NVE

Energistatus

Energistatus

Norges vassdrags- og energidirektorat
2003

Innhold

Ansvarlig redaktør
Sverre Sivertsen

Redaktør
Monica Havskjold

I redaksjonen
Laila Berge
Harald Birkeland
Stig Julius Haugen
Knut Hofstad
Ingrid Magnussen
Øystein Mørk
Seming Haakon Skau
Tor Morten Sneve
Nils Spjeldnæs
Inger Sætrang
Kjell Thorsen
Kari Ekelund Thørud

Birger Bergesen
Tor Arnt Johnsen
Jon Sagen

Kirsti Fagerlund
Melita Ringvold Hasle

Design og produksjon
Blå Design

Trykk
Jan Erik Lundahl

Opplag
3.000 eks.

© NVE 2003

Energiflyt 2001 4
Det norske energisystemet 5

Energibruk 6
Energibruk fordelt på energibærere 7
Energibruk fordelt på formål 8
Stasjonær energibruk 9
Energibruk i husholdningene 10
Energibruk i tjenesteytende sektor 14
Energibruk i industrien 16
Energibruk off-shore 18

Elektrisitetsproduksjon 19
Vannkraft 20
Vindkraft 24
Termisk kraftproduksjon 26

Infrastruktur 27
Elektrisitetsnettet 28
Fjernvarme 31
Naturgass 34

Marked 35
Kraftmarkedet 36
Kraftutveksling 37
Engros- og sluttbrukermarked 40
Prisutvikling sluttbruker 42
Avgifter 46

Energi og miljø 48
Utslipp av klimagasser 49
Stasjonær forbrenning 50

Spesialemner 53
Kraftbalansen i Norge mot 2015 54
Effektsituasjonen 57
Inntektsreguleringen 59

Forord

Å ha tilgang til energifakta er svært viktig for forståelse av energisystemet, samt for utvikling og utforming av en virkningsfull og praktisk energipolitikk for Norge. Som Norges energidirektorat er en av våre viktigste oppgaver å yte god informasjon om energisystem, energimarked og energibruk til både beslutningstakere og allmennhet. I vår egen forvaltning av vassdrags- og energilovgivningen er et godt faktaunderlag svært viktig for å fatte forsvarlige vedtak, gi helhetlige råd og for å videreutvikle regelverket.

Energistatus gir en helhetlig presentasjon av statistikk og fakta om det norske energisystemet. Det gis først en oversikt over energiflyt i Norge, deretter presenteres energibruk til ulike formål og innen samfunnets ulike sektorer. Norge er i en særstilling når det gjelder elektrisitet. I rapporten presenteres fakta om vannkraft, vindkraft og om termisk elektrisitetsproduksjon. Det er etablert ulike typer infrastruktur for distribusjon av energibærere. Her er det valgt å presentere elektrisitetsnettet, gassdistribusjon og fjernvarme. I rapporten beskrives det nordiske kraftmarkedet, sammen med prisutvikling for elektrisitet på spotmarkedet og resulterende pris til ulike sluttbrukergrupper.

All omforming og bruk av energi har miljøkonsekvenser. I denne første utgaven av Energistatus er det valgt å legge vekt på utslipp av klimagasser knyttet til stasjonær energiforsyning.

I tillegg til å presentere statistikk, har vi inkludert tre spesialemner som utdyper ulike problemstillinger. Kraftbalansen og effektsituasjonen er to tema som har høy aktualitet. Det er dessuten tatt med en kortfattet beskrivelse av inntektsregulering av nettselskaper.

Rapporten er et resultat av NVEs satsning på energifaglig analyse og rådgivning. Mange ressurspersoner i Energi- og markedsavdelingen har vært involvert i arbeidet. Prosjektleder har vært seniorrådgiver Monica Havskjold.

Energistatus er tilgjengelig elektronisk på våre nettsider (www.nve.no). Sammen med rapporten vil også tallmaterialet som ligger til grunn for figurer og tabeller være tilgjengelig. Vi håper innholdet er interessant og mottar gjerne tilbakemeldinger på innhold og utforming, slik at neste utgave av Energistatus blir enda bedre.

Agnar Aas
Vassdrags- og energidirektør

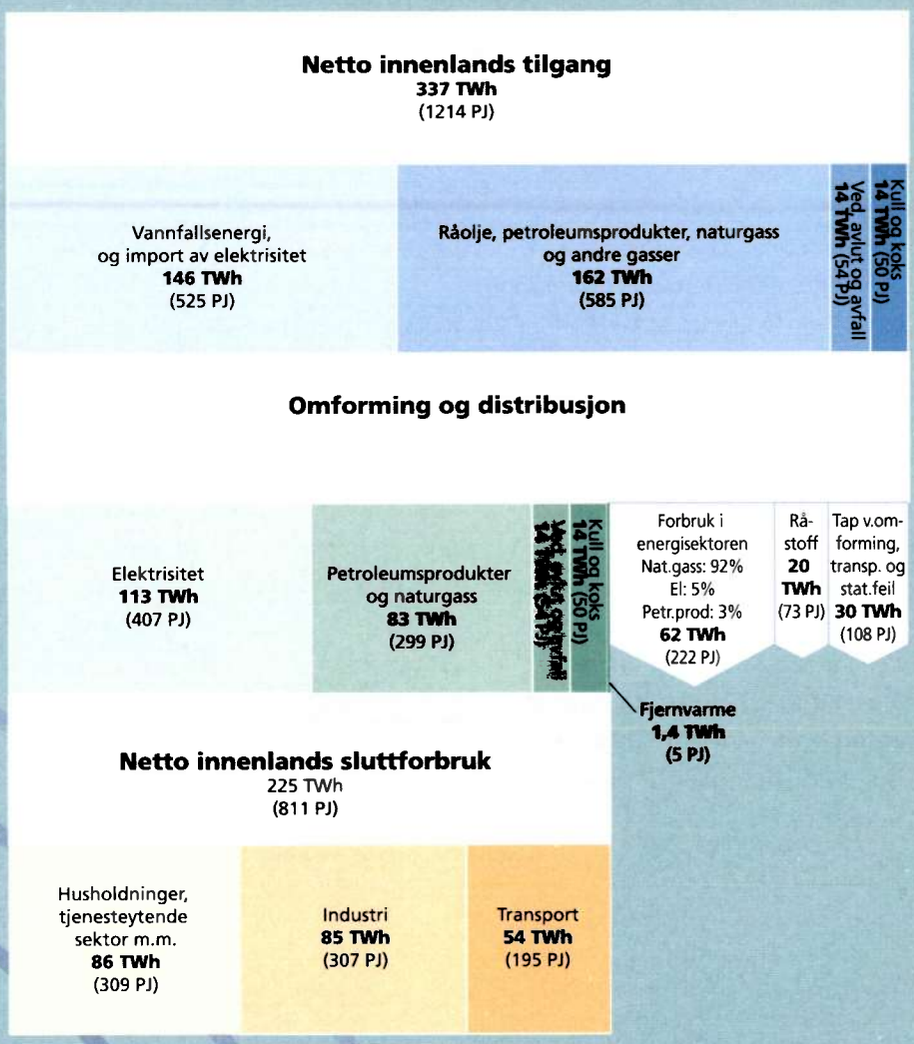
Marit Lundteigen Fossdal
Avdelingsdirektør

Energiflyt 2001[1]

Det norske energisystemet utnytter både fornybare og ikke-fornybare ressurser. Fornybare energiressurser som vannfallsenergi og bioenergi benyttes til stasjonære formål i husholdninger, tjenesteytende sektor og industri. I disse sektorene benyttes det dessuten betydelige mengder fossile energiressurser som blant annet fyringsolje og parafin. Kull og koks benyttes i enkelte industrier. I transportsektoren er det i all hovedsak ulike petroleumsprodukter som benyttes.

Utnyttelse av en fornybar og innenlandsk ressurs til produksjon av elektrisitet har gjort at Norge er i en særstilling når det gjelder bruk av denne energibæreren. Elektrisitet brukes til belysning og til drift av teknisk utstyr og maskiner, men også i utstrakt grad til oppvarming.

Norge er det landet i Europa som har størst innslag av fornybare energiressurser i sitt energisystem.



KILDE: SSB

1 Basert på foreløpige tall fra SSB

Det norske energisystemet

De sentrale energiressursene i det norske energisystemet er vann i magasiner og rennende vann, bioenergiressurser og råolje. For å kunne gjøre nytte av disse ressursene, må de omformes til energibærere som kan benyttes for å produsere de tjenestene et samfunn har behov for. *Figur 1* viser en forenklet fremstilling av det norske energisystemet.

Energi lagret i magasiner og i rennende vann omformes i vannkraftanlegg til energibæreren elektrisitet, som deretter distribueres til ulike sluttbrukere både innen husholdninger, tjenesteytende sektor og industri. Vindenergi omdannes til elektrisitet i vindkraftanlegg. Det er foreløpig under 0,02 % av elektrisiteten i Norge som produseres i vindkraftanlegg.

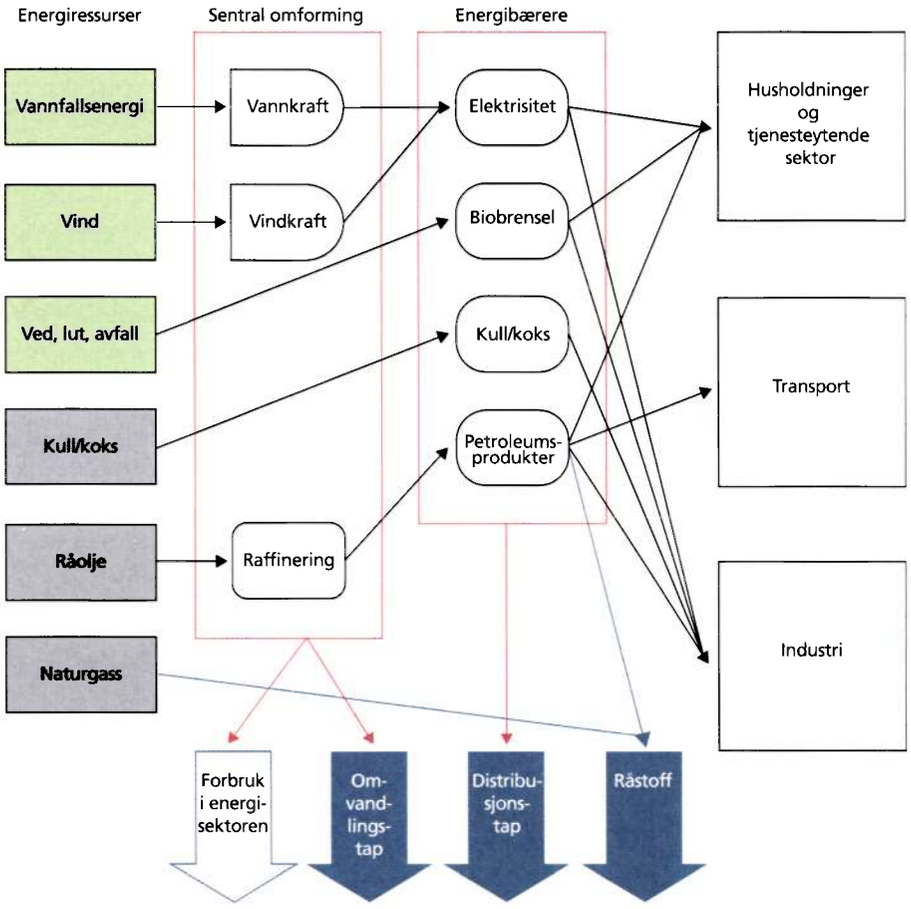
Ved, avlut og avfall er ulike former for bioenergi som tilføres energisystemet. En del av dette foredles til ulike typer biobrensel som pellets, briketter eller flis. En betydelig mengde avfall brennes i store sentrale forbrenningsanlegg, og distribueres som fjernvarme til husholdninger og tjenesteytende sektor. Det benyttes også mye biobrensel i industrien, spesielt innen treforedling. Husholdningene bruker en stadig økende mengde ved til oppvarming, som regel som et supplement til elektrisitet.

Kull og koks benyttes nesten utelukkende i industrien, og da i første rekke i kraftintensiv industri.

Råolje tilføres Norge fra Nordsjøen. Norge er en av Europas største råoljeeksportører. Vi eksporterer 10 ganger mer råolje enn vi benytter innenlands. Før råoljen kan benyttes, gjennomgår den en raffinering. I denne prosessen fremstilles petroleumsprodukter som lett fyringsolje, tungolje, autodiesel og bensin. Petroleumsprodukter benyttes i første rekke i transportsektoren, men produkter som fyringsolje benyttes også i husholdninger og tjenesteytende sektor, samt i industrien.

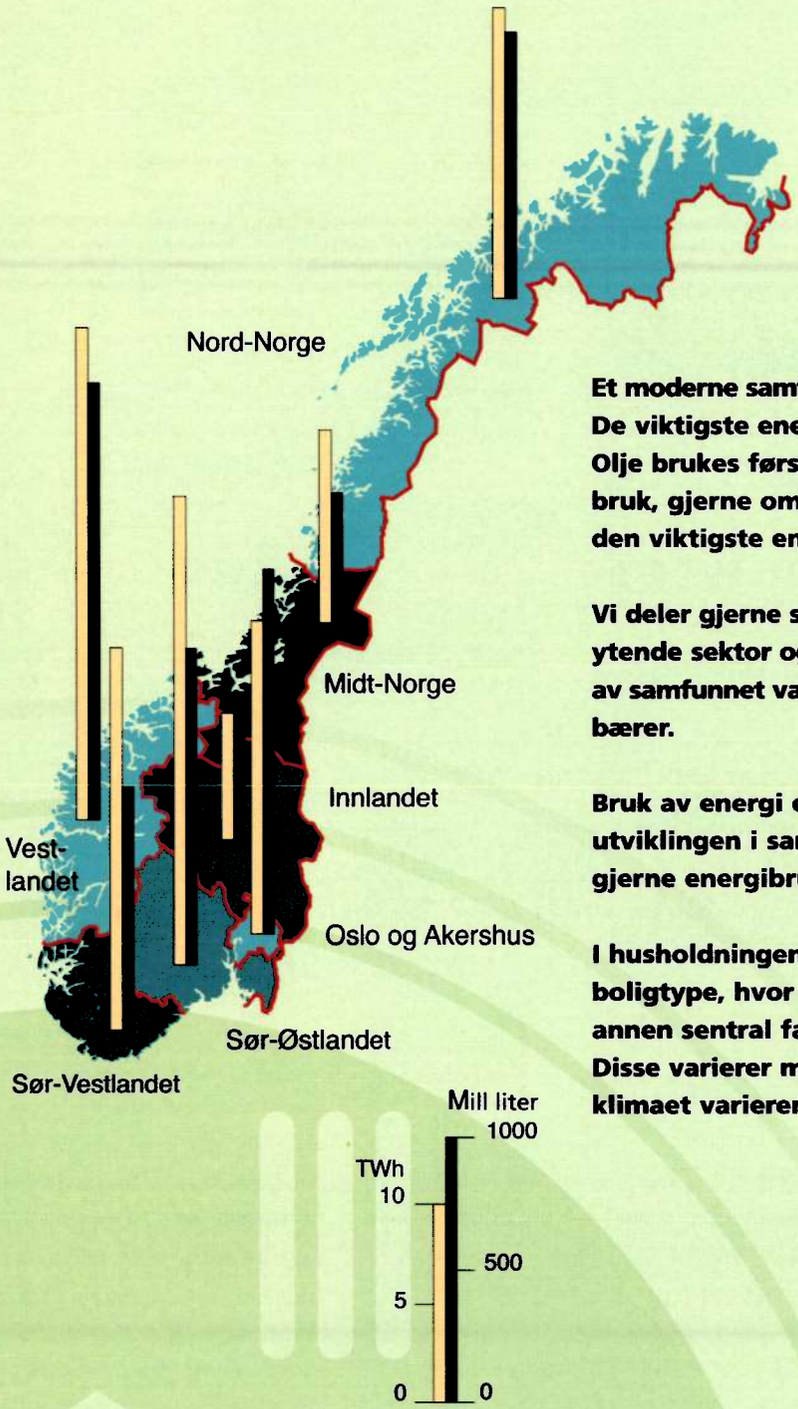
Naturgass føres i land på tre steder i Norge. I tilknytning til disse ilandføringsstedene er det etablert anlegg som gjør naturgass flytende, slik at det er enklere å transportere. Naturgass benyttes først og fremst i industrien.

Energibruk i energisektoren er i hovedsak knyttet til raffinering av råolje og bruk av naturgass off-shore.



FIGUR 1 **DET NORSKE ENERGISYSTEMET.** KILDE: NVE

Energibruk



Netto elbruk 1999 (TWh)
Salg av petroleumsprodukter 2000 (mill liter)
Kilde for tallene er SSB (Energistatistikken).

Et moderne samfunn krever utstrakt bruk av energi til ulike formål. De viktigste energibærerne i Norge er elektrisitet og olje. Olje brukes først og fremst til transportformål. Til øvrig energibruk, gjerne omtalt som stasjonær energibruk, er elektrisitet den viktigste energibæreren.

Vi deler gjerne samfunnet opp i ulike sektorer; industri, tjenesteytende sektor og husholdninger. Energibruken i disse ulike delene av samfunnet varierer, både i forhold til formål og valg av energibærer.

Bruk av energi er nært knyttet til den generelle økonomiske utviklingen i samfunnet. I perioder med økonomisk vekst, øker gjerne energibruken i alle sektorer.

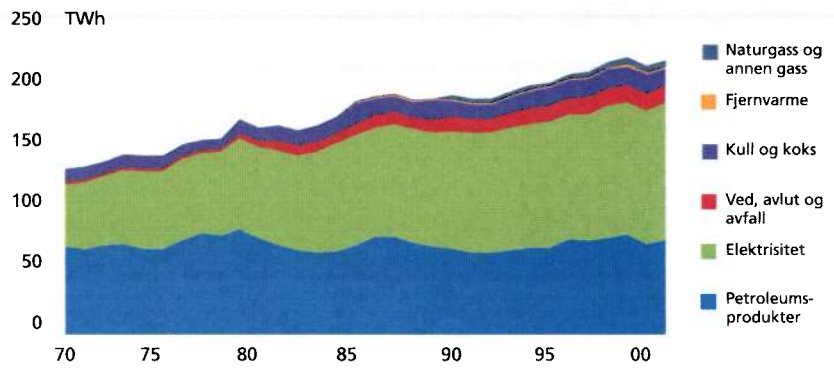
I husholdningene er bruken av energi avhengig av blant annet boligtype, hvor stor boligen er og hvor mange som bor der. En annen sentral faktor i forhold til energibruk er klimaforholdene. Disse varierer mye mellom ulike deler av landet, samtidig som klimaet varierer fra år til år.

Energibruk fordelt på energibærere

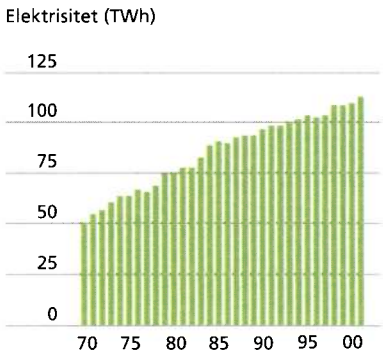
Det benyttes ulike typer energibærere for å kunne levere de tjenester som etterspørres. I det norske energisystemet benyttes elektrisitet først og fremst til stasjonære energiformål. Petroleumsprodukter dominerer i transportsektoren, mens kull, koks og naturgass inngår som råstoff i industrien.

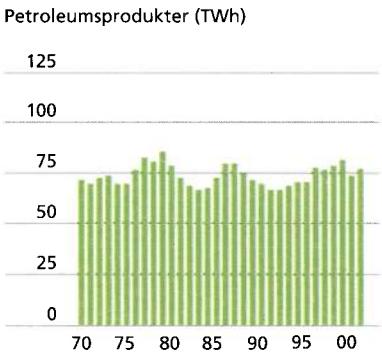
Figur 1 viser hvordan forbruket av elektrisitet har økt betydelig i perioden 1970-2001, mens forbruket av petroleumsprodukter har vært relativt stabilt. Etter oljekrisene i 1973 og 1979, med til dels meget høye oljepriser, ble det en viss nedgang i bruk av petroleumsprodukter. Som erstatning ble elektrisitet tatt i bruk i større grad, og bruk av biobrensel har også økt. Biobrensel benyttes i utstrakt grad i treforedlingsindustrien, men også tradisjonell vedfyring har et betydelig omfang.

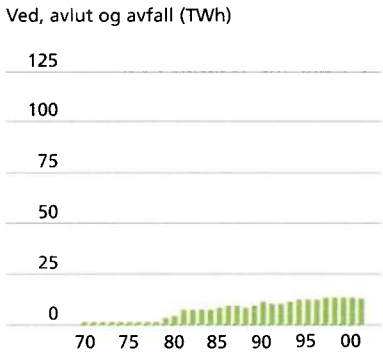
Kull og koks benyttes i første rekke til industrielle formål. Det samme gjelder bruk av naturgass og andre gasser. Fjernvarme er foreløpig lite utbredt i forhold til de øvrige energibærerne.



FIGUR 1 **UTVIKLING I BRUK AV NETTO INNENLANDS SLUTTFORBRUK AV ULIKE ENERGIBÆRERE.** KILDE: SSB





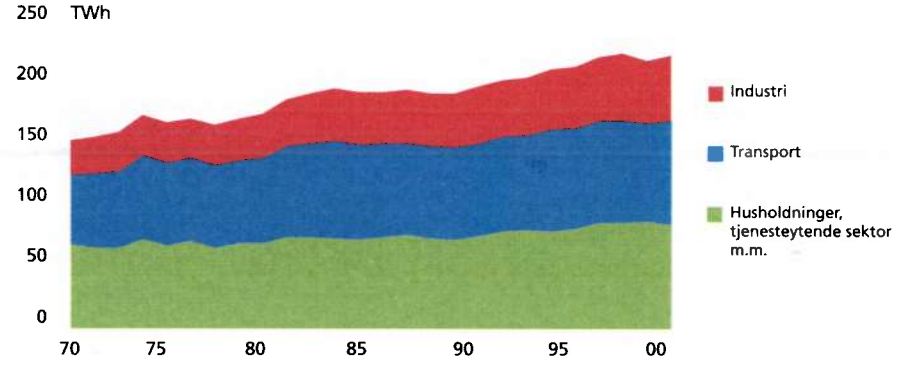


Energibærer

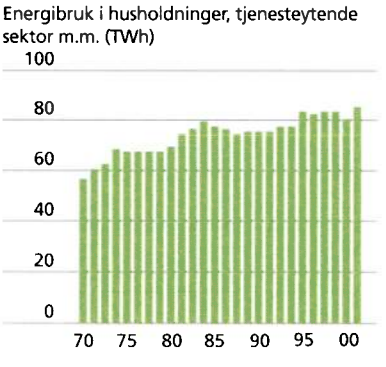
En energibærer er energi i en slik form at den enkelt lar seg distribuere og omforme til de tjenester som etterspørres. Eksempler på vanlige energibærere er elektrisitet, fyringsolje, parafin, ved og fjernvarme.

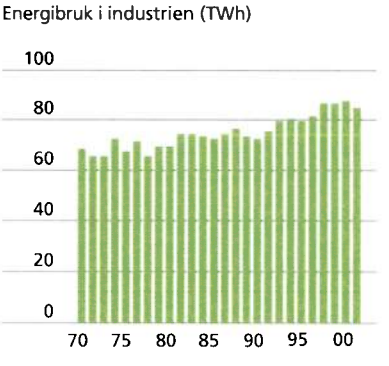
Energibruk fordelt på formål

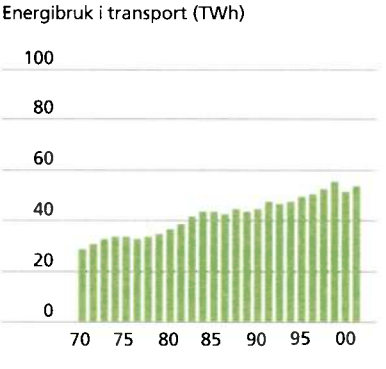
Det benyttes energivarer til ulike formål i samfunnet. Disse kan deles inn i stasjonær bruk, bruk til transport og bruk av energivarer som råstoff. Forbruket av energivarer har økt til alle formål.



FIGUR 2 **ENERGIBRUK UTENOM ENERGISEKTOREN.** KILDE: SSB





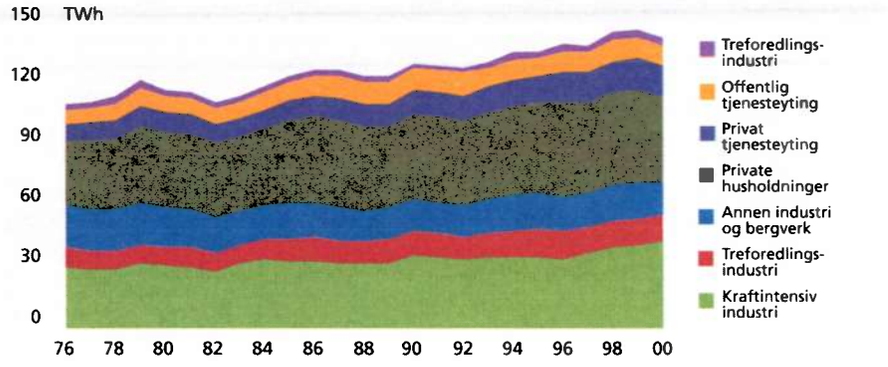


Stasjonær energibruk

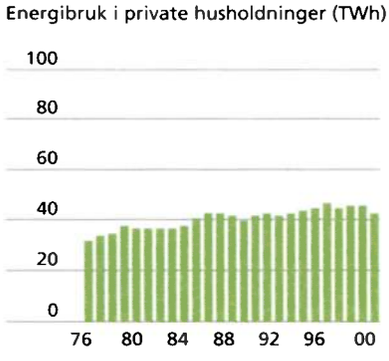
Det har vært en betydelig vekst i bruk av energivarer til stasjonære energiformål i hele perioden fra 1976 og fram til i dag.

