har Norge hatt store problemer å oppfylle de mål en har satt seg mht. til utslipp av klimagasser. I 1989 vedtok Stortinget at de norske utslippene skulle stabiliseres på 1990 nivå i år 2000. Allerede i 1996 måtte en innse at dette målet ikke var mulig å nå, og i stedet har det vært en kraftig vekst i utslippene i hele perioden. En av hovedforklaringene på dette er at veksten i produksjonen av olje og gass har ført til økte utslipp, men også på andre områder har det vært problemer med å få ned utslippene av klimagasser.

De internasjonale forhandlingene om en bindende klimaavtale har vært omfattende de siste årene. Klimakonvensjonen fra 1992 er det første grunnlaget for en felles internasjonal klimapolitikk. I 1997 ble industrilandene gjennom Kyotoprotokollen enige om å redusere sine utslipp av klimagasser med 5% i forhold til 1990 i 2008-2012. Kyoto-avtalen vil være en viktig rammebetingelse for utviklingen på energiområde i Norge i årene som kommer. De norske utslippene kan være 1% høyere i 2008-2012 enn i 1990. Ut fra dagens prognoser vil utslippene ligge på mellom 24 og 30%, avhengig av utbygging av gasskraft basert på dagens konsesjonssøknader. For at målet på 1% vekst skal kunne nås vil norske myndigheter ta i bruk virkemidler som felles gjennomføring og internasjonal kvotehandel (St. meld. nr. 8 1999-2000: 96).

Norge ønsker å være en pådriver for å utvikle et internasjonalt kvotesystem for klimagasser. Målet er å få utformet et virkemiddel som kan bidra til at Norge kan møte utslippsforpliktelsene under Kyoto-protokollen. I forbindelse med behandlingen av St. meld. nr. 29 (1997-98) “Norges oppfølging av Kyoto-protokollen” og St. prp. nr. 54 (1997-98) “Grønne skatter”, ba Stortinget om at det ble nedsatt et bredt utvalg som skulle utrede muligheten for et nasjonalt kvotesystem. Utvalgets utredning ble lagt frem i NOU 2000: 1 “Et kvotesystem for klimagasser”. I utvalgets innstilling er det noe uenighet om grunnlaget for systemet skal være tildeling av gratiskvoter til etablerte bedrifter, eller om alle må kjøpe sine kvoter. Det gjenstår derfor fortsatt en del arbeid før grunnlaget for et nasjonalt kvotesystem er etablert. Tilsvarende gjenstår mye før det er etablert enighet om prinsippene for internasjonal handel med kvoter er etablert, men målet er at et slikt system skal være etablert fra 2008 av. Et kvotesystem vil påvirke rammebetingelsene i det norske energimarkedet betydelig, men konsekvensene er vanskelig å forutsi før det endelige systemet er utformet.

Nye nasjonale mål i energipolitikken

Norsk energipolitikk er under omforming. Gjennom St. meld. 29 (1998-99) “Om energipolitikken” ønsket Bondevik-regjeringen å sette fokus på de samlede energi- og miljøutfordringene som Norge står overfor. I stortingsmeldingen la denne regjeringen opp til “en energipolitikk som underbygger en ambisiøs miljøpolitikk”. Meldingens hovedinnhold kan oppsummeres i følgende punkter (side 6 og 7):

- Regjeringens energipolitikk skal bygge på at miljømålene vil bestemme produksjonsmulighetene, og at det er nødvendig å føre en aktiv politikk for begrense energiforbruket. Økt produksjon må i større grad baseres på nye fornybare energikilder.
- Regjeringen vil følge opp forpliktelsene i Klimakonvensjonen og Kyotoprotokollen. Ut fra en helhetsvurdering vil regjeringen gå imot bygging av gasskraftverk som ikke baserer seg på en teknologi for rensing av CO₂ som gir minimale utslipp.
- I de nærmeste årene vil Regjeringen begrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen overlates til seg selv. Samtidig vil den stimulere til å utvikle fornybare energikilder gjennom et omfattende utviklingsprogram. Målet er en utbygging av vindkraft på 3 TWh/år, og mer vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme på 4 TWh/år innen 2010. Omleggingen forutsetter en energipakke med en opptrapping av elavgiften kombinert med tilskudd til investeringer innenfor en ramme på inntil 5 milliarder kroner over tiårs perioden.
- Regjeringen ønsker også at omleggingen av energibruket og -produksjonen skal bidra til ny næringsvirksomhet. Områder som er prioritert er produksjon og salg av teknologisk utstyr, entreprenørvirksomhet, leveranser av kunnskapstjenester og energi og varmeløpere.

Stortinget behandlet meldingen i februar/mars 2000, og diskusjonen omkring bruken av naturgass i innenlandsk kraftproduksjon fikk størst oppmerksomhet. Resultatet av

uenigheten mellom regjeringspartiene KrF, SP og V (støttet av SV) på den ene siden og AP og H (delvis støttet av Frp) på den andre var at Regjeringen gikk av som følge av at flertallet ønsket bygging av norske gasskraftverk. Den nye AP-regjeringen vil dermed trolig arbeide for bygging av gasskraftverk, men fortsatt er det et åpent spørsmål om det er kommersielt interessant å bygge slike anlegg på kort sikt, og det er usikkerhet knyttet til mulighetene i forbindelse med eventuelle kvoter på utslipp av klimagasser.

ECON har beregnet at selv om priser på kvoter ved klimagassutslipp vil øke konkurransekraften til gasskraft i forhold til kullkraft, så er den totale lønnsomheten i denne type prosjekter usikker (Energi nr. 3 2000: 14).

Bondevik-regjeringen fikk derimot tilslutning fra Stortingsflertallet til sine ambisjoner når det gjelder økt satsing på energieffektivisering, vannbåren varme og vindkraft. Samtidig ønsket komiteen at *“Regjeringen utarbeider en helhetlig strategi for bruk av naturgass i Norge”* (Innst. S. nr. 122 (1999-2000): 28). Tilsvarende ble det åpnet for at også opprustning og utvidelsesprosjekter i vannkraftsektoren kunne få støtte. Flertallet (AP og H) åpnet opp for at det kunne gis støtte fra de fem milliarder kronene som skal brukes på ny energiteknologi de neste 10 årene. Det blir nå opp til den nye Stoltenberg-regjeringen å utforme virkemidler og tiltak som kan bidra til at de ulike målene kan nås.

Virkemidler

Satsing på energieffektivisering og nye fornybare energikilder er ikke noe nytt i norsk sammenheng. Virkemidler for å få til utbygging av nye fornybare energikilder kan deles i to hovedgrupper:

- *Avgiftsfritak*: Fra 1. juli 1999 har investeringer i vindkraftanlegg, bioenergianlegg, varmpumper, fjernvarmeanlegg, mikro- og minivannkraftverk, tidevannsanlegg, distribusjonsnett for naturgass, solenergianlegg og geovarmeanlegg vært fritatt for investeringsavgift.
- *Støtteordninger*: De første offentlige støtteordningene for satsing på ENØK ble etablert på slutten av 1970-tallet. Satsingene på dette området, og på nye fornybare energikilder har variert betydelig over tid, og ofte i takt med økonomiske konjunkturer. Satsingen har i betydelig grad hatt karakter av motkonjunkturpolitikk. Et nytt område som har fått bevilgninger de siste årene er knyttet til bruk av naturgass. Midlene fordeles både direkte via Olje- og energidepartementet, eller gjennom NVE. I 1998 ble det bevilget 100 millioner kroner, i 1999 var bevilgningen 248 millioner og i statsbudsjettet for 2000 er det avsatt 355 millioner kroner til denne type tiltak.

Energiøkonomisering (ENØK) har vært en del av energipolitikken i Norge siden oljekrisen i 1973. Det er i Norge utviklet en egen definisjon på hvordan man best kan minske problemene knyttet til høyt energiforbruk (basert på Haugland og Ljones 1996: 23):

1. *Energisparing*: Redusert energiforbruk som følge av reduserte ytelser fra energi (eks: varme og lys).

2. *Energieffektivisering*: Ytelsen fra energien opprettholdes samtidig som energiforbruket reduseres, f.eks. gjennom isolering av bygninger eller mer effektive elektromotorer i husholdningsredskaper.
3. *Energiøkonomisering (ENØK)*: Den delen av energieffektiviseringen som er samfunnsøkonomisk lønnsom.

Dagens norske ENØK-politikk har koblinger mot flere ulike politikkområder, og hovedpunktene oppsummeres i St. meld. nr. 58 (1996-97): “Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling: Dugnad for framtida”. I denne fremstilles målsetningen på følgende måte:

“Målet med ENØK-politikken er å bidra til en mer effektiv og rasjonell utnyttelse av energiresursene og til reduksjon av klimagassutslipp og lokale utslipp” (side 79).

Studier av norsk ENØK-politikk (Farsund et al 1998, Hubak 1999) viser at dette arbeidet har gitt få direkte målbare resultater, men de siste 20 årene har energiintensiteten, målt som forholdet mellom stasjonært energiforbruk og brutto nasjonalprodukt for fastlands-Norge, sunket med 25% (St. meld. nr. 29 1998-99: 33). Det er vanskelig å skille effekten av ENØK fra andre endringsprosesser i samfunnet. Dette er effekter av den teknologiske utviklingen, strukturendringer i næringslivet og energisparing (Ibid.) På tross av relativt beskjedne resultater, er ENØK et viktig tema i de to siste dokumentene knyttet til energi- og kraftpolitikken, som er NOU 1998: 11 “Energi- og kraftbalansen mot 2020” og St. meld. nr. 29 (1998-99): “Om energipolitikken”.

På tiltakssiden finnes det en rekke virkemidler som kan og har vært benyttet i ENØK sammenheng:

- *Informasjon og stimulerings tiltak*: Dette er de to mest benyttede ENØK-tiltakene i norsk sammenheng. Begge er innrettet mot å motvirke manglende kunnskaper hos kraftbrukerne. Informasjonskampanjer har vært gjennomført jevnlig, men resultatene er vanskelig etterprøvbare. Etablering av demonstrasjonsanlegg og støtte til investeringer gir konkrete resultater, men også her er det lite spredning av de nye løsningene hvis ikke det betales støtte.
- *Standarder og merkekrav til elektrisk utstyr*: Dette er en type tiltak som over tid reduserer veksten i etterspørselen etter kraft, men siden det meste av slikt utstyr både produseres og standardiseres internasjonalt er samarbeid med andre land sentralt. EØS-avtalen er nå den viktigste rammebetingelsen på dette området i dag, men offentlige utviklingskontrakter kan benyttes til å utvikle ny teknologi.
- *Avgifter*: I en Europeisk sammenheng har avgifter spilt en sentral rolle i å få ned kraftforbruket, men det har vært et lite benyttet virkemiddel i norsk sammenheng. Fra 1.1.2000 er forbrukeravgiften på 8,56 øre/kWh, men omlag halvparten av forbruket er fritatt for avgiften (OED 2000: 39).
- *Prisdifferensiering*: Dette er et område hvor det har skjedd lite til nå, men markedsreformer og ny teknologi, bl.a. på IT siden, åpner et stort potensiale på dette

området. Det er i dag teknisk mulig å styre forbruket slik at en unngår for stor effektbruk, men fortsatt gjenstår en del før denne type kontrakter blir vanlig.

- *Kommersiell ENØK*: Flere energiselskaper har utredet mulighetene for å tilby ENØK-tjenester på kommersiell basis, men til nå har kun noen få selskaper prøvd dette ut i praksis (Farsund et al 1998). En undersøkelse fra PricewaterhouseCoopers anslår det norske markedet til 500 millioner kroner per år, eller i overkant av 1 TWh (Energi nr 3 2000: 21). En økning i priser og/eller avgifter vil kunne øke dette potensialet betydelig.

Lokalt representerte Energiloven (1991) en institusjonalisering av ENØK-virksomhet. Dette er knyttet til at de kommunale kraftselskapene med områdekonsesjon ble pålagt å tilby ENØK-tjenester av et visst omfang. Begrunnelsen for at disse fikk ansvaret var at selskapene hadde både kompetanse og kundekontakt. Samtidig var sentrale myndigheter oppmerksom på faren for at kraftselskapene ville være opptatt av å selge mest mulig kraft, og virksomheten er derfor sterkt regulert. I 1994 etablerte NVE et tilbud om at selskapene kunne få støtte til å opprette egne regionale ENØK-sentre, og ved utgangen av 1998 var det etablert sentre som dekket hele landet.

Virkemidlene til ENØK-sentrene er i stor grad knyttet til informasjon og opplæring, og virksomheten finansieres gjennom en egen nett avgift (inntil 0,3 øre/KWh). I tillegg har en del av sentrene utviklet nye kommersielle tjenester knyttet til rådgivning på områdene ENØK og nye fornybare energikilder. Oslo Energi ENØK er det eneste større ENØK senter som forvalter en egen finansieringskilde, og for å illustrere hva et slikt fond kan brukes til vil vi i det følgende kort oppsummere virksomheten (basert på Farsund et al 1998).

Oslo kommunes ENØK-fond ble etablert da Bystyret i Oslo i 1981 vedtok å bygge opp et ENØK-fond. Fra 1982 tom. 1991 ble det avsatt midler fra overskuddet fra Oslo Lysverker, tilsvarende ca. 1 øre pr. kWh. På denne måten ble fondet i denne perioden utvidet med mellom 30 og 50 mill. kr årlig. Ved overgang til aksjeselskapsformen (Oslo Energi) ble fondsavsetningene innstilt.

Fondet ble først forvaltet av Oslo Lysverker, så av Oslo Energi og deretter av Oslo Energi ENØK AS. I 1996 vedtok imidlertid bystyret i Oslo å opprette en egen kommunal bedrift for forvaltningen av fondet. Siden november 1997 er det nå "Enøkbedriften" som styrer fondet. Ved årsskiftet 1997/98 hadde ENØK-fondet et omfang på 660 mill. kr. Stort sett er det renteinntektene fra fondet som brukes på tiltak.

Fondet gir tilskudd og lån til ENØK-relaterte investeringstiltak innen f.eks. etterisolering, ventilasjon, varmepumper og utskifting av vinduer. Det gis inntil 35% tilskudd og resten som gunstig lån. Både private (husholdninger såvel som bedrifter) og offentlige (kommunale/statlige) bygg kan få lån og tilskudd. Investeringene må foretas innenfor Oslo kommunes grenser. Søkerne må først ha fått tilsagn før de kan iverksette tiltaket, dvs. en kan ikke få støtte i etterkant. Fondet kan også støtte andre tiltak som ENØK-kurs for driftsansvarlige, informasjonsarbeid, ENØK-analyser, pilotprosjekter mm.

Bystyret bestemmer hvert år totalrammen for hhv. a) private og statlige og b) kommunale tiltak. Et tidligere vedtak om at kommunale tiltak skulle kunne få 100%

tilskudd, ble etter klage fra boligbyggelaget OBOS kjent ugyldig av Fylkesmannen, grunnet urimelig forskjellsbehandling.

Utgangspunktet for vurderingen av om et omsøkt prosjekt er støtteverdig eller ikke, er en lønnsomhetsbetraktning knyttet til en referansepris. Tiltaket bør gi en reduksjon av energibruk over tiltakets levetid til en pris (pr. innspart kWh) som er lavere eller lik en fastsatt strømpris inkl. avgifter, i 1998 36 øre/kWh. Det er med andre ord de bedriftsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene som støttes, ikke nødvendigvis de prosjektene som ligger i en "lønnsomhets-gråsoner" og som ville trenge tilskudd for å bli lønnsomme. ENØK-fondet har imidlertid ifølge vedtektene mulighet til å gi støtte til såkalte "miljøtiltak"; det er prosjekter hvis hovedhensikt er å forbedre luftkvaliteten ute eller inne og som i tillegg har en viss energieffektiviserende virkning. I år 2000 disponerer ENØK-fondet 40 millioner kroner, og for første gang fullfinansierte en ENØK-tiltak.

Energiplanlegging og Plan og bygningsloven

Regjeringen fremmer i St. meld. nr. 29 (1998-99) "Om energipolitikken" et ønske om at både kommuner og energiverk (områdekonsisjonsrådene) skal bli mer aktiv på området "energiplanlegging". I den sammenheng besitter kommunene gjennom Plan og bygningsloven et betydelig potensiale til å påvirke den lokale energibruken. Denne loven åpner opp for at kommunen kan kreve at energihensyn blir tatt inn som en integrert del av reguleringsplanene. I den sammenheng kan en:

- Kvalitetssikre plan- og byggesaksbehandling i forhold til energispørsmål, f.eks. i forhold til lokalisering av bebyggelsen i forhold til lokalklimatiske soner, eller regulere forurensing fra olje- og vedfyring.
- Legge opp til en mer aktiv bruk av byggeforskriftene, slik at en får høyest mulig energieffektivitet.
- Vedta tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg. På dette siste område representerer Stavanger kommune sitt pålegg om at nye utbyggingsområder på Hundvåg skal tilkobles fjernvarme fra en sentral varmepumpe ett eksempel. Tilsvarende har Bergen kommune vedtatt at nye bygg over en viss størrelse (1000 km) og større rehabiliteringer innen konsesjonsområdet for det nye fjernvarmeanlegg skal pålegges tilknytningsplikt.

På tross av at Plan og bygningsloven åpner opp for at kommunene aktivt kan påvirke energibruken lokalt ønsker regjeringen å få fremmet disse hensynene enda sterkere. I mandatet til "Planlovutvalget" er det derfor et klart pålegg om at en sterkere vektlegging av energispørsmål skal utredes.

2.4 Konklusjon

Nasjonale rammebetingelser vil være sentrale for utviklingen på energiområdet i Jærregionen i årene som kommer. Vi kan oppsummere disse i fire punkter som hver for seg og samlet er sentrale for scenariene:

- *Økonomisk utvikling:* Norsk økonomi vil være betydelig større i 2020 enn i 2000, og Jæren vil ta sin del av denne veksten. Veksten i befolkningen vil være langt lavere enn den økonomiske veksten, noe som vil bidra til at den enkeltes levestandard vil gå opp. Høy kjøpekraft vil kunne påvirke etterspørselen etter energi, samtidig som her er et økonomisk grunnlag for investeringer i ny infrastruktur og mer energieffektiv teknologi.
- *Energiproduksjon og -forbruk:* Det er et betydelig potensiale for økt energiproduksjon i Norge. Vannkraft, vindkraft, bioenergi, naturgass og varmepumper kan øke den norske produksjonen betydelig, men manglende konkurransedyktighet på pris og miljøhensyn (globale, nasjonale og lokale) kan hindre omfattende utbygging av alle disse løsningene. Det stasjonære energiforbruket vil vokse betydelig, men veksten vil være lavere enn det den totale veksten i økonomien skulle tilsi.
- *Avgifter:* Ut fra dagens politiske situasjon vil vi forvente at det vil være en moderat økning i avgifter knyttet til stasjonær energibruk. Samtidig er en radikal omlegging av avgiftssystemet det eneste som raskt kan endre forbruksmønsteret i Norge.
- *Andre virkemidler i energi- og miljøpolitikken:* Planlegging, tekniske standarder og støtte til innføring av ny teknologi vil kunne øke energieffektiviteten i husholdninger og næringsliv betydelig. Samtidig er det kun en langvarig og tung satsing på disse områdene som kan bidra til en langsiktig omlegging av energiforbruket i Norge.

3 Internasjonale rammebetingelser

Utviklingen på energiområdet i Norge blir i stor grad påvirket av den internasjonale utvikling. Denne påvirkningen er svært omfattende, og vi vil derfor konsentrere oppmerksomheten til to hovedområder:

- Energimarkedet
- Energi- og miljøpolitikk

3.1 Energimarkedet

Verdens energiforbruk vokser i en noe lavere takt enn veksten i verdensøkonomien. I tillegg skjer det et langsamt skifte i markedsandelene til de ulike energibærerne. Hovedtrenden er at naturgass vokser relativt raskere enn olje, kull og kjernekraft. Når det gjelder fornybare energikilder domineres leveransene av vannkraft og tradisjonell bioenergi. På dette området er det sterk vekst for de nye fornybare energikildene som vind og sol, men den totale produksjonen er likevel svært marginal. I tabell 3.1 er utviklingen i perioden 1973 til 1997 gjengitt, og i den forbindelse er det viktig å gjøre oppmerksom på at veksten for kjernekraft var særlig sterk på 1970- og 80-tallet. I de fleste land er det ikke lengre aktuelt å bygge ny kapasitet, og de første kjernekraftverkene er allerede nedlagt.

