



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

ENERGIAVDELINGEN

	Nr. E-2/1990	AVDELINGS- RAPPORT	Dato 2-11-1990	
Tittel		Revidert 17.01.91		
KLIMARELATERTE PROBLEMSTILLINGER OG ENERGISEKTOREN Nye fornybare energikilder og vannkraft Bidrag til den interdepartementale klimautredningen				
Saksbehandlere/forfatter Thore Jarlset, Christian Grorud, Knut Bönke			Prosjektleder Thore Jarlset	
Sammendrag: Norges energisituasjon er unik i verdenssammenheng. Vi har et godt utbygd system for utnyttelse av fornybar energi og et betydelig potensial av fornybare energikilder. I denne rapporten gjøres rede for de kostnader som kan forventes dersom nye fornybare energikilder tas i bruk. For det eksisterende vannkraftsystemet er det foretatt vurderinger av konsekvensene med hensyn til et hypotetisk sett av klimaendringer. Denne analysen er knyttet til et spesifikt klimaregime, ikke nødvendigvis et bestemt tidsrom. Rapporten viser at det foreligger et samlet utbyggbart potensiale på i underkant av 20 TWh/år nyttegjort energi (termisk+elektrisk) med en kostnad på under 50 øre/kWh for sol-, vind-, bio- og bølgeenergi med den teknologi som forventes å eksistere i år 2000. Utvikling av teknologi for utnyttelse av nye, fornybare energikilder må nødvendigvis ta tid. Hvor lang denne tiden vil bli er blant annet avhengig av politiske beslutninger, virkemidler og økonomiske forhold. Men det er også en treghet som avgjøres av andre faktorer. Det er nødvendig å akkumulere erfaring. Nye teknologier skal gjennomgå en prøve- og feileperiode, det skal utvikles metoder og rutiner, og det skal etableres industriell kompetanse. Klimaendringer som resulterer i høyere temperatur og økt nedbør øker produksjonen i vannkraftproduksjonssystemet og i det utbyggbare potensialet. Mulig økningen anslås til rundt 4-5% som kan tas ut som økt fastkraftbelastning. Økte temperaturer reduserer også etterspørselen etter elektrisitet og denne reduksjonen er anslått til rundt 5 TWh.				
Sendes til: VE-direktør E, EE, ES, ER Oed, Inger Johanne Wiese (Oed), Ove Flataker (Oed)			NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK BIBLIOTEK	
Emneord Klimarelaterte problemstillinger Energi Vannkraft Nye fornybare			 Avdelingsdirektør	

INNHALDSFORTEGNELSE

1.	ORIENTERING	1
2.	ENERGIRESSURSENE I NORGE	2
2.1	Nye fornybare energikilder	2
2.1.1	Vindkraft	3
2.1.2	Bølgekraft	5
2.1.3	Solenergi	6
2.1.4	Bioenergi	7
2.1.5	Markedet for termisk energi	10
2.1.6	Planleggings- og byggetid	13
2.1.7	Tidsperspektiv for utbygging av nye fornybare energikilder, teknologiutvikling	14
2.2	Vannkraftressursene	15
3.	KRAFTSYSTEMET	19
3.1	Integrasjonskostnader for ny produksjon.	20
3.2	Utnyttelse av kraftsystemet	22
3.2.1	Ulike scenarier for klimaendringer	23
3.2.2	Virkninger ved bruk av miljøavgifter på fossilt brensel	25
3.2.3	Samplanlegging i et større internasjonalt energimarked	25
4.	MILJØVIRKNINGER OG AREALFORBRUK	26
5.	PLANLEGGING GJENNOM KVANTIFISERING AV MILJØULEMPER	28
6.	VIDERE UTREDNINGSBEHOV	29
	REFERANSER	31

1. ORIENTERING

1.1. Bakgrunn

I myndighetenes oppfølging av Brundtland kommisjonens innstilling inngår analyser av de muligheter Norge har for å redusere sin avhengighet av fossilt brensel. Disse mulighetene er nært knyttet til utnyttelsen av vannkraftsystemet, nye fornybare energikilder - og energiøkonomisering, herunder bruk av varmepumper. I brev datert 25. mai d.å. ber Olje- og energidepartementet NVE om innspill på disse saksområder - til bruk i den interdepartementale klimagruppens arbeid.

1.2 Norges plass i verdens energibilde; fornybare energikilder.

Norges energisituasjon er unik i verdenssammenheng. Vi har et godt utbygd system for utnyttelse av fornybar energi og betydelige egne reserver av fossil energi.

I overkant av halvparten av Norges totale energiforbruk dekkes av fornybar energi, hovedsaklig vannkraft og bioenergi, mens det resterende dekkes av olje, kull og gass. Dette til tross; i relasjon til en ambisiøs klimapolitikk bør også det norske forbruket av fossilt brensel vurderes redusert. Som virkemiddel kan det tenkes blant annet en økt utnyttelse av de norske vannkraftressursene, men også her kan miljømålsettinger representere en barriere - idet de uberørte vassdragene i Norge ikke bare er verdsatt som nasjonale "aktiva" - men også er unike i europaisk sammenheng. Norge bør i likhet med andre land planlegge et fremtidig energisystem som er robust i forhold til varierende rammebetingelser. I denne sammenhengen er det naturlig å opprettholde en beredskapskompetanse - og en kontinuerlig teknologiutvikling - innenfor nye, fornybare energikilder, energiøkonomisering og vannkraftproduksjon.

I en klimapolitisk sammenheng vil produksjon av ren norsk kraft kunne gi betydelige forretningsmuligheter - industrielt og gjennom eksport av kraft. Kullkraft utgjør en så vidt betydelig del av det europeiske kraftsystemet at selv stabilisering av karbondioksidutslippene i løpet av ti til tyve år kan føre til betydelige økninger i kraftverdiene i Europa. De beskrevne muligheter bør ses i lys av dette.

1.3 Tidsperspektiv

NVEs innspill til den interdepartementale klimagruppen er ikke skarpt avgrenset til et bestemt konkret scenario. Vi har sett det som vår viktigste oppgave å gjøre rede for de kostnader som kan forventes dersom nye fornybare energikilder blir tatt

i ordinær bruk. For det eksisterende vannkraftsystemet er det foretatt vurderinger av konsekvensene ut fra et tenkt sett av klimaendringer. Denne analysen er knyttet til et spesifikt klimaregime, ikke nødvendigvis et bestemt tidsrom.

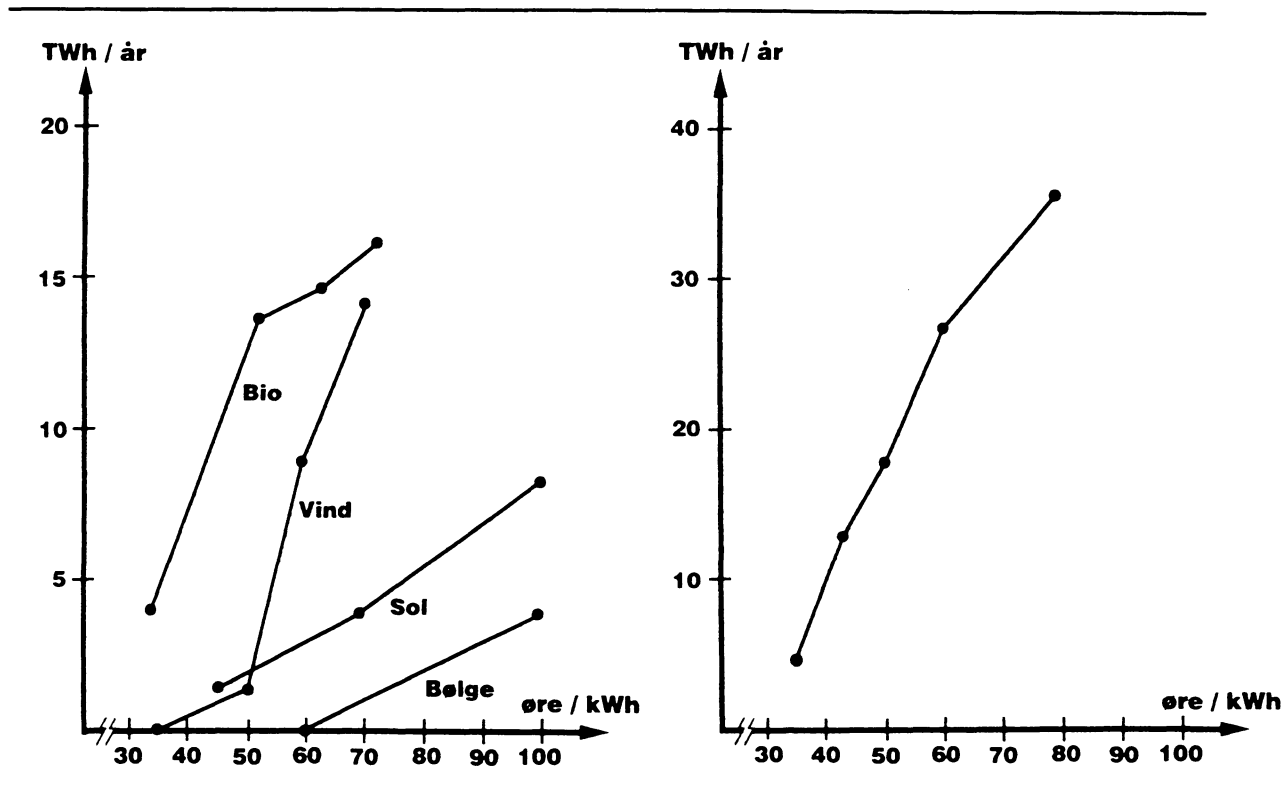
Øvrige betraktninger vedrørende tidsperspektiver vil bli gjennomgått på enkelte av punktene nedenfor.