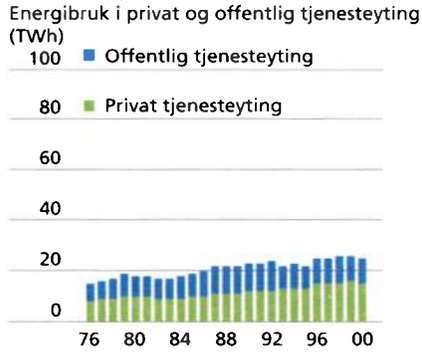
I husholdninger og tjenesteytende sektor har behovet for oppvarming økt. Dette skyldes faktorer som økt velstand, større boliger og flere husstander. Antall medlemmer per husstand har blitt redusert, og derfor øker antall husstander.

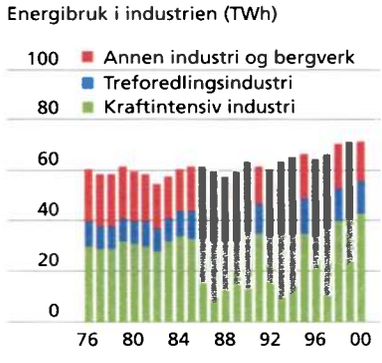
Industrien har hatt en betydelig økning i sin energibruk, spesielt i siste del av perioden. Samtidig har verdiskapning per energienhet økt.



FIGUR 3 **STASJONÆR BRUK TIL ENERGIFORMÅL.** KILDE: SSB







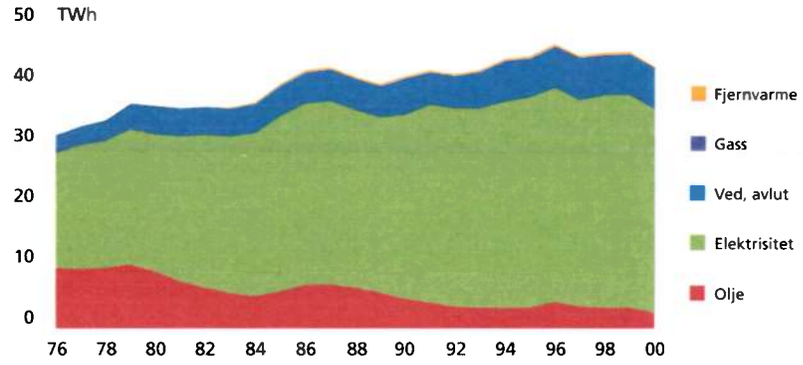
Energibruk i husholdningene

Det har vært en jevn økning i husholdningenes energibruk de siste 25 årene.

Energibærere

Bruken av elektrisitet har økt. Det er også registrert en økende bruk av biomasse, i første rekke i form av tradisjonell vedfyring.

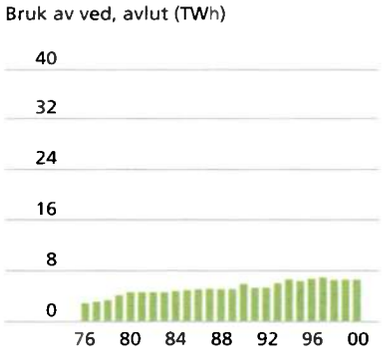
Bruk av fyringsolje har blitt redusert de siste 25 årene. Det var imidlertid en vekst i bruken av olje midt på 80-tallet på grunn av lav oljepris. Etter denne midlertidige oppgangen sank forbruket igjen.

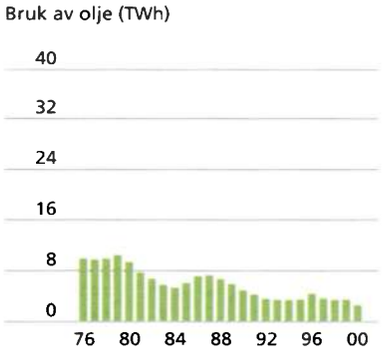


FIGUR 4 **ENERGIBRUK I HUSHOLDNINGENES FORDELT PÅ BRUK AV ULIKE ENERGIBÆRERE.** KILDE: SSB

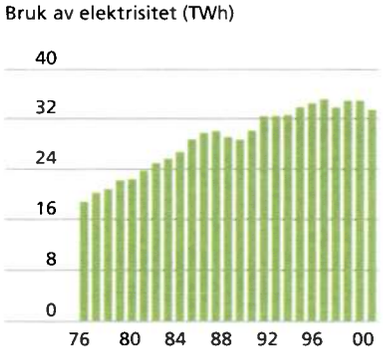
Energi brukes til oppvarming, kjøling, belysning og drift av tekniske installasjoner.

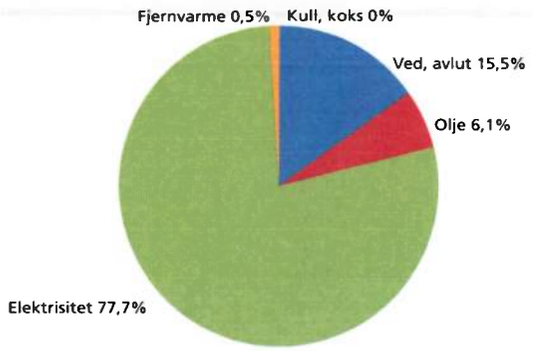
Vi skiller mellom elektrisk energi og termisk energi (varme). Lys og tekniske apparater kan drives med elektrisitet, men ikke med varme. Til oppvarming kan alle energiformer brukes, både elektrisitet og varme.



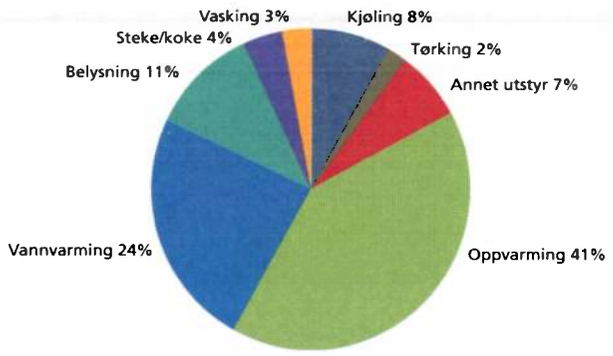


Vinteren 1996/97 var et såkalt "tørrår" med relativt høye priser på elektrisitet. Mange husholdninger benyttet da blant annet olje og ved for å redusere bruken av elektrisitet til oppvarming.





FIGUR 5 **ENERGIBÆRERE, PRIVATE HUSHOLDNINGER.** KILDE: SSB



FIGUR 6 **FORDELINGEN AV ELEKTRISITETSFORBRUKET I HUSHOLDNINGENE.** KILDE: SSB

Etter oljekrisene i 1973 og 1979 har husholdningenes bruk av olje til oppvarming blitt betydelig redusert. I samme periode har bruk av elektrisitet til dette formålet økt. Det var en betydelig vekst i forbruk av elektrisitet frem til midten av 80-tallet. Deretter ble det registrert en viss nedgang i husholdningenes forbruk, blant annet som følge av en generell konjunkturnedgang og en nedgang i boligbygging. I perioden fra 1990 til 1995 var det en markert vekst i bruk av elektrisitet i husholdningene. I samme periode hadde husholdningene en betydelig inntektsøkning, noe som erfaringsmessig gir økt energibruk. Fra 1994-95 har det vært en utflating i forbruket av elektrisitet.

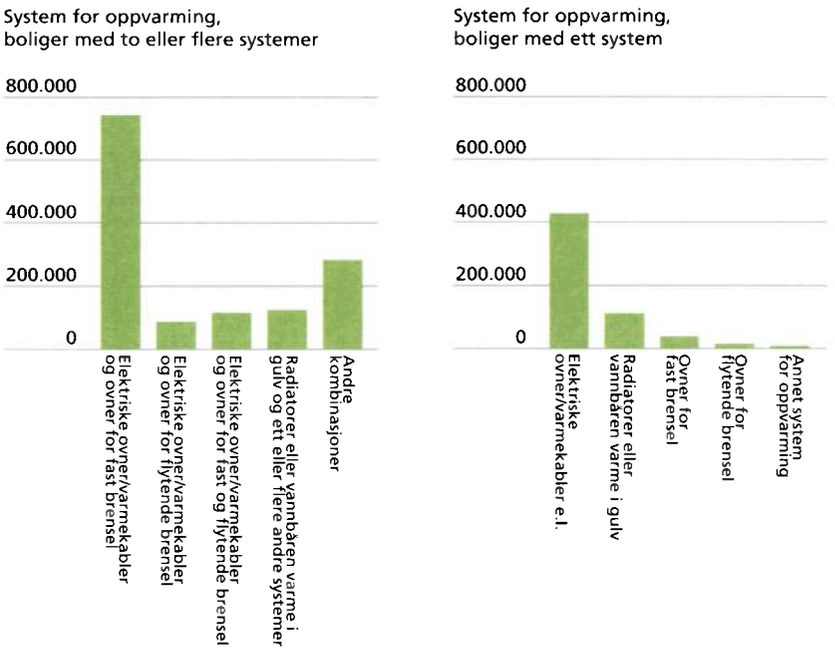
Med et forbruk på til sammen rundt 43 TWh sto private husholdninger for omlag 30 prosent av den samlede stasjonære bruken av energivarer i 2000, hvorav cirka 34 TWh av dette var elektrisitet. Dersom en ser bort fra energibruk til transport, har private husholdninger økt sin energibruk med nærmere 40 prosent totalt fra 1976 til 2000.

Fra 1994 og frem til i dag har ikke forbruket i husholdningene av andre energivarer enn elektrisitet økt i vesentlig grad. Ett unntak var vinteren 1996/97, da det var lite vannkraft tilgjengelig i det nordiske markedet på grunn av lite nedbør. Dette ga varsel om høye priser på elektrisitet og fikk stort fokus i media. Mange forbrukere valgte å redusere sitt elektrisitetsforbruk ved å gå over til bruk av fyringsolje og ved. På grunn av lavere virkningsgrad ved forbrenning av olje og ved, sammenlignet med direkte bruk av elektrisitet, økte brutto tilført energimengde. Det var dessuten en relativt kald vinter, slik at behovet for oppvarming var stort.

Formål

Boligareal per husholdning er høyt i Norge i forhold til andre land. I Norge brukes det mye elektrisitet til oppvarming. I andre land i Europa er det mer vanlig å bruke olje, naturgass eller fjernvarme.

Oppvarming og varmtvann krever omtrent 65 prosent av all energibruk i husholdningene. Drøyt 10 prosent brukes til belysning, mens de resterende 25 prosent benyttes til matlaging, kjøling, vasking og drift av teknisk utstyr.



FIGUR 7 **SYSTEM FOR OPPVARMING, HUSHOLDNINGER MED ETT SYSTEM, OG TO ELLER FLERE SYSTEMER.** KILDE: SSB

Når forbrukerne skal velge oppvarmingsutstyr for bruk i hjemmet, vil de normalt ta hensyn til følgende faktorer (Kilde SSB):

- Kapitalkostnader for utstyr
- Forventede energikostnader
- Kjennetegn ved boligen og husholdningen (hustype, eierform, inntekt og antall husholdningsmedlemmer)

Oppvarmingssystemer

Norske husholdninger har ulike alternativer for oppvarming, hvor de fleste husholdninger (nær 70 prosent) har to eller flere systemer. Det vanligste er å ha elektrisk oppvarming kombinert med tradisjonell vedfyring. Nye boliger bygges ofte med kun ett system for oppvarming. Elektrisitet er den vanligste kilden for oppvarming i Norge, hele 93 prosent av husholdningene oppgir at de bruker elektrisitet som oppvarmingskilde.
De siste årene har det vært en økning i andel vannbåren gulvvarme i nye eneboliger. Dette er en oppvarmingsløsning som gjør det mulig å benytte både elektrisitet, olje og biobrensel. Det er også en gunstig løsning dersom en ønsker å installere varmepumpe. Det er grunn til å tro at de fleste som har installert vannbåren gulvvarme, foreløpig benytter elektrisitet til oppvarming av vannet.

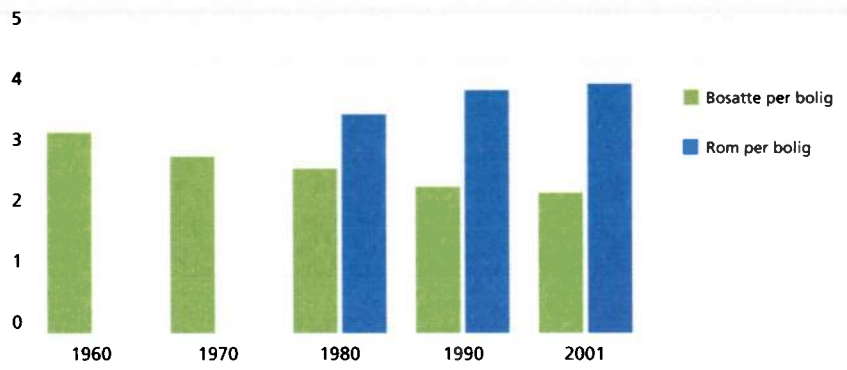
Bakgrunn for økt forbruk

Gjennomsnittsstørrelsen på norske boliger øker stadig. Boarealet per husholdning har gått opp fra cirka 95 m² i 1975 til over 130 m² i 1995.

Antall husholdninger i Norge har økt fra i overkant av en million i 1960, til 1,5 millioner i 1980 og nærmere 2 millioner i 2001. Dette skyldes delvis at folketallet har økt, men først og fremt at antall bosatte per husholdning er redusert. I 1950 var det 3,5 bosatte per husholdning, mens tallet i 2001 var 2,3. Gjennomsnittlig antall rom per husholdning har gått opp fra 3,6 i 1980 til 4,1 i 2001. *Figur 8* viser hvordan antall rom i husholdningene har økt, mens antall bosatte per husholdning har gått ned.

Energibruken til de enkelte husholdningsapparater har gått ned over tid. Samtidig har husholdningene anskaffet langt flere elektriske apparater. For eksempel har andelen husholdninger som har oppvaskmaskin steget fra omlag 5 prosent i 1975, til omlag 27 prosent i 1985 og 63 prosent i 1995. Andelen med tørketrommel har økt mindre, fra omlag 25 prosent i 1986 til omlag 50 prosent i 1995.

Dette har resultert i at energibruk knyttet til bruk av elektriske apparater har økt, til tross for at hvert enkelt apparat er mer energieffektivt enn tidligere.



FIGUR 8 **UTVIKLING I ANTALL ROM OG ANTALL BOSATTE PER HUSHOLDNING.** KILDE: SSB

For husholdningenes energibruk er følgende viktig:

- Oppvarmingsutstyr
- Elektriske husholdningsapparater
- Energipriser
- Inntekt
- Utetemperatur
- Husholdnings- og boligkarakteristika (boligareal, hustype, antall husholdningsmedlemmer, antall rom med varmekabler, alder på bolig etc.)

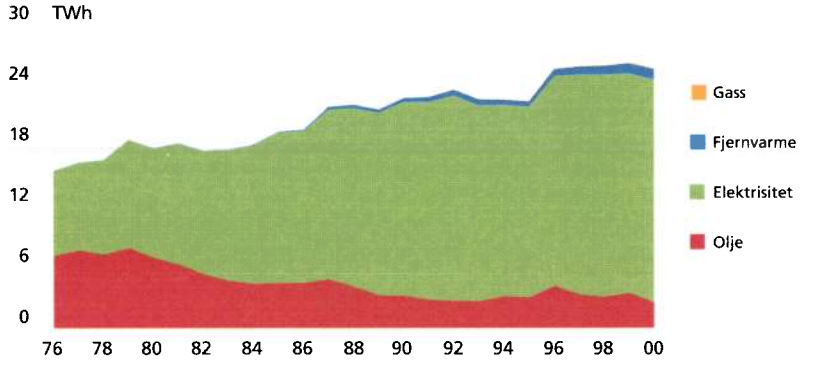
Energibruk i tjenesteytende sektor

Tjenesteytende sektor omfattet per 2001 omlag 118 millioner m² total bygningsmasse, og utgjør ca. 70 000 bedrifter.

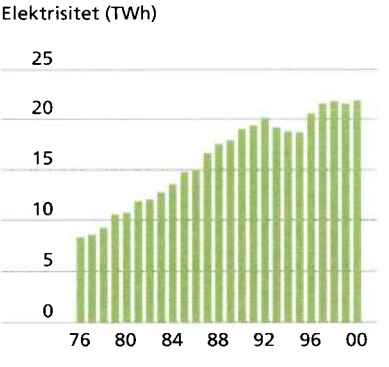
Energibærere

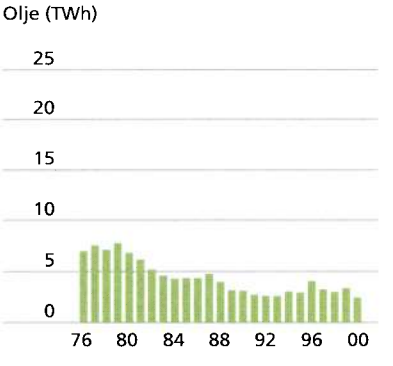
Som det fremgår av *Figur 9*, har energibruken i tjenesteytende sektor totalt sett økt betydelig i perioden fra 1976 til 2000. Dette gjelder særlig bruken av elektrisitet. Det ser imidlertid ut til å være en utflating av elektrisitetsbruken de siste fem årene.

Bruken av olje har avtatt vesentlig siden 1976. Det har vært en økning i bruk av fjernvarme siden 1991, men denne energibæreren utgjør fremdeles kun en liten andel av energibruk i tjenesteytende sektor.



FIGUR 9 **UTVIKLING I ENERGIBRUK, TJENESTEYTENDE SEKTOR I PERIODEN 1976-2000.** KILDE: SSB





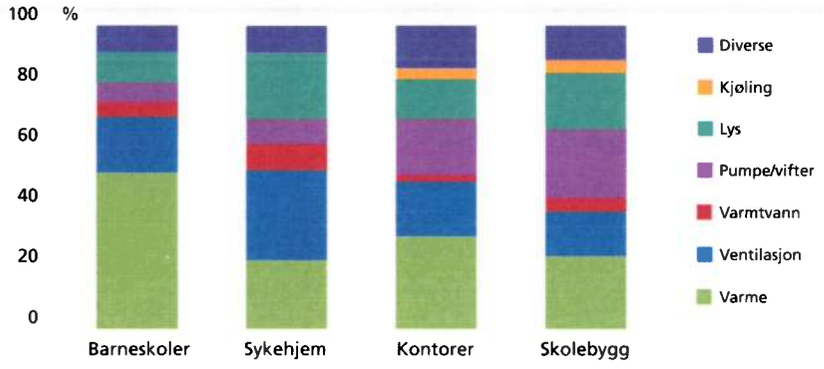
I tjenesteytende sektor (yrkesbygg) inngår følgende bygningstyper:

- Kontor- og forretningsbygg
- Utdanningsbygg
- Helsebygg
- Lagerbygninger
- Øvrige yrkesbygg (hoteller, verksteder m.m.

Formål

Det foreligger relativt lite energistatistikk for tjenesteytende sektor. Fra en begrenset undersøkelse[2] fremkommer en fordeling av energibruk på ulike formål for ulike byggtyper, vist i *Figur 10*. Antall bygg i hver kategori er angitt i parentes.

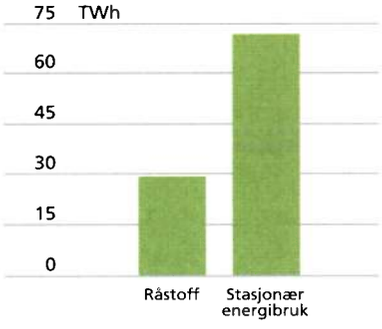
Som *Figur 10* illustrerer, varierer energibruk til de forskjellige formålene mye i ulike typer bygg. Eksempelvis utgjør energibruk til oppvarming omtrent halvparten av energibruken i skolene i undersøkelsen. Energibruk til oppvarming utgjør imidlertid kun en liten andel av samlet energibruk i butikker. I kontorbygg og andre bygningstyper med mye ventilasjon, utgjør energi til oppvarming av luften, samt elektrisitet til drift av vifter, en vesentlig andel av energibruken.



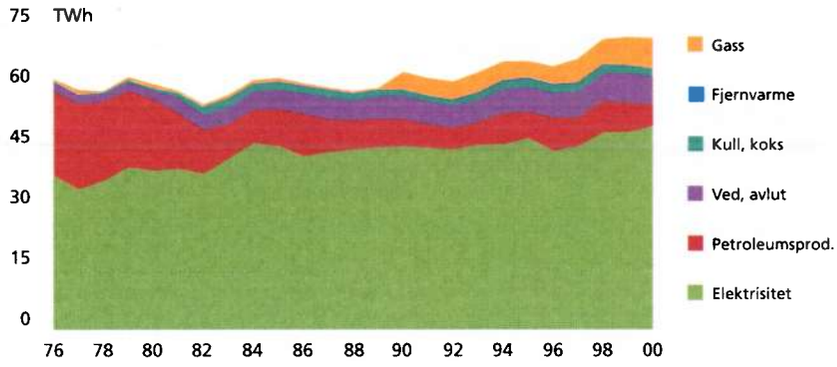
FIGUR 10 **FORDELING AV ENERGIBRUK I NOEN BYGGTYPER**[3]

2 Kilde:
Modellbyggprosjektet,
Enovas Byggoperatør, 2002
3 Kilde:
Modellbyggprosjektet,
Enovas Byggoperatør, 2002

Energibruk i industrien



FIGUR 11 **FORMÅLSFORDELING (TWH). KILDE: SSB**



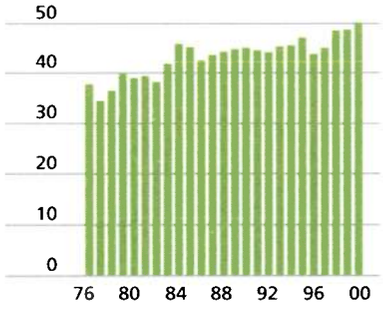
FIGUR 12 **ENERGIBRUK TIL STASJONÆRE FORMÅL (IKKE ENERGIVARER BRUKT SOM RÅSTOFF) I INDUSTRIEN, FORDELT PÅ ENERGIBÆRER-PERIODEN 1976-2000 (TWH).** KILDE: SSB

Energibruk i industrien utgjør nesten 40 prosent av samlet energibruk i Norge. I tillegg til å bruke energibærere til rene energiformål, benyttes blant annet en betydelig mengde koks, kull og gass som råstoff.

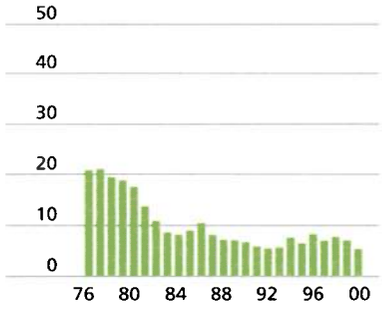
Energibærere

Som *Figur 12* viser, er den stasjonære energibruken i industrien først og fremst basert på elektrisitet. Bruken av petroleumsprodukter har gått betydelig tilbake siden 1976, men forbruket har vært relativt stabilt de siste årene. Bruk av gass og biobrensel har økt, og det benyttes nå mer av begge disse energibærerne enn det benyttes petroleumsprodukter.

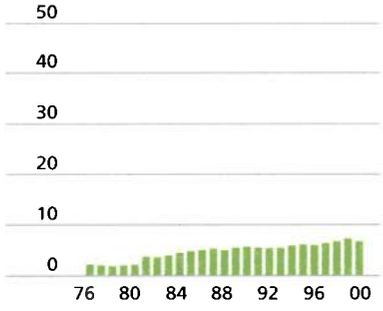
Bruk av elektrisitet i industrien



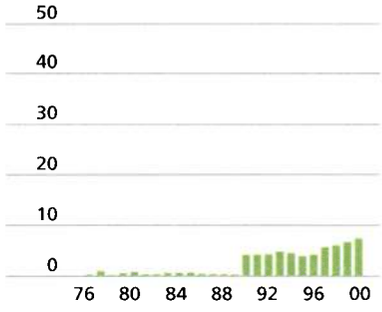
Bruk av petroleumsprodukter i industrien



Bruk av ved, avlut i industrien

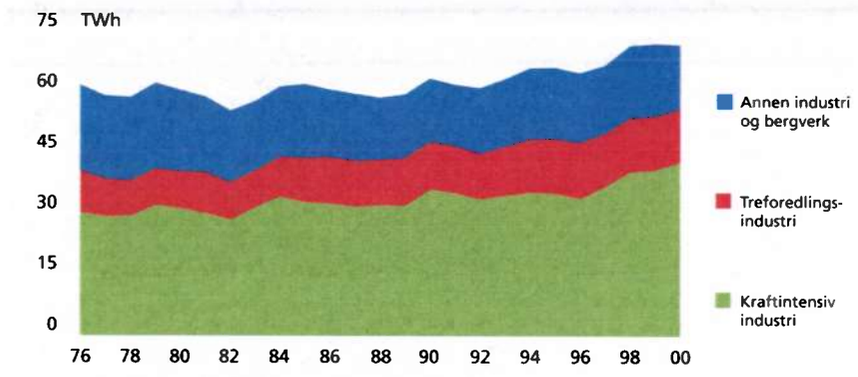


Bruk av gass i industrien

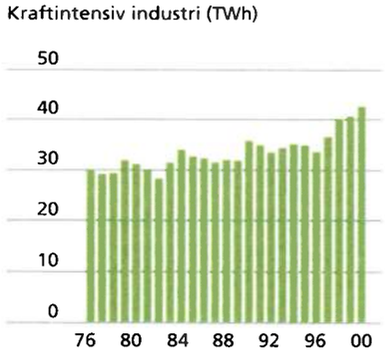


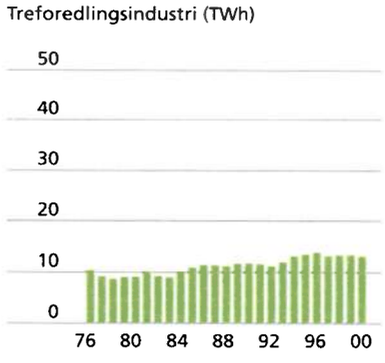
Sektorfordeling

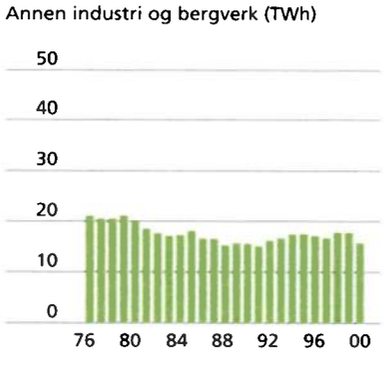
Det har de siste 20 årene vært en økning i energibruken i industrisektoren. Økningen har i hovedsak kommet i kraftintensiv industri, noe i treforedlingsindustri, mens annen industri og bergverk har gått noe tilbake. Industrien brukte omlag 62 TWh i 1976, mens forbruket i 2000 lå på omlag 72 TWh. Energivarer brukt til råstoff og transport er ikke medregnet.