Tabell 3.1: Ulike energikilder sin totale andel av den globale energiforsyningen

	Mtoe ²	Olje	Gass	Nukleær	Vannkr.	Bio/avfall	Kull
1973	6049	45,0%	16,3%	0,9%	1,8%	11,2%	24,9%
1997	9521	35,9%	20,1%	6,6%	2,3%	11,2%	23,8%

Kilde: IEA

Utviklingen i de internasjonale energimarkeder virker inn på energisituasjonen i Norge. Pris og etterspørsel er de viktigste momentene i den sammenheng. Det er spesielt utviklingen i Europa som er viktig for Norge i denne sammenheng. Forventningen er at det etter hvert vil bli utviklet et integrert Europeisk energimarkedet. Dette er en grunnleggende premisse i de fire scenariene fra “Energi og kraftbalansen mot 2020”, men konsekvensene blir ulike ut fra hvilke valg som gjøres. Flere forhold er sentral i sammenheng med effekter av et europeisk energimarked på Norge.

² Mtoe = Million tonn oljeekvivalenter

I rapporten “*European Union Energy Outlook to 2020*” trekkes det opp noen perspektiver på den fremtidige utvikling (side 11 –18):

- *Tilbud og etterspørsel*: Forbruket vil øke med i gjennomsnitt ca. 1% per år frem til 2010, for deretter øke med i gjennomsnitt 0,4% per år frem til 2020. Fossilt brensel vil dekke 80% av totale energi etterspørselen i 2020. Dette er omtrent det samme som i 1995, men naturgass vil utgjøre en større andel av dette i 2020 enn i 1995.
- *Avgifter og pris*: Det forventes ikke i dag større endringer i EU-landenes energiavgifter, men iverksettingen av Kyoto-avtalen kan gi økte CO₂-avgifter i noen land. Når det gjelder den allmene prisutvikling forventer en stabilitet og nedgang. Dette siste gjelder spesielt for elektrisitet, hvor en i dag forventer en gjennomsnittlig prisnedgang på 15% frem til 2020, noe som skyldes liberalisering og en derav følgende effektivisering i kraftsektoren.
- *Infrastruktur for kraftproduksjon og –distribusjon*: Det eksisterer betydelig usikkerhet i forhold til den fremtidige produksjonsteknologien i kraftsektoren i EU. En første er knyttet til klimagassutslipp i kraftproduksjonen. Her forventer en stor utskiftning i produksjonsanlegg, men relativt stabil markedsandel for disse energiformene totalt sett. En annen gjelder kjernekraftindustriens fremtid, noe som spesielt er aktuelt etter 2010 når mange av anleggene blir for gamle. Hvis det ikke blir bygget nye kjernekraftverk, ville denne energiproduksjonen gå betydelig tilbake etter 2015. En tredje langsiktig trend er økningen i produksjonen fra fornybare energikilder, som vil øke sin relative andel av kraftproduksjonen. En fjerde tendens gjelder økningen i desentralisert kraft/varme produksjon, som hovedsakelig er basert på naturgass.

I denne rapporten tar en ikke inn muligheten for gjennombrudd når det gjelder bruk av hydrogen og brenselceller, men hvis det skulle komme et gjennombrudd vil dette trolig øke betydningen av desentralisert kraft/varme produksjon. Analysene viser videre at EU i økende grad vil bli avhengig av importert energi, og i den sammenheng blir bl.a. nye fornybare energikilder og nye teknologiske gjennombrudd på både produksjons- og forbrukssiden trukket frem som sentralt for å unngå denne utviklingen.

Markedsaktører

Liberaliseringen av det europeiske energimarkedet har allerede ført til økt konkurranse i flere land. Et svar på denne utviklingen er at selskaper slås sammen, noe som kan observeres i land som Tyskland, Sverige, Nederland og Storbritannia. Et annet viktig trekk er at disse selskapene i økende grad ser på markeder utenfor sine tradisjonelle nasjonale rammer, og vi kan allerede observere de første oppkjøpene på tvers av landegrensene.

I et europeisk perspektiv er det forventninger om en utvisking av de skarpe grensene mellom kraft og andre energiformer. Tilbud om pakkeløsninger som kombinerer det gunstigste av kraft, olje og gass. En konsekvens blir press på kraftprisene, og økte krav til kostnadsbevissthet i nye prosjekter (Singh et al 1999: 3).

Nye aktører kan allerede observeres. Oljeselskapene endrer også sin profil. Shell har etablert en egen enhet for fornybar energi som satser på bioenergi og solceller. BP Amoco har gjennom datterselskapet Solarex en stor satsing på solceller. Begge de to tidligere oljeselskapene satser på produksjon av elektrisitet og kogenerering. Det amerikanske selskapet Enron, som opprinnelig var en aktør i gassmarkedet nasjonalt, har ekspandert inn på det globale markedet. Satsingsområdene er strøm, gass, energistyring for kundene og distribusjon av vann. RWE, opprinnelig en tradisjonell aktør i det tyske energimarkedet, har definert sitt forretningsområde til å være en tjenesteleverandør innen ulike energimarkeder, og de satser også internasjonalt. De to store franske vannverksoperatørene Vivendi og Suez Lyonnaise har også satset på energiområdet (Kraftjournalen nr. 1 2000). Alt dette er indikasjoner på at grensene mellom ulike energiformer, og mellom energi og tjenesteleveranser har blitt mer uklare.

3.2 Energi- og miljøpolitikk

På det internasjonale området er det først og fremst klimaproblematikken som har innvirkning på nasjonal energipolitikk. Teorien om en menneskeskapt "drivhuseffekt" har vært på den internasjonale politiske dagsorden siden rapporten til "Verdenskommisjonen for miljø og utvikling" ble avgitt i 1987. Den første internasjonale avtale som berørte klimaproblematikken var Rio-avtalen fra 1992, men først med Kyoto-avtalen i 1995 ble det enighet om konkrete målsetninger, som etter hvert vil bli bindende for de landene som har ratifisert avtalen. Først når 55 land har ratifisert avtalen vil den tre i kraft. Våren 2000 er tilslutning fra USA det store usikkerhetsmomentet.

Kyoto-avtalen vil når den er iverksatt kunne få betydelig innflytelse på verdens energibruk, bl.a. gjennom endringer i avgiftssystemer, kvotehandel og etterspørsel og bruk av ulike energibærere. I forhold til Norges situasjon er det først og fremst industrilandenes forpliktelser som er interessant (basert på St. meld. nr. 29 1997-98: 18 - 22):

- Totalt sett skal industrilandene redusere utslippene av klimagasser med 5% fra 1990 nivå i perioden 2008 – 2012. Kravet medfører alt fra reduksjoner på 8% (EU, Sveits), 7% (USA, Japan) til stabilisering (Russland, Ukraina) og vekst 1% (Norge) og 10% Island.
- Protokollen forplikter industrilandene til bl.a. å iverksette og/eller utrede tiltak og virkemidler innen områder som energieffektivisering, forskning og utvikling av fornybare energikilder, CO₂-deponering og miljøvennlig teknologi, samt begrensning og/eller reduksjon i utslipp av metan fra avfalls- og energisektoren.
- Protokollen åpner opp for bruk av "felles gjennomføring" mellom industriland. Det betyr at industriland kan overføre til, eller motta fra, andre industriland såkalte "utslippsreduksjonsheter". Samlet skal tiltakene føre til reduserte utslipp, eller til økt opptak av klimagasser (bl.a. gjennom planting av skog).

- Protokollen åpner opp for at landene kan delta i “kvotehandling” for å oppfylle deler av utslippsforpliktelsene sine, dvs. som et tillegg til innenlandske tiltak. Selve systemet for kvotehandling er fortsatt under utforming.

Energipolitikk i EU

Energi- og kraftpolitikk har tradisjonelt ikke vært blant de mest sentrale delene av EU-samarbeidet. Lenge hadde dette området svak institusjonell forankring i EUs styrende organer, men etterhvert som forsyningssikkerhet, miljø og det indre marked ble viktigere har EU-landene i fellesskap utviklet elementer av en felles energi og kraftpolitikk på EU-nivå. Utviklingen av denne felles politikken er i stor grad knyttet til hvor mye innflytelse de viktigste medlemslandene er villige til å avgi, og her står sentrale nasjonale interesser sterkt. Dette gjelder først og fremst Frankrike, Storbritannia og Tyskland. EUs betydning for europeisk energipolitikk kan deles i følgende fem hoveddeler:

Forsyningssikkerhet: Helt siden oljekrisen i 1973 har EU hatt ansvar for å koordinere medlemslandenes tiltak for minsket avhengighet av utenlandske energikilder. Flere virkemidler har vært viktig i den sammenheng, men siden EU sin Hvitbok om energipolitikk i 1995 (Com (95)682) har følgende forhold vært sentralt: a) diversifisere energikildene for å begrense avhengigheten av tredjeland, b) øke energiutnyttingsgraden og c) fremme bruk av fornybar energi. Satsing på kombinert kraft/varmeproduksjon og fjernvarme er et sentralt virkemiddel for EU i den sammenheng (Singh et al 1999: 29).

Utvikling av et felles energimarked: Målet er å få etablert et felles energimarked som skal bidra til en best mulig økonomisk utvikling i alle medlemslandene. Dette skal skje ved hjelp av felles reguleringer og ved utbygging av transnasjonale nett for energidistribusjon mellom medlemslandene. Først del av dette arbeidet er knyttet til at medlemslandene skal åpne opp kraftmarkedet for konkurranse for de store forbrukerne. Tilsvarende skal omsetningen av gass liberaliseres. En videre åpning av markedene er foreløpig usikker, men det er et betydelig trykk for at alle landene skal gjennomføre full konkurranse.

Utvikling av det indre marked: EU arbeider kontinuerlig med å sikre at det felles indre marked opprettholdes. Dette medfører et omfattende arbeid med å standardisere en rekke tekniske forhold. Noen av disse går direkte på energiområdet (bl.a. krav til energibruk), mens andre berører energiområdet mer indirekte gjennom krav til miljøstandarder. Norge omfattes av alle disse bestemmelsene gjennom EØS-avtalen.

Forskning på utvikling av effektiv energiteknologi: Energiforskning har vært og er sentralt i EU sine forskningsprogrammer. På dette området arbeides det etter to hovedlinjer: 1) utvikling av nye fornybare energikilder og 2) forbedret effekt av eksisterende teknologi. Målene er knyttet til at den nye teknologien både skal bidra til å redusere forurensingen ved energiproduksjon, og at ny teknologi skal bidra til å øke energieffektiviteten, noe som igjen vil minske avhengigheten av energiprodusenter utenfor EU.

Effekter av miljøpolitikken: EU har siden 1987 hatt felles miljøpolitikk, noe som har direkte innvirkning på medlemslandenes miljølovgivning. Lovene kan deles i to hovedkategorier: Maksimumsdirektiver og minimumsdirektiver (Dahl 1999: 131). Maksimumsdirektiver benyttes i forbindelse med harmonisering av regelverket, og er i stor grad knyttet til bestemmelser om det indre marked. Minimumsdirektiver setter en minstestandard, og medlemslandene kan selv velge å stille strengere krav. Følgende områder omfattes av denne type direktiver: miljøkvalitetsnormer, regler om utslipp, bestemmelser om konsekvensanalyser og rett til informasjon og andre saksbehandlingsregler. Gjennom EØS-avtalen er Norge forpliktet til å tilpasse seg EU sin miljølovgivning, og i dag er 80/90% av denne lovgivningen tilpasset EU (Ibid: 133).

EUs energipolitikk har økende betydning for alle medlemslandene, samt EØS-landet Norge. Det er i stor grad de overordnede linjene som vil bli påvirket av utviklingen i EU, men på noen områder som forskning og utvikling, vil også EUs virkemidler få økende betydning for hvordan utviklingen blir i medlemslandene.

3.3 Konklusjon

Den internasjonale utvikling vil ha stor innflytelse for utviklingen på energiområdet i Norge, og dermed også i Jærregionen. Denne påvirkningen vil kunne deles i tre hovedfaktorer:

- *Konsekvenser av internasjonale miljøavtaler:* Klimaproblematikken vil være en viktig rammebetingelse for utviklingen på energiområdet de kommende årene. Dette vil i særlig grad berøre Norge som har høy energiproduksjon, høyt energiforbruk og prognoser som viser klar vekst i CO₂-utslippene. Internasjonal handel med klimakvoter kan bli en løsning, men det er fortsatt stor usikkerhet om det blir et slikt system og i hvilken grad det vil være en god løsning for Norge.
- *Energi- og miljøpolitikken i EU:* Norge er gjennom EØS-avtalen i stor grad forpliktet til å følge opp energi- og miljøpolitikken i EU. Dette vil ha innflytelse på bestemmelser knyttet til utslipp med miljøvirkninger, konkurranse i ulike energimarkeder (inkludert adgang til infrastruktur) og teknologiutvikling gjennom forsknings- og utviklingsprogrammer.
- *Konsekvenser av nye internasjonale energimarkeder:* Markedsreformene i europeisk energiforsyning vil påvirke utviklingen i det norske energimarkedet. På kort sikt har den økte konkurransen ført til lavere priser. Usikkerheten er større etter 2010, når flere land planlegger betydelige endringer i sitt produksjonssystem (nedlegging av atomkraft og utfasing av kullkraft). Et stort usikkerhetsmoment er betydningen av den kraftige satsingen på desentraliserte kraft/varme produksjon.

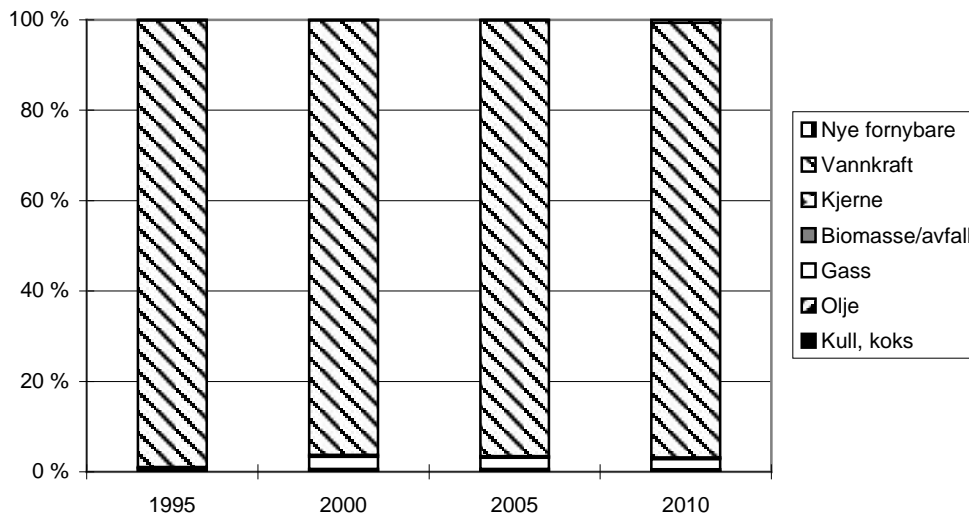
4 Energibærere og teknologi

4.1 Innledning

I norsk elkraftproduksjon er det vannkraft som har dominert totalt og fortsatt antas å ville gjøre det i år 2020. Dette er illustrert i fig. 1 som er basert på tall fra IEA/OECD, men som kun går frem til 2010. Vi har valgt å vise inndelingen i de samme kategorier av energikilder som er brukt i IEA litteraturen. Det eneste innslaget av andre energikilder av noen betydning i denne prognosen er de planlagte gasskraftverkene på Vestlandet, som vil bidra med en samlet effekt på 700MW. Det er fortsatt uklart om og i hvilken grad gass vil inngå i nasjonal kraftproduksjon. Etter denne prognosen ble utarbeidet har Skogn i Nord-Trøndelag kommet inn som en sterk konkurrent til kraftverkene på Vestlandet, bl.a. fordi her er det planer om høyere utnyttelse av kjølevannet til energi. Diskusjonen om “utslippsfrie” gasskraftverk viser også at det finnes et potensiale for kraftutbygging i stor skala på dette området.

Fig 1

Effektmix i elforsyning, Norge



Siden 1980 har det vært foretatt et skifte fra olje til elektrisitet i den stasjonære energiforsyningen i Norge. Også andelen av biomasse og avfall har økt. Særlig blant husholdninger har man i Norge i stor grad erstattet olje med elektrisitet og i noen grad biomasse (vedfyring) og fjernvarme basert på avfallsforbrenning, mens substitusjon av olje med elkraft er noe svakere i industrien. IEA-prognosen tilsier at det vil bli svært små endringer. Elektrisitet beholder sin andel, men det vil bli et skifte fra bruk av olje til biomasse og naturgass. Naturgass antas å bli brukt hovedsakelig i industrien.

4.2 Energikilder

I det følgende gis en kortfattet oversikt over energikilder med beskrivelse av viktige egenskaper, status i markedet, teknologisk modenhet, miljøkonsekvenser og kostnader. Vi gir dessuten mer eller mindre grove anslag for potensialet for de forskjellige energikildene i Jærregionen.

Der det vurderes som hensiktsmessig gis det forventede prisintervaller for energiproduksjonen basert på tall fra EUs ATLAS³ program, for årene 1995, 2000, 2005 og 2010. Generelt vil pris i stor grad avhenge av lokale forhold, og det blir derfor også kommentert hvor i intervallet vi kan forvente å ligge i Jærregionen.

4.2.1 Vannkraft

Vannkraften har en sterkt dominerende rolle i den norske energiforsyningen. Over 99% av all kraftproduksjon i Norge er vannkraftbasert. Den rikelige tilgangen på vannkraft, som i et historisk perspektiv også har vært billig å bygge ut, har bidratt til et svært høyt elektrisitetsforbruk i Norge. (NOU1998:11).

Karakteristiske trekk ved energikilden

Vannkraft er en energikilde med meget høy energikvalitet. Dette innebærer at den teoretisk sett kan omformes til enhver annen form for energi med minimale tap. Konvertering til andre energiformer med høy kvalitet, eksempelvis elektrisitet, kan effektivt reverseres, slik at energien i vannmagasinene kan bygges opp.

Vannkraft har med sin unike lagringsmulighet i vannmagasinene, en enestående fleksibilitet med hensyn til produksjonsmønster, og produksjonen reguleres avhengig av kraftforbruk med minimale tap i effektivitet. Disse egenskapene gir vannkraften en særstilling kraftmarkedet, med gode muligheter for samspill med andre kraftproduserende teknologier. Produksjonen kan med andre ord effektivt tilpasses tidsvariasjoner i tilgangen på andre energiresurser, og forbruksmønsteret.

Status og utviklingstrekk

I januar 1999 hadde Norge en installert effekt av vannkraft på 27.470 MW. Produksjonsevne i det utbygde systemet var for et normalår 113 TWh (OED 2000). Etter en jevnt høy utbyggingstakt fra femtitallet og frem til åttitallet, har veksten i stor grad stagnert det siste tiåret.

3 ATLAS projektet er et prosjekt i EU-regi med en målsetning om å spre informasjon om energiteknologier til relevante miljøer. De har i den sammenheng publisert en rekke data på internett.

Totalt utbyggbart vannkraftpotensial i Norge, med øvre kostnadsgrense for produksjonskapasitet på 4 kr per kWh, ble per 1.1.1998 beregnet til 178 TWh. Av dette er 35,3 TWh varig vernet gjennom Verneplan I - IV. Det realiserbare potensialet (totalt minus varig vernet) er på 143 TWh. Gjenværende utbyggbart potensial til under 4 kr per kWh blir da 30 TWh, og er registrert i prosjekter hvorav de fleste er behandlet i Samlet plan (NOU 1998:11).

Vannkraft er en moden teknologi. Turbiner og generatorer i store og moderne vannkraftanlegg opererer nært opptil teoretiske maksimumsgrenser. 40% av norske kraftverk har imidlertid generatorer som er eldre enn 30 år, og ved en oppgradering er det anslått at disse vil kunne yte 20-30% mer enn i dag. Samlet sett vil modernisering av alle disse eldre kraftverkene i Norge kunne øke norsk årlig kraftproduksjon med 8-10 TWh.

Miljøaspekter

Miljøbelastningen ved vannkraftutbygging og -produksjon er avhengig av omfanget av utbyggingen, og de lokale forholdene. I magasinene er skadene, foruten selve neddemmingen, avhengig av regulerings høyden. I vassdraget for øvrig er de største miljøvirkningene knyttet til endringene i vannføringsforholdene. Dette gjelder både naturmessige forhold, og visuell opplevelse av vassdrag og fossefall. Plutselige vannstandsendringer kan være uheldige; for eksempel kan plutselige vannstandsreduksjoner føre til stranding av fisk og yngel, og dermed gi betydelig skade på faunaen i vassdraget. Bygging av infrastruktur i forbindelse med kraftutbygging, som veier og kraftledninger, kan i visse tilfelle innebære like store miljøinngrep som selve kraftutbyggingen (NOU 1998:11).