2. ENERGIRESSURSENE I NORGE

2.1 Nye fornybare energikilder

NVE har konsentrert arbeidet om de fire kildene sol-, bio-, vind- og bølge-energi. Energi fra avfall er i denne sammenhengen tatt med som en del av bio-energiområdet. I arbeidet er det lagt vekt på å velge sammenlignbare teknologiforutsetninger, og å presentere potensialer som funksjon av kostnader. NVE har dermed ikke sett det som sin oppgave å lage en prognose, men å beregne kostnadene for flere forskjellige ambisjonsnivåer - nivåer av energiproduksjon/bidrag fra de forskjellige kildene. Dette antas å gi et håndterlig underlag for videre bearbeiding i den interdepartementale klimagruppen.

Figur 1: Utbyggbart potensial for nye fornybare energikilder fordelt på kostnadsklasser for hver energikilde og samlet. Nyttgjort energi (termisk + elektrisk). Forventet teknologi år 2000. Pengeverdi 1990.



I figur 1 er vist fordelingen av kostnadene for nye fornybare energikilder. Kurvene viser potensialet fordelt på hver kategori og samlet. Nedenfor presenteres kostnadsdelen for nye fornybare energikilder, med antatt teknologistatus i år 2000. For vind- og bølgeenergi er kostnadene/potensialene først og fremst avhengig av teknologistatus og naturgitte forhold (bølger, vind og tilgjengelige arealer). Gyldigheten av de data som er brukt for sol- og bioenergi er i større grad knyttet til samfunnsstyrte forhold som fornysestiltak i bygningsmassen, industriutvikling og landbruksutvikling. På disse områdene vil dermed beregningenes gyldighet være sterkere knyttet til bestemte tidsavsnitt - og forutsetninger som er valgt for disse.

Da status og kunnskap på de fire områdene ikke er likeartet, er også fremstillingen noe forskjellig i presentasjonen nedenfor. Det må også understrekes at kurvene vil forskyves alt etter som teknologien utvikles, jfr. fig 2 side 15.

2.1.1 Vindkraft

Teknologiforutsetninger

De vindkraftaggregater som i dag regnes som teknologisk mest modne er horisontalakslede hurtigløpende propellturbiner med asynkrongeneratorer. Disse egner seg først og fremst for integrasjon i stive nett der spennings- og effektregulering foretas av andre kraftproduserende enheter. I beregningene er det forutsatt at optimal aggregatstørrelse er 750 kW i år 2000, og at spesifikke aggregatkostnader og -ytelser er som i 1990. Dette betyr at kostnadsreduksjoner med "år 2000-teknologi" først og fremst er knyttet til endret arealbruk, lavere oppføringskostnader og mer effektiv drift.

Metoden

Metoden som er brukt for å etablere kostnadsklasser/potensialer består i å kostnadsberegne hypotetiske vindkraftprosjekter i varierende terreng- og vindforhold. Konkret er dette gjort ved å kostnadsberegne en stor, tenkt utbygging på deler av kysten ved Sør-Trøndelag - og deretter ekstrapolere de beregnede verdier til et nasjonalt potensiale. Dette arbeidet er utført ved Institutt for energiteknikk (IFE, ref. 1). Ved ekstrapoleringen er det benyttet grunnlagstall fra en tidligere rapport om vindkraft i Norge (IFE 1981). I beregningene er det tatt utgangspunkt i storskala-utbygging, dels for å rasjonalisere bygging og drift - dels fordi det da kan gjennomføres bygging på steder med de beste vindforholdene. (I et typisk norsk vindregime ved kysten, vil produksjonen fra et gitt vindkraftverk være 60% høyere ved en middelvind på 7 m/s enn ved 6 m/s.)

Arealforbruk

I IFE's beregningseksempel er de fleste møllene plassert på øyene nord- og vest for Hitra. Den tenkte utbyggingen består av 15 parker (minst 4 møller pr park) og en del mindre grupper. I parkene er det forutsatt en avstand på 160 m mellom vindmøllene på tvers av vindretningen og 250 m parallelt med vindretningen. Parkarealene, inkludert sikkerhetsavstand til boligbebyggelse (300-1000 m, avhengig av parkstørrelse), varierer fra 0,6 kvadratkilometer til ca 6 kvadratkilometer, med korresponderende energiproduksjon fra 6 GWh til ca 230 GWh. Som referanseverdi for energiproduksjon i vindparker med gode vindforhold anbefaler NVE skalaen 10-35 GWh pr kvadratkilometer.

Elkvalitet

For å unngå spenningsvariasjoner og tap av reaktiv effekt ved integrasjon av vindkraft i kraftsystemet, må det investeres i fasekompensering og andre tiltak. Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt (EFI) har utarbeidet kostnadsdata for forsterkninger i nettet på Hitra, samt forsterkning av overføringsnettet fram til

Orkdal.

Kostnadsdata

Beregningene inkluderer følgende kostnadselementer:

- Lokale investeringer; mølle, fundament og trafo.
- Tilknytning; fordelingsnett og vei.
- Overføringstap
- Kostnader for forsterkninger i hovednett.
- Forvaltnings-, drifts-, og vedlikeholdskostnader. (3,5 øre/kWh i store vindparker)
- Beregningsforutsetninger: 7% kalkulasjonsrente, 25 år levetid

Kostnadsklasser [øre/kWh]	<u>35-50</u>	<u>50-60</u>	<u>60-70</u>
Potensiale [GWh/år]	1.100	7.900	5.000

2.1.2 Bølgekraft

Utnyttelsen av bølgekraft er en teknologi som ennå ikke har nådd sitt kommersielle gjennombrudd. Teknologien er ny og fremdeles i utvikling. En vurdering av potensialet for utnyttelse av bølgekraft i norsk energiforsyning blir derfor svært usikker, idet den i hovedsak må baseres på skjønn (ref. 6)

Tilsiget av bølgekraft langs norskekysten er beregnet til 600 TWh $\pm$ 20% for et normalår. Beregningene er basert på meteorologiske data og bølgemålinger.

I denne rapport antas at 1/6 av kystlengden kan bygges ut innen brukerkonflikter setter grenser for videre utbygging, d.v.s. 100 TWh $\pm$ 20% råenergi antas tilgjengelig. I evalueringen som er utført i Norge beregnes det at 7 - 15% av råenergien kan konverteres. Det er sannsynlig at konverteringsgraden kan forhøyes, og her benyttes 15 - 25% som konverteringsgrad i år 2000.

Potensialet som kan konverteres kan med andre ord settes til

$$\underline{20 \pm 7 \text{ TWh}}$$

forutsatt den teknologien vi antar eksisterer i år 2000.

For den teknologien vi kjenner - og har prøvet på Toftestallen - det vil si små

landbaserte kraftverk, vurderer vi det utbyggbare potensialet til å være

$$\underline{0,5 \pm 0,3 \text{ TWh/år.}}$$

Kostnadmessig anslås det at det med dagens teknologi kan bygges ut

$$\underline{0,3 \pm 0,1 \text{ TWh}}$$

til kostnader som gir en energipris 0,8 - 1,0 kr/kWh i pengeverdi 1990.

Utviklingen frem til år 2000 forventes å medføre en gradvis forbedring i dagens teknologi, samtidig som nye konsepter vil gjennomgå FoU og P&D-fasen.

Et konsept, et bøyekraftverk med s.k. slangepumpe ser i utgangspunktet ut til å kunne gi energipriser i området 0,8 - 1,0 kr/kWh. (Basert på svenske evalueringer)

Konseptet vil trolig kunne forbedres med norskutviklet know-how (fasestyring), slik at energipriser ned til ca. 0,6 kr/kWh er mulig i år 2000. Teknologien forutsetter på det nåværende stadiet kystnære installasjoner. Utbyggbart potensial for slike installasjoner anslås til ca. 15 - 25% av det totale potensialet på $20 \pm 7 \text{ TWh}$, det vil si at

$$\underline{4 \pm 2 \text{ TWh}}$$

anslås utbyggbart, til kostnader i området 0,6 - 1,0 kr/kWh, med den teknologien vi venter vil være tilgjengelig i år 2000.

2.1.3 Solenergi

En rekke teknologier og tiltakstyper er vurdert i det foreliggende underlagsmaterialet. Karakteristisk for de mest aktuelle solenergiltakene er at de i vesentlig grad er knyttet til andre tiltak i eksisterende og nye bygninger - og at de primært kan dekke behov for termisk energi på lavere temperaturnivåer. Potensialet for solenergi vil dermed være avhengig av blant annet:

- nybygging og andre tiltak i bygningsmassen
- kostnader for konkurrerende løsninger, slik som varmepumper, enøk tiltak og brukervennlige vedovner.

Flere av tiltakene rommer dessuten deltak som overlapper enøk, f.eks. "supervinduer" som både gir bedre utnyttelse av solenergi og som reduserer varmetapene fra bygninger.

I rapporten som Miljøplan A/S (ref. 2) har utarbeidet på oppdrag fra NVE er det tatt utgangspunkt i at det i perioden frem til 2020 blir en tilvekst av nye bygninger tilsvarende 25.000 boligenheter pr. år. Forskjellige typer tiltak er vurdert både i forbindelse med nye og eksisterende bygninger, med varierende ambisjons- og kostnadsnivåer. Generelt kan en si at tiltak i eksisterende bygninger gir høyere spesifikke energikostnader enn i nye bygg, og at de ambisiøse og kostnadskrevende tiltakene, som gir høyest energibidrag, også er de som forutsetter størst bygningsmessige inngrep.