FIGUR 13 **ENERGIBRUK TIL STASJONÆRE FORMÅL (IKKE ENERGIVARER BRUKT SOM RÅSTOFF) I INDUSTRIEN, FORDELT PÅ SEKTOR. (TWH).** KILDE: SSB







Industri deles gjerne i tre grupper:

- kraftintensiv industri
- treforedlingsindustri
- annen industri og bergverk

Energibruk off-shore

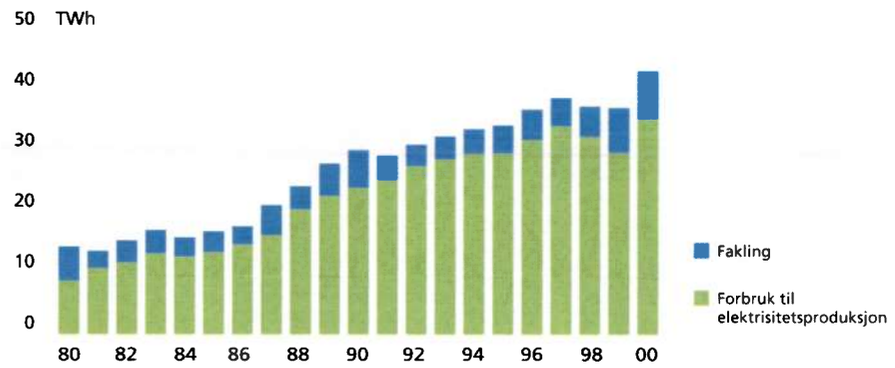
I forbindelse med olje- og gassvirksomheten i Nordsjøen og i Norskehavet brukes det betydelige energimengder. Med unntak av ett prosesseringsanlegg på land og tre dampturbiner som er i drift på sokkelen, genereres i dag all nødvendig elektrisk kraft til drift av innretningene på sokkelen med gassturbiner.

I tillegg til produksjon av elektrisitet, er det en rekke turbiner som driver kompressorer, pumper og annet nødvendig utstyr. Disse turbinene drives hovedsakelig med gass som produseres på samme innretning. I perioder når gass ikke er tilgjengelig på innretningen, drives noen av turbinene også med diesel ("dual fuel"-maskiner).

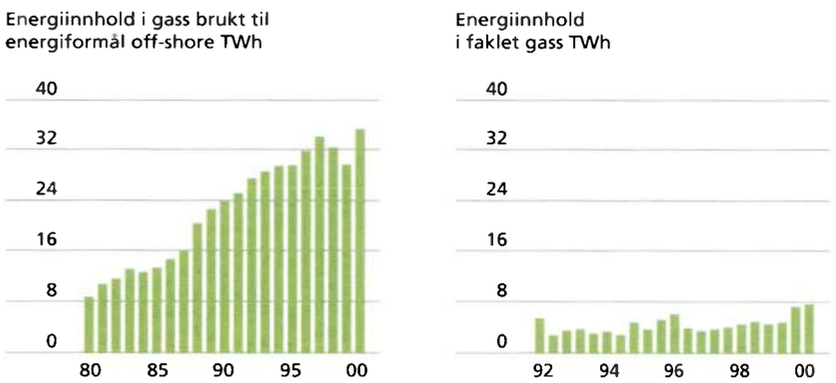
Turbinene som benyttes er enten flyderiverte eller industriturbiner, med typisk ytelse rundt 20 MW. Gjennomsnittlig elektrisk virkningsgrad på turbinene ligger rundt 30 prosent. Dette tar ikke hensyn til at mange turbiner har eksosvarmegjenvinning som dekker varmebehov på innretningene. Den totale virkningsgraden blir dermed noe høyere. For å gi momentan reserve, går gjerne flere turbiner samtidig på lav lastgrad, som regel 60-70 prosent.

Kraftforsyning fra land til installasjoner på norsk sokkel har vært gjenstand for flere studier og prosjekter. Statoil driver den eneste innretningen på norsk sokkel som er forsynt med elektrisitet fra land, Troll A. Denne installasjonen ligger om lag 65 km fra land og forsynes i dag med vekselstrømkabel på størrelsesorden 20 MW. Kraftbehovet på Troll A er økende, og i den sammenheng er det utviklet ny teknologi for kraftoverføring med likestrøm til havs. Ved hjelp av denne teknologien har Statoil valgt å føre elektrisitet ut til plattformen fra gassanlegget på Kollsnes. Basert på denne overføringsteknologien for elektrisitet med 160 MW overføring, vil Troll A bli forsynt med kraft til nye kompressorer som ellers ville fått levert energi fra offshore turbiner.

I forbindelse med feltplanleggingen for Ormen Lange, vurderes kraft fra land opp mot turbindrift for en framtidig plattform når trykket i reservoaret har falt slik at det er behov for kompresjonsdrift for å få brønnstrømmen inn til landanlegget. For alternativet med kraft-tilførsel fra land vurderes samme tekniske løsning som for Troll A.



FIGUR 14 **BRUK AV NATURGASS PÅ FELT** (KILDE: SSB ENERGISTATISTIKK 2000)

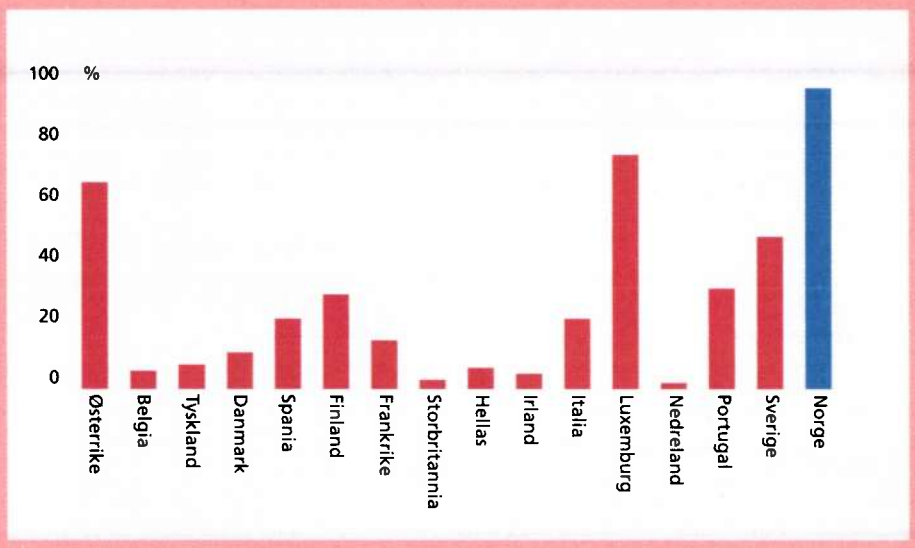


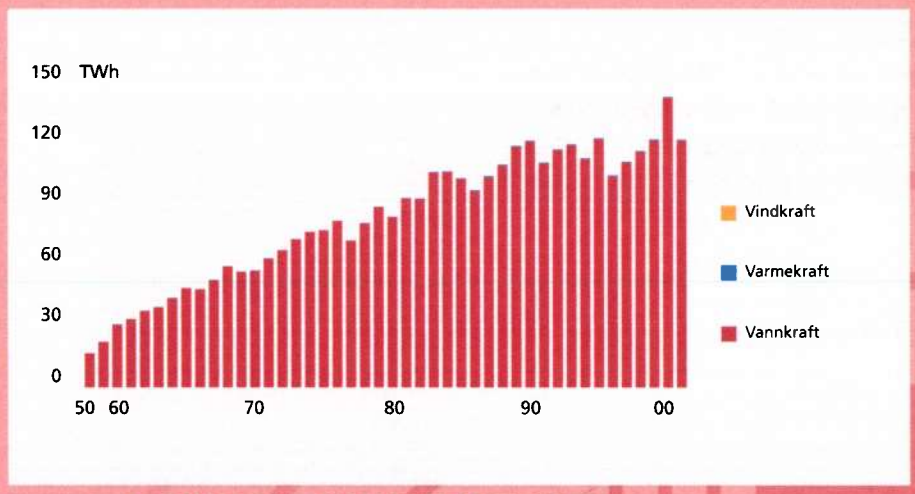
Elektrisitetsproduksjon

I Norge produseres nesten all elektrisitet i vannkraftverk. Både på Island og i Norge baseres mer enn 99 prosent av elektrisitetsproduksjonen på fornybare energiressurser. Til sammenligning er i gjennomsnitt omtrent 17 prosent av all elektrisitet i EU basert på fornybare ressurser. I Sverige utgjør fornybare energiressurser omtrent halvparten av all elektrisitetsproduksjon, mens tilsvarende andel i Danmark er 12 prosent.

Vindkraft er under utbygging i Norge, men vil uansett utgjøre en relativt liten andel av vår samlede elektrisitetsproduksjon. Vindkraft og vannkraft passer godt sammen fordi vannet kan lagres i magasiner når det blåser mye og det produseres mye vindkraft. Dersom vindkraftproduksjonen reduseres, kan dette raskt kompenseres med økt vannkraftproduksjon.

Foreløpig produseres det svært lite elektrisitet basert på fossile brensler i Norge, men det er gitt konsesjon til i alt tre gasskraftverk.

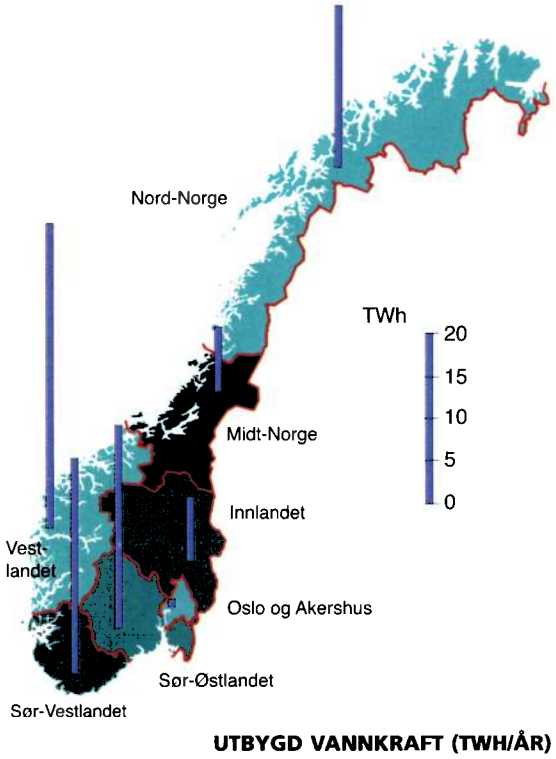




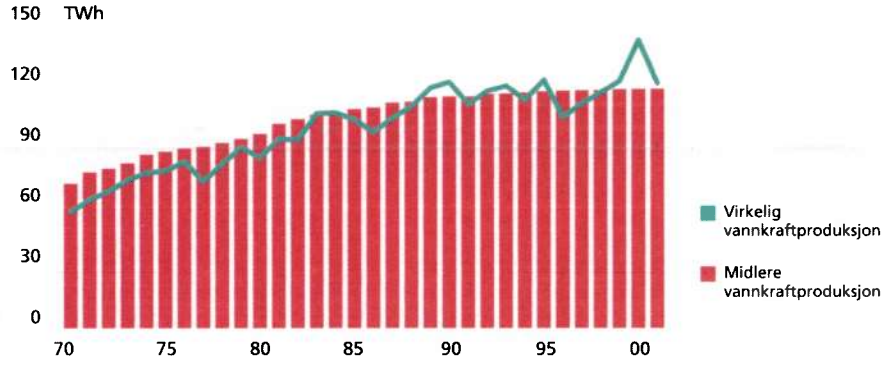
FIGUR 1 **PRODUKSJON AV ELEKTRISITET I NORGE.** KILDE: SSB

I 2001 utgjorde vannkraftproduksjonen 99,6 % av den samlede norske elektrisitetsproduksjonen. Vindkraft utgjør en liten, men økende del av elektrisitetsproduksjonen i Norge, og noe elektrisitet produseres ved avfallsforbrenning og i mottrykksanlegg i industrien.

Vannkraft



UTBYGD VANNKRAFT (TWH/ÅR)
KILDE: NVE



FIGUR 2 VIRKELIG VANNKRAFTPRODUKSJON I FORHOLD TIL MIDLERE ÅRSPRODUKSJON (TWH). KILDE: NVE

Norge har i mer enn 100 år hatt verdens største vannkraftproduksjon per innbygger, og ligger som nummer seks i verden i absolutt produksjon.

1 TWh = 1 000 000 000 kWh

Produksjon

I 2001 ble det produsert 121 TWh i norske vannkraftanlegg.

Midlere årlig produksjonsevne i det norske vannkraftsystemet er beregnet til 118,2 TWh . Produksjonen de siste 10 årene har ligget på omtrent 120 TWh. Unntak fra dette var året 1996 med en produksjon på 104 TWh, og året 2000 som hadde en produksjon på hele 142 TWh.

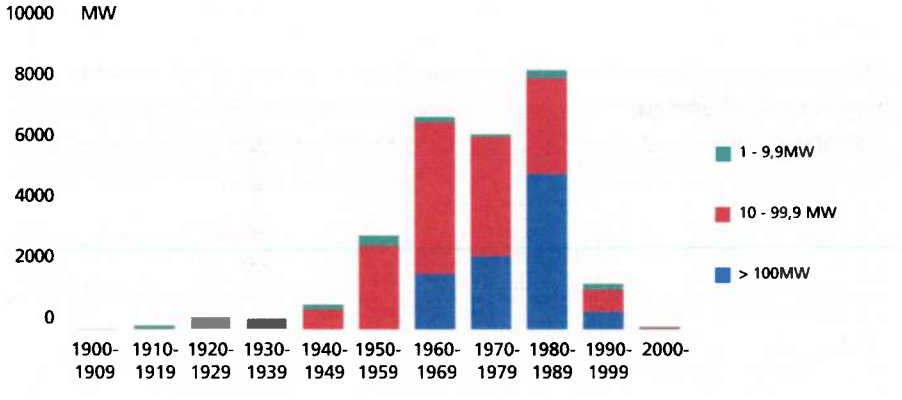
Den totale produksjonskapasiteten for vannkraftverk er 27 596 MW fordelt på 575 kraftverk med installert effekt større eller lik 1MW, og 169 kraftverk med mindre enn 1 MW installert ytelse (se *Figur 4*). Tilgjengelig vintereffekt i produksjonsapparatet kan være betydelig lavere enn faktisk installert effekt, og vil variere en del avhengig av tilsig til uregulerte kraftverk, vannstanden i kraftmagasinene, revisjoner og feil i kraftsystemet, innestengt effekt bak flaskehalser i nettet med mer. De siste to vintrene har maksimal tilgjengelig effekt i begynnelsen av januar vært på om lag 24 500 MW. Den tilgjengelige vintereffekten reduseres normalt en del utover vinteren som følge av redusert tilsig til uregulerte kraftverk samt lavere vannstand i kraftmagasinene.

1 Basert på tilsigsperioden 1970-99
2 Pr. 1.1.2002

Kraftverk	Fylke	Installert effekt [MW]	Midlere årlig produksjon [GWh]
Kvilldal	Rogaland	1 240	3 517
Sima	Hordaland	1120	3 404
Tonstad	Vest-Agder	960	4 169
Aurland I	Sogn og Fjordane	675	2 407
Saurdal*)	Rogaland	640	1 291
Rana	Nordland	500	2 123
Tokke	Telemark	430	2 221
Svartisen	Nordland	350	1 996
Brokke	Aust-Agder	330	1 407
Evanger	Hordaland	330	1 380

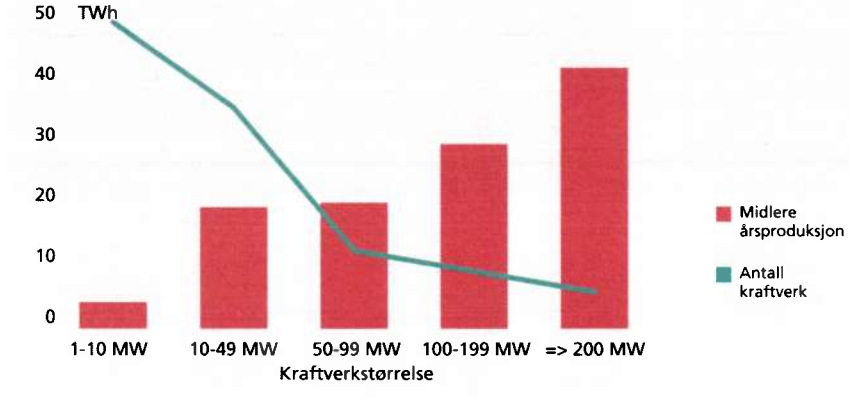
*) Pumpekraftverk

TABELL 1 DE 10 STØRSTE KRAFTVERKENE I NORGE. KILDE: NVE



FIGUR 3 INSTALLERT EFFEKT FORDELT ETTER KRAFTVERKETS ALDER (MW). KILDE: NVE

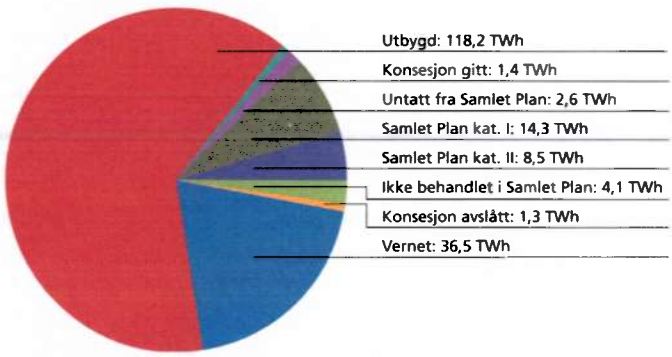
Utbyggingen av vannkraften i Norge startet midt på 1880-tallet med bygging av småkraftverk som gav kraft til småindustri og strøm til lys i private hjem nær kraftverkene. Utbygging av kraftkrevende industri etter andre verdenskrig, samt en sterk økning i strømforbruket hos den vanlige nordmann resulterte i en opptrapping av vannkraft-utbyggingen fra 1950-tallet frem til 1990-tallet.



FIGUR 4 ANTALL KRAFTVERK, OG SAMLET MIDLERE ÅRSPRODUKSJON I FORHOLD TIL INSTALLERT EFFEKTÅRSPRODUKSJON. KILDE: NVE

Vannkraftpotensialet

Vannkraftpotensialet for kraftverk med ytelse over 1 MW er på 187 TWh, hvorav 118,2 TWh er utbygd og 36,5 TWh er vernet i Verneplan for vassdrag, 1,4 TWh har ikke fått konsesjon, eller søknaden er trukket på grunn av miljøkonflikter. Gjenstående potensial er 30,9 TWh, hvorav 8,5 TWh er i Samlet plan kategori II som ikke kan konsesjonsbehandles nå. Av det resterende er ca. 6,7 TWh gitt konsesjon eller har startet på en prosess med konsesjonssøknad.



FIGUR 5 VANNKRAFTPOTENSIALET PR. 1.1.2000 MIDLERE ÅRSPRODUKSJON

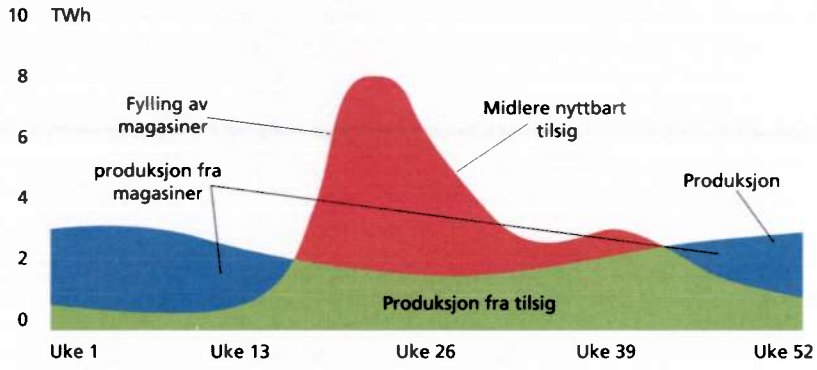
Samlet plan for vassdrag er en nasjonal rammeplan for forvaltning av landets vassdragsressurser, med særlig vekt på framtidig disponering av det gjenværende vannkraftpotensialet.

Formålet med Samlet plan er å gi en gruppevis prioritering av vannkraftprosjekter med sikte på konsesjonsbehandling. Prosjektene i Samlet plan er delt inn i to kategorier. Hovedkriteriene for grupperingen er kraftøkonomisk lønnsomhet og konfliktgrad i forhold til andre interesser. Prosjekter i kategori I kan konsesjonsbehandles fortløpende. Prosjekter i kategori II kan ikke konsesjonsbehandles før Stortinget eventuelt vedtar det.

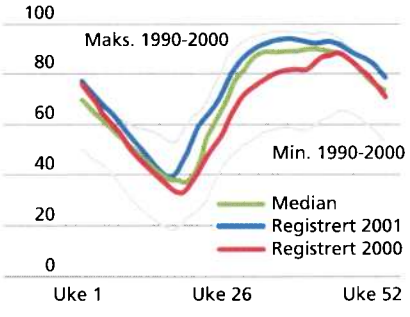
Tilsig er den vannmengden som til enhver tid drenerer til et magasinområde. Magasiner med damanlegg er nødvendig fordi tilsiget varierer med geografiske og klimatiske forhold.

I perioder med stort tilsig, som for eksempel i smelteperioder eller ved mye nedbør, må vannet samles opp for å kunne slippes gjennom turbinene i perioder med lite eller intet tilsig. Slike endringer begrenser seg ikke bare til sesongvariasjoner, men er like mye betinget av variasjoner mellom år.

Det er grovt sett et omvendt forhold mellom tilsiget og behovet for elektrisk kraft. I varme perioder med stort tilsig som følge av snøsmelting, er behovet for kraft som regel lite. I kuldeperioder er kraftbehovet større, men tilsiget lite.



KILDE: NVE



Variasjon i produksjons-kapasitet

Vannkraftproduksjonen i Norge kan variere med +/- 25 % fra et år til et annet. Dette skyldes at nedbørmengde og mengde oppmagasinert vann varierer.

Landets totale magasinkapasitet er 84,1 TWh.

Det tørre året 1996

Vannkraftproduksjonen i 1996 var i overkant av 104 TWh, noe som er 14 TWh mindre enn midlere beregnet årsproduksjon for det norske vannkraftsystemet.

Vi må helt tilbake til 1987 for å finne lavere produksjon. Den lave produksjonen har sammenheng med at tilsiget var mer enn 20 % under det normale. For å dekke det innenlandske forbruket var det nødvendig med rekordhøy import.

Året startet med fyllingsgrader rundt det normale for årstiden. Som følge av en vinter med svært lite snø i fjellet og en vår og en sommer med lite nedbør, var det de ni første månedene av 1996 tilsig ned mot det laveste som er blitt registrert. Dette førte igjen til at fyllingsgraden fra midten av mai og ut året ble liggende på det laveste nivå som er registrert i perioden 1990-2000. Ved utgangen av september var magasinfyllingen 57,8 %.

En fuktig og mild oktober førte til at fyllingsgraden steg til 66,5 % i begynnelsen av november, mens den ved utgangen av året var 53,5 %.

Det våte året 2000

Vannkraftproduksjonen i år 2000 var på drøye 142 TWh, det er 24 TWh mer enn midlere beregnet årsproduksjon for det norske vannkraftsystemet. Den høye produksjon har sammenheng med at tilsiget var nesten 25 % mer enn normalt.

Året startet med fyllingsgrader godt over det normale for årstiden, men pga. høy produksjon i vintermånedene ble magasinene tappet sterkere enn vanlig og ved laveste nivå før vårflommen var fyllingsgraden omtrent den samme som medianverdien på samme tidspunkt for perioden 1990-2000.

Varmt vær på forsommeren i store deler av landet førte til kraftig snøsmelting noe tidligere enn vanlig. En sommer med mye nedbør i store deler av landet medførte at magasinfyllingen var nær 95 % i midten av september. Spesielt i Sørøst-Norge var det store nedbørmengder i september og oktober, noe som førte til at fyllingsgraden holdt seg på høyt nivå ut året til tross for rekordproduksjon.

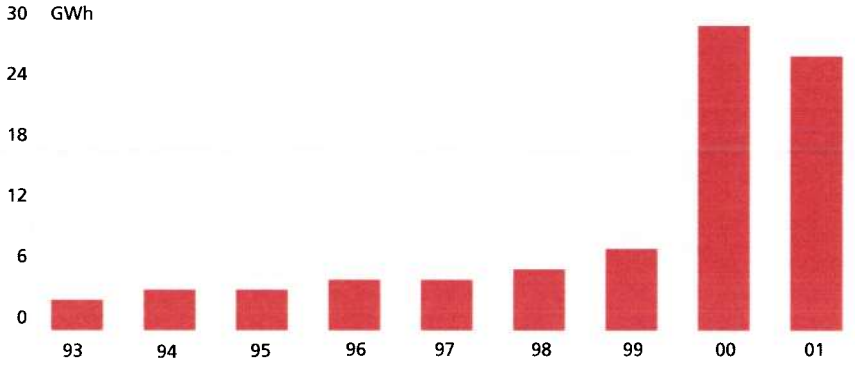
Den potensielle energien i et vannfall bestemmes av vannets stillingsenergi, det vil si vannmengde og fallhøyde. Lavtrykksanlegg (elvekraftverk) utnytter en stor vannmengde og en lav fallhøyde. Flesteparten ligger på Østlandet og i Trøndelag. Disse kjøres stort sett hele tiden avhengig av vannføringen.