Økonomi

Vannkraft er normalt en meget konkurransedyktig energikilde. . Kapitalkostnadene er svært avhengige av utbyggingsstedet, og vil trolig øke noe for å møte strammere myndighetskrav. Gjenværende vassdrag som er aktuelle for utbygging i Norge er både mindre lønnsomme enn tidligere utbygginger, og vil også være mer omstridt. NVE har laget en indeks for kostnadsutviklingen for et middels stort norsk vannkraftverk, som viser at kostnadene har steget med over 60% fra 1982 og frem til i dag (NVE 1999). Det ser imidlertid ut til at en rekke små utbygginger, på mini og mikro-nivå kan være lønnsomme for eventuelle grunneiere. Omfanget av disse målt i potensiell kraftproduksjon er likevel beskjedent.

Kostnadsgrensen for hva som i dag betraktes som samfunnsmessig lønnsomt å bygge ut ligger ifølge NVE på omtrent 3 kr/kWh årlig produksjonskapasitet. Dette svarer til at omtrent 15 TWh fremdeles kan bygges ut i samfunnsøkonomisk perspektiv (NVE 1999).

Barrierer mot videre utbygging

- Reguleringsplaner og opinion, verneinteresser.
- Lav kraftpris og usikkerhet mht. prisutvikling.
- Økte kostnader for beslutningsprosesser vedrørende utbygginger, m.h.t. konsekvensutredninger m.m.

Regionalt potensiale

Utover mindre utbygging av mini- og mikrokraftverk i Gjesdal kommune, finnes det ikke noe vannkraftpotensiale av betydning i Jærregionen. Men vannkraftpotensialet i Rogaland var ved utgangen av 1997 estimert av NVE til totalt 14,155 TWh, hvorav 9,903 TWh er utbygget, 1,144 TWh er vernet, 0,007 TWh er gitt konsesjon, og 3,101 TWh klassifiseres som gjenværende utbyggbart. Sannsynlig utbygging begrenses imidlertid sterkt av høye kostnader, og mulige verneinteresser.

4.2.2 Vindkraft

Av den innfallende solenergien⁴ antas det at omtrent 1-2 prosent omdannes til energi i form av vind. Rent hypotetisk er ressursene store nok til at hele dagens globale elektrisitetsforbruk kunne dekkes av vindenergi. I praksis vil imidlertid teknologiske samt miljø- og arealtilknyttede faktorer begrense det aktuelle potensialet til anslagsvis 20%, av elektrisitetsforbruket (IEAb, 1997).

Karakteristiske trekk ved energikilden

Vindkraft er i likhet med vannkraft en energikilde med meget høy energikvalitet, og er derfor velegnet til strømproduksjon. Her er det imidlertid ingen naturlig lagringsform for energien, og produksjonen styres derfor primært av de til enhver tids herskende vindforhold. Tilgjengeligheten til vindenergien er med andre ord sterkt varierende, men statistisk sett blåser det mest i vinterhalvåret, slik at årstidsvariasjonene i grove trekk er i fase med energiforbruket.

Strømmens høye energikvalitet betyr som tidligere nevnt at den lar seg omforme til andre energiformer med minimale tap. Dette innebærer at vindkraft i samspill med vannkraft, utgjør et meget fleksibelt system, der vindenergien faktisk lar seg lagre indirekte gjennom redusert vannkraftproduksjon i vindfulle perioder eller direkte gjennom pumping av vann opp i reservoarene i pumpekraftverk.

4 Solenergien som i løpet av et år treffer jorden er omtrent 15000 ganger større enn verdens årlige energiforbruk.

Status og utviklingstrekk

Den installerte vindkraftkapasiteten på verdensbasis har nå passert 12.000 MW, og hadde en vekst på over 35% i 1999 (Windpower Monthley, januar 2000).

I Norge er det nå installert i overkant av 13 MW, fordelt på 23 turbiner. Disse forventes å produsere omtrent 38 GWh per år. For å nå målsetningen gitt i St.meld.29 "Om energipolitikken" må installert effekt økes til rundt 1000 MW innen år 2010. Dette er omtrent omfanget av konsesjonssøknader og forhåndsmeldte prosjekter som har kommet NVE i hende ved inngangen til år 2000.

Det finnes et mangfold av forskjellige vindkraft- teknologier både på utviklingsstadiet og i kommersiell bruk, men for kraftmarkedet er det horisontalakslede vindturbiner med to eller tre vinger som dominerer markedet. Denne teknologien har gjennomgått en enorm utvikling bare de siste tjue årene, og må i dag betraktes som teknologisk sett moden.

Den teknologiske trenden går i retning av økt høyde og størrelse på turbinene. Høyden gir eksponering for høyere vindhastighet, og større rotor gir økt effektivt areal per produksjonsenhet. I dag er det turbiner på 2 MW og 2,5 MW kommersielt tilgjengelig. Dette er henholdsvis 36 og 45 ganger effekten til møllen på Klepp. På gode lokaliteter på Jæren kan disse forventes å få en årsproduksjon på omkring henholdsvis 6 og 7,5 GWh per enhet.

Miljøaspekter

Vindkraftverk i drift gir ingen utslipp til jord, luft eller vann, men det genereres noe støy. Normalt vil dagens krav til akseptabel industristøy i boligområder oppfylles av vindkraftverk dersom avstanden til nærmeste bebyggelse er i størrelsesorden 250-350 meter. Større avstand må forventes for større vindkraftparker, og turbiner i multimegawatt-klassen.

Vindturbiner vil alltid være synlige i landskapet, men effekten av dette er i stor grad avhengig av hvilke i omgivelser turbinene er plassert, hvor mange de er, og hvordan de eventuelt er gruppert. Arealene båndlagt av fundament, oppstillingsplasser og veier utgjør rundt 1-2 prosent av det totale arealet vindkraftanlegget krever. Områdene mellom turbinene kan i stor grad brukes til andre formål, eksempelvis forskjellige former for landbruk. Etter bruk kan vindturbinene fjernes uten spor.

Lokal fauna kan bli påvirket av en utbygging. Vindturbinparker kan fungere som barrierer for trekkruiter eller tradisjonell arealbruk både for fugl og storvilt. Kollisjoner mellom fugl og turbiner vurderes normalt som et lite problem, men faren for kollisjon, og konsekvensene den vil ha varierer fra art til art. Dette er foreløpig ikke fullstendig kartlagt for den norske fuglefauna.

Etablering av vindkraftverk vil som all annen etablering av kraftverk, også kunne føre med seg bygging av nye kraftlinjer. Disse kan representere vel så store naturinngrep som selve vindkraftverkene (NOU 1998:11).

Økonomi

Vindkraft er allerede blant de mest konkurransedyktige energiteknologiene vi har i dag, forutsatt gode vindforhold. Norskekysten er blant Europas desidert beste områder for vindkraft, og priser i Norge vil derfor kunne forventes å ligge mot den nedre grensen av prisintervallene gitt i tabell 4.1. Tallene er hentet fra EUs ATLAS-prosjekt.

Tabell 4.1: Energiprisprognoser for vindkraft - EU

År	1995	2000	2005	2010
Prisintervall øre/kWh	24,9 – 63,9	20,8 - 54,0	18,3 - 48,1	17,4 - 44,8

Kilde: EU

IEA er noe mer moderat i det de gir følgende tall som typiske kostnadstall for utnyttelse av vindkraft. Tallene er gjengitt i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Prisprognose vindkraft - IEA

Investeringskostnader	6.000-25.000 kr/kW installert effekt
Driftskostnader	5-15 øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	28-70 øre/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	30-50%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år	20-35%

Kilde: IEA 1997a

Ifølge IEA har kapitalkostnader innen vindkraft altså falt 30-50% de siste 10 år og vil falle ytterligere 20-35% de neste 10 år.

Barrierer mot utbygging

Med elektrisitetspriser på godt under 20 øre/kWh vil det sjelden kunne oppnås bedriftsøkonomisk lønnsomhet, selv med eksisterende støtteordninger. Andre barrierer knyttet til realisering av vindkraftprosjekter kan være:

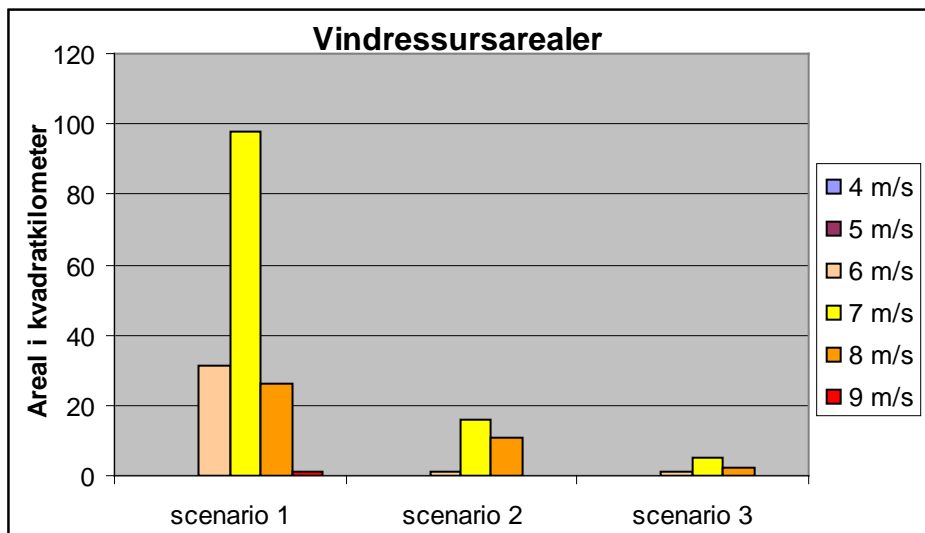
1. Problemer med tilgjengeligheten av informasjon. Denne ser ut til å korrelere med hvor langt et land er kommet i anvendelsen av vindkraft.
2. Det generelle risikomoment som ligger i usikkerhet knyttet til inntektene fra vindkraftproduksjonen.

3. Begrensinger på overførings- og distribusjonsnettet.

Regionalt potensiale

Beregninger gjennomført i egnethetsanalysen for vindkraft i Rogaland, viser at vi har områder som er meget nær å tilfredsstille bedriftsøkonomiske kriterier for lønnsomhet, med dagens rammebetingelser. I de nordlige strøk av Jæren er det ytterst få ledige områder aktuelle for vindkraft. Bildet endrer seg imidlertid sørover, og i Time og Hå er det flere områder som kan være egnet for små vindparker. De store parkene ser det imidlertid ikke ut til å være rom for i regionen, med mindre det blir aktuelt å bygge i områder som per i dag vurderes som vanskelig tilgjengelige.

I egnethetsanalysen er det utarbeidet tre scenarier basert på forskjellige forvaltningsmessige tilnærmelser. De tre scenariene ga et spenn i potensial på fra omtrent 100 GWh til 1 TWh for Jærregionen. Dette gjelder områder med vindstyrke over 7,5 m/s i 50 meters høyde, men det er ikke tatt hensyn til begrensninger som bratt og ulendt terreng eller stor avstand til nødvendig infrastruktur. Sandnes og Gjesdal er ikke med i kartleggingen.



Figuren viser omfanget av arealer som er egnet for vindkraft på Jæren ut fra forvaltningsmessige kriterier og vindstyrke.

I et energiplansscenario med satsing på fornybare energikilder vil det være naturlig at det bygges ut en viss mengde vindkraft. Dersom vi tar som utgangspunkt at det totalt bygges 20 turbiner, hver på 2,5 MW vil dette gi en strømproduksjon på årsbasis på 150 GWh. Dette ser ut til å være oppnåelig selv med forholdsvis strenge forvaltningsmessige kriterier.

4.2.3 Energikilder som er aktuelle for utnyttelse ved hjelp av varmepumper

Omgivelsene inneholder enorme mengder termisk energi som kan utnyttes ved hjelp av varmepumper. Varmepumper produserer varme, og eventuelt kjøling, for bruk i

bygninger eller industrielle prosesser. De gjør det mulig å utnytte energiresurser som i utgangspunktet har for lav energikvalitet (temperatur), til å tilfredsstille et aktuelt energibehov. I praksis flyttes varme fra et kaldt reservoar til et varmere ved hjelp av en forholdsvis liten mengde energi med høy kvalitet, normalt elektrisitet eller gass.

Temperaturdifferansen mellom energikilden og forbruksbehovet vil være bestemmende for hvor høy effektivitet varmepumpen kan oppnå. Varmepumper kan derfor sies å være bedre egnet desto lavere temperaturer formålet krever, og desto høyere temperatur kilden som varmen hentes fra holder. En oversikt over aktuelle varmekilder gis i tabell 4.3 (Grønli, 1999). Det er her fokusert på anvendelse i bygninger.

Tabell 4.3: *Energikilder som kan utnyttes med varmepumper*

Varmekilde	Fordeler	Bruksområde	Egnede områder
Sjøvann	Meget god varmekilde Høy stabil temperatur	Yrkesbygg og boliger Nærvarme/fjernvarme	Kystnære utbyggingsområder
Ferskvann	God varmekilde, men ikke mye brukt	Yrkesbygg og boliger Nærvarme	Større innsjøer og elver
Grunnvann	Meget god varmekilde hvis tilgjengelig. Stabil høy temperatur	Yrkesbygg og boliger Nærvarme/fjernvarme	Elvesletter
Grunnvarme	Meget lovende varmekilde med stabil og relativt høy temperatur	Yrkesbygg og boliger Nærvarme	Ikke kartlagt
Jord	God varmekilde	Boliger	Hele Jæren godt egnet
Uteluft	Tilgjengelig over alt, Lave investeringer, krever ikke vannbåren varme	Boliger og mindre yrkesbygg	Hele kysten er meget godt egnet
Kloakk	Meget god varmekilde med høy temperatur	Store anlegg Fjernvarme	I nærhet av kloakk-tunneller og renseanlegg
Ventilasjonsluft	Lav investering, krever ikke vannbåren varme	Yrkesbygg og boliger	Bygg med mekanisk ventilasjon
Kjølevann	Meget god varmekilde med høy temperatur	Større sentra, byer o.l Fjernvarme	Større virksomheter

Kilde: Grønli 1999

Karakteristiske trekk ved energikildene

Generelt vil energikildene som utnyttes med varmepumper ha så lav energikvalitet at anvendelsesmulighetene begrenser seg til oppvarmingsformål, og da fortrinnsvis til

moderate temperaturbehov. Mengden energi som kan tas ut vil imidlertid kunne erstatte/frigjøre mer anvendelig energi som elektrisitet eller fossile brensel til eventuelt mer krevende formål.

Status/utvikling

I 1998 var det installert omtrent 22 000 varmepumpeanlegg i Norge med en årlig varmeproduksjon på omlag 4,5 TWh. Av dette er ca 700 industrielle anlegg med en varmeproduksjon i overkant av 2,5 TWh/år. Varmepumper dekker derved rundt 10 prosent av det totale behovet på 42,5 TWh/år til oppvarming av bygninger og varmt tappevann samt i industrielle prosesser med moderate temperaturkrav. Det installeres årlig 1000-1500 nye anlegg, hovedsakelig mindre enheter (<25 kW) i boliger (75-80 prosent). Dette gir en tilvekst i varmeproduksjonen på ca 0,15 TWh/år.

Mulighetene for konvertering på årsbasis fra direkte eloppvarming til alternativ oppvarming er anslått til 6 TWh i boligsektoren og 5 TWh i yrkesbygg, til sammen 11 TWh - uten store tilleggsinvesteringer (NOU 1998:11).

Varmepumper er generelt en moden teknologi, men en kan over tid forvente effektivitetsforbedringer på opp mot 50-60 prosent. Dette påstås mulig som følge av videreutvikling av komponenter (kompressorer, motorer, varmevekslere), bruk av nye kuldemedier og bedre systemløsninger, samt ved økt satsing på bygging av kombinerte varme-/kjøleanlegg. Utviklingen på området forventes alt i alt å gi enklere og billigere systemløsninger, økt energieffektivitet og bedre driftssikkerhet.

Miljøaspekter

Utnyttelse av lavtemperatur varmekilder vil representere minimale synlige naturinngrep. Stort energiuttak i forhold til energikildens størrelse vil kunne gi merkbare temperaturendringer i kilden, men dette har sjelden vært et reelt problem.

I kombinasjon med en egnet spisslastenhet (olje, gass eller biobrensel) framstår varmepumper som energifleksible klimasystemer med høy energieffektivitet. Den elektriske energien som går med til å drive varmepumpeanlegget utnyttes typisk 3-5 ganger mer effektivt enn hvis elektrisiteten brukes til oppvarming i panelovner eller elektrokjeler.

I forhold til bruk av fossile brensler som olje eller gass i kjelanlegg, representerer varmepumpen et miljøvennlig alternativ. Økt bruk av varmepumper i Norge kan gi positive miljøvirkninger gjennom å frigjøre betydelige mengder elektrisk energi. Dersom 10 TWh/år direkte elektrisk oppvarming blir erstattet med bruk av varmepumper, kan det frigjøre 6,5 TWh/år elektrisk energi til andre formål (antatt en varmfaktor lik tre). Hvis varmepumper erstatter bruk av kjelanlegg for olje eller gass, vil utslippene av NO_x og CO₂ reduseres.

Varmepumpesystemets kuldemedium har tradisjonelt sett vært et miljøproblem fordi en rekke av alternativene har vært ozon - nedbrytende. Etter at R12 (Freon 12) ble forbudt

under Montrealprotokollen om gasser som bryter ned ozonlaget, har R22 vært et foretrukket medium. R22 vil imidlertid også bli faset ut, og framtidige arbeidsmedier vil kunne være HFK, ammoniakk, propan og CO₂ (NOU 1998: 11).

Økonomi

Aktuelle markeder er varmeproduksjon i bygninger, nærvarme og fjernvarmenett, samt for industrielle prosesser med moderate krav til temperatur. Investeringskostnadene avtar betydelig med økende anleggsstørrelse. I følge NVE avtar de spesifikke investeringene fra omtrent 8 000 kr/kW installert varmeeffekt ved en anleggstørrelser på 10 kW, til ned mot 2 500 kr/kW ved 100 MW. I det samme størrelsesintervallet vil spesifikke varmepris falle fra omtrent 50 øre/kWh til i underkant av 30 øre/kWh. Disse anslagene gjelder komplette anlegg med varmeopptakssystem og kjel montert, forutsatt en driftstid på 3 500 timer. Varmeprisen vil falle dersom driftstiden øker (NVE 1999).

Barrierer mot videre satsing

Selv om varmepumper i mange sammenhenger kan være lønnsomme allerede i dag, er det flere barrierer som hindrer at potensialet utnyttes fullt ut. Noen av disse er:

- Redusert varmebehov med ny byggestandard. Det milde klimaet på Jæren tilsier egentlig at oppvarmingsbehovet er forholdsvis lite, selv om bygningsmassen per i dag ligger på landstoppen i energikonsum (SSB 1999).
- Store anlegg gir høye investeringer. Et skille i ansvar for utbyggingskostnader og driftskostnader, eventuelt en kortsiktig økonomisk horisont kan derfor representere barrierer.
- I mindre bygg uten vannbåren varme har man i utgangspunktet gjerne teoretisk sett et forholdsvis lite energiforbruk. Dersom det virkelige forbruket likevel er høyt vil det ofte være fordelaktig å gjennomføre tradisjonelle ENØK-tiltak før det investeres i varmepumper. Omfattende investeringer for å øke energieffektiviteten er derfor ikke aktuelt.

Regionalt potensiale

Det regionale potensialet er sterkt knyttet til hvor stor andel av energiforbruket som kan dekkes av lavtemperatur varme, her vil antall bygninger med vannbåren varme stå helt sentralt.

Jæren ligger for det meste i Norges mildeste klimasone, (Sør-Norge kyst), slik at klimapåvirkede energikildene holder høy temperatur. De klimatiske forholdene gjør med andre ord forutsetningene meget gode for utnyttelse av naturlige varmekilder. Økonomien i slike prosjekter forutsetter at varmeforbruket som dekkes er forholdsvis høyt. Tall fra SSB indikerer at energiforbruket i bygningsmassen i området ligger over det klimasonen skulle tilsi. Ved inndeling i klimasoner er det imidlertid kun

temperaturstatistikk som ligger til grunn. Vind og sol er neglisjert (Tokle et al 1999a). En betydelig andel av Jærregionens energiforbruk til oppvarming kan tilskrives vind, og varmepumper vil dermed være særdeles velegnet, i og med at forbruket blir forholdsvis høyt til tross for det milde klimaet.

For Jæren kan det antas at det i områder nær sjø eller åpent vann vil være naturlig å vurdere varmepumper som oppvarmingsalternativ. Dersom naturgass gjøres tilgjengelig kan dette være et godt alternativ til å dekke spisslast, den vil også være aktuell for drift av selve varmepumpen.