I tabellen nedenfor gjengis oppsummerende data fra Miljøplans underlagsrapport. I tabellen nedenfor er det forutsatt at tiltakene kan realiseres i sekvens. Dette er en forenklet forutsetning, men det gjør de foreliggende data mer håndterlige - og sammenlignbare med kostnadsdata fra de andre nye fornybare energikildene.

Tabell 1. Potensial for solenergi i GWh, fordelt på kostnadsklasser og to tidsavsnitt, år 2000 og 2020

	2000	2020
<u>0 - 45 øre/kWh</u>		
Nye boliger	700	2.000
Eksisterende boliger	400	1.200
Yrkesbygg	100	400
	1.200	3.600
<u>45 - 70 øre/kWh</u>		
Nye boliger	1.100	3.300
Eksisterende boliger	1.000	3.000
Yrkesbygg	400	1.000
	2.500	7.300
<u>70 - 100 øre/kWh</u>		
Nye boliger	1.400	4.300
Eksisterende boliger	1.600	3.800
Yrkesbygg	1.700	4.400
	4.700	12.500

2.1.4 Bioenergi

Senter for forskningsoppdrag (SEFO) har på oppdrag fra NVE utarbeidet en rapport om av kostnader for utnyttelse av bioenergi (ref. 3). Bruttopotensialene for de ulike energibærerne er beregnet ut fra ressursgrunnlaget, og nettopotensialet ut fra antatte virkningsgrader i omformingsprosessene. En har valgt ut de områder

som skjønnsmessig er vurdert som mest aktuelle for kommersiell utnyttelse: Halm, gjødsel, energigras, energiskog, avfallsforbrenning, deponigass, vedfyring, skogsflis og skogsindustriell utnyttelse av virke, herunder avlut.

Tabell 2. Netto/bruttopotensialet i år 2000, samt status i 1990 for ulike energibærere. Potensialet er angitt i Twh/år. Kostnadsklassene er delt inn i øre/Kwh.

Kostnads- klasse	ENERGIBÆRER									Sum pr. gruppe
	Halm	Gjødsel	Energi gras	Energi skog	Avfall forbr	Deponi gass	Ved- fyring	Skogs- flis	Skogs- indust	
< 35	0	0	0	1,23	0,6	0,14	0,74	1,0	5,0	8,71
35 - 50	1,54	0	0,17	0,35	0,31	0,14	1,66	5,3	1,1	10,57
50 - 60	0,17	0,25	0,12	0	0	0,03	0,37	0	0	0,92
60 - 70	0,37	0,5	0,03	0	0,02	0,03	0,18	0	0	1,13
70 >	0,13	0,25	0,14	0	0,08	0	0,74	0	0	1,34
Potensial netto	2,21	1,0	0,46	1,58	1,01	0,34	3,7	6,3	6,1	22,7
Potensial brutto	3,6	1,3	0,80	2,4	2,0	0,7	4,6	7,4	7,2	30,0
Utnyttet netto, 1990	-	-	-	-	0,25	0,01	1,85	0,2	2,3	4,61
Utnyttet brutto, 1990	-	-	-	-	1,4	0,03	4,6	0,2	3,2	9,43

I tabell 2 gis det en oversikt over resultatene, med potensialer fordelt på kostnadsklasser. I fordelingen på kostnadsklasser er nåværende utnyttelse inkludert, mens verdiene for brutto- og nettoutnyttelse i 1990 fremgår av de nederste rekkene i tabellen.

Metodikk

For hver energibærer (ved, flis ol) er det gjort kostnadsberegninger for tre forskjellige anleggsstørrelser. Energibærernes alternativverdi er skjønnsmessig vurdert, og det er anslått hvilket tilgjengelig bruttopotensiale som kan være realistisk i fremtiden. Fremtidig tilgang på arealer i lys av forventet utvikling i landbruket er lagt til grunn for flere av beregningene av tilgjengelige ressurser.

I beregningene av resulterende energipriser inngår følgende kostnadskomponenter:

1. Råstoff, innsamling, produksjon ol. Flere av produktene vil ha en alternativ verdi ved anvendelse til andre formål. Alternativverdien vil trolig være stigende ved økende utnyttelse av de tilgjengelige ressurser.
2. Transport til lager eller forbrenningsanlegg, inndeling i to grupper. Ved små anlegg regnes ingen transportkostnader utover de som er naturlig å inkludere under pkt 1, forøvrig regnes gjennomsnittlig transport til 50 km.
3. Lagring av råstoff, anslått rentekostnad og svinn.
4. Konverteringskostnader, kapitalkostnader (7 % realrente), drift- og vedlikeholdskostnader (2,5 % av investeringsbeløp).
5. Distribusjonskostnader frem til forbruker, kun tatt med ved vannbåren varme.
6. Forbrukers kostnader, kun tatt med for vannbårne anlegg.

Teknologiforutsetninger

NVE har forutsatt at kommersielt tilgjengelig teknologi i år 2000 skulle legges til grunn for beregningene. SEFO har antatt at den beste, kjente teknologien pr i dag vil tilfredsstille dette kravet.

Fordeling på termisk- og elektrisk energi.

Små anlegg er stort sett vurdert uaktuelle for el-produksjon (under 3 MW). Dette betyr imidlertid lite for fordelingen mellom elektrisitet og termisk energi, ettersom denne er skjønnsmessig vurdert; For alle "energibærerne", med unntak av gjødsel og ved, er det antatt at bruttoenergien fordeles med 30 % og 70 % til henholdsvis elektrisitetsproduksjon og produksjon av termisk energi. Den resulterende fordelingen i nyttiggjort energi (tabell 2 side 8) består av ca 10% elektrisitet og 90 % termisk energi. Varierende anleggsstørrelser medfører at elproduksjon er representert i de fleste kostnadsklasser.

Usikkerhet

Beregningsunderlaget for bioenergi er preget av betydelig usikkerhet. Dels er mange energibærere involvert, dels er fremtidig tilgjengelighet og alternativverdi vanskelig å anslå. Grunnet liten utbredelse av bioenergi i Norge i dag, utover industriell bruk og bruk av vedovner, har det vært vanskelig å få tak i representative estimer over investeringskostnader.

2.1.5 Markedet for termisk energi

Det faktiske solenergipotensialet, samt potensialet for termisk energi fra biomasse, vil i betydelig grad være avhengig av nybygging og andre tiltak i bygningsmassen. I tillegg vil mange av tiltakene konkurrere med blant annet enøk tiltak og økt utnyttelse av varmepumper. Det har ikke vært mulig, i denne rapporten, å gå nærmere inn på slike forhold. Nedenfor drøftes imidlertid de antatt viktigste faktorer som påvirker størrelsen på det totale fremtidige behovet for termisk energi i Norge. Dette vil under enhver omstendighet representere et tak for utnyttelsen av energi til termiske formål.

Nåværende behov for termisk energi

Med utgangspunkt i en underlagsrapport utarbeidet av Energidata som ledd i NTNf's varmepumpeprogram (ref. 4), anslås følgende energiforbruk (nyttiggjort energi) "øremerket" for termiske formål i Norge:

Formål	Nyttiggjort energi Gwh/år
Til romoppvarming og tappevann:	40.000
<u>Prosessvarme</u>	
100-200°C	8.200
200-600°C	100
600 - °C	13.000
<u>SUM</u>	<u>61.900</u>

I tillegg kommer andelen av spesifikt elektrisitetforbruk som nyttiggjøres som tilskudd til romoppvarming i fyringssesongen. (Varmetilskudd fra belysning, elektriske maskiner mm). Dette tilskuddet antas å utgjøre 25 % av det elektrisitets-spesifikke forbruket i boliger og 15 % i tjenesteytende næring:

Sektor	Elspesifikt (Gwh/år)	Nyttiggjort tilsk. (GWh/år)
Bolig	13.200	3.300
Tjenesteytende	7.900	1.200
Industri	28.700	*

* Behovet for energi til romoppvarming i industrien er meget lavt i forhold til det totale energiforbruket innenfor sektoren. Det er ikke gjort forsøk på å anslå nyttiggjort tilskudd, idet det kan antas at det er lite aktuelt å substituere dette forbruket.

Solenergi, bioenergi og varmepumper antas, teknisk sett, å kunne dekke de ovenfor beskrevne behovene, med unntak av prosessvarme over 600°C. Av dette følger at et forbruk på ca 53.400 GWh/år er av en slik karakter at det kan dekkes fra disse kildene. Til prosessformål i temperaturområdet 100-200°C kan bioenergi og enøk komme til å stå i et konkurranseforhold, mens konkurransen skjerpes ytterligere på temperaturnivåer under 100°C - ved at også varmepumper og solenergi er i stand til å levere den ønskede termiske energi.

Fremtidig behov for termisk energi

En rekke faktorer vil være med på å bestemme det fremtidige forbruket av termisk energi. Flere av disse påvirker hverandre gjensidig.

Nybygging og nyetablering av boliger, tjenesteytende bygninger og industrivirksomhet. Påvirkes hovedsaklig av det generelle økonomiske aktivitetsnivået, samt endringer i infrastruktur og distriktpolitikk.

Spesifikt varmeforbruk i bygninger og prosesser; Påvirkes av energiprisen og tilgjengelig teknologi.

Avgang/utrangering av eksisterende bygninger og industrianlegg. Det spesifikke varmeforbruket vil vanligvis være høyere her enn i den gjennomsnittlige bygningsmassen/industrien.

Enøk i elektrisitetspesifikke forbrukssystemer. Prosesser og utstyr som forbruker elektrisitet avgir varme til omgivelsene. Denne varmen nyttiggjøres i varierende grad, avhengig av årstid og anleggstyper. Enøk/lavere spesifikt energiforbruk kan redusere den absolutte mengden nyttiggjort energi til oppvarming. Eksempel på

dette er mer energieffektivt belysningsutstyr som vil avgi mindre varme. I fyrings-sesongen må dette bortfallet i prinsippet kompenseres med varmetilførsel fra andre kilder.

