

Produksjon  
av elektrisitet

2

## 2.1 Vannkraft

Vassdragene er av stor betydning både for økonomiske interesser og for allmenne interesser som naturvern og friluftsliv. Kraftproduksjonen er den viktigste økonomiske utnyttingen.

Et vassdrag kan defineres som et sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusive eventuelle innsjøer, snø- og isbreer. Det er om lag 4000 vassdrag i Norge. I noen fylker er nesten alle større vassdrag utnyttet. Sju av Norges ti høyeste fosser er utbygd. Tre av disse er varig vernet mot kraftutbygging, jfr tabell 2.1. For å øke kraftproduksjonen i et vassdrag er det vanlig å overføre vann fra andre deler av vassdraget eller fra nabovassdrag. Et vassdrag bygges ofte ut med flere kraftverk.

**Tabell 2.1 Norges høyeste fosser (regnet etter tilnærmet loddrett fall)**

Vannfall	Høyde (m)	Tilstand	Konsesjonsgitt (Vernet)
Tyssestrengen	300	Utbygd	1964 Tyssefaldene A/S
Ringdalsfossen	300	Utbygd	1964 Tyssefaldene A/S
Skykkjedalsfossen	300	Utbygd	1973 Statkraft
Vettisfossen	275	Varig vernet	1923 Naturfredningsloven
Austerkrokfossen	256	Utbygd	1966 Elektrokjemisk A/S
Søre Mardalsfossen	250	Utbygd	1973 Statkraft
Storhoggfossen i Ulla	210	Utbygd	1973 Statkraft
Vedalsfossen	200	Varig vernet	1980 Verneplan II
Feigefossen	200	Varig vernet	1986 Verneplan III
Glutrefossen	171	Delvis utbygd	1973 Statkraft

*Kilde: Vassdragslovutvalget*

Vassdragene i Norge er svært forskjellige på grunn av store variasjoner i topografi, nedbørsforhold og klima. De fleste vassdragene på Vestlandet, i Nordland og deler av Troms er relativt korte med store fall, mens mange vassdrag på Østlandet, i Trøndelag og Finnmark er lange og vannrike med forholdsvis små fall.

Vannmengden og fallhøyden bestemmer den potensielle energien i et vannfall.

Fallhøyden er høydeforskjellen mellom magasininntaket og utløpet fra kraftverket. Vannet ledes inn i trykksjakter ned til kraftstasjonen. Med stort trykk ledes vannet inn på turbinhjulet. Turbinhjulet driver en generator som omdanner bevegelsesenergien i vannet til elektrisk energi.

Lavtrykkskraftverk utnytter ofte en stor vannmengde mens fallhøyden er liten, som i et elvekraftverk. Vannføringen kan vanskelig reguleres. Vannet blir derfor brukt stort sett når det kommer, og kraftproduksjonen vil derfor øke i flomperioder eller ved svært store nedbørsmengder. De fleste elvekraftverkene ligger i lavlandet, særlig på Østlandet og i Trøndelag. Langs Glomma ligger det flere elvekraftverk. Solbergfoss kraftverk i Askim, med en maksimal ytelse på 116 MW og gjennomsnittlig årsproduksjon på 580 GWh, er det største. Høytrykkskraftverkene er som regel anlegg som utnytter store fallhøyder og mindre

vannmengder enn elvekraftverk. Et høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet. Det legges nær vannmagasinene, som benyttes til å regulere vannmengden som går til kraftverket. Kraftverket og reguleringsmagasinet er forbundet med tunneler i fjellet eller rørledninger ned fra fjellet. Et slikt kraftverk kalles også magasin kraftverk. Magasin kraftverk har vanligvis større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene.

### 2.1.1 Tilsig

Tilsiget er den vannmengden som renner til magasinene fra et vassdrags samlede nedbørsfelt. Et nedbørsfelt er det geografiske området som samler opp nedbør som renner inn til et vassdrag. Nyttbart tilsig er den vannmengden som kan nyttiggjøres til vannkraftproduksjon.

Nedbøren varierer over landet, over sesongen, og fra år til år. De mest nedbørsrike områdene er i ytre og midtre strøk på Vestlandet. Det er også en tydelig tendens til at nedbøren øker med høyden over havet. Minst nedbør er det i øvre Ottadalen og i indre Finnmark, der årsmidlet ligger på henholdsvis 300 og 250 mm. På Vestlandet er årsmidlet over store områder på 3 000 - 3 500 mm.

Tilsiget er stort under snøsmeltingen om våren, og avtar normalt utpå sommeren og frem mot høsten. Høstflommer gir normalt en økning i tilsiget før vinteren setter inn. I vintermånedene er tilsiget vanligvis svært lavt.

14

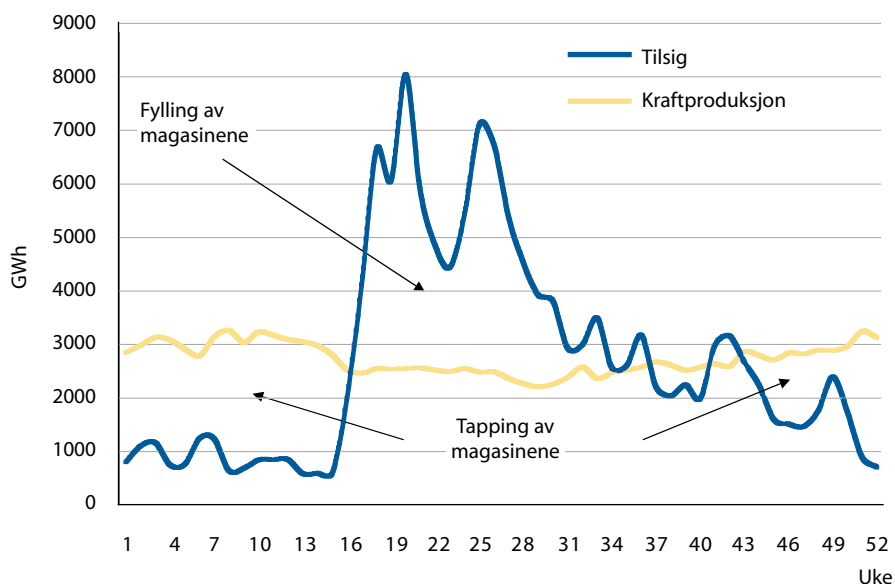
Tilsiget over året i vassdragene vil også variere med lokale geografiske og klimatiske forhold. Vårflommen kommer senere i innlandet og på fjellet enn ved kysten og i lavlandet. Over store deler av Østlandets lavere strøk, samt på Vestlandet og i Trøndelag er vårflommen på sitt høyeste i mai. Nær kysten skjer dette i slutten av april, mens toppen nås i juni og juli i de indre og høyereliggende strøk. I Nord-Norge er vårflommen på sitt høyeste i juni, noe tidligere i de ytre strøkene.