4.2.4 Solenergi

Utnyttelsen av solenergi deles gjerne i såkalte passive og aktive systemer. Passive systemer leder solstråling inn i f.eks. bygninger og utnytter dette direkte til belysning og varme. Slike systemer har sin fremste anvendelse til oppvarming og belysning av bygninger, og teknologien er karakterisert av innovative materialer med effektive lys- og varmeledningsegenskaper. Bruk av passive solvarmesystemer er beregnet å kunne redusere behovet for konvensjonelt tilført energi med alt fra 5% til 30%, i Norge typisk 15-25%. Noen systemer som leder og utnytter dagslys optimalt inn i rom kan i visse tilfeller redusere behov for elektrisk belysning med opptil 75%.

Karakteristiske trekk ved energikilden

Solenergi er i prinsippet en energikilde med høy energikvalitet, men i praksis har en imidlertid i liten grad klart å utvikle teknologier som effektivt utnytter den. Dette illustreres av at høykvalitet solceller i dag normalt omformer mindre enn 15% av den innfallende solenergien til elektrisitet. Solenergi er derfor foreløpig best egnet til varmeproduksjon, og i likhet med varmepumper vil lønnsomheten øke når temperaturkravet reduseres. Tilgjengeligheten til solenergien har en komponent av uregelmessighet gitt av værforhold, samt en regelmessig variasjon som funksjon av tid på døgnet og året. Intensiteten i solenergien er i motfase med det norske oppvarmingsbehovet, i og med at tilgangen er størst om sommeren, og gir derfor ingen garanti for reduksjon i effektbehov i topplastperioder. Det er imidlertid vanlig å kombinere termiske solfangere med et varmelager, eksempelvis en stor vanntank. Dette kan bidra til å glatte ut effekttoppene noe.

Status og utvikling

I Norge var det i 1998 installert omtrent 5 000 m² solfangere for oppvarming av varmtvann og bygninger, som svarer til 1,5 GWh/år. De installerte anleggene dekker som oftest enten for oppvarming av svømmebasseng eller av bygninger (NOU 1998: 11).

Solceller og konsentrerende solfangere er ikke aktuelle for norske forhold i overskuelig fremtid, (med unntak av solcellenes nisjemarkeder som batteriladning på hytter, i båter og på fyrlykter m.m). Vi går derfor ikke nærmere inn på disse teknologiene her.

I *passive solvarmesystemer (Solar arkitektur)*, gjøres bevisste valg av bygningsløsninger med sikte på å rasjonalisere energibruken, er det mulig å bygge boliger med kun 25% av den energibruken en konvensjonell bolig av samme størrelse har.

Aktive solvarmesystemer er systemer som fanger opp, lagrer og videretransporterer varmeenergien. Solfangersystemene er karakterisert av materialer med gode absorpsjonsegenskaper, og transportsystemene er gjerne vann- eller luftbaserte.

Typiske anvendelsesområder for aktive solvarmesystemer er:

- *Boliger*: Systemer for både varmtvannsberedning og romoppvarming er ennå forholdsvis nytt, men er i dag kommersielt tilgjengelig i det norske markedet.
- *Soloppvarmede svømmebasseng*: Disse systemene er velutviklet og kommersielt tilgjengelige i de fleste land.
- *Større varmtvanns- og prosessvarmeanlegg*. Pilot-/demonstrasjonsanlegg er i drift i flere land.
- *Større soloppvarmingsanlegg*. Systemer både med og uten varmelager er under utvikling i flere land med temperert klima.

Økonomi

Forholdsvis enkle tiltak for passiv utnyttelse av solvarme er kostnadseffektive allerede i dag. Kostnadstillegget for å bygge inn disse i nye boliger og næringsbygg ligger i dag typisk i området 2 til 10%, men er stadig synkende. Aktive systemer vil kreve større investeringer. Typiske kostnadstall knyttet til aktive solvarmesystemer er gitt i tabell 4.4.

Tabell 4.4: Kostnader ved solvarmesystemer

Investeringskostnader	1700 - 5000 kr./m ²
Driftskostnader	2-15 øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	20-70 øre/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	30-60%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	30-50%

Kilde: IEA 1997a

Her vil det imidlertid være avgjørende hvilke forbruksformål som dekkes, slik at en energipris ned mot 20 øre ikke kan forventes med hensyn til vanlige oppvarmingsformål

i bygninger, men er realistisk for forbrukere med jevnt høyt forbruk av lavtemperatur varme.

Barrierer mot utbygging

Aktive solvarmesystemer:

- Er forbundet med forholdsvis høye investeringer, hvorav hoveddelen er knyttet til varmelager og distribusjonssystem.
- Det er ennå mangel på kunnskap om aktive solvarmesystemer hos de fleste aktører i markedet, fra byplanleggere og produsenter til installatører og sluttbrukere.

Passive systemer:

- Det er ennå en tendens innen byggesektoren å fokusere på deler av energibruken, som f.eks. romoppvarming og varmtvannsberedning, hver for seg. For å fullt ut utnytte passiv solvarme er det nødvendig å se på energibruk og utforming av bygningen under ett.
- For at en bygning skal kunne bygges med fullt inkorporert og effektivt fungerende passiv solvarme og rasjonell energibruk, trengs det utvikling av flere beregningsverktøy som gjør det mulig å vurdere de enkelte tiltakene, vekselvirkningen mellom dem og de resulterende energibesparelsene.
- Det mangler gode utprøvningsfasiliteter for å utprøve nye og innovative komponenter og teknikker.

Regionalt potensiale

Jæren ligger i et område som tilsier at solinnstrålingen er stor etter norske forhold, men klimasonen innebærer at det er et forholdsmessig lite samsvar mellom innstrålingen og det sesongavhengige oppvarmingsbehovet. Her er det imidlertid en betydelig usikkerhet som følge av manglende hensyn til vinden i klimasoneinndelingen. Solvarmeløsninger stiller sterkere dersom vind bidra til å forlenge fyringssesongen utover vår og høst. Dette fordi sesongen med oppvarmingsbehov da forlenges inn i måneder med betydelig solinnstråling. Dersom en bygning baserer oppvarming på vannbåren gulvvarme med et varmelager, vil ekstrakostnadene ved å installere solfangere være forholdsvis små, men kostnadseffektiv utnyttelse av solvarmen tilsier uansett at den bare utgjør en begrenset del av det totale varmeforbruket.

4.2.5 Geotermisk energi

Geotermisk varme utgjør en formidabel ressurs i det den teoretisk tilgjengelige energimengden for de 5 ytterste kilometrene er i størrelsesorden 140×10^{24} J, eller ca 40×10^9 TWh. I EU's "Bluepaper on geothermal energy" vurderes geotermisk energi, sammen med vannkraft og bioenergi som de eneste fornybare energikildene som på kort

sikt har potensial til å gi betydelige reduksjoner i utslipp av drivhusgasser. De to mest aktuelle geotermiske ressursene er:

- Hydrotermiske ressurser
- Hot dry rock

Utnyttelse av geotermisk energi har vært konsentrert rundt hydrotermiske ressurser i akvifer formasjoner. Hydrotermiske ressurser inneholder varmt vann og/eller damp lagret i oppsprukket eller porøst fjell. Dybden vil typisk være fra 100m til 4500m. Utvinning av slike ressurser krever et produksjonshull for å ta ut vann, og eventuelt et injeksjonshull for å bli kvitt det kalde vannet etter nedkjøling. Dersom vannet er egnet kan en selvsagt velge en enklere løsning der man har et egnet sluk, eksempelvis sjø.

I 70-årene ble “Hot dry rock”- konseptet utviklet, hvor en trekker varme ut fra fjell, ved å injisere vann. Tradisjonelt har en da boret et tur- og et retur-hull, og skapt forbindelse mellom dem ved å spreke opp fjellet mellom dem (hydraulisk trykking).

Karakteristiske trekk ved energikilden

Typisk vil temperaturen øke med et snitt på 30-35°C per km man beveger seg innover i jordskorpen. Her vil det imidlertid være meget store variasjoner avhengig av geologiske forhold. Energikvalitet i varmekilder er en funksjon av temperaturdifferanse. For geotermisk energi øker dermed energikvaliteten med dybden. Per i dag vil det være aktuelt med elektrisitetsproduksjon når temperaturen overstiger 150°C, mens det for lavere temperaturer er aktuelt med fjernvarmesystemer.

Tilgjengeligheten av energien påvirkes bare av teknologien og varmen er med andre ord alltid tilgjengelig forutsatt at man ikke har tekniske problemer. Normalt vil imidlertid uttaket av varme være større enn tilsiget, slik at et borehull kan forventes å ha en begrenset levetid på fra 30 til 50 år.

Status og utviklingstrekk

Det ble i 1996 produsert ca 42 TWh elektrisitet hovedsakelig lokalisert i Amerika og Asia. I år 2000 forventes produksjonen å nærme seg 90 TWh, og i tillegg kommer den termiske utnyttelsen som i 1996 var på over 35 TWh.

Miljø

Miljøeffektene vil i prinsippet kunne gjøres meget lave, men det kan være fare for lokal forurensing av grunnvann. Risikoen for dette er avhengig av valg av tekniske løsninger samt geologiske forhold i umiddelbar nærhet av brønnene.

Økonomi

Geotermisk energi vurderes som konkurransedyktig med tradisjonelle energikilder dersom også eksternaliteter tas med i de økonomiske betraktningene. Geotermisk varme kan i prinsippet utnyttes over alt, men barrieren på kostnadssiden, som i stor grad er borekostnadene, begrenser utnyttelsen til områder der varmen er lett tilgjengelig. På Rikshospitalet i Oslo er det bygget et pilotanlegget på 2 MW som er kostnadsberegnet til 21 millioner kroner. Dette vil gi en energipris på vel 18 øre/kWh. Dersom anlegget bygges for å yte 6-8 MW, sies energiprisen å komme ned i 11 øre/kWh (NOU 1998:11). Dette er imidlertid tall som er meget usikre, i og med at de tekniske løsningene for varmeopptak ikke er godt utprøvd.

Barrierer mot utbygging

I Norge er det betydelig tvil om hvorvidt det finnes geologiske forhold som er egnet for dagens teknologiske løsninger. Geotermiske anlegg har høye kapitalkostnader kombinert med høy risiko knyttet til produsert energimengde. Detaljerte geologiske forhold som er avgjørende for kvaliteten på ressursene, er vanskelig å forutsi uten investeringer i boring og brønntesting.

Regionalt potensiale

Jærregionen kan ikke forventes å ha geologiske forhold som tilsier at det satses på geotermisk energi ut fra kortsiktige bedriftsøkonomiske betraktninger. Likevel har regionen kompetansemiljøer knyttet til oljeindustrien som vil kunne bidra til å videreutvikle teknologiske løsninger med et betydelig markedspotensial. Det kan derfor være aktuelt med et pilotanlegg i regionen. Størrelsen på et slikt anlegg vil normalt være betydelig.

4.2.6 Naturgass

I 1998 var den norske produksjonen av naturgass 43,6 milliarder Sm³, svarende til 430 TWh. Ved utgangen av 1998 var Norges påviste utvinnbare naturgassreserver estimert til 1200 milliarder Sm³ naturgass, eller om lag 1 prosent av verdens samlede reserver. Med dagens produksjon er reservene estimert til å var i mer enn 100 år.

Naturgass i den form som utvinnes fra gassfeltene, består normalt av en blanding av våtgass og tørrgass. Våtgassen egner seg dårlig for rørtransport over lengre avstander fordi den inneholder kondenserbare hydrokarboner som blant annet propan og butan. Disse skilles derfor ut i et prosesseringsanlegg som kondensat, og videre transport kan skje i tank. Tørrgassen som distribueres til sluttbruker består så av omtrent 85 prosent metan. (NOU 1998:11).

Karakteristiske trekk ved energibæreren

Naturgass er en energibærer med meget høy energikvalitet. Den kan derfor effektivt dekke de fleste typer energibehov. Høy energitetthet gjør den også gunstig for lagring og transport både i gass og væskeform. Lokalt kan naturgassen distribueres ved lavt trykk, (under 4 bar). For transport mellom regioner vil det være naturlig å komprimere gassen i betydelig større grad. Ved komprimering til trykk på 200-300 bar betegnes gassen som Compressed Natural Gas, eller CNG. For transport over store avstander, eller for effektiv lagring kan gassen kjøles ned til flytende form og betegnes da som Liquefied Natural Gas, LNG. Volumet reduseres da omtrent 600 ganger i forhold til gassvolumet ved standard temperatur og trykk. Gassen kan da lagres og transporteres i kjølte trykktanker. Både CNG og LNG kan anvendes som drivstoff i transportmidler (Bertelsen 1999).

Naturgass skiller seg ellers fra de fleste andre energibærere, ved at den kan være råstoff for produksjon av høyverdig protein, som så kan inngå i matindustriell næring.

Miljø

Utslippene fra forbrenning av naturgass begrenser seg i hovedsak til karbondioksid, (CO₂), og nitrogenoksider (NO_x). Karboninnholdet i gassen er lavere enn i andre fossile energikilder. Naturgassen har med andre ord forholdsvis beskjedne lokale miljøkonsekvenser, sammenliknet med annet brensel. Likevel er gassen en fossil energikilde, og gir en negativ global miljøeffekt gjennom utslipp av klimagasser. Metan er forøvrig selv en sentral klimagass.

Tabell 4.5 viser de viktigste utslippene fra naturgassbasert energiproduksjon. Tallene for NO_x utslipp vil i stor grad være teknologiavhengige, og disse kan derfor variere betydelig.

Tabell 4.5: Utslipp av NO_x ved bruk av naturgass

Anvendt teteknologi	Typisk års-virkningsgrad	CO ₂ i Tonn/GWh	NO _x i Tonn/GWh
Gassturbinverk	40%	500	0,025
Kombikraftverk	58%	345	0,017
Kogenerering	85%	235	0,012
Varmeproduksjon	85%	235	0,012

Kilde: NOU 1998: 11:272

Økonomi

Totale produksjonskostnader for gasskraft i Norge antas å ligge i området 13-20 øre/kWh. Nedre grense svarer til en kalkulasjonsrente på 5 prosent og gasspris på 40 øre/Sm³. Den øvre grensen svarer til en kalkulasjonsrente på 7 prosent og en gasspris 70 øre/Sm³. Variable kostnader knyttet til brensel og drift utgjør mellom halvparten og to tredjedeler av de totale produksjonskostnadene. Disse kostnadsestimatene forutsetter at det ikke er nødvendig med rensing av NO_x. Dersom katalytisk NO_x-rensing er nødvendig vil dette øke produksjons-kostnadene med omtrent 2 øre/kWh. En CO₂ avgift på 200 kr/tonn CO₂ gir et tillegg til produksjonskostnaden på om lag 7-8 øre/kWh. Effekten av mulig kvotehandel med CO₂ er vanskelig å forutsi kvantitativt, men rent kvalitativt kan en si at kvotehandel med moderate priser vil styrke naturgassens posisjon i forhold til kull og olje, mens svært høye kvotepriser kan svekke konkurranseevnen til fordel for kjernekraft og fornybar energi.

NVE har i konsesjonsbehandlingen av Naturkrafts to gasskraftverk, anslått den samfunnsøkonomiske verdien på naturgass, ved de aktuelle byggestedene til å være i området 50-60 øre/Sm³ (NOU 1998:11).

Ved varmeutnyttelse av gassen vil en gasspris 70 øre/Sm³ svare til en brenselpris på litt over 6 øre/kWh_v, men dette krever normalt et omfattende er det distribusjonssystem. NVE opererer med erfaringstall fra Gasnor som tilsier en investeringskostnad på gassnett svarende til 1500 kr/kW.

Regionalt potensiale

Naturgassens egenskaper tilsier at den om ønskelig kan dekke en meget stor andel av veksten i energibehovet på Jæren. Potensialet begrenses ikke av ressurstilgangen, men av høye kostnader knyttet til nødvendig ny infrastruktur i form av rørledning. Det begrensede energiforbruket i regionen kombinert med nærhet til Kårstø, ilandføringsstedet for gass, tilsier at CNG (Compressed Natural Gas) transportert med bil kan være en mer velegnet distribusjonsform for gassen. Gasnor har planer for å legge en gassledning til Stavanger og Nord-Jæren. Markedet er tenkt å være større industribedrifter, nær- og fjernvarmesystemer, samt veksthusnæringen og eventuelt transportsektoren.

4.2.7 Olje

Den norske produksjonen av råolje var i 1998 på 1,062 milliarder fat, svarende til 1667 TWh. Råolje i sin opprinnelige form er ikke egnet som brensel. Den gjennomgår derfor en raffineringssprosess som gir ulike oljeprodukter med forskjellig kokepunkt, fra propan/butan til tunge fyringsoljer og asfalt. Mellomliggende produkter er blant annet bensin, nafta, parafin, diesel og lettere fyringsoljer. I 1997 utgjorde petroleumsprodukter (unntatt gass) omtrent 11 % av primærenergiforbruket i den norske boligmassen.

Karakteristiske trekk ved energibæreren

Oljeproduktene har meget høy energikvalitet, og kan derfor dekke de fleste forbruksbehov. De dominerer i dag hele transportmarkedet fordi energitettheten er meget høy, lagringsegenskapene gode, og brukervennligheten dermed stor. Av samme grunn blir olje også anvendt til stasjonær fyring, og i visse tilfeller kraftproduksjon.

Miljø

Forbrenning av oljeprodukter medfører en rekke utslipp og det er derfor betydelige negative miljøeffekter knyttet til et høyt oljeforbruk. Tabell 4.6 viser de viktigste utslippene fra oljebasert energiproduksjon.

Tabell 4.6: Utslipp ved bruk av olje til oppvarming.

Brensel	Typisk virkningsgrad	Utslipp i tonn/GWh			
		CO ₂	NO _x	SO ₂	Støv
Fyringsolje lett	60-85%	450-320	0,28-0,20	0,57-0,4	0,04-0,03
Fyringsolje tung	60-85%	450-320	0,71-0,50	2,8-2,0	0,18-0,13

Økonomi

Prisen på fyringsolje har siden 1986 og frem til og med 1998 ligget lavere enn strømprisen, men den svinger betydelig avhengig av prisene på råolje. Investeringskostnader knyttet til forbrenning av olje er forholdsvis moderate. For vanlig oppvarming er det kun elektrisitet som er rimeligere mht investeringsbehov. En oljekjel med en varmeeffekt på 5-10 MW vil ha spesifikk investeringskostnad på 300 kr/kW. Brenselkostnadene vil i stor grad svinge med råoljeprisen. Prisene vil også variere avhengig av volumet som kjøpes, men "veiledende" priser kan forventes å ligge mellom 35 og 40 øre/kWh, (forutsatt et energiinnhold på 10 kWh per liter). (Grønli 1999).

Regionalt potensiale

Olje og oljeprodukter kan dekke det meste av energibehovene i regionen, men forbruket bør av hensyn til klima- og miljøpolitikken modereres. Forholdsvis beskjedne investeringskostnader gjør oljeprodukter velegnet for dekking av spisslast i energisystemer basert på varmpumper, solenergi, eller annen varmeproduksjon hvor effektkapasiteten er dimensjonert etter grunnlast, eller ressurstilgangen er variabel.

4.2.8 Bioenergi

Utvinning av energi fra biologisk råvare er et stort og mangfoldig område. Teknologiene varierer avhengig av hvilket energiråstoff en skal bruke, og hvilke energiprodukter som skal produseres. Med dagens bioenergiteknologier utvinnes primært varme ved forbrenning, som eventuelt kan utnyttes til sekundært å produsere elektrisitet. Alternativt kan det utvinnes biogass, eller flytende brensel i form av alkoholer og biooljer fra biomassen. Fast biomasse og biogass er per i dag de mest aktuelle bioenergiformene i energiplansammenheng, og i det følgende blir disse områdene beskrevet hver for seg.

Fast biomasse

Trevirke er den vanligste formen for bioenergi. Imidlertid er det også mulig å utvinne energi ved forbrenning av gjødsel, organisk avfall, husholdnings- og industriavfall mm. Brenselet kan forbrennes uforedlet eller foredlet. Foredlet avfallsbrensel (FAB) fremstilles oftest i form av brikker, pellets eller pulver og forbrennes i spesielle ovner. FAB kan i tillegg til fornybar råvare også inneholde ikke-fornybare råstoffer, eksempelvis plastavfall. Den helt dominerende mengden med fast biobrensel i Norge utgjøres imidlertid av ved, bark, flis og annet sekundært trevirke fra skogbruks- og trevirkeindustrien.

Karakteristiske trekk energibæreren

Fast biomasse er en energikilde med høy energikvalitet og gode lagringsegenskaper. Energitettheten er imidlertid langt lavere enn tilfellet er for de fossile energikildene, og varierer fra brensel til brensel sterkt avhengig av fuktigheten. Biomassen er derfor generelt sett dårligere egnet til transport over store avstander enn fossile brensel.