Energiprisene vil spille en sentral rolle for det fremtidige varmebehovet. Det har tidligere vært vanlig å anta at energiprisene ikke vil bety mye for det fremtidige energiforbruket - sammenlignet med andre faktorer, som f.eks. økonomisk vekst og utbyggingstakt i boligsektoren; Det totale energiforbruket har vært lite prissensitivt. I en internasjonal klimapolitisk sammenheng vil imidlertid dette slå noe annerledes ut; Den relativt lave prissensitiviteten for energi indikerer at energiprisene i systemer med stort innslag av fossilt brensel, vil måtte øke betydelig selv med stabilisering av brenselforbruket som målsetting. Dette kan forventes; *enten avgifter eller omsettelige utslippskvoter blir brukt som virkemiddel*. (Forutsatt at de energispesifikke kvoteprisene regnes som et element i energiprisen.)

Diskusjon

Dersom det forutsettes at behovet for nyttiggjort termisk energi ikke vil øke betydelig i de neste tiårene, og at elektrisitet og fossilt brensel kun vil bli brukt til å dekke prosessbehov over 600°C, vil det resterende behovet kunne dekkes fra varmegjeller, solenergi og bioenergi. Dersom enøk i eksisterende og nye anlegg reduserer behovet betydelig de neste tiårene, samtidig som det legges til rette for økt bruk av varmegjeller, vil det resterende behovet for termisk energi kunne bli så lavt at det ikke er behov for solenergi og bioenergi i de øverste kostnadsklassene. Dette indikerer at det innenlandske markedet for termisk energi kan bli en begrensingsfaktor mht utnyttelse av solenergi og bioenergi (termisk del). I tillegg vil omfattende utnyttelse av termisk energi forutsette utstrakt bruk av vannbårne varmesystemer i bygningssammenheng, noe som understreker avhengigheten av rehabiliterings- og byggeaktiviteter. For bioenergiens vedkommende forutsetter omfattende utnyttelse dessuten betydelig utbygging av nær- og fjernvarmesystemer.

Det vil da være naturlig å rette oppmerksomheten mot økt elektrisitetsandel fra bioenergisystemet, f.eks. ved å erstatte rene varmesentraler med kraftvarmeverk. I et tidsperspektiv frem til år 2025 kan det også forventes at brenselcelleteknologien har nådd en større modenhetsgrad. Kombinasjonen pyrolyse/brenselcelleverk basert på biomasse bør da vurderes som en mulighet til å oppnå høyere elektrisitetsandel fra bioenergisystemet.

Forutsatt forbindelse for elektrisk kraft med utenlandsmarkedet og de markeds-messige forbindelseslinjene for indirekte energiutveksling (gjennom varehandel) - ikke blir flaskehalser i fremtiden, vil produksjon av elektrisitet fra nye fornybare energikilder ikke møte en øvre, "fysisk" markedsbegrensning, slik som tilfellet er ved produksjon av termisk energi.

Økonomisk sett vil Norge kunne fungere som en prisfast kvantumtilpasser i det

europiske kraftmarkedet.

2.1.6 Planleggings- og byggetid

Solenergi

For bygningsintegrerte solenergianlegg vil tiden fra beslutning tas til anlegget er i drift tilsvare andre byggeprosjekter i samme størrelsesorden, 3 - 18 måneder.

Bølgeenergi

Erfaringsmaterialet er svært begrenset, men det er rimelig å anta at bølgekraft-prosjekter kan realiseres i løpet av 6-18 måneder. I tillegg kommer konsesjonsbe-handling og annen behandling i det offentlige, 3 - 12 måneder.

Vindkraft

Enkeltaggregater og små grupper kan settes i drift 6 - 18 måneder etter at forundersøkelser er satt i gang, mens store vindparker vil kreve grundigere forundersøkelser og en noe mer omfattende offentlig behandling mht lokalisering og bruks-konflikter. Totaltid for vindparker antas å ligge i området 18 - 36 måneder.

Bioenergi

Dette området representerer forskjellige teknologier, anleggsstørrelser og driftsfor-mer. Det er derfor umulig å si noe generelt om planlegging, offentlig behandling og realiseringstid. En vedovn kan kjøpes og tas i bruk på dagen, forutsatt at skorstein er tilgjengelig, mens et stort kraftvarmeverk basert på energiskog kan ta betydelig lengre tid pga kompleksitet, offentlig behandling og avhengighet av fjernvarmeut-bygging. Det er rimelig å anta at markedet for termisk energi vil representere en begrensende faktor mht muligheten for å realisere bioenergiprosjekter hurtig.

2.1.7 Tidsperspektiv for utbygging av nye fornybare energikilder, teknologi-utvikling

Utvikling av nye, fornybare energikilder må nødvendigvis ta tid. Hvor lang denne tiden vil bli er blant annet avhengig av politiske beslutninger, virkemidler og økonomiske forhold. Men det er også en treghet som avgjøres av andre faktorer. Det er nødvendig å akkumulere erfaring. Nye teknologier skal gjennomgå en prøve- og feileperiode, det skal utvikles metoder og rutiner, og det skal etableres industriell kompetanse.

Utbyggingen kan først skyte fart når en er kommet gjennom en slik etableringsfase. Når etableringsfasen er gjennomført er det også erfaringsmessige grenser for hvor fort utbygging kan skje. For energisystemer vi bruker i dag, har det typisk tatt 20-80 år fra etableringsfasen er avsluttet frem til et tidspunkt der ca. 90% er utbygget av det utbyggbare potensialet.

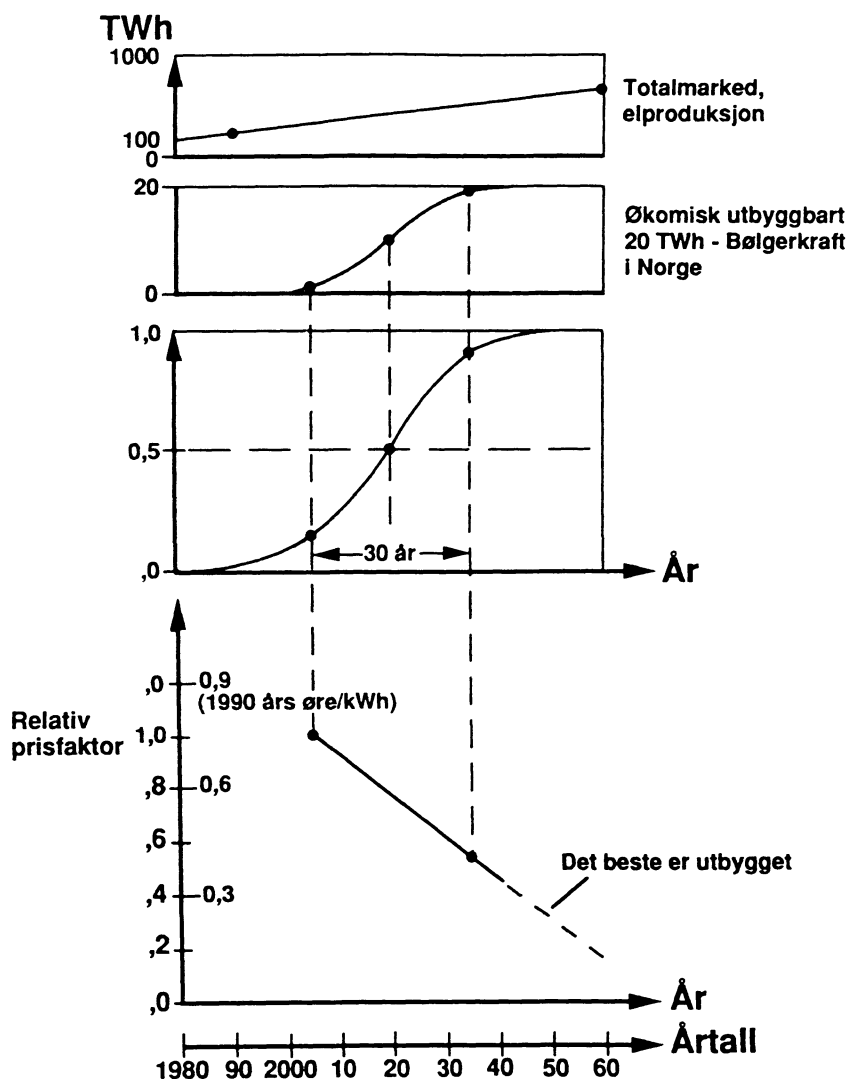
Gjennomføring av miljøpolitiske beslutninger om økt bruk av nye, fornybare energikilder, kan ikke påbegynnes før etableringsfasen er tilbakelagt. Planer og forventninger om takten i den planlagte utbygging må avstemmes mot tidligere erfaringer.

For flertallet av de nye fornybare energiteknologiene gjelder det at vi ennå befinner oss i etableringsfasen. Teknologien har derfor et stort potensiale for forbedringer og kostnadsreduksjoner. Produksjonskostnadene kan derfor forventes å bli redusert med fra 10-20% i faste kroner hver gang den installerte produksjonskapasiteten fordobles.

For å finne et anslag på kostnadsreduksjonen gis det her et eksempel for bølgekraft i Norge (ref. 7). Vi benytter den markedsøkonomiske plan- og prognosemetode IIASA (International Institute for Applied System Analyses) har utarbeidet med støtte av Foundation Volkswagen FRG. Modellene som ligger til grunn kan også anvendes til å simulere virkningen av:

- avgiftspolitik
- koplinger eller positive og negative synergieffekter mellom ulike energisystem

Figur 2: Forventet relativ kostnadsutvikling på bølgekraft. Basert på prognose for utbygging av bølgekraft som vist i figuren og plan- og prognosemetoden til IIASA.



