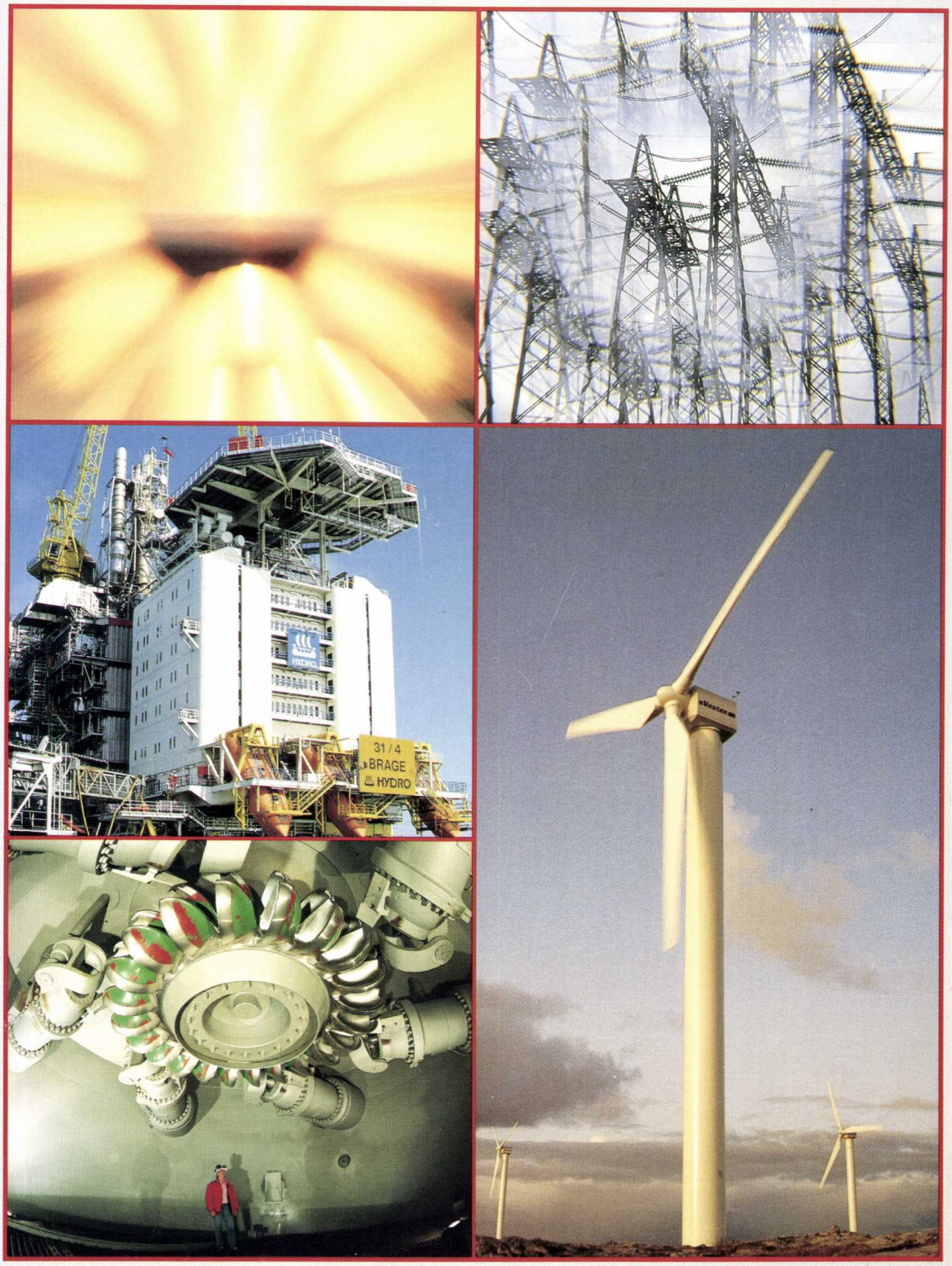
Energifakta 1993



Redaktør: Per Tore Jensen Lund

NVE
NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

ENERGIFAKTA 1993
er utgitt av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)

Redaktør:
Per Tore Jensen Lund

Satsutkjøring:
Exakt Grafisk AS

Tilrettelegging og trykk:
Grafia Offset AS

Forsidebilder:

Øverst til venstre:	© Zenith-Film Scandinavia AS
Øverst til høyre:	© Zenith-Film Scandinavia AS
I midten til venstre:	© Norsk Hydro as
Nederst til venstre:	© Per O. Breitjell, Oslo Energi
Nederst til høyre:	© Erling Solberg, NVE

Publikasjonen kan bestilles hos NVE

Middelthuns gate 29
Postboks 5091, Maj
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefax: 22 95 90 00

ISSN 0802-1309

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

FORORD

Dette heftet tar sikte på å dekke behovet for en kortfattet og ajourført fremstilling av Norges energisituasjon. Heftet kommer ut en gang årlig.
Alle beskrivelser er gjort så knappe som mulig med de følger det får for nyanseringen. Virksomheten på kontinentalsokkelen er i liten grad behandlet. Vi viser til Nærings- og energidepartementets faktahefte for denne sektoren.

Den første delen av heftet er en enkel energilære med gjennomgang av energitekniske begreper, mens den siste delen tar seg av energiforsyning og energibruk.

Fremstillingen vil også være nyttig for mennesker utenfor fagmiljøene. Vi tenker bl.a. på mediefolk, lærere og elever.

Norges vassdrags- og energiverk

Oslo, oktober 1993

INNHOLD

		Side
1.	ENERGI	9
2.	ENERGITEKNISKE BEGREPER	10
3.	NORGES ENERGIRESSURSER OG -RESERVER	12
4.	NÆRMERE OM DE ENKELTE ENERGIBÆRERE	14
4.1	Vannkraft	14
4.2	Gasskraft	17
4.3	Olje- og gassressurser	17
4.3.1	Petroleumsreserver	17
4.3.2	Oppdagede petroleumsressurser	17
4.4	Kullreserver	18
4.5	Nye fornybare energiressurser	19
5.	PRODUKSJON OG BRUK AV ENERGI I NORGE	20
5.1	Innledning	20
5.2	Historisk utvikling i produksjon og bruk av energi i Norge	23
5.2.1	Innledning	23
5.2.2	Fordelingen på energibærere	23
5.2.3	Elektrisitet	25
5.2.4	Petroleumsprodukter	27
5.2.5	Fast brensel	29
5.2.6	Sammenhengen mellom bruttonasjonalprodukt og energibruk	29
6.	ENERGIPOLITIKK	31
6.1	Markedsutvikling	31
6.2	Utenlandshandel med kraft.	32
6.3	Omlegging av elektrisitetsavgiften	33
7.	ENERGIPRISER OG OVERFØRINGSTARIFFER	34
7.1	Internasjonal prisutvikling på råolje	34
7.2	Oljeproduktpriser i Norge	34
7.3	Pris på norsk gass	35
7.4	Pris på elektrisk energi	35
7.5	Utviklingen i prisene på olje og elektrisitet til oppvarming	39
7.6	Kullpriser	39
7.7	Overføringstariffer	40

Side

8. ENERGIØKONOMISERING 42

8.1 Innledning 42
8.2 Statlige tiltak 42
8.2.1 Informasjon og opplæring 43
8.2.2 Statlige tilskudd til enøkinvesteringer hos forbrukere 43
8.2.3 Tilskudd til opprustning og utvidelse av kraftverk 43
8.2.4 Introduksjon av energieffektiv teknologi 44
8.3 Endring i enøkpolitikken 44

9. FORSKNING OG UTVIKLING 45

9.1 Innledning 45
9.2 Omfanget av midlene 46
9.3 Utvikling på de ulike FoU-felter 46
9.3.1 Innledning 46
9.3.2 Olje og gass 47
9.3.3 Nye fornybare energikilder 47
9.3.4 Vannkraft 47
9.3.5 Samfunnsvitenskaplig forskning på energiområdet 48
9.3.6 Nordisk energisamarbeid 48
9.3.7 FoU og miljø 48

VEDLEGG 49

Tabell 1: Gjennomsnittlig teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere 49
Tabell 2: Omregningsfaktorer mellom ulike enheter for energi og energivarer 49
Tabell 3: Energitekniske definisjoner 50

TABELLREGISTER

Tabell		Side
2.1	Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere	11
3.1	Reserver, produksjon og produksjonstid for noen energivarer i 1992	12
4.1.1	Verdens største vannkraftproduserende land	16
4.3.1.1	Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Råolje 1980-92	17
4.3.1.2	Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Naturgass 1980-92	17
5.1.1	Energibalanse for Norge, 1991	22
5.1.2	Energibalanse for Norge, 1992	22
5.2.1.1	Energibalanse for Norge, 1980-92	24
5.2.2.1	Energi- og elforbruket i noen land i 1990	25
5.2.3.1	Elektrisitetsbalansen, 1970-92	26
5.2.3.2	Samkjøringspris, 1980-92	27
5.2.4.1	Produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass, 1980-92	27
5.2.4.2	Salg av oljeprodukter til varmeformål, 1980-92	28
5.2.5.1	Produksjon og forbruk av fast brensel i perioden 1980-92	28
7.2.1	Priser for en del petroleumsprodukter i perioden 1970-92	35
7.4.1	Gjennomsnittspriser ved salg til husholdninger og jordbruk i 1993	37
7.4.2	Kraftpriser og forbruk i næringslivet og husholdninger i kontrakter av ulik type pr. 1.1.93	38
8.2.1	Midler til enøktiltak i 1992 og 1993	42
9.2.1	NOEs budsjett for energiforskning, 1992-93	46

Standardtegn i tabellene:

.	Tall kan ikke forekomme
..	Oppgave mangler
–	Null
0	Mindre enn 0,5 av den benyttede enhet

FIGURREGISTER

Figur		Side
3.1	Produksjonens fordeling på energivarer i 1992	13
4.1.1	Tilsig av vann og elproduksjon over året	15
4.1.2	Elproduksjon i de nordiske land fordelt på energikilde, 1992	16
4.1.3	Vannkraftpotensialet pr. 1.6.1993	16
4.3.2.1	Gjenværende olje- og gassressurser pr. 31.12.1992	18
5.1.1	Skjematisk fremstilling av produksjon, omforming og bruk av energi	21
5.2.1.1	Norges energiproduksjon og innenlands forbruk, 1970-92	23
5.2.2.1	Energibruk i Norge etter energivare, 1975-92	24
5.2.3.1	Import og eksport av elektrisitet, 1970–90	26
5.2.6.1	Energiintensiteter, 1973-92	30
7.4.1	Realpris for elektrisitet til husholdninger og jordbruk, 1975–93	36
7.4.2	Omsetning til husholdninger og jordbruk fordelt på prisintervaller	37
7.5.1	Prisutvikling for nyttiggjort energi til oppvarming, 1973-92	39
7.6.1	Gjennomsnittspriser for energikull levert EF-land, 1980–90	40
7.7.1	Priser for kraftoverføring	41

1. ENERGI

Energi er produktet av *effekt* og *tid*. En ovn som tilføres en effekt på 1 kilowatt (kW), vil f.eks. i løpet av en time tilføres energi tilsvarende 1 kilowatt-time (kWh). De energiformer vi kjenner til fra vår hverdag er først og fremst lys, varme og mekanisk arbeid (f.eks. transport). Energien slik den finnes i naturlig tilstand, kan ofte ikke brukes direkte. La oss ta vannkraften som eksempel. Hvis vi vil ha lys, må vi omforme vannets energi til elektrisitet. Vannkraften kalles da *primærenergi*, og elektrisiteten blir en *energibærer*.

Metode for energiomdannelse velges i første rekke ut fra økonomiske betraktninger, avhengig av hvilke energikilder og råstoffer man har adgang til. F.eks. kan fossile brensler omdannes både til varme, lys og mekanisk arbeid ved hjelp av forskjellige prosesser. Omdannelsen kan foregå i dampkraftverk, kraftvarmeverk, forbrenningsmotorer, ovner m.v.

2. ENERGITEKNISKE BEGREPER

Enheter og energi:

De aller fleste land i verden har sluttet seg til det såkalte SI-system. "SI" står for Système International d'Unitès. I dette systemet er grunnenheten for energi *joule* (J). Dette er også fastsatt som Norsk Standard (NS 1024). Elektrisk energi kan også oppgis i watt-sekund (Ws) eller watt-time (Wh). En kilowatt-time er lik 1000 Wh.

Tabellene bakerst i heftet gir en oversikt over energitekniske definisjoner og omregningsfaktorer mellom forskjellige energienheter (se vedlegg, tabell 2 og 3).

Primærenergi:

De energiråstoffene som utvinnes fra naturen kalles *primærenergi*. Eksempler på primærenergi er kull, råolje, naturgass, vannkraft, ved og vind.

Energibærere:

Når energien har fått en slik form at den egner seg godt til distribusjon og endelig anvendelse hos brukeren, kaller vi den *energibærer*.

Eksempler på energibærere er fyringsolje, bensin og elektrisitet. Tre, kull og naturgass er primærenergi som fungerer som energibærere, dvs. at de kan brukes til f.eks. husoppvarming i den form de finnes i naturen. Energibærere kan igjen omdannes til andre energibærere (sekundære energibærere), f.eks. elektrisitet til varme som kan nyttes i et fjernvarmesystem.

Teoretisk energiinnhold:

Den maksimale energimengde man kan utnytte pr. vekt- eller volumenhet av primærenergi varierer betydelig fra et råstoff til et annet. Den maksimale utnyttbare energimengde kalles "teoretisk energiinnhold". I praksis vil ikke hele det teoretiske energiinnholdet kunne nyttiggjøres, jfr. avsnittet om bruksvirkningsgraden.

De forskjellige energibærere har ulike fysiske egenskaper. Foreløpig er det f.eks. ingen energibærer som i nevneverdig grad kan konkurrere med råoljebasert drivstoff i størstedelen av transportsektoren. Vei- og lufttransport krever energibærere med høy energitetthet, dvs. med lav vekt i forhold til energiinnhold. Olje har større energitetthet enn kull. Man får altså en større energimengde når man forbrenner 1 kg olje enn 1 kg kull. Vind- og solenergi har lav energitetthet, og av denne grunn kreves det store arealer når man vil bygge vind- og solenergianlegg. Bak i heftet finnes en tabell over teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere (se vedlegg, tabell 1).

Bruksvirkningsgraden:

I praksis vil ikke hele det teoretiske energiinnholdet i en energivare kunne nyttiggjøres. Det oppstår tap både ved overgang fra en energiform til en annen og ved sluttforbruk av energivaren. Den andelen av energiinnholdet som kan nyttiggjøres, kalles *bruksvirkningsgraden*. Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere og anvendelsesområder er angitt i tabell 2.1.

Tabell 2.1: Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere og anvendelsområder [1]. Kilde: SSB

	INDUSTRI OG BERGVERK	TRANSPORT	ANNET FORBRUK
ENERGIBÆRER			
Kull	0.80	0.10	0.60
Koks	0.80	.	0.60
Ved	0.65	–	0.65
Gass til elektrisk kraft	0.47[2]		
Flytende propan og butan (LPG)	0.95	.	0.95
Bensin	0.20	0.20	0.20
Parafin	0.80	0.30	0.75
Diesel-, gass- og fyringsolje nr. 1 og 2	0.80	0.30	0.70
Tung fyringsolje	0.90	0.30	0.75
Elektrisitet	1.00	1.00	1.00

[1] Anslagene på bruksvirkningsgradene er meget usikre. I enkelte undersøkelser foreligger resultater som avviker betydelig fra virkningsgradene oppgitt i tabellen.
[2] Bruksvirkningsgraden av gass til elektrisk kraft i et kombinert anlegg.

Tabellen viser klart at bruksvirkningsgraden er høy for elektrisitet og gass (LPG), lavere for kull og olje. Imidlertid må elektrisitet produseres ved bruk av primærenergi. De totale tapene fra energivaren utvinnes til energien er nyttiggjort, avhenger bl.a. av antall omvandlingsprosesser og hvilke energibærere som benyttes. Bruksvirkningsgraden for oljeprodukter er følgelig mindre når det dreier seg om transport enn for de øvrige sektorer, fordi omvandlingsprosessen også inkluderer mekanisk arbeid.

Nyttiggjort energi:

Den energi som en forbruker bruker f.eks. i form av lys i en lampe eller varme i stuen, kalles nyttiggjort energi. Nyttiggjort energi avhenger av energibærerens virkningsgrad i de forskjellige prosessene frem til sluttbrukeren. Nyttiggjort energi er lik det teoretiske energiinnholdet multiplisert med bruksvirkningsgraden.