Status og utvikling

Det totale registrerte forbruket av bioenergi var i 1998 på landsbasis 12,8 TWh. Av dette brukte husholdningssektoren ved, kapp og plankerester tilsvarende 6,4 TWh. Treforedlingsindustrien brukte 3,3 TWh biobrensel. Trevareindustrien og annen industri benyttet bark, flis og annet treavfall tilsvarende omtrent 2 TWh. (OED 2000). Annen avfallsforbrenning utgjorde i overkant av 1 TWh (St. meld. nr. 8 1999-2000).

Det er ikke forventet nevneverdig økning i forbruket av ved i nær fremtid. Sagbrukene og treforedlingsindustrien har en årlig brutto energiproduksjon på i overkant av 5 TWh, og potensialet er estimert til 7,2 TWh. Utnyttelse av skogsflis kan ha et potensiale på 7,4 TWh varme per år, (Norsk bioenergiforenings hjemmesider). I de senere årene har det vært en økt aktivitet innen bearbeidelse og videreforedling av biobrensel. Betydelige mengder foredlet biobrensel eksporteres til Sverige. Biopellets og brikker gjør biobrensel mer egnet for lagring, transport og bruk i automatiserte forbrenningsanlegg (OED 2000).

Forbrenningsanlegg for fast brensel produserer i første rekke varmeenergi. Effektiv utnyttelse av denne er avhengig av at en har vann- eller dampbårne varmedistribusjonssystemer til de bygninger eller prosesser som skal nyttiggjøre seg av varmeenergien.

Mesteparten av komponentene i forbrenningsanlegg for biomasse er like de en finner i konvensjonelle varmeanlegg basert på fossilt brensel. Hovedforskjellen ligger i forbrenningskammeret, siden biomasse i forhold til fossilt brensel har en lavere energitetthet, høyere fuktighetsinnhold, og utvikler større mengder aske. Utnyttelsesgraden en kan oppnå ved å forbrenne biomasse avhenger av temperatur- og trykkforhold i kjelen og dampturbinen. Store anlegg (flere GW) har fordeler i forhold til mindre, ved at de ofte kan rettferdiggjøre investering i utstyr som kan gi høyere utnyttelsesgrader enn små anlegg (noen få MW).

Økonomi

Typiske kostnadstall knyttet til forbrenning av fast biomasse er gitt i tabell 4.7.

Tabell 4.7: Kostnader ved forbrenning av fast biomasse

Investeringskostnader	18.500 - 26.000 kr/kW installert effekt
Driftskostnader	1.500 – 2.600 kr/kW installert effekt
Energipris med dagens teknologi	35 - 60 øre/kWh
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	5 %

Kilde: IEA 1997a

Normalt vil vanlig vedfyring være forbundet med lavere kostnader som følge av selvhogst og lignende. Det kan forventes betydelig lavere tall knyttet til forbrenning av avfallsbasert biomasse, i og med at brenselet her vil ha en negativ pris som gjenspeiler alternativkostnadene ved deponering/resirkulering. Typiske kostnadstall knyttet til forbrenning av fast avfall er gitt i tabell 4.8.

Tabell 4.8: Kostnader ved forbrenning av avfall

Investeringskostnader	60.000 - 75.000 kr/kW
Driftskostnader	3.500 - 5.500 kr/kW
Energipris med dagens teknologi	15 - 110 øre/kWh
Forventet endring i investeringskostnader de neste 10 år:	Økning

Kilde: IEA 1997a

Miljøaspekter

Forbrenning av trevirke kan gi relativt høye utslipp av sot, CO og NO_x, dersom det ikke brukes moderne ovner. Partikkelutslipp vil kunne være problematisk i tettbygde strøk, dersom det fyres med mange små enheter. I større anlegg vil det være naturlig å ha et renseanlegg for støv. Ved forbrenning av avfallsbasert brensel kan avgasser og aske inneholde en rekke uønskede komponenter som for eksempel tungmetaller. Det er derfor strenge utslippsbegrensninger kytet til slik forbrenning. Dette vil normalt tilsi en omfattende renseprosess av avgassene, og en askefraksjon som kan måtte defineres som spesialavfall.

Regionalt potensiale

Fyring med fast biobrensel utgjør i følge tall fra SSB omtrent 0,2 TWh, manglende skogbruks- og trevareindustri gjør at tilnærmet hele forbruket skjer i boligmassen. Vekstpotensialet knyttet til utnyttelse av ren biomasse er begrenset som følge av lite lokal skogsdrift, og høye transportkostnader dersom biomassen skal importeres til området. Avfall er imidlertid en lokal ressurs, med et betydelig potensiale.

I avfallsplanen for Rogaland estimeres potensialet for FAB til å være omtrent 40 000 tonn i år 2000. Med en energitetthet på 3-3,5 kWh/kg gir dette en energimengde på 120-140 GWh. Jæren genererte i 1998 omtrent 67% av fylkets totale avfallsmengde. Dersom dette forholdet også gjelder potensialet for FAB vil energipotensialet for Jæren ligge på omtrent 80-100 GWh. FAB slik det er present i avfallsplanen er tenkt brukt i små anlegg. Større anlegg vil stille mindre krav til kvaliteten på brenselet, og potensialet vil dermed øke. På landsbasis er energipotensialet i avfall estimert til 3,5 TWh, i St. meld. nr. 8 1999-2000, og 5 TWh i NOU 1998:11. Dersom vi antar at forholdstallet mellom kommunal avfallsmengde på regionalt og nasjonalt nivå er representativt også for energipotensialet, vil en i IVAR- området ha et potensial på mellom 200 og 300 GWh. Med en 2% årlig vekst⁵ i avfallsmengde vil potensialet kunne øke med nær 50% i løpet av energiplanperioden.

Biogass

Biomasse kan nedbrytes av mikroorganismer uten tilgang på oksygen i en såkalt *anaerob* nedbrytning eller fermentering. Ved slik nedbryting av biomasse produseres det gass som er rik på metan (CH₄). Blandingsforholdet er typisk 60-70% CH₄ og 30-

5 SSB har i sine fremskrivninger for avfallsmengder fra 1995 til 2010 anslått en vekst for avfall i kommunal renovasjon svarende til 1,3% per år. Jæren forventer en vekst i befolkning og næringsvirksomhet som ligger betydelig over landsgjennomsnittet, noe som vil gjenspeile seg i avfallsgenereringen.

40% CO₂ pluss noen sporgasser. Opptil 60% av det organiske materialet kan konverteres til biogass.

I prinsippet kan derfor biogass og naturgass mates inn i samme ledningsnett for gassforsyning. I praksis er det imidlertid ofte slik at biogassen må oppgraderes for å oppnå samme renhet og metankonsentrasjon som naturgassen. Kostnadene for slike oppgraderingsanlegg har hittil vært en barriere for utstrakt innmating av biogass i naturgassnett.

Status og utvikling

Etter at Miljøverdepartementet har pålagt avgassing av de største deponiene er det nå registrert 45 deponigassanlegg i Norge som til sammen produserer 360 GWh biogass. Det meste av denne gassen fakles uten at energien utnyttes. Beskjedne 11 GWh elkraft og 25 GWh varme blir utnyttet.

Det er registrert 17 bioreaktorer til behandling av kloakkslam i renseanlegg. Disse reaktorene produserer en gassmengde tilsvarende 80 GWh. I tillegg er det registrert 2 reaktorer innenfor næringsmiddelindustrien, 3 reaktorer i annen industri og 2 reaktorer til behandling av gjødsel på gårdsbruk (Kilde: Norsk bioenergiforenings hjemmesider).

Teknologier for anaerob nedbrytning finnes over hele skalaen av modenhet. Noen prosesser er eksperimentelle, mens andre har nådd kommersielt nivå, for eksempel våte prosesser for behandling og rensing av kloakk. De siste ti år har det funnet sted en teknologiutvikling omkring utnyttelse av dyregjødsel sammen med organisk avfall fra industri og husholdninger, basert på de samme prosessene som ved kloakkrensing. Slik teknologi kan bli kommersiell i energiplanperioden, men krever en kostnadseffektiv innsamling av husdyrgjødsel⁶. Reaktorer for fermentering av avfall er også en teknologi som i økende grad nærmer seg fullskala kommersialisering. Trenden vil sannsynligvis gå i retning av i størst mulig grad å behandle avfall forut for deponering. Et typisk anaerobt behandlingsanlegg for våtorganisk avfall produserer gjerne 100 standard m³ biogass per tonn avfall, noe som gir et energiinnhold på ca. 600 kWh/tonn. Anvendt i et kogenereringsanlegg vil dette bety ca. 150 kWh elektrisitet, 360 kWh varme og 90 kWh tap (15%).

Termisk gassifisering eller pyrolyse representerer alternative måter å produsere brennbare gasser på. Dette er naturlige prosesser tidlig i en forbrenningsprosess. Pyrolyse forekommer når et brensel varmes opp uten tilgang til oksygen. Gassifisering innebærer at brenselet forbrennes med underskudd av oksygen. I begge tilfeller produseres brennbare gasser som kan anvendes i gassmotorer. Teknologi for slik gassproduksjon finnes i dag kommersielt tilgjengelig, men har foreløpig ikke skaffet seg noen markedsandel av betydning.

⁶ Dette betyr i praksis at den forutsetter store mengder dyr som holdes innendørs en stor del av året.

Miljøaspekter

Biogass vil ved forbrenning medføre en større lokal miljøbelastning enn tilfellet er med naturgass. I klimasammenheng er imidlertid biogassen å sammenlikne med annen bioenergi, og betraktes som nøytral. Metanen i biogassen representerer imidlertid en meget potent klimagass.

Økonomi

I Mellom-Europa ut til at fermenteringsanlegg vinner terreng i forhold til komposteringsteknologien, som følge av mulighetene for kogenerering av strøm og nyttevarme. Typiske kostnadstall knyttet til anaerob nedbrytning av avfall er gitt i tabell 4.9.

Tabell 4.9: Kostnader ved produksjon av biogass

Investeringskostnader	1.800 - 3.500 kr/kW
Energipris med dagens teknologi	15 - 100 øre/kWh
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	5 - 10 %

Kilde: IEA 1997a

Barrierer mot utbygging

Sammensetningen av avfallet er av stor betydning for at fermenteringsprosessen skal forløpe optimalt. Avvik fra optimal sammensetning kan føre til driftsmessige problemer. Nyere reaktorteknologier utarbeides imidlertid med sikte på å løse dette problemet. I og med at metan betraktes som en meget kraftig klimagass, vil en i tiden fremover tilstrebe minimale utslipp. Det har vist seg vanskelig å få til en effektiv innsamling av deponigass, noe som tilsier at det er desto viktigere å redusere produksjonen i deponiene. Slike reduksjoner kan påvirke energipotensialet i negativ retning.

Regionalt potensial

Rogaland har landets største utslipp av metan, noe som i stor grad skyldes utslipp fra husdyrnæring, samt noe utslipp fra fyllplasser. Potensialet for utnyttelse av biogass fra husdyr reduseres imidlertid når dyrene er utendørs store deler av året. Det er derfor tvilsomt om slik energiutnyttelse fra husdyr er aktuelt med mindre det skjer i en bevisst strategi for å redusere klimagassutslippene i regionen. Utslipp fra fyllplasser vil kunne utnyttes betydelig mer kostnadseffektivt. Årlig brutto tilgjengelig energimengde fra deponigass samlet inn på Sele er beregnet til 40-50 GWh. Dette blir foreløpig bare faklet (IVARs hjemmeside).

4.3 Energiteknologi

Bioenergi og fossil energi omformes fra kjemisk energi til varme og eventuelt elektrisitet gjennom oksidasjonsprosesser. Per i dag skjer dette hovedsakelig i form av forbrenning ved høy temperatur. Latent energi frigjøres og avgir varme. Denne energien kan utnyttes på ulike måter, og i det følgende presenteres noen vanlige teknologier for utnyttelse av fossilt brensel.

4.3.1 Varmeproduksjon

Varmen som skapes i forbrenningsprosessen, kan enten brukes direkte, eksempelvis til å produsere varmtvann eller damp, eller den kan brukes til kraftproduksjon. Virkningsgraden ved forbrenning kan variere betydelig. Forbrenning i åpne ildsteder kan gi en virkningsgrad på under 10 prosent, mens det for lukkede ovner kan oppnås virkningsgrader på over 90 prosent.

Mindre forbrenningsanlegg

Punktoppvarming i form av peis, kaminer eller vedovner er alle løsninger der varmen tradisjonelt sett spres ut i rommet uten bruk av varmedistribusjonssystemer. Brensel kan være ulike former for bioenergi, olje eller gass. Gassløsninger skiller seg fra de andre ved at god forbrenning og rene avgasser kan gjøre den tradisjonelle pipen overflødig.

Bruk av vedfyring til oppvarming har økt i Norge de siste år, og spesielt siden høsten-96. Fyring på lav last og med liten lufting gir imidlertid ufullstendig forbrenning og betydelig utslipp av tjærestoffer, PAH og partikler. I de siste årene har derfor ovnsprodusentene arbeidet med å utvikle ovner som gir god forbrenning også ved lav varmelast, og myndighetene har skjerpet kravene til utslipp og energieffektivitet i nye ovner. Kaminer finnes for både olje, gass og pellets, og gir normalt bedre forbrenning og betjeningskomfort enn tradisjonelle vedovner. De vil derfor kunne oppnå en miljøvennlig forbrenning. Utslippene vil være avhengig av brenselet, men med gass vil som nevnt de lokale miljøeffektene være minimale.

Forbrenningsbasert sentralvarmeanlegg

Tradisjonelt fyres et slikt anlegg med olje, men det kan også være aktuelt med biobrensel, og da primært pellets. I eldre anlegg regnes det gjerne med en virkningsgrad på omtrent 60%. Moderne anlegg med lavtemperatur distribusjon av varmen bør kunne oppnå virkningsgrader på mellom 80 og 90%. Det vil da også være mulig å kombinere oppvarming med mer lavkvalitet energikilder som varme fra varmpumper, eller solvarme. For optimal dimensjonering av disse anleggene vil det uansett være behov for en spisslastdekning og backupsystem som typisk vil være olje, gass eller elektrisitet.

Biobrenselanlegg vil normalt representere for høye investeringskostnader dersom det kun er tenkt å dekke spisslasten.

Større forbrenningsanlegg

Større gassfyrte kjelanlegg er av samme basisdesign som oljefyrte anlegg, og i praksis kan rundt 80-90% av industrikjeler konverteres fra olje til gass (Grønli 1999). Det finnes en rekke typer brennere hvorav noen også kan kombinere olje og gass. Utnyttelse av bioenergi i denne typen kjeler er også mulig, enten ved bruk av biogass/bioolje, eller i form av spesialdesignede pelletsbrennere, disse er imidlertid foreløpig betraktet som kostbare løsninger.

I nærvarme og fjernvarmeanlegg samt hos storforbrukere av varme kan det være aktuelt med et fastbrenseanlegg. Tradisjonell teknologi på dette området er normalt beregnet på forbrenning av et rent ensartet brensel som flis, pellets eller briketter basert på rent trevirke. Forbrenning av brensel som ovnen ikke er designet for, kan gi både tekniske og miljømessige problemer. Flexibiliteten med hensyn til brensel øker normalt med størrelsen på anlegget, som følge av bedre og mer fleksible kontroll- og rensesystemer, og eventuelt mer robust mekanikk.

Et eksempel på ovner med høy brenselsflexibilitet er virvelsjiktovner. Dette er en forholdsvis avansert teknologi som gir meget gode forbrenningsmuligheter, og høye investeringskostnader kan dermed til en viss grad oppveies av lave brenselspriser. Typiske anleggsstørrelser for virvelsjiktovner er på 5-10 MW og oppover. Som følge av det norske bosettingsmønsteret vil det ofte være vanskelig å finne avsetning for så store varmeleveranser.

En ny type fastbrenselovner er utviklet i Norge av firmaet Energos. Denne ovnen har også stor brenselflexibilitet som følge av meget effektiv styring og kontroll av forbrenningsprosessen. Teknologien er derfor godt egnet til energigjenvinning av mange forskjellige typer og blandinger av avfall. Dette er anleggstypen som er foreslått for det planlagte nærvarmeanlegget på Forus. Kraftverkene karakteriseres som små, men har likevel en størrelse på fra 6-12 MW, noe som for norske forhold ofte kan være for stort. For enda mindre anlegg er nye teknologier på vei inn i markedet. Dette gjelder blant annet Organic Power som har en teknologi utviklet ved Norges Landbrukshøgskole, på Ås. Her er ovner på ned til 1 MW under utvikling. Denne teknologien ser ut til å bli valgt for det planlagte biobrenselsanlegget til Lyse Energi og Felleskjøpet på Hillevåg.

Virkningsgraden på større forbrenningsanlegg for varmeutnyttelse kan ligge på omtrent 90%. Investeringskostnadene vil generelt ligge lavest for teknologier basert på rene brensel og da først og fremst olje og gass. Disse anleggene vil også ha lave personellkostnader, men brenselprisene varierer og kan bli høye. Forbrenning av rent trevirke vil for større anlegg være lite konkurransedyktig med mindre anlegget er plassert rimelig nær råstoffkilden.

4.3.2 Kraftproduksjon

Varmen fra forbrenning kan som nevnt omdannes elektrisitet. Dette skjer tradisjonelt sett ved hjelp av stempelmotorer, dampturbiner, og/eller gassturbiner. Andre metoder som stirlingmotorer eller brenselceller representerer spennende, men teknologisk sett umodne teknologier.

Dampkraftverk

Et dampkraftverk består i korte trekk av en dampkjel med brennere og en eller flere dampturbiner som driver en generator. Varmeenergien fra forbrenningen brukes til å generere damp som driver en dampturbin som så driver en strømgenerator. Brenselet i et dampkraftverk kan være kull, olje, naturgass eller biobrensel. Kull er det mest utbredte brenselet, og et kullkraftverk er vanligvis et dampkraftverk. Virkningsgraden for nye kullfyrte kraftverk i Nord-Europa ligger rundt 40 prosent, men et nytt avansert anlegg i Danmark, Nordjyllandsværket, får en virkningsgrad på 47 prosent. Gassfyrte dampkraftverk har en noe høyere virkningsgrad enn kullfyrte anlegg (NOU 1998: 11).

Gassturbinverk

I en gassturbin blandes komprimert luft og brensel i form av gass eller lettolje i et brennkammer. Den varme gassen ekspanderer gjennom turbinen til atmosfærisk trykk, og mekanisk arbeid overføres til akslingen på gassturbinen gjennom ekspansjonen. Noe av energien brukes til å drive kompressoren (som komprimerer luft), og resten går til produksjon av elektrisitet ved hjelp av en generator. Gassturbiner kan ha en virkningsgrad opp mot 40 prosent. Virkningsgraden er høyest i de største gassturbinene. Slike enkle gasskraftverk var tidligere de mest vanlige, og de bygges fortsatt. De kan være aktuelle til energiproduksjon i områder hvor gass er billig, eller for såkalte topp- eller spisslastverk som får liten driftstid, og der evnen til hurtige opp- og nedreguleringer er viktig.

Kombikraftverk (Combined Cycle)

Et kombikraftverk kan grovt beskrives som en kombinasjon av et gassturbinverk og et dampkraftverk. I et kombikraftverk vil kraft produseres både fra en gassturbin og fra en eller flere dampturbiner. Temperaturen på røykgassen fra en gassturbin vil være i området 450-590 °C, og en forbedring av virkningsgraden i kraftproduksjon oppnås ved at varmen fra denne utnyttes til å generere damp til en dampturbin. Typisk størrelse kan være fra 15 MW til 1 GW.

Et kombikraftverk fyres med gass. Aktuelle brensler er naturgass eller gasser framkommet ved forgassing av kull, tungolje eller biobrensel. Naturgass er det vanligste brenselet i et kombikraftverk. Lettolje kan være reservebrensel. For nye kombikraftverk er gjerne gassturbin, dampturbiner og en felles generator festet på samme aksling (single shaft). De største kombikraftverk med naturgass som brensel og med 1 aksling, har en ytelse på 420 MW (gasturbin 280 MW og dampturbiner 140 MW). I et

kombikraftverk vil det med samme brenselforbruk normalt kunne produseres 50 prosent mer elektrisitet enn i et gassturbinverk.

Både gassturbin- og dampturbinprosessen er godt utviklet hver for seg og kompletterer hverandre godt. Sammen gir de en virkningsgrad ved kraftproduksjon som er høyere enn hva som oppnås ved noen annen kraftproduksjon basert på fossile brenslere. Kombikraftverk kan ha opp mot 60 prosent virkningsgrad i kraftproduksjonen. De gasskraftverk Naturkraft AS ønsker å bygge er kombikraftverk basert på naturgass.

Kombikraftverk trenger kjølevann, mens gassturbinverk ikke har behov for dette. Kjølevannet slippes ut med en temperaturøkning på rundt 10 °C. Under full drift av et 700 MW stort kombikraftverk uten varmeleveranser til for eksempel et fjernvarmenett, vil om lag 30 prosent av den tilførte energien ledes vekk med kjølevannet. Resten av tapene forsvinner hovedsakelig med røykgassene (NOU 1998: 11).