Som det går fram av figuren er energikostnadene høye i den første perioden. Behovet for offentlig støtte ligger i perioden frem til energikilden blir konkurranskraftig og det oppstår et markedssug. Dette vil avhenge av pris- og avgiftspolitik og samt koplinger til andre energikilder og energimarkeder.

2.2 Vannkraftressursene

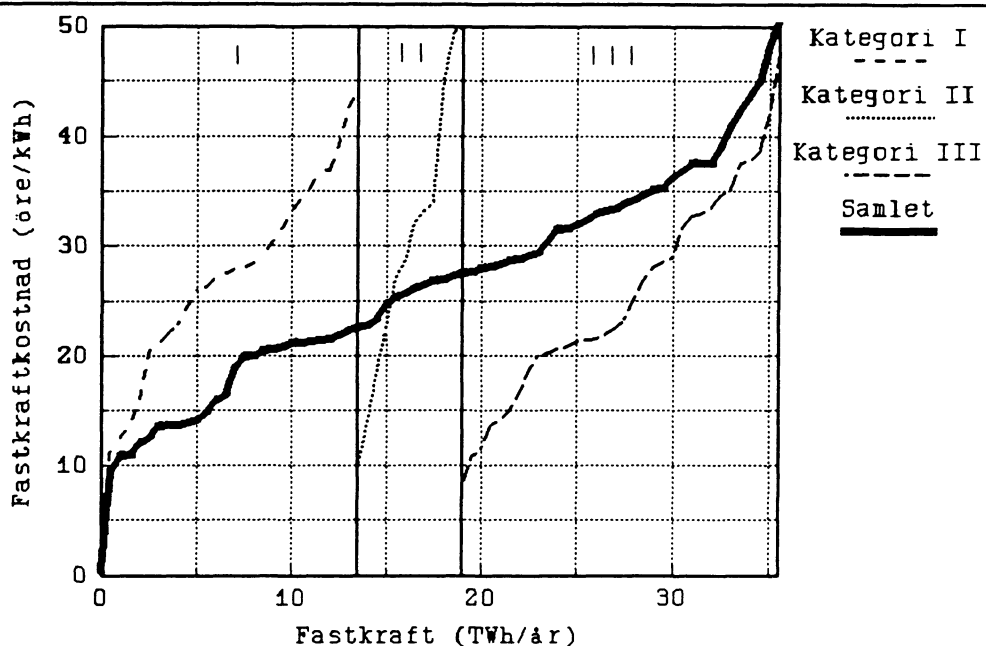
De klimarelaterte problemstillingene vil påvirke utnyttelsen av vannkraftressursene. Økte kostnader for kraftoppdekning i varmekraftlandene i Europa som følge av at det innføres klimaavgifter og strenge rensekrav, vil øke lønnsomheten av marginale utbygginger. En klimaendring som gir økt temperatur og nedbør vil gi lavere forbruk, større tilsig til vannkraftverkene og en endret fordeling av tilsiget over året.

Tabell 3: Utbyggingskostnad for vannkraftprosjekter utenom varig vernede og prosjekter under utbygging, 7% kalk.rente, annuitetsfaktor 7,5%. Kilde NVE/VU-notat nr 22/90

Økonomi- klasse	Utbyggingskostnad øre/kWh	Prod.potensiale GWh/år
1	← - 15	4.000
2	15 - 20	10.800
3	20 - 25	8.300
4	25 - 30	10.200
5	30 - 35	3.700
6	35 - →	2.500
Sum nye vannkraftprosjekter		39.500

Tabell 3 viser produksjonspotensialet for nye vannkraftprosjekter og opprustings- og utvidelsepotensialet fordelt på ulike utbyggingskostnader. Det må her bemerkes at de oppgitte tallene ikke er fastkraftkostnader, men de inneholder en vurdering av kraftkvaliteten. Fastkraftkostnadene vil i tillegg til utbyggingskostnader inneholde drifts- og vedlikeholdskostnader og kostnader knyttet til kraftkvalitet og leveringssikkerhet. I figur 3 er vist fordelingen av fastkraftkostnaden for prosjekter utenom varig vernede og prosjekter under utbygging.

Figur 3. Kostnadsfordeling av fastkraft innenfor hver kategori i Samlet plan og totalt. Kalkulasjonsrente 7%, 40 års levetid og pengeverdi 1990.



Det er ikke mulig med det underlagsmateriale NVE har, å kunne angi økningen i produksjonspotensiale for de enkelte verk om verdien av elkraft øker. Dette ville kreve en kartlegging av kostnadsøkning/-reduksjon ved en marginal utvidelse/reduksjon av magasin, effekt og tilgang på nye nedbørsfelter gjennom nye overføringer.

Når det gjelder virkningen på kostnadsfordelingen av klimaendring er det med grunnlag i Vassdragsdirektoratets publikasjon om klimaendringer og vannressurser (ref. 5) foretatt visse vurderinger. I publikasjonen er det beskrevet 2 mulige klimascenariar. Klimascenariene beskrives ved økt temperatur og økt nedbør i et "mest sannsynlig" og et "høyt" alternativ. Med de tilsigsseriene som er simulert, er det foretatt produksjonsberegninger for det norske produksjonssystemet, se punkt 3.2.1 side 23. Beregningene ga en produksjonsøkning på 4,5 og 11,5% ved de to scenariene. Økningen i tilrenningen var på 2,5 og 11%, slik at produksjonsøkningen skydes både økt tilrenning til kraftstasjonene og et redusert flomtap på grunn av mindre flommer.

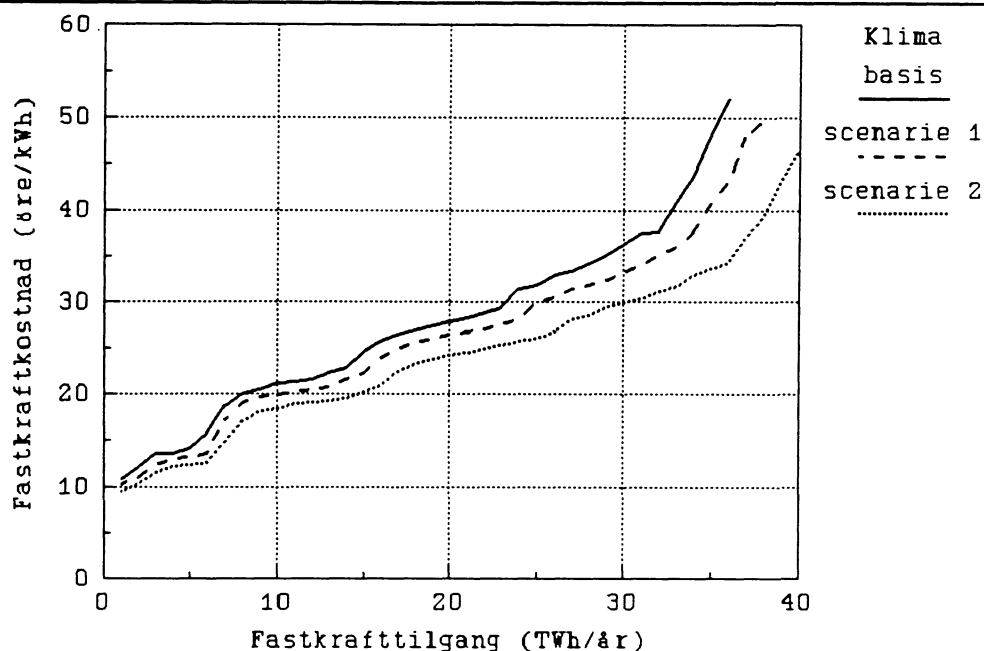
Tabell 4: Utbyggingskostnad for vannkraftprosjekter utenom varig vernede og prosjekter under utbygging. Estimert på fordeling av vannkraftpotensialet med endret klima.

Utbyggingskostnad øre/kWh	Produksjons potensiale GWh/år ved ulike klimascenarier		
	Basis	Mest sannsynlig	Høyt
← - 15	4.000	5.600	8.400
15 - 20	10.800	11.400	12.500
20 - 25	8.300	9.300	11.100
25 - 30	10.200	9.500	8.100
30 - 35	3.700	3.200	2.300
35 - →	2.500	2.200	1.600
Sum	39.500	41.200	44.000

Tabell 4 viser produksjonsvolum og kostnadsfordeling for vannkraftprosjekter med de antatte klimaendringene. Beregningene bygger på forutsetning om at vannkraftprosjektene har en geografisk fordeling som i det utbygde kraftsystemet. Alle prosjektene er gitt en produksjonsøkning lik produksjonsøkningen for landet totalt. Dette er en forenkling som kan gi et for lavt anslag på tilsigsøkningen for enkelte kraftverk og for høyt for andre. De indre deler av Østlandet, som får en mindre økning i tilsiget enn resten av landet, har f.eks. en mindre produksjonsandel blandt de nye prosjektene enn i det utbygde kraftsystemet. Det er forutsatt at de nye prosjektene er kostnadmessig jamt fordelt innen hvert trinn.

Som det framgår av tabell 4 vil produksjonspotensialet med en utbyggingskostnad på under 30 øre/kWh øke fra 33,3 TWh/år til henholdsvis 35,8 og 40,1 TWh/år. Den prosentvise økningen, som blir på 7,5 og 20,5%, er større enn antatt produksjonsøkning, fordi endel av prosjektene på et dyrere trinn vil gå et trinn ned.

Figur 4. Fordeling av fastkraftkostnaden med ulike klimascenarier. Forutsetter samme prosjektutforming og kun økt produksjon.