3. NORGES ENERGI-RESSURSER OG -RESERVER

Solen er jordens viktigste primære energikilde. Solenergien bindes i både korttids- og langtidslagring. Nedbørssyklusen representerer *korttidslagringen*. Når vannet varmes opp av solen, fordamper det og stiger opp til et høyere luftlag. Der fortettes det og faller ned igjen som regn eller sne. Vannet får da et tilskudd av stillingsenergi. Kull, olje og naturgass er eksempler på *langtidslagring* av solenergi. Disse energibærerne er planter som for millioner av år siden omdannet karbondioksid fra atmosfæren til biomasse ved hjelp av solenergi (fotosyntese).

Vi deler energiressursene inn i to hovedgrupper; *fornybare* og *ikke-fornybare*. Korttidslagret solenergi i form av vannkraft er en fornybar ressurs, likeledes bølgekraft, vindkraft, bioenergi og direkte nyttbar solenergi. Felles for de fornybare ressursene er at det er den årlige tilgangen som begrenser utnyttelsen av dem.

Ikke-fornybare ressurser består først og fremst av langtidslagret solenergi som kull, råolje og naturgass (eller mineralske ressurser som de kalles med et samlenavn).

Et begrep av mer praktisk interesse enn ressurser er *energireserver*. For at en ressurs kan kalles en reserve, må følgende to krav være oppfylt:

1) Ressursen må være identifisert. Ikke-identifiserte ressurser man bare antar finnes, regnes m.a.o. ikke som reserver.
2) Ressursen må være drivverdig. Det vil si at det må være økonomisk lønnsomt å utnytte den med dagens teknologi.

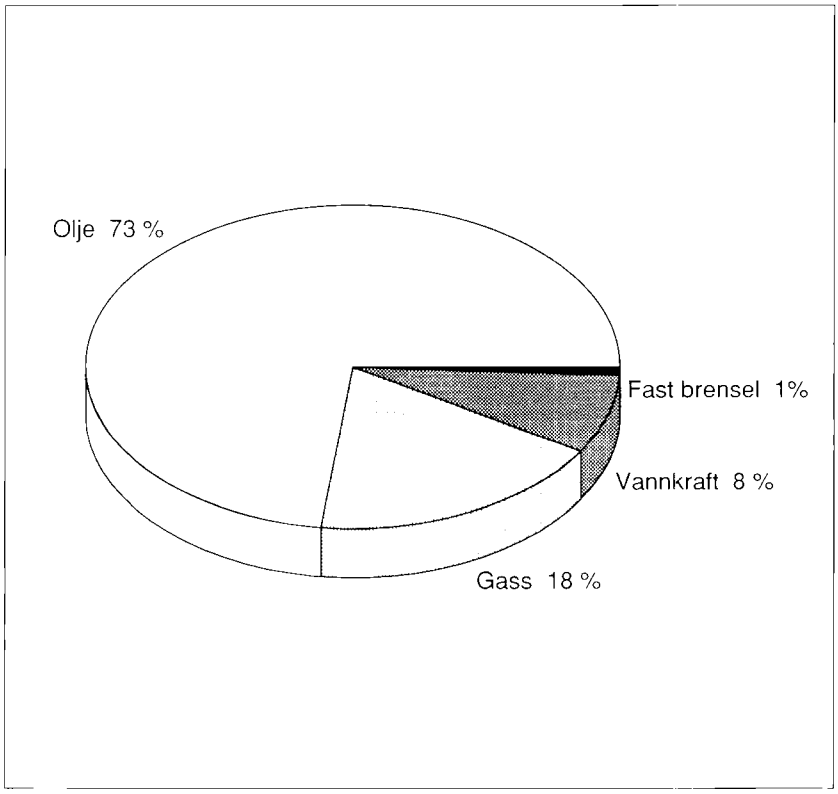
En oversikt over reserver og produksjon for de viktigste energivarene i Norge i 1992 er gitt i tabell 3.1. For de ikke-fornybare reservene er det også ført opp antall gjenværende produksjonsår med dagens produksjonsnivå.

Tabell 3.1: Reserver, produksjon og produksjonstid for noen energivarer, 1992[1] (PJ). Kilde: SSB og SNSK

ENERGIVARE	RESERVE	PRODUKSJON	PRODUKSJONSTID ANTALL ÅR
Kull	1939 [2]	11	176
Olje	51690 [3]	4587	11
Naturgass	56060	1140	49
Vannkraft	555	422	Fornybar

1) Ved dagens produksjon og uendrede priser og kostnader.
2) Paviste reserver anslatt av Store Norske Spitsbergen Kulkompani (SNSK).
3) Besluttet utbygde reserver.

Figur 3.1 viser hvordan produksjonen fordeler seg på de forskjellige energivarene i 1992.



Figur 3.1: Produksjonens fordeling på energivarer i 1992. Kilde: SSB

4. NÆRMERE OM DE ENKELTE ENERGIBÆRERE

4.1 VANNKRAFT

Vannkraft er en form for solenergi. Solen trekker til seg vann fra jord- og havoverflaten ved fordampning. Vannet faller ned igjen som nedbør og samles opp i kraftverkenes magasiner. Nedbøren er svært ujevnt fordelt i Norge. I noen innlandsområder på Østlandet og i Finnmark faller det bare ca. 300 mm pr. år som er mindre enn i enkelte ørkenstrøk. På Vestlandet er det steder som har mer enn 15 ganger så mye nedbør som de tørreste strøkene i Norge. Nedbøren er også ujevnt fordelt over året og varierer betydelig fra år til år. Vannføringen i elvene er størst når snesmeltingen pågår, minst om vinteren når elektrisitetsforbruket er høyest. Disse variasjonene i tilførsel av vann til vannkraftsystemet øker behovet for magasinkapasitet. Figur 4.1.1 viser tilsiget av vann over året samt produksjon av elektrisk kraft i det norske vannkraftsystemet.

Vannkraft er helt dominerende i elektrisitetsforsyningen i Norge. I et normalår er i dag mer enn 99 % av elektrisiteten produsert fra vannkraft. Norge står i en særstilling internasjonalt når det gjelder vannkraftbasert kraftproduksjon. Elektrisitet fra vannkraft utgjør en mye større del av den totale energibruken i Norge enn i de fleste andre i-land.

Figur 4.1.2 viser sammensetningen av elproduksjonen i de nordiske land i 1992, mens tabell 4.1.1 gir en oversikt over de største vannkraftproduserende land i verden.

Våren 1993 ble Verneplan IV behandlet i Stortinget parallelt med den nye oppdatering av Samlet plan for vassdrag. Samlet plan er en prioritetsrangering av vannkraftprosjekter basert på kraftverksøkonomi og graden av konflikt med andre brukerinteresser, og indikerer dermed hvilke prosjekter som først kan konsesjonsbehandles. Prosjektene i den seneste Samlet planmeldingen er foreslått delt inn i to kategorier: *Kategori I, prosjekter som kan konsesjonsbehandles straks og fortløpende for å bidra til energidekningen i årene fremover og kategori II, prosjekter som kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål og som ikke kan konsesjonsbehandles nå.*

Statistikk for Norges vannkraftpotensial har de seneste årene vært basert på tilsigdata for den hydrologiske normalperioden 1931–60. Beregninger som er utført for det utbygde system gir tildels store utslag i den totale midlere produksjonsevnen, avhengig av hvilken tidsperiode som legges til grunn. Perioden 1931–80 gir liten forskjell sammenlignet med normalperioden. 1980-årene, derimot, har vært preget av flere år med mye nedbør og derved rikelig tilsig til kraftproduksjonssystemet. Tas disse årene med i beregningen (perioden 1931–90), øker den årlige middelproduksjonen med 3 TWh, fra 109 TWh (utbygd system pr. 1.6. 1993) til 112 TWh. Legges

kun den meteorologiske normalperioden 1961–90 til grunn, stiger middelproduksjon til 114 TWh.

Vannkraftpotensialet er pr. 1.6.1993 anslått til ca. 175 TWh referert perioden 1931–60. Av dette potensialet er vassdrag med en årlig midlere produksjonsevne på 109 TWh bygget ut og i drift, 1,2 TWh er under bygging og 1,4 TWh er klarlagt for utbygging (konsesjon gitt). Samtidig er vassdrag med en produksjonsevne på tilsammen 35 TWh vernet mot kraftutbygging gjennom verneplanene I, II, III og IV, mens 0,7 TWh ikke er behandlet i Samlet plan.

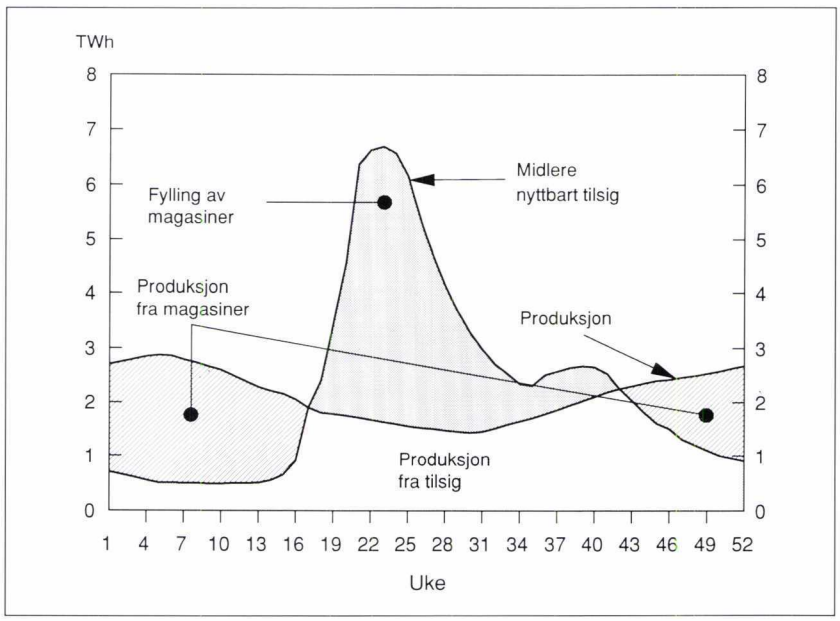
Produksjonspotensialet for ikke-utbygd vannkraft er summen av de prosjektene som til enhver tid synes realiserbare innenfor de aktuelle rammene som er gitt. Potensialet i Samlet plans kategori I er pr. 1.6.1993 anslått til 16 TWh og i kategori II til 9 TWh. I tillegg til prosjektene som er plassert i kategori I, er det også anledning til å konsesjonsbehandle en rekke andre prosjekter med en samlet produksjonsevne på 3 TWh. Disse prosjektene er enten holdt utenfor Samlet plan eller trenger kun konsesjon etter energiloven.

I 1993 er det bevilget 15 mill. kr og gitt en tilsagnsfullmakt på 30 mill. kr i byggestønad til opprustning og utvidelse (O/U) av eldre kraftverk. Dette omfatter prosjekter som enten er plassert i kategori I eller som er unntatt fra Samlet plan. Av det totale gjenværende vannkraftpotensialet på 31 TWh (dvs. det som ikke er utbygd og heller ikke vernet) er ca. 11 TWh opprustnings- og utvidelsesprosjekter.

Figur 4.1.3 viser vannkraftpotensialer pr. 1.6.1993.

De vannkraftressurser som ikke er disponert, er i det vesentlige lokalisert på Vestlandet og i Nordland fylke. De to nordligste fylkene og fylkene rundt Oslofjorden har meget lite vannkraft igjen å bygge ut.

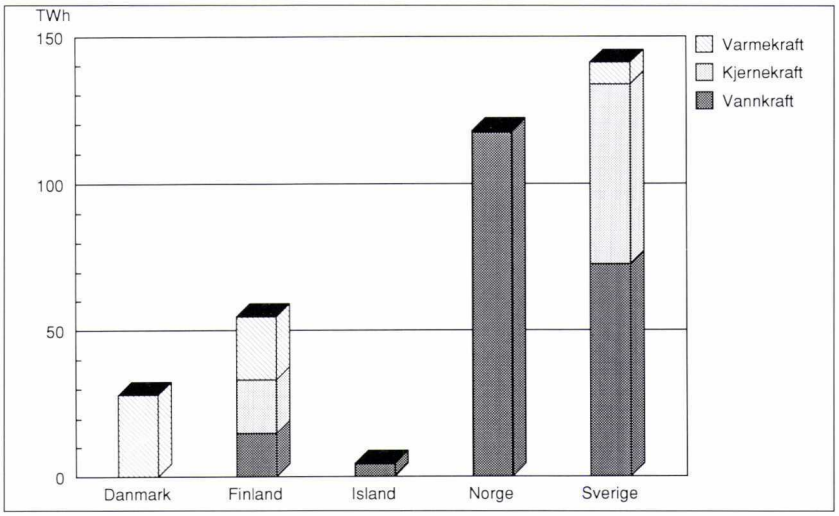
Figur 4.1.1:
Tilsig av vann og elproduksjon over året, TWh/uke.
Kilde: NVE



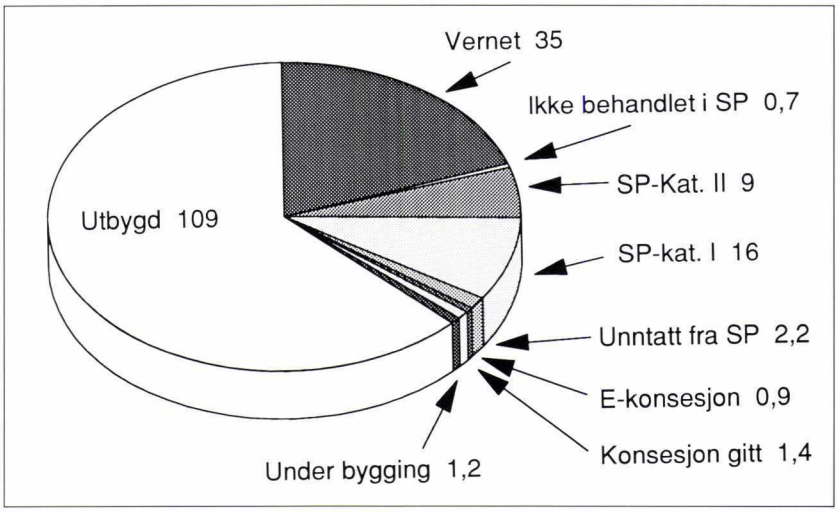
Tabell 4.1.1:
De største vannkraftproduserende land i verden.
Kilde: WEC (Verdens energiråd)

LAND	VANNKRAFTPRODUKSJON (TWh)		INSTALLERT YTELSE (GW)	
	1990	1987	1990	1987
Canada	293	313	59	58
USA	256	250	87	86
USSR	233	220	64	63
Brasil	204	199	45	40
Kina	126	94	36	27
Norge	122	104	27	25
Japan	96	81	26	26
Sverige	73	71	16	16
India	66	47	19	17
Frankrike	52	70	20	21

Figur 4.1.2:
Elektrisitetsproduksjonen i de nordiske land fordelt på energikilde, 1992.
Kilde: Nordel



Figur 4.1.3:
Vannkraftpotensialet pr. 1.6.1993, TWh.
Kilde: NVE



4.2 GASSKRAFT

Utnytting av naturgass til produksjon av kraft i Norge vil avhenge av både økonomiske forhold og de miljøkrav som settes. Det har av økonomiske og miljømessige årsaker ikke vært aktuelt å bygge gasskraftverk i Norge. Den internasjonale miljøpolitikken vil gi de langsiktige rammene for å ta i bruk gass til kraftproduksjon.

4.3 OLJE- OG GASSRESSURSER

4.3.1 Petroleumsreserver

Tabell 4.3.1.1 og 4.3.1.2 viser reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt for henholdsvis råolje og naturgass, 1980-92.

Tabell 4.3.1.1: Reserveregnskap for råolje. Utbygde og besluttet utbygde felt. 1980-92. Mtoe. Kilde: SSB og Oljedirektoratet

	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Reserver pr. 1. jan.	520	650	796	855	1000	982	1111	1112
Nye felt	24	65	54	143	-	103	93	86
Omvurderinger	-24	56	54	58	56	108	2	133
Uttak	-24	-38	-49	-56	-74	-82	-93	-107
Reserver pr. 31. des.	496	733	855	1000	982	1111	1112	1224

Tabell 4.3.1.2: Reserveregnskap for naturgass. Utbygde og besluttet utbygde felt. 1980-92. Mrd. Sm^3. Kilde: SSB og Oljedirektoratet

	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Reserver pr. 1. jan.	406	399	1259	1247	1265	1261	1233	1274
Nye felt	32	9	6	10	-	15	54	138
Omvurderinger	-27	6	12	38	27	-15	14	-3
Uttak	-26	-27	-30	-30	-31	-28	-27	-28
Reserver pr. 31. des.	385	387	1247	1265	1261	1233	1274	1381

4.3.2 Oppdagede petroleumsressurser.

Oppdagede ressurser omfatter reserver og funn. Reserver er den delen av de oppdagede ressurene som er planlagt utvunnet ut fra drivverdighetserklæring, utbyggings- eller produksjonsplaner. Funn er oppdagede petroleumsressurser som ikke er erklært drivverdige.