Diesekraftverk

Diesekraftverk kan komme opp i ytelse på 70 MW elektrisitet per aggregat og oppnå en virkningsgrad på 50 prosent ved ren kraftproduksjon. Ved å utnytte eksosvarmen og kjølevannet til produksjon av varme kan virkningsgraden økes til over 80 prosent. Diesekraftverkene har relativt lave anleggskostnader, lite personellbehov og kort oppstarttid, men de har likevel forholdsvis høye driftskostnader. Med små modifiseringer kan dieselmotoren benytte gass som brensel. Med gass vil et kraftverk ha noe lavere virkningsgrad enn med diesel. Diesekraftverkene er først og fremst egnet som topplast-dekning og reservekapasitet, og har i de senere årene fått en økt utbredelse (NOU 1998: 11).

4.3.3 Kogenerering

Som tidligere nevnt har både fossile og fornybare brenslere en høy energikvalitet, som vi per i dag ikke er i stand til å utnytte fullt ut på en økonomisk forsvarlig måte. Dette viser seg i at omformingen til høykvalitet energi i form av elektrisk kraft gir en betydelig mengde lavkvalitet energi i form av spillvarme som biprodukt. Kraftproduksjon i varmekraftverk gir derfor mulighet for samtidig produksjon og leveranse av varme. Varme til forbrukere kan leveres gjennom et fjernvarmesystem.

For mindre anlegg vil normalt begge former for energi bli anvendt i umiddelbar nærhet av produksjonsenheten, men overskuddsstrøm kan mates inn på strømmettet. Varmen kan dekke eget forbruk eller distribueres i et nær- eller fjernvarmenett. Mindre anlegg (<1MW), vil typisk kunne oppnå en total virkningsgrad på 80% hvorav 30% er i form av elektrisitet og 50% er nyttbar varme. Hovedkomponentene vil i et småskala anlegg er:

- Strømgenerator
- Motor for drift av generatorer

- Varmegjennvinningsystem for spillvarme fra motor
- Kontrollsystem
- Avgassrensing (om nødvendig)

Typiske størrelser på anlegg vil være avhengig av type forbruk som skal dekkes, og kan deles inn i følgende kategorier:

1. Kraftverkstørrelse hvor strømmen mates inn på nettet og varmen enten utnyttes i form av damp til industrielle prosesser i et større industriområde, eller kan anvendes i større fjernvarmeanlegg. Aktuell størrelse er typisk $>100 \text{ MW}_e$.
2. Større industriområde som bruker hele varmeproduksjonen på stedet for prosessformål, og mater eventuelt overskudd av elektrisitet inn på nettet. Til denne kategorien hører også større fjernvarmesystem. Størrelsen på anlegget vil typisk ligge mellom 20 og 100 MW_e .
3. Mellomstore industriområder eller større bygninger der elektrisiteten i hovedsak anvendes lokalt. I denne kategorien vil størrelsen typisk ligge i området 0,5 – 20 MW_e .
4. Nærvarmenett og bygningsoppvarming samt kloakkanlegg hvor all elektrisitet brukes lokalt. Typisk størrelse: 0,03 – $0,5 \text{ MW}_e$.
5. Små enheter i mindre bedrifter eller i boliger, typisk størrelse under $0,03 \text{ MW}_e$.

Hvorvidt et kogenereringsanlegg er egnet for å dekke et energibehov avhenger i stor grad av mulighetene til å få avsetning for varme og elektrisitet samtidig. I den grad elektrisiteten dekker eget forbruk vil besparelsene inkludere reduserte strømgifter, mens strøm matet til nettet vil bli langt mindre lønnsomt. Kogenereringsanlegg kan bruke forskjellige motorer for strømproduksjon:

- Dampturbin
- Gassturbin
- Kombinasjon av gass og dampturbin
- Forbrenningsmotor med intern eller ekstern forbrenning- eksempelvis diesel- eller Stirlingmotor

Avtappingsverk

I et ordinært varmekraftverk (dampkraftverk) går dampen til en kondensator etter å ha vært gjennom dampturbinene. I et avtappingsverk blir noe av dampen fra lavtrykkdelen i dampturbinen tappet av og levert til varmevekslere i fjernvarmesystemet. Typisk vil turtemperaturen ved fjernvarmeproduksjon være $120 \text{ }^\circ\text{C}$, og returtemperaturen $80 \text{ }^\circ\text{C}$ når varmebehovet er størst.

Med økende varmeleveranse vil den totale virkningsgraden øke, mens virkningsgraden i kraftproduksjonen reduseres. Med utgangspunkt i et naturgassfyrt kombikraftverk på

700 MW vil en økning i varmeproduksjonen på om lag 100 MW typisk redusere kraftproduksjonen med 20 MW. Dette innebærer at det er et forhold mellom økning i varmeproduksjon og korresponderende reduksjon i kraftproduksjon på 5 til 1. Med en varmeproduksjon på 350 MW blir totalvirkningsgraden om lag 80 prosent (NOU 1998: 11).

Mottrykksverk

I anlegg hvor høy varmeproduksjon er viktig, vil det normalt bli valgt en mottrykksturbin der all kondenseringsvarme går til varmeleveranse. I et mottrykksverk framstilles samtidig både kraft og varme i et fast forhold mellom de to energibærerne. Forholdet lar seg vanskelig regulere. Behovet for varme vil normalt bestemme produksjonen både av kraft og varme.

For å unngå den momentane bindingen mellom varmeetterspørsel og varmeproduksjon har noen mottrykksverk installert varmeakkumulator. Når varmeetterspørselen i fjernvarmenettet er lavere enn varmeproduksjonen fra kraftverket, lagres varmtvannet i en akkumulator og varmtvann tas ut av akkumulatoren når varmeetterspørselen er større enn varmeproduksjonen. Dette gir en fleksibilitet i kraftproduksjonen, men kraftproduksjonen over tid er fremdeles avhengig av varmeetterspørselen (NOU 1998: 11)

For norske forhold der elektrisitet dekker en betydelig andel av oppvarmingsbehovet vil et slikt anlegg ha meget gode forutsetninger for optimal drift, i og med at varmeforbruk og strømforbruk er i fase.

4.3.4 Forbrenning og miljø

Felles for alle brensel er at energikvaliteten er forholdsvis høy. I dag er man imidlertid ikke i stand til å utnytte dette fullt ut i kommersiell teknologi⁷. Høy energitetthet og brenselenes naturlige gode lagringsegenskaper gjør at de effektivt kan transporteres. Variasjonene i energitetthet og lagringsegenskaper gjør likevel at aktuelle transportavstander varierer fra brensel til brensel. Generelt vil energitettheten være størst i de fossile ressursene enten det gjelder fast, flytende eller gassformig brensel. En konsekvens av dette er at utnyttelse av biobrensel normalt vil foregå innenfor rimelig avstand til biobrenselkilden⁸, mens fossil energi er meget godt egnet for energiproduksjon i områder med begrensede lokale alternativ. Høy energikvalitet og

7 Brenselceller kan oppnå meget god utnyttelse av energikvaliteten, men er i dag ikke kommersielt konkurransedyktig.

8 Et unntak her har vært avfall som gjerne har vært fraktet over store avstander for å nå et egnet forbrenningsanlegg.

energitetthet er også en viktig årsak til at fossile energikilder fullstendig dominerer det ikke-stasjonære energiforbruket.

Ved forbrenning av karbonholdig materiale vil det dannes avgasser som inneholder CO₂. For biomasse antas det likevel at forbrenning ikke bidrar til økte netto CO₂-utslipp. Årsaken er at den naturlige karbonsyklusen hvor vegetabilsk materiale inngår, i liten grad påvirkes av hvorvidt biomassen forråtner eller forbrennes. Forutsetningen er imidlertid at det ikke forbrennes mer enn tilveksten tillater.

Ved forbrenning med underskudd på oksygen vil det dannes CO (karbonmonoksid). I tillegg kan det dannes PAH, (Polysykliske Aromatiske Hydrokarboner), og dioksiner⁹. Utslipp av disse komponentene kan langt på vei unngås ved at fullstendig forbrenning sikres før avgassene slippes ut.

Dannelse av nitrøse gasser, gjerne forkortet NO_x, forekommer når forbrenningen skjer ved høy temperatur. Luftens innhold av nitrogen og oksygen gjør at nitrøse gasser kan dannes uansett brenselets sammensetning, så lenge forbrenningstemperaturen er høy nok. Mengden som dannes vil likevel være større dersom det er et høyt nitrogeninnhold i brenselet (SFT 1995).

De vanligste problemstoffene i brensel er klorforbindelser og tungmetaller. Dersom brenselet må forventes inneholde slike komponenter vil det kreves omfattende rensutstyr. De fleste tungmetallene absorberes i asken, og en effektiv støvrensing vil dermed effektivt begrense utslippene. Den metallholdige asken må imidlertid defineres som spesialavfall.

4.4 Varmedistribusjon

Vannbåren varme

Energifleksibilitet står sentralt med hensyn til utnyttelse av nye energikilder, og energiøkonomisering. Fleksibiliteten med hensyn til oppvarming er gjerne begrenset som følge av manglende muligheter for varmedistribusjon fra varmekilden og til arealene som skal oppvarmes. Selv når slike distribusjonssystemer eksisterer kan fleksibiliteten være begrenset dersom anlegget krever høye temperaturer. Trendene går derfor i retning av lavtemperatur løsninger, som gir stor frihet i valg av oppvarmingskilde, og lave tap

⁹ Dioksiner er en gruppe av organiske forbindelser som kan dannes ved forbrenning av visse organiske materialer, dersom brenselet inneholder klor. Dannelsen skjer i røykgassen ved temperaturer mellom 200 og 400°C og øker ved lang oppholdstid og god tilgang på oksygen. Metaller som kobber kan virke som katalysator for dioksindannelsen. Dioksiner er svartelistet etter Oslo og Paris-konvensjonen. Alle kjente industrielle kilder for dioksiner i Norge er underlagt strenge restriksjoner, (UNEP/GRID, SFT 1995)

til omgivelsene. Slike anlegg kan også utstyres med varmeakkumulatorer for korttids lagring av varme. Dette gir i prinsippet muligheter for å handle rimelig strøm om natten til oppvarming påfølgende dag, eller lagre solvarme fra dag til oppvarming påfølgende kveld og natt.

Gulvvarme

Gulvvarme har flere egenskaper som gjør det til et gunstig og energieffektivt varmedistribusjonssystem. Den store varmeoverføringsflaten gir en jevn temperaturfordeling i hele rommet, noe som hindrer temperaturindusert trekk, og man unngår samtidig at det blir gulvkaldt. Disse faktorene kombinert med bedret luftkvalitet som følge av færre partikler i luften, betyr at gulvvarme gir høy komfort. Man vil også oppnå samme temperaturfølelse ved lavere romtemperatur enn ved mer tradisjonelle løsninger hvor temperaturfordelingen er mindre homogen, og bevegelsen i luften er større. Dermed kan romtemperaturen senkes, og det kan oppnås en energibesparelse. Lav temperatur på vannet betyr også at energikilder med lavkvalitet energi effektivt lar seg utnytte, samt at uønsket varmetap i distribusjonssystemet både internt i bygningen og eventuelt i et nærvarmesystem blir minimale.

Det installeres nå stadig oftere gulvvarmesystemer i bolighus. Installasjonskostnadene for gulvvarme avhenger av oppbygningen av gulvet. Det er i dag vanligst og billigst med gulvvarme i støpte gulv, men det kan også legges i trebjelkelag, hvor det i såfall gjerne benyttes aluminiumsplater for å spre varme over hele gulvflaten.

I næringsbygg benyttes det oftest prefabrikkerte betongdekker, som kun sparkles før det legges gulvbelegg. Byggesystemene, som for eksempel modulhøydene for etasjer, må også endres som følge av at etasjeskillerne blir høyere. Investeringskostnader for vannbåren gulvvarme i forskjellige byggtypen, for henholdsvis nybygg og rehabilitering av eldre bygg er gjengitt i tabell 4.10.

Tabell 4.10: Investeringskostnader for vannbåren gulvvarme

Småhus		Blokker		Næringsbygg	
Ny (kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)	Ny(kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)	Ny(kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)
200-370	430-550	300-420	480-600	300-420	480-600

Kilde: Grønli 1999

Typisk effektkapasitet vil ligge rundt 50 W/m² uten at akseptabel overflatetemperatur overskrides. Typisk temperaturområde for vannet vil være 35-45°C.

Radiator og konvektoranlegg

Forskjellen på en radiator og en konvektor er at en konvektor er en mye lettere konstruksjon, nokså lik en moderne elektrisk panelovn, og hvor det er satt på lameller som skal øke flaten og dermed den konvektive varmeovergangen. En radiator er tyngre, har større vanninnhold og er mer robust enn konvektorer. Radiatorer dominerer markedet i boligbygg, selv om de er dyrere i innkjøp og større i ytre mål enn en konvektor med samme varmeeffekt. Konvektorer er mer vanlig som kaldrassikring i kontorbygg. Investeringskostnader for vannbåren varme til radiator/konvektoranlegg i forskjellige byggtypen, for henholdsvis nybygg og rehabilitering av eldre bygg er gjengitt i tabell 4.11.

Tabell 4.11: Investeringskostnader for radiator og konvektoranlegg

Småhus		Blokker		Næringsbygg	
Ny (kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)	Ny(kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)	Ny(kr/m ²)	Rehab. (kr/m ²)
200-400	250-450	160-300	210-350	120-200	170-250

Kilde: Grønli 1999

Tradisjonelle radiatorer er konstruert for høye vanntemperaturer. I nyere konstruksjoner er det imidlertid fokusert på å få ned temperaturene, og i dag er typisk temperaturområde for lavtemperatur radiator rundt 45-55°C, mens de tradisjonelle høytemperaturversjonene kan kreve temperaturer opp mot 80°C.

Luftbåren varme

Som alternativ til direkte vannbåren oppvarming finnes systemer hvor luft benyttes til å fordele varme rundt i bygningen. Tradisjonelt har dette vært systemer hvor luft varmes og blåses inn gjennom spalter i gulv under vinduer og gjennom ventiler i vegg eller tak. I løpet av 70-årene ble det installert 5000-6000 slike systemer i boliger. Luftstrømmene var vanskeligere å regulere slik at det var problematisk å justere temperaturen for hvert rom. Systemene genererte dessuten støy, og ledet støy mellom rom, mens bruk av omluft bragte mat- og eventuell røyklukt rundt i husene.

Noe varme kan distribueres gjennom et eventuelt ventilasjonsanlegg, men også her vil det av hensyn til inn klima være naturlig å lå annen oppvarming bestemme romtemperaturen.

4.5 ENØK

Energidata har foretatt beregninger av enøkpotensialet i bygninger fordelt på sektorer, typer tiltak, bygningers alder og bygningstyper. Beregningene er forbundet med usikkerhet og viser et øyeblikksbilde. ENØK-mulighetene er i kontinuerlig endring både fordi mulighetene realiseres og fordi nye muligheter utvikles. Forskning og

teknologiutvikling bidrar til å øke potensialet. Også omfanget av fornying av bygningsmassen vil forsere realiseringen av ENØK mulighetene.

På landsbasis er det samlede potensialet for ENØK i bygningsmassen er anslått til om lag 14 TWh. Det er lagt til grunn en elektrisitetspris på ca 41 øre/kWh (eks. mva.), en oljepris på ca 25 øre/kWh, og 7 øre/kWh for fast brensel (bioenergi). Den lave prisen for fast brensel skyldes betydelig andel selvhogst. I Rogaland viser tall fra SSB at forbruket av fast brensel, (dominert av ved), er tilnærmet lik landsgjennomsnittet. Muligheten for selvhogst av ved må imidlertid antas å være mindre for Jærregionen enn i de fleste andre områder utfra den begrensede andelen skogsdrift og utmark i regionen.

ENØK-potensialet vil være en funksjon av energiprisene. Hvor mye potensialet øker med økende energipris er forbundet med usikkerhet, men anslagene indikerer at potensialet kan øke fra vel 14 til nærmere 19 TWh ved en 50 prosent økning i energiprisene. Det er ikke vurdert om en større andel av potensialet lar seg realisere ved en slik prisøkning uten ytterligere bruk av virkemidler.

Anslagene over ENØK-mulighetene omfatter bare investeringstiltak. Redusert energibruk som kan oppnås gjennom endringer i adferd som følge av endringer i holdninger, vaner og rutiner er ikke tatt med. Et eksempel på denne type tiltak er utforming av mer informative strømgeregninger. Et prøveprosjekt indikerer at energisparingspotensiale kan ligge i området 5 - 10 prosent og at en betydelig andel av dette vil være resultatet av endret adferd. Det er ikke mulig uten videre å summere de ulike mulighetene for redusert energibruk da tiltakene kan være overlappende.

En bygnings alder har betydning for hvor store besparelser som kan oppnås og hvilke tiltak som er mest aktuelle. Både utvikling i byggeteknikk og materialer, særlig isolasjonsmaterialer, har stor betydning for bygningers energistandard. I tillegg har endringer i byggeforskrifter bidratt til at det bygges stadig mindre energikrevende bygninger. Det anslås at forskriftene som ble innført i 1997 kan gi en reduksjon på 25 prosent i forhold til tidligere forskrifter. Men den reelle effekten i forhold til dagens byggepraksis er vesentlig lavere blant annet på grunn av teknologisk utvikling.

Aktuelle ENØK - tiltak

Rutiner for energistyring: Denne gruppen tiltak omfatter etablering og drift av energioppfølgningssystemer (EOS) og rutiner for energieffektiv drift av bygningene. Dette er tiltak som på en veldig konkret måte bevisstgjør brukeren i forhold til energibruk i eget bygg. Tiltakene krever normalt ingen investering av betydning. Imidlertid vil investering være nødvendig dersom tiltakene knyttes opp til installering av systemer for styringsautomatikk.

Automatikk for energistyring: I denne typen tiltak inngår styringsautomatikk for lys, varme (vannbåren og elektrisk) og ventilasjon. Automatikk for energistyring kan være alt fra fotoceller, termostater og automatikk for nattsinking til avanserte systemer for sentral driftskontroll (SD-anlegg). I SD-anlegg inkluderes ofte også EOS. Investeringsnivået for slikt utstyr vil variere etter hvor avanserte systemene er. I tillegg

vil tiltakene innebære større investeringer dersom det er nødvendig å skifte ut panelovner for å kunne ta i bruk styringsautomatikk.

Isoleringstiltak: Isolering omfatter en rekke ulike tiltak som spenner fra etterisolering ved innsprøyting eller Glava-matter, til skifte av vinduer og ytterdører. Hvilke tiltak som er aktuelle, vil avhenge av bygningens alder og konstruksjon. Tiltakene kan være investeringstunge, og vil ofte bare være lønnsomme i forbindelse med ombygging.

Utskifting av armaturer/utstyr: Denne kategorien av tiltak omfatter utskifting til sparedusj, sparelyspærer, tettelister og lignende. Slike tiltak er enkle og forutsetter normalt minimale investeringer.

Varme- og ventilasjonsanlegg: Omfatter tiltak (unntatt styringsautomatikk) som effektiviserer energibruken til oppvarming, kjøling og ventilasjon. Eksempler på tiltak her kan være varmegjenvinning, solvarmeanlegg, varmepumper og lignende. Disse tiltakene vil kreve begrenset til betydelig investering.

Tabell 4.12: ENØK-potensialet fordelt på tiltak, målt i TWh

Type tiltak	Boliger	Yrkesbygg	Samlet
Automatikk for energistyring	1,1	1,9	3,0
Utskifting av armatur/utstyr	1,8		1,8
Isoleringstiltak	3,7	1,1	4,8
Varme- og ventilasjonsanlegg		3,7	3,7
Ufordelt (vannsparing/annet)	0,8	0,1	0,9
Sum	7,4	6,8	14,2

Kilde NOU 1998: 11

Regionalt ENØK-potensial i form av sparepotensial på strøm er anslått av Rogaland Enøk AS til å være på omtrent 0,5 TWh hvorav over en tredjedel er identifisert i husholdningene, og en fjerdedel hos industrien.