Det er svært stor variasjon i nedbøren fra år til år. De våteste årene har mer enn dobbelt så mye nedbør som de aller tørreste.

I 1980-årene og frem til 1993 var det flere år med mye nedbør og dermed rikelig tilsig til kraftproduksjon. I 1993 og 1994 var det forholdsvis lite nedbør, mens 1995 ble et år med rekordstor kraftproduksjon på grunn av store tilsig. I 1996 var tilsiget vesentlig under det som er normalt. Tilsiget har vært relativt høyt etter 1996, og spesielt i 2000 var tilsiget til vannkraftverkene høyt. Variasjonene i den faktiske produksjonen fra år til år kan først og fremst forklares ut fra variasjoner i tilsiget.

I tillegg til at tilsiget av vann varierer over året, er forbruksnivået mye høyere i vinterhalvåret enn om sommeren. Forbruket av kraft gjennom et år, og dermed behovet for å produsere, varierer i grove trekk motsatt av tilsiget. Når tilsiget er stort, er forbruket ofte lavt og motsatt. Figur 2.1 viser hvordan forholdet kan være mellom vannkraftproduksjonen og nyttbart tilsig i løpet av et år. Forbruket kan også variere betydelig mellom årene fordi blant annet utetemperaturen varierer og påvirker oppvarmingsbehovet.

Figur 2.1 Tilsig av vann og el-produksjon over året



Kilde: Nord Pool

### 2.1.2 Reguleringsmagasiner

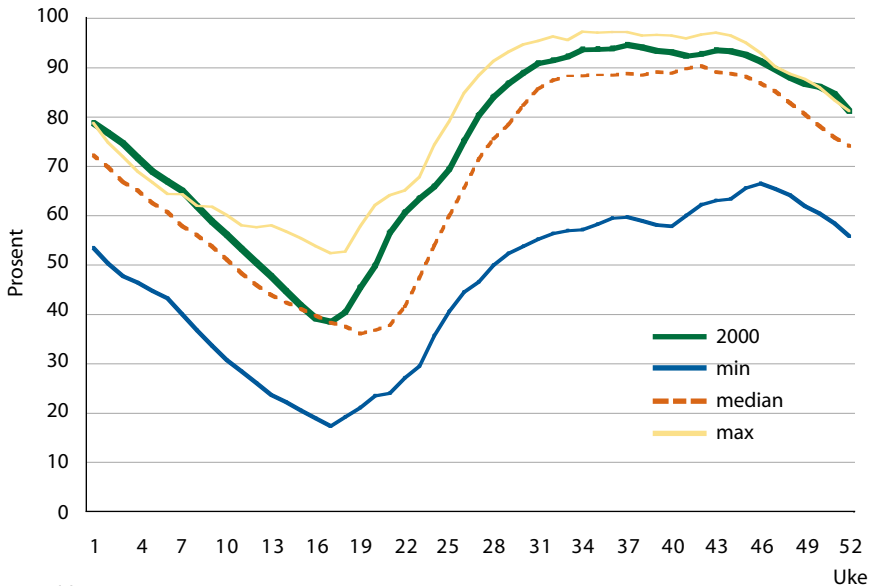
Vannets potensielle energi kan lagres i reguleringsmagasiner som etableres i innsjøer eller i kunstige bassenger ved at deler av vassdraget demmes opp. Vannet samles opp i overskuddsperioder når tilsiget er stort og forbruket lite. I underskuddsperioder kan man tappe magasinet og produsere kraft av vannet som er lagret. Stort sett ligger reguleringsmagasinene i områder der det bor lite folk, og høyt til fjells for å utnytte mest mulig av fallhøyden. Forskjellen mellom høyeste og laveste tillatte vannstand i magasinene er fastsatt i en tillatelse for regulering, og vil variere med topografiske og miljømessige forhold.

Lagring av vann om sommeren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst, kalles sesongreguleringer. Tørrårs- eller flerårsreguleringer er mulig ved hjelp av store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørsrike år for bruk i nedbørsfattige år. Døgn- og ukereguleringer kalles korttidsreguleringer.

Magasinkapasitet er den kraftmengden som kan produseres ved å tømme et fullt magasin. Siden 1980 og fram til i dag har magasinkapasiteten økt med vel 26 TWh. Ved inngangen til 2001 var magasinkapasiteten drøyt 84 TWh.

Magasinfyllingen angir hvor mye vann (potensiell energi) det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.2 viser magasinutviklingen over året i 2000 og minimum, median og maksimum magasinfylling for tiårsperioden 1990-1999, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

Figur 2.2 Magasinfylling 2000



Kilde: NVE

Normalt tappes magasinene om høsten og vinteren når etterspørselen etter elektrisitet er størst. I vår- og sommerperioden, når etterspørselen etter elektrisitet er på sitt laveste, fylles magasinene med vann. Utviklingen av magasinbeholdningen gir et bilde av elektrisitetsproduksjonen og tilsigsforholdene over året.

Det kan oppnås en økonomisk gevinst ved å pumpe vann opp til reguleringsmagasiner med større fallhøyde fordi vannets potensielle energi øker proporsjonalt med denne. Ved lave kraftpriser kan det være lønnsomt for produsentene å bruke kraft til å flytte vannet til et høyere magasin slik at vannet kan nyttes til produksjon i perioder når prisene er høye.