På norsk sokkel er det pr. 31.12.1992 oppdaget i overkant av 6100 mill. tonn oljeekvivalenter (mtoe), medregnet potensialet for økt utvinning. Anslaget for økt utvinning er 500 mtoe, og hele dette potensialet finnes i Nordsjøen.

I Nordsjøen er det totalt oppdaget 5270 mtoe. Reserveandelen er 3030 mtoe, hvorav 40 % er olje. I Norskehavet er det oppdaget 610 mtoe. Av dette er 320 mtoe reserver, hvorav 53 % er olje. I Barentshavet er det oppdaget ressurser tilsvarende 260 mtoe, hvorav 2 % er olje.

Siden produksjonen startet i 1971 og frem til 31.12.1992, er det blitt pro-

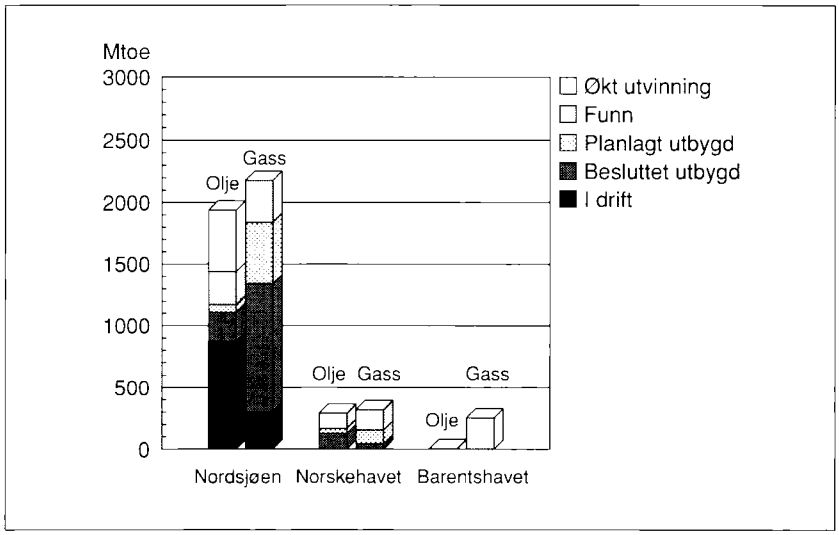
dusert i alt 1130 mtoe olje og gass fra norsk kontinentalsokkel. I prosent utgjør dette ca. 18 % av de hittil oppdagede ressursene på norsk sokkel. Med det nåværende utvinningstempo vil de oppdagede oljeressurser vare i ca. 20 år. Gassproduksjonen vil med dagens produksjonsnivå og ressursgrunnlag kunne fortsette i omkring 115 år.

Fra utgangen av 1991 til utgangen av 1992 viser Oljedirektoratets ressursregnskap at tilveksten av olje og gass er større enn produksjonen. Økningen i ressursene skyldes hovedsakelig en oppjustering av reservene i Oseberg, Statfjord og Ekofisk.

Oljeproduksjonen fra norsk kontinentalsokkel forventes å stige til rundt 124 mtoe pr. år eller ca. 2,6 mill. fat pr. dag i 1996. Deretter forventes produksjonen å synke noe mot år 2000. Nedgangen kan i noen grad bli motvirket av nye funn. Gassproduksjonen forventes å øke sterkt de nærmeste 10-20 årene. Det er derfor ikke urimelig å anta en gassproduksjon på omkring 50 mrd. Sm^3 et stykke ut i neste ti-år.

Figur 4.3.2.1 viser gjenværende utvinnbare olje- og gassressurser på norsk sokkel pr. 31.12.1992.

Figur 4.3.2.1: Gjenværende olje- og gassressurser på norsk sokkel pr. 31.12.1992, mtoe. Kilde: Oljedirektoratet



4.4 KULLRESERVER

Norges kullreserver finnes på Svalbard. Påviste reserver ble i utgangen av 1992 beregnet til omkring 69 mill. tonn, hvorav 54 mill. tonn i Sentralfeltet.

Store Norske Spitsbergen Kulkompani A/S på Svalbard produserte 358 800 tonn kull i 1992. Samlet produksjon var 29 000 tonn høyere enn i 1991. Totalt kullsalg utgjorde 253 800 tonn. Av dette ble 74 % eksportert, mens 26 % ble solgt på det norske marked.

Kull som en viktig energikilde i en global sammenheng, kom i søkelyset etter Verdenskommisjonens rapport om miljø og utvikling. Rapporten slo fast at bl.a. forbrenning av kull kan bidra til globale miljøproblemer gjennom utslipp av karbondioksid, f.eks. global oppvarming.

4.5 NYE FORNYBARE ENERGIRESSURSER

Med nye fornybare energiressurser menes sol, vind, bølgekraft og biomasse. I dag utgjør vannkraft, olje, gass og faste brensler størstedelen av energiressursene i Norge. Bruken av de nye fornybare energikildene er økende i land som Danmark, Sverige, Nederland, Tyskland og Italia. I fremtiden kan disse energikildene komme til å gi et større bidrag til den totale energidekningen i Norge enn idag.

Biomasse er en betydelig energiressurs. Det forskes også på andre energiressurser, f. eks. sol og vind, men disse kan foreløpig bare konkurrere med de konvensjonelle energikildene under helt spesielle forhold. Energi fra biomasse kan imidlertid i dag produseres til en pris som kan konkurrere med energiprisen fra konvensjonelle kilder.

5. PRODUKSJON OG BRUK AV ENERGI I NORGE

5.1 INNLEDNING

Skjematisk kan produksjon, omforming og bruk av energi fremstilles som i figur 5.1.1. Tallene i figuren er foreløpige tall.

Snitt 1 viser netto innenlands energitilgang, m.a.o. netto tilgang på *primærenergi*. Vi har altså justert uttaket av energivarer med eksporten og importen av energi, pluss lagerendringer.

Av primærtilgangen går en del med i produksjonen i energisektorene. ("Forbruk i energisektorene" i tabell 5.1.1 og 5.1.2). Dette gjelder særlig forbruket av naturgass i oljeutvinningen, andre gasser i oljeraffineriene og elektrisk kraft, først og fremst i pumpe- og vannkraftstasjoner.

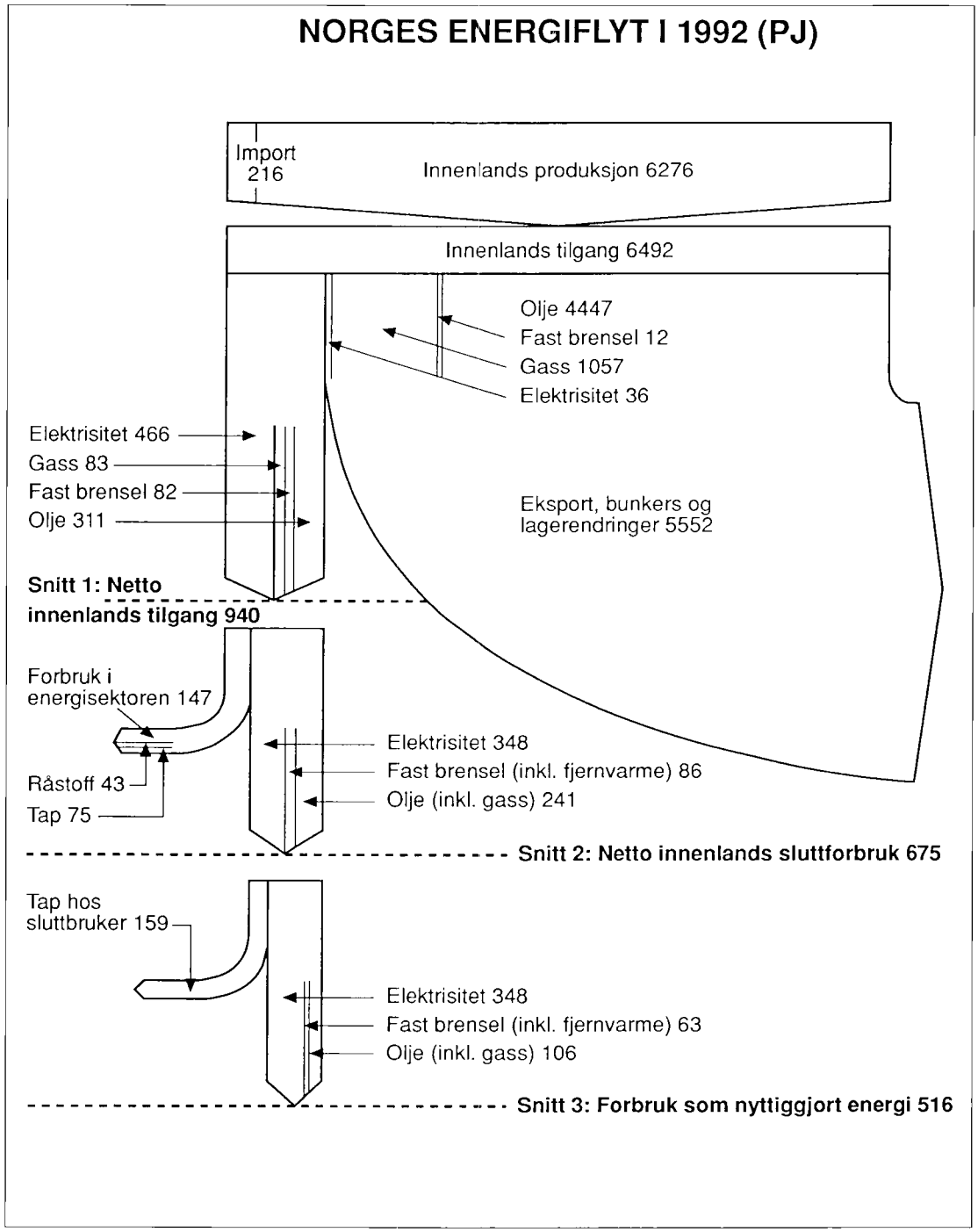
En del energibærere omformes til andre energibærere (sekundære energibærere). Viktigst i norsk sammenheng er produksjon av petroleumsprodukter i oljeraffineriene og produksjon av elektrisitet fra vannkraft.

Ikke alle energibærere brukes til energiformål. Noe nyttes som råstoff. Dette gjelder i første rekke petroleumsprodukter til produksjon av kjemiske råvarer, samt kull og koks i metallurgisk industri. Også en betydelig del av kraftforbruket i kraftintensiv industri bindes som kjemisk energi i produktene, f.eks. aluminium.

Snitt 2 viser energiinnholdet i bærere levert til sluttforbruk. Før tapet i sluttforbruket er trukket fra, kalles energien *tilført energi*.

I Snitt 3 er det tatt hensyn til at ikke all energi blir nyttiggjort i praksis. Det kan eksempelvis nevnes at kun 50-80 % av energien i fyringsoljen blir nyttiggjort i våre sentralvarmeanlegg.

Energibalansen for 1991 og 1992 er presentert i henholdsvis tabell 5.1.1 og tabell 5.1.2. Alle tall er i petajoule (PJ). Nyttiggjort energi er beregnet ved å multiplisere energiinnholdet i bærere levert til sluttforbruk med bruksvirkningsgraden. Bruksvirkningsgradene er de som benyttes i offisiell norsk statistikk og varierer fra energibærer til energibærer og fra næringssektor til næringssektor.



Figur 5.1.1:
Skjematisk fremstilling av produksjon, omforming og bruk av energi i 1992 (PJ).
Kilde: SSB

	TOTALT	KULL OG KOKS	VED, AVLUT, AVFALL ETC.	RÅOLJE	PETRO.-PROD.	NATURGASS OG ANNEN GASS	VANNFALLS-ENERGI	ELEK-TRISITET	FJERN-VARME
1. Produksjon av primære energibærere	5594	10	42	3903	50	1122	468[1)]	-	•
2. Import	251	43	0	69	128	-	-	12	-
3. Eksport	4878	11	0	3477	332	1037	-	22	-
4. Bunkers	17	-	-	-	17	-	-	•	-
5. Lagerendring (+ ned - opp)	14	1	••	10	4	•	-	•	•
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	965	42	42	504	-167	85	468	-10	-
7. Omforming	1020	1	5	510	35	0	468	1	-
8. Produksjon av sekundære energibærere	961	5	-	•	519	32	-	399	5
9. Forbruk i energisektorene	124	-	-	-	3	114	-	8	-
10. Energibærere brukt som rastoff	47	•	•	•	47	-	-	-	-
11. Tap	35	••	••	••	••	0	-	33	2
12. Stat. feil (6-7+8-9-10-11-13)	22	0	0	-6	28	-1	-	0	0
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk	677	46	37	-	240	4	-	347	3
13.1 Industri og bergverk	242	45	17	-	19	4	-	156	1
13.2 Transport	149	-	-	-	147	-	-	2	-
13.3 Andre forbrukergrupper	286	0	20	-	74	-	-	188	2
14. Forbruk regnet som nyttiggjort energi	518	36	23	-	105	4	-	347	3
14.1 Industri og bergverk	229	36	11	-	16	4	-	156	1
14.2 Transport	39	-	-	-	37	-	-	2	-
14.3 Andre forbrukergrupper	250	0	12	-	52	-	-	188	2

Tabell 5.1.1: Energibalanse for Norge, 1991 (PJ).

Tabell 5.1.2: Energibalanse for Norge, 1992 (PJ)

	TOTALT	KULL OG KOKS	VED, AVLUT, AVFALL ETC.	RÅOLJE	PETRO.-PROD.	NATURGASS OG ANNEN GASS	VANNFALLS-ENERGI	ELEK-TRISITET	FJERN-VARME
1. Produksjon av primære energibærere	6276	11	41	4530	57	1140	497[1)]	-	•
2. Import	216	42	0	48	121	-	-	5	-
3. Eksport	5503	9	0	3983	418	1057	-	36	-
4. Bunkers	21	-	-	-	21	-	-	•	-
5. Lagerendring (+ ned - opp)	-28	-3	••	-26	1	•	-	•	•
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	940	41	41	570	-259	83	497	-31	-
7. Omforming	1128	1	4	581	42	0	497	1	-
8. Produksjon av sekundære energibærere	1055	6	-	•	582	37	-	424	6
9. Forbruk i energisektorene	147	-	-	-	3	136	-	8	-
10. Energibærere brukt som rastoff	43	•	•	-	43	-	-	-	-
11. Tap	37	••	••	••	••	0	-	35	2
12. Stat. feil (6-7+8-9-10-11-13)	-35	0	0	-11	-4	-19	-	0	-
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk	675	46	36	-	238	3	-	348	4
13.1 Industri og bergverk	236	45	16	-	16	3	-	155	1
13.2 Transport	149	-	-	-	147	-	-	2	-
13.3 Andre forbrukergrupper	290	0	20	-	76	-	-	191	3
14. Forbruk regnet som nyttiggjort energi	516	36	23	-	103	3	-	348	4
14.1 Industri og bergverk	218	36	10	-	13	3	-	155	1
14.2 Transport	38	-	-	-	37	-	-	2	-
14.3 Andre forbrukergrupper	260	0	13	-	53	-	-	191	3

[1)] Elektrisitet blir i energibalansen behandlet som sekundær energi. Vannfallsenergien er primær energikilde for den elektrisiteten som blir produsert i vannkraftstasjonene. Ved produksjon blir det antatt at gjennomsnittlig 15 % av det potensielle energiinnholdet i vannfallsenergien går tapt. Kilde: SSB

5.2 HISTORISK UTVIKLING I PRODUKSJON OG BRUK AV ENERGI I NORGE

5.2.1 Innledning

I 1960-årene var Norge en nettoimportør av energi. I 1971 startet oljeproduksjonen, og i 1975 ble Norge nettoeksportør av energi (slik fig. 5.2.1.1 viser). I 1992 var oljeproduksjonen på 103,9 mill. tonn oljeekvivalenter (mtoe), en økning på ca. 13,5 mtoe fra året før. Gassproduksjonen var på 27,7 mrd. Sm^3 (standardkubikkmeter), en oppgang på 0,4 mrd. Sm^3 i forhold til 1991. I tillegg ble det produsert 3 mtoe kondensat og NGL (våtgass).