Arealet mellom kurvene i figur 4 gir besparelsen i investeringene dersom vannkraftprosjekter ble bygget ut uten hensyn til plassering i ulike "Samlet plan" kategorier. Settes det et tak på kostnaden for ny fastkraft rundt 30 øre/kWh, dvs ny kraft kan alternativt skaffes til denne kostnaden, er kostnadsreduksjonen på grunn av klimaendringene 500 og 1100 millioner kr/år for de to scenarier. Av totalkostnadene for basisalternativet utgjør dette henholdsvis 6 og 15%. Den større reduksjonen i det "høye" scenariet skyldes at en rekke prosjekter kommer under grensen på 30 øre/kWh.

Det er foretatt beregninger med endringer i tilsigsforholdene slik de kan forventes å bli på kysten fra Vestlandet til Helgeland. Disse indikerer at *nytteverdien* av et prosjekt i form av reduserte driftskostnader¹ i produksjonssystemet øker med 40 og 50%. Årsaken er en gunstigere fordeling av tilrenningen til kraftverket mellom vinter og sommer i tillegg til økt tilrenning på grunn av økt nedbør. Dette innebærer at prosjektene blir mer lønnsomme enn det den økte årstilrenningen skulle tilsi. Videre øker mengden av økonomisk utbyggbare prosjekter øker derfor med mer enn det reduksjonen i utbyggingskostnadene indikerer. Grensene for kostnadsklassene som er benyttet i tabell 3, skulle derfor ha blitt justert for klimascenariene.

¹ Driftskostnader = drift av varmekraft - tilfeldigkraftsalg
+ importkostnader - eksportinntekter
+ rasjoneringskostnader

Den optimale utformingen av kraftverksprosjektene påvirkes av klimaendringene:

- prosjektenes optimale størrelse vil øke om marginale felter får større tilsig og større vintertilrenning. Dette gir en lavere utbyggingskostnad pr. kWh og større nytteverdi.
- verdien av magasin vil endres. Dersom magasinet i første rekke er laget for innvinning av flomkraft, vil magasinet kunne reduseres om flommene blir mindre. På den andre siden vil økt tilrenning gi behov for økt magasin. Behovet for magasiner til sesongregulering reduseres på grunn av større tilsig om vinteren når forbruket er høyt. Behovet for flerårsmagasiner er det vanskelig å si noe om da dette er avhengig av hyppigheten av tørrår.
- verdi av installasjon (effekt) vil endres avhengig av om den benyttes for flomginnvinning, sesongregulering eller effektdekning.

Beregninger viser at den marginale verdien av et *magasin* blir redusert i det mest sannsynlige klimascenariet. Verdireduksjonen for et prosjekt med liten regulering, rundt 10% av tilsiget, ble på fra 40 til 70%. Reduksjonen var avhengig av geografisk plassering i landet og om magasinet fikk tilsig fra høyfjell, midlere nivå eller lavland. Reduksjonen ble størst i høyfjellet og avtok mot lavlandet. Reduksjonen økte også nordover langs kysten. Begge deler skyldes at de klimaendringer som er lagt til grunn gir en relativt større økning av vinteravløpet mot høyfjellet og nordover. Et prosjekt med høy regulering (60% av tilsiget) fikk en reduksjon i marginal magasinverdi som ble liggende 10 til 20 prosentpoeng lavere enn et prosjekt med liten reguleringsgrad. Det høye klimascenariet, med en vesentligere større tilsigsøkning, ga en mindre reduksjon i marginal nytteverdi for magasin og i noen områder økt marginalverdi.

Installasjon i prosjekter med sesongregulering påvirkes lite av de ulike klimascenariene. Mens installasjon som benyttes for energiinnvinning gjennom reduksjon av flom, viste en lavere nytteverdi. Dette vil kunne gi mindre installert effekt i nye, lavt regulerede verk om en klimaendring med større avsmelting om vinteren legges til grunn.

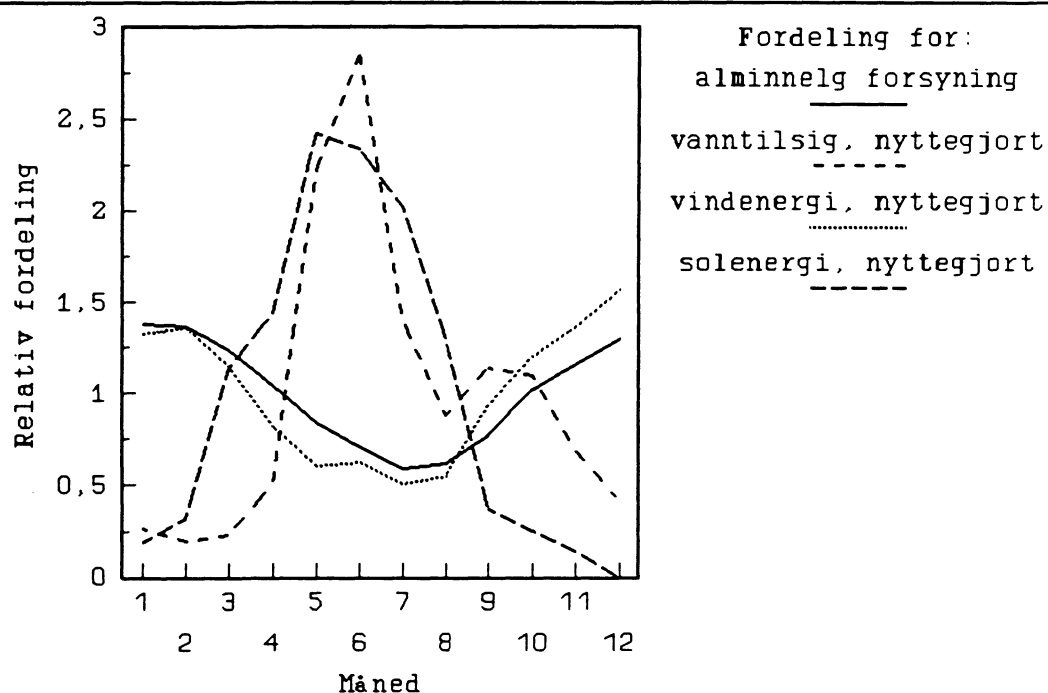
3. KRAFTSYSTEMET

3.1 Integrasjonskostnader for ny produksjon.

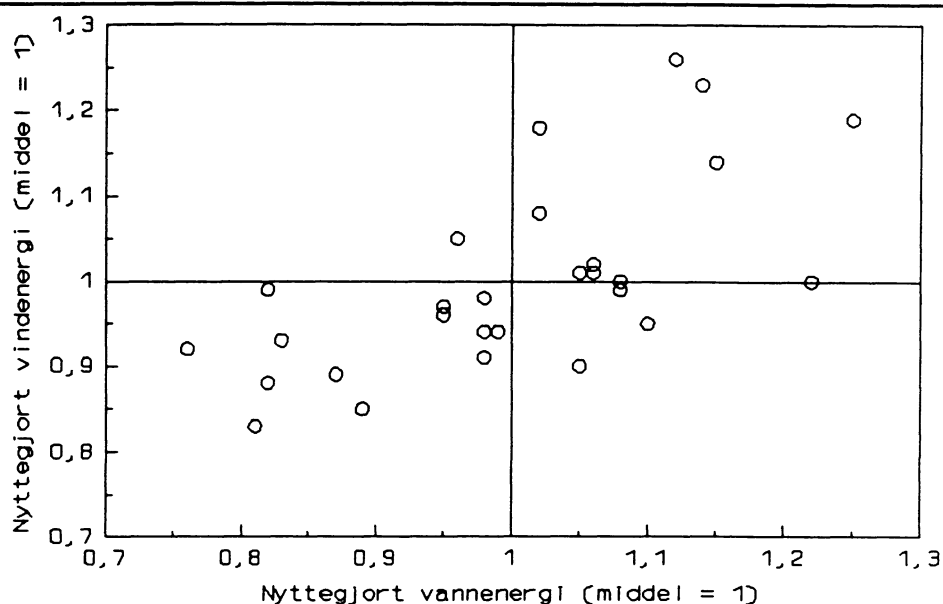
Dersom et energianlegg ikke har mulighet for lagring av primærenergi slik at energien kan tas ut når etterspørselen oppstår, må ettersørselen dekkes fra et annet anlegg. Det innebærer at det i produksjonssystemet må være reservekapasitet tilstede i form av effekt og energi. Enhver dekning av etterspørsel etter

energi fra et nytt anlegg vil føre med seg kostnader i tillegg til investeringer og driftskostnader i energianlegget. Kostnadene skyldes overføringskostnader fra produksjonssted til forbruker og investeringer i produksjonsreserve og overføringskostnader for å kunne dekke etterspørselen ved redusert leveringsevne. Redusert leveringsevne i et kraftverk kan f.eks. skyldes mangel på vann i vannkraftverk eller vind i vindkraftverk.

Figur 5. Fordeling av nyttbar energitilgang over året for vind-, sol- og vannkraftanlegg.



Figur 6. Samvariasjon mellom årlig nyttbar energitilgang i vindkraftanlegg og vannkraftanlegg i perioden 1961 til 1988. Middel i perioden er satt til 1,0.



Integrasjonskostnadene i det norske kraftsystemet vil være kostnader for å kunne regulere den totale produksjonen slik at forbrukets variasjonen over året dekkes (energidekning) og den momentane etterspørselen dekkes (effektdekning). Disse kostnadene er relativt beskjedne i det nåværende kraftsystemet på grunn av stor reguleringsevne i vannkraftsystemet. Effektdekningen er dessuten god i et vannkraftsystem som dimensjoneres for energidekning.