### 2.1.3 Kraftproduksjon

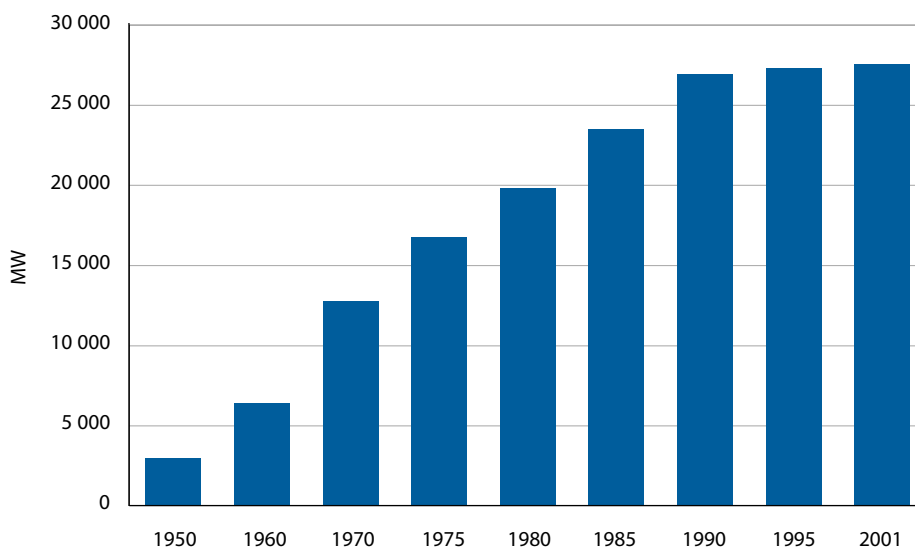
Installert effekt i vannkraftverkene er i dag 27 570 MW og fordeler seg på 740 kraftverk. I tillegg kommer 293 MW fra varmekraftverk<sup>1</sup>. Den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør, er grunnlaget for å beregne midlere produksjonsevne.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har nylig gjennomgått tallene for tilsiget til vannkraftverkene. I forbindelse med denne gjennomgangen økte NVE anslaget for vannkraftproduksjonen i normalår fra 113,4 TWh til 118,0 TWh. Det tidligere anslaget bygde på tilsigsserien 1931-1990, mens dagens anslag bygger på tilsigsdata for perioden 1970-1999. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data. (Endringen i anslaget for normalårsproduksjon endrer imidlertid ikke NVEs vurdering av risikoen for tørrår.)

<sup>1</sup>Varmekraftverk er en samlebetegnelse på kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brenslere, biobrenslere eller atomenergi.

De største vannkraftutbyggingene foregikk i årene fra 1970 til 1985, med en økning i installert effekt på 10 730 MW, eller gjennomsnittlig 4,1 prosent per år. Mot slutten av 1980-tallet avtok vannkraftutbyggingene. Tilveksten av ny produksjonskapasitet var lav på 90-tallet, og kapasiteten økte med 551 MW eller drøyt 0,1 prosent per år i løpet av perioden. Økningen i produksjonskapasitet på 1990-tallet var knyttet til opprustning og utvidelse av gamle kraftverk, bedre utnyttelse av eksisterende kraftverk, og noen mindre nye vannkraftverk. Utviklingen i installert effektkapasitet vises i figur 2.3.

Figur 2.3 Installert effektkapasitet



Kilde: NVE og SSB

Til sammen disponerer de 10 største kraftverkene om lag 1/4 av produksjonskapasiteten. Statkraft SF er Norges største kraftprodusent med ca. 30 prosent av den samlede produksjonskapasiteten. Tabell 2.2 viser de 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2000.

### Installert effekt, midlere produksjon og brukstid

Den effekten (MW) et vannkraftverk kan yte øker proporsjonalt med produktet av fallhøyde og vannmengde per tidsenhet, begrenset av installert maskineffekt i kraftverket. Den energimengden som produseres (MWh) i et gitt tidsrom er lik produktet av den gjennomsnittlige effekt og tiden. For eksempel vil et kraftverk som gjennomsnittlig kjører med en installert effekt på 1 MW i løpet av et år (8 760 timer) produsere 8 760 MWh (8,76 GWh).

På grunn av variasjoner i tilsiget og elektrisitetsforbruket, vil ikke et vannkraftverk yte maksimalt hele tiden. Et kraftverks brukstid er definert som den tid det tar å produsere et års midlere tilsig under full maskinytelse. Et kraftverk som har et midlere tilsig på 200 GWh og en installert effekt på 50 MW, har således en brukstid på 4 000 timer. De fleste kraftverk i Norge har en brukstid på mellom 3 500 og 5 000 timer.

Tabell 2.2 De 10 største kraftverkene i Norge pr 1. januar 2001

Kraftstasjon	Fylke	Maks kapasitet (MW)	Midl. årsprod. (GWh/år)
Kvilldal	Rogaland	1 240	3 516,5
Tonstad	Vest-Agder	960	4 168,9
Aurland I	Sogn og Fjordane	675	2 406,8
Saurdal*	Rogaland	640	1 291,0
Sy-Sima	Hordaland	620	2 074,7
Rana	Nordland	500	2 122,9
Lang-Sima	Hordaland	500	1 328,9
Tokke	Telemark	430	2 221,1
Svartisen	Nordland	350	1 995,7
Brokke	Aust-Agder	330	1 407,2

\* Pumpekraftstasjon

Kilde: NVE

Kvilldal kraftverk som ligger i Rogaland og er det største i landet, har en maksimal effektytelse på 1 240 MW. Dette utgjør om lag 4,5 prosent av den totale kapasiteten i landet. Sammensetningen av små og store kraftverk og samlet installert effekt per 1. januar 2001 fremgår av tabell 2.3.