I 1992 ble i alt 92,6 mtoe råolje og 25,8 mrd. Sm^3 naturgass eksportert til en verdi av omlag 98,5 mrd. kr.

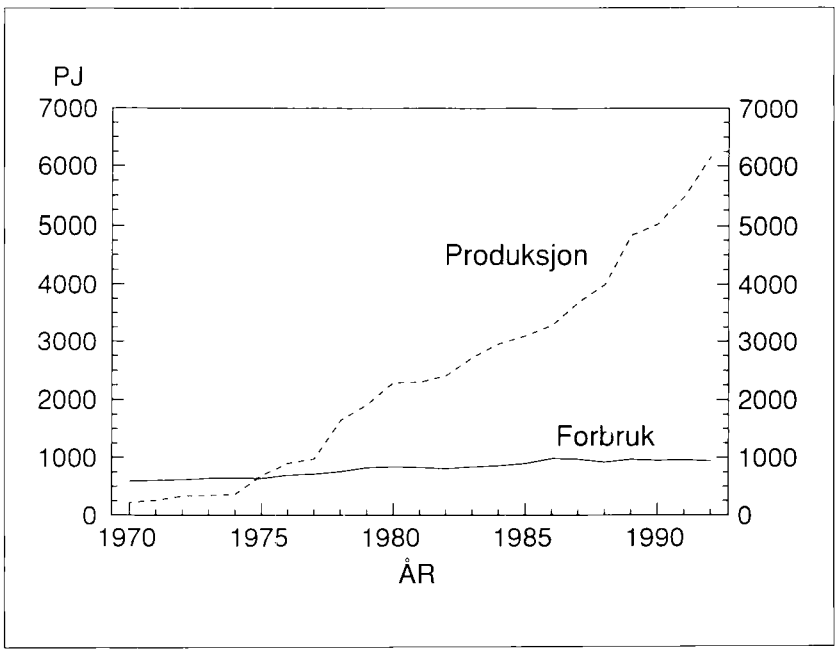
Variasjonene i forbruksveksten skyldes dels variasjon i økonomiske konjunkturer, dels variasjoner i klimatiske forhold og dels endringer i sammensetningen av energibærere.

Figur 5.2.1.1 viser den historiske utvikling i produksjon og innenlands forbruk.

Samlet innenlands energiforbruk (målt som netto innenlands tilgang) gikk ned med 2,6 % fra 1991 til 1992. I perioden 1970-80 økte energiforbruket med 3,5 % pr. år i gjennomsnitt, mens det i perioden 1980-92 økte med gjennomsnittlig bare 1 % pr. år. Utviklingen i Norges samlede energiproduksjon og -bruk i perioden 1980-92 er vist i tabell 5.2.1.1 (Energibalansen).

5.2.2. Fordelingen på energibærere

Petroleumsprodukter og elektrisitet er de viktigste energibærere i Norge. I 1992 ble 52 % av forbruket (netto sluttforbruk) dekket av elektrisitet, mens petroleumsprodukter utgjorde 36 %. Fast brensel dekket 12 % av forbruket.



Figur 5.2.1.1: Norges energiproduksjon og innenlands forbruk, 1970-92. Kilde: SSB

ÅR	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992[1)]
1. Produksjon av primære energibærere	2504	3195	3776	4092	4951	5146	5594	6276
2. Import	475	272	318	248	241	258	251	216
3. Eksport	2120	2566	3116	3403	4207	4367	4878	5503
4. Bunkers	12	14	14	17	14	19	17	21
5. Lagerendringer (+ ned - opp)	-11	5	4	-3	-5	-64	14	-28
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	837	891	969	917	966	953	965	940
7. Omforming til andre energibærere[2)]	718	807	870	859	959	1096	1020	1128
8. Produksjon av sekundære energibærere	663	747	805	804	874	1022	961	1055
9. Forbruk i energisektoren	65	75	82	91	96	122	124	147
10. Energibærere brukt som råstoff	48	53	56	51	42	47	47	43
11. Tap	28	36	34	30	30	28	35	37
12. Statistiske feil	15	-15	25	-7	23	-11	22	-35
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	627	681	708	698	690	693	677	675

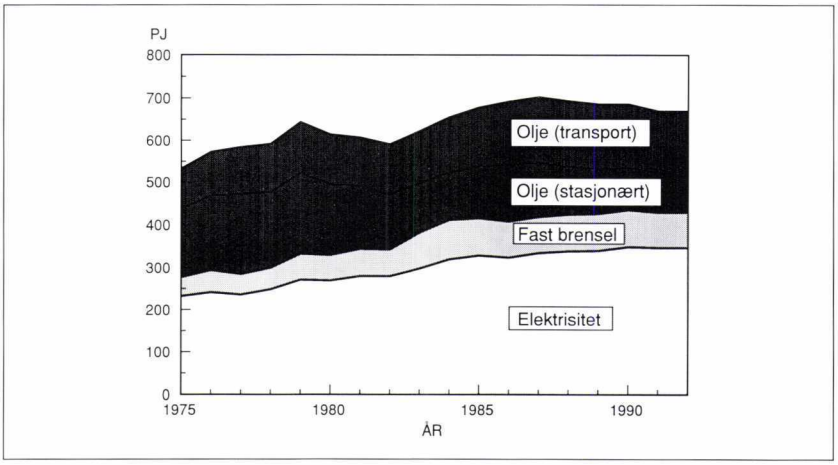
Tabell 5.2.1.1: Energibalanse for Norge, 1980-92 (PJ). Kilde: SSB

1) Foreløpige tall.
2) Noen energibærere omformes til andre energibærere (produksjon av sekundære energibærere) Viktigst i norsk sammenheng er produksjon av petroleumsprodukter i oljeraffineriene, der råolje er viktigste vareinnsats, og omforming av vannfallsenergi til elektrisitet.

Oljens andel av det samlede forbruket begynte å synke rundt 1973 og reduksjonen var særlig markert i årene 1980-83. Den svake økningen i den totale energibruken skyldes i første rekke økningen i elektrisitetsetterspørselen. Overgangen fra olje til elektrisitet henger naturlig nok sammen med den relative prisutviklingen mellom olje og elektrisitet i perioden. Det vises til kapittel 7 for en nærmere redegjørelse for energiprisutviklingen.

Figur 5.2.2.1 viser utviklingen i elektrisitetsforbruk, forbruk av fast brensel og oljeforbruk i perioden 1975-92.

Tabell 5.2.2.1 viser energi- og elektrisitetsforbruket pr. innbygger i noen land i 1990.



Figur 5.2.2.1: Energibruk i Norge etter energivare, 1975-92 (PJ). Kilde: SSB

	TOTALT ENERGIFORBRUK [1]		ELEKTRISITETSFORBRUK [2]	
	PR. INNB. (GJ)	ENDRING 1980-90 (% P.A.)	PR. INNB. (kWh)	ENDRING 1980-90 (% P.A.)
LAND				
Canada	301	-0.2	18149	2.2
USA	292	-0.4	12170	1.5
Australia	221	2.0	9161	3.4
Nederland	211	0.3	5423	1.8
Norge	203	0,7	25083	2,1
USSR	196	1.7	5856	2.0
Island	182	1.4	18221	2.9
Finland	174	1.0	13118	4,6
Vest-Tyskland	163	-0.8	7420	2.0
New Zealand	147	4,6	8891	2.5
Storbritannia	146	0.3	5761	1,2
Sverige	139	-1.1	17130	3.8
Danmark	137	-1.4	6372	2.3
Japan	122	1.1	6944	3,4
Frankrike	116	-1.3	6661	3.7
Italia	108	1.0	4407	2.6
Spania	74	0.8	3833	2.8
Kina	24	4.1	546	6.0
Brasil	22	0.0	1643	3.7
Egypt	22	3.9	754	5.1
India	9	4.1	336	6.9
Pakistan	8	2.9	358	7.4
Zambia	6	-6,7	744	-4.2
Nigeria	6	4.1	91	0,3
Bangladesh	2	7.2	70	8,8
Mosambik	1	-12.9	52	-17.8
Verden	57	0.2	2207	1.8

Tabell 5.2.2.1: Energi- og elektrisitetsforbruket i noen land, 1990. Kilde: FN

[1] Primært forbruk (energi levert til energiforsyningssystemet, inkl. tap ved omforming til andre energibærere) ekskl. leveranser til skip i utenriksfart.
[2] Brutto sluttforbruk (levert forbruker inkl. tap i overføringssystemet).

5.2.3 Elektrisitet

Kraftproduksjonen i 1992 var 117,7 TWh, en økning på hele 6,7 TWh fra 1991. Nettoeksporten steg med 6 TWh, fra 2,7 TWh i 1991 til 8,7 TWh i 1992.

Bruttoforbruket ekskl. pumpekraft og tilfeldig kraft til elektrokjeler gikk ned med 0,6 % fra 1991 til 1992. Bruttoforbruket i alminnelig forsyning var i 1992 71,8 TWh (temperaturkorrigert), en økning på 1 % fra året før. Forbruket i kraftintensiv industri viste en nedgang på 3,1 % fra 1991 til 1992.

Tabell 5.2.3.1 viser Norges elektrisitetsbalanse for perioden 1970-92.

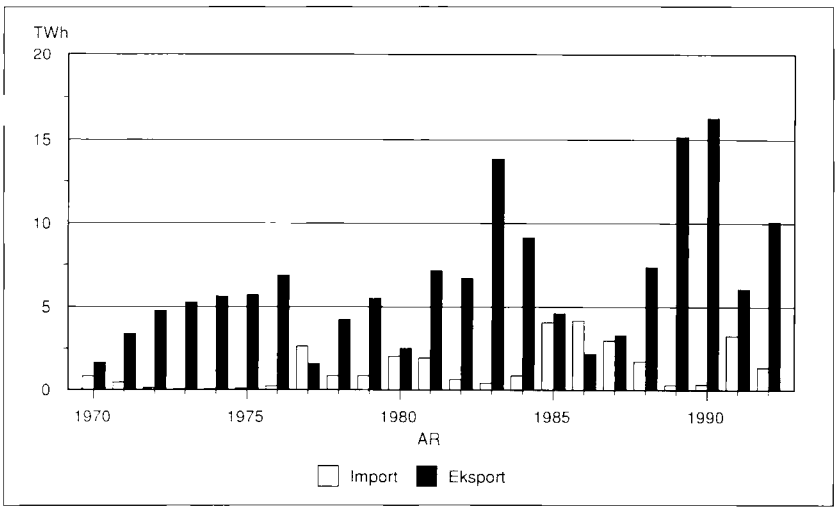
I år med rikelig tilsig blir noe av kraftproduksjonen dels eksportert og dels omsatt som tilfeldig kraft innenlands. Figur 5.2.3.1 viser utviklingen i

ÅR:	1970	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992[1]
Produksjon	57.6	84.1	103.3	104.3	110.0	119.2	121.8	111.0	117.7
+ Import	0.8	2.0	4.1	3.0	1.7	0.3	0.3	3.3	1.4
- Eksport	1.6	2.5	4.6	3.3	7.4	15.2	16.2	6.0	10.1
= Brutto totalforbruk	56.8	83.6	102.7	103.9	104.4	104.3	105.9	108.2	108.9
- Tap	5.3	7.9	10.0	9.5	8.6	8.7	7.9	7.7	7.9
= Nettoforbruk	51.5	75.6	92.7	94.5	95.8	95.6	98.0	100.6	101.0
- Pumpekraft	0.0	0,5	0.8	0.7	1,0	0.4	0.3	0.6	0.7
- Tilfeldig kraft til elektrokjeler	0.6	1.2	4.8	4.1	4.5	5.6	6.7	7.4	8.3
= Nettoforbruk ekskl. pumpe-kraft og tilf. kraft	50.9	73.9	87.1	89.7	90.3	89.6	91.0	92,5	92.0
Kraftintensiv industri	23.2	27.9	30.0	28.9	29.6	29.6	29.6	28.4	27.6
Alminnelig forbruk	27.7	46.0	57.1	60.8	60.7	60.0	61.5	64.2	64.4
Bruttoforbruk ekskl. pumpe-kraft og tilf. kraft	56.0	81.6	96.4	98.6	98.0	96.9	97.3	99.2	98.6
Kraftintensiv industri	23.9	28.7	30.9	29.8	30.5	30.5	30.5	29.3	28.4
Alminnelig forbruk	32.1	52.9	65.5	68.8	67.6	66.3	66.8	70.0	70.2
Alminnelig forbruk brutto, temperaturkorrigert	..	51.9	63.1	66.8	67.9	68.8	70.2	71.1	71.8

Tabell 5.2.3.1: Elektrisitetsbalansen, 1970-92 (TWh). Kilde: SSB og NVE

[1] Foreløpige tall.
[2] Temperaturkorrigerte tall finnes ikke for 1973.

eksport og import av elektrisitet for perioden 1970–92. Tilfeldig kraft går hovedsakelig til elektrokjeler, hvorav en betydelig del er i treforedlingsindustrien. Under gode konjunkturer kjøper også kraftintensiv industri tilfeldig kraft for å supplere sine faste kontrakter.



Figur 5.2.3.1: Import og eksport av elektrisitet, 1970-92 (TWh). Kilde: SSB

Forbruket av tilfeldig kraft til elektrokjeler er i 1992 anslått til 8,3 TWh, en økning på 12,6 % fra 1991. Forbruket av tilfeldig kraft i 1992 er mer enn det dobbelte av forbruket i 1987. Dette har sammenheng med rikelig tilsig og dermed lave priser på tilfeldig kraft omsatt gjennom Samkjøringen. Tabell 5.2.3.2 viser prisen på tilfeldig kraft omsatt gjennom Samkjøringen for perioden 1980–92 i øre/kWh.

Tabell 5.2.3.2: Samkjøringspris (årsgjennomsnitt), 1980-92 (øre/kWh). Kilde: Samkjøringen

År	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Pris	10,4	12,6	11,5	7,5	5,2	3,3	3,4	11,6	5,5

5.2.4 Petroleumsprodukter

Tabell 5.2.4.1 viser utviklingen i produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass i perioden 1980-92. Som nevnt innledningsvis var produksjonen av råolje (inkl. kondensat og NGL) i 1992 nærmere 107 mill. tonn. Det er over 4 ganger høyere enn produksjonen i 1980 og nesten 3 ganger høyere enn produksjonen i 1985. Produksjonen av naturgass var i underkant av 28 mrd. Sm^3 i 1992 eller ca. 7 % høyere enn i 1980.

Netto innenlands tilgang av råolje i 1992 var vel 13 mill. tonn og gikk hovedsakelig til produksjon av petroleumsprodukter (sekundære energi-

	1980		1985		1990		1991		1992[1]	
	RAOLJE/ PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE/ PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE/ PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE/ PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE/ PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3
1. Produksjon av primære energibærere	24451	25946	38343	26699	81745	27642	93350	27279	106603	27732
2. Import	9872	-	4603	-	4818	-	4538	-	3879	-
3. Eksport	25185	25118	35454	25429	77095	25380	89857	25209	102257	25721
4. Bunkers	278	-	335	-	459	-	392	-	492	-
5. Lagerendringer	- 273	-	171	-	-1463	-	320	-	- 580	-
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	8587	828	7328	1270	7526	2262	7959	2070	7153	2012
7. Omforming til andre energibærere	8212	-	8379	-	13599	-	12877	-	14540	-
8. Produksjon av sekundære energibærere	7801	605	7866	736	12570	790	12119	800	13514	800
9. Forbruk i energisektorene	169	1025	134	1463	78	2736	65	2780	72	3200
10. Energibærere brukt som råstoff	969	80	1102	85	1022	-	1022	-	924	-
11. Tap	16	14	16	27	-	-	-	-	-	-
12. Statistiske feil	331	6	- 552	170	- 433	225	522	-15	- 409	- 471
13. Netto sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	6691	308	6115	261	5830	91	5592	105	5540	83

[1] Foreløpige tall

Tabell 5.2.4.1: Produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass, 1980-92. Kilde: SSB

bærere). Omkring 3 mrd. Sm^3 gass ble anvendt innenlands, det vesentligste i energisektorene.

Fra 1980 til 1992 ble salget av oljeprodukter til varmeformål (omregnet til TWh nyttiggjort varme) redusert fra 28,4 TWh til 10,4 TWh eller med over 60 %. En stor del av olje til varmeformål ble i denne perioden erstattet med andre energibærere. Fra 1991 til 1992 sank forbruket (salget) med 0,8 TWh. I 1992 ble det brukt olje til varmeformål i husholdning, industri og andre næringer tilsvarende 10,4 TWh elektrisk energi (temperaturkorrigert 11,1 TWh). Av dette var 2,4 TWh tungolje og 6,4 TWh lette fyringsoljer og parafin. Tungoljeforbruket er vesentlig knyttet til dampproduksjon i industrien. Av parafin og lettoljeforbruket på 6,4 TWh utgjorde parafin 1,4 TWh.