Høytrykksanlegg (magasinverk) utnytter en stor fallhøyde og mindre vannmengder enn lavtrykksanlegg. Slike anlegg har normalt reguleringsmagasiner for å lagre vann, og bidrar dermed til å sikre elkraftforsyningen i perioder med lavt tilsig som for eksempel på vinteren og i tørre sommermåneder.

Forbindelsen mellom magasinet og kraftstasjonen er vannveg i tunnel i fjell eller rørgate. Magasinkraftverkene har ofte større effektinstallasjon enn elvekraftverk, og egner seg til regulering av strømproduksjonen når denne varierer mye i løpet av et døgn.

Vindkraft

Vindkraften har hittil spilt en beskjeden rolle i norsk kraftproduksjon. De første fremstøt for å ta vindkraft i bruk ble gjort fra slutten av 1980-tallet. Aktivitetene den gang var begrenset til utredninger, vindressurskartlegging og utprøvinger av mindre vindkraftverk. Fra 1997 økte interessen for vindkraft, og i dag vurderes vindkraften til å ha et betydelig potensial som bidrag til landets totale kraftproduksjon.



FIGUR 6 **PRODUKSJON AV VINDKRAFT.** KILDE: NVE

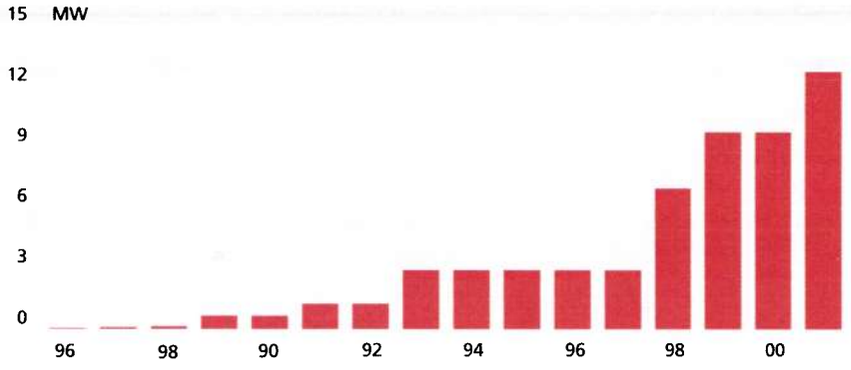
Vindkraftteknologien er i rask utvikling. Dette gir seg utslag i lavere produksjonskostnader og større vindturbiner.

Fra 1981 til 1995 har produksjonskostnadene falt med nærmere 2/3 (Risø National Research Laboratory). Dette skyldes både forbedret design og økt grad av serieproduksjon. Industrien opererer ofte med en læringskurve som tilsier cirka 20% kostnadsreduksjon for hver dobling av antall produsert enhet. Innen 2020 er det ventet at kostnaden vil falle med ytterligere 40%.

Et annet viktig utviklingstrekk gjelder turbinstørrelsen. I løpet av de siste sju årene er gjennomsnittlig størrelse på installerte vindturbiner økt med en faktor på mellom tre og fire. I dag er 2 MW vindturbiner svært vanlig, og en venter at kommersielle vindturbiner vil komme opp i 5 MW innen få år.

Norge har bedre vindkraftressurser enn de fleste andre europeiske land. Det fysiske potensialet er meget stort, men miljøproblemer og kostnader vil begrense dette. På NVEs nettsider vises vindatlas for kysten fra Lindesnes til den russiske grensen. Vindatlaset viser hvordan middelvinden varierer innenfor området.

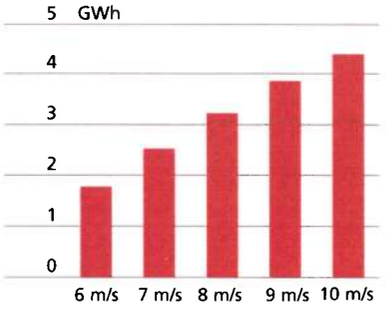
Figur 7 viser hvor mye vindkraft som totalt er installert i Norge fra 1986 og fram til og med 2001, mens *Figur 6* viser hvordan årlig vindkraftproduksjon har økt siden 1993. Vindkraftproduksjonen ventes å øke vesentlig de nærmeste årene, da det allerede er gitt konsesjon for bygging av ytterligere 475 MW vindkraft.



FIGUR 7 INSTALLERT EFFEKT, VINDKRAFTPRODUKSJON. KILDE: NVE

Regjeringens mål er å bygge ut vindkraft i Norge tilsvarende 3 TWh årsproduksjon innen 2010. Dette tilsvarer ca 1000 MW installert ytelse. Målet kan være realistisk ut fra de planer som er meldt inn til NVE og som til sammen utgjør 1800 MW (inkl. anlegg som er i drift eller under bygging). Fordi vindkraften ennå ikke er bedriftsøkonomisk lønnsom og derfor er avhengig av offentlig støtte, vil utbyggingstempoet i stor grad bestemmes av de bevilgende myndighetene.

Produksjonsbidraget fra et vindkraftverk er svært avhengig av vindforholdene på stedet. Det er derfor viktig at vindturbiner plasseres i områder med mye vind. En vindturbin med installert ytelse på 1 MW produserer ca 2,5 GWh i et område der middelvinden er 7 m/s. Figuren til høyre viser hvordan årsproduksjonen varierer etter vindstyrken.



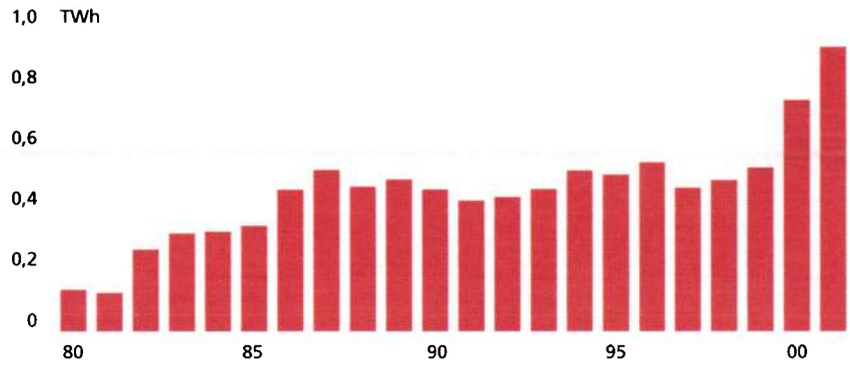
KILDE: NVE

Termisk kraftproduksjon

Termisk kraftproduksjon (varmekraftproduksjon) er i underkant av en prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norge, og utgjør en liten, men økende andel av den innenlandske kraftproduksjonen. På Svalbard er imidlertid all kraftproduksjon varmekraft. Her produseres årlig omlag 50 GWh elektrisitet basert på kull. Overskuddsvarme fra elektrisitetsproduksjonen leveres til fjernvarmeanlegget i Longyearbyen.

Varmekraftstasjonene i Norge har gjennomgående liten installert kapasitet, og er som oftest lokalisert til, og eid av, større industribedrifter som selv har behov for den varmen og elektrisiteten som produseres.

Energiressursene som benyttes til kraftproduksjonen i de termiske kraftanleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme med høy temperatur, olje, naturgass og kull (Svalbard).

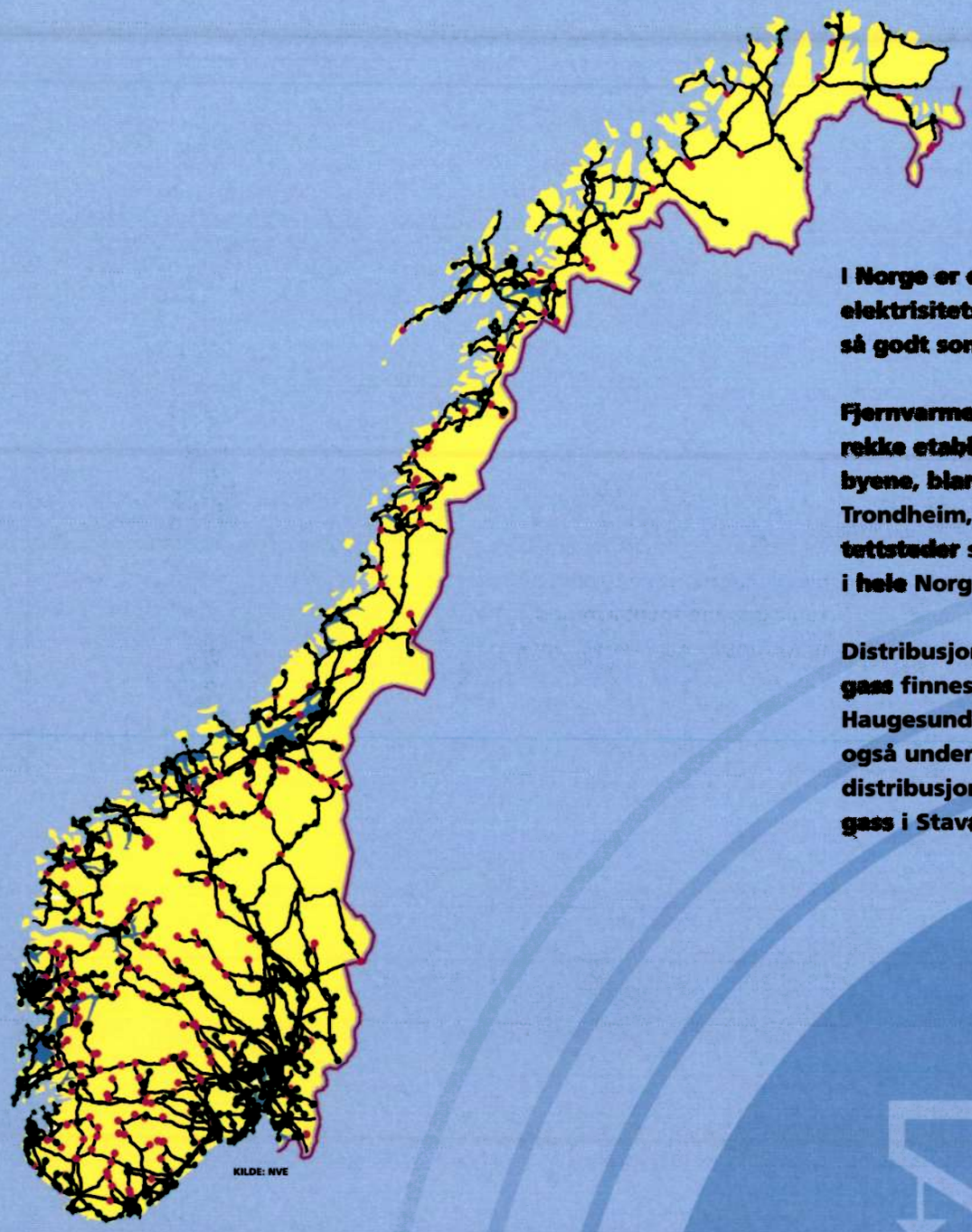


FIGUR 8 **ELEKTRISITETSPRODUKSJON I VARMEKRAFTVERK.** KILDE: SSB

Det er installert et stort antall nødstrømsaggregater basert på dieselmotorer hos brukere som ikke kan akseptere totalt avbrudd i strømforsyningen, for eksempel på sykehus. Dette er imidlertid kraftproduksjon som kun settes i drift dersom leveranse fra elektrisitetsnettet ikke er tilgjengelig.

Termisk kraftproduksjon
er produksjon av elektrisitet ved bruk av gass- og/eller dampturbiner. Det kan benyttes fossile brensler som kull, olje og naturgass. Det kan også benyttes ulike former for biobrensel, som for eksempel avfall.

Infrastruktur



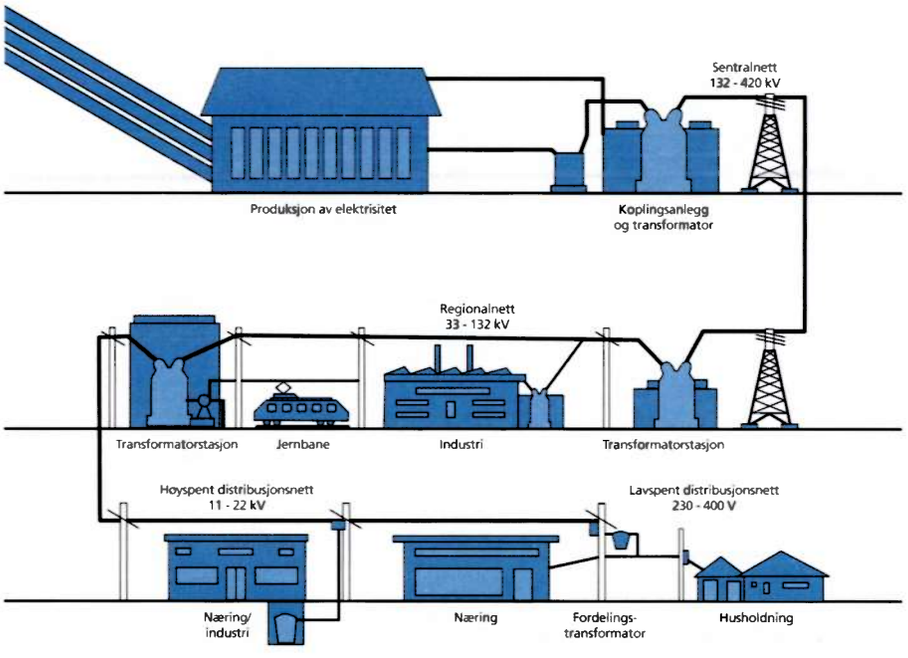
I Norge er det utbygget et elektrisitetsnett som omfatter så godt som hele landet.

Fjernvarmenett er i første rekke etablert i de større byene, blant andre Oslo og Trondheim, samt i en del tettsteder spredt omkring i hele Norge.

Distribusjonsnett for naturgass finnes foreløpig kun i Haugesundsområdet. Det er også under oppbygging et distribusjonsnett for naturgass i Stavanger-regionen.

Elektrisitetsnettet

For å forsyne forbrukerne med elektrisitet er det gjennom det siste århundret bygget ut et nasjonalt kraftnett som transporterer elektrisitet fra kraftverkene til forbrukerne. I tillegg er det bygget kraftledninger til Sverige, Danmark, Finland og Russland slik at det kan utveksles kraft med våre naboland.



FIGUR 1 **SENTRAL-, REGIONAL- OG DISTRIBUSJONSNETT FOR ELEKTRISITET.** KILDE: NVE

Spenningsnivåer

Spenningsnivået i kraftnettet avhenger av kraftmengde og den avstand kraften skal fraktes over. Generelt kan man si at jo større mengde som skal fraktes, og jo lengre avstand kraften skal fraktes, desto høyere spenningsnivå benyttes. Dette gjøres for å unngå at de elektriske tapene i nettet blir for høye. Årlige elektriske tap i kraftnettet utgjør om lag 8 % av totalt brutto produksjon av kraft.

Kraftnettet deles gjerne inn i 3 nivåer; sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett.

Sentralnettets funksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gi aktører i alle landsdeler adgang til markedsplass og sørge for sentrale utvekslingspunkter i alle landsdeler. Sentralnettet består således av anlegg som opereres på de høyeste spenningsnivåene i landet; 420 kV, 300 kV og 132 kV. Fra 1. januar 2002 omfatter sentralnettet også anlegg for nedtransformering til regionalnettspenning.

Til å fordele kraften til forbrukere nedtransformeres kraften gradvis. Først gjerne til spenningsnivåer fra 50 til 132 kV som betegnes regionalnett, og deretter til et distribusjonsnett. Nedtransformeringen skjer i kraft-transformatorer som står i egne stasjoner sammen med andre komponenter som blant annet brytere og vern. Brytere og vern skal gi beskyttelse til anlegg samt bidra til stabil og sikker drift av elnettet.

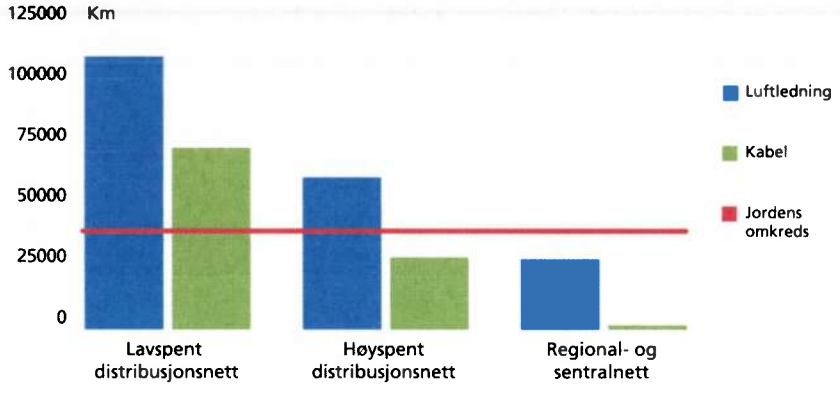
Nettnivået under regionalnett kalles høyspent distribusjonsnett og har normalt et spenningsnivå på 22 eller 11 kV. For å distribuere kraften til mindre forbrukere, nedtransformeres kraften i fordelingstransformatorer til 230 volt eller 400 volt.

Det lavspente distribusjonsnettet overfører kraften det siste stykket til mindre forbrukere som småbedrifter og husholdninger. Større industribedrifter, jernbanen etc. tar gjerne kraften på et høyere spenningsnivå.

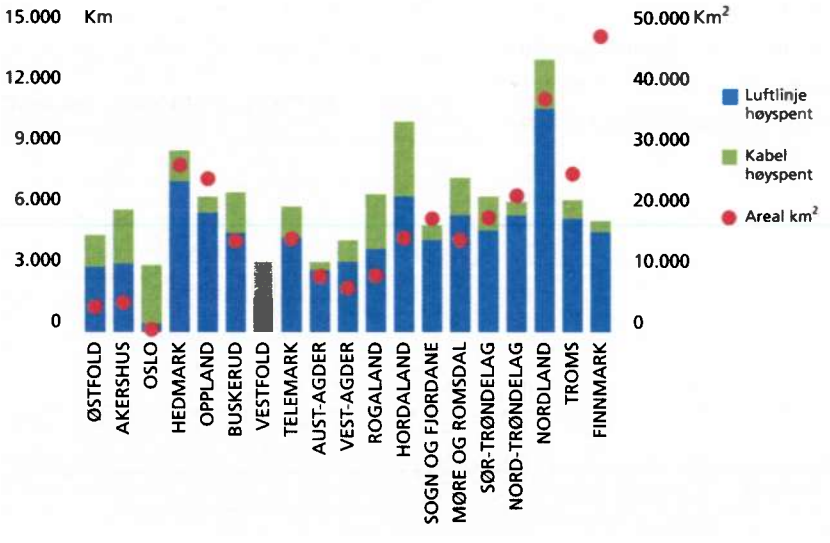
Utstrekning

Som *Figur 2* viser, er distribusjonsnettet mye lenger enn regional- og sentralnettet. Av den totale lengden på det elektriske nettet representerer distribusjonsnettet ca. 91 %, regionalnettet ca. 6 % og sentralnettet ca. 3 %.
I distribusjonsnettet er andelen kabel ca. 37 % mens den i regional- og sentralnettet er ca. 3 %. Dette henger sammen med at kostnadene for kabling er høyere på de høye spenningsnivåene (over 22 kV) enn på lavere spenningsnivå.

I *Figur 3* er antall km høyspent ledning per fylke sammenliknet med arealet i kvadratkilometer pr fylke. Dessuten er det skilt mellom luftledning og kabel. Oslo skiller seg ut i forhold til de andre fylkene med nesten kun å ha kabel. Ettersom høyspent luftledning krever mer areal enn jordkabel, er det gjerne mye kabel i bystrøk. Det er en viss sammenheng mellom fylkets areal og lengden på kraftnettet. Antall innbyggere og bosettingsmønster har også stor betydning for lengden på ledningsnettet.



FIGUR 2 **ANTALL KILOMETER LEDNING PÅ DE FORSKJELLIGE SPENNINGSNIVÅENE SAMMENLIGNET MED JORDENS OMKRETSDUKSJON.** KILDE: NVE

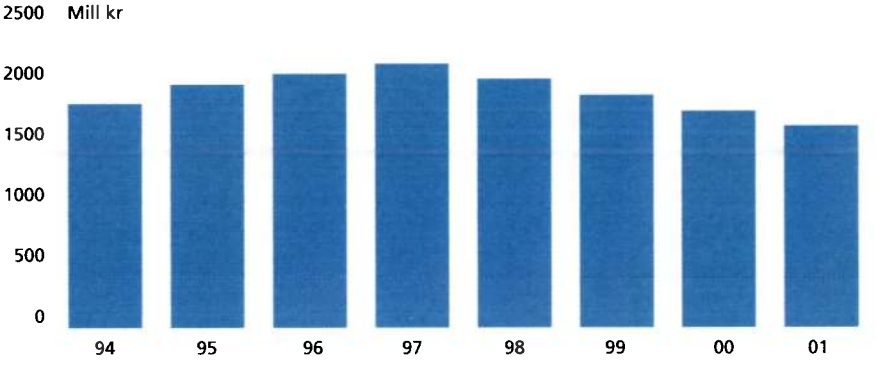


FIGUR 3 **ANTALL KILOMETER HØYSPENT LUFTLEDNING OG KABEL FORDELT PÅ FYLKE OG SAMMENLIKNET MED FYLKENES AREAL.** KILDE: NVE

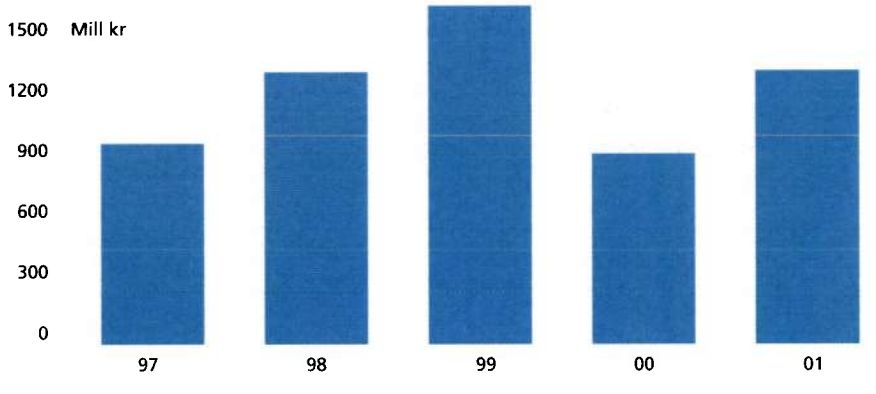
Investeringer

Det har vært en nedgang i investeringer i distribusjonsnettet etter at inntektsrammereguleringen ble innført i 1997. Mens nyinvesteringer i stor grad vil være bestemt av forbruksutviklingen i området, vil inntektsrammereguleringen isolert sett gi insentiver til å skyve reinvesteringer ut i tid.

Investeringene i regional og sentralnettet svinger mer over tid, som følge av at enkelte store prosjekter får stor betydning. Det er derfor ikke mulig å slå fast at innføringen av inntektsrammereguleringen har gitt en endring i investeringsatferden.



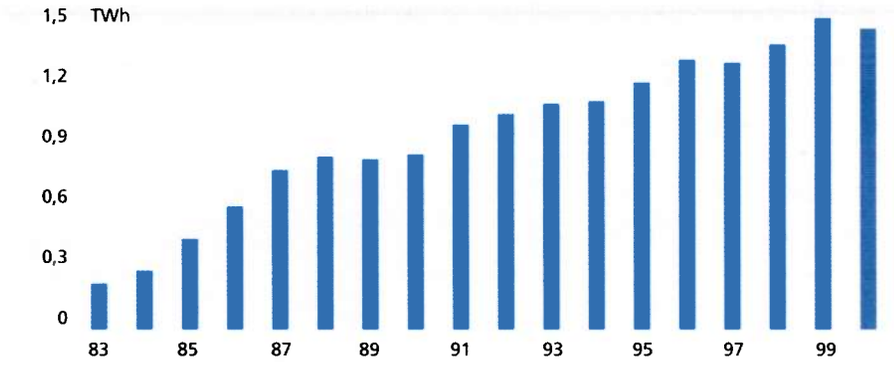
FIGUR 4 **BRUTTO INVESTERINGER I DISTRIBUSJONSNETTET 1994 TIL 2001.** KILDE: NVE



FIGUR 5 **BRUTTO INVESTERINGER I REGIONAL- OG SENTRALNETT FRA 1997 TIL 2001.** KILDE: NVE

Fjernvarme

De første fjernvarmeanleggene i Norge ble etablert tidlig på 1980-tallet for å gjøre nytte av overskuddsvarme fra de store avfallsforbrenningsanleggene som ble etablert i Oslo og Trondheim. Den største ekspansjonen fant sted i perioden 1980-1988. Det er nå etablert fjernvarmeanlegg i en del større byer og tettsteder der det ligger til rette for utnyttelse av lokale energiressurser.

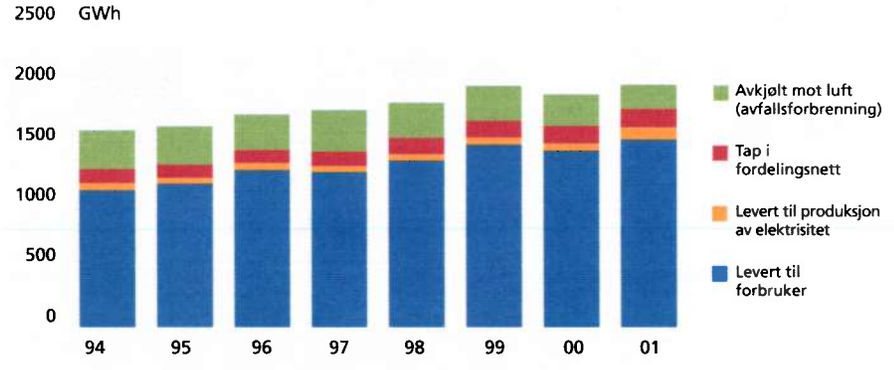


FIGUR 6 **FJERNVARMELEVERANSE.** KILDE: SSB

Varmeproduksjon

I Norge er fjernvarmeanleggene tradisjonelt basert på utnyttelse av varme fra forbrenning av avfall. Andre aktuelle lokale energibærere er biobrensel (flis/briketter/pellets), lavtemperatur varme fra sjøvann og avløpsvann (varmepumper), samt spillvarme fra industri og deponigass.