Tabell 2.3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2001 etter størrelse og samlet installasjon

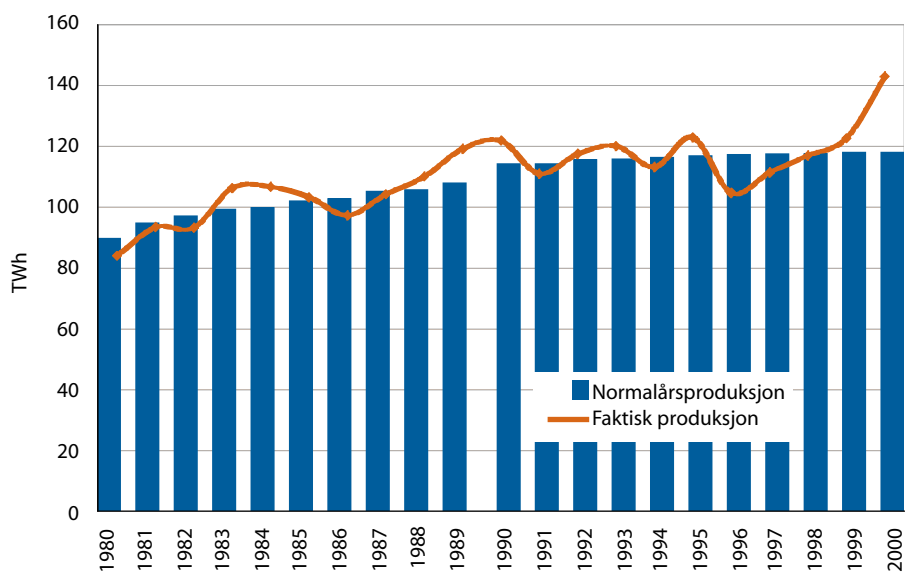
MW	Antall MW	Maks ytelse, GWh	Midlere årsproduksjon
0 - 0,1	66	2	9
0,1 - 1	103	49	225
1 - 10	248	889	4 214
10 - 100	246	8 917	40 666
100 -	77	17 764	73 316

Kilde: NVE

På Vestlandet, Sørlandet og i Nordland er produksjonen av elektrisk kraft større enn forbruket. På Østlandet er forbruket av kraft mye større enn det som produseres i området. Det er derfor nødvendig å transportere kraften fra vest og nord til sør og øst.

Kraftflyten mellom landsdelene påvirkes også av utvekslingen med Danmark, Sverige og Finland. Norge har i dag en overføringskapasitet til våre naboland på 4 500 MW. Disse forbindelsene benyttes til både import og eksport av kraft jf. kapittel 7. Produksjonen av kraft i siste halvdel av 1980-tallet og begynnelsen av 1990-tallet lå gjennomgående over det midlere produksjonsnivået som følge av år med gode tilsig. Både 1996 og 1997 hadde produksjon under midlere produksjonsnivå. Vannkraftproduksjonen var gjennomgående høy i perioden 1998-2000. Nedbør over normalnivået i flere år på rad bidro til stor kraftproduksjon i disse årene. I 2000 ble det satt nye produksjonsrekord med en årlig produksjon på 143 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2000.

Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne



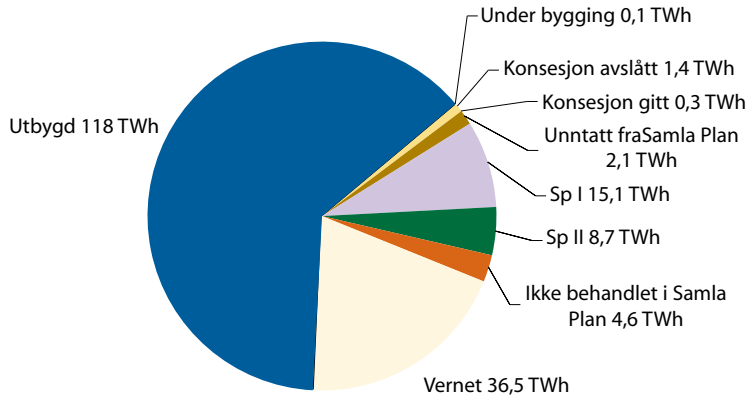
Kilde: NVE

### 2.1.4 Vannkraftpotensialet

Vannkraftpotensialet er energien i de norske vassdragene som kunne bygges ut til kraftformål. Det norske vannkraftpotensialet er beregnet til 187 TWh/år per 1. januar 2001. Tilsigsperioden 1931-1999 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 2001. Potensialet omfatter vassdrag som er under utbygging, utbygd eller vernet. I tillegg til dette dekker vannkraftpotensialet vassdrag der det er søkt om konsesjon for utbygging, der konsesjon er gitt eller avslått, der det er forhåndsvarslet konsesjonssøknad, samt en restdel.



Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 01.01.2001, TWh per år



Kilde: NVE

Av det totale vannkraftpotensialet ligger 36,5 TWh/år i vernede vassdrag og det er avslått søknader om utbygging tilsvarende 1,4 TWh/år. Dette er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag 149,1 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging. Dette tallet omfatter avslåtte søknader om utbygging tilsvarende 1,4 TWh/år.

20

Utbygd midlere produksjonsevne er per 1. januar 2001 118 TWh/år. I tillegg er det prosjekter under bygging på 0,1 TWh/år og konsesjon er gitt for utbygging av ytterligere 0,3 TWh/år.

De fleste prosjektene er behandlet og klassifisert i stortingsmeldingen om Samlet plan for vassdrag. De ulike kategoriene i Samlet Plan angir den ønskede utbyggingsrekkefølge av disse prosjektene, og man har lagt vekt på å bygge ut de minst konfliktfylte og billigste prosjektene først.

I kategori I i Samlet Plan finnes de prosjektene som kan konsesjonsbehandles. I tillegg kan enkelte prosjekter som er unntatt fra Samlet Plan, konsesjonsbehandles. Prosjekter i Samlet Plan kategori II og prosjekter som ikke er behandlet i Samlet Plan kan ikke konsesjonsbehandles nå, men kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål senere.

Etter behandlingen av Samlet plan i 1993 har det skjedd endringer i flere av de forutsetninger som ble lagt til grunn. Blant annet er føringene for miljøvernpolitikken endret og de fleste prosjekter som meldes i dag er teknisk, miljømessig og økonomisk annerledes enn det som opprinnelig fremgår av Samlet Plan. Det legges opp til en vesentlig omlegging og forenkling av Samlet Plan, jf. St. meld. nr. 37 (2000 - 2001), kapittel 4.3.4. Kategoriinndelingen av vannkraftprosjekt som eksisterer i dag, vil bli erstattet med en vassdragsbasert ressursoversikt.