ENØK i strømmettet

Det er alltid tap i forbindelse med distribusjon av elektrisitet i luftledninger eller kabler. Tapet i nettet øker proporsjonalt med kvadratet av strømmengden i nettet. Dette betyr at en dobling av strømmengden gir en firedobling av energitapet. Høyere spenningsnivået i nettet gir lavere blir tap ved kraftoverføring. Derfor benyttes ledninger med høyt spenningsnivå til overføring av store kraftmengder over lange avstander. Høye investeringskostnader knyttet til høyt spenningsnivå motsvares av større transportkapasitet og reduserte overføringstap. I vurdering av tiltak for å redusere tap i nettet, må gevinstmulighetene veies opp mot kostnadene ved å gjennomføre tiltak. Verdien av tapet er avhengig av kraftprisen til enhver tid. Energitalpet i kraftnettet er i

løpet av de siste 20 årene redusert fra 10-12 prosent til 6-8 prosent av transportert energi, til tross for en fordobling i energitransporten. Dette skyldes i hovedsak at det har foregått en betydelig nybygging/oppgradering av nettet. Nettbasert energitap med dagens produksjonslokalisering, nettstruktur og forbruksmønster anslås å ligge på 8-9 TWh for hele landet. De største tapene oppstår på de laveste spenningsnivåene, dvs distribusjonsnettet.

Regionalt ENØK-potensial i form av reduserte nettap er anslått av Lyse Nett AS til å være over 58 GWh/år som følge av oppgraderinger i sentralnettet alene.

4.6 Mulige fremtidige energiløsninger

Energiplanen for Jærregionen har et 20 års perspektiv. I forhold til utvikling av helt ny teknologi er dette ikke et spesielt langt perspektiv, men det er mulig at det vil skje nye teknologiske gjennombrudd som vil prege utviklingen. To områder som har stor forskningsmessig og teknologisk prestisje er energi fra fusjon av hydrogenatomer, og brenselceller. Gjennombrudd når det gjelder den første typen teknologi vil være knyttet til svært store anlegg, og neppe aktuell for norske forhold. Brenselceller er derimot en teknologi som vil bli tilpasser mindre anlegg, bl.a. fordi hovedtyngden av teknologiutvikling er knyttet til bilindustrien. Vi vil derfor i det følgende kort presenter noen perspektiver på denne teknologien, og det viktigste drivstoffet hydrogen.

Hydrogen som energibærer

Hydrogen har lenge vært kjent som en energibærer med interessante egenskaper. Allerede i 1956 ble hydrogen anvendt som flydrivstoff i et amerikansk militærfly, og i slutten av åttiårene ble det samme gjort i Russland. Hydrogen blir også foretrukket som drivstoff i romfart, likevel er dagens hydrogenbaserte energiforbruk svært moderat (NFR, 1996).

Karakteristiske egenskaper

Hydrogen er en energibærer med høy energikvalitet, og et energiinnhold per vektenhet nesten tre ganger så høyt som i vanlig bensin. Energitettheten er imidlertid mindre fordelaktig, som følge av hydrogenets lave egenvekt. Ved forbrenning av hydrogen vil avgassen primært være ren vanddamp. Disse faktorene gjør at hydrogen ofte refereres til som fremtidens energibærer (NFR 1996, Holter 1998).

Status og utviklingstrekk

I dagens energimarked er hydrogen som energibærer lite konkurransedyktig. Tre viktige forutsetninger må ifølge NOU 1998: 11 innfris før hydrogen kan forventes å bli anvendt i stor skala:

- Gjennombrudd for brenselcelleteknologi.
- Produksjon av hydrogen basert på fornybar energi og/eller fossile hydrokarboner med CO₂-deponering.
- Tilfredsstillende løsninger tilgjengelige for lagring og distribusjon av store mengder rent hydrogen.

Dette er alle tema det forskes på i betydelig grad. Brenselceller er aktuelle til romfartsformål, og blir stadig mer interessant for bilindustrien etter hvert som kravene til miljøvennlighet heves. Teknologier for stasjonært bruk finnes i varierende modenhetsgrad, men er foreløpig ikke kommersielt konkurransedyktige for ordinær nett-tilknyttet strømproduksjon.

Hydrogen produseres hovedsakelig av fossil energi, og da særlig naturgass hvor *dampreforming* per i dag er den billigste produksjonsmetoden.

Pyrolyse er en alternativ prosess som kan anvendes på biobrensel, naturgass eller andre hydrokarboner. Råstoffet varmes opp uten tilgang til oksygen, og brennbare gasser som hydrogen frigjøres.

Elektrolyse av vann er en vanlig metode for å framstille hydrogen. Elektrisk energi brukes til å spalte vannmolekylene til rent hydrogen og oksygen. På verdensbasis framstilles omkring 5% av all hydrogen ved elektrolyse.

Det blir også arbeidet med andre metoder for å utvinne hydrogen fra biomasse, eksempelvis gjennom bakteriell nedbrytning av biomassen. En teknikk er såkalt fotobiologisk produksjon, ved at alger kan utnytte sollys i fotosynteseprosesser til å danne hydrogen fra vann.

Lagring av hydrogen

Hydrogen kan lagres gassformig, eller i flytende eller fast form. En skiller mellom lagring anvendt i nettbundet elforsyning og nettuavhengige lokale anlegg.

- *Lagring på trykkbeholdere*: Lagring under trykk på ståflasker er den formen for lagring av hydrogen som har vært benyttet lengst og som er mest utbredt ved kommersiell leveranse av hydrogen.
- *Underjordisk lagring*: For lagring av store mengder hydrogen vil den mest økonomiske metoden være underjordisk lagring under trykk. Mange geologiske strukturer gir mulighet for å lagre hydrogen i underjordiske reservoarer.
- *Lagring av flytende hydrogen*: Lagring av flytende hydrogen (betegnes ofte LH₂) er en velprøvd teknologi som ble utviklet til romfartsformål.
- *Metallhydrid*: Lagring av hydrogen i fast form skjer ved dannelse av kjemiske forbindelser mellom metaller og hydrogen (metallhydrid).

Miljøeffekter

Det direkte utslippet ved hydrogenforbrenning er som nevnt primært vann. Hydrogenet er imidlertid en energibærer som må produseres av andre energikilder. Dette kan skje både fra fossile og fornybare kilder, og produksjonen av hydrogenet vil derfor være avgjørende for klimagassutslipp og forurensing assosiert med hydrogenforbrenning. Annen forurensing ved forbrenning av hydrogen kan være NO_x-utslipp som følge av høye temperaturer, men dette kan i stor grad påvirkes i valg av tekniske løsninger. Norsk Hydro har anslått at fjerning og deponering av CO₂ ved produksjon av hydrogen fra naturgass, vil fordyre hydrogenet med ca 25%.

5 Referanser

Bertelsen, Torsten H. (1999): “Naturgass på Nord-Jæren”, ECON, Senter for økonomisk analyse rapport 1/99.

Brun, Eric (1998): “Teknologier for produksjon og rasjonell utnyttelse av energi” RF-rapport 1998/191.

Claes, Dag Harald og Bengt Sofus Tranøy (red.) (1999): “Utenfor, annerledes og suveren? – Norge under EØS-avtalen”, Fagbokforlaget, Bergen.

Dahl, Agnethe (1999): “Miljøpolitikk – full tilpasning uten debatt” i Dag Harald Claes og Bengt Sofus Tranøy (red.) (1999): “Utenfor, annerledes og suveren? – Norge under EØS-avtalen”, Fagbokforlaget, Bergen.

Farsund, Arild Aurvåg (1997): “Den globale utfordring: CO₂-målsetningen og klimapolitikken” i Jan Erling Klausen og Hilmar Rommetvedt (red): “Miljøpolitikk – Organisasjonene, Stortinget og forvaltningen”, Tano, Oslo.

Farsund, Arild Aurvåg (1998): “Offentlige rammebetingelser i kraftpolitikken – En sammenlikning av EU, Danmark, Nederland, Norge og Tyskland” RF-rapport 1998/195.

Farsund, Arild Aurvåg (2000): “Marked eller miljø? Liberalisering og lokal tilpasning i kraftsektoren”, Tidsskrift for Samfunnsforskning nr. 3.

Farsund, Arild Aurvåg og Gottfried Heinzerling (1997): “Omstillingsutfordringer: Tre scenarier for Jærregionen mot 2010”. Rapport RF-97/108.

Farsund, Arild Aurvåg, Eric Brun og Rudolf Meissner (1998): “Energioptimalisering – fra offentlig tjeneste til kommersiell virksomhet?” RF-rapport 1998/320.

Frogner, Truls (1998): “Framtidsbilder”, NIPA.

Frønes, Ivar og Ragnhild Brusdal (2000): “På sporet av den tapte tid – Kulturelle varsler for en nær fremtid”, Fagbokforlaget, Bergen.

Grønli Morten (1999): “Varmeproduksjon i bygninger”, Sintef Energiforskning, tekniske rapport A4910.

Holter, Øyvind, Ingebretsen, Finn og Parr, Hugo (1998): “Fysikk og energiresurser”, 2 utg., s.92-105, Universitetsforlaget, Oslo.

Hompland, Andreas (red.) (1987): “Scenarier 2000. Tre framtidsbilder av Norge”, Universitetsforlaget.

Hompland, Andreas og Kjell Roland (1994): “Formativ periode: Scenarier for norsk energiforsyning”, ECON Rapport.

IEA (1997a), “Energy technologies for the 21st century”, The International Energy Agency, OECD, Paris.

IEA (1997b), “Enhancing the Market Deployment of Energy Technologies - A Survey of Eight Technologies”, The International Energy Agency, OECD.

NVE (1999), “Kostnader for produksjon av kraft og varme”, Håndbok nr 1/2000, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.

Reitan, Marit (1998): “Interesser og institusjoner i miljøpolitikken”, Dr. polit. avhandling UiO.

Roland, Kjell (2000): “Horisont 21”, Ascehoug, Oslo.

Singh, Balbir, Tom Eldegard og Jostein Skaar (1999): “Storskala kraftutveksling – Hovedrapport: Utsikter for norsk utenrikshandel med kraft i lys av sjøkabler til kontinentet, ny teknologi og stadig friere handelsregime”, Bergen, SNF rapport 66/99.

Tokle, Trude og Tønnesen, Jens, (1999a): “Inndeling av Norge i klimasoner”, Sintef Energiforskning, tekniske rapport A4856.

Tokle Trude, (1999b), Tønnesen Jens og Enlid, E, “*Status for energibruk, energibærere og CO2-utslipp for den norske bygningsmassen*”, Sintef Energiforskning, tekniske rapport A4887.

Offentlige dokumenter:

Innst. S. nr. 122 (1999-2000): “Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om energipolitikken”.

NOU 1998: 11: “Energi og kraftbalansen mot 2020”.

NOU 2000: 1 “Et kvotesystem for klimagasser”.

Miljøverndepartementet: St. meld. nr. 46 (1988-89): “Miljø og utvikling – Norges oppfølging av Verdenskommisjonens rapport”.

Miljøverndepartementet: St. meld. nr. 29 (1997-98): “Norges oppfølging av Kyotoprotokollen”.

Miljøverndepartementet: St. meld. nr. 8 (1999-2000) “Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand”.

Miljøverndepartementet og Olje- og Energidepartementet (1999): “Lokal handling og nasjonale strategier: Energibruk og bærekraftig utvikling i det 21. århundre”, Rapport fra arbeidskonferanse i Oslo 26. 27. januar 1999.

NFR (1996): “Nye fornybare energikilder”, Norges Forskningsråd, ISBN 82-12-00664-6.

Olje- og Energidepartementet: St. meld. nr. 29 (1998-99): “Om energipolitikken”.

Olje- og Energidepartementet: “Faktaheftet: Energi og vassdragsvirksomheten i Norge 2000”.

Rogaland Fylkeskommune (2000): “Byen på Jæren: Fylkesdelplan for arealplanlegging og langsiktig byutvikling på Jæren” – Høringsutgave.

Internettadresser:

Norsk bioenergiforening: <http://www.nobio.no/>

EUs ATLAS-prosjekt: <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/atlas-hp.htm>

6 Vedlegg: Kartgrunnlag for energiscenariene

6.1 Forutsetninger i de fire energiscenariene

Vi vil i det følgende beskrive forutsetningene for kartpresentasjonen av scenariene som er utarbeidet i forbindelse med “Energiplan for Jærregionen”. Vi har her foretatt noen grove estimater av hvordan forholdet mellom forskjellige energiformer kan forventes å bli i 2020, samt hvordan energiforbruket påvirkes av valg av energibærere. Scenarienes antatte vekst i forbruk er gitt i tabell 6.1.

Tabell 6.1: Oversikt over utviklingen i energiforbrukets inndekning i de fire scenariene.

Scenario:	Vannkraft	Andre energiformer	Nye energikilder		
			Naturgass	Vindkraft	Bioenergi
Referanse	4,0 TWh	0,7 TWh			
	+ 1,2 TWh	- 0,2 TWh			
Totalt: 5,7 TWh	= 5,2 TWh	= 0,5 TWh	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Naturgass	4,0 TWh	0,7 TWh			
	- 0,1 TWh	- 0,5 TWh			
Totalt: 6,6 TWh	= 3,9 TWh	= 0,2 TWh	2,5 TWh	0 TWh	0 TWh
Miljøenergi	4,0 TWh	0,7 TWh			
	+ 0,1 TWh	- 0,3 TWh			
Totalt: 5,1 TWh	= 4,1 TWh	= 0,4 TWh	0 TWh	0,2 TWh	0,4 TWh
Energifleksibilitet	4,0 TWh	0,7 TWh			
	+ 0,4 TWh	- 0,2 TWh			
Totalt: 5,8 TWh	= 4,4 TWh	= 0,5 TWh	0,4 TWh	0,1 TWh	0,4 TWh

6.2 Basiskart – energitetthet i Jærregionen

For alle scenariene har vi startet med et basiskart, som så endres i henhold til det enkelte scenariet.

Utgangspunktet for basiskartet er koordinatfestet strømforbruk basert på data fra Lyse Nett, Jæren Energiverk og Klepp Energi. De har koordinatfestet sine kunder med årsforbruk for 1999. Dette datagrunnlaget er overført til et kart oppdelt i ruter på 250x250 m², hvor forbruket innenfor hver rute summeres opp, og deles på arealet målt i dekar.

For å få integrert forbruket av ved og fossile brensler oppskaleres forbruket innenfor hver enkelt rute, med en faktor gitt av kommunens totale energiforbruk delt på kommunens totale strømforbruk. Tallmaterialet for brensel er basert på SSBs estimater for forbruk av brensler, som ligger til grunn for deres beregninger av klimagassutslipp på kommunenivå. Her fantes det ikke nyere data enn for 1997. Vi har valgt å bruke disse dataene ukorrigert, sammen med strømforbruket i 1999. Dataene burde ideelt sett vært klimakorrigert¹⁰, men dette ville hatt meget liten innvirkning på resultatene i dette arbeidet. Både i 1997 og 1999 lå gjennomsnittstemperaturen 1°C over normalen, representert ved gjennomsnittet for 1961-1990.

Tabell 6.2: Oversikt over energiforbruket på Jæren¹¹.

Kommune	Strømforbruk (GWh)	Bioenergi (GWh)	Fossilt (GWh)	Totalt (GWh)	Totalt forbruk delt på strømforbruk
Randaberg	112,6	6,5	9,9	128,9	1,065
Stavanger	1 777,2	86,3	205,3	2 068,8	1,158
Sola	451,0	16,0	46,3	513,3	1,190
Sandnes	775,5	43,2	82,7	901,4	1,180
Gjesdal	117,0	9,0	12,9	139,0	1,233
Klepp	257,8	12,4	38,9	309,0	1,201
Time	204,9	13,0	48,8	266,7	1,394
Hå	250,7	13,8	29,3	293,8	1,172
Totalt	3 946,7	200,2	474,1	4 620,9	

Siste kolonne gir skaleringsfaktoren som er brukt for å integrere bioenergi og fossilt energi i energitetthetskartet.

Vekst i boligmassen

Oppå basiskartet legges i alle scenariene polygoner som representerer nye utbyggingsområder. Disse tilsvarer stort sett de planlagte byggeområdene i kommuneplanenes arealdel, hvor hoveddelen av ny utbygging er planlagt. Vi har antatt at det her vil komme 20.000 nye boligenheter. I kommuneplanene er det allerede gitt tall for antall planlagte boligenheter i basisområdene. Summen her er 14.995, altså lavere enn de 20.000 vi har antatt utbygget, Det forventes imidlertid at

10 Klimakorreksjon vil her i praksis si å korrigere data knyttet til forbruk eller produksjon i en gitt tidsperiode for avvik fra "normal"-temperaturen. Normalen er i dag gitt ved midlere årlig temperaturutvikling for perioden 1961-1990.

11 Strømforbruket er som nevnt basert på en koordinatfestet registrering av Lyse Nett, Klepp Energi og Jæren Energiverk sine kunder. Forbruket avviker noe fra tallene levert av Rogaland Enøk som er anvendt i hovedrapporten. Dette betyr at vi generelt ligger omtrent 0,1 TWh lavere i dette appendikset enn i hovedrapporten.

utbyggingstettheten vil økes noe ved rullering av kommuneplanene, og vi har derfor valgt å skalere opp antallet boligenheter innenfor hvert utbyggingsområde gitt i kommuneplanene med en faktor lik 20.000/14.995.

I tillegg vil det skje en viss vekst i allerede utbygde områder i form av fortetning. I scenariene har vi estimert dette til 10.000 boligenheter. Veksten som følge av fortetning er simulert ved å multiplisere antall abonnenter innenfor hver rute i energitetthetskartet med en faktor gitt ved:

$$\text{Fortetningsfaktor} = \frac{\sum_{\text{Jæren}} \text{abonnenter} + 10000}{\sum_{\text{Jæren}} \text{abonnenter}}$$

Dette gir følgende faktor¹²: 1,095.

Totalt etableres dermed 30.000 nye boligenheter hvor to tredjedeler altså kommer i nye utbyggingsområder.

Befolkningsøkningen forventes å bli i størrelsesorden 40.000. Med et gjennomsnitt på 2 personer per ny boligenhet krever dette bare 20.000 nye boliger. De siste 10.000 er knyttet til at det forventes mindre husholdningsenheter etter hvert som krav til boligstandard øker, og befolkningens alderssammensetning endres. I estimatene knyttet til nybygging ligger det med andre ord implisitt inne et økt forbruk per individ som følge av økning i levestandard.

Vekst i energiforbruk

I kartpresentasjonen av scenariene har vi valgt å operere med et assosiert energiforbruk knyttet til hver ny bolig. Basert på en antatt forbruksfordeling mellom boligsektor og annet stasjonært forbruk i regionen er det beregnet et assosiert energiforbruk i næring og offentlig forvaltning per boligenhet. Tall fra SSB og Rogaland ENØK indikerer at forbruket i boligmassen utgjør omtrent 46% av det totale stasjonære energiforbruket på Jæren. Dette er basert på tall for forbruk av elektrisitet og brensel. Det er en rekke usikre momenter knyttet til utviklingen av dette forholdet i årene fremover. Forventet økning i boligstandard, nye byggeforskrifter, bedret energieffektivitet i næringslivet, omstrukturering i industrien og endring i alderssammensetning er noen faktorer som kan influere. Vi forventer at trenden vil gå i retning av noe høyere forbruksandel i boligmassen, i alle scenarier unntatt gassscenariet. I de følgende beregningene har vi valgt å anta at forbruket i boligenhetene utgjør 50% av det assosierte forbruket per bolig. Vi gjør som nevnt et unntak for gassscenariet, i og med at det her legges opp til

¹² NB!: Dette er ikke en faktor som skal gi et riktig antall nye abonnenter, men kun en fordelingsnøkkel for å få distribuert 10 000 nye boliger i allerede bebygde områder.

en betydelig utvikling av et mer energiintensivt næringsliv. Vi antar derfor at boligene her bare står for 40% av det totale assosierte forbruket.

I utgangspunktet antas det at hver ny bolig har et gjennomsnittlig energibehov på 20.000 kWh, noe som gir et assosiert behov på henholdsvis:

$$20.000 \text{ kWh}/0,4 = 50.000 \text{ kWh}$$

$$20.000 \text{ kWh}/0,5 = 40.000 \text{ kWh}$$

for gassscenariet og de andre scenariene. Med 30.000 nye boliger blir den respektive forbruksveksten på 1,5 og 1,2 TWh. Disse tallene gjelder energibehov, og vi har her valgt å skille mellom behov og forbruk ved at forbruket inkluderer effektiviteten i energiutnyttelsen, og påvirkes med andre ord av teknologivalg. Her har vi valgt å operere med tre forskjellige virkningsgrader¹³ som vi antar er representative gjennomsnittsverdier for bruk i bygningsmassen og i industrien:

- Elektrisitet: 100%
- Brensel: 80%
- Varmepumpe: 300%

Energiforbrukets sammensetning

Forbruket i bygningsmassen utgjør storparten av det stasjonære energiforbruket. I bygningsmassen skilles det gjerne mellom fast og klimaavhengig energiforbruk. Klimaavhengig energiforbruk er den andelen som varierer avhengig av klimatiske forhold, og omfatter oppvarming og ventilasjon. Den klimaavhengige andelen av forbruket kan dekkes av de fleste energikilder. Det faste energiforbruket består av forbruk til belysning, varmtvann, hvitevarer, brunevarer og annet utstyr. Dette forbruket er karakterisert ved større krav til energikvalitet enn det klimaavhengige. Varmtvannsproduksjon er imidlertid et unntak. Andelen av forbruket som kan dekkes av andre energibærere enn elektrisitet omfatter derfor i hovedsak klimaavhengig forbruk og varmtvannsproduksjon. I praksis er dette den delen av forbruket som direkte kan dekkes av varme. En oversikt over fordelingen av dette forbruket er gitt i tabell 6.3.