Den lokale energibæreren utgjør gjerne grunnlasten[1] i fjernvarmeanlegget. På de kaldeste dagene benyttes det andre ressurser i tillegg, i første rekke fyringsolje og elektrisitet, og noe naturgass (LPG).



FIGUR 7 **FJERNVARMEBALANSE.** KILDE: SSB

Definisjoner

Grunnlast: Hovedvarmekilden(e) for et fjernvarmeanlegg. Karakterisert ved kapitalkrevende utstyr, men relativt lave driftskostnader. Grunnlasten utgjør gjerne 85-90% av årlig varmeproduksjon.

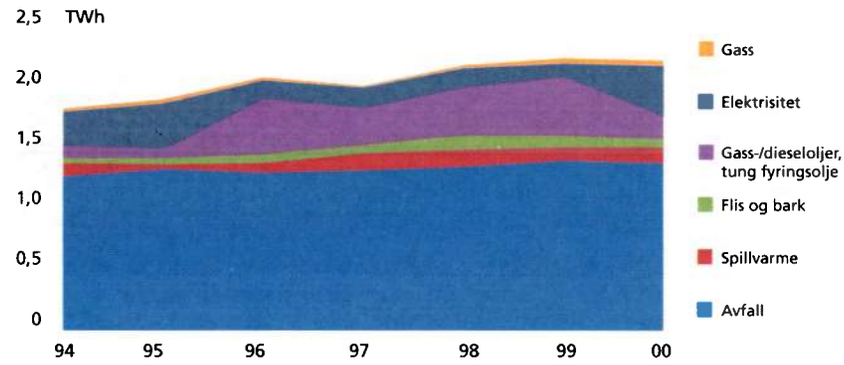
Spisslast: Tilleggsvarmekilden(e) for et fjernvarmeanlegg. Benyttes i de kaldeste periodene. Karakterisert ved relativt rimelig utstyr, men høye driftskostnader. Spisslasten utgjør gjerne 10-15%.

1 Se tekstboks for forklaring

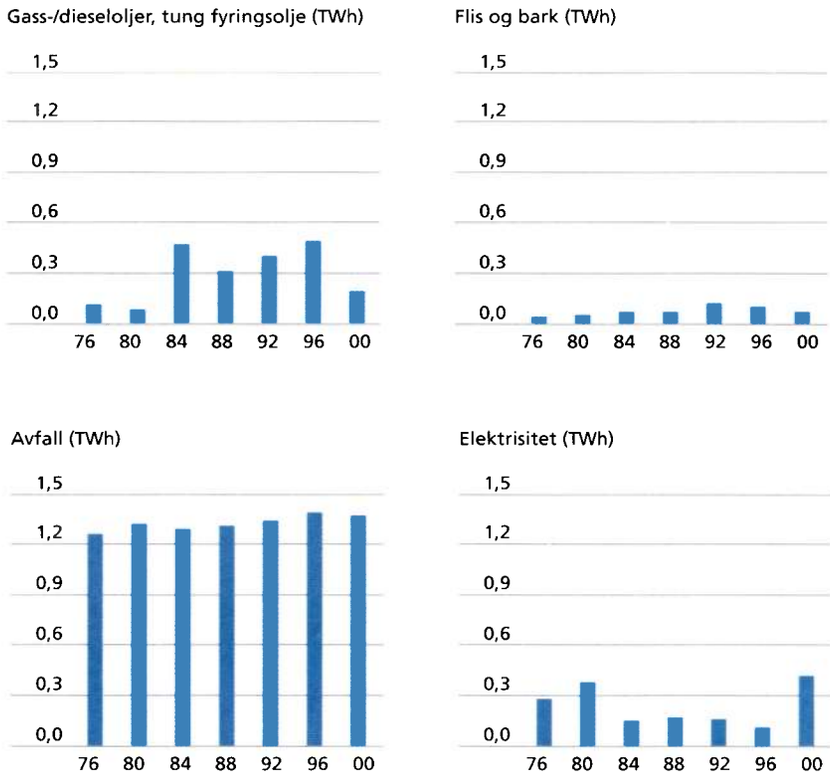
Det er en del tap av ulik karakter knyttet til omformingsprosesser og distribusjon av fjernvarme.

Tap ved omforming: Avfall genereres kontinuerlig, mens varmebehovet varierer over året. I perioder med lite varmebehov vil den varmen som ikke leveres til fjernvarmeanlegget kjøles bort mot uteluft. Alle typer forbrenning er dessuten omfattet av tap i forhold til varme avgasser, som slippes ut via pipe, manglende regulerbarhet m.m.

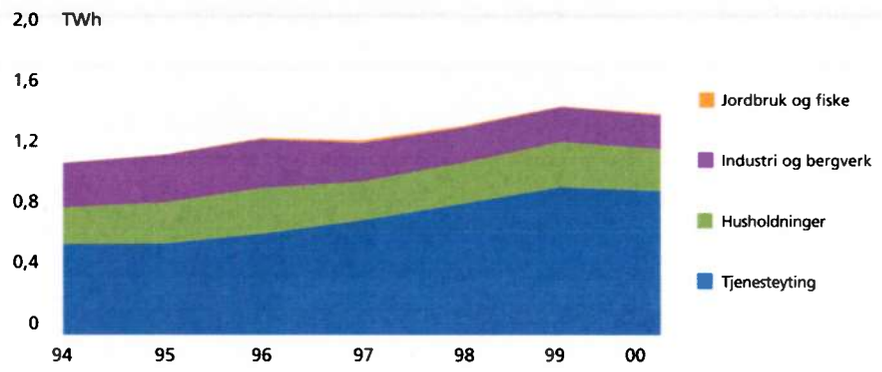
Tap ved distribusjon: Tap i distribusjonssystem er varmetap fra rørene som transporterer varme. I norske fjernvarmeanlegg, med moderate temperaturer og relativt begrenset utstrekning, utgjør varmetapet ca. 10 % av årlig varmeproduksjon. Dette er omtrent på samme nivå som for distribusjon av elektrisitet.



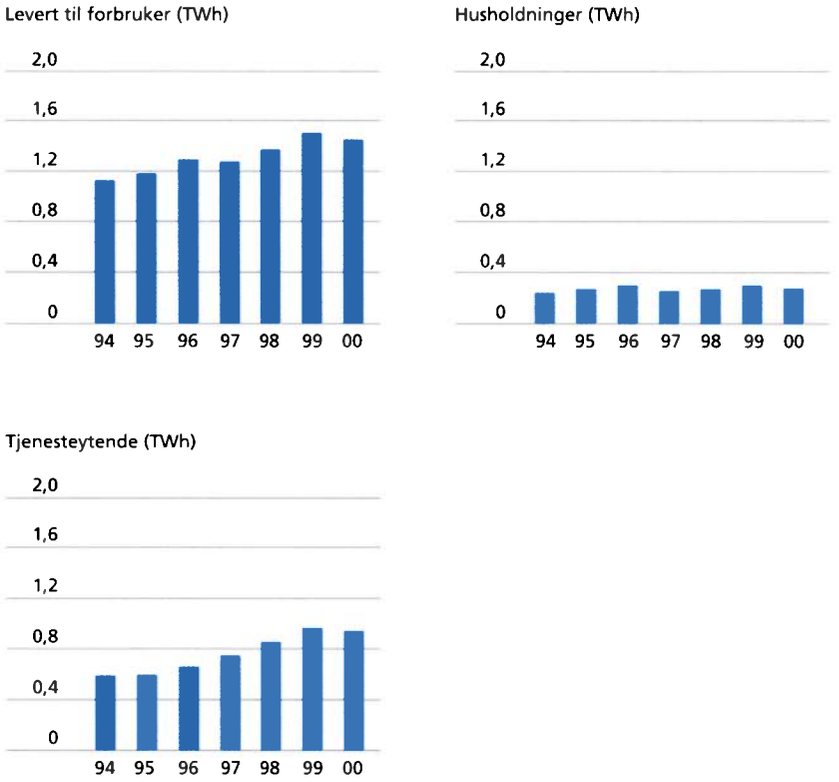
FIGUR 8 FORBRUK AV BRENSEL. KILDE: SSB



Fjernvarme benyttes i første rekke i tjenesteytende sektor, det vil si i kontor- og næringsbygg. Fjernvarme til husholdninger blir som regel levert til boligblokker og flerfamiliehus, og i mindre grad til eneboliger.



FIGUR 9 FJERNVARME FORDELT PÅ SEKTOR. KILDE: SSB



Naturgass

Produksjon

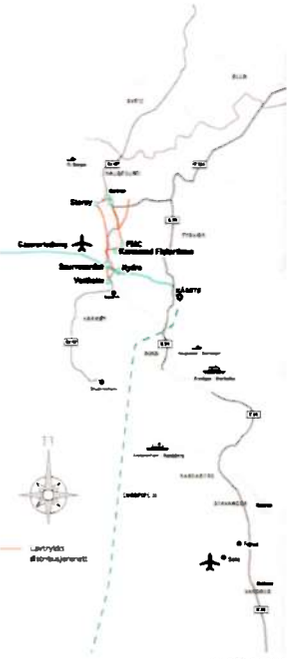
På *Tjeldbergodden* produseres det metanol av naturgass, forøvrig i Europas største metanolfabrikk, og som et biprodukt lages det LNG. I 2001 var metanolproduksjonen 860 000 tonn og LNG-produksjonen ca 12 000 tonn. LNG blir distribuert med bil til brukerne, for det meste i Trøndelag. Det er også bygget en luftgassfabrikk og et naturgass-basert produksjonsanlegg for bioprotein på Tjeldbergodden.

Kollsnes ble satt i drift i 1996. Her blir gassen fra Troll tørket før transport til kontinentet, ca 25 milliarder Sm^3 gass i året. Fra gassterminalen ledes også gass til nærliggende Kollsnes Næringspark AS. Herfra leverte Naturgass Vest i 2001 ca 9 mill. Sm3 flaskegass som CNG til busser og stasjonære brukere i Bergensområdet. Naturgass Vest har under bygging et anlegg for produksjon av LNG, som vil få en kapasitet på 120 tonn/døgn og lagerkapasitet på 1000 m^3. LNG planlegges transportert fra Kollsnes Næringspark med skip. Det er under bygging en tankbåt for LNG-transport med en kapasitet på 1000 Sm^3. Kundegruppen vil omfatte industri, ferger og supplyskip på Vestlandet. Omsatt gassvolum antas å bli rundt 60 – 70 mill. Sm^3 etter 2005. I Kollsnes Næringspark er det også blant annet bygget et anlegg for torskeyngel, en teststasjon for gassturbiner, og det planlegges teststasjon for brenselceller og et mindre kogenereringsanlegg.

Gassterminal *Kårstø* behandler gass fra en rekke felter i Nordsjøen. I 2001 ble det eksportert ca 13 milliarder Sm^3 tørrgass til kontinentet. I tillegg skilles det ut ca 4 mill. tonn stabilsert kondensat som også eksporteres. Det er også et prosessanlegg for 620 000 tonn etan som fraktes med skip til petrokjemisk industri i Bamble og Stenungsund.

Lokal distribusjon

På Karmøy tapper Gasnor ASA naturgass fra Statpipe-ledningen til et lokalt distribusjonsnett i kommunene Karmøy og Haugesund, se kartskissen. Til nå er det bygget ca. 40 km gassledning og to fyllestasjoner for kjøretøy, og utvidelsesplaner foreligger. I 2001 ble det levert 38 mill. Sm^3 naturgass, tilsvarende 390 GWh. Hydro Aluminium Karmøy avtar omtrent halvparten av volumet. Det er en rekke planer om økt bruk av naturgass fra Gasnors distribusjonsnett, og det er også besluttet bygget et småskala LNG-anlegg på Karmøy med en årlig kapasitet på 20 000 tonn. Det viktigste markedet for LNG antas å være ferger, supplyskip, hurtigbåter og kystflåten.



KILDE: GASNO

LNG
Liquified Natural Gass
(naturgass gjort flytende)

CNG
Compressed Natural Gass
(komprimert naturgass)

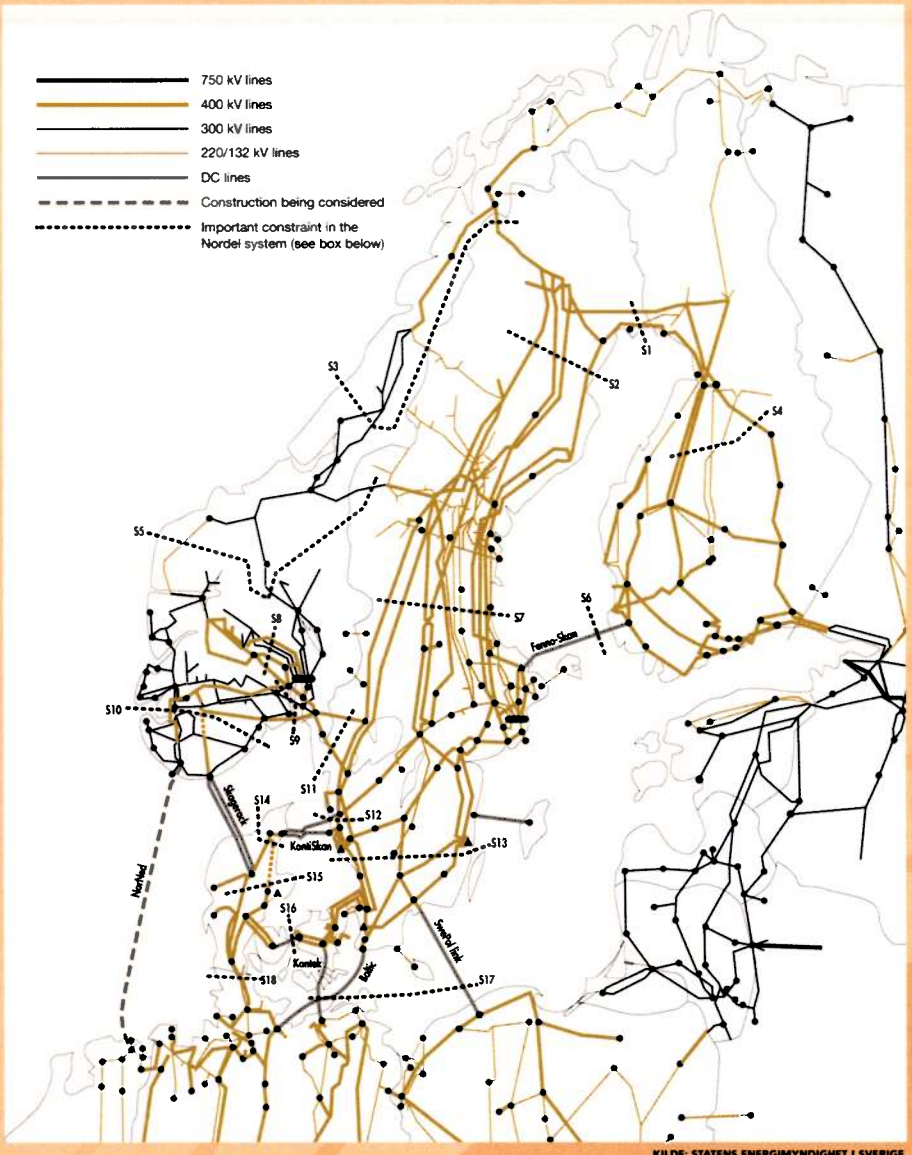
På kartet er inntegnet eksisterende og planlagte rørledninger for gass og olje/kondensat i Nordsjøen og Norskehavet. Lenger nord og ikke med på kartet kommer det planlagte gassrøret fra Snøhvit-feltet i Barentshavet, som skal ilandføre gassen til Melkøya ved Hammerfest. Herfra skal ikke gassen føres videre i rør, det skal i stedet bygges et anlegg for produksjon av LNG for videre transport med skip. Etter planene skal Snøhvit-feltet starte produksjonen i 2006.

KILDE: OLJEDIREKTORATET

Marked

Elektrisitet er en vare som omsettes i et marked. Det er tilbud og etterspørsel som bestemmer prisen på elektrisitet. Det er aktørene selv som avgjør når det skal bygges ny produksjonskapasitet, så fremt det foreligger en tillatelse til bygging (konsesjon) fra myndighetene. Forbrukerne bestemmer selv hvem de ønsker å kjøpe elektrisitet fra. Det er lagt til rette for at det skal være enkelt å skifte kraftleverandør.
NVEs regulering skal legge til rette for at markedet fungerer så effektivt som mulig ved å sikre alle aktører best mulig adgang til markedet.

Kraftnettet i Nord-Europa



KILDE: STATENS ENERGIMYNDIGHET I SVERIGE

Kraftmarkedet

Energiloven av 1990 ga grunnlaget for en markedsbasert omsetning av elektrisk energi i Norge. Et av målene var å jevne ut elektrisitetskostnaden mellom ulike områder, samt å redusere diskriminering mellom ulike kunder. Det var også et mål at produksjon og fordeling av elektrisitet skulle drives mer effektivt, og at prisen skulle gi signaler om hvilke nye kraftutbygginger som ville være lønnsomme.

Markedsløsningen gir mulighet for at forbrukeren selv kan velge leverandør av kraft. Før energiloven kom, måtte alle kjøpe elektrisk energi fra det lokale energiverket. Det lokale nettselskapet skal imidlertid overføre kraften, uansett hvilken kraftleverandør forbrukeren velger.

Nordisk kraftmarked

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked. Dette innebærer at produsenter og forbrukere (i engrosmarkedet) fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med produsenter og forbrukere i de øvrige nordiske landene.

Nord Pool er en felles nordisk kraftbørs, og aktører fra både Norge, Sverige, Finland og Danmark melder inn sine tilbud. På grunn av kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet mellom landene er ikke alltid hele det tilbudte volum tilgjengelig for norske forbrukere.

En viktig forutsetning for et fritt kraftmarked er at overføringsnettet stilles til disposisjon for alle brukere på ikke-diskriminerende vilkår. Kraften flyter fritt i det sammenhengende overføringsnettet i Norge, derfor må det finnes et system for å måle og avregne all elektrisitet som produsentene leverer inn på nettet, og alt som forbrukes av den enkelte kunde. Disse forholdene reguleres gjennom energiloven med tilhørende forskrifter.

Nord Pool: Nord Pool ASA eies av de systemansvarlige nettselskapene i Norge og Sverige, Statnett 50 prosent og Affärsverket Svenska Kraftnät 50 prosent.

Den fysiske kraftomsetningen er skilt ut i datterselskapet Nord Pool Spot AS som eies av de systemansvarlige nettselskapene i Danmark, Finland, Norge og Sverige. Hovedkontoret ligger i Oslo, og Nord Pool ASA og Nord Pool Spot er underlagt norske lover og regler.

Ut fra markedsaktørenes kjøps- og salgsmeldinger fastsetter Nord Pool Spot *elspotprisen* for hver time i det fysiske kraftmarkedet.

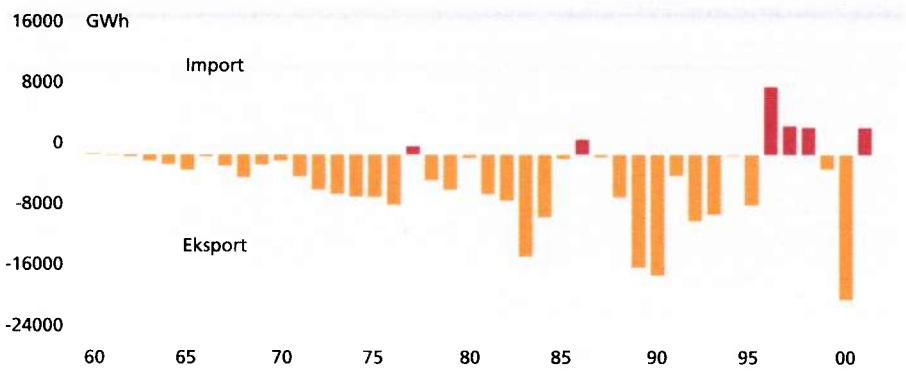
I tillegg opererer Nord Pool ASA et finansielt *derivatmarked*, der markedsaktørene kan prissikre sine fysiske posisjoner i elspotmarkedet.

Les mer på www.nordpool.no

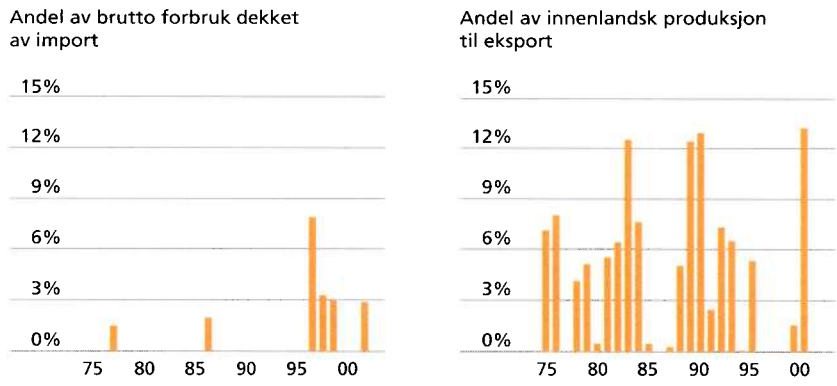
Kraftutveksling

Norge er en del av et felles nordisk marked, og utveksler kraft med Sverige, Danmark, Finland og Russland. I det nordiske markedet er det ingen prinsipiell forskjell på om kraft utveksles mellom regioner/ områder innen et land, eller utveksles som import og eksport mellom landene. Produsentene melder inn i et felles marked hvor mye de ønsker å produsere til ulike prisnivå, og forbrukere melder hvor mye de ønsker å konsumere til slike priser. Produksjonen lokaliseres til de produsenter som har de laveste prisene, uansett hvilken region eller hvilket land denne produksjonen er plassert i. Dersom det er flaskehalser i nettet, må plassering av produksjon og forbruk endres slik at nettet ikke overbelastes.

Som *Figur 1* viser, var det frem til 1995 nesten utelukkende norsk nettoeksport av elektrisitet. Blant annet som en følge av liberaliseringen av det nordiske markedet, har kraftutvekslingen i de siste fem år i større grad variert mellom import og eksport.



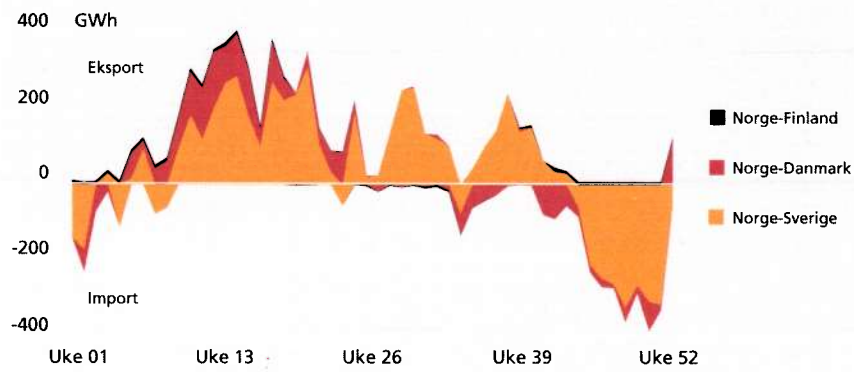
FIGUR 1 NETTO IMPORT OG EKSPORT AV ELEKTRISITET. KILDE: NVE



FIGUR 2 IMPORTENS OG EKSPORTENS ANDEL AV HHV FORBRUK OG PRODUKSJON. KILDE: NVE

Kraftutveksling med Sverige, Danmark og Finland

Som *Figur 3* viser, er det i første rekke Sverige vi utvekslet kraft med i 2001, men også mellom Norge og Danmark var det en betydelig kraftutveksling. På grunn av begrenset overføringskapasitet mellom Norge og Finland, er det relativt små kraftmengder som utveksles direkte mellom disse landene.



FIGUR 3 KRAFTUTVEKSLING MED SVERIGE, DANMARK OG FINLAND PÅ UKESBASIS, 2001. KILDE: NVE

Sammensetning av elektrisitetsproduksjon i Norden

Norsk elektrisitetsproduksjon er totalt dominert av vannkraft, mens elektrisitetsproduksjonen i resten av Norden er mer sammensatt.

I Sverige er 40-45 prosent av elektrisitetsproduksjonen basert på kjernekraft, i tillegg er det en mindre andel på mellom 5-10 prosent med olje- og biobrenselbasert kraftproduksjon. Vannkraft utgjør rundt halvparten av svensk elektrisitetsproduksjon.