Tabell 5.2.4.2: Salg av oljeprodukter til varmeformål, 1980-92. TWh nyttiggjort varme. Kilde: SSB og NVE

	VIRKN.GRAD	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Parafin	0,75	3,3	1,8	2,2	2,0	1,7	1,5	1,4	1,4
Fyringsolje nr. 1	0,70	5,8	4,4	5,1	4,7	4,3	4,1	3,6	3,4
Fyringsolje nr. 2	0,70	5,1	3,2	3,3	2,9	2,5	2,2	1,9	1,6
Spesialdestillat	0,80	1,2	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6
Tung fyringsolje	0,75	12,9	6,7	6,3	5,2	4,7	3,7	3,0	2,4
I alt		28,4	16,9	17,8	15,6	14,1	12,5	11,2	10,4
I alt temp.korr.		27,8	15,9	17,2	15,9	15,6	14,0	11,9	11,1

Tabell 5.2.5.1: Produksjon og forbruk av fast brensel, 1980-92 (PJ). Kilde: SSB

ÅR:	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992[1)]
1. Produksjon av primære energibærere	34	48	50	45	50	51	52	52
2. Import	47	59	46	49	47	48	43	42
3. Eksport	7	13	14	13	9	11	11	9
4. Bunkers	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Lagerendringer (+ ned - opp)	0	-2	4	6	2	-1	1	-3
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	74	92	87	87	89	86	84	82
7. Omforming til andre energibærere	14	16	16	13	6	5	6	5
8. Produksjon av sekundære energibærere	14	15	15	10	5	6	5	6
9. Forbruk i energisektoren	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Energibærere brukt som råstoff	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Tap	-	-	-	-	-	-	-	-
12. Statistiske feil	-1	4	1	-1	2	-1	0	0
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	73	87	84	86	86	87	83	83

[1)] Foreløpige tall

En stor del av oljeforbruket til varmeformål er i dag knyttet til sentralfyringsanlegg. Investeringsbehov og gevinst i driftsutgifter ved en eventuell omlegging vil være avgjørende for takt og volum i overgangen fra elektrisitet til olje.

Tabell 5.2.4.2 viser utviklingen i salget av oljeprodukter til varmeformål omregnet til TWh nyttiggjort varme.

5.2.5 Fast brensel

Fast brensel omfatter kull, koks, ved, treavfall og annet avfall og avlut brukt som brensel. Forbruket (netto innenlands tilgang) av fast brensel gikk ned med gjennomsnittlig 1,6 % pr. år fra 1970 til 1975. I perioden 1975-80 har det vært en forbruksvekst på gjennomsnittlig 2,0 % pr. år. Fra 1980 til 1992 økte forbruket gjennomsnittlig med 0,9 % pr. år.

Den største bruker av kull og koks er ferrolegeringsindustrien.

Utviklingen i produksjon og forbruk av fast brensel i perioden 1980-92 er vist i tabell 5.2.5.1.

5.2.6 Sammenhengen mellom bruttonasjonalprodukt og energibruk

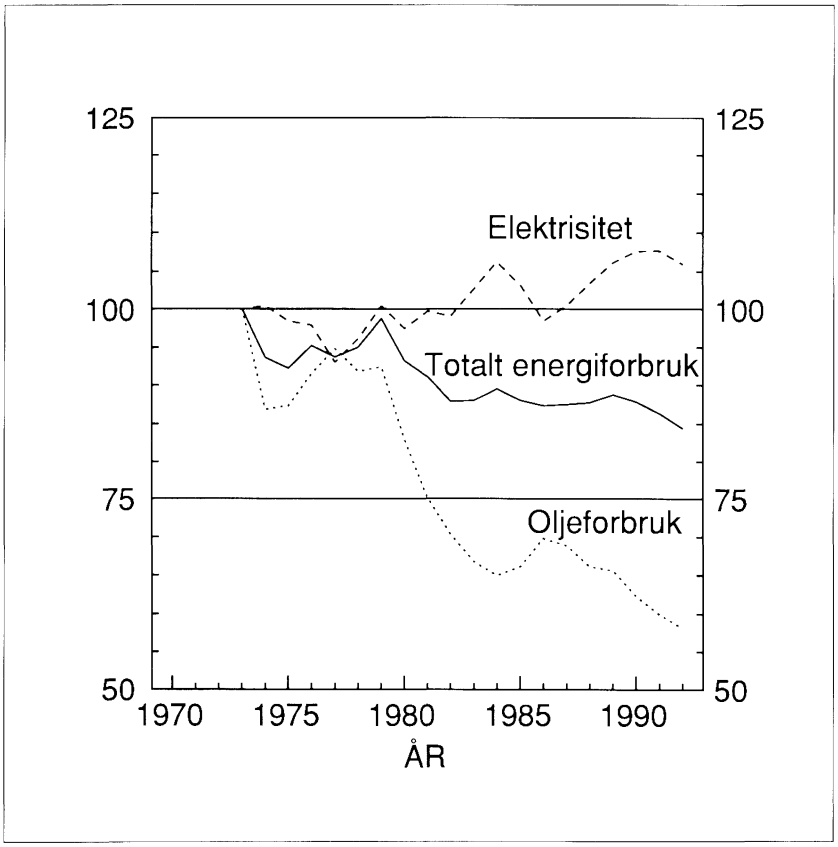
Bruttonasjonalprodukt (BNP) uttrykker den samlede markedsmessige verdiskapning for landet. Sammenhengen mellom energibruk og økonomisk utvikling kan uttrykkes ved forholdet mellom energibruk og BNP. Dette forholdstallet kalles økonomiens energiintensitet og forteller hvor mye energi som i gjennomsnitt går med til å produsere en enhet av vårt bruttonasjonalprodukt. Går forholdstallet ned, er det et uttrykk for at økonomien blir mindre energiintensiv. Omvendt når forholdstallet går opp.

Figur 5.2.6.1 viser utviklingen i energiintensiteten for norsk økonomi fra 1973 til 1992.

Figuren viser at både energiintensiteten totalt og oljeintensiteten har avtatt, og at nedgangen i den sistnevnte er størst. Elintensiteten har ikke gått ned i samme grad. Det skyldes først og fremst overgang fra olje til elektrisitet.

En generell nedgang i energiintensiteten er ikke noe særnorsk fenomen. Liknende utviklingstrekk kan registreres i andre industrialiserte land. Realprisøkningene på energi har bidratt til dette, noe som fører til investeringer i mer energieffektiv teknologi.

Figur 5.2.6.1: Energiintensiteter, 1973-92 (1973=100). El., olje og samlet energiforbruk i forhold til BNP, ekskl. oljesektoren og utenriks sjøfart. Kilde: SSB



6. ENERGIPOLITIKK

6.1 MARKEDSUTVIKLING

Tidligere var kraftmarkedet preget av at energiverkene i liten grad konkurrerte med hverandre. Det lokale energiverket var vanligvis den eneste leverandør av elektrisitet til husholdninger og bedrifter. Kraftprisen ble satt med utgangspunkt i energiverkenes gjennomsnittlige kostnader slik at de fikk kostnadsdekning. Dette var mulig p.g.a. lokale monopoler og førte til overutbygging av produksjonskapasitet. Produksjon, omsetning og distribusjon av kraft ble sett på som en integrert aktivitet.

En ny energilov trådte i kraft 1. januar 1991. Siktemålet var å få en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av kraftressursene. Konkurranse i kraftmarkedet skal bl.a. bidra til å utjevne prisene. Videre er det et viktig mål å bidra til at billige kraftprosjekter blir bygd ut før dyre prosjekter, og at det ikke blir overinvestert i kraftsektoren.

Energiloven legger vekt på at energiverkene innen produksjon og omsetning av kraft skal konkurrere med hverandre på tvers av de tidligere lokale oppdekkingsområdene. Hele landet blir sett på som ett marked. Siktemålet er at energiverkene skal selge kraften der de får den beste prisen, mens kundene skal kjøpe fra den leverandøren som kan tilby den billigste kraften. På denne måten blir omsetningen av elektrisk kraft mer lik andre markeder der bedriftene konkurrerer om kundene.

Konkurransen mellom energiverkene innen produksjon og omsetning forutsetter at alle kunder og leverandører har likeverdig tilgang til ledningsnettet. Energiloven slår fast at nettet skal stilles til rådighet for alle som ønsker å fremføre kraft i nettområdet, så lenge det er ledig kapasitet. Overføringstariffene skal baseres på kostnadene ved effektiv utbygging og drift av overføringsnettet. Det vises til nærmere omtale av overføringstariffene i kapittel 7.7.

Virkningen av reformen merkes nå hos brukerne av kraft. Særlig næringslivet har oppnådd betydelige prisreduksjoner som følge av konkurransen. Mange energiverk arbeider med å tilpasse vedtektene til nye krav som stilles i markedet. Noen verk omorganiseres også til aksjeselskaper.

Det er økende konkurranse i sluttbrukermarkedet. NVEs markedsundersøkelse (NVE publikasjon nr. 10/93, "Kraftmarkedsundersøkelse pr. 1.1.93") viser at pr. 1. januar 1993 var 42 % av leveransene til næringslivet (utenom kraftintensiv industri og treforedling) reforhandlet med ny eller tidligere kontraktspartner. De fleste av disse hadde reforhandlet vilkårene med den lokale leverandøren. Markedet domineres volummessig av de største bedriftene.

Ved at kraftbrukerne kan utnytte konkurransen mellom leverandørene, er det i dagens marked mulig å få tilbud om lavere priser. Mange bedrifter har på denne måten fått redusert strømutgiftene sine. Jfr. kapittel 7.4.

Husholdningskundene har foreløpig ikke vært særlig aktive i markedet. En undersøkelse gjennomført av NVE fra september 1992 (NVE notat nr. 11/92, "Undersøkelse av kraftmarkedet") viser at noen få husholdningskunder hadde reforhandlet sine kontrakter pr. juni 1992. Mange kunder hadde imidlertid fått tilbud om endrede betingelser fra sine energiverk. Dette var vesentlig tilbud om såkalt fleksitariff med ordinær H4-tariff på elspesifikt forbruk (omlag 12 000 kWh/år) og en pris avledet av prisnivået i markedet på forbruk utover dette.

NVEs undersøkelse fra september 1992 viste at hele 76 % av det volum som var forhandlet til markedsmessige betingelser pr. 30. juni 1992, hadde en kontraktstid som var ett år eller kortere. Den nye markedsundersøkelsen viser at det har gått i retning av mer langsiktige avtaler i sluttbrukermarkedet. Pr. 1. januar 1993 hadde 61 % av de kontraktene som var reforhandlet med lokale energiverk en gjenstående løpetid på ett år eller mindre. For kunder som skifter leverandør, er 5-års kontrakter like vanlig som kortsiktige avtaler.

Det er dannet flere nye selskaper som bidrar til å fremme konkurranse på sluttbrukermarkedet. Dette er kraftmeglere som formidler kontakt mellom kjøpere og selgere, og som tilrettelegger kontraktene. Det er også opprettet handelsselskaper som kjøper kraft på utvekslingsmarkedet, og selger den videre som kontraktskraft. De fleste kunder som har skiftet leverandør, handler imidlertid med tradisjonelle energiverk.

6.2 UTENLANDSHANDEL MED KRAFT

Norge har i lang tid handlet kraft med nabolandene, men i stor grad på kortsiktig basis. Den kortsiktige utvekslingen har neppe fullt ut utnyttet de inntektsmulighetene som ligger i handel med kraft. Norge vil kunne oppnå en større gevinst gjennom avtaler av mer langsiktig karakter, og ved at vi skaffer oss flere markeder ved direkte forbindelse til flere land.

Det kreves i utgangspunktet konsesjon for krafthandel med utlandet. Konsesjonsplikten gir et godt utgangspunkt for å sikre god ressursforvaltning og en sikker kraftforsyning. Stortinget åpnet i fjor for konsesjonsfri eksport av kraft på kontrakter av inntil 5 års varighet.

Det er en politisk retningslinje for utenlandshandelen med kraft at det ikke er ønskelig å binde seg til omfattende langsiktige avtaler om netto eksport av kraft.

Betydelige gevinster kan oppnås ved å utvide forbindelsene mellom Norge og utlandet og inngå langsiktige kraftutvekslingsavtaler. Det norske kraftsystemet er vannkraftbasert. I de fleste land på kontinentet er kraftproduksjonen basert på varmekraft (gass-, olje-, kull- og kjernekraft). Gevinstmulighetene ligger først og fremst i å utnytte de ulike egenskapene ved de to systemene. Dette er behandlet i St.meld. nr. 46 (1992-93) "Om langsiktig kraftutveksling med utlandet".

Pr. 10. august 1993 foreligger det to søknader om langsiktig utveksling av kraft.

Kraftforbruket varierer over døgnet. Vannkraftverkene kan lett dimen-

sjoneres til å dekke forbrukstoppene på dagtid. I tillegg er vannkraftverkene lette å regulere opp og ned etter svingninger i forbruket. På den annen side er kraftproduksjonen begrenset av vanntilsiget.

Varmekraftanlegg har på mange måter mottsatte egenskaper. Det er dyrt å bygge kapasitet for å dekke forbrukstoppene på dagtid og å regulere produksjonen opp og ned etter forbruket. Utenom forbrukstoppene vil imidlertid varmekraftland normalt ha mulighet til å produsere kraft til lave kostnader. Ved å kjøpe kraft fra Norge på dagtid, kan varmekraftland redusere sine investeringer i kraftverk med kort brukstid. Økte forbindelser til utlandet vil gi forbrukere i Norge tilgang på billig kraft utenom forbrukstoppene. Vannet kan spares i magasinene og brukes til produksjon når prisen i utlandet er høy. Langsiktige utvekslingsavtaler kan gi store gevinster for handelspartnerne, men behøver ikke bety netto eksport av kraft fra Norge.

6.3 OMLEGGING AV ELEKTRISITETSAVGIFTEN

Elektrisitetsavgiften er lagt om fra 1.1.1993. Stortinget har vedtatt å fjerne elektrisitetsavgiften på salg av elektrisitet til ferrolegerings-, aluminiums- og treforedlingsindustrien samt veksthusnæringen. For andre sektorer innen bergverk og industri er elektrisitetsavgiften satt til 2,3 øre/kWh. For annen næringsvirksomhet og husholdninger er elektrisitetsavgiften satt til 4,6 øre/kWh i 1993.

I tillegg er det innført en produksjonsavgift på 1,2 øre/kWh som skal omfatte all vannkraftproduksjon.

7. ENERGIPRISER OG OVERFØRINGSTARIFFER

7.1 INTERNASJONAL PRISUTVIKLING PÅ RÅOLJE

De mest markerte trekk ved prisutviklingen på energi fra 1960 og frem til i dag var den dramatiske økningen i prisen på råolje i 1970-årene og prisfallet i 1980-årene, spesielt prisfallet i 1986.

Prisen på Nordsjøolje var i hele 1991 relativt stabil. Ved årets begynnelse var oljeprisen over 26 USD pr. fat, men dette hadde sammenheng med de ekstraordinære forholdene i forbindelse med krisen i Gulfen. Etter at den USA-ledede koalisjonen hadde etablert militær kontroll over irakisk luftrom, falt prisen til om lag 20 USD pr. fat. Gjennom resten av 1991 lå prisen på Nordsjøolje mellom 18 og 22 USD pr. fat. I begynnelsen av 1992 lå prisen på Nordsjøolje omkring 18 USD pr. fat. Situasjonen med lav etterspørsel og velfylte lagre holdt seg gjennom hele 1. kvartal 1992. Fra en bunnotering på noe over 17 USD pr. fat i mars steg imidlertid prisen på råolje til den høyeste notering i løpet av fjoråret på i overkant av 21 USD pr. fat. Forventninger om et relativt stramt oljemarked i 4. kvartal bidro til å holde prisen på råolje forholdsvis høy gjennom 3. kvartal. Svak vekst i etterspørselen i OECD-landene og høy produksjon i OPEC-landene utløste et prisfall mot slutten av 1992 og de første ukene av januar 1993.

Ved inngangen til 1. Kvartal 1993 var prisen på Nordsjøolje omkring 18 USD pr. fat. I løpet av januar falt prisen til i underkant av 17 USD pr. fat. I midten av kvartalet steg oljeprisen til om lag 19 USD pr. fat, men prisen avtok noe i slutten av mars. I 2. kvartal 1993 lå oljeprisen stort sett mellom 18 og 19 USD pr. fat med fallende tendens mot slutten av juni.