Som det framgår av figur 5 er sesongfordelingen av produksjonen fra vindkraftanlegg gunstigere enn energitilgangen til vannkraftsystemet. Det innebærer at behovet for sesonglager kan være lite, men det må ha adgang til å korttidsregulere. Vind- og vannkraft har en tilgang på nyttbar energi fra år til år som synes å ha en viss samvariasjon, se figur 6. Lite vind og lite vann har en tendens til å opptre samtidig. Dette innebærer at vindkraften kan komme til å belaste den energireserven som ligger i flerårsmagasinenene. Energitilgangen fra solenergianlegg har ikke en så gunstig årsprofil som vindkraft, men energitilgangen ligger begynner å bli høy allerede i mars-april mens vannkraftanleggene fremdeles tapper fra magasinene.

3.2 Utnyttelse av kraftsystemet

3.2.1 Ulike scenarier for klimaendringer

NVE har i rapporten "Klimaendringer og vannressurser" (ref. 5) behandlet virkningen av klimaendringer i et enkelt kraftselskaps område. Her skal virkningen på hele det norske vannkraftsystemet behandles.

Klimaendringer er beskrevet med en heving av middeltemperatur og økt nedbør. For det "mest sannsynlige" scenariet regner man med en midlere temperaturøkning på 2 grader for månedene juni til august og 3-4 grader for desember til februar. Økning av nedbør blir rundt 10% om vår og sommer og 5% om høst og vinter. Et "høyt" scenario er gitt med en ytterligere temperaturøkning på rundt 1 grad og en nedbørsøkning på 20 til 15% om høst og vinter. Økningen i temperatur gir økt fordamping og i områder med lite nedbør kan den økte fordampingen være større enn nedbørsøkningen slik at avrenningen reduseres. Dette er tilfelle for de indre deler av Østlandet og på Finnmarksvidda.

Temperaturøkningene fører til en redusert etterspørsel på elektrisitet på anslagsvis 5 og 7 TWh/år for de ulike klimascenariene. Anslagene bygger på den temperaturfølsomheten som er beregnet for 1989. Økt temperatur fører også med seg en endring i etterspørselsfordelingen over året. De beregnede endringene ble små og ga en etterspørselsreduksjon om høsten og en økning om vinteren med samme fastkraftbelastning. Med økt vintertemperatur må man forvente at maksimalbelastningen i elsystemet blir redusert. Med en temperaturfølsomhet på 100 til 200 MW pr. grad C, vil en temperaturøkning på 3-4 grader bety en lastreduksjon på 200 til 800 MW med samme årsbelastningen. Om den dimensjonerende temperaturen skal endres med den midlere temperaturøkningen, vil avhenge av at ekstremtemperaturene reduseres like mye som middeltemperaturen i en sesong.

Med de ulike klimascenarier er det utført tilrenningssimuleringer for 8 vassdrag i Norge, og disse tilrenningsseriene er lagt til grunn for å beskrive variasjonen i tilrenningen til vannkraftverkene. Det er antatt at økningen i tilrenningen til et kraftverk er lik økningen for den tilrenningsserien som karakteriserer området.

Med de gitte forutsetningene er det foretatt produksjonsberegninger for det norske produksjonssystemet. Beregningene ga en produksjonsøkning på 4,5 og 11,5% ved de to scenariene. Økningen i tilrenningen var på 2,5 og 11%, slik at produksjonsøkningen skyldes både økt tilrenning til kraftstasjonene og et redusert flomtap på grunn av mindre vårflokker. Det må her bemerkes at disse økningene er beheftet med stor usikkerhet og er avhengig av hvor gode de beregnede tilrenningsseriene til kraftverkene er. Tallene må derfor betraktes som et første steg på veien mot å anslå betydningen av klimaendringer på produksjonssystemet.

Den økte produksjonen kan tas ut som økt fastkraftbelastning eller økt tilfeldig-

kraftsalg. Beregningene viste at fastkraftbelastningen kunne økes med produksjonsøkningen uten at marginalkostnadene for levering av mer fastkraft blir høyere enn uten klimaendringer. Fastkraftuttaket ble 10% høyere i det "mest sannsynlige scenariet", fordi dette scenariet ga en mindre tilsigsøkning og dermed større frihet til å utnytte magasinene til sesongregulering.

Økt produksjonsevne betyr at investeringer for å dekke økt etterspørsel kan reduseres, eller at kraften utnyttes gjennom industriutbygging eller eksporteres. Den økningen det er tale om vil skje over lang tid og tidsscenariet i NVEs rapport var 2030. For å studere den økonomiske betydningen forutsettes at det norske vannkraftproduksjonssystemet blir bygget ut til å kunne produsere 125 Twh pr. år i middel, referert "dagens" klima. Settes verdien av fastkraft til 25 henholdsvis 30 øre/kWh får vi:

	"Mest sannsynlig"	"Høyt"
Økt fastkraftproduksjon i TWh/år	5,8	14,4
Verdi av økt fastkraft i milliarder kr pr. år:		
ved 25 øre/kWh	1,4	1,7
ved 30 øre/kWh	3,6	4,3

Det økte fastkraftuttaket fra produksjonssystemet ga ingen økning i produksjonskostnadene i kraftsystemet. Derimot vil effektreserven i systemet reduseres. Antas en brukstid på 5000 timer pr år for det økte fastkraftuttaket, trengs det 1000 og 3000 MW for å dekke denne. Det er da ikke tatt hensyn til reduksjonen i maksimallasten på grunn av økt vintertemperatur.

For overføringsnettet betyr klimaendringene:

- en redusert maksimalbelastning om temperaturøkningen slår ut i lavere dimensjonerende last
- en redusert nedkjøling av linene på grunn av økt temperatur
- en endring av energiflyten i nettet om vinteren på grunn av større vinterproduksjon i elvekraftverk
- en endret energiflyt i nettet avhengig av hvor den økte fastkraftproduksjonen skal brukes i forhold til hvor den kan produseres. NVEs rapport (5) viser en mindre økning i tilsiget på Østlandet enn for Norge i gjennomsnitt.
- et økt behov for å kunne utnytte de effektreservene som er i vannkraftsystemet

Det må utføres mer detaljerte studier hvor også nettet er trukket inn for å kunne si

noe om hva klimascenariene med økt produksjon og utnyttelse av kraftsystemet vil bety for nettutbyggingen.

3.2.2 Virkninger ved bruk av miljøavgifter på fossilt brensel

NVE kan ikke foregripe det arbeidet som foregår i regi av sentrale myndigheter med hensyn til introduksjon av miljøavgifter som miljøpolitisk virkemiddel. Vi legger imidlertid til grunn at avgifter må tas i bruk i noen grad - og få gjennomslag i energimarkedet som helhet - dersom overordnede miljøpolitiske mål skal nås samtidig som en effektiv ressursutnyttelse sikres. I denne sammenheng ønsker vi å gjøre rede for en sammenheng som kan være av spesiell betydning for bruk av miljøavgifter i en klimapolitisk sammenheng:

På sikt kan en vellykket klimapolitikk være nært knyttet til karbonspesifikke avgifter på fossilt brensel. Virkningen denne avgiften får på forbrukerprisene på kort sikt vil være avhengig av blant annet kullprodusentenes kostnadsforhold. Både olje, kull og gass har i dag markedspriser som ligger betydelig over produksjonskostnadene hos en rekke produsenter. Dette betyr at det finnes en viss fleksibilitet hos produsentene - en mulighet til å "kompensere" for miljøavgifter ved å akseptere lavere marginer på produsentleddet.

NVE antar at kjennskap til denne dynamikken vil være en forutsetning for en vellykket internasjonal klimapolitikk dersom miljøavgifter skal brukes som en sentralt virkemiddel.

3.2.3 Samplanlegging i et større internasjonalt energimarked

En sterkere vekt på samordnet planlegging i det europeiske energisystemet, herunder kraftsystemet, vil kunne bidra til å gjøre en internasjonal klimapolitikk mer kostnadseffektiv.

Norske vannkraftverk er raske å starte opp og regulere slik at de er godt egnet i samdrift med som varmekraft eller nye fornybare energikilder. En samordnet planlegging på utbyggings- og driftssiden mellom vannkraft og nye fornybare energikilder som sol-, vind- og bølgekraft gir mulighet for at slike energislag kan gi kostnadseffektive bidrag til det europeiske energisystemet.

4. MILJØVIRKNINGER OG AREALFORBRUK

4.1 Miljøvirkninger

Det er ikke foretatt detaljerte analyser av miljøvirkninger i forbindelse med denne rapporten, idet det antas at dette ivaretas av SFT. Nedenfor vises en enkel oversikt over de konflikttyper NVE antar bør vurderes nærmere i forbindelse med utnyttelse av fornybare energikilder:

	SOL	BIO	VIND	BØLGE	VANNKRAFT
Økologisk mangfold		X			X
Estetiske verdier	X	X	X		X
Utslipp til luft		X			
Arealkonflikter		X	(X)	(X)	(X)

Økologisk mangfold

Flere av de beskrevne måtene å utnytte bioenergi på forutsetter betydelige endringer i kulturlandskapet eller skogen. Store monokulturer antas å kunne påvirke det lokale økologiske mangfoldet.

Vannkraftutbygging gir endringer i vannføringene i elvene, demmer ned arealer og øker strandsonen i reguleringsmagasiner. Dette fører med seg en endring i det økologiske miljøet.

Estetiske verdier

Utnyttelse av solenergi i bygningssammenheng vil redusere arkitektenes frihet, spesielt gjelder dette de aktive systemene. Det vil kunne hevdes at bygningsintegreerte solfangere "ikke er pene".

Bioenergiutnyttelse kan føre til forandringer i skog og kulturlandskap - forandringer som reduserer den rekreative verdien av de direkte berørte arealene og de nærmeste omgivelser.

Vindkraftverk, spesielt i store parker, vil virke sjenerende dersom de er synlige på lang avstand og fra områder med fast bebyggelse.