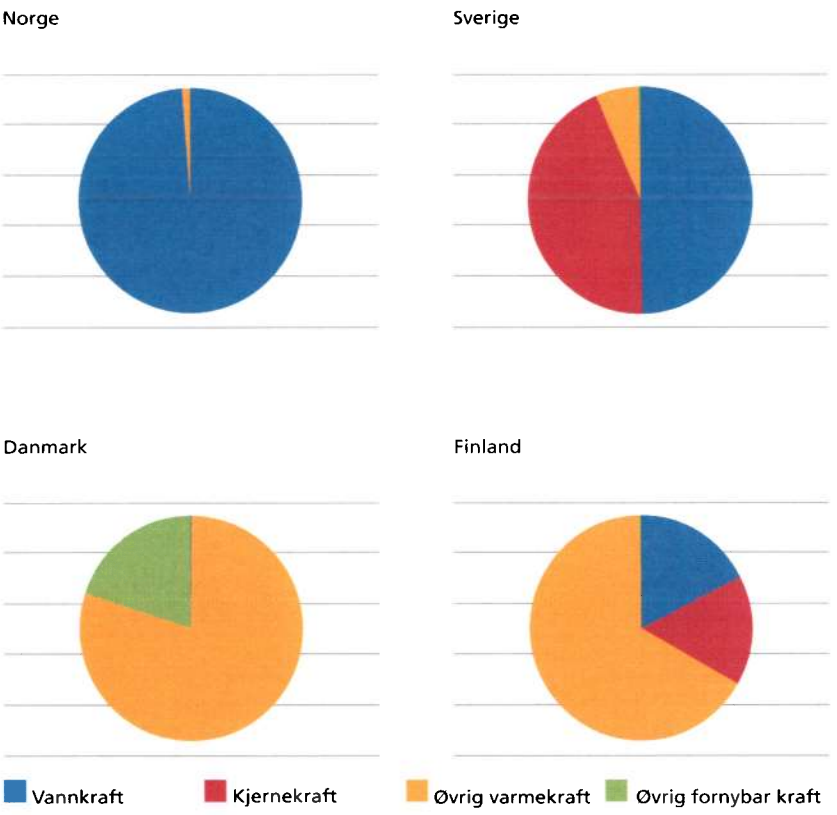
I Danmark er det et stort innslag av varmekraft i kraftproduksjonen. I varmekraftverkene benyttes for det meste kull, men også gass og biobrensel bidrar. Elektrisitetsproduksjon basert på fornybare energiressurser, i all hovedsak vindkraft, utgjør rundt 10 prosent av den samlede elektrisitetsproduksjonen.

I Finland produseres omtrent halvparten av elektrisiteten i kull- og oljebaserte kraftverk. Kjernekraft utgjør rundt en tredel av den samlede produksjonen. I tillegg er det noe vannkraft.

Det norske vannkraftsystemet er kjennetegnet ved at det er lave kostnader knyttet til å endre produksjonsmengden i takt med endrede forbruksendringer. Dette er en fordel sammenlignet med et system som baserer seg på varmekraft.

I et vannkraftbasert system er det vann som utgjør "brenselet", og det må være vann i magasinene for å kunne produsere elektrisitet. Tilgang til vann varierer mye fra år til år, avhengig av blant annet av nedbørforhold. I varmekraftbasert system er det ikke et tilsvarende problem i og med at de er basert på kommersielle energivarer som olje, kull og gass.

En utveksling av kraft over landegrensene mellom land som har mye vannkraft og land som har mye varmekraft vil være formålstjenlig for begge parter. En kombinasjon av et vannkraftsystem og et termisk system vil på døgnbasis medføre et jevnere produksjonsnivå i det termiske systemet, fordi vannkraftprodusenter kan regulere opp produksjonen under forbrukstoppene. På denne måten reduseres behovet for opp- og nedregulering i det termiske systemet, og kostnadene ved produksjon blir samlet sett lavere.



FIGUR 4 **KRAFTPRODUKSJON I NORDEN.** KILDE: NVE

Effektdimensjonert system

Et effektdimensjonert system kjennetegnes ved at det er kapasiteten i kraftverkene som setter rammer for hvor mye kraft som kan produseres. Dette vil være tilfelle for land som i all hovedsak benytter seg av varmekraft.

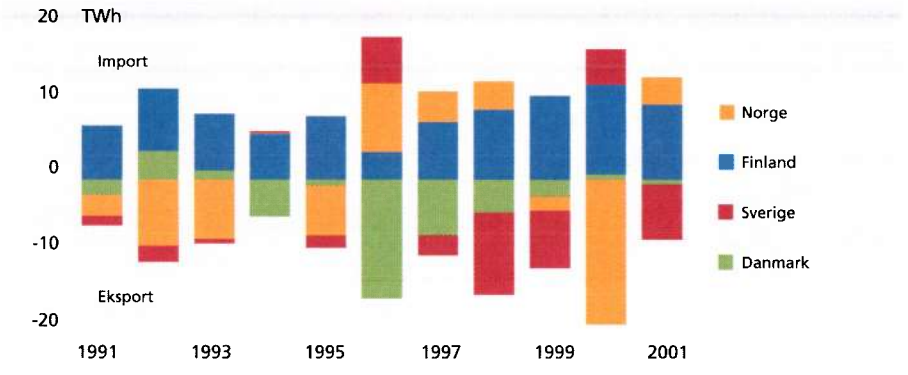
Energidimensjonert system

I et energidimensjonert system er det energimengden (vannmengden i magasinene) som er den begrensende faktoren for produksjon, noe som gjelder for produksjonen i Norge.

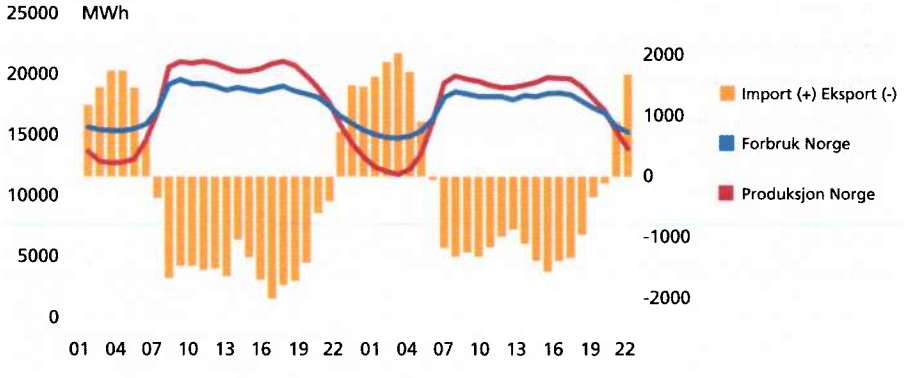
Figur 5 viser nettoutvekslingen av kraft for landene i det nordiske børsområdet i perioden fra 1991 til 2001. Finland har et produksjonsunderskudd og har vært nettimportør gjennom hele perioden. I Norge, Sverige og Danmark har det vekslet mellom eksport og import.

Utvekslingen med tilgrensende områder, dvs. Russland, Polen og Tyskland, har i samme periode ligget mellom 2,1 TWh eksport (1998) og 5,7 GWh import (1996). Finsk nettoimport av russisk elektrisitet har i den siste tiårsperioden ligget stabilt mellom 4,4 og 5,4 TWh, frem til 2001, da det var en finsk import fra Russland på ca. 7,9 TWh. Gjennom hele nevnte periode har det vært en nettoeksport fra Norden til Tyskland. Størst nettoeksport var det i 1998, med 7,1 TWh. I 2001 var det nær balanse. Utvekslingen mellom Sverige og Polen åpnet i midten av 2000. Denne kabelen har fram til vinteren 2002/2003 nesten utelukkende blitt benyttet til svensk eksport. I 2001 var det en nettoeksport på rundt 1,7 TWh fra Sverige til Polen.

Figur 6 viser timesvis norsk produksjon og forbruk, sammenholdt med eksport (-) / import (+) mellom Norge og Sverige, den 23 og 24. januar 2001.



FIGUR 5 **NETTO IMPORT/EKSPORT I NORDEN.** KILDE: NVE

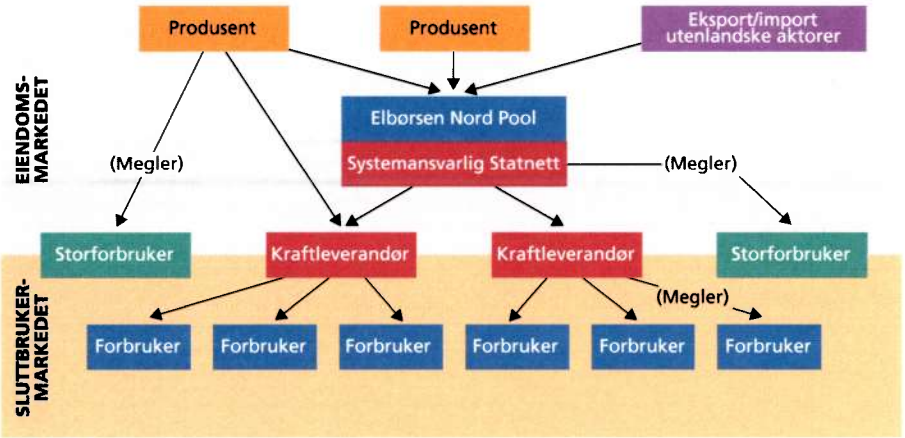


FIGUR 6 **NETTO IMPORT/EKSPORT I NORDEN.** KILDE: NVE

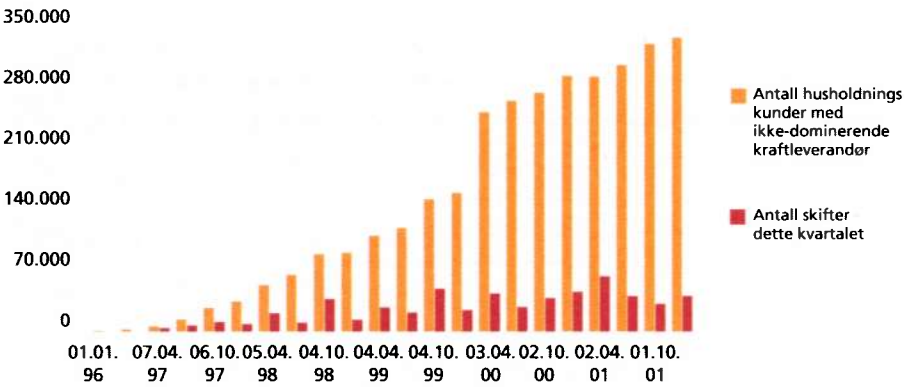
Engros- og sluttbrukermarked

I *engrosmarkedet* møtes kjøpere og selgere av store kraftvolum; produsenter, industri og omsetningsselskap som handler kraft for videresalg til kunder. Handelen skjer enten via avtaler direkte mellom partene (bilateral handel), via meglere eller på markedsplassen som organiseres av Nord Pool.

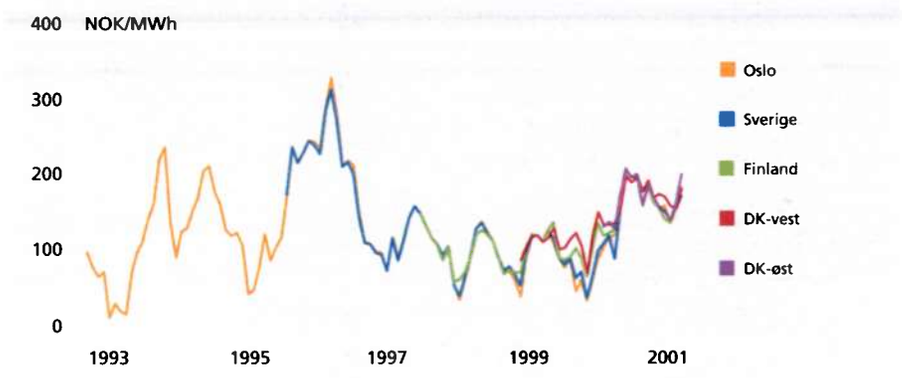
Sluttbrukermarkedet omfatter det siste leddet i kjeden, hvor den enkelte forbruker inngår avtale om kraftkjøp fra en fritt valgt leverandør. I sluttbrukermarkedet er det et stadig økende antall forbrukere som er seg bevisst sine muligheter til å velge ny leverandør for å få lavest mulig kraftpris. Som et ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarkedet fungerer tilfredsstillende, har NVE siden 1997 foretatt kvartalsvise undersøkelser vedrørende leverandørskifter og prisutvikling. Som *Figur 8* viser, har 339.000[3] husholdninger og hytter/fritidsboliger en annen kraftleverandør enn den dominerende i nettområdet. Dette utgjør omlag 15 prosent av kundene.



FIGUR 7 **KRAFTMARKEDET DELT I ET ENGROSMARKED OG ET SLUTTBRUKERMARKED.** KILDE: NVE



FIGUR 8 **HUSHOLDNINGER MED IKKE-DOMINERENDE KRAFTLEVERANDØR, OG ANTALL LEVERANDØRSKIFTER PR KVARTAL.** KILDE: NVE



FIGUR 9 UTVIKLING I ELSPOTPRISEN, 1993-2001. KILDE: NORD POOL

Aktører (produsenter, store forbrukere, kraftleverandører, tradere med flere) i det nordiske spotmarkedet legger inn sine bud for kjøp og salg av kraft på den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Ut fra tilbud og etterspørsel i det enkelte elspotområde fastsetter Nord Pool en elspotpris, slik at det er samsvar mellom tilbud og etterspørsel innenfor elspotområdet.

Før den endelige elspotprisen fastsettes for de enkelte områdene, tas det hensyn til utvekslingsmulighetene mellom områdene. Kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet mellom elspotområder vil utløse prisforskjeller. Elspotprisen i det enkelte elspotområde er altså et resultat av produksjon og forbruk i alle de nordiske landene, samt den kapasitet som til enhver tid er tilgjengelig i overføringsnettet mellom land og elspotområder.

Det er betydelige sesongvariasjoner for elspotprisen. Prisene i vinterperioden er stort sett høyere enn om sommeren. I det nordiske systemet, der en stor del av produksjonen baserer seg på vannkraft, spiller også klimatiske forhold inn. År med stort tilsig og god magasinbeholdning kan gi relativt lave priser. Dette illustreres i *Figur 9* der en tydelig ser forskjell på prisnivået i årene 2000 og 2001. I 2000 var det forholdsvis mye vann i magasinene og prisene var relativt lave, noe som ga seg utslag i lave elspotpriser i børsområdet generelt og i "vannkraftnasjonene" Norge og Sverige spesielt. Mindre tilsig og lavere magasinnivå bidro til en høyere pris i 2001 for hele børsområdet.

Elspotområde

Det nordiske kraftmarkedet er delt opp i forskjellige anmeldingsområder; NO1, NO2 (som oftest Sør- og Nord-Norge), Sverige, Finland, Vest-Danmark og Øst-Danmark.

Elspotprisen

Elspotprisen er den nordiske engrosmarkedsprisen som settes av den nordiske kraftbørsen Nord Pool ut fra kjøps- og salgsønsker i det nordiske kraftmarkedet. Det beregnes en systempris som forutsetter at det ikke er noen overføringsbegrensninger. I tillegg beregnes det en pris i hvert av de enkelte elspotområdene.

Det fastsettes pris for hver time i døgnet. Elspotprisen er referansepris for det finansielle derivatmarkedet.

Overføringsbegrensning

Overføringsbegrensninger (flaskehalser) oppstår når man ønsker å overføre mer elektrisk kraft over en forbindelse enn forbindelsen er dimensjonert for. Overføringsbegrensninger mellom de nordiske landene håndteres ved at man setter ulik pris på begge sider av begrensningen ut fra de ulike kjøps- og salgsønskene i markedene. Området som ønsker å eksportere har et produksjonsoverskudd/ lite forbruk av elektrisitet og får dermed en lavere pris enn området som ønsker å importere. Området som ønsker import har et produksjonsunderskudd/ høyt forbruk slik at der blir prisen høyere enn i overskuddsområdet.

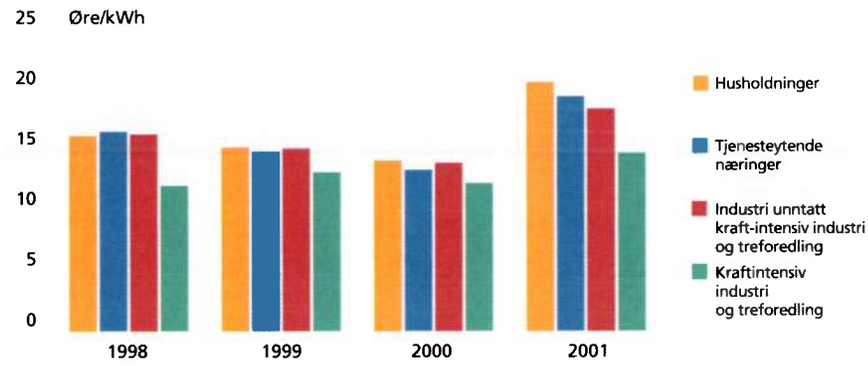
Prisutvikling sluttbruker

Som *Figur 10* viser, er det store variasjoner mellom sluttbrukergrupper som husholdninger og kraftintensiv industri.

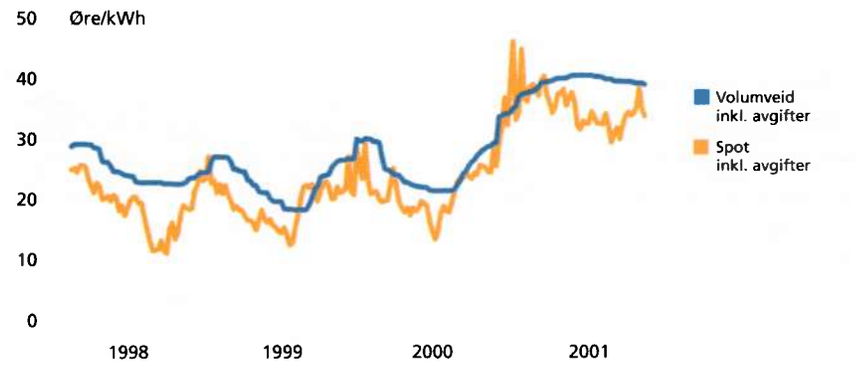
Figur 11 sammenligner volumveid pris til husholdninger med gjennomsnittlig ukespris i spotmarkedet (inkludert merverdiavgift og forbruksavgift for elektrisitet) fra januar 1998 til desember 2001.

Kraftleverandører som kjøper elektrisitet i spotmarkedet når spotprisen ligger under den volumveide prisen til husholdninger, vil i snitt oppnå en positiv margin ved å selge denne i husholdningsmarkedet. Tilsvarende vil kraftleverandører som kjøper kraft i spotmarkedet når spotprisen ligger over den volumveide prisen ha en negativ margin.

Av figuren ser vi at for første kvartal 2001 ligger spotprisen periodevis over og under den volumveide prisen til husholdninger. I resten av året ligger spotprisen under den volumveide prisen til husholdninger. Nedgangen i spotprisen i andre og tredje kvartal medførte ikke lavere pris til husholdningene. Oppgangen i spotprisen i begynnelsen av første kvartal førte heller ikke til tilsvarende prisøkning til husholdningene.



FIGUR 10 KRAFTPRISER FOR ULIKE GRUPPER I PERIODEN 1998-2001. KILDE: SSB



FIGUR 11 PRIS TIL HUSHOLDNINGER SAMMENLIGNET MED ELSPOTPRIS. KILDE: *

Volumveid pris: Gjeldende kraftpris veies med totalt volum kraft levert husholdninger i det aktuelle nettområdet.

Markedsmessig margin: Differansen mellom kraftpris til husholdning og spotprisen kan betegnes som den markedsmessige marginen leverandøren ville oppnådd ved å dekke seg opp 100 prosent i spotmarkedet på et gitt tidspunkt. Marginen skal dekke faste kostnader og andre driftskostnader.

Sammenlignes prisutviklingen over tid, kan det til tider se ut som om leverandørene ikke justerer prisen til husholdningene slik at disse reflekterer endringer i spotprisen til enhver tid. Dette skyldes flere forhold, blant annet at det er kostnader forbundet med å endre kraftpris. Kraftleverandørene endrer derfor prisen på bakgrunn av forventninger om videre utvikling i markedspris/-spotpris. I tillegg er det en innebygd treghet fordi prisendring må varsles to uker før prisendringen kan skje. Samtidig dekker kraftleverandørene kun om lag 30 prosent av kraftkostnaden i spotmarkedet. De resterende 70 prosent dekkes gjennom egenproduksjon og bilaterale avtaler. Kraftleverandørene kan derfor prissikre seg i forkant av utviklingen på spotmarkedet både gjennom bilaterale avtaler og ved å ta posisjoner i det organiserte markedet for finansiell kraftomsetning.

3 Kilder: NordPool/ Konkurransetilsynet
* Bearbeidet av NVE

Figur 12 viser hvordan prisene til husholdningskunder har utviklet seg fra 1970 til og med 2001. Figuren viser prisutvikling nominelt og justert for konsumprisindeksen, hvor basisåret er satt til 1995.

Siden liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 har forbrukerprisen på elektrisitet økt med omtrent 4 prosent. Denne økningen skyldes i stor grad avgiftsøkninger.

Forbrukerprisen (totalprisen) på elektrisitet er summen av følgende elementer:

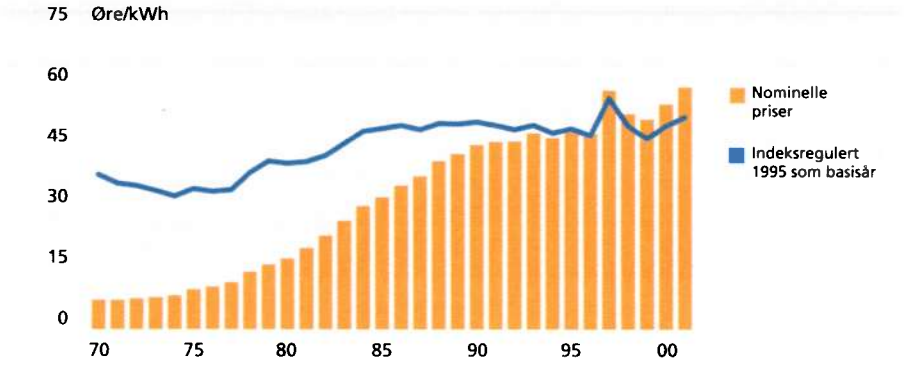
- Kraftpris, inkludert elavgift og merverdiavgift
- Nettleie, inkludert merverdiavgift

Figur 13 viser hvordan de ulike delene har variert fra år til år for husholdningskunder.

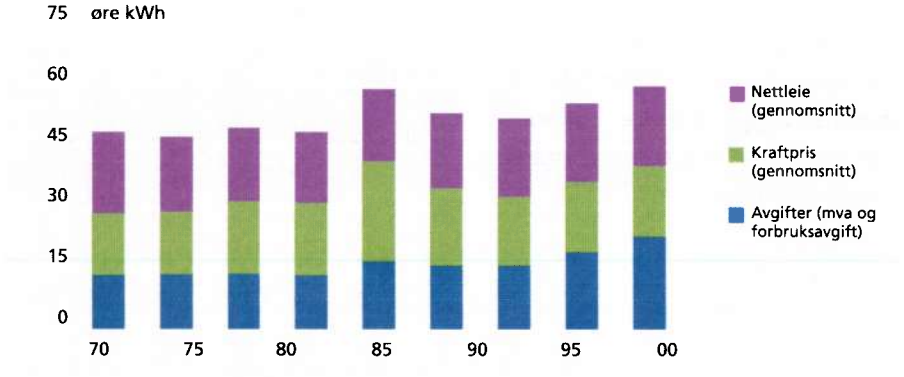
Kraftprisen dannes fritt i markedet, og forbrukere kan fritt velge kraftleverandør. Det eksisterer et stort antall leverandører som tilbyr flere ulike kontraktstyper og prisbetingelser.

Nettleie er betaling for å få overført elektrisiteten ut til den enkelte kunde. For gjennomsnittlig husholdning med et årlig forbruk på 20.000 kWh har nettleien økt fra 19,6 øre/kWh i 1991 til 20,0 øre/kWh i 2001. Denne delen av totalprisen har økt mindre enn den generelle prisveksten over perioden skulle tilsi. Her kan det imidlertid være stor variasjon mellom nettselskapene.

Avgiftene fastsettes i Stortinget i forbindelse med de årlige budsjettforhandlingene. Elektrisitetsavgiften er en forbruksavgift. I 1991 var satsen for husholdninger 4 øre/kWh.



FIGUR 12 PRISUTVIKLING, ELEKTRISITET TIL HUSHOLDNINGSKUNDER. KILDE: NVE



FIGUR 13 GJENNOMSNITTLIG KRAFTPRIS OG NETTLEIE, SAMT AVGIFTER (HUSHOLDNINGSKUNDER). KILDE: NVE

Avgiftssatsen ble økt kraftig fra 1999 til 2000, da var avgiften 8,56 øre/kWh. Fra 2000 til 2001 ble satsen økt til 11,3 øre/kWh, for å bli redusert til 9,3 øre/kWh i 2002. Regelverket er slik at det beregnes merverdiavgift også på elektrisitetsavgiften. Den delen av totalavgiften på elektrisitet som utgjøres av avgifter har også økt som følge av at momssatsene er økt fra 20 til 24 prosent i perioden 1991-2001. Merverdiavgift beregnes også på nettleie og kraftpris. Avgiftenes del av totalprisen har økt fra 25 prosent i 1991 til 36 prosent i 2001.

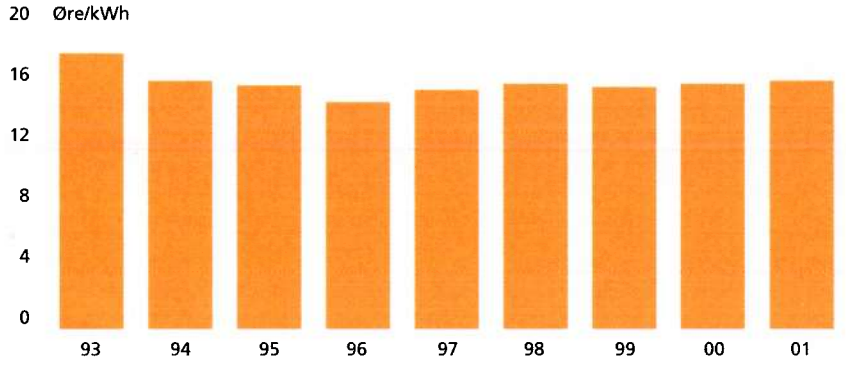
Fastpriskontrakt: Har en avtalt pris for en bestemt tidsperiode hvor man er bundet til den kraftleverandøren man har valgt.
Spotpriskontrakt: Har en pris som er lik spotprisen fra kraftbørsen NordPool samt et påslag som er kraftleverandørens avanse på salget.
Standard variabel kontrakt: Har en pris som kraftleverandøren kan forandre med to ukers varsel.