Det legges også opp til å supplere Verneplan for vassdrag med de vassdragene hvor kraftutbygging kan medføre mest ulemper og skader på miljøet. Samtidig vil det bli lagt frem forslag om Nasjonale laksevassdrag (ca. 50 stk.) hvor laksen skal sikres en særlig beskyttelse

mot skadelig inngrep. Første gruppe med nasjonale laksevassdrag vil bli fremmet for Stortinget innen utgangen av 2001. Forslaget med omleggingen av Samlet Plan, supplering av Verneplanen for vassdrag og andre grupper med nasjonale laksevassdrag vil bli fremmet for Stortinget innen utgangen av 2003.

Opprusting av vannkraftverk innebærer at man moderniserer allerede eksisterende kraftverk for å utnytte den potensielle energien i vannet bedre, redusere driftsutgiftene og øke driftssikkerheten. For eksempel kan falltapet reduseres ved å utvide vannveiene og gjøre tverrsnittet i overføringstunnelene større.

Utvidelser er større tiltak, som å overføre vann fra andre nedbørsfelt, øke eksisterende reguleringsmagasiner eller etablere nye, øke fallhøyden og øke maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustning- og utvidelsesprosjekter er anslått til å kunne øke produksjonen med om lag 10 TWh/år. Opprustning kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprustning.

Hovedtyngden av opprustning- og utvidelsesprosjektene ligger per i dag i kategori I i Samlet Plan. Noen prosjekter ligger i Samlet Plan kategori II, mens andre igjen ikke er behandlet i Samlet Plan, eller er unntatt fra Samlet Plan.

Kraftutbyggerne tar selv initiativ til nye utbyggingsprosjekter og har hele den økonomiske risikoen ved prosjektet. Det er betydelige usikkerhet ved kraftutbygging. Den økonomiske risikoen er særlig stor ved vannkraftutbygging fordi prosjektene er svært kapitalintensive. Det er også stor usikkerhet om kraftpriser i framtiden. Det er store variasjoner i kostnadene ved å bygge ut de vannkraftprosjektene som det kan søkes konsesjon til.

### 2.1.5 Norsk vannkraftkompetanse

Norge er verdens sjetteste største vannkraftprodusent og den største i Europa. Den norske vannkraftindustrien har tradisjoner som går mer enn 100 år tilbake i tid. Norge har opparbeidet kompetanse til å dekke ulike sider ved et vannkraftprosjekt; fra planlegging og prosjektering til levering og installasjon av vannkraftteknisk utstyr. I tillegg har myndighetene opparbeidet ekspertise i å lovregulere og forvalte vannkraftressurser.

Olje- og energidepartementet har bidratt med økonomisk støtte til å etablere et teknologisenter som skal være med å vedlikeholde denne kompetansen. Teknologisenteret er tilknyttet Vassdragsmuseet Labro ved Numedalsvassdraget i Kongsberg. Kursvirksomheten ved senteret er nå i full gang.

Fordi Norge allerede har bygd ut en stor del av det tilgjengelige vannkraftpotensialet, konkurrerer norsk industri nå om oppdrag i utlandet. Norske bedrifter er engasjert over store deler av verden, slik som det sørlige Afrika, Sør-Amerika og Sørøst Asia. I tillegg til turbiner og elektromekaniske produkter omfatter leveransene konsulenttenester innen planlegging, prosjektering og engineering.

### 2.1.6 Miljøvirkninger av vannkraftutbygging

Vannkraft er en av de rene formene for produksjon av elektrisitet. Norge produserer mer enn 99 prosent av sin elektrisitet på denne måten. Utbygging av vassdrag kan medføre betydelige inngrep i naturen, både gjennom direkte bruk av arealer, oppsplitting av arealer og ved regulering av vann. Anleggsveger, masseuttak, steintipper og lignende kommer ofte i tilknytning til selve produksjonsanlegget. Anleggsveger kan åpne for økt ferdsel, som igjen endrer arealbruken i området.

Inngrepene kan forringe menneskers opplevelse av landskapet. De kan også komme i konflikt med kulturminner. På en annen side betraktes flere av anleggene som viktige kulturminner i seg selv. Dette kan omfatte både kraftverkene med bygninger, damanlegg, rørgater og maskiner.

Mange av aktivitetene rundt vassdragene kan påvirke dyr og planter fordi inngrepene ofte omfatter kanalisering, senking, utfylling til ulike formål, fjerning av kantvegetasjon, masseuttak, grøfting og oppdyrking. Et særtrekk ved vannkraft er at produksjonen kan endres raskt. De tilhørende endringene i vannføringen kan påvirke fiskebestander og annet maritimt liv.

Miljølempene er årsaken til at mange vassdrag er vernet mot kraftutbygging, jf. kapittel 4.2.1. Ved interesse for kraftutbygging i de øvrige vassdragene gjennomgår prosjektene en omfattende konsesjonsbehandling. Her vurderes blant annet miljøkonsekvensene inngående. Konsesjonssøknaden kan bli avslått på grunn av miljøhensyn. Myndighetene kan også sette krav til avbøtende tiltak for å redusere skadene ved utbyggingen. Dette kan for eksempel være krav om opprettelse av fiskefond dersom reguleringen påfører skade på fiskebestanden i vassdraget eller krav om minstevannsføring og regler om hvilke vannmengder som skal slippes til ulike tidspunkter over året. For en nærmere drøfting av det konsesjonsrettslige rammeverket henvises det til kapittel 4.

## 2.2 Vindkraft

Langs kysten og i fjellområdene er det en rekke steder med gode forhold for utbygging av vindkraft. Fra Lindesnes i sør til Kirkenes i nord er det områder som er godt egnet. Gjennomsnittlig vindhastighet over året er mange steder mellom 6 og 8 m/s i 10 meters høyde over bakken. I aktuell arbeidshøyde for vindturbiner (for eksempel 60 m) vil vindhastigheten typisk være 10-20 prosent høyere, avhengig av den lokale topografien.