Bygging av vannkraftverk fører til forandringer i vassdragene med tørrlagte elveleier og større eller endrede strandsoner i reguleringsmagasiner. I tillegg vil de bygningsmessige deler av anleggene som ikke ligger i fjell, gripe inn i landskapet. Dette vil som for bioenergi redusere den rekreative verdien av de direkte berørte arealene og de nærmeste omgivelsene.

Utslipp til luft

Forbrenning av biobrensel vil i varierende grad, avhengig av forbrenningsteknologi, anleggsstørrelse og bruksmåte, gi forurensende utslipp til luft. Dette gjelder bla tjærestoffer og nitrogenoksider. Problemene kan reduseres betydelig i fremtiden.

Arealkonflikter

Både bio-, vind-, bølge og vannkraftanlegg vil fysisk beslaglegge arealer, dels begrense verdien av tilgrensende arealer. Solenergianlegg av bygningsintegrert type kan ikke sies å representere et tilsvarende problem.

4.2 Arealbehov

Solenergi

Alle anleggstyper for solenergi som er behandlet i denne rapporten er av bygningsintegrert type. Solpanelene vil inngå i tak og vegger og fører dermed ikke til beslagleggelse av tilleggsarealer.

Vindenergi

I vindparker vil anleggene beslaglegge arealer tilvarende 30-100 kvadratkilometer pr årsprodusert TWh.
Dette arealet inkluderer sikkerhetsavstand til bebyggelse.

Bioenergi

Arealbehovet vil være svært avhengig av bonitet, driftsform og type energibærer. Her hentes et eksempel fra SEFO's rapport, der det beregnes at 300.000 dekar energiskog vil gi bruttoenergi tilsvarende 2,4 TWh. Basert på virkningsgrad 75 % gir dette et spesifikt arealbehov på ca 180 kvadratkilometer pr TWh nyttiggjort energi.

Bølgeenergi

Professor J. Kalnes, NTH, har i en kommentar til Stortingsmelding nr. 65 (1981-82) anslått arealbehov, havareal, for bølgekraftverk til 41 kvadratkilometer pr. årsproduert TWh.

5. PLANLEGGING GJENNOM KVANTIFISERING AV MILJØULEMPER

Produksjon, fordeling og bruk av energi medfører en rekke samfunnsmessige ulemper/kostnader som ut fra dagens situasjon ikke dekkes av markedsprisene. Den skade som for eksempel oppstår på miljøet må da eventuelt dekkes av samfunnet på annen måte. Når de totale kostnadene ikke reflekteres i energiprisene, kan det videre føre til feilbeslutninger og uheldig bruk av energi og teknologi. Løsningen på dette problemet kan da være å etablere et system hvor miljøkostnadene kan trekkes inn i energikostnadene allerede på et tidlig stadium i utbyggingsplanleggingen.

NVE har tatt opp dette spørsmålet i et prosjekt med sikte på å legge grunnlaget for en samfunnsrasjonell energiplanlegging og energihusholdning gjennom å innbefatte miljøulempene ved kostnad-/nyttevurdring av ulike energisystemer.

Prosjektet tar sikte på å analysere miljøulempene forbundet med ulike energiteknologier og søke å kvantifisere dem. Som utgangspunkt har man antatt at rensekostnader og andre tiltak for å bringe ulemper/uønsket utslipp ned til akseptable grenseverdier, kan brukes som en indikasjon på nivået av miljøkostnadene. Miljøkostnadene deles for øvrig i driftsavhengige og driftsuavhengige kostnader.

Det er oppnevnt en referansegruppe bestående av representanter for NVE, NEVF, Direktoratet for naturforvaltning (DN), Vassdragsregulantenenes forening (VN) og SFT. En brukergruppe bestående av personer fra NVE og Statistisk sentralbyrå (SSB) er under oppstart. Delprosjekter er startet på kvantifisering av miljøkonsekvenser ved vannkraft, varmekraft og ENØK-tiltak. Det er også startet et delprosjekt på "Miljøkostnader og samfunnsøkonomi". Delprosjekter innen alternative energikilder, transportsektoren og transmisjon vil bli satt i gang i 1991.

Når miljøkostnader og tålegrenser er klarlagt, vil man til sist utvikle en metode hvor samtlige kostnader (utbyggings- og kapitalkostnader, samt drifts- og miljøkostnader) tas med ved de samfunnsøkonomiske nyttevurderinger av utbyggingsprosjekter. Hvis man lykkes med dette, kan NVEs planleggingsmetodikk suppleres slik at miljøulempen uttrykt som kostnader, kan tas med i den fremtidige planleggingsprosess. Metodikken antas også å kunne benyttes som basis i et system hvor miljøvern inngår som en integrert del av den økonomiske politikken.

Alle delprosjektene skal etter planen være avsluttet i 1991, mens arbeidet med

planleggingmetoden vil gå ut 1992.

6. VIDERE UTREDNINGSBEHOV

Reviderte potensialberegninger

I denne rapporten er det valgt svært få faste inngangsvariabler, og beregningene er ikke utført for et gitt tidspunkt, med unntak av teknologiforutsetningene. Det vil være nyttig å revidere disse beregningene når inngangsbetingelsene er noe mer innsnevret. Dette gjelder bl.a. forutsetninger om fremtidige energipriser og markedskoblinger, økonomisk utvikling og forventet byggeaktivitet/nyetablering i det aktuelle tidsrommet.

"Vugge til grav - analyser"

Både når det gjelder arealbehov og miljøeffekter er det behov for bedre datagrunnlag. Det er ønskelig å vite mer om de indirekte virkninger forskjellige energiteknologier har gjennom de investeringsvarer som brukes for å bygge opp anlegg, og det forbruksmateriell som brukes under drift.

Vindkraft

Beregninger som IFE har utført (ref. 1) viser at vindparker plassert på undervannsholmer og skjær kan være interessant å vurdere i fremtiden. Kostnadene for kraft fra slike anlegg vil være ca 50 øre/kWh referert sentralnettet, og ressursene er betydelige. Driften av slike anlegg vil kreve i størrelsesorden 100 (direkte-)årsverk pr årlig TWh, lokalisert i de ytterste kyststrøkene i Norge.

Bioenergi

I klimasammenheng vil det være nyttig å vurdere kostnad/nytte-forhold ved å øke den totale biomassen på norsk jord; Altså ikke utelukkende se på biomassen som en kretsløpsressurs som kan substituere fossilt brensel, men også som et karbondepot som kan økes over tid. Dette vil evt være et tidsbegrenset tiltak, ettersom det antagelig finnes et tak for total biomasse.

I det naturlige karbonkretsløpet inngår også faser der karbonet foreligger som metan. Ettersom metan er en viktig drivhusgass, med en effekt som er langt større pr karbonatom enn hva som er tilfelle med karbondioksid, synes det rimelig å vurdere forskjellige bioenergisystemer i lys av dette; Vil noen driftsfor-

mer/dyrkingsformer medføre større metanutslipp fra dyrkede arealer enn andre ?
Er disse metanmengdene av vesentlig betydning ?

Introduksjonstiltak for nye energisystemer

Klimapolitiske tiltak vil antagelig ha avgjørende betydning for hvordan rammebetingelsene for energisystemet vil bli i fremtiden. Det blir en utfordring for myndighetene å forberede introduksjonen av nye elementer i energiforsyningen, selv om det forutsettes at markedet skal sikre rasjonell ressursallokering når en klimapolitikk er ferdig utformet og introdusert. Analysemodeller som kan gi beslutningsstøtte for denne energipolitikken bør utvikles. Det bør legges spesiell vekt på å klarlegge behovet for offentlig satsing på alternativer som forventes å bli lønnsomme under de fremtidige rammebetingelsene.

Vannkraft

Det vil være behov for å studere problemstillingen klimaendringer og vannressurser i nordisk sammenheng. Fra "Chefer for de hydrologiske tjenester i Norden", CHIN, og "Koordinationskomitéen for Hydrologi i Norden", KOHYNO, er det tatt et initiativ overfor Nordisk Ministerråd om et forskningsprogram. I dette forskningsprogrammet, "Klimaforandringer og Vandressourcer", er et av programområdene: "Konsekvensanalyse af klimaaendringers indflydelse på vandressourcer og samfundsøkonomi". Herunder tas effekten av klimaforandringer på kraftforsyningen opp til vurdering.

REFERANSER

NVEs arbeid med potensialer og kostnader for fornybare energikilder er i hovedsak basert på følgende rapporter, underlagsrapporter og bidrag:

1. **Institutt for energiteknikk (IFE)**
Oppdatering av vindkraftpotensialet i Norge
Rapport nr.: ISE/KR/F-90/131
Datert oktober 1990
2. **Fritjof Salvesen, Veritas-Miljøplan**
Utnyttelse av solenergi i Norge
Foreløpig versjon datert 28.08.1990
3. **Senter for forskningsoppdrag (SEFO), Ås**
Samfunnsøkonomisk potensial for bioenergi i år 2000
SEFO-rapport 2/90
Datert ÅS-NLH 14.09.1990
4. **Energidata**
Anvendelse av varmepumper, rammebetingelser
Vedleggsrapport 1, varmegrunnlaget
Rapport ED 90-112., prosjektnummer 2014
5. **NVE-Vassdragsdirektoratet**
Klimaendringer og vannressurser
Publikasjon nr. V30, datert april 1990
6. **Knut Bønke, Sedeac**
Potensial for utnyttelse av bølgekraft i Norge
Datert 26.09.1990
7. **Knut Bønke, Sedeac**
Samfunnsøkonomisk potensial for nye, fornybare energikilder.
Makrodynamisk behandling av markedspenetrasjon og kostnads-
utvikling.
En innledende orientering. Datert 30.10.1990.