Nettleie

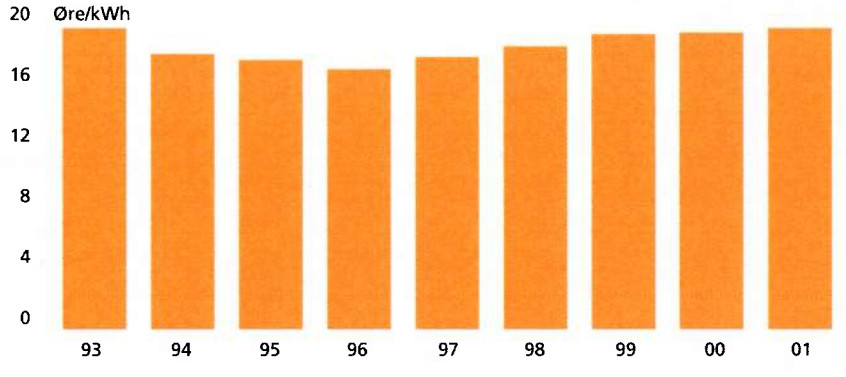
Nettleie (overføringstariff) er betaling for tilknytning til og bruk av de elektriske nettene som transporterer kraft fra produsenter fram til forbrukerne. Prisen skal fastsettes uavhengig av kraftkjøpsavtalene, dvs. at den enkelte nettkunde betaler nettleie kun til sitt lokale nettselskap.

De fleste nettselskap benytter et tariffsystem med flere tarifftrinn etter størrelsen på effektuttaket. Noen nettselskap har også tidsdifferensierte og/eller geografisk differensierte energiledd.

For at tariffene skal kunne sammenlignes er disse omregnet til en felles pris i øre/kWh. Omregningen er basert på standard kundetyper, der det er gjort forutsetninger mht. kundens uttak av energi og effekt.



FIGUR 14 NETTLEIE - LANDSGJENNOMSNITT - NÆRING, NIVÅ 5 (ØRE/KWH). KILDE: NVE
Tariffene er bergenet som veide gjennomsnitt med overført energivolum som vekter



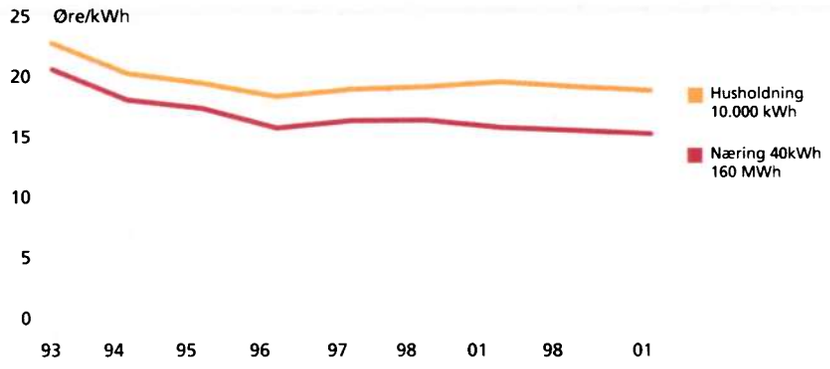
FIGUR 15 NETTLEIE - LANDSGJENNOMSNITT - HUSHOLDNING, NIVÅ 5 (ØRE/KWH). KILDE: NVE
Tariffene er bergenet som veide gjennomsnitt med overført energivolum som vekter

Fra 1993 til 2001 har det vært en nedgang i nettleie på ca. 10 prosent for middels store næringskunder. For husholdningskundene var nettleien den samme i 2001 som i 1993, men den har variert en del i den mellomliggende perioden. I denne sammenligningen er det ikke justert for økningen av konsumprisindeksen i perioden.

Dersom prisene justeres for økningen i konsumprisindeksen fra 1993 til 2001, blir prisnedgangen for middels store næringskunder på 25 prosent, og for husholdningskunder blir den 16 prosent.

Prisnedgangen fra 1993 til 1994 skyldtes fall i tillatt rente fra 11 prosent til 7 prosent på grunn av fall i markedsrenten, samt at avkastningen i 1993 i mange nett var for høy. Den meravkastningen som oppsto, måtte tilbakebetales påfølgende år.

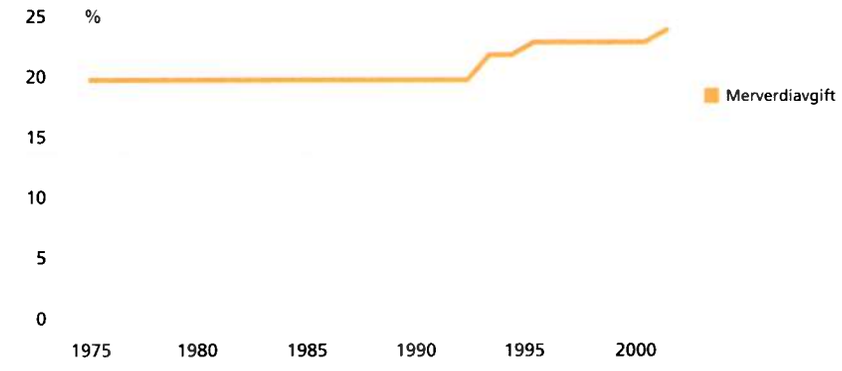
Økningen i realprisene etter 1996 skyldes at kapitalverdiene ble gjennomgått og justert i forbindelse med inntektsrammereguleringen, økning i risikopremie med 1 prosentpoeng og kompensasjon for økte kostnader til måling og avregning. I 1999 påløp en ekstra engangskostnad på grunn av år 2000-problematikken. Kapitalverdier er dessuten justert for mottatt statsstønad fra tidligere år.



FIGUR 16 **NETTLEIE JUSTERT I FORHOLD TIL KONSUMPRISINDEKSEN (ØRE/KWH)**
KILDE: NVE

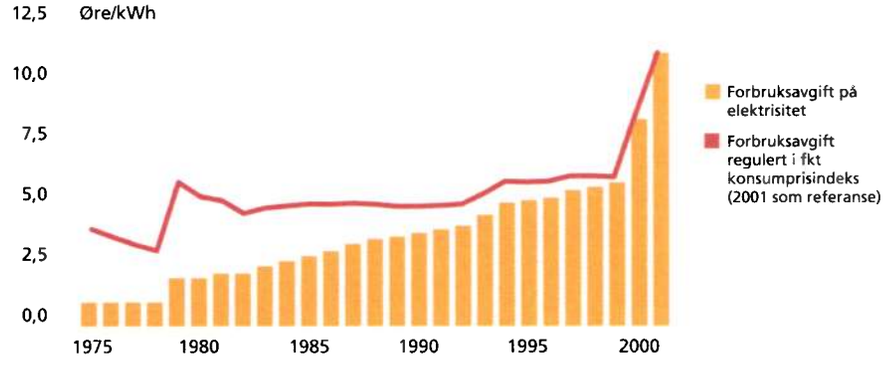
Avgifter[6]

Merverdiavgift (mva) er en generell avgift på omsetning av varer og tjenester. Merverdiavgift er en fiskal avgift, og er en av statens viktigste inntektskilder. Selv om merverdiavgift skal beregnes i alle omsetningsledd, er det i hovedsak en beskatning av forbruk, ved at det er det endelige forbruket av avgiftspliktige tjenester som belastes med avgift. Husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark er frittatt for betaling av merverdiavgift på elektrisitet.



FIGUR 17 **MERVERDIAVGIFT (PROSENT).** KILDE: SSB

Forbruksavgift på elektrisk kraft (forbruksavgift) blir pålagt kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller er importert. Industri, bergverk og veksthusnæringen har fritak for denne avgiften. Det samme har samtlige brukere i Finnmark og en del kommuner i Nord-Troms. I 1999 var omtrent 45 prosent av det totale nettoforbruket av elektrisk kraft fritatt forbruksavgift.



FIGUR 18 **FORBRUKSAVGIFT PÅ ELEKTRISITET.** KILDE: SSB

6 Kilde: Statsbudsjettet 2003

Avgifter på petroleumsprodukter

Det er tre ulike typer avgifter som legges på ulike mineraloljeprodukter:

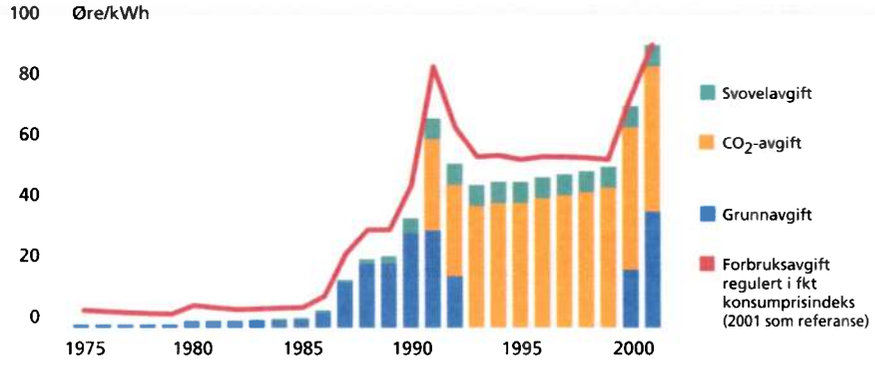
Grunnavgift: Det ble innført en grunnavgift på fyringsolje fra 1. januar 2000. Hensikten med avgiften var å forhindre at økning av forbruksavgift på elektrisitet i 2000 og 2001 skulle bidra til en miljømessig uheldig overgang fra bruk av elektrisitet til bruk av fyringsolje til oppvarming. Grunnavgiften ble satt til samme nivå som økning i forbruksavgift på elektrisitet (se *Figur 20*).

CO_2-avgift: CO_2-avgift ilegges bruk av mineralolje, bensin, kull og koks og utslipp fra petroleumssektoren. Det er flere ulike avgiftssatser, avhengig av mineralsk produkt.

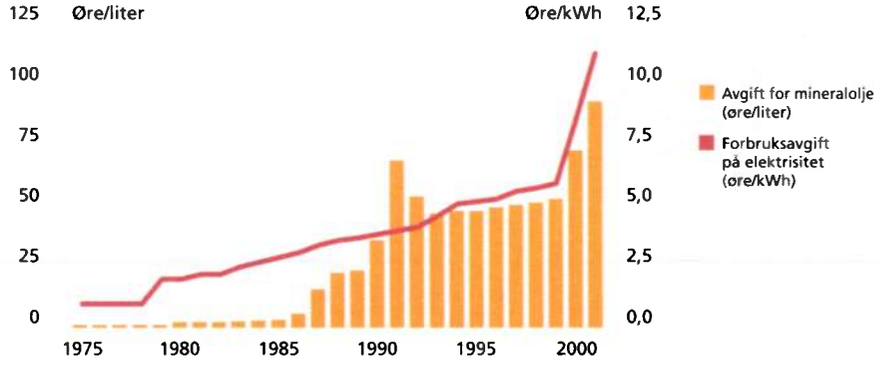
CO_2-avgift på *mineralolje* regnes per liter og er lik for alle produkter. Det er omfattende fritaksordninger for denne avgiften, blant annet for skip i utenriks sjøfart, og fartøyer som driver fiske og fangst. Sildemel-, fiskemel- og treforedlingsindustri betaler halv CO_2-avgift.

CO_2-avgift for *kull og koks* regnes per kilo, og er lik for alle produkter. Avgiften omfatter ikke kull og koks som benyttes som reduksjonsmiddel eller råvare i industrielle prosesser. Det er dessuten fritak for kull og koks anvendt til energiformål i produksjon av sement og leca.

Det er en egen CO_2-avgift på *bensin*.



FIGUR 19 **AVGIFTER PÅ MINERALOLJE.** KILDE: SSB



FIGUR 20 **AVGIFTER PÅ PETROLEUMSPRODUKTER, SAMT FORBRUKSAVGIFT PÅ ELEKTRISITET (BEGGE EKS. MVA).** KILDE: SSB

Svovelavgift: Dagens virkemidler mot svovelutslipp omfatter blant annet avgifter på olje, og krav til maksimalt svovelinnhold i mineraloljer. Olje med mindre enn 0,05 prosent vektdeler svovel blir ikke ilagt avgift. De fleste mineraloljeprodukter hadde tidligere et svovelinnhold mellom 0,05 prosent og 0,25 prosent, og ble avgiftsbelagt. For en stor del av omsetningen er svovelinnholdet i disse produkttypene redusert til under 0,05 prosent og ilegges dermed ikke avgift. For tunge fyringsoljer med høyere svovelinnhold har svovelavgiften større betydning. Hele eller deler av avgiften kan imidlertid refunderes ved dokumentert rensing.

Energi og miljø

Klimagassutslipp

Stasjonær forbrenning
34 prosent

Stasjonær forbrenning omfatter utslipp fra all forbrenning av energivarer i ulike typer stasjonære utslippskilder. Det er i hovedsak direktefyrte ovner der energivarer blir forbrent for å skaffe varme til en industriprosess, fyrkjeler der energivarene blir brukt til å varme opp vann til damp, småovner der olje eller ved forbrennes til oppvarming av bolig, eller fakling der en energivare forbrennes uten at energien utnyttes.

Prosessutslipp
37 prosent

Prosesskilder omfatter alle utslipp som ikke er knyttet til forbrenning. Det er industriprosesser, fordampning eller biologiske prosesser, utslipp fra husdyr, fordampning ved bensindistribusjon, gjæringsprosesser i næringsmiddelindustrien, utslipp fra gjødsel, veislitasje og avfallsdeponier og fordampning ved bruk av løsemidler.

Mobile kilder
29 prosent

Mobil forbrenning omfatter utslipp fra all forbrenning av energivarer knyttet til transportmidler og mobile motorredskap. Dette gjelder forbrenning av bensin, diesel og andre drivstoff til veitrafikk, jernbane, skip, fly, snøscootere og motorredskap som traktorer, gressklippere og motorsager. For luftfart er det bare luftfart under 1000 meter som er inkludert i beregningene.

Utslipp av klimagasser

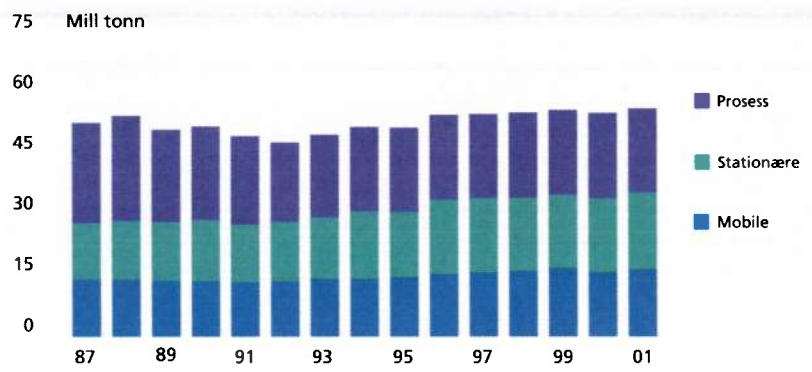
All omforming og bruk av energi medfører påvirkning av omgivelsene. Dette kan blant annet være ulike former for utslipp til luft, vann eller grunn. Det kan væreklimapåvirkning, båndlegging av areal, påvirkning av biologisk mangfold, estetisk påvirkning og støy. Her har vi valgt å fokusere på klimagassutslipp.

Norge har undertegnet Kyotoavtalen, der vi forplikter oss til at utslippene av klimagasser i gjennomsnitt over femårsperioden 2008-2012 ikke skal overstige 1990-nivået med mer enn 1 prosent. Norges samlede utslipp av klimagasser har imidlertid økt med 8 prosent i perioden 1990-2001. Fra 2000-2001 var økningen 2 prosent, og det var CO_2-utslipp som utgjorde mesteparten av økningen.

Blant klimagassene regner vi karbondioksid, metan og lystgass, hydrofluorkarboner, perfluorkarboner og svovelheksafluorid som viktige. Karbondioksid fra forbrenning av oljeprodukter, gass og kull står for en betydelig del av de samlede norske utslippene av drivhusgasser. Transport, industri og petroleumsvirksomhet er de viktigste kildene til disse utslippene. Når det gjelder utslipp av andre typer drivhusgasser, er prosessindustri, landbruk og avfallsfyllinger de viktigste kildene.

CO_2-utslippene økte første halvdel av 1990-tallet, men har siden stabilisert seg på et nivå rundt 40 millioner tonn per år. Fram mot 2010 forventes en stor økning i utslippene fra petroleumssektoren samt generell økning i utslippene fra fyring og transport på grunn av økonomisk vekst.

Regnet per innbygger ligger de norske CO^2-utslippene på samme nivå som gjennomsnittet for landene i Vest-Europa. De norske utslippene per innbygger er under halvparten av utslippene i USA, men betydelig høyere enn gjennomsnittet for utviklingslandene.



FIGUR 1 **KLIMAGASSUTSLIPP I MILL. TONN CO2-EKVIVALENTER 1987-2001 ETTER HOVEDKILDE.** KILDE: SSB

Klimagassene

Karbondioksid (CO_2) – 75 prosent

Metan (CH_4) – 12 prosent

Lystgass (N_2O) – 9 prosent

Fluorforbindelser – til sammen ca. 4 prosent

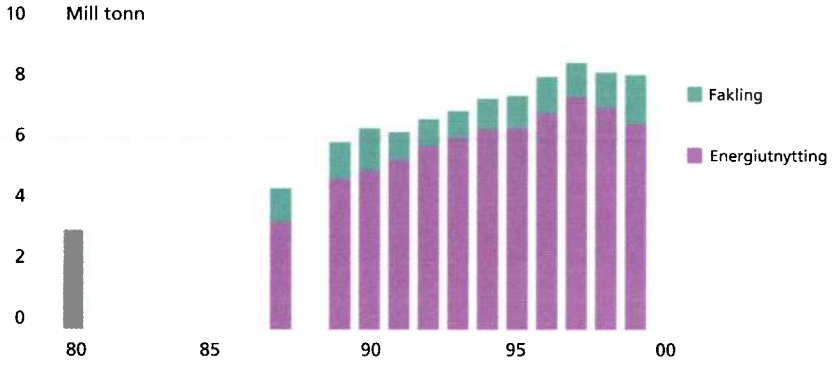
- Perfluorkarboner (CF_4 og - C_2F_6)
- Svovelheksafluorid (SF_6)
- Hydrofluorkarboner (HFK)

Stasjonær forbrenning

Stasjonær forbrenning omfatter utslipp fra all forbrenning av energivarer i ulike typer stasjonære utslippskilder. I den stasjonære forbrenningen inngår forbrenning på fastlandet og Svalbard, samt på de faste installasjonene på sokkelen.

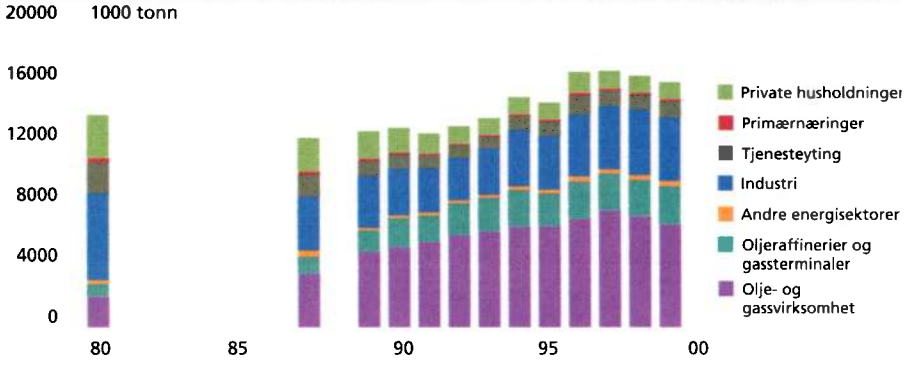
Karbondioksid, metan og lystgass utgjør hoveddelen av klimagassutslipp ved stasjonær forbrenning, og karbondioksid dominerer klart.

Energisektoren, i første rekke olje- og gassvirksomheten, står for en stor del av de samlede klimagassutslippene. En vesentlig del av utslippene skjer offshore, men det er også knyttet store utslipp til olje- og gassterminaler og raffineringsanlegg på land.

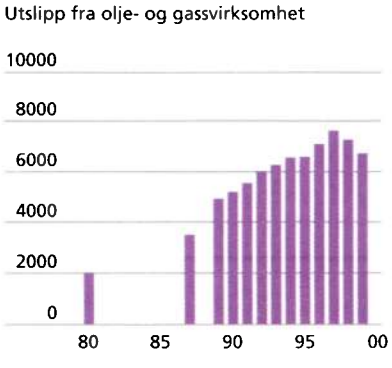


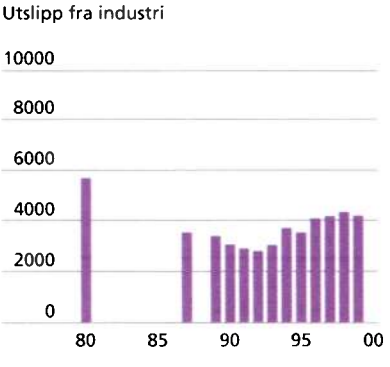
FIGUR 2 **KLIMAGASSUTSLIPP FRA OLJE- OG GASSVIRKSOMHET (SOKKELEN) OMREGNET I MILL. TONN CO2-EKVIVALENTER.** KILDE: SSB

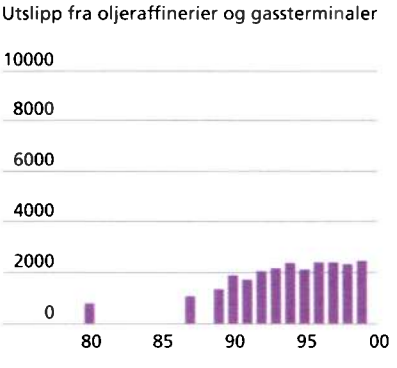
Utslipp fra olje- og gassvirksomhet består hovedsakelig av klimagassene karbondioksid og metan, samt nitrogenoksider (NOx) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Karbondioksidutslippene fra sokkelen utgjør i overkant av en fjerdedel av det totale nasjonale karbondioksidutslippet. Disse utslippene skyldes først og fremst produksjonen av elektrisitet fra små gasskraftverk på plattformene. Elektrisiteten benyttes i driften av plattformene. I tillegg brennes betydelige mengder overskuddsgass (fakling), noe som også bidrar til CO_2-utslipp.

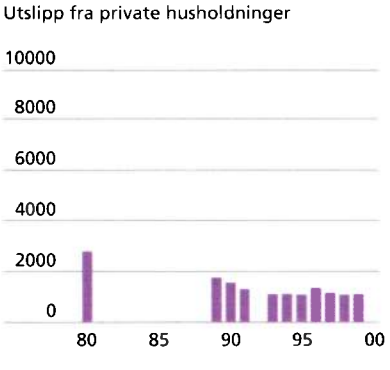


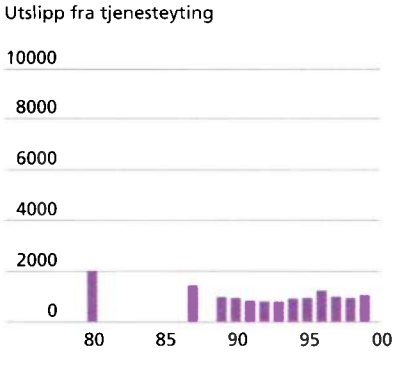
FIGUR 3 UTSLIPP AV 1000 TONN CO_2-EKVIVALENTER. KILDE: SSB











Utslippene av klimagasser per produsert enhet på norsk sokkel er lave i forhold til sammenlignbare aktiviteter i andre land.

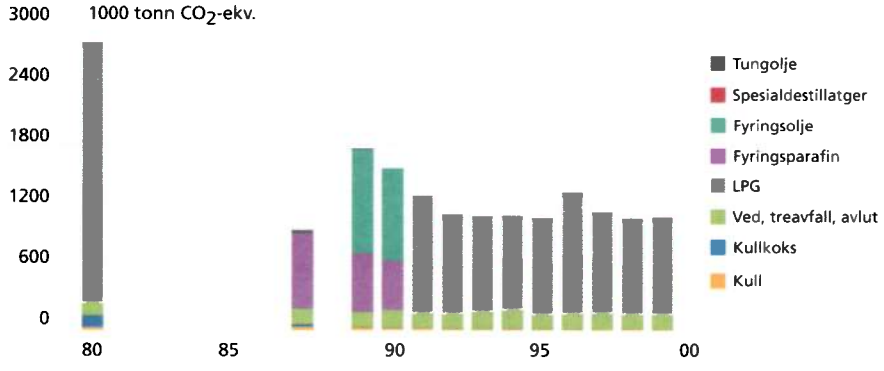
I landbasert stasjonær virksomhet er det betydelige utslipp av klimagasser både fra kraftintensiv industri og annen industri. Noe fakling av gass forekommer, men skyldes først og fremst utslippene fra forbrenning av energivarer til energiformål.
I all hovedsak skyldes utslippene forbrenning av fossile brensler som olje, gass, kull og koks.

Utslipp av klimagasser i tjenesteytende sektor og primærnæringer skyldes bruk av fossile brensler, og da i første rekke fyringsolje og parafin.