I et vindkraftverk omdannes bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Et vindkraftverk består av en eller flere vindturbiner med tilhørende interne elektriske anlegg. I tilfeller der vindkraftverket består av flere turbiner kalles det gjerne en vindkraftpark.

En vindturbin består av tårn, blader og maskinhus med generator, transformator og kontrollsystem. Vindenergi overføres via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre i kabler. Vindkraftverk må tilkobles eksisterende ledningsnett.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk kraft når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s. Effekten varierer med vindhastigheten og aggregatets merkeeffekt. Ved vindstyrke over 25 m/s bremses og låses bladene. Effekttinnholdet i vinden som blåser gjennom en flate er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er om lag 60 prosent. En vindturbin utnytter i praksis opp til 35 prosent av vindeffekten som passerer rotorarealet. Den samlede utnyttelsesgraden reduseres ytterligere ved tap både i giret og generatoren. I Norge regner man med at antall brukstimer for en vindturbin bør kunne ligge i overkant av 3 000 timer på godt egnede steder. Se tekstboks i kapittel 2.1.3 for en nærmere forklaring av brukstid.

Det var 23 vindturbiner i Norge per 07.06.01. Den installerte effekten var på om lag 13 MW. På årsbasis vil de 23 turbinene kunne produsere om lag 38 GWh (0,038 TWh). Til sammenligning var det installert om lag 10 000 MW vindkraft i verden i 1999. Den årlig vekstrate globalt sett har vært over 30 prosent de senere år.

Syv nye vindkraftprosjekter har fått konsesjon fra NVE, hvorav fem er store vindkraftparker. Hvis de fem store prosjektene blir realisert, vil de kunne gi til sammen om lag 1,6 TWh vindkraft per år (se tabell 2.4).

**Tabell 2.4 Ikke utbygde prosjekter som har fått konsesjon, per 07.06.01**

	Effekt MW	Årsproduksjon GWh	Konsesjon
Mehuken i Sogn og Fjordane	4	15	Des. 1999
Havøygavlen i Finnmark:	39	150	Des. 1999
Hitra i Sør-Trøndelag:*	56	150	Des. 2000
Stadlandet i Sogn og Fjordane:*	70	210	Des. 2000
Smøla i Møre og Romsdal:*	150	410	Des. 2000
Hundhammerfjellet i Nord-Trøndelag*	3	10	Jan. 2001
Kvitfjell i Troms*	200	660	Feb. 2001
SUM	522	1 605	

\* konsesjonen er påklaget eller det foreligger innsigelse etter plan- og bygningsloven.

Kilde: NVE

Mer informasjon om prosjektene kan finnes på [www.nve.no](http://www.nve.no).

Teknologiutviklingen og større produksjonsserier har bidratt til en betydelig reduksjon i investeringskostnadene for vindkraft. I de siste 15 årene har investeringer per kvadratmeter vindfangareal blitt halvert. Samtidig er ytelsen økt betydelig. Dagens produksjonskostnader antas å ligge i området 25-30 øre/kWh på steder med gode vindforhold og moderate utbyggingskostnader. Enkelte spesielt gunstige vindkraftprosjekter kan ha kostnader også under dette nivået.

I Energiutredningen (NOU 1998:11 om energi- og kraftbalansen mot 2020) er det anslått at det på lang sikt er mulig å bygge ut om lag 12 TWh/år vindkraft i Norge. I St.meld. nr 29 (1998-99)

om energipolitikken er det satt som mål å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh/år innen 2010. Dette målet har et flertall i Stortinget sluttet seg til.

Av de nye fornybare energikildene har vindkraft de laveste produksjonskostnadene ved omforming til elektrisk energi. Det er imidlertid nødvendig med offentlig støtte for å gjøre anleggene lønnsomme. Det viktigste virkemiddelet for å stimulere vindkraftutbyggingen er investeringsstøtten. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene er gitt konsesjon. Det er NVE som forvalter støtteordningen. Det er også innført fritak for investeringsavgift for en rekke teknologier som utnytter nye fornybare energikilder, inklusive vindkraftanlegg. I tillegg ble det fra 1. januar 1999 innført en ordning med produksjonsstøtte til vindkraftverk tilsvarende halv elektrisitetsavgift. El-avgiften er på 11,30 øre/kWh i 2001. Enova tar ansvaret for vindkraftsatsningen fra og med 01.01.2002. Se teksts side 49 for nærmere om Enova

### 2.2.1 Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

Vind regnes som en miljøvennlig energikilde. Den er fornybar. Vindkraftverk kan imidlertid forstyrre leveområder for planter og dyr. Det kan være kollisjonsfare for fugl, og det kan være fare for nedbygging og forringelse av biotoper. Vindkraftverk kan unntaksvis gi noen ulemper for reindrift. Anleggene kan også forringe estetikken i landskapet, og dermed gi reduserte naturoplevelser.

Vi har ikke i dag et tilstrekkelig erfaringsgrunnlag for å vurdere alle konsekvenser av vindkraftanlegg i norske naturtyper. De fleste undersøkelser konkluderer med at faren for fuglekollisjoner er liten. Størrelsen på vindturbinen synes å ha lite å si. Undersøkelsene tyder heller ikke på at kollisjonsfaren øker med høyden og størrelsen på rotordiameteren. Sammenlignet med andre former for infrastruktur som radiomaster og høyspentledninger, synes vindturbiner å utgjøre en mindre kollisjonsrisiko.

Innvirkning fra vindkraftverk på hekkebestander, rastende og beitende fugl er ikke systematisk undersøkt i Norge, eller i land med sammenlignbar natur. Foretatte undersøkelser fra utlandet er gjort i kulturlandskap. Disse viser liten innvirkning på hekkebestandene. Det synes som om vindkraftverk i noe større grad kan påvirke fuglers bruk av nærområdene til vindparker som rasteplasser. For de fleste fuglearters vedkommende skjer det en gradvis tilvenning til vindturbinene.

En enkel vindturbin legger ikke beslag på mye areal (10-12 m<sup>2</sup>), men med et stort antall vindturbiner, permanent adkomstvei til disse og tilknytningsledninger til eksisterende kraftledningsnett, kan det samlede arealtapet likevel ha en viss betydning. Så vel jordbruk som inn- og utmarksbeite kan drives tett opp til vindturbinene.