7.2 OLJEPRODUKTPRISER I NORGE

Grunnlaget for prisutviklingen og prisdannelsen for petroleumsprodukter i Norge er verdensmarkedets priser. Prisene påvirkes imidlertid også av det innenlandske kostnadsnivå, f.eks. transportkostnader. En tredje viktig faktor er avgiftene. Avgiften for mineraloljer (parafin, solarolje, autodiesel og fyringsoljer) består av en grunnavgift, en svovelavgift differensiert etter svovelinnhold og en CO_2-avgift. Svovelavgiften beregnes pr. påbegynt 0,25 % vektandel svovel.

I 1992 var grunnavgiften 32 øre/liter og svovelavgiften 7 øre/liter. Disse avgiftssatsene var uendret frem til 1.7.1992. Fra 1.7.1992 ble grunnavgiften redusert med 15 øre til 17 øre/liter, mens svovelavgiften var uendret. F.o.m. 1993 er grunnavgiften fjernet, mens svovelavgiften fremdeles er 7 øre/liter. CO_2-avgiften for mineraloljer var på 30 øre/liter i 1992. Denne ble økt til 40 øre/liter i 1993.

ÅR	PARAFIN	FYRINGS-OLJE NR. 1	FYRINGS-OLJE NR. 2	TUNG FYRINGS-OLJE (NS) [1]	AUTO-DIESEL	HØYOKTAN-BENSIN
1970	**207,7**	**127,3**	**114,5**	**81,4**	**188,5**	**658,6**
1971	224.2	161.0	148.9	89.3	218.6	714.6
1972	210.4	140.6	129.3	80.3	194.4	669.5
1973	222.5	160.0	149.6	96.8	210.0	652.3
1974	333.5	265.7	256.1	164.0	315.8	774.3
1975	**284,7**	**227,2**	**218,6**	**150,3**	**272,4**	**688,9**
1976	296.1	243.2	235.3	145.2	285.8	674.8
1977	292.4	240.8	233.6	145.7	276.6	657.2
1978	280.9	233.4	226.0	132.4	268.0	673.3
1979	314.2	268.2	261.8	162.5	302.2	689.3
1980	**428,3**	**386,8**	**373,1**	**220,2**	**423,4**	**819,7**
1981	488.2	432.1	420.1	259.7	466.1	844.8
1982	497.1	426.4	415.6	232.0	458.2	803.2
1983	479.4	411.4	401.4	230.2	438.1	792.3
1984	461.5	397.6	388.9	259.5	424.4	788.8
1985	**441,3**	**379,7**	**368,5**	**230,9**	**404,0**	**734,7**
1986	310.6	252.7	240.7	143.4	277.4	636.1
1987	288.2	234.6	224.1	141.0	258.1	626.8
1988	277.6	221.7	208.6	148.4	246.5	617.5
1989	291.7	231.9	222.1	155.7	256.7	637.4
1990	**335,9**	**274,8**	**265,6**	**196,1**	**302,6**	**680,3**
1991	384.5	318.5	307.2	238.5	349.0	758.4
1992	356.0	280.0	264.8	232.3	326.0	795.0

[1] Ekskl. mva.

Tabell 7.2.1:
Priser på petroleumsprodukter i perioden 1970-92. Øre/liter. Kroneverdi 1992, alle avgifter inkludert. Typiske leveringskvanta.
Kilde:
Norsk petroleumsinstitutt

Priser for endel petroleumsprodukter er vist i tabell 7.2.1.

7.3 PRIS PÅ NORSK GASS

Norge har produsert og eksportert gass (naturgass) siden 1977. I 1992 var den norske produksjonen i underkant av 28 mrd. Sm^3. Mottagerne av norsk gass var Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Nederland og Belgia.

Norsk gass selges i henhold til langsiktige kontrakter. Det er betydelig variasjon når det gjelder prisbetingelser for de ulike kontraktene. Avhengig av den enkelte kontrakt justeres gassprisen periodevis etter formler som først og fremst omfatter prisene på oljeprodukter, hovedsakelig tung og lett fyringsolje. Prisjusteringene skjer på bakgrunn av utviklingen i oljeproduktprisene i en periode forut for justeringene, noe som gjør at gassprisen har et etterslep i tid i forhold til utviklingen i oljeprisen.

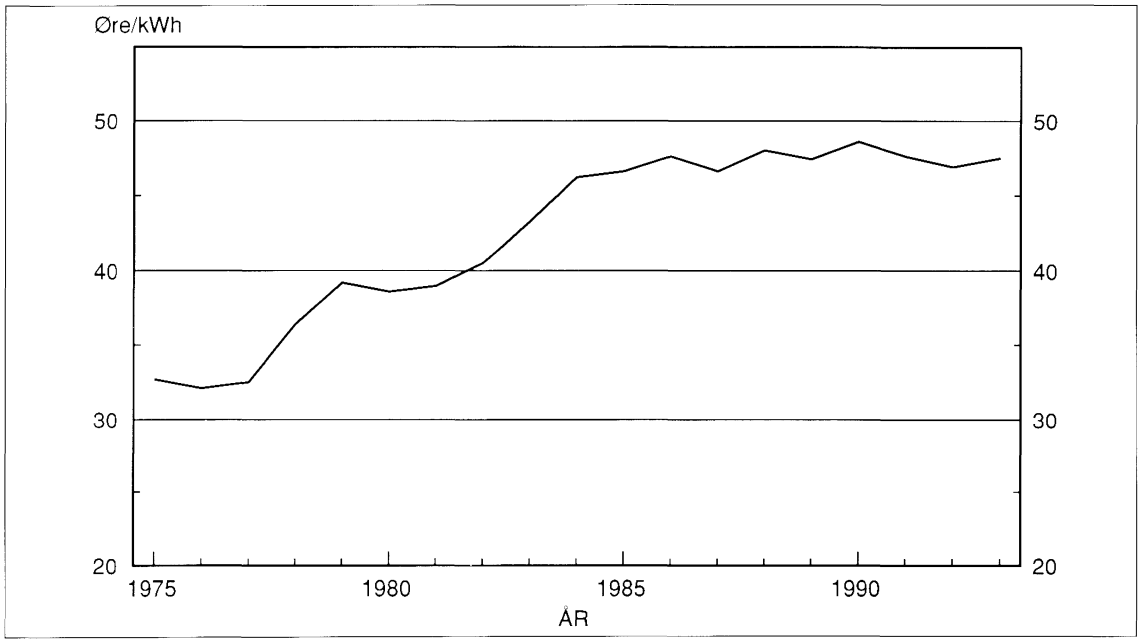
7.4 PRIS PÅ ELEKTRISK ENERGI

De fleste husholdningsabonnenter handler fortsatt kraft fra det lokale energiverket som tradisjonelt har vært leverandør. Abonnentene tilbys såkalte H3- og H4-tariffer som dekker både overføringskostnader og energikostnader. H3-tariffen inneholder tre ledd, en fast årsavgift (som

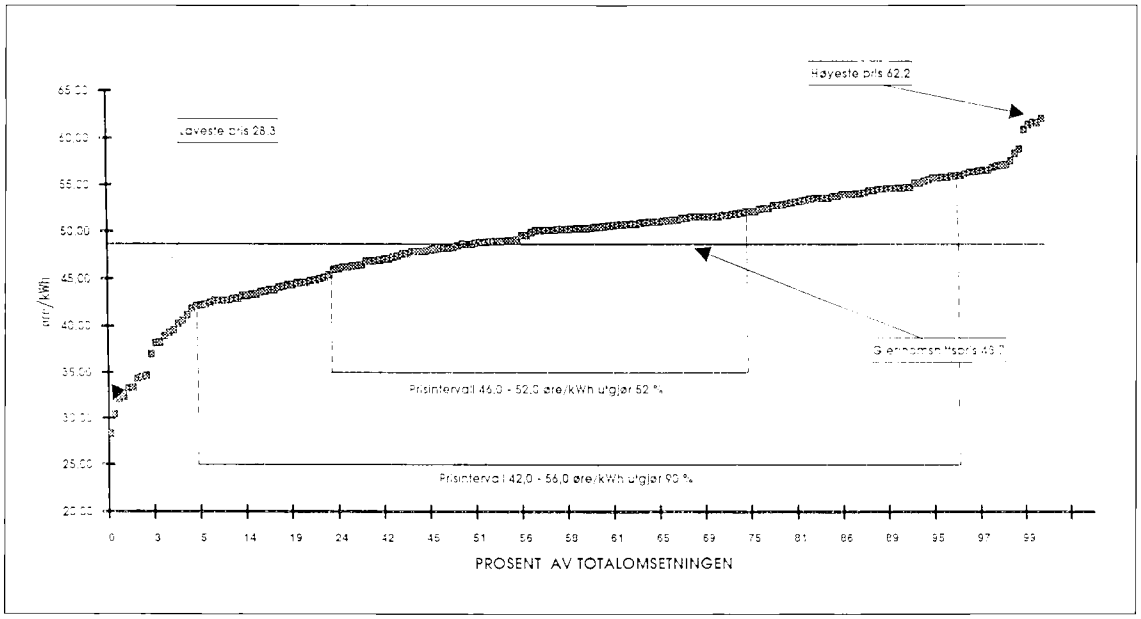
ideelt skal dekke de forbruksuavhengige kostnadene), effektledd (som skal dekke de kapasitetsavhengige kostnadene) og energiledd (som skal dekke de energiavhengige kostnadene). H4-tariffen inneholder to ledd, en fast årsavgift og et energiledd.

Gjennomsnittsprisen til husholdninger som handler med det lokale energiverket, var i 1992 46,9 øre/kWh inkludert elavgift og merverdiavgift samt overføring av kraften. For 1993 forventes gjennomsnittsprisen å bli 48,7 øre/kWh. Generelt synes det imidlertid som at prisen til husholdninger har stabilisert seg i de senere år. Dette er illustrert i figur 7.4.1 som viser realprisen for elektrisitet til husholdninger og jordbruk i perioden 1975-93.

Prisen på elektrisitet til husholdninger (H4- og H3-tariff) varierer mellom fylkene og innen de enkelte fylker. Årsaken kan delvis være at kostnadene ved å føre kraften frem til abonnentene varierer i ulike landsdeler. Vanskelige naturgitte overføringsforhold og spredt bosetning kan bidra til høye overføringskostnader. Det vises til kapittel 7.7 for nærmere omtale av overføringstariffene. Tabell 7.4.1 viser energiverkenes gjennomsnittspriser til husholdninger og jordbruk for 1993 fordelt på fylke og høyeste og laveste pris innen hvert fylke, mens figur 7.4.2 viser andeler av omsetning til husholdninger fordelt på prisintervaller. Prisene er inkludert overføringstariff, elavgift og merverdiavgift.



Figur 7.4.1:
Pris for elektrisitet til husholdninger og jordbruk, 1975–93.
Øre/kWh. Kroneverdi 1992.
Inkl. alle avgifter.
Kilde: SSB og NVE



Figur 7.4.2:
Omsetningen til husholdninger og jordbruk fordelt på prisintervaller (1993). Inkl. alle avgifter. Kilde: NVE

FYLKE	GJENNOMSNITT	HOYESTE	LAVESTE
Finnmark [1) 2)]	33,2	38,2	30,4
Troms [1) 2)]	45,3	49,1	37,0
Nordland [1)]	46,4	55,6	39,9
Nord-Trøndelag	54,7	54,7	54,7
Sør-Trøndelag	54,1	61,7	44,6
Møre og Romsdal	51,8	54,8	42,2
Sogn og Fjordane	48,6	61,5	28,3
Hordaland	48,8	58,9	32,1
Rogaland	45,6	53,1	42,8
Vest-Agder	48,7	48,9	48,7
Aust-Agder	47,2	48,8	38,2
Telemark	44,7	56,9	33,3
Vestfold	46,1	51,2	42,9
Buskerud	48,9	62,2	39,3
Oppland	51,4	57,6	44,2
Hedmark	52,3	56,4	48,1
Oslo	46,4	46,4	46,4
Akershus	51,4	61,0	43,7
Østfold	51,0	51,6	43,4
Hele landet	**48,7**	**62,2**	**28,3**

Tabell 7.4.1:
Everkenes gjennomsnittspriser ved salg til husholdninger og jordbruk i 1993 inkl. elavgift og mva. Øre/kWh. Kilde: NVE

1) Nord-Norge er fritatt for mva. pa elforbruk til husholdningsformal
2) Finnmark og Nord-Troms har fritak for elavgift

Blant næringskunder som er aktive i markedet, oppnår de største kundene lavere priser enn småkundene. Dersom det justeres for overføringstariffer, synes det som at husholdninger i gjennomsnitt har vesentlig høyere priser enn de minste bedriftene som har vært aktive i markedet. Dette fremgår av NVEs markedsundersøkelse pr. 1.1.93.

Gjennomsnittsprisen i januar 1993 for næringskunder som hadde reforhandlet kontrakten med den lokale leverandøren, er beregnet til 12,7 øre/kWh i følge NVEs markedsundersøkelse. Dette er prisen ekskl. overføring, elavgift og merverdiavgift. Kunder som hadde byttet leverandør, hadde en gjennomsnittspris på 11,5 øre/kWh. Den delen av næringslivet som ikke hadde reforhandlet sine kontrakter, hadde en gjennomsnittspris på 15,5 øre/kWh. Gruppen med de gunstigste betingelsene hadde således om lag 25 % lavere kraftpris enn den gruppen som ikke hadde reforhandlet kontraktene. Innen denne gruppen var det større prisforskjeller enn blant de kundene som hadde markedsmessige vilkår. Kunder med kontrakter på særvilkår har de laveste prisene. Dette er vesentlig kontrakter som er inngått før energiloven trådte i kraft. Tabell 7.4.2 viser gjennomsnittspriser til husholdninger og næringskunder.

	Husholdninger		Næringskunder	
	øre/kWh	TWh	øre/kWh	TWh
Ikke reforhandlede kontrakter	14,9	29,9	15,5	13,9
Gamle kontrakter på særvilkår			10,9	2,8
Reforhandlet lokalt	15,8	0,4[1]	12,7	8,9
Forhandlet med ny leverandør	14,8		11,5	3,4
Tilbakevendte kunder			11,9	0,05
Veid gjennomsnitt	14,9		13,6	

Tabell 7.4.2: Kraftpriser og forbruk for næringskunder og husholdninger i kontrakter av ulik type pr. 1.1.93. Prisene er ekskl. overføringstariffer, elavgift og merverdiavgift. Kilde: NVE

[1] Vesentlig fleksitariff

Kraftintensiv industri har mye egenprodusert kraft fra eldre nedbetalte kraftverk. Kraftintensiv industri og treforedling har i tillegg kontrakter med Statkraft SF. I 1991 var gjennomsnittsprisen for kraftintensiv industri 11 øre/kWh, mens den var 14,2 øre/kWh for treforedlingsindustrien. Prisene er inkludert elavgift og overføring. Overføringstariffen er relativt lav for kraftintensiv industri bl.a. fordi kraft tas ut på høyt spenningsnivå og fordi virksomheten ofte er etablert i tilknytning til bestemte vannkraftverk. I tillegg har kraftintensiv industri lang brukstid. Lave priser i kontrakter tildelt på 1950- og 60-tallet og innslaget av egenprodusert kraft er de vesentlige årsakene til at industrien i dag har relativt lave gjennomsnittspriser.

Det ilegges avgift på bruk av elektrisitet, såkalt elavgift. Elavgiften var 4,15 øre/kWh i 1992 og er i 1993 4,6 øre/kWh. Kraftintensiv industri, veksthusnæringen og treforedlingsindustrien er fritatt for elavgift i 1993. Resten av industrien betaler halv elavgift f.o.m. 1993. I tillegg er det merverdiavgift på 22 %.