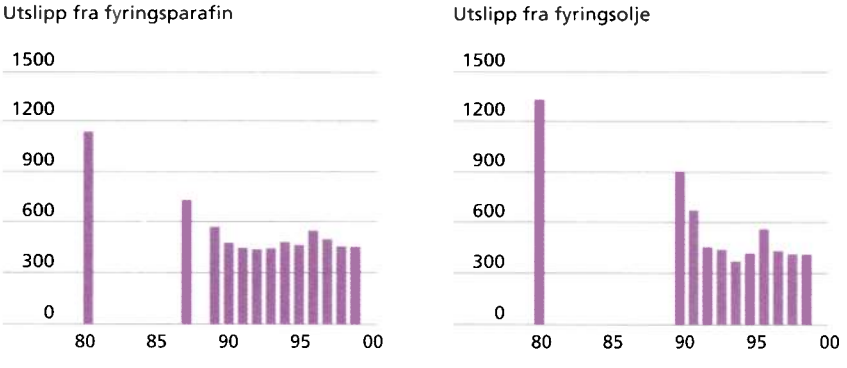
1 Kilde: Fakta 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet

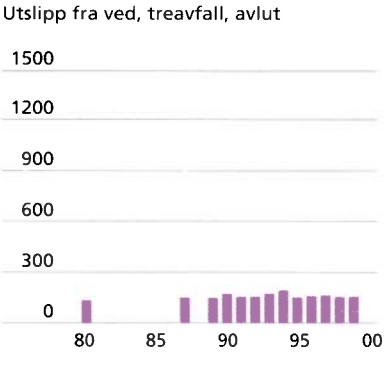
Husholdninger

Husholdningenes utslipp av CO_2 er betydelig redusert siden 1980. Det skyldes først og fremst overgang fra bruk av fyringsolje og parafin til bruk av elektrisitet til oppvarming. Betydningen av dette ble tydelig vinteren 1996/1997. På grunn av lite tilsig til det nordiske vannkraftsystemet, steg prisene på elektrisitet, og mange forbrukere valgte å gå over fra bruk av elektrisitet til bruk av fyringsolje, parafin og ved. Dette førte til en betydelig økning i utslipp av klimagasser i husholdningssektoren. Den etterfølgende vinteren var situasjonen omtrent som den var før tørråret, og klimagassutslippene har vært relativt stabile.



FIGUR 4 UTSLIPP AV KLIMAGASSER FRA HUSHOLDNINGER ANGITT I 1000 TONN CO_2-EKVIVALENTER





Spesialemner

I en beskrivelse av Norges energistatus kan det være hensiktsmessig med noe mer fordypning på enkelte områder. Vi har her valgt ut tre aktuelle tema.

Økt forbruk av elektrisitet har gitt utfordringer både for energi- og effektoppdekningen. I løpet av de siste årene er Norges kraftbalanse betydelig svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen av elektrisitetsforbruket. Hvis denne utviklingen fortsetter, kan forsyningssituasjonen i Norge bli vanskelig, spesielt i et tørrår. NVE har derfor utført en fremskrivning av kraftbalansen fram mot år 2015 for å bringe på det rene om særskilte tiltak er nødvendig for å kunne møte fremtidige utfordringer.

Som en følge av økt etterspørsel etter elektrisitet de siste årene, har forskjellen mellom maksimal belastning og tilgjengelig vinter-effekt blitt betydelig redusert de siste årene. Mye tyder på at fornuftige løsninger på en kortsiktig effektknapphet først og fremst ligger i å utvikle større fleksibilitet i sluttbrukermarkedet.

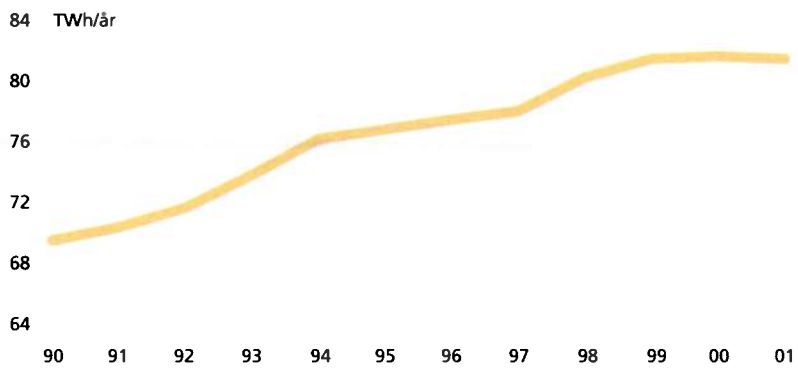
NVE fastsetter årlig en inntektsramme for hvert nettselskap. Før 1990 var tariffene bestemt av det enkelte nettselskap. Da den nye energiloven kom i 1990, startet NVE med regulering som ga selskapene mulighet til å sette tariffer som ga full kostnadsdekning og en fast avkastning. Dagens inntektsrammeregulering ble innført i 1997, og er en regulering som skal gi selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt til lavest mulig kostnad for samfunnet.

Kraftbalansen i Norge mot 2015[1]

I løpet av de siste årene er Norges kraftbalanse betydelig svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen av elforbruket. Hvis denne utviklingen fortsetter, kan forsyningssituasjonen i Norge bli vanskelig, spesielt i et tørrår. En eventuell elektrifisering av sokkelen vil forverre situasjonen ytterligere. NVE har derfor utført en framskriving av kraftbalansen fram mot år 2015 for å bringe på det rene om særskilte tiltak er nødvendig for å kunne møte fremtidige utfordringer.

En framskriving av kraftbalansen er forbundet med stor usikkerhet, både når det gjelder forbruksutviklingen og tilgangen på ny kraft. Følgende forutsetninger er gjort:

- Det fattes ikke nye politiske vedtak som får betydning for kraftbalansen.
- De rammebetingelser og støtteordninger som er etablert, forutsettes videreført.
- Regjeringens energipolitiske måltall oppfylles.
- Dagens prisbilde og forholdet mellom pris på olje og el er uforandret.



FIGUR 1 **FORBRUK AV ELEKTRISITET I ALMINNELIG FORSYNING (TEMPERATURKORRIGERT).** KILDE: NVE

Etterspørsel etter elektrisitet

I perioden 1991-2001 var det en gjennomsnittlig vekst i forbruket av elektrisitet til *alminnelig forsyning* på ca. 1,5 prosent per år[2]. Mot slutten av perioden har veksten avtatt, og fra 1996-2001 økte forbruket med omlag 1 prosent per år. De siste to årene har forbruket vært tilnærmet uendret (se *Figur 1*).

Med fortsatt økonomisk vekst, er det vanskelig å se for seg at forbruket av elektrisitet vil flate helt ut, men den observerte trenden gir grunn til å tro at veksten vil være lavere de kommende 10 årene enn den var de foregående 10 år. På dette grunnlaget har en skjønnsmessig antatt en årlig vekst på 1,2 prosent for elektrisitet til alminnelig forsyning de kommende årene. Det er en lavere vekst enn observert de siste ti år, men noe høyere enn det en har sett de siste 2-3 årene.

For *kraftintensiv industri* er det forutsatt en uendret etterspørsel i perioden frem til 2010, bortsett fra en vedtatt utvidelse på Sunndalsøra på 2,2 TWh fra 2004. Det er antatt at elkjelmarkedet utgjør ca. 10 TWh (kombinert med 5 TWh lettoljekjeler og 5 TWh tungoljekjeler), og at det i gjennomsnitt er et årsforbruk på 5 TWh elektrisitet i disse.

Resulterende etterspørsel etter energi (både elektrisitet og andre energibærere) er vist i *Figur 2*.

I tørrår viser det seg at importmulighetene ikke er nok til å dekke differansen mellom normalt forbruk og produksjon. I 2010 kan underskuddet i forhold til et normalt forbruk bli i størrelsesorden 18 TWh selv med elkjelmarkedet faset ut.

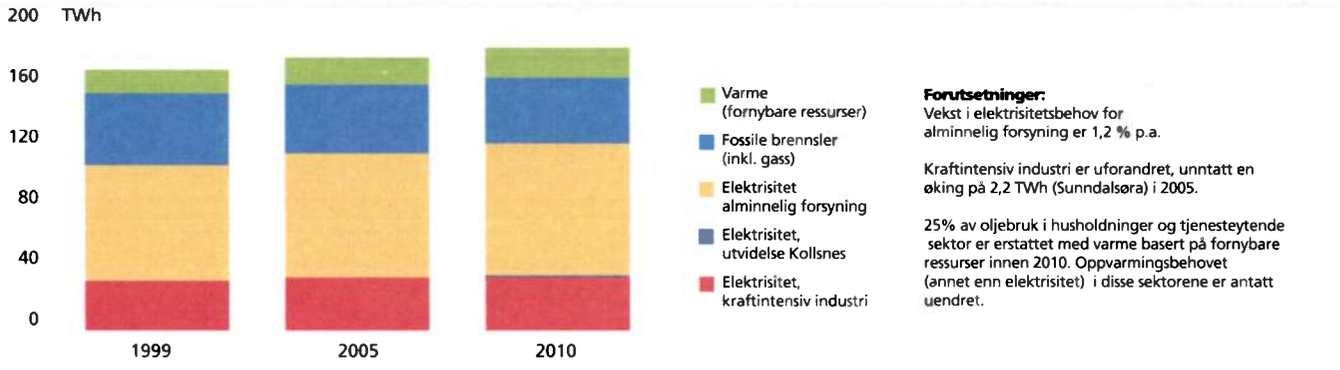
I et våtår kan situasjonen bli omvendt. Forskjellen mellom tørrår og våtår kan bli hele 60 TWh produsert elektrisitet. I 2010 kan overskuddet (sammenliknet med et normalforbruk) i et våtår bli 20 TWh, som må eksporteres eller finne anvendelse i det norske markedet.

Det er like stor sannsynlighet for at vi i perioden fram til 2010 får et ekstremt tørt som et ekstremt vått år.

Tilgang på ny kraftproduksjon

Kraftbidraget fra vannkraftsystemet er 118 TWh i et normalår, men kan i tørrår komme ned i 89 TWh. I et våtår vil produksjonen kunne komme opp i 150 TWh. Forskjellen

1 Utdrag fra rapporten "Kraftbalansen i Norge mot 2015", NVE-rapport 4/2002
2 Iflge NVEs statistikk



FIGUR 2 ANTATT ETTERSPØRSELSUTVIKLING, ALLE ENERGIBÆRERE OG ALLE SEKTORER. KILDE: NVE

mellom produksjonen i tørrår og våtår kan dermed bli 60 TWh.

Med utgangspunkt i konsesjon som er gitt og prosjekter som konsesjonsbehandles vil produksjonsevnen øke med 1 TWh i 2005 og 2 TWh i 2010. Det er ventet at nye vannkraftprosjekter vil bli realisert også etter 2010. Moderniseringen av en del eldre kraftverk vil bli gjennomført, slik at kapasitetsøkningen i 2015 vil bli 4 TWh. De nye vannkraftverkene bidrar generelt med lite ny magasinkapasitet. Spesielt gjelder dette for små og mellomstore kraftverk som stort sett har lav eller ingen reguleringsmulighet. Kraftproduksjonen fra denne type vannkraftverk er svært ømfintlig for tørrår. Det er derfor forutsatt at bare 50 prosent av normalproduksjonen fra "ny vannkraft" er tilgjengelig i et tørrår.

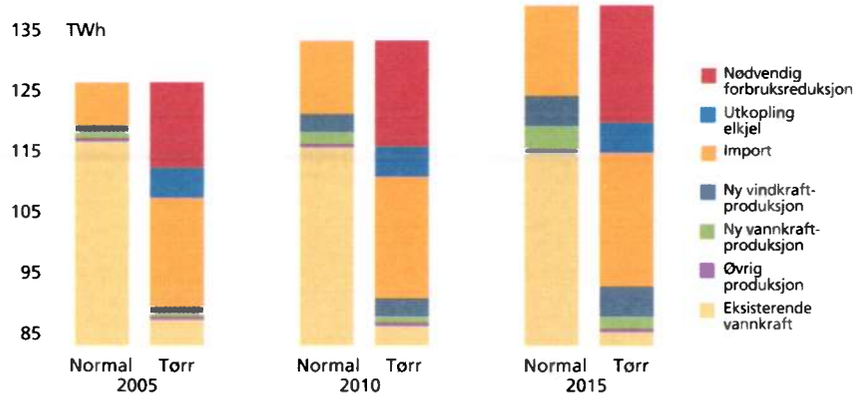
Kraftindustriens eget arbeid med miljøsertifisering av vannkraftverk kan også medføre at det utbygde vannkraftsystemet, som i dag er på 118 TWh, blir påført restriksjoner som reduserer produksjonsevnen. Med utgangspunkt i dagens miljøfokusering på vannkraft er det lagt til grunn at produksjonsevnen på grunn av restriksjoner reduseres med 1 TWh i 2010 og ytterligere 1 TWh i 2015. Produksjonsevnen i et tørrår vil bli redusert tilsvarende.

Tilgangen av elektrisitet produsert i *vindkraftanlegg* tilsvarer Regjeringens målsetting på 3 TWh i 2010. Utover 2010 har en regnet med at dette utbyggingstempoet blir videreført slik at vindkraftbidraget i 2015 blir 5 TWh. Når det gjelder bidraget fra vindkraft i et tørrår, er det ikke tatt hensyn til at det ofte er en sammenheng mellom årlig vindenergitilgang og tilsig til vannkraftverkene.

I disse beregningene er det forutsatt at det ikke bygges nye *gasskraftanlegg.*

Samlet *importkapasitet* er 3 500 MW som representerer en teoretisk importmulighet på om lag 30 TWh. I praksis vil nettoimporten i et tørrår bli mindre enn den teoretisk mulige. Det har sammenheng med at det norske og svenske kraftmarkedet må ses på som ett marked og at ekstreme tørrårssituasjoner synes å opptre samtidig i Norge og Sverige. Sverige har et mindre prisfølsomt marked enn Norge, noe som forsterker tendensen til at kraften vil "lekke" over til Sverige. Ut fra de simuleringsberegninger som er gjort, vil maksimal import i et tørrår kunne bli ca 18 TWh i 2005 og ca 20 TWh i 2010. Resultatet forutsetter at den generelle kraftbalansen i Sverige opprettholdes som i dag.

Utviklingsforløpet i et normalår for forbruk og produksjon er summert opp i *Figur 3*. Det fremgår av figuren at vi går mot en stadig større importavhengighet fra utlandet. I 2010 må vi forvente å importere 12 TWh. Under normale omstendigheter vil dette ikke utløse spesielle driftsproblemer, men økende avhengighet av utlandet bidrar generelt til økt usikkerhet om vår egen kraftoppdekking. Mot år 2015 blir importsituasjonen mer anstrengt, etter hvert som en nærmer seg kapasitetsgrensen for import, selv i et normalår.



FIGUR 3 **KRAFTBALANSEN I ET TØRRÅR SAMMENLIGNET MED ET NORMALÅR.** KILDE: NVE

Vannkraftsystemets midlere produksjonsevne er anslått på grunnlag av en hydrologisk tilsigsserie på 30 år. I praksis vil den aktuelle produksjonen fra vannkraftsystemet variere mye fra år til år, og det året innenfor denne perioden hvor produksjonen blir minst, betegnes som et tørrår. Et tørrår kan opptre når som helst med en sannsynlighet på 1:30.

Kraftbalanser – tørrår

Figur 3 viser hvordan situasjonen vil bli dersom det oppstår et tørrår i perioden fram til 2015. Manglende produksjonsevne i vannkraftsystemet må erstattes av økt import eller andre tiltak.

Det viser seg da at importmulighetene ikke er nok til å dekke differansen mellom normalt forbruk og produksjon. Nødvendig forbruksreduksjon må derfor iverksettes, og skal i et markedsbasert kraftsystem skje gjennom økte priser. Elkjelforbruket (ca. 5 TWh) utgjør den mest fleksible delen av markedet, og vil ved høye el-priser koples ut og erstattes av oljekjeler.

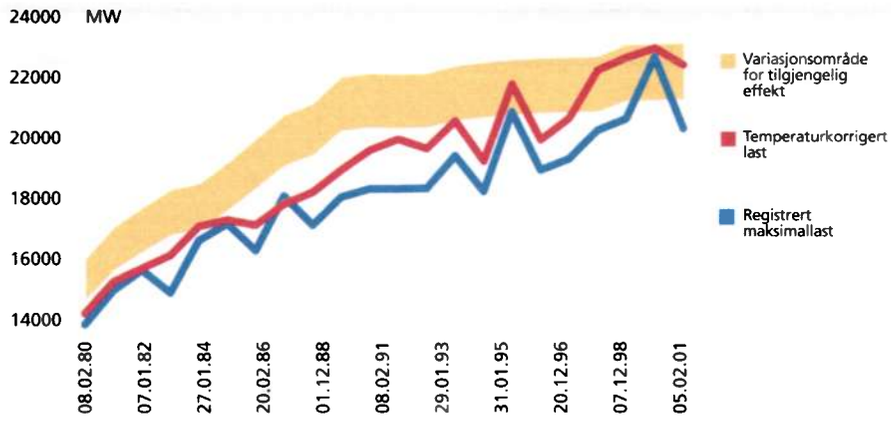
Med full import, samt utfasing av elkjelmarkedet, er det en udekket etterspørsel på 14 TWh i 2005, 18 TWh i 2010 og 19 TWh i 2015 (markert med rødt i Figur 3). Det blir følgelig nødvendig med en forbruksreduksjon i det innenlandske markedet for kraftintensiv industri og alminnelig forsyning.

Effektsituasjonen

Figur 4 viser utviklingen av maksimal belastning og tilgjengelig vintereffekt i produksjonssystemet for Norge fra 1980 til 2001. Fra en situasjon med betydelig større tilgjengelig vintereffekt enn maksimal belastning på 1980-tallet og begynnelsen av 1990-tallet, har forskjellen mellom disse blitt betydelig redusert de siste årene. Det henger sammen med at elforbruket har økt betydelig mer de siste 10 årene enn økningen i produksjonskapasitet.

Den maksimale belastningen i det norske kraftsystemet opptrer normalt i desember, januar eller februar og oppstår gjerne når det samtidig er kaldt over store deler av landet over noen dager. Den maksimale belastningen varierer en del fra år til år som vist i figuren, hovedsakelig som følge av varierende temperaturforhold, samt priser på kraft i forhold til andre energibærere som olje og ved.

Figur 4 viser både registrert maksimal belastning målt over en time for hele Norge og en temperaturkorrigering av denne belastningen med hensyn til tre-døgns minimumstemperaturer som statistisk opptrer en gang hver 10. år. Som figuren viser, kan minimumstemperaturene variere betydelig fra et år til et annet. 5. februar 2001 ble forbruket målt til 23 GWh/h , som er det høyeste elforbruket som noen sinne er målt over en time for hele Norge.



FIGUR 4 **UTVIKLING AV MAKSIMAL BELASTNING OG TILGJENGELIG VINTEREFFEKT.** KILDE: NVE

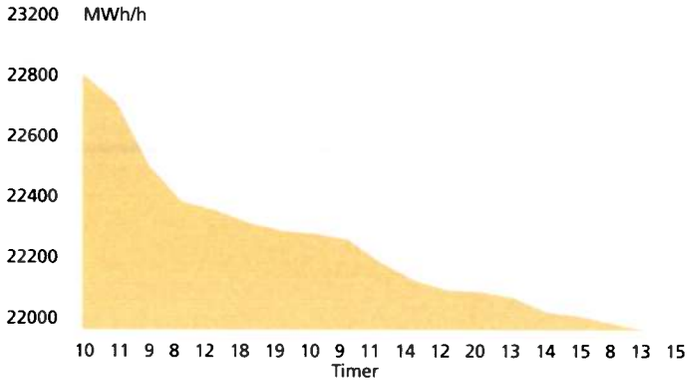
Figur 5 viser at belastningen i 2001 bare var over 22 GW i 17 av årets 8760 timer.

Total installert effekt i det norske produksjonsapparatet er om lag 28 GW per 31.12.01. Tilgjengelig vintereffekt i produksjonsapparatet kan være betydelig lavere, og vil variere en del avhengig av tilsig til uregulerte kraftverk, vannstanden i kraftmagasinene, revisjoner og feil i kraftsystemet, innestengt effekt bak flaskehalser i nettet osv.

De siste to vintrene har maksimal tilgjengelig effekt i begynnelsen av januar vært på om lag 24,5 GW. Den tilgjengelige vintereffekten reduseres normalt en del utover vinteren som følge av redusert tilsig til uregulerte kraftverk samt lavere vannstand i kraftmagasinene.

For å kunne takle uforutsette hendelser som feil i kraftsystemet og høyere belastning enn forutsatt, må systemansvarlig ha noe reserve som kan aktiviseres ved behov for å unngå at kraftsystemet bryter sammen med de omfattende konsekvenser dette har. På grunn av faren for en anstrengt effektsituasjon, opprettet Statnett høsten 2000 et marked for effektreserve. Avtaler har vært inngått både med produsenter og forbrukere. Ordningen viser at flere større forbrukere er villig til å kople ut betydelig forbruk mot en økonomisk kompensasjon.

De siste to årene har ikke elektrisitetsforbruket økt, noe som betyr at effektbalansen ikke har forverret seg. Dette kan imidlertid endre seg, og det gjenstår fortsatt utfordringer for å sikre effektbalansen i årene framover. Mye tyder på at fornuftige løsninger på en kortsiktig effektknapphet først og fremst ligger i å utvikle større fleksibilitet i sluttbrukermarkedet.



FIGUR 5 **DE HØYESTE BELASTNINGENE I 2001 FORDELT I FORHOLD TIL VARIGHET.**
KILDE: NVE

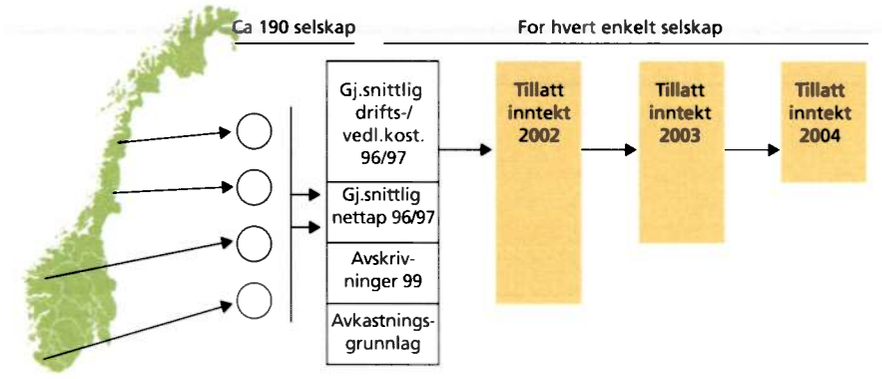
Inntektsrammereguleringen

NVE fastsetter årlig en inntektsramme for hvert nettselskap. Tariffene (nettleien) skal beregnes av nettselskapet slik at inntekten for det enkelte år så langt som mulig ikke overstiger inntektsrammen.

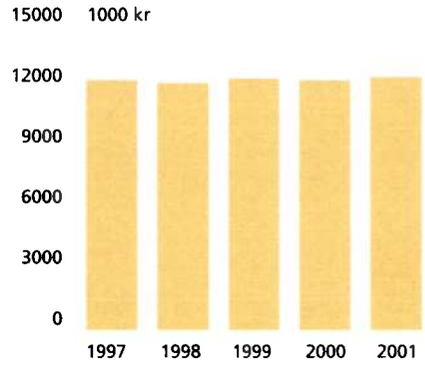
Før 1990 var tariffene bestemt av den enkelte netteier. Da den nye energiloven kom i 1990, startet en tid med regulering som gav selskapene mulighet til å sette tariffer som ga full kostnadsdekning og en fast avkastning. Dagens inntektsrammeregulering er en regulering som skal gi selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt til lavest mulig kostnad. NVE begynte med denne formen for regulering i 1997. Reglene ble oppdatert i løpet av 2001, noen rammevilkår i forskriftsverket ble endret, men prinsippene for reguleringen er den samme.

Størrelsen på inntektsrammene varierer med størrelsen på selskapene. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard.

Fra 1997 til 2000 var den samlede rammen på ca 12 000 millioner kroner (i 2001-kroner). I tillegg har Statnett en inntektsramme på 2 000 millioner kroner.



FIGUR 6 **PRINSIPP FOR FASTSETTING AV INNTEKTSRAMMEN.** KILDE: NVE

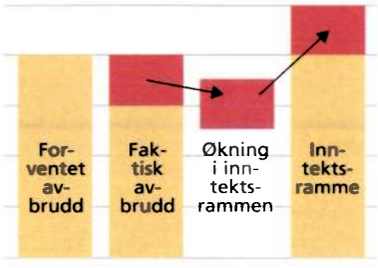


FIGUR 7 **STØRRELSEN PÅ DEN SAMLEDE INNTEKTSRAMMEN FOR NETTSELSKAPENE FRA 1997 TIL 2001.** KILDE: NVE

NVE fastsetter inntektsrammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Figur 6 viser hvordan inntektsrammene blir fastsatt. Til grunn for inntektsrammen legges inngangsverdier som baseres på kostnader og verdier som selskapene har erfart tidligere år. For inneværende periode (2002-2006) er inngangsverdiene fastsatt på bakgrunn av årene 1996-1999.

FIGUR 8 **SELSKAPENES AVKASTNING**



FIGUR 9 **SELSKAP MED BEDRE LEVERINGSKVALITET ENN FORVENTET**

FIGUR 10 **FORHOLDET MELLOM INNTEKTSRAMME OG FAKTISK INNTEKT**

Ved fastsettelsen av inntektsrammen skal det tas hensyn til den generelle produktivitetsutviklingen og selskapets egen kostnadseffektivitet. NVE fastsetter derfor både et generelt og eventuelt et individuelt effektivitetskrav. Effektivitetskravet er en prosentsats av inntektsrammen, slik at inntektsrammene reduseres årlig.

Selskapene skal dekke sine kostnader innenfor inntektsrammen. Hvis selskapet har lavere kostnader enn inntektsrammen, vil dette gi selskapet avkastning.

Kvalitetsjusterte inntektsrammer

Nettselskapenes inntektsrammer justeres også for varige endringer i leveringspåliteligheten. Dette kalles kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi (KILE). KILE legger til rette for at selskapene skal gjøre riktige vurderinger av effektivisering og kostnadsreduksjoner opp mot leveringskvaliteten av nettjenester. Dersom et selskap har bedre leveringskvalitet enn forventet, kan selskapet øke sin inntektsramme. Om selskapet over tid har lavere leveringskvalitet enn forventet, må de tilsvarende redusere rammen.

Mer- og mindreinntekt

Hvis nettselskapenes inntekter over tid er høyere enn inntektsrammen, må denne merinntekten betales tilbake til forbrukerne gjennom lavere nettleie, og omvendt vil mindreinntekt kunne lede til høyere nettleie. Nettselskapene bør imidlertid forsøke å holde tariffene mest mulig stabile over tid.