### 2.3 Gasskraft

Norge har produsert naturgass siden 1970-tallet. Praktisk talt all norsk gass eksporteres. Produksjonen utgjør 16 prosent av forbruket av naturgass i Vest-Europa.

lilandføringsstedene for naturgassen i Norge er Tjeldbergodden i Møre og Romsdal, Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland.

Naturkraft AS fikk i juni 1997 konsesjoner etter energiloven for bygging og drift av kombikraftverk på Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland. Gasskraftverkene er tenkt bygget med en ytelse på om lag 400 MW installert effekt hver, og med samlet produksjonsevne på 2,8 TWh/år.

Industrikraft Midt-Norge DA fikk i november 2000 konsesjon for et kraftvarmeverk på ca. 800 MW i to separate aggregater på Fiborgtangen i Levanger kommune. Det arbeides med planer om å bygge en gassrørledning i Trondheimsfjorden fra Tjeldbergodden til Skogn. Industrikraft Midt-Norge DA planlegger å integrere anlegget med Norske Skogs papirfabrikk i Skogn, som kan utnytte store mengder varme.

Statens forurensningstilsyn (SFT) vedtok i januar 1999 å gi Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø utslippstillatelser etter forurensningsloven. Etter at flertallet på Stortinget i mars 2000 vedtok at det ikke skal stilles strengere krav til utslipp av CO<sub>2</sub> fra norske gasskraftverk enn fra gasskraftverk i EØS-området, gjorde Miljøverndepartementet om utslippstillatelsene til de to gasskraftverkene. Vedtaket er imidlertid påklaget.

Det forskes i dag på rensing og deponering av CO<sub>2</sub> fra kraftverk både i USA, Japan og Europa, herunder Norge. CO<sub>2</sub> kan enten fjernes ved utskilling i forkant eller i etterkant av kraftproduksjonen, og de senere årene er det presentert flere ulike teknologikonsepter. De ulike teknologiene varierer i modningsgrad. For noen gjenstår betydelig utviklingsarbeid, blant annet knyttet til turbiner. Felles for teknologiene er imidlertid at prosessen med CO<sub>2</sub>- fjerning er energikrevende. Teknologiene vil derfor være kostbare i drift sammenliknet med annen kraftproduksjon.

Det er flere typer gasskraftverk som teknisk kan innpasses i det norske elektrisitetssystemet. De viktigste er:

- gassturbinverk
- kombikraftverk
- kraftvarmeverk

Gassturbiner benyttes til el-produksjon i alle disse kraftverkene.

Et kraftverk med kun gassturbiner som driver generatoren kalles gassturbinverk. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel og egner seg derfor som toppplastverk. Driftskostnadene er relativt høye.

El-produksjon i gassturbiner medfører samtidig produksjon av varme. I kombikraftverk og kraftvarmeverk utnyttes varmen, og dette bidrar til å øke virkningsgraden betydelig i forhold til et gassturbinverk.

Kombikraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggsenergi ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en virkningsgrad ved kraftproduksjon opp mot 60 prosent.

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til oppvarmingsformål (fjernvarme). Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir ledet til varmevekslere i et fjernvarmesystem. I et kraftvarmeverk er el-produksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del av energiinholdet i gassen til nyttbar energi (over 80 prosent).

I Norge er det begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til priser som dekker kostnadene. Om lag 9 prosent av varmekraftverkene i EU utnytter varmen til fjernvarme (COGEN Europe).

Varmeetterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. Gasskraftverket på Skogn som Industrikraft Midt-Norge DA har fått konsesjon for skal utnytte varme til industriformål. Planlagt produksjon er 5,6 TWh elektrisk kraft og 0,7 TWh varme per år. Etterspørselen etter varme til boliger og kontorer i Norge er lav store deler av året. Uten gassrørledninger til de store byene synes større kraftvarmeverk lite aktuelt i Norge.

### 2.3.1 Miljøvirkninger av gasskraftutbygging

Miljøskader fra gasskraftverk er i hovedsak knyttet til utslipp karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>).

Økte konsentrasjoner av klimagasser påvirker jordens strålingsbalanse slik at det på sikt kan føre til alvorlige klimaendringer. Av klimagassene er det utslippene av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) som samlet sett påvirker strålingsbalansen mest. Utslipp av NO<sub>x</sub> medfører forurensning av jord og vann. Omfanget av skadevirkningene avhenger av jordsmonn og vegetasjon. For en nærmere drøfting av utslippet av disse stoffene vises det til kapittel 3.5.6.

I Norge er det per i dag gitt konsesjon etter energiloven og utslippstillatelse etter forurensningsloven for å bygge gasskraftverk på Kårstø, Kollsnes og i Skogn. Utslippene fra de tre planlagte gasskraftverkene vises i tabell 2.5.

Tabell 2.5 Utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra de planlagte gasskraftverkene i Norge

	Naturkrafts anlegg på Kårstø	Naturkrafts anlegg på Kollsnes	Industrikraft Midt- Norge (Skogn)
Størrelse	400 MW	400 MW	800 MW
CO <sub>2</sub> -utslipp	1,12 millioner tonn	1,12 millioner tonn	2,2 millioner tonn
NO <sub>x</sub> -utslipp	150 tonn*	150 tonn*	370 tonn*
Virkningsgrad	66 prosent	58 prosent	67 prosent

\*Krav fra SFT. Dette forutsetter rensing av NO<sub>x</sub>-utslippene og bruk av tredjemannsløsninger  
Kilde: SFT

## 2.4 Annen kraftproduksjon

Produksjonsprosessen i mange industribedrifter avgir varme som kan utnyttes til kraftproduksjon. Mulighetene og kostnadene for slik utnyttelse varierer mellom bedriftene, avhengig av prosestetniske forhold og lokalisering. Innen ferrolegeringsindustrien er det tre verk som i dag har varmegjenvinningsanlegg for kraftproduksjon. Disse tre anleggene produserer knapt 200 GWh/år. Potensialet for økt kraftproduksjon fra varmegjenvinning i ferrolegeringsindustrien er i størrelsesorden 1 TWh/år.