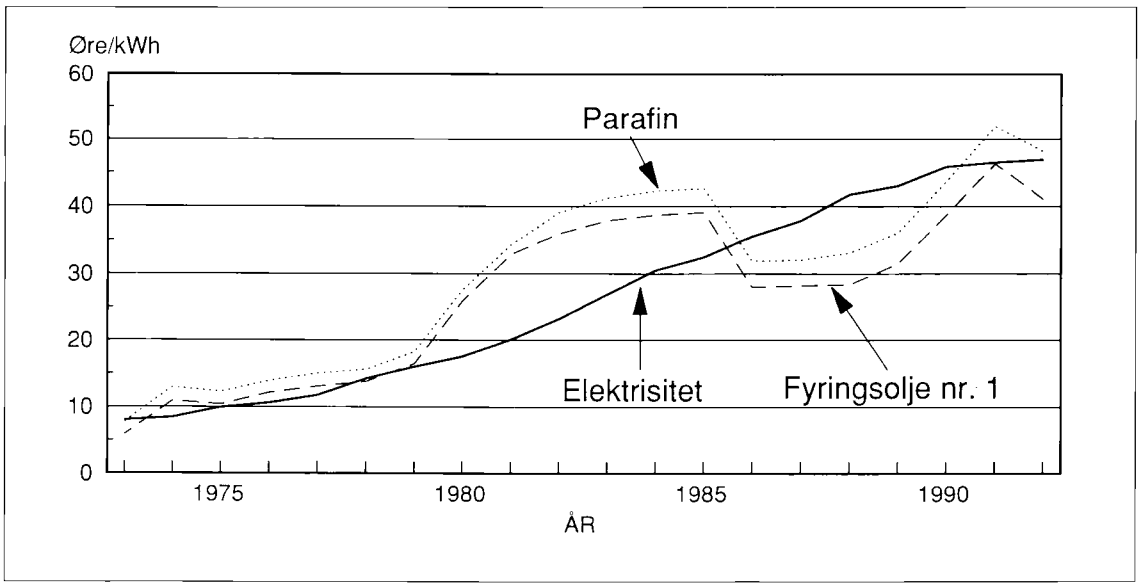
7.5 UTVIKLINGEN I PRISENE PÅ OLJE OG ELEKTRISITET TIL OPPVARMING

Prisene på fyringsoljeprodukter ble i perioden 1973-85 om lag sjudoblet, samtidig som elektrisitetsprisene ble firedoblet. Konsumprisindeksen ble i samme periode omtrent tredoblet. Det førte til en kraftig økning i de reelle prisene på energi og i prisforholdet mellom olje og elektrisitet.

I 1985 lå prisen på både parafin og fyringsolje nr. 1, regnet i nyttiggjort energi, klart over prisen på elektrisitet (husholdningsprisen). I perioden 1985-86 falt oljeprisene kraftig, mens elektrisitetsprisene fortsatte å stige. I begynnelsen av 1989 begynte oljeprisene igjen å stige og lå i siste halvdel av 1990 og frem til 4. kvartal 1991 stort sett nær prisen på elektrisitet. På slutten av 1991 begynte oljeprisene å synke, men stabiliserte seg i løpet av 1. kvartal 1992. Pr. i dag ligger oljeprisene noe under prisen for elektrisitet.

Figur 7.5.1 viser prisutviklingen for hhv. elektrisitet til husholdninger, parafin og fyringsolje nr. 1 for perioden 1973-92 regnet i nyttiggjort energi.

Elektrisitetsprisen er gjennomsnitt for hele landet. Som tabell 7.4.1 viser, er det stor variasjon i prisene mellom fylkene og for de enkelte everkene.

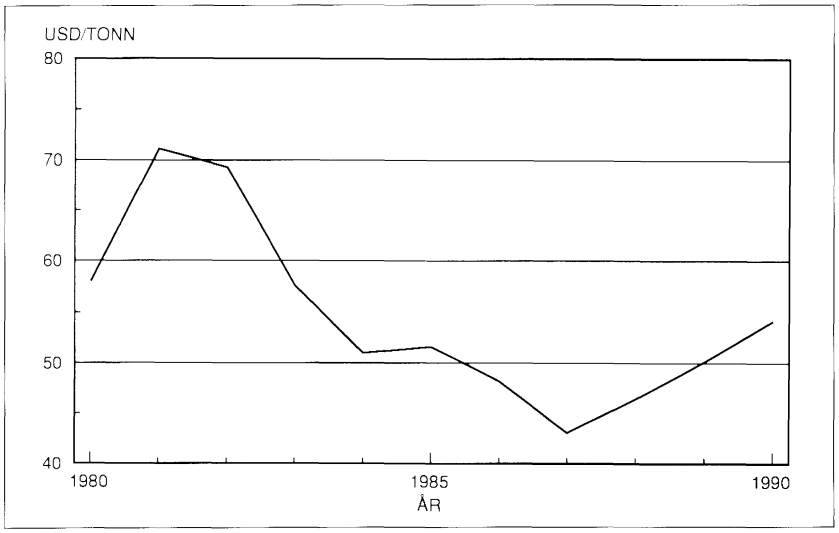


Figur 7.5.1: Prisutviklingen for noen energibærere inkl. alle avgifter, 1973–92. Kilde: NVE

7.6 KULLPRISER

Store Norske Spitsbergen Kulkompani (SNSK) på Svalbard oppnådde en gjennomsnittlig kullpris (cif-pris, dvs. inkl. frakt og salgsomkostninger) på kr 336,- pr. tonn i 1992 mot kr 376,- pr. tonn i 1991. Prisene er et gjennomsnitt for alle leveranser og omfatter ferrolegeringsverk, koksverk og varmekraftverk.

Den internasjonale prisutviklingen på kull er viktig for elprisen i Norden da deler av elproduksjonen, spesielt i Danmark og Finland, er basert på kullkraft. Figur 7.6.1 viser gjennomsnittlig cif-pris for energikull levert EF-land for perioden 1980-90 i USD/tonn.
Utviklingen fra 1990 til 1993 har vært fallende priser.



Figur 7.6.1:
Pris på energikull levert EF-land, 1980-90 (USD/tonn).
Kilde: SNSK

7.7 OVERFØRINGSTARIFFER

Overføring av kraft er sett på som et naturlig monopol. Energiloven og forskriftene legger rammene for overføringsvirksomheten. Det stilles krav om eget regnskap for monopolvirksomhet og om ledningsnettets ledige kapasitet skal stilles til disposisjon for andre. Ved utforming av tariffer skal det kunne stilles krav om rimelig avkastning på kapitalen i et effektivt drevet nett. Det skal ikke diskrimineres mellom kundene. Regelverket for å fastsette overføringstariffer er nedfelt i forskrifter og retningslinjer. NVE står for monopolkontrollen med nettvirksomheten.

Monopolkontrollen baseres på at NVE treffer avgjørelser ved konkrete klager på vilkår eller tvist om forståelsen av beregningsmåten for overføringsstariffer og kapasitet. NVEs avgjørelser i klagesaker kan påklages Nærings- og energidepartementet. I 1992 mottok NVE 40 klager. Et sammendrag av NVEs vedtak er gitt i egen publikasjon (NVEs publikasjon nr. 6/93, "Oversikt over vedtak i tvistesaker 1991 og 1992"). Svært mange klagesaker har reist spørsmål om nivået på tariffen og hvilket nettnivå abonnenten skal være tilknyttet.

Kunder som kjøper kraft fra andre enn sitt lokale energiverk, må fremdeles kjøpe nettjenester fra sin lokale netteier (energiverk). NVE har utarbeidet retningslinjer for punkttariffer i overføringsnettet. Punkttariffer kan sammenlignes med Postverkets frimerkesystem. Den enkelte nettkunde behøver bare forholde seg til sin lokale netteier og gjennom punkttariffen være sikret adgang til hele landets overførings- og fordelingsnett. Tariffene gjør det lettere å etablere et landsomfattende marked for kraft. Punkttariffer

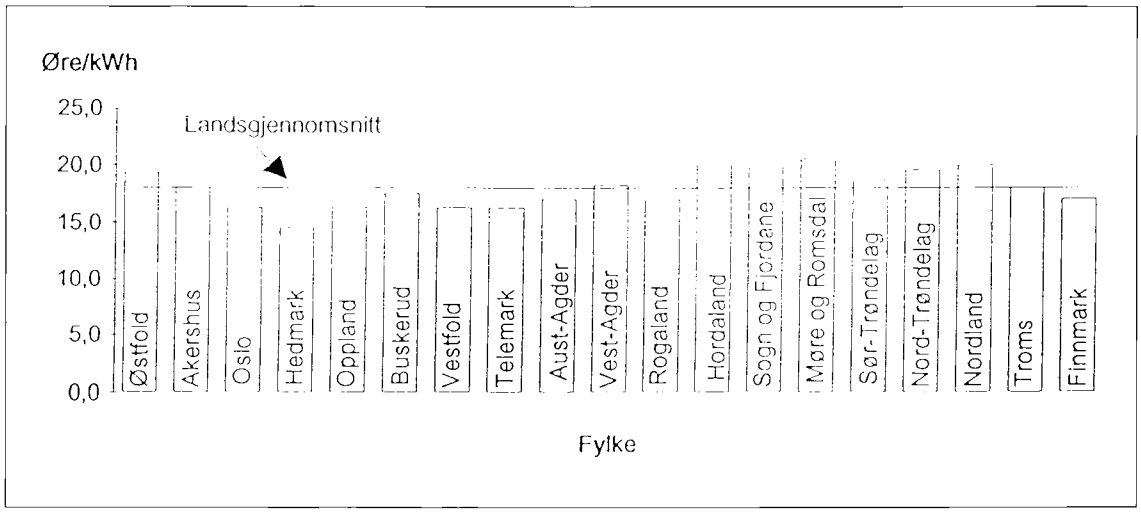
som prinsipp ble tilnærmet fullt ut gjennomført på alle nettnivåer fra 1. januar 1993.

Alle som eier overføringsnett, plikter å gi nødvendige opplysninger for utøvelse av tilsyn med monopolvirksomheten til NVE. Bl.a. gis det oversikt over overføringstariffene. NVE publiserer statistikk over punkttariffene i nettet for alle energiverk i landet.

Landets elektrisitetsnett inndeles i fem nettnivåer for tarifferingsformål. De fleste kunder får kraften levert på nettnivå 5, dvs. i lavspentnettet (under 1000 V). Enkelte større næringskunder som er koplet direkte til nettstasjoner (nettnivå 4), får lavere overføringstariff enn kunder på nettnivå 5. Større industribedrifter kan være tilkoplet nettet på høyere nettnivå, dvs. høyspentnettet. Disse kan få vesentlig lavere overføringstariffer.

I tillegg til selve overføringstariffen kan netteier kreve transaksjonsgebyr fra kunden dersom det kan påvises at energiverket påføres ekstrakostnader når kunden skifter leverandør. NVE har satt en øvre grense på kr 5000,- for slike gebyrer.

Figur 7.7.1 viser overføringstariffene på nettnivå 5 i gjennomsnitt for hvert fylke. Overføringstariffene er satt sammen av flere ledd (fastledd, energiledd og effektledd). Tariffene er her omregnet til én pris i øre/kWh, der det er lagt til grunn en brukstid på 4000 timer og et gjennomsnittsforbruk på 200 MWh, dvs. næringskunder. Tariffene i de overliggende nettnivåer er innarbeidet slik at figuren viser den punkttariff kundene må betale. Gjennomsnittlig punkttariff i landet på nettnivå 5 er i 1993 18 øre/kWh og 13,9 øre/kWh på nettnivå 4.



Figur 7.7.1:
Priser (ekskl. mva.) for kraftoverføring gjennom hele elnettet, dvs. omregnede nivå 5-punkttariffer.
Kilde: NVE

8. ENERGIØKONOMISERING

8.1 INNLEDNING

Begrepet enøk blir brukt om tiltak som:

- reduserer energitapet innenfor energiproduksjon, -fordeling og -bruk, og som ikke koster mer enn ny energiproduksjon
- medfører reduksjon i kostnad ved å gå over fra en energibærer til en annen (substitusjon)
- gir uendret eller lavere kostnad ved overgang fra en høyverdig til en mer lavverdig energikilde

I St. meld. nr. 41 (1992–93) formuleres følgende sentrale mål for enøkpolitikken:

- å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av ressursene
- å bidra til å redusere negative miljøkonsekvenser av energibruken

Oversikten i kapittel 8.2 (tabell 8.2.1) omfatter den statlige virksomhet på denne sektor. I tillegg er en rekke ikke-statlige miljøer, gjennom lån og tilskudd til gjennomføring av enøktiltak og på annet vis, engasjert i enøkvirksomheten. I første rekke gjelder dette energiverkene.

8.2 STATLIGE TILTAK

For 1993 ble det over statsbudsjettet bevilget 221 mill. kr under kapittel 1890, energiøkonomiseringstiltak mv. Tabell 8.2.1 viser hvordan midlene fordeler seg.

	1992	1993
Informasjon og opplæring, utredninger etc.	25,0	23,0
Introduksjon av effektiv energiteknologi	57,8	47,0
Tilskudd til utarbeiding av lokale energiplaner	4,0	-
Enøk i statens bygninger	80,0	32,0
Tilskudd til enøk i kommunale og fylkeskommunale bygg	35,0	-
Tilskudd til enøk i industri- og næringsbygg	100,0	30,0
Tilskudd til boliger	25,0	20,0
Opprustning og utvidelse av kraftverk	100,0	15,0
Organisering av tilskuddsordninger	13,0	13,0
Tilskudd til elforsyningen	80,0	41,0
Sum	519,8	221,0

Tabell 8.2.1: Midler til enøktiltak i 1992 og 1993. Mill. kr.

Fra 1993 er ordningen med tilskudd til enøktiltak i kommunale og fylkeskommunale bygg opphørt. Det gis heller ikke lenger tilskudd til utarbeiding av lokale energiplaner. I tillegg til bevilgningene for 1993 er det gitt tilsagnsfullmakter på tilsammen 135 mill. kr.

8.2.1 Informasjon og opplæring

Den statlige informasjons- og opplæringsvirksomheten er satt til Institutt for energiteknikk (IFE) som et eget prosjekt: Opplysningsaksjonen for energiøkonomisering (OFE). Kursvirksomhet rettet mot ulike målgrupper utgjør en sentral del av OFEs virksomhet. Gjennom prosjekter arbeider Nærings- og energidepartementet (NOE) også med å få trukket inn miljø og inneklima i undervisningsopplegget mot skoleverket. ENØK-92 kampanjene, rettet mot boligsektoren, vil høsten 1993 bli fulgt opp av en ny kampanje knyttet til rehabilitering av boliger..

8.2.2 Statlige tilskudd til enøkinvesteringer hos forbrukere

Bevilgningen for 1993 til enøktiltak i statsbygg på 32 mill. kr er fordelt med 17 mill. kr til Statens bygge- og eiendomsdirektorat og 15 mill. kr til Forsvarets Bygningstjeneste. Tall for 1992 viser at energikostnaden pr. innspart kWh varierer mellom 17,6 og 20,8 øre.

Bevilgningen til tilskudd til enøktiltak i den ikke-statlige sektor er blitt redusert i 1993. Ved siden av at ordningen med tilskudd til enøktiltak i kommunale og fylkeskommunale bygg ble fjernet fra 1.1.1993, er bevilgningen til enøktiltak i industri- og næringsbygg og boliger redusert. Tilskuddssatsen er uendret 20 %. Samtidig er den prosentvise støtte til investering i varmepumper redusert fra 40 % til 30 %. Ordningen med tilskudd til boliger administreres av Husbanken, mens Statens nærings- og distriktsutviklingsfond forvalter ordningen mot industri- og næringsbygg. Forespørsler om ordningen kan rettes til disse og forøvrig til landets energiverk.

Resultater for 1992 viser følgende beregnede innsparinger (GWh):

Elektrisitet	193
Olje	301
Annet	141
Totalt	635

Den faktiske innsparingen er lavere, dels fordi det også gis støtte til enøktiltak som gjennomføres samtidig med en utvidelse av produksjonen, dels p.g.a. økning i komfortkrav hos brukerne.

8.2.3 Tilskudd til opprustning og utvidelse av kraftverk

Opprustning og utvidelse av kraftverk utgjør et enøkpotensiale som totalt er anslått til 11 TWh. Tilskudd gis til prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme med inntil 20 % av investeringskostnadene. Det kan gis støtte også til pilotprosjekter for minikraftverk med inntil 30 % av byggekostnadene, begrenset til 5 mill. kr pr. prosjekt.

8.2.4 Introduksjon av energieffektiv teknologi

Målet for arbeidsområdet er å bidra til at energieffektive teknologier raskere blir tatt i bruk i markedet. Staten gir støtte til introduksjon av energieffektiv teknologi for å redusere den enkelte bedrifts risiko. På denne måten kan staten være med på å gjøre ny teknologi bedre kjent i markedet og dermed forkorte introduksjonsfasen. Dette gir lønnsomhet både for leverandør av energieffektiv teknologi og energibrukere, fordi energieffektive løsninger lettere blir tilgjengelig.

Arbeidsområdet er knyttet til energibruk i boliger, yrkesbygg og industri og til nye fornybare energikilder (sol-, bio-, vind- og bølgeenergi). Arbeidet innbefatter finansiering av prototyptesting og demonstrasjonsanlegg, informasjon og markedsintroduksjon i samarbeid med aktuelle bransjer.