Tabell 6.3: Oversikt over fast og klimaavhengig forbruk i forskjellige bygningstyper. Tallene gjelder forbruket i klimasone 2 som dekker hele Jæren med unntak av Gjesdal.

¹³ Vi tar her utgangspunkt virkningsgrad relatert til energiråvare levert for lokal energiomforming/distribusjon. Det vil med andre ord si at vi ser bort fra tap knyttet til produksjon og distribusjon av råvaren som utnyttet. Tap i omforming til varme og varmedistribusjon er imidlertid tatt med.

Bygningstype	Areal i dekar	Forbruk per areal (bruksareal) for bygninger i klimasone 2, (Sør-Norge, kyst), målt i kWh/m ²				
		Totalt	Fast forbruk		Klima- avhengig	Klima- avhengig+ varmtvann
			Totalt	Varmt- vann		
Enebolig	73 630	177	111	28,5	66,0	94,5
Rekkehus	4 142	155	87	28,5	68,0	96,5
Blokker	6 710	152	93	28,5	59,0	87,5
Industri-/lager	11 607	199	111	5,6	87,0	92,6
Kontor/forretning	11 470	226	170	15,7	57,0	72,7
Samf./komm.	898	280	157	20,4	123,0	143,4
Hotell/rest.	1 467	275	201	38,4	74,0	112,4
Kultur/forskning	8 867	189	83	21,1	106,0	127,1
Helsebygg	1 599	272	184	42,8	88,0	130,8
Fengsel/beredsk.	38	246	138	17,9	108,0	125,9
Diverse	2 840	184	103	10,4	81,0	91,4
Totalt	123 268					

Kilde: Sintef 1999

Med verdier for bygningsspesifikt forbruk per areal, samt andelen av det totale arealet den enkelte bygningsspesifikke utgjør, kan andelen av det totale forbruket som kan dekkes av alternative energibærere estimeres. Dette gjøres ved å vekte forbruk per areal innenfor hver bygningsspesifikke kategori med andelen av det totale arealet (Tabell 6.4).

Tabell 6.4: Oversikt over bygningstypenes andel av totalt area

Bygningstype	Andel av totalt bruksareal	Andel av totalforbruk som går til klimaavhengig forbruk og varmtvann.	
		Innen byggkategorien	Vektet med arealstatisikk for Sør-Norge, kyst
Enebolig	0,597	0,534	0,319
Rekkehus	0,034	0,623	0,021
Blokker	0,054	0,576	0,031
Industri-/lager	0,094	0,465	0,044
Kontor/forretning	0,093	0,322	0,030
Samf./komm.	0,007	0,512	0,004
Hotell/rest.	0,012	0,409	0,005
Kultur/forskning	0,072	0,672	0,048
Helsebygg	0,013	0,481	0,006
Fengsel/beredskap	0,000	0,512	0,000
Diverse	0,023	0,497	0,011
		Totalt	0,520

Data for klimasone 2, eller “Sør-Norge, kyst”, indikerer med andre ord at forbruket i bygningsspesifikke masse som teoretisk kan dekkes med moderate krav til energikvalitet utgjør 52% av det totale forbruket i bygningsspesifikke masse. Dette gjelder for eksisterende bygg. Nye

byggeforskrifter vil redusere forbruket per areal, og til en viss grad også redusere det klimaavhengige forbruket.

Vi har antatt at økningen i energiforbruket vil få en sammensetning hvor omtrent halvparten kan dekkes av andre energibærere enn elektrisitet. Forbruket i industrien antas å få samme fordeling. Dette er en antakelse med betydelig usikkerhet, men effekten blir forholdsvis liten, i og med at forbruket i industrisektoren utgjør mindre enn 15% av totalforbruket, og en betydelig andel av dette også er knyttet til drift og oppvarming av bygninger. I den grad ny energiintensiv industri blir et satsingsområde forventes dette å komme som en følge av en naturgassatsing. I en slik satsing vil det også være naturlig med en forholdsvis jevn fordeling mellom strømforbruk og varmeforbruk, dersom eventuelle gasskraftverk skal kunne utnyttes optimalt.

I kartpresentasjonen av scenariene er det lagt inn kakediagrammer over energimiks på kommunenivå. Her er forbruket fordelt på strøm, fossilt brensel og bioenergi. “Strøm” omfatter andelen av forbruket som dekkes av elektrisitet, med unntak av eventuell lokal gasskraft. (Dette omfattes av forbruket av fossilt brensel). Varmepumper er klassifisert under ENØK, og ikke inkludert som egen kategori. Det vil si at forbruket i områder med varmepumper er inkludert i elektrisitetsforbruket. Eventuell vindkraftproduksjon er markert som en andel av elektrisitetsforbruket.

6.3 Referanse scenariet

Alle nye boliger er tilordnet et forbruk basert på ren elektrisitet. Det antas at en viss del, (20%), av ny utbygging bygges ut med varmepumper. Dette har vi valgt å ikke koordinatfeste, men heller se det som en generell energieffektivisering i de nye utbyggingsområdene dvs basisområdene.

Utvikling i eksisterende forbruk

I dette scenariet vil lave elektrisitetspriser gi en viss overgang fra forbruk av olje til elektrisitet. Vi har satt dette til 150 GWh. Med en forbedring i effektivitet fra 80% til 100% gir dette 30 GWh i redusert forbruk. Nettutbygging gir også en enøk-effekt, men effekten motvirkes av økt nettbelastning. Nedleggelsen av Shell-rafineriet i Risavika antas å bli erstattet av ny næring med tilsvarende energiforbruk.

Fortetning

Vi antar at nytt energibehov i fortetningsområdene vil dekkes av elektrisitet. Assosiert forbruk per bolig i fortetningsområder blir dermed 40.000 kWh, eller totalt med 10.000 nye boliger: 400 GWh.

Nye utbyggingsfelt

Vi antar at 6 000 av de nye boligene inklusive assosiert forbruk, tilknyttes varmepumper, (tilsvarende 20% av alle nye boliger). Alt dette antas å komme i nye utbyggingsfelt. De resterende 14 000 nye boligene dekker hele behovet med elektrisitet). Dette gir et gjennomsnittlig assosiert forbruk i nye utbyggingsområder på 36.000 kWh per bolig, svarende til totalt 720 GWh for 20.000 enheter.

Tabell 6.5: Forbruksvekst i referanse scenariet

	Antall boligenheter	Assosiert forbruk per bolig (kWh) varme + strøm	Forbruk totalt (GWh)
Fortetning (elektrisk oppv.)	10 000	40 000	400 _{el}
Nye utbyggingsområder hvorav	20 000		
Elektrisk oppv.	14 000	20 000+20 000	560 _{el}
Bioenergi	0	25 000+20 000	0
Naturgass	0	36 250+20 000	0
Varmepumper	6 000	6 667+20 000	160 _{el}
		Sum:	1,1 TWh

Scenariet har en total økning i energiforbruk på 1,1 TWh.

Tabell 6.6: Utvikling i forbruket på kommunenivå:

Kommune	Vannkraft (GWh)		Bioenergi (GWh)		Fossil energi (GWh)		Totalt (GWh)	
	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020
Randaberg	113	144	7	6	10	7	129	157
Stavanger	1 777	2 057	86	86	205	140	2 069	2 284
Sola	451	743	16	16	46	32	513	791
Sandnes	776	1065	43	43	83	57	901	1 165
Gjesdal	117	193	9	9	13	9	139	211
Klepp	258	366	12	12	39	27	309	405
Time	205	275	13	13	49	33	267	321
Hå	251	341	14	14	29	20	294	375
Totalt:	3 947	5 184	200	200	474	324	4 621	5 709

6.4 Naturgas scenariet

I dette scenariet får store deler av regionen tilgang til naturgass som følge av en gassledning over Boknafjorden med ilandføring i Randaberg. Overgang til gass skjer i områder nær de planlagte gassledningene. Vi har valgt å ta Gasnors foreslåtte trasé som utgangspunkt og har forlenget den slik Gasnor har nevnt som en fremtidig mulighet, ned til Bryne. I tillegg har vi lagt inn en gren høytrykksledning frem til Risavika, samt to grener med lavtrykksledning i kommunene Sola og Klepp for å dekke nye utbyggingsfelt i disse kommunene. Vi har antatt at forbruket innenfor en avstand av 2 km fra gassledningen eller 3 km fra trykkreduksjonsstasjonene for høytrykksledningen kan bruke gass. Dette gir et nedslagsfelt for gassen som dekker alle nye utbyggingsfelt i Randaberg, Stavanger, Sola, Klepp og Time, samt Sandnes vest for Gandsfjorden. I områdene med naturgass tilgjengelig vil i størrelsesorden 60% av klimaavhengig forbruk og vannoppvarming kunne dekkes av gass.

Utvikling i eksisterende forbruk

I områder med eksisterende bebyggelse skiftes eksisterende fossile brenslere med gass. Dette utgjør i underkant av 500 GWh. Dessuten erstattes 500 GWh tradisjonell kraftforsyning også med gass, hovedsakelig i form av lokalt produsert gasskraft fra kogenereringsanlegg. Gass til erstatning for elektrisitet vil gi et økt energiforbruk som følge av redusert virkningsgrad. Erstatning av andre energikilder kan forventes å gi et redusert forbruk som følge av bedret virkningsgrad. Vi antar at disse effektene omtrent utlikner hverandre.

I dette scenariet antar vi at Shell-rafineriet i Risavika erstattes av industri som både nyttiggjør seg naturgassen direkte, og som utnytter spillvarme fra gasskraftproduksjon. På kartet er det derfor distribuert 1 TWh gass i Risavika. Produksjonen her er ikke knyttet til klimasvingninger og vil derfor i stor grad dekke grunnlast.

Fortetning

Utbygging av kogenerering i nye utbyggingsfelt gir tilgang til en betydelig mengde klimaavhengig elektrisitetsproduksjon. Vi ser det som sannsynlig at denne elektrisiteten går til å dekke lokalt klimaavhengig forbruk i områder der det blir kostbart å bygge ut fjern- eller nærvarmenett. Det vil si at all fortetning antas dekket av elektrisitet, hvorav en stor andel er lokalt produsert på lokale gasskraftanlegg. De 10.000 nye boligene som kommer ved fortetning tilordnes derfor et forbruk på 40.000 kWh per enhet.

Nye utbyggingsfelt

Basisområdene som faller innenfor nedfallsområdet for gass tilordnes et forbruk per bolig på 56.250 kWh. Andre basisområder bruker elektrisitet som gir 40.000 kWh per bolig. Omtrent 75% av nye boliger ligger innenfor gassområdene slik de er definert her.

Tabell 6.7: Forbruk i nye boliger:

	Antall boligenheter	Assosiert forbruk per bolig (kWh) varme+strøm	Forbruk totalt (GWh)
Fortetning (el. oppv.)	10 000	40 000	400 _{el}
Nye utbyggingsområder hvorav	20 000		
Elektrisk oppv.	4145	20 000+20 000	166 _{el}
Bioenergi	0	25 000+20 000	0
Naturgass	15854	36 250+20 000	575 _{gass} +317 _{el}
Varmepumper	0	6 667+20 000	0
		Sum:	1,5 TWh

Av det totale forbruket knyttet til nye boliger, utgjør gassbasert varmeproduksjon 575 GWh. Dette produseres i kogenereringsanlegg, med en strømproduksjon på om lag 500 GWh. Denne strømmen går til dekning av klimaavhengig strømforbruk i eksisterende bygningsmasse. Når vi slår dette sammen med i underkant av 0,5 TWh naturgass til erstatning av olje, samt 1 TWh til utbygging i Risavika, gir dette et totalt gassforbruk på vel 2,5 TWh. Vi antar at det også i Risavika produseres en strømmengde på omtrent 0,5 TWh. Denne strømmen bidrar til å erstatte tradisjonell kraft i hele regionen. Total gasskraftproduksjon er på omtrent 1 TWh. Utviklingen i strømforbruk som følge av nybygging vokser med 0,9 TWh. Overgang til gasskraft gir dermed netto en frigivelse av 0,1 TWh for eksport.

Byggefeltene med tilgang til naturgass bygges altså ut med kogenereringsanlegg hvor produksjonen er styrt av varmekonsumet. Dette gir høy effektivitet i og med at en betydelig andel av bygningsmassen fremdeles baserer oppvarmingen på elektrisitet, og dermed gir en naturlig samvariasjon mellom produksjon og lokal etterspørsel av gasskraften. I dette regnestykket frigjøres omtrent 500 GWh varme i Risavika, som utnyttes til industriformål.

Tabell 6.8: På kommunenivå får vi med de beskrevne forutsetningene for gassscenariet, følgende tall for forbruket¹⁴:

Kommune	Vannkraft (GWh)		Bioenergi (GWh)		Fossil energi (GWh)		Totalt (GWh)	
	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020
Randaberg	113	103	7	6	10	40	129	150
Stavanger	1 777	1 518	86	86	205	279	2 069	1 883
Sola	451	551	16	16	46	1522	513	2 089
Sandnes	776	787	43	43	83	369	901	1 199
Gjesdal	117	169	9	9	13	13	139	191
Klepp	258	238	12	12	39	159	309	410
Time	205	207	13	13	49	138	267	358
Hå	251	257	14	14	29	29	294	300
Totalt:	3 947	3 831	200	200	474	2 549	4 621	6 580

6.5 Miljøenergi scenariet

I Miljøenergi scenariet forutsettes at det bygges ut betydelige mengder med fornybar energi i regionen. Varmebehovet dekkes i stor grad av varmepumper eller bioenergi. Dessuten bygges det ut 50 MW vindkraft. Dette er det i følge data fra Egnethetsanalysen for vindkraft i Rogaland mulig selv med strenge krav til konfliktminimering, (Egnethetsanalysens scenario 3). Utbyggingen er antatt å komme i Hå og Time med henholdsvis 40 og 10 MW. Aktuelle utbyggingsområder er avmerket på kartet, og har en midlere vindhastighet på 8m/s eller mer i 50 meters høyde. Dette indikerer en årsproduksjon i overkant av 150 GWh

Økt utnyttelse av bioenergi er basert på energi fra avfall både direkte og som foredlet brensel, samt i form av deponigass. Utgangspunktet for 0,4 TWh er at alt lokalt brennbart avfall og deponigass utnyttes i kogenereringsanlegg. I tillegg kan det være nødvendig med noe foredlet brensel, produsert utenfor regionen. Foredlingen er nødvendig for å oppnå tilfredsstillende miljøutslipp fra de minste anleggene, samt for å kunne lagre brensel frem til fyringssesongen.

Utvikling i eksisterende forbruk

¹⁴ For å unngå dobbelt bokføring er gasskraft regnet som gassforbruk og plassert ved kraftverket, mens strømforbruket i regionen er nedjustert tilsvarende reduksjonen i tradisjonell kraftforsyning. Justeringen er fordelt utover regionen vektet med tettheten av abonnenter.

Det antas at forbruket i Risavika reduseres med i størrelsesorden 100 GWh som følge av at Shell raffineriet legges ned. Videre blir det gjennomført ENØK-tiltak som reduserer det eksisterende forbruket med 10%, (dvs nesten hele ENØK-potensialet presentert av Rogaland ENØK).

Fortetning

Forbrukstveksten i fortetningsområdene er basert på elektrisitet produsert i regionen i form av vindkraft eller kogenereringsanlegg bygget i nye utbyggingsområder. Veksten i energiforbruk som følge av fortetning er likt det vi hadde i gasscenariet, dvs 40.000 kWh per bolig, og 400 GWh totalt.

Nye utbyggingsfelt

Basisområdene er delt inn slik at områder som helt eller delvis ligger nærmere vann enn 500 meter er tilordnet varmepumper. I disse områdene antas det at klimaavhengig forbruk og varmtvann dekkes av varmepumper med en gjennomsnittlig årsvarmefaktor på 3, eller en "virkningsgrad" på 300%. Andre basisområder får bioenergi, som antas å ha en gjennomsnittlig virkningsgrad på 80%. Dette ga en fordeling på omtrent 46% varmepumper og 54 % bioenergi, svarende til henholdsvis 9.100 og 10.900 nye boliger. Når assosiert forbruk settes til henholdsvis 26.667 og 45.000 kWh, gir dette et totalt forbruk på 243 GWh i områder med varmepumpe, og 490 GWh i områder med bioenergi, dvs totalt 733 GWh.

Av det assosierte forbruket på henholdsvis 26.667 og 45.000 kWh vil 20.000 kWh måtte dekkes av elektrisitet, mens de respektive gjenværende delene på 6.667 og 25.000 dekkes av henholdsvis elektrisitet og bioenergi. I områder med varmepumper dekkes altså hele forbruket av elektrisitet. I områder med bioenergi dekkes totalt 0,27 TWh bioenergi til oppvarming, (10.900 boliger, hver med assosiert oppvarmingsbehov på 25.000 kWh). Vi har forutsatt at varmen produseres i kogenereringsanlegg, slik at miljøvennlig strøm kan produseres. Videre antar vi at det produseres elektrisitet på omtrent 0,18 TWh. Med en el-virkningsgrad på 40% gir dette et totalt forbruk på 0,45 TWh, hvor altså 40% går til elektrisitetsproduksjon, og 60% til varme. I estimatet av varmebehovet på 0,27 TWh er det allerede inkludert et tap til omgivelser svarende til 20% av varmeproduksjonen.

Tabell 6. 9: Forbruk i nye boliger er antatt å bli som følger:

	Antall boligenheter	Assosiert forbruk per bolig (kWh) varme+strøm	Forbruk totalt (GWh)
Fortetting (el. oppv.)	10 000	40 000	400 _{el}
Nye utbyggingsområder hvorav	20 000		
Elektrisk oppv.	0	20 000+20 000	0
Bioenergi	10895	25 000+20 000	272 _{bio} + 218 _{el}
Naturgass	0	36 250+20 000	0
Varmepumper	9104	6 667+20 000	243 _{el}
		Sum:	1,1 TWh

Dette gir en total økning i strømbehov på 0,86 TWh, hvorav 0,15 dekkes av vindkraft. På kartet er vindkraften antatt å gå til dekning av strømforbruk i kommunen der møllene er plassert. Videre dekkes 0,18 TWh av bioelektrisitet. Resten dekkes av tradisjonell kraftproduksjon.

Scenariet har totalt en netto økning i energiforbruket fra 4,70 til 5,10 TWh, dvs 0,40 TWh, som dekkes inn av lokalt produsert vindkraft og bioenergi.

Tabell 6.10: På kommunenivå blir resultatene av miljøscenariets forutsetninger som følger:

Kommune	Vannkraft +(vindkraft)		Bioenergi (GWh)		Fossil energi (GWh)		Totalt (GWh)	
	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020	År 2000	År 2020
Randaberg	113	111	7	24	10	3	129	138
Stavanger	1 777	1 788	86	186	205	68	2 069	2 042
Sola	451	445	16	169	46	15	513	629
Sandnes	776	863	43	124	83	27	901	1 015
Gjesdal	117	163	9	8	13	4	139	175
Klepp	258	290	12	45	39	13	309	347
Time	205	227 (30)	13	32	49	16	267	305
Hå	251	253 (120)	14	60	29	10	294	442
Totalt:	3 947	4 290	200	647	474	157	4 621	5 094

6.6 Energifleksibilitet scenariet

I energifleksibilitet scenariet er forutsetningene på mange måter basert på en kombinasjon av de tre andre scenariene. Vi vil derfor ikke gå i detalj når det gjelder disse, bare vise til fordelingen på de ulike energiformene:

- *Vannkraft*: Dagens forbruk øker med 0,4 TWh til 4,4 TWh. Veksten blir lavere enn i referanse scenariet, bl.a. som følge av økt satsing på ENØK og varmepumper.
- *Andre energibærere*: Forbruket går ned med 0,2 TWh som følge av overgang fra olje til gass.
- *Naturgass*: Det blir ikke bygget noen gassledning i dette scenariet, men naturgass blir tatt i bruk i ganske stort omfang. Gassen brukes direkte og gir et bidrag på 0,4 TWh.
- *Vindkraft*: Utbyggingen er noe mindre enn i miljøenergi scenariet, og det blir bygget en produksjonskapasitet på 0,1 TWh.
- *Bioenergi*: Det blir også satset på bioenergi, og da spesielt energigjenvinning av avfall. Det totale bidraget er 0,4 TWh.