Ved fjernvarmeproduksjon fra avfall blir en andel av varmen levert til kraftproduksjon. I 2000 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 50 GWh.

Beskjedne mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gassturbiner og gassmotorer. For eksempel utnyttes gass fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

## 2.5 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet, utenom industri og bergverk, er pålagt elektrisitetsavgift. I 2001 er el-avgiften 11,30 øre/kWh. Alle forbrukere i Nord-Troms og Finnmark er fritatt for avgiften. Det er anslått at el-avgiften vil innbringe om lag 6,3 milliarder kroner til statskassen i 2001. El-avgiften var 5,94 øre/kWh i 1999 og 8,56 øre/kWh i 2000.

Som for andre momspårligge varer og tjenester er det 24 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft. Nordland, Troms og Finnmark er imidlertid fritatt for merverdiavgift på elektrisk kraft.

I tillegg til ordinær inntektsskatt betalte kraftselskapene om lag 2,8 milliarder kroner i naturressursskatt, grunnrenteskatt og eiendomsskatt.

Kraftkommunene og fylkeskommunene får en naturressursskatt på 1,3 øre per kWh som produseres. Av dette går 1,1 øre til kommunene og 0,2 øre til fylkeskommunene. Beregningsgrunnlaget for naturressursskatten fastsettes for hvert kraftverk, og er gjennomsnittet av kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft i inntektsåret og de seks foregående år. Dersom naturressursskatten overstiger inntektsskatten, kan det overskytende fremføres til fradrag i senere år.



I tillegg til naturressursskatt må kraftforetakene skatte til staten av grunnrenteinntekt. Grunnrente er avkastning utover normalavkastning. Grunnrenten oppstår fordi en utnytter en naturressurs der det i ulik grad ligger til rette for produksjon. Normalavkastning er skjermet fra grunnrentebeskatning.

Den enkelte kommune kan velge å pålegge eiendomsskatt. Kraftselskapene betaler eiendomsskatt med en sats på opp til 0,7 prosent av fastsatt eiendomsskattegrunnlag.

Vannkraftutbygging kan pålegges konsesjonsavgifter etter industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven. Avgiftene betales til staten og til de kommuner som berøres av utbygging og regulering. Avgiftenes størrelse er fastsatt i den enkelte konsesjon, og beregnes ut fra den kraftmengden som kan produseres. Innenfor gitte maksimums- og minimumssatser fastsettes avgiftssatsen etter skjønn, hvor blant annet graden av miljøinngrep og utbyggingens lønnsomhet tillegges vekt. Konsesjonsavgiften kan justeres av konsesjonsmyndigheten (Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE) hvert 5. år. Konsesjonsavgifter utgjorde 450 millioner kroner til kommunene og 109 millioner kroner til staten i 2000.

Kommunene som blir berørt av kraftutbygging, har også rett til å kjøpe konsesjonskraft. Konsesjonæren kan pålegges å avstå inntil 10 prosent av den produserte kraften til de berørte kommunene. Dersom dette dekker mer enn forbruket i alminnelig forsyning i kommunene, har fylkeskommunen rett til å kjøpe det overskytende. Prisen beregnes utfra selvkost etter nærmere regler.

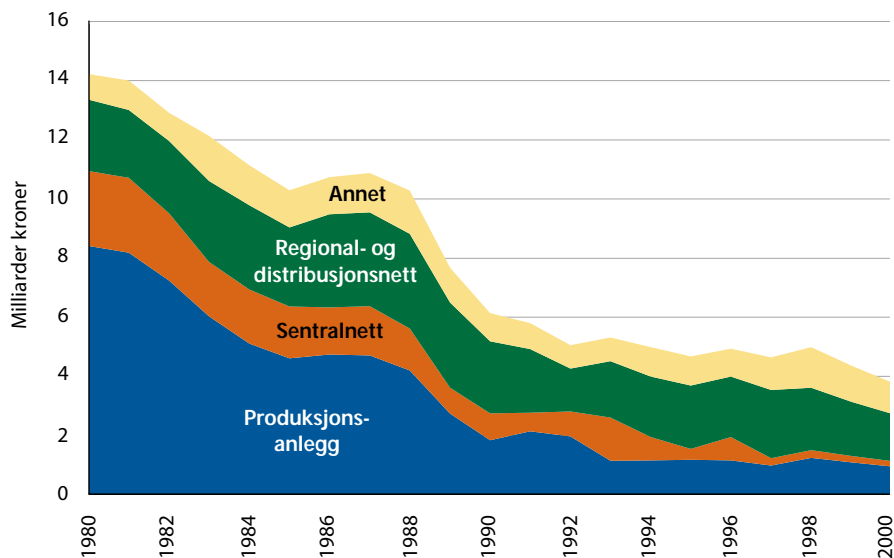
Konsesjonæren kan også pålegges å avstå 5 prosent av den produserte kraften til staten, men staten har inntil nå valgt å ikke kjøpe konsesjonskraft.

De totale konsesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år. For kommuner som er berørt av store utbygginger utgjør skatter og avgifter fra kraftanlegg en stor andel av de samlede inntektene.

### **2.6 Kraftforsyningens plass i norsk økonomi**

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var 22,8 milliarder kroner i 1999. Dette tilsvarte om lag 2,6 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Figur 2.6 Bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen<sup>1)</sup>. Faste 1997-priser



<sup>1)</sup> Anslag for 1999 og 2000.

Kilde: NVE og Olje- og energidepartementet

Realkapitalbeholdningen i elektrisitetsforsyningen var 190 milliarder kroner ved utgangen av 1999. Dette tilsvarer 7 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 2000 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 3,8 milliarder kroner. Bruttoinvesteringene i sektoren har gått betydelig ned de siste 15 årene. Det er særlig nyutbygging av produksjonsverk som er blitt redusert, men investeringene i nettet har også avtatt. Figur 2.6 viser utviklingen i bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen siden 1980.

Gjennom 1980-årene var det en stadig økning i sysselsettingen i elektrisitetsforsyningen. Etter 1989 stabiliserte sysselsettingen i sektoren seg. De siste årene har det vært en nedgang i antall årsverk i kraftforsyningen. I 2000 var omlag 18 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.