Forutsetninger for støtte til enkeltprosjekter eller ved valg av nye satsingsområder er:

- Muligheter for norsk næringsutvikling
- at det er mulig å identifisere barrierer i markedet som forklarer hvorfor spredningen av den aktuelle teknologi ikke skjer av seg selv.
- at statlig innsats med stor sannsynlighet kan redusere disse barrierene
- den valgte teknologi skal være lønnsom for brukeren

Siktemålet er varige resultater i form av norsk næringsutvikling og i form av større satsing på enøk og nye fornybare energikilder som forretningsområde innenfor aktuelle bransjer og bedrifter.

8.3 ENDRING I ENØKPOLITIKKEN

Stortinget behandlet i vårsesjonen 1993 den nye enøkmeldingen, St. meld. nr. 41 (1992–93) "Om energiøkonomisering og nye fornybare energikilder". Med bakgrunn i denne meldingen tar NOE sikte på å legge om enøkpolitikken rettet mot brukersiden. Informasjon og opplæring vil bli styrket, og ordningene med tilskudd til enøkinvesteringer lagt opp med større vekt på samarbeid med brukerne og sterkere oppfølging av de prosjekter som får støtte. Arbeidet med en raskere spredning av energieffektiv teknologi vil bli ført videre. De någjeldende tilskuddsordningene mot ikke-statlige brukergrupper vil opphøre fra 31.12.1993.

NVE vil få et større ansvar for forvaltningen av enøkpolitikken og OFE vil bli etablert som et statlig selskap. Det vil bli arbeidet med å opprette regionale enøksentra med energiverkene som viktige deltakere. Energiverkene vil fortsatt være pålagt enkelte enøkoppgaver som eventuelt kan overføres til de regionale sentra.

9. FORSKNING OG UTVIKLING

9.1 INNLEDNING

Rasjonell produksjon og bruk av energi har stor betydning for landets økonomi. Vår energirikdom gjør at vi i global sammenheng har et særlig ansvar for å forvalte ressursene fornuftig. De økende miljøproblemene knyttet til energiproduksjon og forbruk understreker dette.

En sterk og vedvarende innsats innen FoU er en viktig forutsetning for å nå målet om en mer effektiv og miljøvennlig energisektor.

Hovedmålene er:

- å gi økt økonomisk utbytte av norsk petroleumsvirksomhet, herunder økt utvinning av petroleumsressursene både totalt og fra det enkelte felt innen en samfunnsøkonomisk forsvarlig ramme

- å bidra til en mer effektiv energiproduksjon og energibruk, og på lengre sikt å utvikle nye energikilder

- å bidra til at produksjon og bruk av energi kan skje med minimale belastninger på natur og miljø

- å bidra til utvikling av konkurransedyktig industri- og næringsvirksomhet innen energisektoren

Fra og med 1993 vil store deler av forskningsmidlene bli kanalisert til det nyopprettede Norges forskningsråd. Nærings- og energidepartementet (NOE) vil fortsatt fastlegge mål for bruken av de offentlige midlene, men Forskningsrådet vil vurdere de enkelte prosjektsøknadene til de løpende programmer, og sette i gang nye programmer. Rådet finner forslag til nye programmer og NOE avgjør om programforslaget er akseptabelt eller ikke. På en rekke områder stilles krav om betydelig finansiell og faglig deltagelse fra næringslivet for å sikre at resultatene fra FoU-programmene blir best mulig utnyttet kommersielt.

Norge deltar i internasjonalt FoU-samarbeid på energifeltet bl.a. gjennom Det internasjonale energibyrået (IEA), Nordisk ministerråd og i bilaterale avtaler med enkelte land og gjennom enkelte prosjekter innen EF. Med en EØS-avtale vil Norge delta i EF's forskningsprogrammer på lik linje med EF-landene. Med en slik avtale og som et ledd i det internasjonale samarbeid og arbeidsdeling på energiområdet, er det naturlig at deler av den norske forskningsinnsatsen gjøres i forskningsprogrammene i EF.

9.2 OMFANGET AV MIDLENE

Nærings- og energidepartementet har det overordnede FoU-ansvar for sektoren og bevilget i 1993 313,5 mill. kr. Dette innebar en reduksjon på 3,6 % i forhold til bevilgningen for 1992. Utover dette bevilges rundt 150 mill. kr fra andre offentlige kilder.

I tillegg foregår en omfattende privatfinansiert forskning innen oljesektoren. Teknologiavtalene med utenlandske oljeselskaper har gitt norske FoU-miljøer og bedrifter en positiv stimulans. Oljeselskapene bruker årlig om lag 2 mrd. kr til petroleumsrelatert FoU i Norge.

Energiforsyningen har oppgradert sitt engasjement innen FoU. Mens de i 1988 brukte 61,1 mill. kr, ble det satset 89,6 mill. kr i 1992. Dette utgjorde 0,3 % av energiforsyningens omsetning. Deres FoU-råd har anbefalt å øke innsatsen til 0,6 % av omsetningen innen 1995, hvilket tilsvarer rundt 150 mill. kr. Noe av midlene har bransjen fått bevilget fra det offentlige. Funksjonsområdet teknikk ble gitt 48 mill. kr, marked og økonomi 23 mill. kr, organisasjon 0,6 mill. kr og miljø 16 mill. kr.

Industrien selv er også aktiv og nytter årlig drøyt 500 mill. kr innen vannkraft/elforsyning/systemanalyse/enøk.

Tabell 9.2.1 viser fordelingen av NOEs midler innen energiforskningen for 1992 og 1993.

Tabell 9.2.1: NOEs budsjett for energiforskning, 1992–93. Mill. kr. Kilde: NOE

	1992		1993	
OMRÅDE				
Olje og gass:	99,8		103,0	
Teknisk FoU m.m.		70,8		81,0
Økonomisk og samfunnsfaglig FoU		6,0		5,0
FoU for bruk av naturgass		23,0		17,0
Institutt for energiteknikk	94,5		95,0	
Energi- og vassdragsforskning	126,5		111,0	
Effektiv energiteknologi		69,5		61,2
Nye fornybare energikilder		31,0		22,8
Samfunnsvitenskaplig FoU		5,0		5,0
Vassdragsforskning		21,0		22,0
Nordisk energisamarbeid	4,4		4,5	
Sum FoU	325,2		313,5	

9.3 UTVIKLING PÅ DE ULIKE FoU-FELTER

9.3.1 Innledning

De offentlige midler innen energiforskningen er konsentrert om områder der vi har særlige forutsetninger i form av naturressurser eller kompetanse, og samtidig ser muligheter for anvendelse av resultatene. Det er gitt høy prioritet til FoU for en bedre utnyttelse av det eksisterende elkraftsystem.

Norge deltar aktivt i FoU-samarbeid internasjonalt. Departementet legger også stor vekt på å delta i miljøarbeidet i internasjonale samarbeidsorganisasjoner på energiområdet. Det er et sentralt mål å bidra til vektlegging av miljøspørsmål innenfor Det internasjonale energibyrået (IEA), FNs økonomiske kommisjon for Europa (ECE), Nordisk Ministerråd og ved

arbeidet under Det europeiske energicharteret. Arbeidet med miljøspørsmål har økt betraktelig de siste årene.

FoU på energiområdet er tiltak som retter seg mot flere mål, hvor miljø står sentralt. Det er derfor naturlig å se FoU og miljø i sammenheng.

9.3.2 Olje og gass

Olje og gass er et nasjonalt satsningsområde. Det blir lagt vekt på å styrke den langsiktige forskningen på dette området. Den offentlig finansierte forskningen sees i nær sammenheng med den FoU oljeselskapene finansierer. Derfor blir det lagt vekt på forvaltningsrettet FoU, både teknisk og samfunnsfaglig, samt langsiktig og kompetanseoppbyggende FoU. Det offentlige legger spesiell vekt på forskning som fremhever miljøvennlighet, sikkerhet, bedre ressursutnyttelse og nyskapning i leverandørindustrien.

Av viktige programmer kan nevnes: Boreteknologi, kapitalisering av offshoreteknologi, reservoarutnyttelse ved avansert teknologisk hjelp, miljøvennlig og lønnsom utbygging av små petroleumsfelt og statlig program for utnyttelse av naturgass (SPUNG).

SPUNG-programmet som skal avsluttes i 1993, har fokusert på å utvikle teknologi som kan øke verdiskapningen av naturgass innen områdene kjemisk konvertering, gassenergi og lagring, transport og distribusjon av naturgass.

9.3.3 Nye fornybare energikilder

Det har blitt bevilget offentlige midler til forskning på dette feltet siden 1978. Forskningen har to mål: Å legge grunnlag for utnyttelse av nye fornybare energikilder som kan gi et lønnsomt tilskudd til den fremtidige energiforsyning i Norge, og å bidra til norsk næringsutvikling på området. Internasjonal informasjonsutvikling er høyt prioritert. Ut fra dette synspunkt er det i første rekke bioenergi- og avfallssektoren som bør prioriteres.

Det er nødvendig å legge vekt på både langsiktig FoU og mer kortsiktige tiltak innen demonstrasjonsanlegg og informasjonstiltak. Forskningsrådet har i hovedsak ansvaret for FoU-programmene.

9.3.4 Vannkraft

FoU-programmet "Effektivt energisystem - EFFEN" er etablert av Norges forskningsråd i samarbeid med Energiforsyningens FoU-råd. NVE er departementets representant.

Forskningsprogrammet skal gjennomføres i perioden 1992-95. Samlet budsjett er forutsatt å være 228 mill. kr, hvorav Forskningsrådet finansierer 98 mill. kr. Resten forutsettes finansiert av energiforsyningen og industrien selv.

EFFEN-programmet vil i mange år fremover være Forskningsrådets hovedsatsing rettet mot vannkraft- og elkraftsektoren i Norge, og er et klart uttrykk for at myndighetene ønsker å videreutvikle og forsterke kompetansen på dette sentrale området. Hovedmålet for EFFEN er å bidra til økt energiproduksjon fra norske vannkraftanlegg og samtidig styrke grunnlaget for fortsatt norsk industriproduksjon på dette området.

Faglig er programmet inndelt i delprogrammene *produksjon, systemdrift, nett, marked og miljø*. Hvert av disse delprogrammene har fagansvarlige fra bransjen. Brukerstyring sikres ved at de fagansvarlige har nær kontakt med sitt eget miljø, og ved den prioritering brukerne foretar for de midler de selv setter inn i programmet.

Programmet skal bidra til bedriftsøkonomisk lønnsom effektivisering av det norske energiforsyningssystemet. Det skal produseres mer energi fra eksisterende anlegg. Forbedret teknologi og metoder innenfor produksjon, systemdrift, el-transport og markedsfunksjonene skal utvikles for å oppnå dette, samtidig som det skal tas hensyn til miljøvirkningene

9.3.5 Samfunnsvitenskaplig forskning på energiområdet

Det er i flere år gitt offentlige midler til samfunnsfaglig forskning på energiområdet. Målet med denne innsatsen er å gi myndighetene et bedre beslutningsgrunnlag for politiske valg i skjæringsflaten mellom energi og miljø.

Det viktigste programmet på dette feltet er SAMMEN (samfunn, miljø og energi). Dette utgjør en del av Forskningsrådets satsing innen området "økonomi og økologi".

9.3.6 Nordisk energisamarbeid

Det nordiske samarbeidet innen energiforskningen startet i 1985. I 1991 startet et nytt program hvor miljøorienterte problemstillinger blir satt i fokus. Fortsatt er kompetanseoppbygging meget viktig. Programmet tar bl.a. opp problemer innen petroleumsteknologi, bioenergi, fjernvarme, elproduksjonsteknologi og klimaendringer.

9.3.7 FoU og miljø

Innen vassdrags- og energisektoren har forskningen også som mål å fremme det offentliges arbeid med miljøproblemene. Tiltak for å begrense utslippene til luft, sjø og vann nasjonalt såvel som globalt vil ha store økonomiske konsekvenser for vår energisektor generelt og petroleumsvirksomheten spesielt. Sentrale delmål er:

- økt effektivitet på miljøområdet, kompetanseoppbygging og organisasjonsutvikling
- FoU for å fremme miljøvennlig energibruk og -produksjon
- fremme en mer effektiv energibruk og -produksjon
- miljø- og ressursvennlig forvaltning av vannkraftressursene

Forskningsresultater utløser ikke miljøgevinster før de blir tatt i bruk. FoU-innsatsen må også sees i sammenheng med ulike virkemidler for å stimulere til introduksjon av ny teknologi. Et annet viktig forskningsområde i denne sammenheng er å bedre metodene for konsekvensanalyser som må gjennomføres ved vurdering av nye tiltak og inngrep.

VEDLEGG

Tabell 1: Gjennomsnittlig teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere [1]. Kilde: SSB

ENERGIBÆRER	TEORETISK ENERGIINNHOLD	ENHET
Kull	28,1	MJ/kg
Koks	28,5	MJ/kg
Petrolkoks	35,2	MJ/kg
Ved	18,7	MJ/kg
Avlut	12,6 - 15,5	MJ/kg tørrstoff
Treavfall	15,0 - 18,5	MJ/kg tørrstoff
Naturgass	40,4	MJ/Sm^3
Koksovnsgass	18,0	MJ/Sm^3
Jernverksgass	8,4	MJ/Sm^3
Raffineribrensel	48,4	MJ/Sm^3
Råolje	42,3	MJ/kg
Flytende propan og butan (LPG)	46,0	MJ/kg
Bensin	44,0	MJ/kg
Parafin	42,7	MJ/kg
Diesel-, gass- og fyringsolje nr. 1 og 2	42,3	MJ/kg
Tungolje	41,9	MJ/kg

[1] Det teoretiske energiinnholdet varierer for en og samme type energibærer. Råolje fra Nordsjøen har f.eks. en annen kjemisk sammensetning enn råolje fra Midt-Osten. Tallene for det teoretiske energiinnholdet er derfor gjennomsnittsverdier.

ENHET	PJ	TWh	MTKE	MTOE	GSM^3 NATURGASS	MFAT RÅOLJE
1 PJ, petajoule	1	0,278	0,036	0,024	0,025	0,175
1 TWh, terawattime	3,6	1	0,128	0,085	0,088	0,629
1 Mtke, mill. tonn kullekvivalenter	28,1	7,81	1	0,664	0,692	4,91
1 Mtoe, mill. tonn oljeekvivalenter	42,3	11,8	1,51	1	1,03	7,4
1 GSm^3, mrd. standard kubikkmeter naturgass [1]	40,4	11,3	1,44	0,97	1	7,1
1 Mfat, mill. fat råolje (1 fat = 159 l)	5,72	1,59	0,204	0,135	0,141	1

[1] Dette tallet varierer fra felt til felt, og fra ett år til ett annet.

Tabell 2: Omregningsfaktorer mellom ulike enheter for energi og energivarer. Kilde: SSB

I tillegg til de sammenhenger som fremgår av tabell 2 angis nedenfor energiinnhold som anses som typisk for endel andre energibærere:

1 kg brunkull:	8,3 MJ
1 kg kommunalt avfall:	7 - 10 MJ
1 kg uranoksyd:	
teoretisk	68 700 000 MJ
i lettvannsreaktor	460 000 MJ
i formeringsreaktor	50 300 000 MJ

Kilde: Energimeldingen. St.meld. nr. 38 (1986-87).

Tabell 3: Energitekniske definisjoner.

Energi

Energi er produktet av effekt og tid. (Energi = Effekt x tid)

Grunnenehten for energi er joule (J).
For elektrisk energi anvendes normalt enheten watt-timer.

1 W i ett sekund	=	1 wattsekund (Ws) = 1 joule (J)
1 kW i en time	=	1 kilowatt-time
1 kilowatt-time (kWh)	=	1000 Wh
1 megawatt-time (MWh)	=	1000 kWh
1 gigawatt-time (GWh)	=	1000 MWh
1 terawatt-time (TWh)	=	1000 GWh

1 kWh	=	3,6 MJ (Megajoule)
1 MWh	=	3,6 GJ (Gigajoule)
1 GWh	=	3,6 TJ (Terajoule)
1 TWh	=	3,6 PJ (Petajoule)

1 MWh: er omtrent den elenergi som gar med til oppvarming av en eloppvarmet villa i en vinteruke.

1 TWh: tilsvarer omtrent elforbruket pa ett år i en by med ca 50 000 innbyggere.

Effekt

Effekt er energi pr. tidsenhet.
Grunnenheten for effekt er 1 watt.
1 watt = 1 joule pr. sekund.